



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

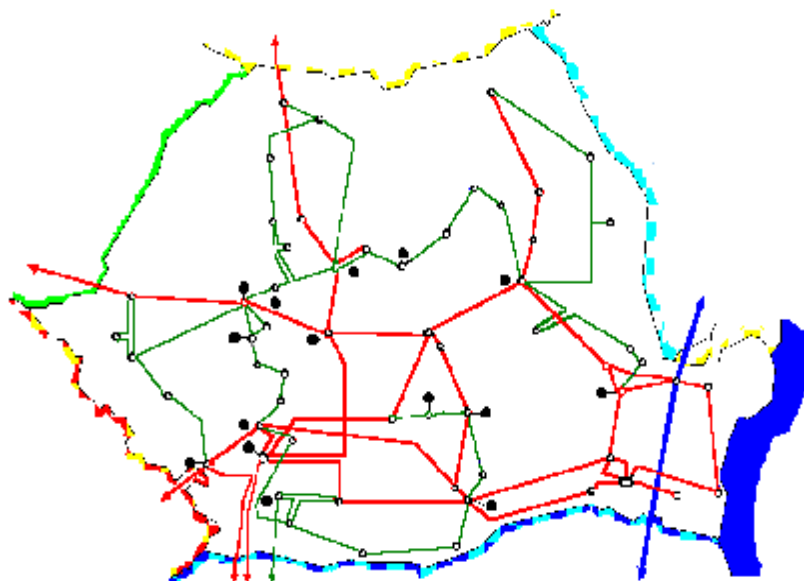
Str. Armand Călinescu nr. 2 + 4 cod 021012 sector 2 București
Nr. înregistrare J40/8080/2000 Cod unic înregistrare RO 13326043
Telefon: + 4 021 3035 611 Fax: + 4 021 3035 610 www.transelectrica.ro

Unitatea Operațională – 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 iarna 2009- 2010



septembrie 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 DEN

Planificarea operationala a SEN in iarna 2009- 2010

Unitatea Operationala - Dispecerul Energetic National
Director : ing.Ioan Diaconu

Intocmit:

Verificat :

Biroul Planificare Schema Normala

Ing. Cristian Radoi
Sef Serviciul Planificare Operationala

Dr.ing. Rodica Balaurescu, sef BPSN :

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

Serviciul Prognoza si Magementul Congestiilor

Ing. Mioara Miga Papadopol, sef SPMC

Colaboratori:

CPDRSS Georgiana GIOSANU

DET 1 Vasile MUNTEANU

DET 2 Marius ŞETRAN
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

septembrie 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 DEN

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 si tabel cu retrageri de lunga durata
- 2.1.2 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2009 - 2010
- 2.3.1 **confidential**
- 2.3 (2-5) Structura pe resurse a productiei brute pe ansamblul SEN
- 2.4.(1-2) **confidential**
- 3.3-1 **confidential**
- 3.3-2 **confidential**
- 3.4.1 Program retrageri statia Jilava
- 3.4.2 Program retrageri statia Dudesti
- 3.5-1 Nota tehnica – puterile admisibile prin sectiunea S4 a SEN
- 3.5-2 Nota privind propunerile de retragere respectiv anulare a automatizarilor de sectionare de pe liniile 220kV Gheorghieni-Stejaru si Alba Iulia-Cluj Floresti
- 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 NTC anuale ferme pentru anul 2010
- 3.11.2 NTC lunare ferme pentru octombrie 2009
- 3.12 Sectiunile caracteristice ale SEN
- 3.13 Program de retrageri in statia 400/110kV Gura Ialomitei
- 3.14 Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor modelate la borne la palierale de consum GTP si VSI
- 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
- 5.2 Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii
- 5.3 Optimizarea parametrilor PSS
- 5.4 Instabilitate in sectiunea S4

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a analiza si planifica functionarea SEN in conditiile de balanta precizate pentru perioada de iarna 2009-2010 si de a propune, pe baza calculelor, schema normală de functionare pentru perioada analizata conform temei prezentate in Anexa 1 si avizata in CTES cu avizul nr.200 / 23.06.2009. La elaborarea studiului s-a tinut cont de:

- Planul anual de retrageri avizat pentru anul 2009
- informatii preliminare privind retragerile din exploatare pentru perioada 1.01 – 31.03.2010, ce au fost furnizate de catre DER si DMPI,
- informatiile primite de la producatori conform Codului tehnic al RET pentru anul 2010.

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

Pentru a obtine rezultate cu un grad mai mare de aplicabilitate s-au considerat doua perioade de studiu : -iarna (lunile decembrie 2009, ianuarie, februarie 2010),

-toamna-primavara (lunile octombrie, noiembrie 2009 si martie 2010).

In continuare se vor face referinte la cele 2 perioade ca *perioada de iarna* si *perioada de toamna-primavara*.

In analizele efectuate s-a considerat in iarna 2009- 2010 o productie de 9000 MW, care acopera un consum intern brut de 8400 MW la vârful mediu de sarcina si un sold de export de 600 MW. Pentru perioada de toamna –primavara se prevede o productie de 8600 MW, care acopera un consum intern brut la varful mediu de sarcina de 8000 MW si un sold de export de 600 MW.

S-a considerat functionarea interconectata a SEN in cadrul sistemului inteconectat sincron al Europei continentale (numit in continuare reseaua pan-europeana).

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..

Schemele de calcul tin cont de programele de retrageri din exploatare in vederea retehnologizarii statiilor Gutinas, Gadalın, Pestis, Gura Ialomitei, Lacu Sarat, de programele de retrageri din exploatare in vederea reparatiilor capitale din statiile Gheorghieni, Baia Mare, FAI precum si de programul de retrageri din exploatare in vederea extinderii barelor din statia Brazi Vest.

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- Verificarea stabilitatii zonei Cernavoda in scheme de retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Gura Ialomitei 400kV si Lacu Sarat 400kV;
- Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier, verificarea/ actualizarea reglajelor automatizarilor, dispecerizarea automatizarilor;
- Stabilitatea tranzitorie si optimizarea parametrilor PSS la grupuri noi si retehnologizate (Bucuresti Vest, Lotru)
- Calcule de regimuri tranzitorii pentru fundamentarea activarii si stabilirii reglajelor functiilor de pendulatii si mers asincron pe axe 220kV .

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri

2.1.1. Consumuri inregistrate

2.1.1.1 Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din iarna 2008-2009

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare în iarna 2008-2009 s-a facut în a 3-a miercuri a lunii ianuarie, 21 ianuarie (pentru vârful de dimineata, vârful de seara) si noaptea de duminica spre luni înainte de a 3-a miercuri, 18/19 ianuarie (pentru golul de sarbatoare).

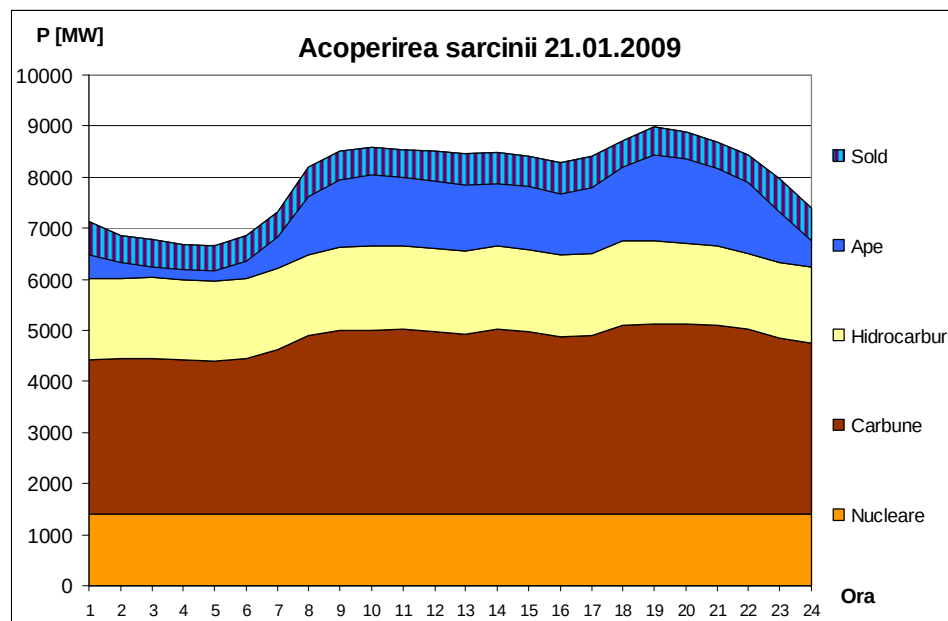
Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele caracteristice în ziua caracteristica au fost:

21 ianuarie 2009

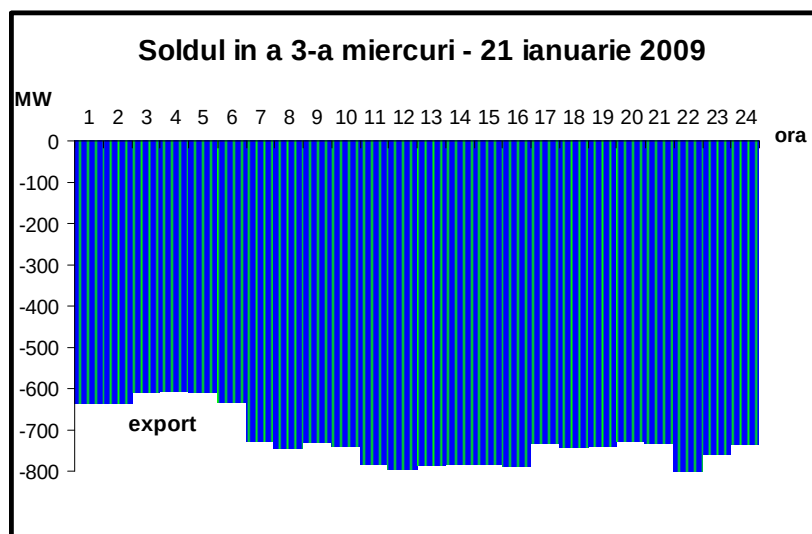
-vârful de dimineată: 8033 MW ora 9
-vârful de seară: 8593 MW ora 18 (8554 ora 19)
-golul de noapte: 6219 MW ora 4

19 ianuarie 2009

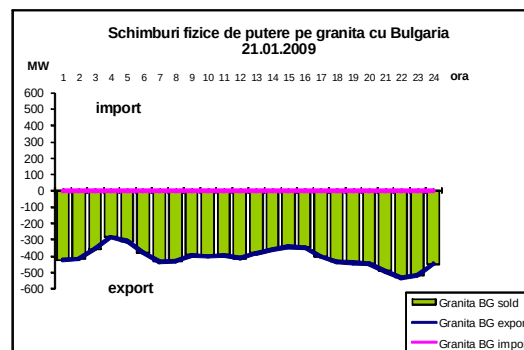
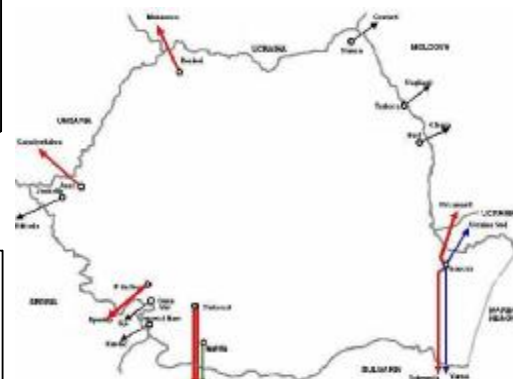
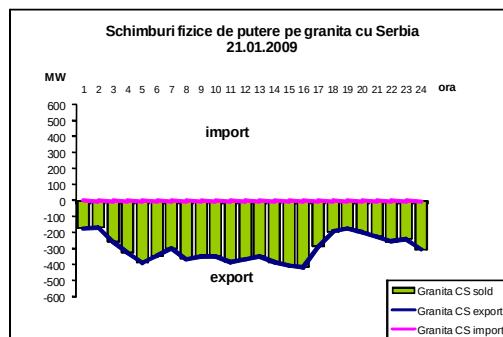
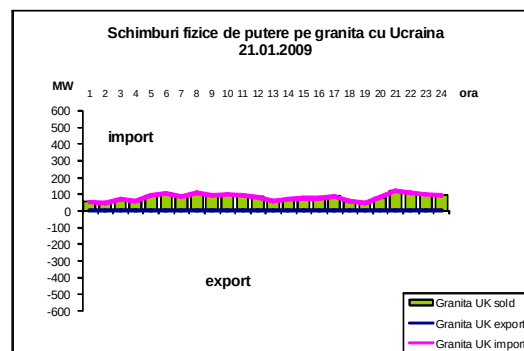
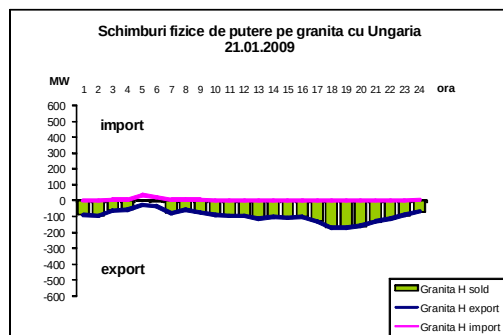
-golul de sârbatoare: 5739 MW ora 4



Soldul de pe liniile de interconexiune inregistrat in aceasta zi a fost rezultatul schimburilor comerciale si tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulatiilor in bucla intre sistemele interconectate si al schimburilor pentru reglajul frecventei. Valoarea acestuia, cât si repartizarea lui pe granite sunt reprezentate in graficele de mai jos.

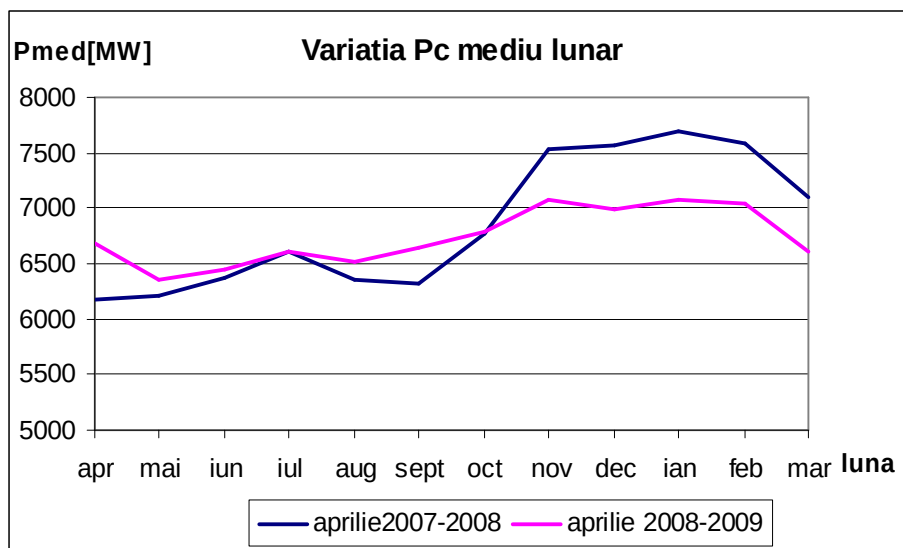


Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de iarna – 21 ianuarie

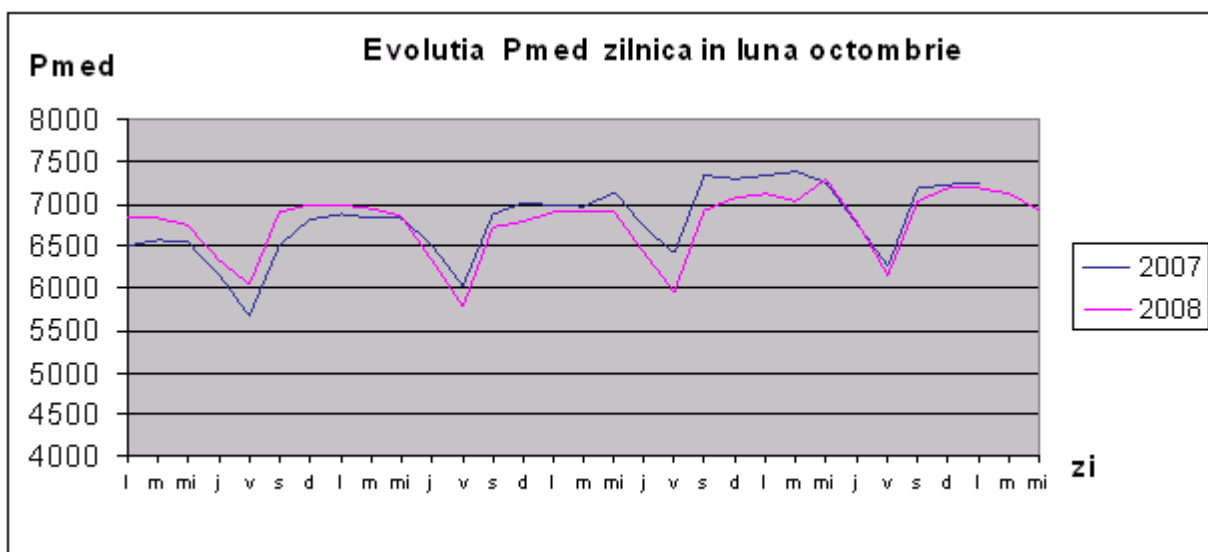


2.1.1.2 Consumuri inregistrate in iarna 2008-2009

Analiza valorilor consumului intern brut din iarna 2008-2009 ne indica o scadere a consumului, desi iarna 2008-2009 a fost o iarna normala d.p.d.v. al temperaturilor si precipitatiilor. Comparand valorile consumului mediu lunar din cele 12 luni, analizate in ultimele studii de analiza functionarii SEN, vara 2008 si iarna 2008-2009, cu valorile consumului din perioada similara din anul anterior, obtinem graficul de mai jos.



Criza care s-a manifestat in economia mondiala, a inceput sa fie resimtita si in Romania incepand din luna octombrie 2008. Dupa ce in primele 3 trimestre ale anului s-a inregistrat o crestere economica substantiala, in octombrie 2008 consumul intern brut a scazut devenind egal cu cel inregistrat in octombrie 2007. Dupa aceasta data consumul intern brut din 2008 devine mai mic decat cel din 2007 din perioada similara.



Tabelul 2.1.1 Consumuri înregistrate în iarna 2008-2009

Proiect	2008-2009	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ ora	
2008-2009	Octombrie	7889	10	7515	09	8128	20	8489	18	5333	03	5483	03
Vdmed-9300/8800 Exp.700	Noiembrie	8461	10	7935	10	9099	19	8564	18	5351	07	5567	03
	Decembrie	8272	13	7749	10	8827	19	8480	18	5228	04	5619	04
	Ianuarie	8561	10	8016	10	8789	19	8461	18	5241	05	5733	04
	Februarie	8342	10	8040	10	8809	19	8363	19	5359	04	5577	03
Gsmmed-6000/5700 Exp 700	Martie	7814	09	7454	09	8255	20	7935	20	4912	05	5213	03
	Val.medie	8223		7785		8651		8382		5237		5532	

Proiect	2008-2009	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ ora	
2008-2009	Decembrie	8272	13	7749	10	8827	19	8480	18	5228	04	5619	04
Vdmed-9300/6000 Exp:700	Ianuarie	8561	10	8016	10	8789	19	8461	18	5241	05	5733	04
	Februarie	8342	10	8040	10	8809	19	8363	19	5359	04	5577	03
	Val.medie	8392		7935		8808		8435		5276		5643	

Proiect	2008-2009	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ ora	
2008-2009	Octombrie	7889	10	7515	09	8128	20	8489	18	5333	03	5483	03
Vdmed-8800/5700 Exp:700	Noiembrie	8461	10	7935	10	9099	19	8564	18	5351	07	5567	03
	Martie	7814	09	7454	09	8255	20	7935	20	4912	05	5213	03
	Val.medie	8055		7635		8494		8329		5199		5421	

Vd-varf de dimineata zi lucratoare

Vs-Varf de seara zi lucratoare

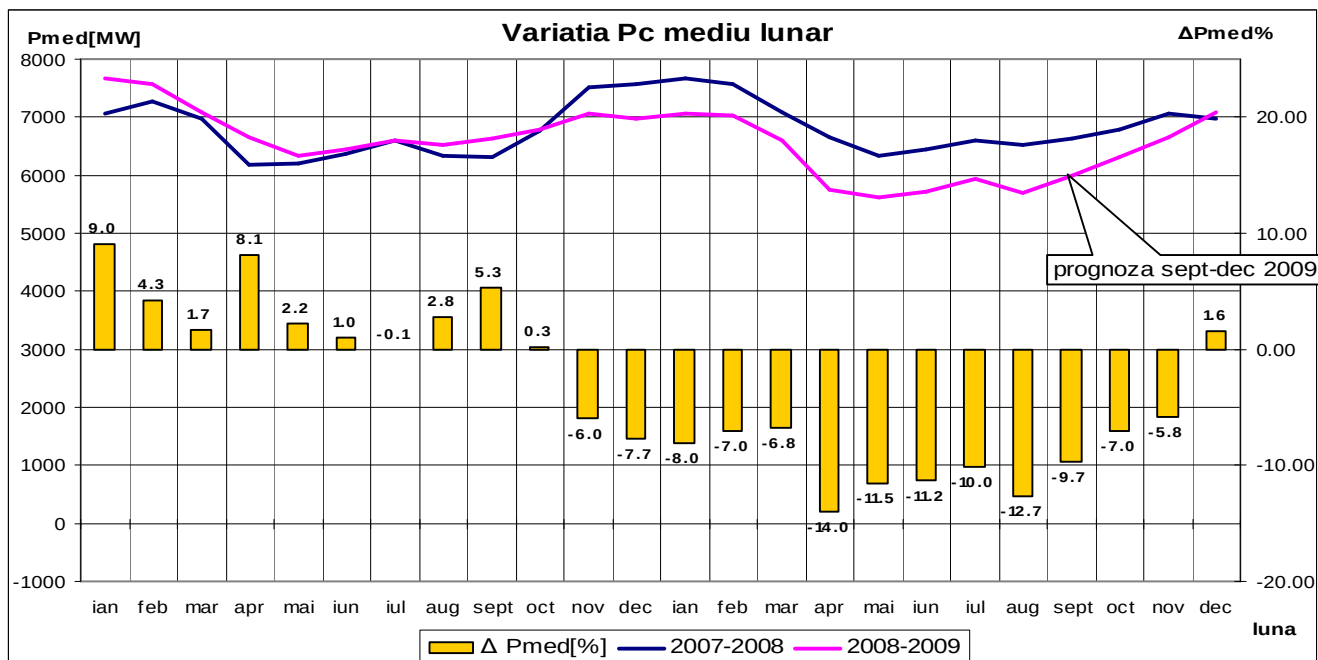
Gs-Gol de sarbatoare

Valoarea maxima a consumului intern brut realizat în perioada analizată (6 luni) a fost de 9099 MW înregistrat în ziua de 26 noiembrie ora 19, iar în lunile decembrie-februarie a fost 8827 MW, valoarea înregistrată în ziua de 16 decembrie ora 19. Valoarea minima a consumului intern brut a fost valoarea de 4912 MW înregistrată în ziua de luni 30 martie 2008 ora 5.

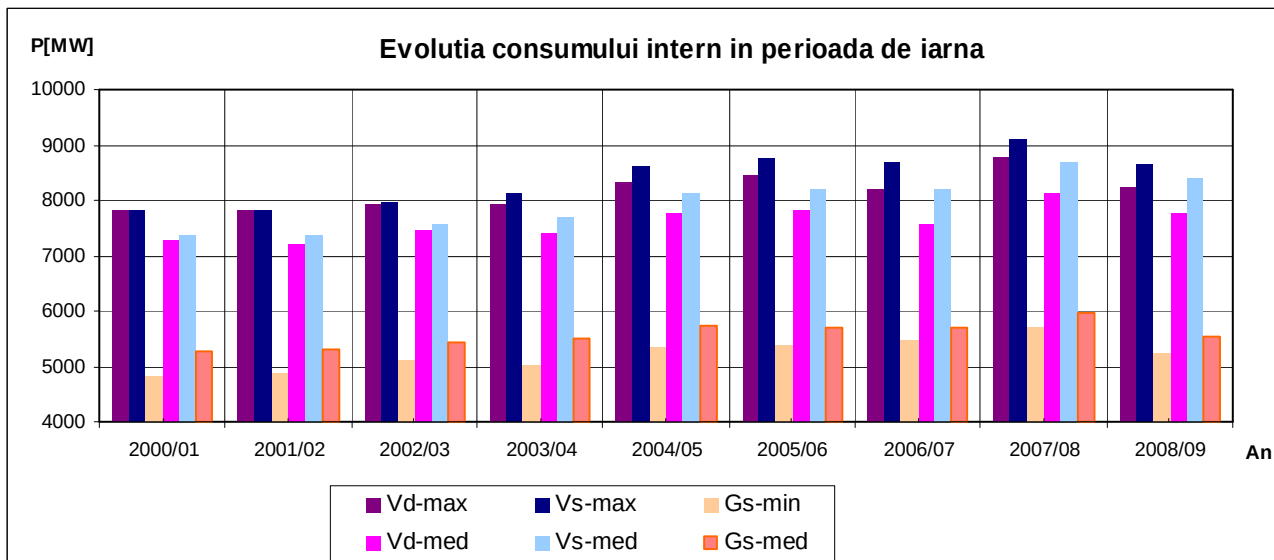
Valorile consumului intern brut considerate în studiul „Planificarea operationala a SEN in iarna 2008-2009” sunt mai mari decât valorile realizate.

2008-2009	VS-med Realizat	VS-med Estimat	Abatere prognoză	GS-med Realizat	GS-med Estimat	Abatere prognoză	ΔPmed realizat comp. an anterior
Iarna	8435	9300	-9,3%	5643	6000	-5,9%	-7,6%
Toamna-Primavara	8329	8800	-5,3%	5421	5700	-4,9%	-4,2%

Creșterea economică din primul trimestru al anului 2008 era 8.8% (Conform datelor publicate de Institutul National de Statistică). Această evoluție a continuat în trimestrul II și III. În acest context la data (aprilie 2008) elaborării prognozei pentru iarna 2009-2010 s-a previzionat o evoluție crescătoare a consumului intern, tendință confirmată pe durata calculelor (mai-septembrie). Valoarea consumului mediu lunar intern brut înregistrată în ultimii 2 ani comparată cu valoarea din aceeași perioadă a anului precedent, a scăzut (datorită manifestării crizei economice și în România) cu valori comparabile cu abaterea de prognoză.



Evolutia consumului intern brut la palierile caracteristice (varf de dimineata maxim/mediu, varf de seara maxim/mediu, gol de sarbatoare minim/mediu) în perioada de IARNĂ (1 OCT-31 MARTIE) în mileniul 3:

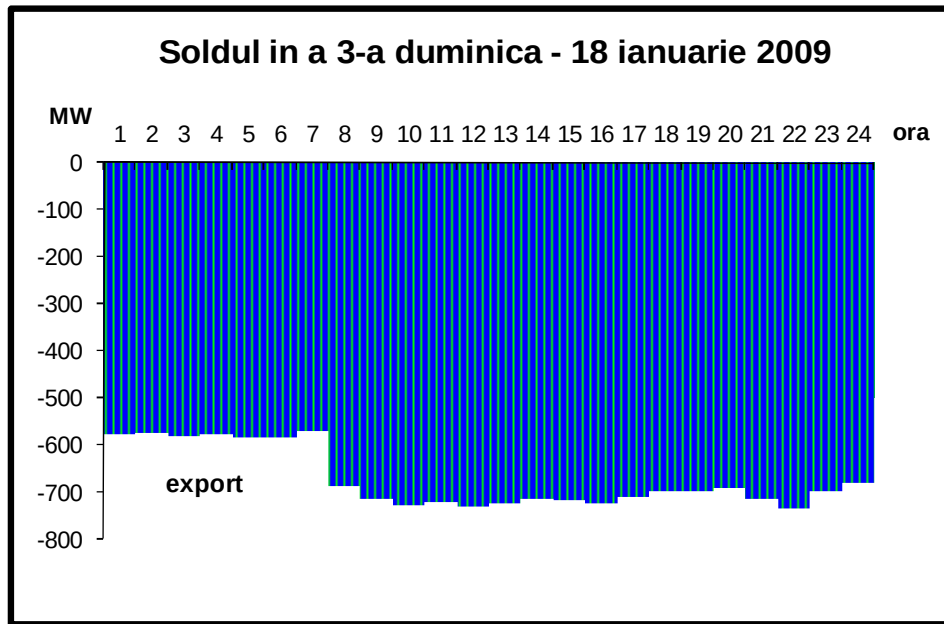


2.1.1.3 Valori NTC

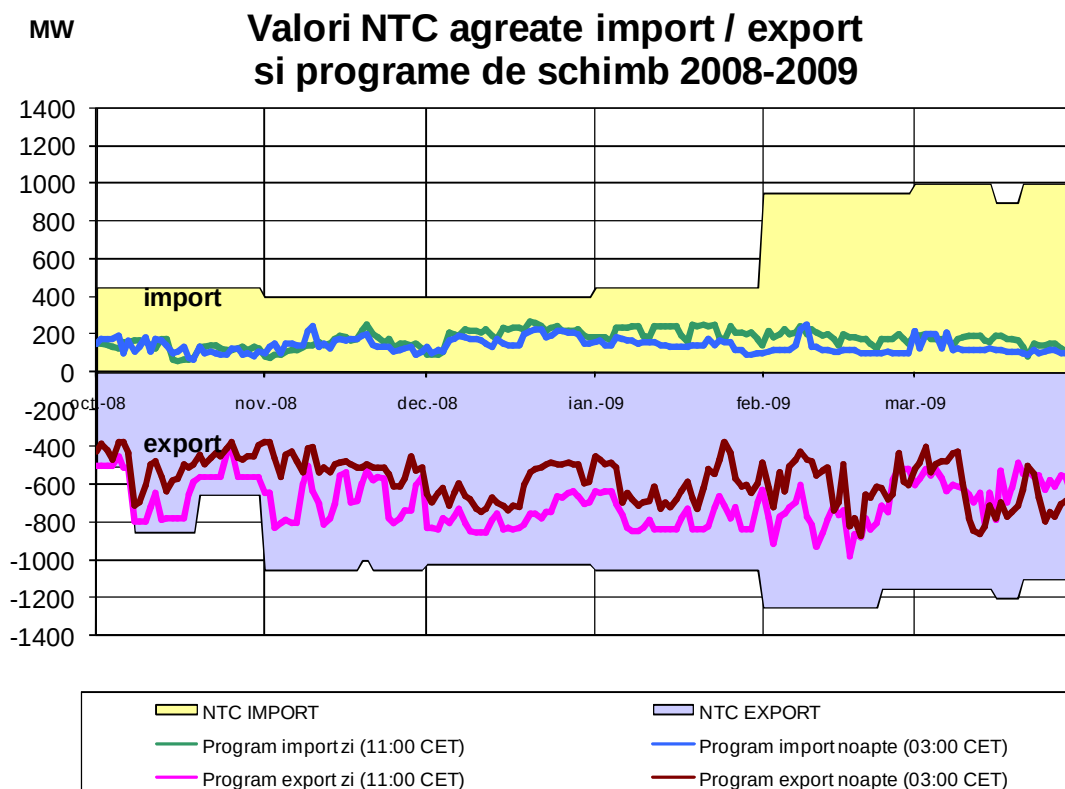
Valorile NTC calculate pentru perioada de iarna 2008-2009 si utilizarea acestora pentru realizarea importului / exportului sunt prezentate in graficul de mai jos. Deoarece valoarea exportului pe timpul zilei si pe timpul noptii sunt diferite in mod regulat, s-a considerat mai sugestiva reprezentarea lor prin curbe separate pentru valori de zi / noapte.

Pentru exemplificare este reprezentat mai jos soldul din a 3a duminica a lunii ianuarie.

W



Se observa in graficul NTC de mai jos si variatia programelor de export in zilele lucratoare comparativ cu programul de export din zilele de sarbatoare.



2.1.2 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2009-2010

Proгноza necesarului de energie electrică în iarna 2009-2010 s-a realizat în trei scenarii de evoluție a consumului, și respectiv un scenariu de evoluție a soldului export-import în SEN.

Scenariul 1 de evoluție a consumului brut de energie electrică în perioada analizată, octombrie 2009 – martie 2010, corespunde unei consum anual cu 7% mai mic în perioada 2009-2010, fata de anul 2008, corelat cu informatiile detinute la momentul elaborării analizelor, referitoare la evolutia principalilor indicatori macroeconomici, care, conform *Comisiei Nationale de Prognoză* estimau o scădere economică de 4% în 2009 față de 2008, urmată de o ușoară regresare de 0,1% în 2010.

Ținând cont însă de realizările din primele luni ale anului 2009, suplimentar față de acest scenariu, considerat de referință, în cadrul CPDRSS s-au realizat încă două scenarii ce prevedeau o scădere economică mai pronunțată a României și respectiv o scădere de 10 și respectiv 15% a consumului de energie electrică în anul 2009.

Corespunzător acestor trei scenarii, în Tabelul 2.1.2.1 din anexa 2.1.2, se prezintă evoluția lunară a cererii interne, a soldului și respectiv a producției de energie electrică prognozată pentru iarna 2009-2010, cât și valorile lunare maxime și minime de putere.

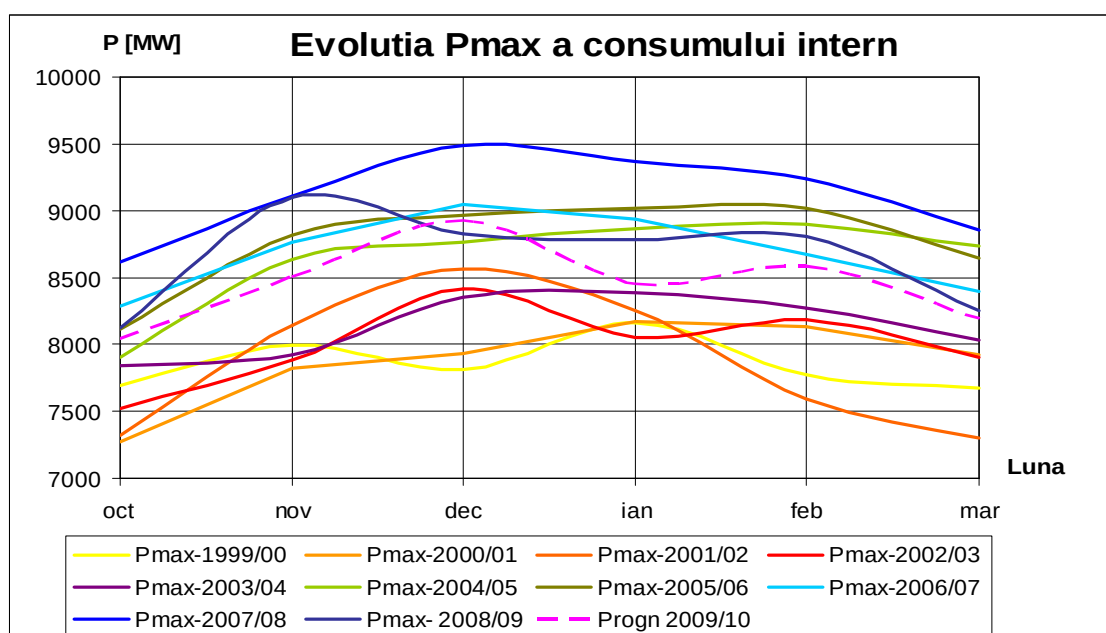
Tabel 2.1.2 EVOLUTIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICA IN IARNA 2009 - 2010 (extras)

		2009		2010	media	vârf t-p	2009	2010		media	vârf i
		oct	nov	mart	max	mediu	dec	ian	feb	max	mediu
Scenariul 1 - (scadere 7% fata de realizari 2008)											
ENERGIE ELECTRICA	GWh										
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4692	4959	4840			5276	5110	4707		
Sold Export - Import		208	208	208			208	208	208		
Productie bruta		4900	5167	5048			5484	5319	4915		
PUTERI DE GOL	MW										
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4693	5184	4502	4793	5063	5398	5237	5431	5334	5635
Sold Export - Import		219	226	162	202	202	218	216	242	229	229
Productie bruta		4912	5409	4663	4995	5265	5617	5454	5673	5563	5864
PUTERI DE VARF	MW										
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		8048	8509	8197	8251	7995	8931	8458	8585	8522	8257
Sold Export - Import		323	333	322	326	326	322	324	357	340	340
Productie bruta		8371	8842	8519	8578	8321	9253	8782	8942	8862	8597

2.1.3 Consumul intern brut lunar prognozat pentru iarna 2009- 2010

S-au analizat inregistrările consumului intern brut pentru perioada de iarna din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul CPDRSS. Se estimează o scădere a consumului de energie electrică de 7%. Conform acestui scenariu valorile Pmax prognozate pentru iarna 2009-2010 vor fi:

Luna	Pmax-2000/01	Pmax-2001/02	Pmax-2002/03	Pmax-2003/04	Pmax-2004/05	Pmax-2005/06	Pmax-2006/07	Pmax-2007/08	Pmax-2008/09	Progn-2009/10
oct	7268	7325	7519	7845	7907	8112	8289	8618	8128	8048
nov	7821	8139	7886	7920	8635	8815	8763	9106	9099	8509
dec	7932	8569	8410	8356	8761	8970	9045	9492	8827	8931
ian	8169	8254	8057	8381	8867	9020	8941	9369	8789	8458
feb	8133	7591	8188	8277	8896	9015	8680	9235	8809	8585
mar	7923	7303	7906	8036	8738	8646	8391	8853	8255	8197



La palierele caracteristice se estimează atingerea următoarelor valori ale consumului intern brut:

Palierul	Consumul intern (MW)	Soldul exp (MW)	Productia (MW)
vârf mediu de sarcina (VS) iarna	8400	600	9000
golul mediu de sărbătoare (GS)	5400	400	5800
vârf mediu de sarcina (VS) toamna-primavara	8000	600	8600
golul mediu de sărbătoare (GS) toamna-primavara	4800	350	5150

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 870 MW și 580 MW, în funcție de palierul de sarcină și de nivelul producției în centralele pe cărbuni). Pentru calculul consumurilor serviciilor proprii ale centralelor s-au folosit datele transmise de producători conform *Codului tehnic al RET*, capitolul 4 *Planificarea dezvoltării rețelei electrice de transport*, subcapitolul 4.1 *Atributii și competente*, articolul 120.

Consumul propriu tehnologic este acoperit conform *Codului tehnic al RET* capitolul 2 *Serviciile de transport și de sistem*, subcapitolul 2.3 *Consumul propriu tehnologic din RET*, transmise conform metodologiei din procedura operațională TEL-03.03.

2.2. Capacitati de productie

Situatia capacitatilor de productie din SEN pentru iarna 2009-2010 conform datelor prezentate pentru raportul UCTE System Adequacy Forecast 2009-2020, sunt prezentate in tabelul 2.2:

Tabelul 2.2

[MW]

CAPACITATEA INSTALATA in SEN		P net
	Puterea instalata in SEN:	
1	centrale hidroelectrice	5971
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice conventionale	9290
4	resurse energetice regenerabile	441
5	alte centrale	0
6	Puterea instalata in SEN [6=1+2+3+4+5]	17002
7	Putere indisponibila (Reducere permanenta+temporara)	3924
8	Putere in reparatie planificata	654
9	Putere in reparatie accidentala	1159
10	Rezerva de putere pt servicii de sistem	1200
11	Puterea disponibila [11=6-(7+8+9+10)]	10065
12	Consum intern la varf	8824
13	Capacitate neutilizata [13=11-12]	1241
	Capacitati de transport in interconexiune	
15	Capacitati de import	1750
16	Capacitati de export	2000
Comb: carbune hidrocarburi ape diferiti combustibili nuclear regenerabili		

*inclusiv cele 3 linii 110kV si linia 400kV intre RO si MD

2.3. Variantele de balanta

Modul de acoperire a consumului intern brut si a soldului la diferite paliere de consum este prezentat in tabelul urmatoar considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil. Anexa 2.3.2, 2.3.3, 2.3.4, 2.3.5 contin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor1-4 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 în 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.

În conformitate cu avizul nr. 200/2009 la tema studiului s-a elaborat si o balanta de consum corespunzatoare unei ierni grele cu valori de temperatura mai scazute cu 10°C fata de temperatura de iarna medie normala. S-a tinut cont de un gradient de crestere al consumului de 40MW/1°C, respectiv 400MW.

În anexa 2.3.1 sunt prezentate productiile în centrale în cele 5 variante de balanță analizate la functionarea SEN în iarna 2009- 2010.

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier	Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW) Exp.	Centrale mici (MW)
				Termocentrale		CNE	Hidro		
				Cărb	Hidrocarb				
1.1	9000	8400	VS I	3590	1520	1400	2270	600	220
1.2	9400	8800	VS I +400	3840	1670	1400	2270	600	220
2	5800	5400	GS I	2340	1005	1400	835	400	220
3	8600	8000	VS TP	3445	1255	1400	2300	600	200
4	5150	4800	GS TP	2005	610	1400	935	350	200

VS-vârf de sarcina GS-gol de sarbatoare I-iarna TP-toamna+primavara

2.4 Servicii tehnologice de sistem

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

Conform noilor reguli UCTE/ ENTSO-E, rezerva care trebuie furnizata de România pentru reglajul primar este de 63 MW, ceea ce inseamna o rezerva de cca. 1,2% din puterea nominala a grupurilor în rotatie calificate pentru furnizarea acestui serviciu de sistem

În anexele 2.4.1, 2.4.2 este prezentata acoperirea rezervei de reglaj primar, a benzii de reglaj secundar centralizat, a rezervei tertiare rapide, de catre grupurile calificate pentru aceste servicii pentru balantele de productie estimate pentru vârf de sarcina (3 variante) si gol de sarbatoare (2 variante).

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 la crestere furnizate de grupuri cu pornire rapida sau aflate în rotatie (vezi tabelul 2.4).

Începând cu luna august 2009, s-a renuntat la achizionarea rezervei de capacitate ca urmare a scaderii consumului.

Tabel 2.4

Tipul rezervei	Rezerva minut [MW]	
	VS*	GS
Semibanda reglaj secundar	300	150
Rezerva tertiara rapida	800	800
Rezerva minut	1100	950
Rezerva tertiara lenta	700	700

*intervalul de variatie rapida a sarcinii VD/VS

confidential

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

3. REGIMURI DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1 octombrie 2009-31 martie 2010.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu reseaua pan-europeana sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Modelul retelei externe pentru palierul de varf de iarna este cel prognozat pentru iarna 2009-2010, realizat pe baza datelor furnizate in cadrul grupului de lucru NM&FT.

Modelul retelei externe pentru palierul de gol este corespunzator golului de iarna 2009-2010.

Linile de interconexiune ale SEN luate in considerare la analiza regimurilor 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 functionarea fara insula pasiva de consum pe linia 400kV Isaccea-Vulcanesti.

Au fost analizate regimuri stationare de functionare:

- in scheme de calcul, prezentate in anexa la tema studiului. Acestea vor fi considerate ca fiind scheme cu N elemente in functiune;
- in variante de scheme cu echipamente retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiata (la nivelul zilelor sau saptamanilor);
- in scheme cu retrageri din exploatare pentru lucrari de 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, respectiv a conditionarilor de regim;
- 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;
- determinarea capacitatilor 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 iarna 2009-2010, conform temei avizate (aviz nr. 200 / 23.06.2009).

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.

Lista echipamentelor considerate indisponibile in schemele de calcul , precum si a celor puse in functiune fata de perioada de vara 2009, este prezentata la paragrafele 3.2.1.1, 3.2.1.2, 3.2.1.3.

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/ consum SEN [MW]	Prod. in centrale pe carbune [MW]	Productia in CNE [MW]	Varianta de interconectare a SEN	Sold export
R1	Bal. VTP	VTP	A	8600 / 8000	3445	1400	LEA 400kV PdF-Djerdap LEA 400kV Tantareni-Kozlodui, 1c LEA 400kV Isaccea-Dobrudja LEA 400kV Arad-Sandorfalva LEA 400kV Rosiori-Mukacevo LEA 400kV Arad-Nadab-Bekescsaba	600
R2	Bal. VSI	VSI	B	9000 / 8400	3590	1400		600
R2'	Bal. VSI + 400MW	VSI	B	9400 / 8800	3840	1400		600
R3	Bal. VTP	VTP	C	8600 / 8000	3445	1400		600
R4	Bal. GTP	GTP	C	5150 / 4800	2005	1400		350

Se mentioneaza ca s-a analizat o balanta de productie pentru acoperirea unui consum corespunzator unei temperaturi mai scazute cu 10°C fata de temperatura medie de iarna. S-a considerat un gradient de crestere a consumului de 40MW / °C, rezultand un palier de consum de 8800MW.

3.2.1 Echipamente indisponibile si modificari fata de schema perioadei anterioare

In anexa 1 sunt prezentate retragerile de lunga durata luate in considerare pentru schemele de calcul. Au rezultat 3 scheme diferite de calcul, A, B si C.

3.2.1.1 Schema de calcul A

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare (conform PAR 2009 avizat si conform comunicariilor DER, ST-uri, DET-uri pentru perioada 01.01.2010-31.03.2010) in schema de calcul A, se raporteaza fata de vara 2009.

S-au luat in considerare si terminarea unor lucrari de investitii si RK.

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

- AT2 220/110kV Gheorghieni

Se functioneaza cu linie lunga cu 3 capete Stejaru – Gheorghieni – Fantanele.

In statia Pestis se efectueaza lucrari de RK si instalare SCCP. 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.

In statia Mintia sunt indisponibile:

- AT2 220/110kV
- Bobina 400kV

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.

In schema de calcul A este modelata situatia din saptamana 47, in care:

- T4 400/110kV este retras
- linia 400kV Cernavoda-G. Ialomitei, c2 retrasa
- linia 400kV Bucuresti Sud-G. Ialomitei retrasa

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

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

- AT2 220/110kV
- Linia 220kV Baia Mare3-Rosiori, c1.

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

- AT2 220/110kV

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

- AT4 220/110kV.

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

- AT3 400/220kV

In statia Domnesti este pus in functiune T5 400/110kV. Acest transformator este racordat la bara 1 110kV unde preia statiile Masini Grele bara A si IFA.

In statiile Roman Nord si Suceava sunt incheiate lucrarile de retehnologizare (RTh) conform proiectului de trecere a axei Gutinas-Bacau Sud-Roman Nord-Suceava la 400kV.

In statia Isalnita sunt incheiate lucrarile de modernizare a circuitelor primare.

In statia Darste s-a pus in functiune :

- T 400/110kV Darste

3.2.1.2 Schema de calcul B

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare in schema de calcul B, se raporteaza fata de schema de calcul A.

Schema de calcul B este similara cu schema de calcul A, cu urmatoarele modificari:

In statia G. Ialomitei se considera incheiate lucrarile de RTh. Schema este cu doua T 400/110kV in functiune.

In statia Baia Mare3 se considera incheiate lucrarile de RK. Schema este cu doua AT 220/110kV in functiune si cu ambele circuite Baia Mare3-Rosiori.

In statia FAI se considera incheiate lucrarile de RK. Schema este cu doua AT 220/110kV disponibile.

In statia CHE Lotru se pune in functiune noul AT 220/110kV Lotru.

In cursul perioadei aferente schemei de calcul B, se retrage AT3 400/220kV Brazi Vest, incepand cu saptamana 3, conform programului de extindere a statiei 400/220kV Brazi V. Retragerea va fi luata in considerare in cadrul unei scheme suplimentare de calcul.

3.2.1.3 Schema de calcul C

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare in schema de calcul C, se raporteaza fata de schema de calcul B.

In statia Lacu Sarat se pune in functiune AT3 400/220kV si se retrage AT4 400/220kV. De asemenea se retrag liniile 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si Smardan-Lacu Sarat si se pune in functiune linie lunga 400kV Smardan-Gura Ialomitei.

In cursul perioadei aferente schemei de calcul C, pentru cca. 3 saptamani se mentine retras AT3 400/220kV Brazi Vest, conform programului de extindere a statiei 400/220kV Brazi V. Retragerea va fi luata in considerare in cadrul unei scheme suplimentare de calcul.

3.2.1.4 Scheme suplimentare

In statiile G. Ialomitei, L. Sarat, Brazi V., Gadalin se efectueaza lucrari etapizate de RTh sau RK. Se va analiza din punct de vedere al respectarii criteriului N-1 fiecare etapa de lucrari cuprinsa in intervalul 1 octombrie 2009 – 31martie 2010.

In toate schemele de calcul 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, Lotru. S-a tinut cont si de inlocuirea si pif T 400/110kV Darste;
- se functioneaza cu CT 110kV Sibiu si CT Tarnaveni conectate, deoarece exista un singur transformator 400/110kV in statia Sibiu. In cadrul cap. 3.3, pct. D5, se prezinta bucele din 110kV ale sectiunii de stabilitate statica S4;
- nu este in functiune insula pasive din zona Smardan 110kV, alimentata din linia 400kV Vulcanesti-Isaccea;
- bobina de compensare 110kV din statia Fundeni este indisponibila, datorita utilizarii celulei sale de catre un trafo de 110kV/mt;
- bobina de compensare 400kV din statia Mintia este indisponibila.

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 3.2.1.2, schema de calcul B, balanta VSI 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 VSI (bal. VSI, schema de calcul B) cat si in cel corespunzator palierului GTP (bal. GTP, schema de calcul C), precum si
- sa se obtina regimuri optimizate

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

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 (B)

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 R2, situatia este urmatoarea:

Linii 400kV incarcate peste P natural	Linii 220kV incarcate peste P natural	Linii 110kV incarcate peste P natural
-	Buc. Sud-Fundeni, c1 si 2 Brad-Targoviste, c2 Portile de Fier-Resita, c1si 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 iarna 2008-2009, in iarna 2009-2010 nu se mai depaseste puterea naturala pe nici o linie de 400kV interna sau de interconexiune.

Circulatiile de putere in retea de 220-400kV in schema de calcul de baza, la palierele VSI si GTP, realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexa **3.3 (3.3-1, 3.3-2)**.

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, R4 este prezentata in anexa **3.9**

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

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

In ceea ce priveste regimul R4, corespunzator palierului GTP (bal. GTP, schema de calcul C), au fost necesare masurile:

- conectarea tuturor bobinelor disponibile, cu exceptia:
 - bobinei 400kV din Mintia, indisponibila
 - bobinei 400kV din Gadalina, statia fiind in RTh
 - unei bobine 400kV din Cernavoda considerata in rezerva
 - unei bobine 400kV din Isaccea considerata in rezerva
 - bobinei 110kV din Fundeni -unde nu e disponibila celula-

Starea operativa a bobinelor este prezentata in Anexa **3.9**.

- ploturile de functionare ale transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem pentru regimul R4 sunt prezentate in anexa **3.8**;
- s-a modificat consemnul reguletoarelor de tensiune la bornele unor generatoare
- nu a fost necesara deconectarea de linii

Se mentioneaza ca tensiunile in zona de nord, in special in statiile Iernut si Rosiori sunt la limita superioara admisibila. Deconectarea liniei lungi 400kV Iernut – Rosiori ar determina scaderea acestora cu cca. 8kV.

Tensiunile in reseaua de 220-400kV in schema de calcul de baza, la palierale VSI si GTP, realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexele 3.3-1 si 3.3-2.

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, la balante de puteri corespunzand nivelului puterilor admisibile calculate la cap. de stabilitate statica.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor in regimul de gol de sarbatoare toamna primavara, R4.

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	214
R2	211
R3	222
R4	157

Consumul propriu tehnologic in SEN variaza la retragerea din exploatare a diverselor linii sau unitati de transformare (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 R2, 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.	DENUMIRE ECHIPAMENT	CPT (MW)			VARIATIA (%)		
		SEN	RET	RED	SEN	RET	RED
		210,96	148,94	38,65	—	—	—
1	LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap	226,19	164,32	38,5	7,22	10,33	-0,39
3	AT 400/220kV Rosiori	222,31	154,97	43,93	3,96	3,23	8,9
4	LEA 400kV Rosiori-Mukacevo	221,1	153,24	44,44	4,03	3,35	8,71
2	CT 400kV Tantaraeni	220,15	157,99	38,76	4,36	6,08	0,28
5	T 400/110kV Sibiu	218,1	149,97	44,76	3,38	0,69	15,81
6	LEA 400kV Roman N-Bacau S	217,89	151,48	42,99	3,28	1,71	11,23
7	LEA 400kV Gutinas-Smardan	217,43	154,17	39,86	3,07	3,51	3,13
8	LEA 220kV Bucuresti S-Fundeni c2	216,78	152,17	41,23	2,4	2,75	2,51
9	LEA 400kV Domnesti-Urechesi	216,44	153,5	39,54	2,6	3,06	2,3
10	LEA 220kV Bucuresti S-Fundeni c1	216,44	151,89	41,18	2,24	2,56	2,39
11	AT 3 400/220kV Brazi V	215,94	150,51	42,07	2,01	1,63	4,6
12	LEA 400kV Tantaraeni-Bradul	215,71	152,71	39,6	2,25	2,53	2,46
13	LEA 400k Lacu Sarat-Gura Ialomitei	215,65	150,29	41,98	1,88	1,57	4,04
14	LEA 220kV Salpu-Teleajen	215,57	148,27	43,93	1,83	-0,15	10,29
15	AT 220/110kV Salpu	215,57	148,33	43,88	1,83	-0,11	10,17
16	LEA 220kV Brazi V-Teleajen	215,49	148,28	43,83	1,8	-0,15	10,04
17	LEA 400kV Bacau S-Gutinas	215,42	148,94	43,09	1,77	0,66	6,79
18	LEA 220kV Bradul-Targoviste	215,4	149,92	42,11	1,75	1,23	4,7
19	T 400/110kV Suceava	215,27	150,69	41,21	2,04	1,17	6,62
20	LEA 400k Constanta N-Cernavoda	215,25	149,08	42,79	1,69	0,75	6,05
21	LEA 400kV Tantaraeni-Koslodui	215,19	153,13	38,66	2,01	2,81	0,03
22	LEA 400k Sibiu-Brasov	215,17	149,5	42,28	1,65	1,03	4,78
23	LEA 400kV Pelicanu-Cernavoda	215,09	152,28	39,43	1,96	2,24	2,02
24	AT 400/220kV Iernut	214,99	151,21	40,41	1,56	2,19	0,15
25	LEA 400kV Roman N-Suceava	214,54	148,82	42,35	-0,72	-0,95	-0,31
26	AT 220/110kV Gheorghieni	214,33	148,52	42,45	1,6	-0,28	9,83
27	LEA 400k Domnesti-Brazi V	214,3	151,67	39,25	1,58	1,83	1,55
28	AT 220/110kV Munteni	214,22	149,43	41,41	1,55	0,33	7,14
29	LEA 220kV Bradul-Stupareii	214,11	149,48	41,26	1,15	1,02	2,26
30	LEA 220kV Rosiori-Vetis	214	149,14	41,48	1,44	0,13	7,32
31	LEA 220kV Mostistea-Derivatia Mostistea	214	148,63	41,98	1,44	-0,21	8,62
32	AT 220/110kV Mostistea	213,95	148,66	41,92	1,42	-0,19	8,46
33	AT 220/110kV Vetis	213,92	149,14	41,41	1,4	0,13	7,14
34	T 400/110kV Oradea	213,9	148,4	42,08	1,05	0,29	4,29
35	LEA 220kV Cluj FI-Mariselu	213,85	151,72	39,35	1,37	1,87	1,81
36	AT 220/110kV Focsani V	213,8	147,85	42,59	1	-0,08	5,55
37	LEA 220kV Gutinas-Munteni	213,23	150,38	39,47	1,08	0,97	2,12

Se recomanda reducerea la minim a duratei retragerii acelor linii pentru care cresterea consumului propriu tehnologic este mare, sau introducerea lucrului sub tensiune.

In anexa 3.10 sunt prezentate valorile consumului propriu tehnologic in regimurile R1, R2, R3, R4 pe total SEN si defalcate 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.

De asemenea s-a analizat dependenta consumului propriu tehnologic de numarul de unitati de transformare 220/110kV aflate in functiune sau care pot fi aduse in rezerva.

In tabelul de mai jos sunt prezentate pentru statiile 220/110kV in care sunt cel putin doua unitati de transformare, propunerile de aducere a unor AT 200MVA 220/110kV in rezerva calda. Analiza s-a efectuat numai pentru zonele de 110kV unde se respecta criteriul N-1, fara a utiliza eventualele posibilitati de buclare in 110kV.

Nr. crt.	Statii 220/110kV cu mai multe unitati de transformare	Retrageri din exploatare in anumite perioade sau in tot sezonul analizat	Cupla 220kV	Cupla 110kV	In functiune / in rezerva	Δ CPT RET [MW]	Observatii	Propunere pt. SN In functiune / in rezerva
1	Dumbrava	-	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.1		1 / 1
2	FAI	AT2 sapt. 40-44	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.07		1 / 1
3	Guturas	AT4 toata perioada	1 / 1 sau 2 / 0	conectata			in functiune AT2 Borzești	1 / 0
4	Gheorghieni	AT1 apoi AT2 toata perioada	conectata	conectata				1 / 0
5	Barbosi		conectata	deconectata				2 / 0
6	L. Sarat		conectata	conectata			retras AT3 400/220kV L. Sarat	2 / 0
7	Pestis	statia retrasa toata perioada						0 / 0
8	Hasdat		conectata	conectata			vezi pct. D7	2 / 0
9	Mintia		deconectata	conectata			vezi pct. D7	1 / 0
10	Timisoara		conectata	conectata				2 / 0
11	Resita	-	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.09		1 / 1
12	Tn. Severin		deconectata	conectata				2 / 0
13	Craiova	-	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.1		1 / 1
14	Isalnita		conectata	conectata				2 / 0
15	Gradiste	-	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.1		2 / 0
16	Ghizdaru	-	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.11		1 / 1
17	Brad		conectata	conectata				2 / 0
18	Arefu	-	conectata	conectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.11		1 / 1
19	Targoviste		conectata	conectata				2 / 0
20	Tn. Magurele	-	conectata	conectata	1 / 2 sau 3 / 0	0.16		1 / 2
21	B. Mare	AT2 sapt. 40-52	conectata	conectata / deconectata	1 / 0 in perioada de retragere a AT2 2 / 0 in restul sezonului		vezi pct. D8	2 / 0
22	A. Iulia		conectata	deconectata				2 / 0
23	Ungheni	-	conectata	deconectata	1 / 1 sau 2 / 0	0.07		1 / 1
24	Brazi-Vest		conectata	deconectata				2 / 0

Avand in vedere atat lucrarile de RTh in statii de 400kV din RET, cat si necesitatea indeplinirii criteriului N-1, nu se pot propune unitati de transformare AT 400/220kV si T 400/110kV sa fie aduse in rezerva in schema normala.

Variatia CPT (Δ CPT) are valori cuprinse intre cca. 0.07MW si 0.16MW.

In ceea ce priveste AT-urile 220/110kV aflate in rezerva (Tg. Jiu), acestea se conecteaza in cazul unor retrageri de scurta durata in zona. Se functioneaza cu AT 220/110kV Salaj.

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1

La functionare in schemele de calcul cu retrageri de lunga durata pentru iarna 2009-2010, 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 schemele de calcul A, B, C este necesar a se conecta linia 110kV Hotarele–Oltenita, ca abatere de la schema normala, dar cu confirmare prin programare zilnica, pentru a se respecta criteriul N-1 la declansarea AT 220/110kV Mostistea sau a liniei 220kV Buc. Sud-Ghizdaru c1 cu derivatie Mostistea. Daca s-ar functiona debuclat in Oltenita, s-ar inregistra tensiuni de cca. 88-99kV in statiile de pe axa Oltenita-Vlad Tepes. Se va functiona cu CT 110kV G. Ialomitei deconectata, dupa incheierea lucrarilor de RTh in statia G. Ialomitei (schemele de calcul B si C).

D2 In schema de calcul A s-a reprodus pentru statia G. Ialomitei, care este in proces de RTh pana in saptamana 51, situatia corespunzatoare saptamanii 47.

In acest interval sunt in functiune in statia noua G. Ialomitei 400kV:

- T3 400/110kV
- legatura provizorie 400kV intre statia veche si statia noua
- linia 400kV G. Ialomitei-L. Sarat

In statia veche G. Ialomitei 400kV sunt in functiune:

- c1 al liniei 400kV Cernavoda-G. Ialomitei

In statia noua G. Ialomitei 110kV sunt in functiune liniile Tandarei, Slobozia, Insuratei, Cuza Voda, Baraganu.

Se mentioneaza ca in saptamana 47 nu exista linie lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda. Liniile 110kV Stefan cel Mare si Bordujani sunt deconectate din statia veche si inca nu sunt conectate in cea noua.

Linia 110kV Basarabi este racordata inca in statia veche.

Pentru respectarea criteriului N-1 (la declansarea liniei 400kV Constanta-Cernavoda), este necesara realizarea unei legaturi provizorii intre statia veche si statia noua 400kV G. Ialomitei.

In schemele de calcul B si C in noua statie G. Ialomitei se va functiona cu un singur T 400/110kV, celalalt fiind mentinut in rezerva si cu CT 110kV G. Ialomitei deconectata.

D3 In schemele de calcul A, B si C zona 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 110kV A, respectiv bara 110kV B a statiei Fundeni raman fara tensiune. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este reluata.

Aceiasi concluzie este valabila si la retragerea din exploatare a uneia din liniile de pe axa 220kV Buc. S-Fundeni-Brazi V. c1(sau c2) si declansarea celeilalte.

D4 In schemele de calcul A, B si C pe perioada retragerii din exploatare AT2 220/110kV Gheorghieni se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita.

Se mentioneaza ca nu este necesara conectarea suplimentara a liniei 110kV Tusnad-V. Crisului, deoarece la declansarea AT 220/110kV aflat in functiune in statia Gheorghieni, alimentarea poate fi asigurata din statia Fantanele cu incadrarea in limite admisibile a curentului pe linia 110kV M. Ciuc-Vlahita si a tensiunilor statiilor 110kV din zona.

De asemenea, retragerea unui AT 220/110kV in Gheorghieni conduce la functionarea cu o linie lunga 220kV Fantanele-Stejaru, cu 3 capete, cel de-al treilea fiind AT 220/110kV ramas in functiune in statia Gheorghieni. Criteriul N-1 este respectat la declansarea liniei lungi cu 3 capete, nefiind necesare alte masuri suplimentare.

D5 In schemele de calcul A, B si C in vederea stabilirii unei scheme de functionare debuclete in 110kV pe interfata sectiunii S4, a fost verificata prin regimuri stationare urmatoarea topologie de retea:

1. in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV;
2. linia 110kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz;
3. linia 110kV Tusnad-V. Crisului deconectata (vezi D3);
4. linia 110kV Copsa Mica-Medias deconectata;
5. linia 110kV Tarnaveni-Medias conectata;
6. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110kV;
7. linia 110kV Tauni-Blaj deconectata;
8. liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud deconectate;

Conectarea liniilor 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud nu rezulta a fi necesara pe perioada RTh Gadaln, nici in cazul in care nu ar exista productie in centralele hidro din amenajarile Sebes, Somes, Cris.

Se mentioneaza ca, daca in plus (fata de cazul in care nu ar exista productie in centralele din amenajarea Sebes si Cris) sunt indeplinite si urmatoarele conditii:

- linia lunga Rosiori-Iernut este deconectata;
- in Iernut este in functiune un grup de 210MW incarcat la min. tehnic;
- liniile 110kV Orlat-Petresti, Salonta-Ch. Cris in functiune;
- doua grupuri in functiune in CET Oradea;
- functionarea automatizarii bobinei 400kV Rosiori

atunci declansarea liniei 400kV Rosiori-Mukacevo determina incarcarea liniei 110kV Ch. Cris-Curtici la cca. 114% I_{30} sau 105% I_{20} .

In acest caz, conectarea CT Vascau conduce la un regim admisibil.

Ca alternativa la conectarea CT Vascau, conectarea liniilor 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud conduce la un curent pe linia 110kV Ch. Cris- Curtici, cu o valoare admisibila, sub I_{20} .

Liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud se vor conecta in cazul in care prin programarea zilnica rezulta ca fiind necesar.

9. linia 110kV Orlat-Petresti conectata (pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea T 400/110kV Sibiu Sud. Justificarea este prezentata in *tabelul D5-1*);

10. CT Vascau deconectata;
 11. linia 110kV Salonta-Ch. Cris deconectata pentru **confidential**.

Se mentioneaza ca s-a considerat zona Oradea, zona delimitata de liniile 110kV Suplacu de Barcau-Sarmasag, Suplacu de Barcau-Simleu, Salonta-Ch. Cris, Munteni-Sacueu-Huedin, CT Vascau si T 400/110kV Oradea Sud.

confidential

Rezultatele pentru schema de calcul B referitoare la posibilitatile de debuculare in S4, sunt prezentate in tabelele de mai jos;

Tabel D5-1

Element	Stare element	Valoare tensiuni in schema de calcul cu N elemente	Valoare tensiuni in schema de calcul cu N-1 elemente, la declansarea T 400/110kV Sibiu Sud
L 110kV C. Mica - Medias	conectata	U Sibiu Sud = 121kV U Orlat = 120kV	U Sibiu Sud = 104kV U Orlat = 104kV
L 110kV Tarnaveni - Medias	deconectata		
L 110kV Orlat - Petresti	deconectata		
L 110kV C. Mica - Medias	deconectata	U Sibiu Sud = 121kV U Orlat = 120kV	U Sibiu Sud = 77kV U Orlat = 76kV U C.Mica = 75kV si L 110kV Hoghiz-Fagaras: 140% I ₃₀
L 110kV Tarnaveni - Medias	conectata		
L 110kV Orlat - Petresti	deconectata		
L 110kV C. Mica - Medias	deconectata	U Sibiu Sud = 121kV U Orlat = 120kV	U Sibiu Sud = 110kV U Orlat = 111kV U C. Mica = 108kV
L 110kV Tarnaveni - Medias	conectata		
L 110kV Orlat - Petresti	conectata		

Se mentioneaza ca in schema de calcul B analizata in *tabelul D5-1*:

- se functioneaza cu CT deconectata in lernut 110kV si cu grupul TA3 in functiune pe bara 1 110kV lernut;
- in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV;
- linia 110kV Fagaras este pe bara 2 110kV in Hoghiz;
- linia 110kV Tusnad-V. Crisului este deconectata;
- linia 110kV M. Ciuc-Vlahita este conectata;
- CT Tarnaveni este conectata;
- CT Vascau este deconectata;
- linia 110kV Salonta-Ch. Cris este conectata.

Tabel D5-2

L 110kV Salonta-Ch. Cris	Consum zona Oradea [MW]	Productie CET Oradea Vest [MW]	Deficit admisibil zona Oradea [MW]	Tensiuni in schema cu N-1 elem. la declansarea L 400kV Rosiori-Oradea
Schema de calcul B, structura de productie conform balantei de putere palier VSI				
deconectata	137	80	8	U>109kV
Schema de calcul B, productie hidro pe Remeti, Munteni, Lugasu, Sacalaz, Tileagd = 0				
deconectata	126	0	126	U>99kV
deconectata	171	25	151	U>99kV
deconectata	195	80	135	U>99kV

Se mentioneaza ca in schema de calcul B analizata in *tabelul D5-2*:

- se functioneaza cu CT deconectata in lernut 110kV si cu grupul TA3 in functiune pe bara 1 lernut;
- in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV;
- linia 110kV Fagaras este pe bara 2 in Hoghiz;
- linia 110kV Tusnad-V. Crisului este deconectata;

- linia 110kV M. Ciuc-Vlahita este conectata;
- CT Tarnaveni este conectata;
- CT Vascau este deconectata;
- linia 110kV Orlat-Petresti este conectata;
- linia 110kV Tarnaveni-Medias este conectata;
- linia 110kV Copsa Mica-Medias este deconectata.

Se mentioneaza ca sunt in functiune AT 220/110kV Salaj si linia 220kV Tihau-Salaj.

Odata cu punerea sub tensiune a liniei 400kV Nadab-Oradea, se va reanaliza problema conectarii sau deconectarii liniei 110kV Salonta-Ch. Cris.

- D6** In schemele de calcul A, B si C se va functiona cu un singur AT 220/110kV in statia Ungheni, pentru reducerea CPT in RET, conform solicitarii ST Sibiu. La trecerea in rezerva a unui AT 220/110kV in statia 110kV Ungheni se va conecta CTA sau CTB, cu CL intre 1A si 1B conectata, pentru respectarea criteriului N-1. Se mentioneaza ca nu se va functiona cu un singur AT 220/110kV in Alba Iulia, asa cum a fost solicitat de catre ST Sibiu, deoarece pentru respectarea criteriului N-1 (la declansarea celui alt AT 220/110kV) ar trebui sa se conecteze liniile 110kV Campia Turzii-IMA, Campia Turzii-Aiud si Tauni-Blaj si astfel nu s-ar respecta principiul debuclarii pe interfata sectiunii S4 in 110kV.
- D7** In schemele de calcul A, B si C datorita lucrarilor de RK si montare SCCP din statia Pestis si a functionarii cu un singur AT 220/110kV in Mintia se conecteaza linia de 110kV Simeria-Calan si se creaza sunt intre statiile IRUM si Hasdat. Raman in functiune liniile lungi noi 220kV Mintia-Hasdat, c2 si Mintia-Otelarie Hunedoara. Se va functiona cu ambele AT 220/110kV in Hasdat.
- D8** In schema de calcul A, 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.
- D9** In schema de calcul A, datorita indisponibilitatii AT 220/110kV Lotru se aplica masurile de conectare a liniilor 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului si conectarea CT 110kV Bradisor.
- D10** In toate schemele de calcul declansarea T2 400/110kV Domnesti determina incarcarea c2 al liniei 110kV Bujoreni-Militari la valoarea I_{30} , dar inferioara valorii I_{20} (avand in vedere ca sezonul analizat este cel de iarna).
- D11** In schemele de calcul A, B si C avand in vedere disponibilizarea T 400/110kV Darste se deconecteaza in statia Hoghiz CTv-A, se conecteaza CTv-B si se deschide SC 1A-1B si se deconecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului.
- D12** In schemele de calcul A, B si C avand in vedere incheierea lucrarilor de RTh din statia Isalnita, linia 220kV Gradiste se conecteaza pe bara 1 din Isalnita, se conecteaza CTv 220kV si CTv 110kV si se functioneaza cu ambele AT 220/110kV. La pornirea primului grup in CET Isalnita, acesta se va conecta la bara 220kV Isalnita pe care sunt in functiune liniile 220kV Gradiste si Craiova, c1.
- D13** In schemele de calcul A, B si C avand in vedere incheierea lucrarilor de trecere la 400kV a axei Gutinas-Bacau Sud-Roman Nord-Suceava si a functionarii cu linia 220kV FAI-Suceava, se va functiona cu Moldova debuclata intern.
- D14** In schemele de calcul A, B si C declansarea liniei 400kV Roman N.-Bacau S. sau a liniei 400kV Roman N.-Suceava conduc la tensiuni de cca. 350kV in Suceava. Bobina 400kV Suceava va fi deconectata prin automatizarea sa.
- D15** In schemele de calcul A, B si C in statia Barbosi nu se respecta criteriul N -1 pentru alimentarea Mital Steel in conditiile retragerii unei linii 220kV de pe axa Filesti-Barbosi-Focsani si la declansarea celeilalte linii de 220kV, daca grupurile din CET Galati nu se insularizeaza pe consumul Mital Steel. Se mentioneaza ca AT1 si AT2 220/110kV Barbosi debiteaza pe sectii de bare separate ale SC3-Mital Steel (cupla deschisa, alimentare radiala). La retragerea unui AT 220/110kV Barbosi, consumatorii de pe sectia de bare corespunzatoare acelui AT se vor alimenta radial din statia Smardan 110kV.
- D16** In schema de calcul B, balanta VSI+400MW (regim R2') se mentin aceleasi masuri ca la schema de calcul B, balanta VSI, regim R2.

D17 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 A

I.1 Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV FAI** sau a **AT 220/110kV Munteni V.**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a statilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

I.2 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniilor 110kV G. Ialomitei- Slobozia S. la cca. 112% I_{30} , G.Ialomitei- Tandarei la cca. 115% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu si Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti.

I.3 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniilor 220kV Barbosi-Filesti la cca. 105% I_{30} si Barbosi-Focsani la cca. 113% I_{30} (102% I_{20}). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Stejaru si linia 110kV Costisa-Buhusi. Se verifica sa fie in functiune automatizarea bobinei 400kV Suceava.

I.4 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **AT3 220/110kV Gutinas**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 130% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se utilizeaza unul din cele doua seturi de masuri:

- se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.intr-una din statii;
- se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

Sau

- se conecteaza linia 110kV Costisa-Buhusi si CT110kV Stejaru;
- se recomanda fuctionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11;
- **confidential**;
- se conecteaza linia 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si CT 110kV Liesti.

I.5 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 115% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se utilizeaza unul din cele doua seturi de masuri:

- se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.intr-una din statii;
- se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

Sau

- se conecteaza linia 110kV Costisa-Buhusi si CT110kV Stejaru;
- se recomanda fuctionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11;
- **confidential**;
- se conecteaza linia 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si CT 110kV Liesti.

I.6 Retragera din exploatare a **AT3 220/110kV Gutinas** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 124% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

I.7 Retragera din exploatare a **AT3 220/110kV Gutinas** sau a **T 400/110kV Bacau S.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 101% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se utilizeaza unul din cele doua seturi de masuri:

- functionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11

sau

- se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.;
- se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

I.8 Retragera din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 302kV pe B 400kV Suceava si de cca. 88-98kV in statiile 110kV din zona.

La retragerea liniei 220kV FAI-Suceava cu program zilnic fara revenire se vor lua urmatoarele masuri:

- se aduce AT 220/110kV Suceava in stare deconectat;
- dupa eventuala declansare a LEA 400kV Roman N-Suceava se dispune deconectarea manuala a BC 100MVar Suceava daca automatizarea acesteia nu a lucrat.

La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava se deconecteaza T 400/110kV Suceava.

I.10 Retragera din exploatare a **T 400/110kV Roman N.** sau a **AT1(2) 220/110kV Dumbrava**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2(1) 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava.

I.11 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Roman N.-Suceava** sau a **AT 220/110kV Suceava**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 305kV pe B 400kV Suceava si de cca. 96-98kV in statiile 110kV din zona. La retragerea fara revenire a liniei 400kV Roman N.-Suceava se deconecteaza BC-100MVar Suceava si T 400/110kV Suceava.

La retragerea AT 220/110kV Suceava dupa eventuala declansare a liniei 400kV Roman N-Suceava se deconecteaza manual BC 100MVar Suceava daca automatizarea acesteia nu a lucrat.

I.12 Retragera din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni, Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

I.13 Retragera din exploatare a **T1** sau **T2 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Bujoreni-Militari la cca. 104% I_{30} , Jilava-IFA la cca. 142% I_{30} , IFA-Domnesti la cca. 140% I_{30} .

-la retragerea T1 Domnesti se conecteaza CLT cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A;

-la retragerea T2 Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B;

Se considera finalizate lucrarile in statia Jilava 110kV si **confidential**.

Se mentioneaza ca la retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B, pentru trecerea liniilor 110kV IFA si Masini Grele A pe bara 2B 110kV Domnesti.

I.14 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Bucuresti S. - Pelicanu** sau a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Slobozia S. – Dragalina la cca. 127% I_{30} , Calarasi-Dragalina la cca. 136% I_{30} , Calarasi-Pelicanu la cca. 105% I_{30} .

La retragerea unuia din elementele respective (postavarie) se deconecteaza linia 110kV Slobozia S.-Dragalina.

I.15 Retragera din exploatare a **liniei 400kV Bucuresti S.-Pelicanu** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Slobozia S. – Dragalina

la cca. 153% I_{30} , Slobozia S.-G.Ialomitei la cca. 112% I_{30} , Tandarei-G.Ialomitei la cca. 108% I_{30} Calarasi-Dragalina la cca. 151% I_{30} si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110kV din zona Calarasi. La retragerea unuia din elementele respective este necesara luarea masurii de deconectare a T2 400/110kV Pelicanu.

In aceasta situatie linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma DONASID) poate functiona pe:

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

I.16 Retragera din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, L.Sarat-Ostrov c1 si c2. Se verifica sa fie in functiune automatizarea BC1 si BC2 400kV Cernavoda.

I.17 Retragera din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **CL 400kV Constanta N.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea CT 110kV Constanta N. la cca. 146% I_{TC} .

- La retragerea CL 400kV Constanta N. cu retragere de bara 400kV, se conecteaza una din liniile 400kV prin BTf si se trece in rezerva un trafo 400/110kV Constanta N.,
- La retragerea liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1 se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, L.Sarat-Ostrov c1 si c2 si se deconecteaza linia 110kV Basarabi-Lumina.

I.18 Retragera din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Basarabi-Medgidia S. c2 la cca. 136% I_{30} , Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 103% I_{30} si Medgidia 1-Medgidia S. la cca. 116% I_{30} .

Nu se va retrace programat, pe parcursul saptamanii 47 (in care e retrasa linia lunga 400kV Buc. S.-Cernavoda) nici unul dintre elementele:

- legatura provizorie 400kV G. Ialomitei
- linie 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1
- linie 400kV Constanta N.- Cernavoda

La retragerea accidentala a unuia din elementele respective:

- se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (dc);
- se deconecteaza liniile 110kV Basarabi-Lumina si Medgidia N.-Medgidia1;
- se functioneaza cu liniile 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 si c2 pe B2 110kV Medgidia S.;
- se functioneaza cu liniile 110kV M.Voda-Medgidia S. si Medgidia 1-Medgidia S. pe B1 110kV Medgidia S.
- se trece consumul statiei 110kV Constanta Centru de pe statia 110kV CET Palas pe statia 110kV Baba Novac;
- **confidential**.

I.19 Retragera din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **liniei 400kV Tulcea V.-Constanta N.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda la cca. 121% I_{30} si a liniilor 110kV Slobozia S. –Dragalina la cca. 121% I_{30} , Calarasi-Dragalina la cca. 130% I_{30} , Calarasi-Pelicanu la cca. 101% I_{30} . 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.20 Retragera din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **liniei 400kV Tulcea V.-Isaccea** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda la cca. 112% I_{30} si a liniilor 110kV Slobozia S. –Dragalina la cca. 109% I_{30} , Calarasi-Dragalina la cca. 118% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se:

- 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 400/110 kV Tulcea V. pe plotul 8, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 8;
- **confidential**;

I21 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 elementele respective se conecteaza CT din Solex si CLT Progresu, se deconecteaza c2 al liniei 110kV Progresu-Jilava si se conecteaza linia 110kV Domnesti-Jilava pe bara 2 Jilava. (**confidential**).

I22 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau a **CL 400kV Constanta N.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei G. Ialomitei-Cernavoda la cca. 106% I_{30} .

- La retragerea CL 400kV Constanta N. cu retragere de bara 400kV, se conecteaza una din liniile 400kV prin BTf si se trece in rezerva un trafo 400/110kV Constanta N.,

- La retragerea liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu si Zebil-M. Viteazu si se comuta ploturile T1,2 Constanta N. si T1,2 Medgidia S. pe pozitia 7

I23 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei G. Ialomitei-Cernavoda la cca. 110% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu si Zebil-M. Viteazu si se comuta ploturile T1,2 Constanta N. si T1,2 Medgidia S. pe pozitia 7 si **confidential**.

I24 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Constanta N.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei G. Ialomitei-Cernavoda la cca. 121% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu si Zebil-M. Viteazu si se comuta ploturile T1,2 Constanta N. si T1,2 Medgidia S. pe pozitia 7 si **confidential**.

I25 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei G. Ialomitei-Cernavoda la cca. 111% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza c1 si c2 ale liniei 110kV Ostrovu Mare-L. Sarat, linia 110kV Pogoanele-Jugurean si **confidential**

I26 Retragerea din exploatare a **CL 400kV Constanta N.** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni ridicate in zona Tulcea 110kV (cca. 127-128kV) si in statiile 400kV Tulcea si Constanta N. bara A.

- La retragerea CL 400kV Constanta N. cu retragere de bara 400kV, se conecteaza una din liniile 400kV prin BTf si se trece in rezerva un trafo 400/110kV Constanta N.,

- La retragerea liniei 400kV Tulcea-Isaccea se comuta ploturile T1,2 400/110kV Tulcea pe cel mult plotul 4.

I27 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni ridicate in zona Tulcea 110kV (cca. 124kV) si in statiile 400kV Tulcea si Constanta N. bara A. La retragerea unuia din elementele respective se comuta ploturile T1,2 400/110kV Tulcea pe cel mult plotul 6.

I28 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 112% I_{30} .

-la retragerea T2 400/110kV Medgidia S. se conecteaza CT Medgidia

-la retragerea liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu si Zebil-M. Viteazu.

I29 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.

I30 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 Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M. Viteazu si c1,2 Ostrov-L. Sarat.

I31 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajan**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 132% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 105% I₃₀. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana si AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.

I32 Retragerea din exploatare a **AT2 sau AT1 220/110kV Brazi V.**, 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 linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu.

I33 Retragerea din exploatare a **AT2(1) 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Stalpu-Teleajan (sau a AT 220/110kV Stalpu)** simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea AT1 220/110kV Brazi la cca. 133% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 106% I₃₀. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.

I34 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajan** sau a **AT1 220/110kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea AT2 220/110kV Brazi la cca. 133% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan, CT Doftana si linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu.

I35 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.

I36 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Urechesti** sau a **AT 220/110kV Sardanesti**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 96-97kV in zona Tg. Jiu. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni

I37 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Urechesti-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina separarea de sistem a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B2B-110kV, liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare.

I38 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Stuparei** sau a **liniei 220kV Arefu-Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina incarcarea liniei 110kV Jiblea-Arges S. la cca. 114% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti. Se mentioneaza ca liniile 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului sunt deja conectate datorita indisponibilitatii AT 150MVA Lotru.

I39 Retragerea din exploatare a **c2 al liniei 220kV Craiova-Isalnita** sau a **CT 220kV Isalnita**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina incarcarea AT2 220/110kV Isalnita la cca. 129% S_n si a CT 110kV la cca. 183% I_{TC} . La retragerea c2 al liniei 220kV Craiova-Isalnita, in conditiile functionarii unui singur grup din CET Isalnita, acesta se conecteaza pe bara 220kV cu doua linii de evacuare din statie: Gradiste si c1 Craiova.

I40 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat** simultan cu declansarea celuiilalt element determina separarea de sistem a zonei Petrosani. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare. Se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B2B-110kV. Aceeasi masura se aplica si la retragerea **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celuiilalt element.

I41 Retragerea din exploatare a **liniei noi 220kV Mintia-Hasdat (c2)** sau a **AT4 400/220kV Mintia** simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a B2 220kV Mintia. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala in conditiile in care sunt maxim 4 grupuri in functiune in CET Mintia.

I42 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Stuparei** sau a **AT 220/110kV Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina incarcarea liniei 110kV Jiblea-Arges S. la cca. 114% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti.

I43 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni peste limita admisibila in zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Arad.

I44 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Arad** sau a **T 400/110kV Arad**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Orisoara si Sannicolau-Lovrin.

I45 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a uneia din **liniile 220kV Sacalaz -C. Aradului, C. Aradului-Arad**, Timisoara-Sacalaz simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni ridicate in zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Arad.

I46 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Oradea** sau a unuia dintre **AT 400/220kV Rosiori** sau **AT 400/220kV Iernut**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni ridicate in Rosiori 400kV, respectiv Iernut 400kV. La retragerea AT 400/220kV Rosiori sau AT 400/220kV Iernut se recomanda conectarea bobinei din Oradea. La retragerea T2 400/110kV Oradea se deconecteaza linia 400kV Rosiori-Oradea S.

I47 Retragerea din exploatare a **c2 al liniei 220kV Resita-laz (AT1 220/110kV laz)** 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.

I48 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. 110% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza:

- liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara
sau
- linia 110kV Gataia-Timisoara si CT 110kV Lugoj.

I49 Retragerea din exploatare a **liniei lungi 400kV Rosiori-Iernut** sau a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni scazute in Rosiori si Oradea 400kV. La retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori.

I50 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau **linia 400kV Iernut-Sibiu**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Ch. Cris-Sofronea la cca. 110% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se va conecta CT Vascau sau **confidential**.

I51 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Brasov** sau **T 400/110kV Darste**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T2 400/110kV Brasov la cca. 101% Sn. La retragerea unuia din elementele respective:

- se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului si cupla Hoghiz
sau
- se conecteaza cupla din V. Larga.

I52 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Rosiori-Vetis** si a **AT1 220/110kV Baia Mare** (cu AT2 retras de lunga durata), simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni scazute (89-93kV in zona Baia Mare). La retragerea unuia din elementele respective 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.

I53 Retragerea din exploatare a a **AT1 220/110kV Baia Mare** sau a **AT1 220/110kV Cluj Floresti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Manastur-Cluj Floresti la cca. 103% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj.

I54 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV Cluj Floresti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Baia Mare la cca. 102% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni.

I55 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV A. Iulia**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mici (83-85kV) in zona A. Iulia si incarcarea liniilor 110kV Sibiu N.-Orlat si Orlat-Petresti la cca. 131% I_{30} , respectiv 126% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni.

I56 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV cu 3 capete Fantanele-Gheorghieni-Stejaru** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim admisibil, in conditiile schemei de functionare:

- CT (A sau B) si CL 110 kV Ungheni conectate
- un AT 220/110kV in Ungheni in rezerva

I57 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV cu 3 capete Fantanele-Gheorghieni-Stejaru** sau a **AT 220/110kV Fantanele**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim admisibil, in conditiile schemei de functionare:

- CT (A sau B) si CL 110 kV Ungheni conectate
- un AT 220/110kV in Ungheni in rezerva

I58 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. 123% Sn, **confidential**. La retragerea unuia din AT-urile respective se dispeceerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier.

I59 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.

I60 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 .

I61 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. 110% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Orisoara.

I62 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 110kV 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.

I.63 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Ungheni la cca. 103% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.

II – Schema de calcul B

II.1. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Smardan** sau a **liniei 400kV Brasov-Gutinas** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Barbosi-Focsani la cca. 106% I_{30} respectiv 94% I_{20} .

II.2. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **AT3 220/110 kV Gutinas** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 121% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se utilizeaza unul din seturile de masuri:

- se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.;
- se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

Sau

- se conectează linia 110kV Costisa-Buhusi și CT 110kV Stejaru;
 - se recomandă funcționarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11;
 - **confidential**.
- II.3. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 115% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se utilizează unul din seturile de măsuri:
- se deconectează linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.;
 - se conectează liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipești, Roman Laminor-Margineni;
 - se conectează CT 110kV Liesti și se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti și ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.
- Sau
- se conectează liniile 110kV Costisa-Buhusi, Roman Laminor-Filipești, Roman Laminor-Margineni;
 - se recomandă funcționarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11
- II.4. Retragerea din exploatare a **AT3 220/110kV Gutinas** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 127% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conectează linia 110kV Liesti-Maxineni și CT 110kV Liesti.
- II.5. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava**, simultan cu declansarea celui alt element determină tensiuni de cca. 312kV pe B 400kV Suceava și de cca. 98kV în stațiile 110kV din zona Botosani.
- La retragerea liniei 220kV FAI-Suceava cu program zilnic fără revenire se vor lua următoarele măsuri:
- se aduce AT 220/110kV Suceava în stare deconectat;
 - după eventuala declansare a LEA 400kV Roman N-Suceava se dispune deconectarea manuală a BC 100MVar Suceava dacă automatizarea acesteia nu a lucrat.
- La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava se deconectează T 400/110kV Suceava.
- II.6. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** sau a **AT4 400/220kV Lacu Sarat** simultan cu declansarea celui alt element determină rămânerea fără tensiune a stațiilor din zona Braila. La retragerea unuia din elementele respective se conectează liniile 110kV Ostrov-Lacu Sarat c1 și c2 și Pogoanele-Jugureanu.
- II.7. Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman N.** sau a **AT1 220/110kV Dumbrava**, simultan cu declansarea celui alt element determină rămânerea fără tensiune a stațiilor din zona Roman. La retragerea unuia din elementele respective se conectează AT2 220/110kV aflat în rezervă în stația Dumbrava.
- II.8. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman N.-Suceava** sau a **AT 220/110kV Suceava**, simultan cu declansarea celui alt element determină tensiuni de cca. 313kV pe B 400kV Suceava și de cca. 98kV în stațiile 110kV din zona Botosani.
- La retragerea fără revenire a liniei 400kV Roman N.-Suceava se deconectează BC-100MVar Suceava și T 400/110kV Suceava.
- La retragerea AT 220/110kV Suceava după eventuala declansare a liniei 400kV Roman N-Suceava se deconectează manual BC 100MVar Suceava dacă automatizarea acesteia nu a lucrat.
- II.9. Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan**, simultan cu declansarea celui alt element determină rămânerea fără tensiune a stațiilor din zona Braila. La retragerea unuia din elementele respective se conectează liniile 110kV Liesti-Maxineni (pe bară 2 în Liesti), Abator-Brailita în st. Brailita pe bară 1-110kV, Smardan-Brailita în st. Brailita pe bară 2A-110kV cu condiția ca CT 110kV Brailita să fie deja conectată în schema normală.
- II.10. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c.1 la cca. 117% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective:
- se conectează liniile 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bară B1-110kV Medgidia S și Mircea Voda - Medgidia S pe bară B2-110kV Medgidia S;
 - se conectează linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru și se deconectează linia 100kV CET Palas-Constanta Centru;
 - se conectează liniile 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu și L.Sarat-Ostrov c1 și c2;

- se deconecteaza L 110kV Medgidia 1-Medgidia N.
- II.11. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** si declansarea **CL 400kV Constanta N.** determina incarcarea CT 110kV Constanta N. la cca. 113% I_{TC} incadrandu-se in limita de 120% I_{TC} .
- II.12. Retragerea din exploatare a **T1 sau T2 400/110kV Domnesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Jilava-IFA la cca. 120% I_{30} si a liniei 110kV IFA-Domnesti la cca. 121% I_{30} .
 La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLT 110kV cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A.
 La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CT 110kV intre barele 110kV 1 si 2B.
 Se considera finalizate lucrarile in statia 110kV Jilava si **confidential**.
 Se mentioneaza ca la retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B, pentru trecerea liniilor 110kV IFA si Masini Grele A pe bara 2B 110kV Domnesti.
- II.13. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1** sau a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/110kV Brazi V. la cca. 109% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu si Rm. Sarat-Costieni.
- II.14. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1** sau a **liniei 220kV Fundeni-Brazi V. c1** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a consumatorilor alimentati din bara A-220kV a statiei Fundeni. Situatiia este similara pentru perechea formata din c2 ale celor doua linii, ramanand fara tensiune consumatorii alimentati din bara B-220kV a statiei Fundeni. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este restabilita. La retragerea uneia din cele doua linii se iau masuri de descarcare a consumului pe zonele vecine.
- II.15. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1 (c2)** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2 (c1) la cca. 104% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.
- II.16. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2** si declansarea **CT 220kV Brazi V.** determina incarcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste c2 la cca. 102% I_{30} . La retragerea liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2 se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu.
- II.17. 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 conecteaza CT 110kV Solex si CLT 110kV Progresu, se deconecteaza linia 110kV Progresu-Jilava c2, se conecteaza linia 110kV Domnesti-Jilava in statia Jilava pe bara 2 110kV.
- II.18. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** si declansarea **CL 400kV Constanta N.** determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona Tulcea (cca. 126kV).
 La retragerea liniei 400kV Tulcea-Isaccea se recomanda functionarea T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 5.
 La retragerea CL 400kV Constanta N. cu retragerea de bara 400kV se trece una din LEA 400kV pe CTF 400kV deconectandu-se un T 400kV Constanta N.
- II.19. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **T1 400/110kV Medgidia** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c.1 la cca. 107% I_{30} .
 La retragerea liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda se conecteaza linia 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S si linia 110kV Mircea Voda - Medgidia S pe bara B2-110kV Medgidia S.
 La retragerea T2 400/110kV Medgidia se conecteaza CT 110kV Medgidia S.
- II.20. 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 110kV 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.21. 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.22. 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 statiilor din zona Tulcea. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2.

II.23. Retragerea din exploatare a **AT1 (AT2) 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajen** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (AT1) 220/110kV Brazi V. la cca. 125%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugurean si se conecteaza AT 220/110kV Teleajen aflat in rezerva.

Retragerea din exploatare a **AT1 (AT2) 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Stalpu-Teleajen** (sau a **AT 220/110kV Stalpu**) simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (AT1) 220/110kV Brazi V. la cca. 125%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Teleajen aflat in rezerva.

II.24. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V.** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Teleajen aflat in rezerva, cupla 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu.

II.25. 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. 101%Sn, **confidential**. La retragerea unuia din elementele respective se dispeceerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier.

II.26. 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.27. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Urechesi** sau a **AT 400/220kV Sardanesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Motru-Jilt la cca. 110% I_{30} , a cuplei 110kV Motru la cca. 134% I_{TC} si tensiuni scazute de cca. 81kV in statiile din zona Tg. Jiu. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Tg.Jiu aflat in rezerva. In analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni.

- II.28. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Urechesti-Tg.Jiu** sau a **liniei 220kV Baru-Hasdat** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Petrosani. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B1-110kV, liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare.
- II.29. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Aref** sau a **liniei 220kV Bradu-Stuparei** simultan cu declansarea celui alt element se incarca AT1 220/110kV Aref la cca. 105% Sn si liniile 110kV Aref-Albesti la cca. 104% I_{30} , Albest-Cerbureni la cca. 114% I_{30} , Cerbureni-El. Arges la cca. 124% I_{30} , El.Arges-V. Danului la cca. 121% I_{30} si V. Danului-Arges S. la cca. 123% I_{30} . La retragera din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidrar si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu.
- II.30. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Stuparei (sau AT 220/110kV Stuparei)** sau a **liniei 220kV Aref-Raureni (sau AT 220/110kV Raureni)** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor 110kV din zona Rm. Valcea. La retragera din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.
- II.31. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c2** sau a **CT 220kV Isalnita** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcare AT1 220/110kV Isalnita la cca. 129% I_{30} si a CT110kV Isalnita la cca. 184% I_{TC} . La retragera din exploatare a liniei 220kV Craiova-Isalnita c2, in conditiile functionarii unui singur grup la CET Isalnita, acesta trebuie sa functioneze pe bara 220kV pe care sunt conectate cele doua LEA 220kV Craiova c1 si Gradiste.
- II.32. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Petrosani. La retragera din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente 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. Se trece linia 110kV Hateg-Baru Mare pe B1 110kV Baru Mare. Aceeasi masura se aplica si la retragera **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celui alt element.
- II.33. Retragera din exploatare a **liniei noi 220kV Mintia-Hasdat c2** sau a **AT4 400/220kV Mintia** 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 in conditiile in care sunt maxim 4 grupuri in functiune in CET Mintia.
- II.34. Retragera din exploatare a **AT1 220/110kV Arad** sau a **T 400/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.
- II.35. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220kV Sacalaz –C. Aradului (sau linia 220kV C. Aradului-Arad sau linia 220kV Timisoara-Sacalaz)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile din zona Arad. La retragera unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Arad.
- II.36. Retragera din exploatare a **T2 400/110kV Oradea** sau a **AT 400/220kV Rosiori (sau AT 400/220kV Iernut)**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni ridicate in statia Rosiori 400kV, respectiv Iernut 400kV. La retragera AT 400/220kV Rosiori (sau AT 400/220kV Iernut se recomanda conectarea bobinei din Oradea. La retragera T2 400/110kV Oradea se deconecteaza linia 400kV Rosiori-Oradea S.
- II.37. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c2 (AT2 220/110kV laz)** sau a **AT1 220/110kV Resita** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Resita. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
- II.38. Retragera din exploatare a **AT1 (sau AT2) 220/110kV Timisoara** sau a **AT 220/110kV Sacalaz**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (respectiv AT1) 220/110kV Timisoara la cca. 116% Sn. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara sau se conecteaza liniile 110kV Gataia-Timisoara si CT 110kV Lugoj.
- II.39. Retragera din exploatare a **liniei lungi 400kV Rosiori-Iernut** sau a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni scazute in Rosiri si Oradea 400kV. La

retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori.

- II.40. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Iernut** sau a **AT 400/220kV Rosiori (sau linia 400kV Iernut-Sibiu sau linia 400kV Sibiu-Brasov)** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni ridicate in statia Iernut 400kV. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Oradea.
- II.41. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei 400kV Iernut-Sibiu**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Ch. Cris-Sofronea la cca. 107% I_{30} sau cca. 98% I_{20} .
- II.42. Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Brasov** sau a **T2 400/110kV Brasov**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T 400/110kV Darste la cca. 108% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului si CT110kV Hoghiz.
- II.43. Retragerea din exploatare a **T1 (sau T2) 400/110kV Brasov** sau a **T 400/110kV Darste**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T2 (respectiv T1) 400/110kV Brasov la cca. 108% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului si cupla Hoghiz.
- II.44. 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 Blaj-Tauni.
- II.45. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau a **AT 220/110kV Iernut**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Ungheni la cca. 107% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.
- II.46. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Alba-Iulia** sau a **AT2 220/110kV Alba-Iulia**, 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 Blaj-Tauni.
- II.47. Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Iernut** sau a **AT2 220/110kV Ungheni**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Fantanele la cca. 102% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva.
- II.48. 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. 148% Sn, e **confidential**. La retragerea unuia din elementele respective se dispeceerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier.
- II.49. 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 Targoviste. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu.
- II.50. 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 Tulcea. 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.
- II.51. 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. 116% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin sau se conecteaza liniile 110kV Gataia-Timisoara si CT 110kV Lugoj.
- II.52. Retragerea din exploatare a unui **AT 220/110kV FAI** sau a **AT 220/110kV Munteni V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.

III – Schema de calcul C

Aceasta schema de calcul corespunde perioadei de primavara, iar balanta de putere generata fiind cea de primavara toamna, bal. VTP, rezultand regimul de functionare R3.

Configuratia schemei de calcul C (vezi anexa la tema studiului) este similara celei corespunzatoare schemei de calcul B (R2), la care balanta de putere este cea corespunzatoare VSI (bal. VSI), cu urmatoarele deosebiri in zona statiei Lacu Sarat:

-retragere din exploatare a liniilor 400kV G. Ialomitei-L. Sarat, L. Sarat-Smardan.

-pif linie lunga 400kV G. Ialomitei-Smardan.

Pe de alta parte, fata de schema de calcul A (R1), la care balanta de putere este aceeași (bal. VTP), la regimul R3, schema de calcul C, se considera finalizate toate lucrarile, inclusiv cele din statia G. Ialomitei, cu deosebirile enuntate mai sus in statia L. Sarat.

De aceea s-a analizat respectarea criteriului N-1 in schemele de retrageri de scurta durata doar pentru zona DET1 si DET2, pentru celelalte zone rezultatele fiind similare celor din capitolele I si II.

III1 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **AT3 220/110kV Gutinas**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 119% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se utilizeaza unul din seturile de masuri:

- se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.;
- se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipești, Roman Laminor-Margineni;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

Sau

- se conecteaza linia 110kV Costisa-Buhusi si CT110kV Stejaru;
- se recomanda functionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11;
- **confidential**;
- se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti.

III2 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 104% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se utilizeaza unul din seturile de masuri:

- se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc.;
- se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipești, Roman Laminor-Margineni;
- se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.

Sau

- se conecteaza linia 110kV Costisa-Buhusi;
- se recomanda functionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11

III3 Retragerea din exploatare a **liniei lungi 400kV Smardan-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. la cca. 112% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei.

III4 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV L. Sarat** sau a **liniei 220kV L. Sarat-Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Braila. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugurean si ambele circuite ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.

III5 Retragerea din exploatare a **CT 400kV L. Sarat** sau a **liniei 220kV L. Sarat-Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Braila. La retragerea unuia

din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugurean si ambele circuite ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.

III6 Retragerea din exploatare a **AT3 220/110kV Gutinas** sau a **AT 220/110kV Focsani V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Borzesti la cca. 112% S_n . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni Ramnicu S.-Costieni si CT 110kV Liesti,

III7 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. 302kV pe B 400kV Suceava si de cca. 88-98kV in statiile 110kV din zona.

La retragerea liniei 220kV FAI-Suceava cu program zilnic fara revenire se vor lua urmatoarele masuri:

- se aduce AT 220/110kV Suceava in stare deconectat;
- dupa eventuala declansare a LEA 400kV Roman N-Suceava se dispune deconectarea manuala a BC 100MVar Suceava daca automatizarea acesteia nu a lucrat;
- se conecteaza CT 110kV Stejaru.

La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava se deconecteaza T 400/110kV Suceava si se conecteaza CT 110kV Stejaru.

III8 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV L. Sarat-Filesti** sau a **liniei 400kV L. Sarat-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Braila. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugurean si ambele circuite ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.

III9 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman N.** sau a **AT1(2) 220/110kV Dumbrava**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Roman. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava.

III10 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman-Suceava** sau a **AT 220/110kV Stejaru** conduce la tensiuni scazute, de cca. 86-90kV, in zona Suceava.

La retragerea liniei 400kV Roman-Suceava se verifica sa fie in functiune automatizarea de declansare a bobinei din Suceava si se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava pentru cresterea nivelului de tensiune.

La retragerea AT 220/110kV Stejaru se verifica sa fie in functiune automatizarea de declansare a bobinei din Suceava.

III11 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman-Suceava** sau a **AT 220/110kV Suceava** conduce la tensiuni scazute, de cca. 86-90kV, in zona Suceava. La retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatizarea de declansare a bobinei din Suceava si se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava pentru cresterea nivelului de tensiune.

La retragerea liniei 400kV Roman-Suceava se verifica sa fie in functiune automatizarea de declansare a bobinei din Suceava si se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava pentru cresterea nivelului de tensiune.

La retragerea AT 220/110kV Suceava se verifica sa fie in functiune automatizarea de declansare a bobinei din Suceava.

III12 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Filesti** sau a **T1 400/110kV Smardan**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni, Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu conditia ca CT 110kV Brailita sa fie deja conectata in schema normala.

III13 Retragerea din exploatare a **T1** sau **T2 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Bujoreni-Militari la cca. 103% I_{30} , Jilava-IFA la cca. 142% I_{30} , IFA-Domnesti la cca. 140% I_{30} .

-la retragerea T1 Domnesti se conecteaza CLTv cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A;

-la retragerea T2 Domnesti se conecteaza CTv intre barele 110kV 1 si 2B;

Se considera finalizate lucrarile in statia Jilava 110kV si **confidential**.

Se mentioneaza ca la retragerea T5 400/110kV Domnesti se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B, pentru trecerea liniilor 110kV IFA si Masini Grele A pe bara 2B 110kV Domnesti.

III14 Retragerea din exploatare a **AT3(4) 400/220kV Buc. S** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4(3) 400/220kV Buc. S la cca. 104%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana si eventual una din liniile 110kV Pogoanele-Jugurean, V. Calugareasca-Urziceni sau Rm. Sarat-Costieni.

III15 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. 104% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

III16 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1 (sau c2)** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2 (respectiv c1) la cca. 104% I₃₀. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.

III17 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. 104%I₃₀. La retragerea c2 ale liniei 220kV Buc. Sud-Fundeni se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.

III18 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 elementele respective se vor conecta CT din Solex si CLT Progresu, se deconecteaza c2 al liniei 110kV Progresu-Jilava si se conecteaza linia 110kV Domnesti-Jilava pe bara 2 Jilava. (**confidential**).

III19 Retragerea din exploatare a **CL 400kV Constanta N.** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni ridicate in zona Tulcea 110kV (cca. 123-125kV) si in statiile 400kV Tulcea si Constanta N. bara A.

- La retragerea CL 400kV Constanta N. cu retragere de bara 400kV, se conecteaza una din liniile 400kV prin BTf si se trece in rezerva un trafo 400/110kV Constanta N.,

- La retragerea liniei 400kV Tulcea-Isaccea se comuta ploturile T1,2 400/110kV Tulcea pe cel mult plotul 6.

III20 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. la cca. 107% I₃₀.

- La retragerea T2 400/110kV Medgidia S. se conecteaza CT Medgidia

- La retragerea liniei 400kV Constanta N.-Cernavoda se conecteaza liniile 110kV Basarabi-G. Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu si Zebil-M. Viteazu

III21 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. 139% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 105% I₃₀, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 118% I₃₀ si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 104% I₃₀. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana si AT aflat in rezerva in statia Teleajan.

III22 Retragerea din exploatare a **AT2 sau AT1 220/110kV Brazi V.**, 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 linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu.

III23 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi sau AT 220/110kV Stalpu (linia 220kV Stalpu-Teleajan)**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 91-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 142% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 107% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 120% I_{30} si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 106% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.

III25 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Brazi-Teleajan sau a AT1 220/110kV Brazi**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 93-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 139% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 103% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 105% I_{30} si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 105% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana si AT aflat conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.

III27 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V. sau AT 220/110kV Stalpu (linia 220kV Stalpu-Teleajan)**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 91-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 142% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 105% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Teleajan la cca. 107% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.

III28 Retragerea din exploatare a unui **AT 220/110kV FAI sau a AT 220/110kV Munteni V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.

3.3.3 Schema suplimentara G. Ialomitei

Programul de retrageri in statia 400/110kV Gura Ialomitei este prezentat in anexa 3.13.

Saptamanile 38-40

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

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 functiune:

- Linie lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S.;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insuratei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi.

La declansarea L400kV Constanta N.-Cernavoda se incarca L110kV Basarabi-Medgidia S. c.2 la cca. 127% I_{30} (615,83A). Se obtine un regim admisibil in urma aplicarii urmatoarei set de masuri:

- conectarea liniilor 110kV Hotarele-Oltenești și V. Calugareasca-Urziceni;
- conectarea liniilor 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (dc), Basarabi-G. Ialomitei;
- deconectarea liniilor 110kV Basarabi-Lumina și Medgidia N-Medgidia 1;
- functionarea liniilor 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 și c2 pe B2 110kV Medgidia S.;
- functionarea liniilor 110kV M.Voda-Medgidia S. și Medgidia 1-Medgidia S. pe B1 110kV Medgidia S.

Dacă sunt retrase L400kV Mizia-Carevetz și L400kV Djerdap-Bor (sau L400kV Bor-Nish) la declansarea L400kV Constanta N.-Cernavoda se încarcă L110kV Basarabi-Medgidia S. c2 la cca. 139% I_{30} (672,2A). Se obține un regim admisibil în urma aplicării următorului set de măsuri:

- conectarea liniilor 110kV Hotarele-Oltenești și V. Calugareasca-Urziceni;
- conectarea liniilor 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (dc), Basarabi-G. Ialomitei;
- deconectarea liniilor 110kV Basarabi-Lumina și Medgidia N.-Medgidia1;
- functionarea liniilor 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 și c2 pe B2 110kV Medgidia S.;
- functionarea liniilor 110kV M.Voda-Medgidia S. și Medgidia 1-Medgidia S. pe B1 110kV Medgidia S.
- **(confidential)**;
- se recomandă functionarea T4 400/110kV G.Ialomitei pe plotul 10 ($U_{G.Ial. 100kV}=121$ kV) și T1,2 400/110kV Constanta N. pe plotul 11 ($U_{Constanta N. 110kV}=121$ kV);
- **confidential**.

Saptamanile 41-42/ 2zile

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Celula liniei 400kV București Sud în stația 400kV Gura Ialomitei;
- Celula liniei 400kV Cernavoda, circ. 2 în stația 400kV Gura Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandareș;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S.

În funcțiune:

- Linie lungă 400kV București Sud-Cernavoda;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat în stația nouă 400kV G. Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei în stația nouă 400kV G. Ialomitei;
- Legătura provizorie 400kV G. Ialomitei stație nouă-stație veche;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurateș;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Saptamana 42/4zile

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Celula liniei 400kV București Sud în stația 400kV Gura Ialomitei;
- Celula liniei 400kV Cernavoda, circ. 2 în stația 400kV Gura Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurateș;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda.

În funcțiune:

- Linie lungă 400kV București Sud-Cernavoda;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat în stația nouă 400kV G. Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei în stația nouă 400kV G. Ialomitei;
- Legătura provizorie 400kV G. Ialomitei stație nouă-stație veche;

- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Saptamana 43

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

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;

In functiune:

- Linie lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Legatura provizorie 400kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Legatura provizorie 110kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insuratei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Saptamana 44

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Celula liniei 400kV Bucuresti Sud in statia 400kV Gura Ialomitei;
- Celula liniei 400kV Cernavoda, circ. 2 in statia 400kV Gura Ialomitei;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;

In functiune:

- Linie lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 1;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Legatura provizorie 400kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Legatura provizorie 110kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insuratei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Saptamanile 45-46

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Linia 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 2.
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;

In functiune:

- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ.1;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Legatura provizorie 400kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Legatura provizorie 110kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G.Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Saptamana 47

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Linia 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 2.
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;

In functiune:

- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ.1;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Legatura provizorie 400kV G. Ialomitei statie noua-statie veche;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G.Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Saptamanile 48

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ.1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani;

In functiune:

- Linia 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 2 in statia noua 400kV G.Ialomitei.
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G.Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.

- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu in statia noua 110kV G. Ialomitei;

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Sapatamana 49

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ.1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi.

In functiune:

- Linia 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 2 in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G.Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

Sapatamana 50

Statia 400/110kV Gura Ialomitei.

Retrase :

- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ.1;
- T4 400/110kV Gura Ialomitei.

In functiune:

- Linia 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 2 in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua 400kV G.Ialomitei;
- T3 400/110kV Gura Ialomitei in statia noua 400kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV G.Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia S. in statia noua 110kV G. Ialomitei.
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insurarei in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Bordusani in statia noua 110kV G. Ialomitei;
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Basarabi in statia noua 110kV G. Ialomitei.

Se respecta criteriul (N-1) pentru declansari LEA sau AT(T).

3.3.4 Schema suplimentara de calcul retehnologizare statie 400kV L. Sarat

Retehnologizarea statiei 400kV Lacu Sarat se desfasoara in doua etape. In prima etapa este retras din exploatare AT3 400/220kV, urmand ca in a doua etapa sa fie retras AT4 400/220kV si sa fie realizata o linie lunga 400kV intre Gura Ialomitei si Smardan.

Au fost verificate regimurile de functionare in ambele etape, iar rezultatele acestor calcule sunt prezentate mai jos.

Etapă I – statia 400kV Lacu Sarat

Retrase:

- AT3 400/220kV Lacu Sarat;

- Ramura B1 400kV catre AT3 si AT4 400/220kV Lacu Sarat;
- Ramura BTf 400kV catre AT3 si AT4 400/220kV Lacu Sarat.

Este verificat criteriul de siguranta N-1.

Pentru retrageri din exploatare de echipamente 400 si 220kV:

La retragerea din exploatare a **liniei 220kV Lacu Sarat-Filesti** sau a **AT4 400/220kV Lacu Sarat** se conecteaza liniile 110kV Ostrov-Lacu Sarat c1 si c2, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Gura Ialomitei.

Etapă a II-a – statia 400kV Lacu Sarat

- Retras AT4 400/220kV Lacu Sarat
- Linie lunga 400kV Gura Ialomitei-Smardan realizata din LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat si LEA 400kV Lacu Sarat-Smardan
- In statia noua 400kV Lacu-Sarat in functiune AT3 400/220kV vechi si LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea printr-o portiune a BTf 400kV din statia veche.

Este verificat criteriul de siguranta N-1.

Pentru retrageri din exploatare de echipamente 400 si 220kV:

La retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV L. Sarat** sau a **liniei 220kV L. Sarat-Filesti** sau a **CT 400kV L. Sarat** se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu si ambele circuite ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.

In analizele de regim s-a considerat schema fara insula pasiva de consum din zona Smardan 110kV alimentata din L400kV Isaccea-Vulkanesti

3.3.5 Schema suplimentara Brazi V.

In statiile 400 si 220kV Brazi V. se desfasoara lucrari de extindere a barelor colectoare, cu urmatorul program de retrageri din exploatare:

-AT3 400/220kV Brazi V. 15.01.2010 – 3.03.2010

-Bara 2 220kV 15.01.2010 – 25.01.2010

-Bara 1 220kV 27.01.2010 – 3.02.2010

-Bara 2 400kV 5.02.2010 – 17.02.2010

-Bara 1 400kV 19.02.2010 – 3.03.2010

La retragerea din exploatare a AT3 400/220kV Brazi V. (15.01.2010 – 3.03.2010) se aplica urmatoarele conditionari de regim: se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Pastarnacu si CT 110kV Doftana.

confidential, Se recomanda functionarea AT2,3 Targoviste pe plotul 17.

1) 15.01.2010 – 3.02.2010

La retragerea unei bare 220kV in statia Brazi V. toate echipamentele se trec pe cealalta bara.

S-a analizat declansarea intrerupatorilor echipamentelor de pe bara aflata in functiune printr-un eventual DRRI la un scurtcircuit pe unul din echipamentele racordate la bara.

Pentru a se respecta criteriul N-1 dupa actionarea DRRI bara 220kV trebuie luate urmatoarele masuri de regim, in cazul cand productia in amanajarile hidro de pe raul Buzau este la nivelul prognozat in balanta:

- se conecteaza suplimentar liniile 110kV V. Calugareasca-Urziceni, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugurean;
- se recomanda functionarea AT2,3 Targoviste pe plotul 17;
- se utilizeaza banda secundara de reactiv a TA5 (sau TA6) CET Brazi;
- AT 220/110kV Stalpu si AT 220/110kV Teleajan in functiune.

Criteriul N-1 se respecta si in cazul **confidential**.

2) 5.02.2010 – 3.03.2010

La retragerea unei bare 400kV in statia Brazi V. se obtine un regim admisibil la verificarea criteriului N-1 (inclusiv declansarea celeilalte bare 400kV Brazi V.), fara a fi necesare conditionari de regim suplimentare fata de cele corespunzatoare retragerii din exploatare a AT3 400/220kV Brazi V (inclusiv masurile suplimentare la o eventuala situatie in care nu exista productie in amenajarile hidro de pe Buzau).

3.3.6 Schema suplimentara Gadalin

Pe parcursul intregii perioade analizate se continua lucrarile de RTh din statia 400kV Gadalin.

Se mentioneaza ca la regimul R4 (balanta gol de toamna primavara, schema de calcul C), in cazul functionarii cu linia lunga 400kV Rosiori-Iernut, tensiunile in statiile 400kV Rosiori si Iernut sunt la limita admisibila. Deconectarea acestei linii conduce la scaderea tensiunilor cu cca. 8kV.

3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR

3.4.1 Zona municipiului Bucuresti

Analiza congestiilor in zona Bucuresti s-a efectuat pornind de la balantele de varf de sarcina din anexa 2.3.1 considerate in cadrul studiului.

S-a luat in considerare consumul municipiului Bucuresti si al Judetului Ilfov la orele de varf in perioada 01.10.2008-31.03.2009, utilizandu-se pentru acesta citirile efectuate in cadrul DET Bucuresti in zilele de miercuri, respectiv duminica la ora 21. Tinand cont ca varful de sarcina se modifica in functie de luna din an si de tipul zilei (lucratoare sau duminica), pe baza curbelor de sarcina medii lunare s-au stabilit intervalele de varf de sarcina pentru fiecare luna analizata si fiecare tip de zi. Pe baza acestor curbe si a citirilor efectuate la ora 21 s-au estimat consumurile pentru ora de varf, pentru fiecare luna in parte si pentru fiecare tip de zi. Toate aceste informatii sunt prezentate in tabelul 3.4.1.

Tabel 3.4.1

Luna	Ziua	Consum citit la ora 21 [MW]	Interval varf	Consum estimat la varf [MW]
Octombrie '08	lucratoare	878-1016	20-21	900-1050
	duminica	735-849	20-21	750-850
Noiembrie '08	lucratoare	951-1150	18-19	1000-1200
	duminica	830-1006	18-19	850-1050
Decembrie '08	lucratoare	988-1145	18-19	950-1200
	duminica	875-1155	18-19	900-1200
Ianuarie '09	lucratoare	1072-1148	18-19	1100-1200
	duminica	918-1053	18-19	950-1100
Februarie '09	lucratoare	1048-1134	19-20	1100-1150
	duminica	920-1004	19-20	950-1050
Martie '09	lucratoare	981-1037	19-20	1000-1050
	duminica	875-928	20-21	900-950

Pe baza acestor date s-au estimat diferite varfuri de consum posibil a se inregistra in perioada 01.10.2009-31.03.2010 in zona Bucuresti+Ilfov si s-au aproximat consumurile la ora de varf pentru zonele din Bucuresti posibil a fi congestionate: zona de vest, respectiv cea de sud. S-a indicat consumul aproximativ alimentat prin LEA 110kV d.c. Bujoreni-Militari, respectiv LEA 110kV Militari-Bujoreni, tinand cont de faptul ca, in cadrul zonei de vest acest consum este cel care influenteaza decisiv valoarea congestiilor.

confidential

Analiza s-a axat pe doua etape: toamna-primavara si iarna. Din punct de vedere al productiei, diferenta majora intre cele doua etape o reprezinta absenta termoficarii in prima etapa (lunile octombrie si eventual martie, in functie de temperaturile exterioare), avand drept consecinta o putere generata redusa (sau nula) in zona.

Pentru perioada toamna-primavara (cu putere generata redusa) s-au analizat varfuri de consum pentru zona Bucuresti+Ilfov cuprinse intre **confidential** si **confidential**. Pentru perioada de iarna s-au analizat varfuri de consum cuprinse intre **confidential** si **confidential**.

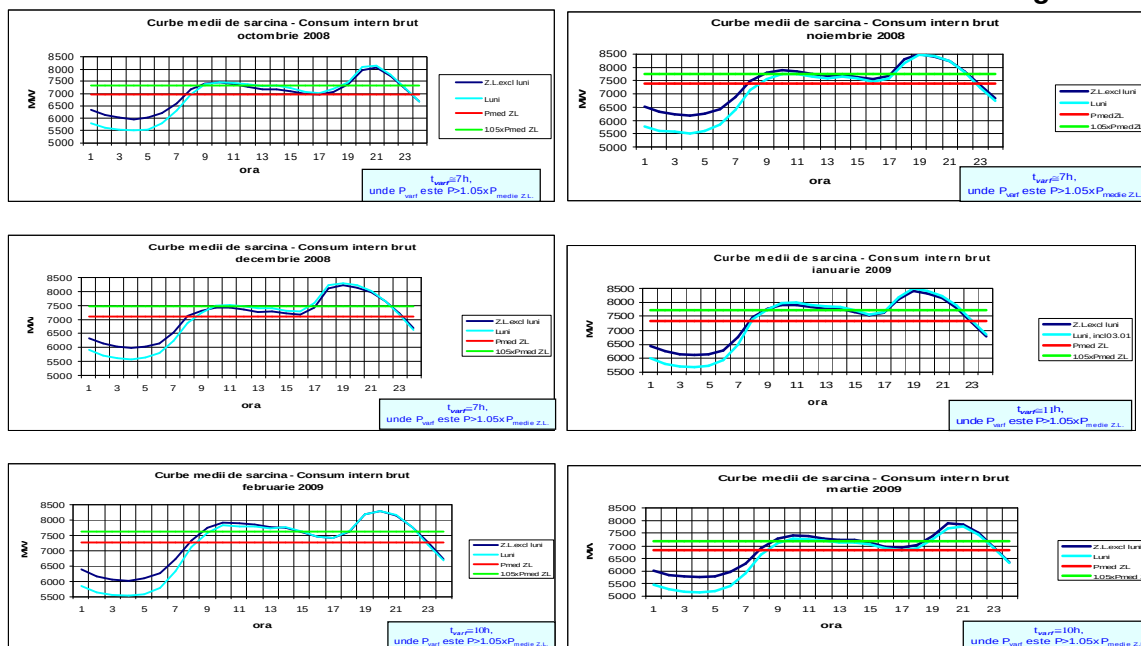
La analiza congestiilor s-a tinut cont de urmatoarele aspecte:

- pentru perioada analizata s-au considerat puterile prioritare (valori medii nete lunare) estimate de catre ELCEN Bucuresti si prezentate in tabelul **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 octombrie-martie:

octombrie , decembrie – 7h, ianuarie – 11h, februarie-martie – 10h;

Fig. 3.4.1



- 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 **confidential**.
- conform informatiilor primite de la ELCEN in perioada 17.09.2009-31.10.2009 va fi in reparatie un grup din CET Progresu.
- Conform informatiilor primite pe linie operativa grupurile TA1 si TA2 din CET Bucuresti Sud sunt propuse pentru trecerea in conservare in aceasta iarna.

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:

- pentru zona de sud:

- AT-urile 220/110kV Bucuresti Sud
- Tr5 400/110kV Domnesti;
- pentru zona de vest:
 - Tr1 si Tr2 400/110kV Domnesti
 - liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

S-a analizat si posibilitatea eliminarii\reducerii congestiilor prin buclarea retelei 110kV din zona.

S-au luat in considerare programele de retehnologizare din statiile 110kV Jilava si Dudesti, tinandu-se cont de intarzierile programelor respective (conform informatiilor verbale primite de la ENEL Distributie Muntenia, pentru ambele statii intarzierile erau de cca.3 luni, la inceputul lunii septembrie). Programele de intreruperi si schemele de functionare pentru statiile respective sunt prezentate in anexele 3.4.1-3.4.2.

In cadrul analizei s-au luat in considerare intarzierile mentionate mai sus. Astfel, pentru statia Jilava 110kV s-a considerat pentru luna octombrie etapa 1 din programul de intreruperi, pentru perioada noiembrie etapa a 2-a, pentru decembrie etapa a 3-a, pentru ianuarie etapa a 4-a, pentru februarie-martie etapa a 5-a.

Pentru statia Dudesti 110kV s-a considerat pentru luna octombrie etapa a 2-a din programul de retehnologizare, pentru luna noiembrie etapa a 3-a, iar pentru decembrie-martie schema normala de functionare.

In ceea ce priveste retragerile programate din exploatare, in statia Bucuresti Sud urmeaza sa fie retras AT2 200/110kV pentru inlocuire cu unul nou, durata estimata a retragerii fiind de 7 zile.

Tabel 3.4.4 Sinteza analizei congestiilor in zona de sud a Bucurestiului in octombrie 2009 pentru regimuri fara retrageri din exploatare

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Masuri complement.	Cost cong. LEI	Observatii
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	126%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava	-	-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.S	119%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava S		-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	126%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava		-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	131%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava		-	

Opriri totale centrale : -
Program reparatii:
CET Progresu: TA5: 17.09, 31.10.2009
CET Buc.SUD:TA2, expirare durata de functionare
CMP si CJP, nu functioneaza
* Puterea necesara poate fi selectata in CET Bucuresti Sud si/sau Progresu
1) Consum total zona Bucuresti+Ilfov
2) Consum zona de sud a Bucurestiului

§ Durata congestii:
Nr.zile lucratoare x Nr.ore de functionare la varf de sarcina
unde Nr.ore de functionare la varf de sarcina zilnic, conform curbelor medii de sarcina, are urmatoarele valori: octombrie-decembrie – 7h , ianuarie – 11h, februarie-martie – 10h
§ In afara orelor de varf s-a considerat durata de functionare a grupului selectat pentru eliminarea congestiei la P_{min tehnic} pentru a se evita oprirea/pornirea zilnica a grupului.
§ Nr.ore functionare la varf de sarcina:
Nr.ore in care P>1.05xPmedie
§ Cost mediu energie selectata pentru congestii: [redacted]

**Tabel 3.4.5. Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in octombrie 2009
pentru regimuri fara retrageri din exploatare**

Pc [MW]	Conting. critica	Element cong. in reg. fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare	Cost cong. LEI	Observatii
confi denti al	C1 LEA 110kV Bujoreni- Domnesti	136% I_L c2 110kV Chitila-Crangasi	Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. dec.	0	0
			Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. con.		
confi denti al	Tr2 400/110kV Domnesti	138% I_L c2 110kV Chitila-Domnesti 400/110kV Domnesti	Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. dec.	0	0
			Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. con.		
confi denti al	Tr2 400/110kV Domnesti	147% I_L c2 110kV Chitila-Domnesti 400/110kV Domnesti	Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. dec.	0	
			Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. con.		
confi denti al	Tr2 400/110kV Domnesti	158% I_L c2 110kV Chitila-Domnesti 400/110kV Domnesti	Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. dec.	0	
			Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. con.		

1) Consum total zona Bucuresti+Ilfov
2) Consum zona de vest a Bucurestiului
3) Consum alimentat prin linia d.c. 110kV Bujoreni-Militari

Tabel 3.4.6 Sinteza analizei congestiilor in zona de sud a Bucurestiului in octombrie 2009 pentru regimuri cu retrageri din exploatare

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.in regimul fara prod. in zona de Sud	Masuri complem.	Cost cong. LEI	Obs.
confidential	AT2 220/110kV Buc.S	AT1 220/110kV Buc.Sud	217%I _{lt} pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava	-	840000	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	131%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud		-	
confidential	AT2 220/110kV Buc.S	AT1 220/110kV Buc.Sud	228%I _{lt} pe axa 110kV Domnesti-IFA-Jilava		908600	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	131%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud		-	
confidential	AT2 220/110kV Buc.S	AT1 220/110kV Buc.Sud	244%I _{lt} pe axa110kV Domnesti-IFA-Jilava		1006600	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	134%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud		-	
confidential	AT2 220/110kV Buc.S	AT1 220/110kV Buc.Sud	263%I _{lt} pe axa110kV Domnesti-IFA-Jilava		2016000	
	Tr5 400/110kV Domnesti	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	140%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud		-	

*) Supl. s-a descarcat sarcina din zona Domnesti-Jilava, astfel incat deficitul zonei sa fie **confidential**

) Daca deficitul zonei este mai mic de cca. **confidential nu apar congestii la retragerea Tr5 Domnesti.

***) Puterea necesara poate fi selectata in CET Bucuresti Sud si/sau Progresu

Tabel 3.4.7. Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in octombrie 2009 in regimuri cu retrageri din exploatare

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cel mai cong. in reg.fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare	Cost cong. LEI	Obs.
confidential	Tr1 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	140%I _L 110kV Chitila-Crangasi	Con. LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Groz. dec. daca P _{G_{Groz}} =0MW sau con. daca P _{G_{Gro}} >0	0	0
	Tr2 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2 Sau Domnesti-Chitila c2				
confidential	Tr1 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	146%I _L 110kV Chitila-Crangasi		0	0
	Tr2 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2 Sau Domnesti-Chitila c2				
confidential	Tr1 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	154%I _L c2 110kV Chitila-Crangasi		0	
	Tr2 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2 Sau Domnesti-Chitila c2				
confidential	Tr1 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	160%I _L c2 110kV Chitila-Crangasi	280000		
	Tr2 400/110kV Domnesti	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2 Sau Domnesti-Chitila c2				

Tabel 3.4.8 Sinteza analizei congestiilor in zona de sud a Bucurestiului in perioada noiembrie 2009-martie 2010 in regimuri fara retrageri din exploatare

Consum zona [MW]	Conting. critica	Element cong. in regimul fara prod. in zona de Sud	Masuri complem.	Cost cong. LEI	Observatii
confidential	AT1 220/110kV Buc.Sud	125%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava	-	-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.S	132%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava		-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	140%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava		-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	146%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava		-	
confidential	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	154%I _{lt} pe LEA 110kV Domnesti-IFA-Jilava		-	

*) Puterea necesara poate fi selectata in CET Bucuresti Sud si/sau Progresu

Tabel 3.4.9. Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in perioada noiembrie 2009-martie 2010 in regimuri fara retrageri din exploatare

Pc [MW]	Conting. critica	Element congestionat in regimul fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare	Cost cong. LEI	Observatii
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	150%I _n c1 110kV Domnesti-Chitila	Cupla110kV CET Grozavesti conectata	0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	157%I _n c1 110kV Chitila-Domnesti		0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	163%I _n c1 110kV Chitila-Domnesti		0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	174%I _n c1 110kV Chitila-Domnesti		0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	186%I _n c1 110kV Chitila-Domnesti		0	

Tabel 3.4.10 Sinteza analizei congestiilor in zona de sud a Bucurestiului in perioada noiembrie 2009-martie 2010 in regimuri cu retrageri din exploatare

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cong.in reg. fara prod. in zona de Sud	Masuri complem.	Cost cong. LEI	Observatii
confi denti al	AT2 Buc.S 220/110kV	AT1 Buc.S 220/110kV	248%I _{lt} pe axa 110kV Domnesti- IFA-Jilava	-	-	
	Tr5 Domnesti 400/110kV	AT1(2 Buc.S) 220/110kV	134%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud	-	-	
confi denti al	AT2 Buc.S 220/110kV	AT1 Buc.S 220/110kV	268%I _{lt} pe axa 110kV Domnesti- IFA-Jilava	-	-	
	Tr5 Domnesti 400/110kV	AT1(2 Buc.S) 220/110kV	141%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud	-	-	
confi denti al	AT2 Buc.S 220/110kV	AT1 Buc.S 220/110kV	284%I _{lt} pe axa110kV Domnesti-IFA- Jilava	-	-	
	Tr5 Domnesti 400/110kV	AT1(2 Buc.S) 220/110kV	149%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud	-	-	
confi denti al	AT2 Buc.S 220/110kV	AT1 Buc.S 220/110kV	305%I _{lt} pe axa110kV Domnesti-IFA- Jilava	-	-	
	Tr5 Domnesti 400/110kV	AT1(2 Buc.S) 220/110kV	156%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud	-	-	
confi denti al	AT2 Buc.S 220/110kV	AT1 Buc.S 220/110kV	284%I _{lt} pe axa110kV Domnesti-IFA- Jilava	-	-	
	Tr5 Domnesti 400/110kV	AT1(2 Buc.S) 220/110kV	164%S _n AT2(1) 220/110kV Buc Sud	-	-	

^{*)} Deficitul zonei sa fie aproximativ **confidential**

^{**)} Daca deficitul zonei este mai mic de **confidential** nu apar congestii la retragerea Tr5 Domnesti.

^{***)} Puterea necesara poate fi selectata in CET Bucuresti Sud si/sau Progresu

Tabel 3.4.11. Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in perioada noiembrie 2009-martie 2010 in regimuri cu retrageri din exploatare

Pc [MW]	Element retras	Conting. critica	Element cel mai cong. in regimul fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare	Cost cong. LEI	Observatii
confi denti al	Un Tr 400/110kV Domnesti	Un circ. LEA 110kV Bujoreni- Domnesti	152% I_k LEA 110kV Chitila- Crangasi	Conectare LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Grozavesti	0	
confi denti al	Un Tr 400/110kV Domnesti	Un circ. LEA 110kV Bujoreni- Domnesti	160% I_k LEA 110kV Chitila- Crangasi	Conectare LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Grozavesti	0	
confi denti al	Un Tr 400/110kV Domnesti	Un circ. LEA 110kV Bujoreni- Domnesti	170% I_k LEA 110kV Chitila- Crangasi	Conectare LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Grozavesti	0	
confi denti al	Un Tr 400/110kV Domnesti	Un circ. LEA 110kV Bujoreni- Domnesti	182% I_k LEA 110kV Chitila- Crangasi	Conectare LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Grozavesti	0	
confi denti al	Un Tr 400/110kV Domnesti	Un circ. LEA 110kV Bujoreni- Domnesti	190% I_k LEA 110kV Chitila- Crangasi	Conectare LEA110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi Cupla110kV CET Grozavesti	0	

^{*)} Daca starea sistemului permite, pe durata retragerii din exploatare se va descarca partial sarcina zonei de vest pe alte zone.

**Tabel 3.4.12 Sinteza analizei congestiilor in zona de sud a Bucurestiului
in perioada retragerii AT3 400MVA Brazi Vest**

Consum zona [MW]	Conting. critica	Element ul cel mai congestionat in regimul fara prod. in zona de Sud	Masuri complementare de buclare retea 110kV	Cost cong. LEI	Observatii
confidential	AT1 (2) 220/110kV Buc.Sud	132% Sn AT2 Buc.S	-	-	
confidential	AT1 (2) 220/110kV Buc.Sud	140% Sn AT2 Buc.S	-	-	
confidential	AT1 (2) 220/110kV Buc.Sud	148% Sn AT2 Buc.S	-	-	
confidential	AT1 (2) 220/110kV Buc.Sud	157% Sn AT2 Buc.S	-	-	
confidential	AT1 (2) 220/110kV Buc.Sud	168% Sn AT2 Buc.S	-	-	

*) Puterea necesara poate fi selectata in CET Bucuresti Sud si/sau Progresu

**Tabel 3.4.13. Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului
in perioada retragerii AT3 400MVA Brazi Vest**

Pc [MW]	Conting. critica	Element congestionat in regimul fara prod. in zona de Vest	Masuri complementare de buclare retea 110kV	Cost cong. LEI	Observatii
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	149% I_t c1 110kV Domnesti-Chitila	Cupla110kV CET Grozavesti conectata	0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	154% I_t c1 110kV Chitila-Domnesti	Cupla110kV CET Grozavesti conectata	0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	163% I_t c1 110kV Chitila-Domnesti	Cupla110kV CET Grozavesti conectata	0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	174% I_t c1 110kV Chitila-Domnesti	Cupla110kV CET Grozavesti conectata	0	
confidential	Tr2 400/110kV Domnesti	180% I_t c1 110kV Chitila-Domnesti	Cupla110kV CET Grozavesti conectata	0	

Tabel 3.4.15 Sinteza analizei congestiilor in zona Giurgiu-Bucuresti-Brazi-Targoviste in perioada retragerii AT3 400MVA Brazi Vest

Pc [MW]	Conting . critica	Elementul cel mai congestionat in regimul fara prod. in zona A	Masuri complementare de buclare retea 110kV	Cost cong. LEI	Observatii
confidential	LEA d.c.220kV Buc.Sud -Fundeni	c2 LEA 220kV Bradu-Targoviste U<80kV in zona Fundeni (daca putere generate in zona este nula regimul este divergent)	Conectare LEA 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Rm.Sarat-Costieni, Jugureanu-Pogoanele, V.Calugareasca-Urziceni, G.Ocnitei-Postarnacu, cupla 110kV V.Larga si Doftana	4089000	confidential
				12609000	

- 1) Consumul mediu estimat pentru ora de varf in zona Tr.Magurele-Ghizdaru-Bucuresti-Brazi-Teleajen-Stalpu-Targoviste (zona A)
- 2) Consumul mediu estimat pentru ora de varf in zona Fundeni-Brazi-Teleajen-Stalpu-Targoviste (zona B)

In statia Domnesti urmeaza a fi retrase pe rand Tr1 si Tr2 400/110kV, unul pentru inlocuire protectii (durata estimata a retragerii – 12 zile), iar cel de-al doilea pentru revizie tehnica (durata estimata a retragerii – 12 zile). Retragerile Tr 1 si 2 din Domnesti sunt prevazute in planul anual si in planul lunii septembrie. S-a considerat analiza in cadrul lunii octombrie, tinand cont de posibilele intarzieri cauzate de productia redusa in zona. Avand in vedere lucrarile din Jilava, s-a considerat situatia defavorabila in care la retragerea Tr1 sau Tr2 Domnesti, acesta nu se poate inlocui cu Tr5 (acesta alimenteaza in prezent zona de sud si o parte din zona de vest).

Rezultatele analizelor (cu/fara retrageri din exploatare) sunt prezentate in tabelele 3.4.4÷3.4.13.

Se constata ca **in luna octombrie** (tabelele 3.4.4-3.4.5), pentru varfurile de consum prognozate, nu se estimeaza aparitia de congestii in Bucuresti, daca nu sunt retrageri din exploatare (programate sau accidentale) in zonele analizate si daca se functioneaza in centralele din zona cu puterea prioritara estimata.

In cazul retragerilor din exploatare pot sa apara congestii in zona de sud a Bucurestiului (tabelul 3.4.6), la retragerea AT2 200/110kV, daca puterea generata in zona si eventualele manevre de descarcare a sarcinii pe alte zone nu permit reducerea deficitului zonei sub **confidential**. In zona de vest pot aparea congestii in cazul retragerii unui transformator (tabelul 3.4.7), daca sarcina zonei de vest depaseste **confidential** si nu se poate descarca pe alte zone in lipsa generatiei suficiente.

Pentru lunile **noiembrie-martie**, daca nu se retrage AT3 400MVA Brazi Vest (tabelele 3.4.8÷3.4.11), pentru varfurile de consum prognozate si puterile prioritare considerate, nu se estimeaza aparitia congestiilor in Bucuresti, atat pentru functionarea in schema normala, cat si la retragerea din exploatare a unui element. Programele de retehnologizare din statiile 110kV Jilava (etapele 2-5) si Dudesti (etapele 2-3) nu conduc la diferente majore intre valorile productiei minime necesare in Bucuresti pentru evitarea congestiilor.

Pentru perioada retragerii AT3 400MVA Brazi Vest (interval prognozat 15.01.2010-15.03.2010), rezultatele sunt prezentate in tabelele 3.4.12÷3.4.13.

Obs.1: Costul mediu al unui MWh energie congestionata s-a considerat **confidential**

OBS.2: **confidential**

3.4.1 Zona Tr.Magurele - Giurgiu – Bucuresti - Brazi – Buzau – Targoviste

In perioada retragerii AT3 Brazi Vest o alta zona care prezinta potential de aparitie a congestiilor este zona Ghizdaru - Mostistea - Tr.Magurele – Domnesti - Bucuresti Sud - Fundeni - Brazi - Teleajen – Stalpu – Targoviste (notata cu **zona A**), alimentata prin AT3 si AT4 400/220kV Bucuresti Sud, Tr1, Tr2 si Tr5 400/110kV Domnesti, LEA d.c. Bradu-Targoviste si LEA 220kV Craiova Nord-Tr. Magurele.

Avand in vedere ca in perioada analizata (15.01-15.03.2009) in zona Bucuresti functioneaza centralele de termoficare, o situatie mai grea prezinta zona Fundeni - Brazi - Teleajen – Stalpu – Targoviste (notata cu **zona B**), alimentata prin LEA d.c. 220kV Bucuresti Sud-Fundeni si prin LEA d.c. 220kV Bradu-Targoviste.

confidential

In cadrul acestei analize s-a considerat in centralele din Bucuresti o putere minima de **confidential** necesara pentru evitarea congestiilor, conform rezultatelor din tabelele 3.4.12÷3.4.13 **confidential**

confidential De asemenea, s-a buclat reseaua de 110kV, conectandu-se liniile Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, Rm.Sarat-Costieni, Jugureanu-Pogoanele si cupla din Valea Larga. In aceste conditii au rezultat urmatoarele concluzii:

1. pentru respectarea criteriului N-1 in **zona A** este necesara mentinerea deficitului sub valoarea de **confidential** valoare limitata de incarcarea AT3(4) 400/220kV Bucuresti Sud in cazul declansarii AT4(3) 400/220kV Bucuresti Sud.

confidential

2. Pentru respectarea criteriului N-1 in **zona B** este necesara mentinerea deficitului sub valoarea de **confidential**, valoare impusa de atingerea limiei termice pe c2 al LEA 220kV Bradu-Targoviste in cazul declansarii LEA 220kV d.c. Bucuresti Sud-Fundeni.

confidential

Pentru respectarea nivelului minim admisibil de tensiune in zona Fundeni in acest caz, sarcina pe cele doua unitati de transformare din Fundeni trebuie mentinuta la **confidential**

Nu s-a considerat buclarea retelei 110kV intre Fundeni si CET Brazi deoarece la declansarea d.c. Bucuresti Sud-Fundeni sarcina pe aceste linii ar conduce la limitarea deficitului admisibil.

Rezultatele sunt sintetizate in tabelul **confidential**

3.4.3 Concluzii

Pe baza analizei prezentate mai sus, rezulta urmatoarele consideratii:

1. La functionarea in schema normala in perioada 01 octombrie 2009 – 31 martie 2010, nu se estimeaza aparitia congestiilor in Bucuresti daca varful de consum nu va depasi valori prognozate, iar puterea generata in centralele din zona va corespunde cu puterea prioritara estimata.
2. In cazul retragerii Tr1 sau Tr2 400/110kV in statia Domnesti nu se estimeaza aparitia congestiilor, daca varful de consum nu va depasi valori prognozate, iar puterea generata in centralele din zona va corespunde cu puterea prioritara estimata. Se recomanda retragerea din exploatare a unitatilor de transformare respective dupa intrarea in functiune a centralelor de termoficare din zona.
3. In cazul retragerii AT2 220/110kV Bucuresti Sud in luna octombrie inaintea pornirii termoficarii este posibila aparitia congestiilor, avand in vedere puterea redusa produsa in CET Bucuresti Sud si Progresu, schema de functionare din statia Jilava 110kV aflata inca in prima etapa de retehnologizare (zona de sud alimentata prin axa Domnesti-IFA-Jilava-Progresu limitata la **confidential** si probabilitatea redusa de a putea descarca sarcina din zona de sud pe alte zone (Domnesti, Fundeni). **confidential** Se recomanda retragerea unitatii de transformare respective, pentru inlocuirea cu una noua, atunci cand exista conditii pentru evitarea congestiilor.
4. Pentru perioada noiembrie-martie, avand in vedere puterea estimata a fi produsa in centralele din zona Bucuresti, nu se prevad congestii, daca prognoza de consum nu este depasita, si daca in CET Bucuresti Sud vor functiona grupurile care debiteaza in retea de 110kV.
5. In cazul retragerii AT3 400/220k Brazi Vest, pentru evitarea congestiilor este necesara buclarea retelei de 110kV (fara buclele dintre Fundeni si CET Brazi) si mentinerea deficitului **zonei A** (Ghizdaru - Mostistea - Tr.Magurele – Domnesti - Bucuresti Sud - Fundeni - Brazi - Teleajen – Stalpu – Targoviste) **sub confidential**. In aceeasi situatie deficitul **zonei B** (Fundeni - Brazi - Teleajen – Stalpu – Targoviste) trebuie mentinut **sub confidential** De asemenea sarcina zonei Fundeni nu trebuie sa depaseasca **cca. confidential**
6. Costul estimat al congestiilor la retragerea AT3 400/220kV Brazi Vest variaza intre **cca.4mil Lei confidential** si **cca.12 mil Lei confidential** Aceste costuri scad daca exista putere notificata pentru centralele din zona in intervalul retragerii AT3 Brazi Vest **confidential**

OBS: Valorile de deficit estimate sunt influentate de nivelul tensiunilor in zona. La retragerea AT3 Brazi Vest se vor actualiza aceste valori in functie de starea reala a sistemului (varf de consum, putere generata, rezerva de putere reactiva).

3.5 CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)

3.5.1 NTC maxime negarantate, 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 iarna 2009-2010 in schema normala, pentru SEN functionand interconectat cu reseaua pan-europeana prin L400kV Portile de Fier-Djerdap, 1cTantareni-Kozlodui, Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekecsaba (+ Arad-Nadab), 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 pan-europeana.

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 partial aditionabile, si un TRM de export/import in interfata Romaniei 300/400MW pentru calculul capacitatilor nete de schimb totale in interfata Romaniei.

Aceste valori sunt **indicative, negarantate**, si pot fi utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil in 2010.

*Pe baza calculelor au rezultat pentru iarna 2009-2010 urmatoarele valori **NTC totale maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN:***

RO export NTC 1900 MW / 2100 MW **LPdFier-Djerdap: TC PdFier 1600A / Itermic 1700A**
RO import NTC 1500 MW / 1900MW **S4 680MW / S4 720MW+buclare +redispatch sau S4 600MW**

Se propun pentru armonizare cu partenerii si publicare pe site-ul ETSO valorile NTC bilaterale agregabile in interfete partiale ca valori **NTC bilaterale maxime negarantate indicative** pentru volumul maxim de schimburi in iarna 2009-2010 :

RO=>HU 1100 MW	1400	MAVIR
HU=>RO 600 MW	600	
RO=>RS 600 MW	400*	EMS
RS=>RO 300 MW	300	
RO=>BG 600 MW	600	ESO
BG=>RO 600 MW	600	
RO=>UA 300 MW		
UA=>RO 550 MW		

* Valoarea propusa de EMS pentru NTC Romania=>Sebia este mai mica decat valorile lunare in perioada ianuarie-aprilie 2009 (450-550MW).

Tinand seama si de valoriale maxime ale NTC lunare din 2009 se propune utilizarea valorilor de mai sus determinate de Transelectrica ca **valori NTC plafon pentru licitatiile lunare in 2010** acolo unde acordurile bilaterale includ aceste valori (specificate pana in prezent in acordurile bilaterale cu MAVIR si EMS).

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

- pentru schema normala, fara programe de retrageri cu exceptia retehnologizarilor de lunga durata;
- fara asigurarea posibilitatii de a utiliza complet toate NTC bilaterale indicative simultan in interfata SEN;
- fara considerarea alocarilor successive pe mai multe granite, care in realitate determina solicitarea mai intensa a anumitor linii de interconexiune (exemplu : RO=>HU + HU=>RS = RO=>RS);

- fara considerarea cresterii simultane a schimburilor intre alti pateneri printr-o interfata multilaterala incluzand si granite ale SEN (RO+BG=>UA+HU+RS+MK+GR);
- neglijarea influentei asupra distributiei NTC total pe granite a necesitatilor legate de siguranta zonei (import maxim GR+MK+AL 1900MW in vara 2009) si de evitarea tranzitelor determinate de tranzactii externe.

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

3.5.2 NTC anuale ferme

Conform acordurilor bilaterale incheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR, EMS, ESO EAD), se furnizeaza pentru utilizare comerciala NTC anuale ferme, garantate pentru toate programele de reparatii anuale coordonate convenite in SEN si interconexiune.

Tinand seama de :

- necesitatea furnizarii NTC anuale ferme inaintea elaborarii planului de retrageri anual al SEN si a planurilor de retragere coordonata in interconexiune;
- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului;
- incertitudini legate de prognoza productiei in puncte cheie care afecteaza valorile NTC (CHE Portile de Fier+Djerdap, etc)

NTC anuale ferme se estimeaza :

- pe baza experientei anului curent si anterior privind programele simultane de reparatii in interconexiune si a posibilitatilor de schimb: cele mai mici valori NTC lunare ferme obtinute in ultimele 12 luni.
- efectuand si calcule suplimentare, numai daca sunt prevazute:
 - programe de re tehnologizare in anul urmator care pot duce la valori NTC ferme mai mici;
 - puneri in functiune semnificative (linii si statii de interconexiune, etc) in intervalul intre estimarea NTC anuale si inceperea anului urmator care pot duce la cresterea valorilor NTC.

Pentru anul 2010 se iau in considerare cu prioritate valorile NTC lunare din 2009 (Anexa 3.11.1), afectate de conditii specifice:

- punerea in functiune a LEA 400kV Nadab-Bekescsaba;
- marirea reglajelor de vara a protectiilor pe LEA 400kV Djerdap-Bor-Nis (1420A=>1740A), cu efect semnificativ asupra exportului;
- lucrari de re tehnologizare in statia Gadalin si posibilitatea deconectarii LEA 400kV Iernut-Rosiori la tensiuni inalte, cu efect semnificativ asupra importului; lucrarile vor continua in 2010.

Privind NTC lunare ferme de export in 2009 se remarca urmatoarele:

- pe granita Romania-Ungaria s-a propus o valoare NTC export lunara egala cu NTC anuala ferma in conditii de capacitate totala minima de export a SEN (500MW=50+150+150+150 MW) numai pentru perioada 1-5 iulie 2009; in august 2009 NTC de export limitat la valoarea anuala ferma s-a datorat unei distributii pe granite influentata de siguranta de alimentare a zonei in conditii de import mare spre GR+MK+AL (NTC total de export SEN 700-800MW);
- valoarea NTC lunara minima propusa de MAVIR in 2009 a fost 300MW;
- valoarea NTC lunara minima propusa de ESO EAD in 2009 a fost 100MW, limitata de congestii in SE Bulgar.

Tinand seama de cele de mai sus, se propun urmatoarele valori **NTC anuale ferme** pentru anul 2010, incluzand o marire cu 50 MW a NTC de export pe granitele cu Ungaria si Serbia:

RO=>HU 150=> 200 MW

HU=>RO 150 MW

RO=>RS 100=> 150 MW *

RS=>RO 100 MW

RO=>BG 100 MW

BG=>RO 100 MW

RO=>UA 50 MW

UA=>RO 50 MW

* Acolo unde între parteneri există o singură linie de graniță, NTC anual ferm este garantat numai atât timp cât linia este în funcțiune.

NTC totale anuale ferme în interfata SEN în 2010 vor fi egale cu valorile lunare minime atinse în 2009:

Export RO 500 MW

Import RO 400 MW

3.5.3 NTC lunare ferme

NTC lunare ferme pe granițe se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată la SPO/DEN pe baza recomandărilor UCTE&ETSO/ ENTSO-E privind schimburile interdependente în rețele buclate: NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor NTC compozite în interfata de interconexiune a SEN și în alte interfețe utilizate în comun cu partenerii, principiu convenit cu toți partenerii.

Pentru fiecare lună, BPSN/SPO/DEN calculează și furnizează pentru piața de energie în luna anterioară valori NTC ferme pe granițe bilaterale, utilizabile simultan în întreaga interfata de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:

- programele de reparații pentru luna respectivă; prognoza de producție și consum; schimburile prognozate;
- reglajul protecțiilor și al automatizărilor în funcțiune;
- NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldării;
- utilizarea comună a interfețelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocări succesive pe mai multe granițe;
- măsuri operative preventive/ postavarie.

Dacă după desfășurarea licitațiilor lunare se primesc informații privind modificări semnificative în programul de mentenanță, făcând posibilă creșterea valorilor NTC pe o subperioadă lunară, se reevaluează valorile NTC pentru această subperioadă, se propun spre armonizare cu partenerii și se furnizează pietii, inclusiv pe parcursul lunii respective, dacă este suficient timp pentru organizarea de licitații de alocare a capacităților suplimentare cu cel puțin 3 zile înainte de subperioada respectivă.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru octombrie 2009 sunt prezentate în Anexa 3.11.2. Existența în aceeași lună a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzând seturi de valori ferme.

Se pot observa :

- reducerea importului pe granițele cu Ucraina și Ungaria determinată de rețehnologizarea stației Gadalin și considerarea deconectării LEA Iernut-Rosiori la tensiuni înalte, și de retrageri din exploatare în SE Ungaria (c1+2 Albertirsa-God) cu efect de mărire a circulației paralele pe LEA Rosiori-Mukacevo;
- creșterea exportului în interfata SEN determinată de trecerea la reglaje de iarnă la protecțiile de suprasarcină din SE Sarb, simultan cu valori mici pe granița România-Bulgaria determinate de congestii în SE Bulgar și de retragerea LEA 400kV Cervenă-Mogila-Stip (BG-MK).

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

4. 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 ENTSO-E conform cap. 3.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 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.

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

In tabelele 1÷6 din Anexa 4.1-4.6 sunt prezentate in detaliu rezultatele calcululelor pentru diferite scenarii, cuprinzand puterea limita de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezerva normata $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ si puterile admisibile.

*In regimurile pentru care este respectata rezerva normata in sectiune dar tensiunile in retea sau circulatiile de curenti pe elementele retelei se situeaza in afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibila 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 Cod 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;

In anexa 1 sunt prezentate retragerile de lunga durata luate in considerare pentru schema B de calcul.

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

Retrase din exploatare:

- Statia 400 kV Gadalin
- AT4 220/110 kV Gutinas;
- AT1 sau 2 220/110 kV Gheorghieni;
- T 400/110 kV Cluj Est;
- AT2 220/110 kV Baia Mare;
- BC 400 kV Gadalin;
- AT3 sau AT4 400/220 kV Lacu Sarat;
- AT3 400/220 kV Brazi Vest

Nu este data in exploatare L400 kV Nadab - Oradea.

- In functiune linia lunga 400 kV Iernut - Rosiori
- Reteaua de 110kV din S3 buclata prin conectare:
 - L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
- Reteaua de 110kV din S4 este debucata cu exceptia
 - L 110kV Chisinau Cris – Salonta.
- S-a considerat balanta de productie cu U1 si U2 CNE Cernavoda in functiune.

4.1 Sectiunea S1

Excedentul initial al sectiunii este de cca. 2230 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 $P_{8\%}=4770$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4330 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4750$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3680 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Portile de Fier - Resita;
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4690$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4310 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 $P_{8\%}=4900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4230 MW.
- La declansarea ambelor circuite ale L 220 kV Portile de Fier - Resita, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4780$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3760 MW , valoare peste care se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 400 kV Tantareni- Bradul ; in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4300 MW iar puterea

admisibila in sectiune este de 3560 MW , valoare peste apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Urechesi;

- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 400 kV Tantareni- Sibiu; in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4630 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3460 MW , valoare peste care se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 400 kV Portile de Fier – Djerdap; in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4420 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3420 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Portile de Fier - Resita;
- La retragerea L 400 kV Urechesi-Domnesti si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita; in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4700 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3240 MW , valoare peste se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;
- La retragerea L 400kV Tantareni - Sibiu si declansarea L 400 kV Portile de Fier – Djerdap; in acest caz, fata de puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=4530$ MW, puterea admisibila prin sectiune este de 3250 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Portile de Fier - Resita;
- La retragerea L 400kV Tantareni - Sibiu si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita (cric. 1 si 2); in acest caz, fata de puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=4720$ MW, puterea admisibila prin sectiune este de 3250 MW, valoare peste care se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220kV Paroseni – Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Tantareni - Bradu si la declansarea unei unitati CNE ; in acest caz, puterea 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 $P_{8\%}=4110$ MW, puterea admisibila prin sectiune este de 3140 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Portile de Fier - Resita;
- La retragerea L 400 kV PdF-Djerdap si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita (cric. 1 si 2); in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4320 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3040 MW , valoare peste care se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe L 220kV Paroseni – Targu Jiu;
- La retragerea L 400 kV Tantareni-Kozlodui si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita (cric. 1 si 2); in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4760 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3240 MW , valoare peste care se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;
- La retragerea L 400 kV Slatina – Bucuresti Sud si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita (cric. 1 si 2); in acest caz, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4780 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3250 MW , valoare peste se depaseste limita de scurta durata datorata protectiei pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;

- La retragerea L 400 kV Tantareni-Bradul și declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita (cric. 1 și 2); în acest caz, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 4780 MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 3250 MW, valoare peste care se depășește limita de curent pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;
- La retragerea L 220 kV Portile de Fier – Resita (cric. 1 și 2) și declansarea unei unități CNE; în acest caz, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 4870 MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2530 MW, valoare peste care se depășește limita de scurtă durată datorată protecției pe al L220 kV Paroseni – Targu- Jiu;

4.2. Secțiunea S2

Deficitul inițial al secțiunii S2 este de cca. 1348 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L 400kV Urechești - Domnești, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2780$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2470 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400kV Tantareni - Bradul, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2690$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2440 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400kV Sibiu - Brașov, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2780$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2250 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3360$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2470 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Urechești - Domnești și declansarea L400kV Tantareni – Bradul; puterea prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 2530 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2170 MW, valoare peste care se depășește curentul nominal TC pe CLT 400 kV Tantareni;
- La retragerea L400 kV Urechești - Domnești și declansarea L400kV Sibiu - Brașov; puterea prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 2490 MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2190 MW, valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L 110 kV Făgăraș - Hoghiz;
- La retragerea L400kV Sibiu - Brașov și declansarea L400kV Tantareni – Bradul puterea prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 2360MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1970 MW, valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L 110 kV Făgăraș – Hoghiz;
- La retragerea L400kV Tantareni – Bradul și declansarea U1 sau U2 CNE Cernavodă; puterea prin secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică $P_{8\%}$ este de 3180 MW, iar puterea

admisibila in sectiune este de 2290 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 prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3220 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2320 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Dobrudja – Isaccea si declansarea U1 sau U2 CNE Cernavoda; puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3200 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2310 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Iernut – Ungheni 2 si declansarea L400kV Sibiu - Brasov puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2630 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2300 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

4.3. Sectiunea S3

Sectiunea S3 pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Excedentul initial al sectiunii S3 este de cca. 167 MW. Acesta a rezultat in urma cresterii deficitului in sectiunea S5 la puterea de 550 MW.

. In sectiunea inclusa S5 nu s-au mai facut descresteri ale puterii generate sau reduceri ale consumului pentru determinarea puterilor admisibile in sectiunea S3.

Puterile admisibile au fost determinate pentru cazurile in care sectiunea S3 initial excedentara cu cca. 167 MW devine deficitara. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.):

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=990$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 510 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1000$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 740 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1150$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 830 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1150$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 840 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Constanta - CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1160$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 430 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud ;
- La declansarea L400 kV Lacu Sarat- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1180$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 710 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1220$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 890 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 $P_{8\%}=850$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 370 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud.
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Lacu Sarat- Gura Ialomitei puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 430 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Gutinas – Brasov ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=610$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 380 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=990$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 710 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L400 kV Constanta – CNE, puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 840 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 300 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud ;
- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L220 kV Gheorgheni - Stejaru, puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 810 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 420 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 840 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 450 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Brasov-Gutinas, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 300 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud.
- La retragerea L400 kV Brasov-Gutinas, si declansarea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=670$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 140 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 400 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud.

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1000$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 410 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud.
- La retragerea L400 kV Gheorghieni – Stejaru, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1120$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 420 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud.
- La retragerea L400 kV Constanta - CNE, si declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 80 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud.

La retragerea din exploatare a unei din LEA 400 kV Constanta Nord - Cernavoda sau Isaccea – Tulcea sau Lacu Sarat – Gura Ialomitei si declansarea uneia dintre acestea 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 L110 kV Baba Novac – Constanta Centru, si se deconecteaza LEA 110 kV Medgidia 1 – Medgidia Nord si L110 kV CET Palas – Constanta Centru. Ambele circuite 110 kV Basarabi – Medgidia se conecteaza pe aceeasi bara Medgidia Sud.

Cu aceasta conditie se obtin urmatoarele puteri admisibile:

- La retragerea L400 kV Constanta - CNE, si declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=720$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 380 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Basarabi – Medgidia Sud d.c.
- La retragerea L400 kV Constanta - CNE, si declansarea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=980$ MW (deficit) iar puterea admisibila in sectiune este de 120 MW (excedent), valoare peste care se depaseste curentul termic la 25° pe L110 kV Medgidia Sud – Mircea Voda . Puterea admisibila de 120 MW este excedentul cel mai mic la care nu apar suprasarcini. Daca se reduce acest excedent si sectiunea S3 devine deficitara masurile recomandate mai sus nu mai sunt suficiente pentru a nu aparea suprasarcinile pe linii.

Pentru o temperatura de maxim 20° puterea admisibila in sectiune este de 20 MW (excedent).

4.4. Sectiunea S4

Sectiunea S4 cu retea de 110 kV partial buclata.

Sectiunea S4 este cu retea de 110 kV partial buclata fiind conectata numai L110 kV Chisinau Cris – Salonta.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 510 MW.
Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4):

- La declansarea L400 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1200$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1090 MW (960MW – retea)*

vizibila), valoare peste care apare suprasarcina pe L110 kV Ch. Cris - Salonta 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 Fl., puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1230$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1030 MW (970MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT 400 MVA din statia Iernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1170$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1040 MW (980MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe L110 kV Ch. Cris - Salonta;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia - Mintia, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1310$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1070 MW (830MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT 400 MVA din statia Iernut;
- La declansarea L220 kV Cluj Fl. - Tihau, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1390$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1280 MW (1200MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1310$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1110 MW (1040MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT 400 MVA din statia Iernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1130$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 910 MW (850 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe L110 kV Ch. Cris - Salonta si de asemenea valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1030$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 860 MW (790MW – 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 510 MW (470MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris - Salonta;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=910$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 720 MW (650MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT 400 MVA din statia Iernut;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1010$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 860 MW (790MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris – Salonta;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1030$ MW, iar *puterea admisibila in*

sectiune este 860 MW (790MW – reseaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris – Salonta;

- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. 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 (800MW – reseaua 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 $P_{8\%} = 1280$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1010 MW (950 MW – reseaua vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe L110 kV Ch. Cris - Salonta si de asemenea valoarea tensiunilor in reseaua de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Rosiori - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%} = 1100$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 920 MW (830MW – reseaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris – Salonta si de asemenea valoarea tensiunilor in reseaua de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;

4.5. Sectiunea S5

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 485 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5):

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sau L400 kV Brasov – Gutinas este necesara buclarea retelei de 110 kV prin conectarea L110 kV Maximeni – Liesti pe bara B1 110kV Liesti si L110 kV Ramnicu Sarat – Costieni.

- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 810 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 600* , valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Roman – Suceava puterea in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 740 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 720* , valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua 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 $P_{8\%} = 670$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 480*, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC 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 $P_{8\%} = 680$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 670* valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua 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 $P_{8\%} = 680$ MW iar *puterea admisibila in*

sectiune este de 520 valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET.

- La retragerea L220 kV Barbosi - Focsani si declansarea L400 kV Bacau - Roman , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=720$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 540 MW valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua 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 $P_{8\%}=750$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 550 MW valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET .
- La retragerea L400 kV Bacau - Roman si declansarea L400 kV Gutinas - Bacau puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=720$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 560 MW valoare peste care valorile tensiunilor in reseaua de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET .

4.6. Sectiunea S6

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 740 MW pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.):

- La declansarea L400kV Smirdan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3760$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1580 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Lacu Sarat - Filesti;
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelican , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4370$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2260 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L400 kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4100$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2320 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L400 kV Cernavoda – Pelicanu.
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3630$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2620 MW, valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L400 kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud;
- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3500 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1030 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe 400 kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud;
- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV , Bucuresti Sud – Gura Ialomitei puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3220

MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1320 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Barbosi Filesti si Lacu Sarat - Filesti;

- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea, puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3600 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1680 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe 220 kV Barbosi Filesti si Lacu Sarat – Filesti.
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3400$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2760 MW , valoare peste se depaseste curentul nominal TC pe L400 kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud.
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu, si declansarea L400 kV Isaccea-Dobrudja; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3230$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1820 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe 400 kV Cernavoda – Pelicanu;
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1860 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L220 kV Lacu Sarat - Filesti;
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Constanta - Cernavoda; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4100$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2330 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe 400 kV Cernavoda – Pelicanu;
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4050$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2470 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe 400 kV Cernavoda – Pelicanu.
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2330 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe 400 kV Cernavoda – Pelicanu;
- La retragerea L400 kV Constanta Nord - Cernavoda si declansarea L400 kV , Lacu Sarat – Gura Ialomitei puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4200 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3230 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 220 kV Barbosi Filesti si Lacu Sarat - Filesti;
- La retragerea L400 kV Constanta Nord - Cernavoda si declansarea L400 kV , Isaccea – Tulcea Vest puterea prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4270 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3330 MW , valoare peste care se depaseste curentul nominal TC pe L 400 kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud;

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

Verificarea stabilitatii tranzitorii si a automaticilor s-a facut pentru functionarea interconectata a SEN cu reseaua pan-europeana si Ucraina de Vest, pe LEA400KV Portile de Fier-Djerdap, 1c 400kV Tantareni-Kozlodui, LEA400kV Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekecsaba (+Arad-Nadab), Rosiori-Mukacevo.

S-a studiat stabilitatea pentru varful de sarcina de iarna si un sold 600MW export pe LEA400kV de interconexiune sincrona.

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 (1grup in CHE Lotru).

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate pentru iarna 2009-2010 in cadrul grupului de lucru UCTE NM&FT. Se remarca prognozarea unui export de 600MW din Bulgaria si a unui import sincron de 1120 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 numar de generatoare mari din restul interconexiunii (reprezentate printr-un echivalent redus).

A fost utilizat programul de simulare dinamica EUROSTAG 4.2.

Pentru optimizarea parametrilor PSS din Bucuresti Vest s-a utilizat si programul NETOMAC.

5.1 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI CERNAVODA

S-a studiat comportarea dinamica a zonei Cernavoda, CTE Braila si CET Galati in scheme de retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Gura Ialomitei 400kV si Lacu Sarat 400kV.

S-au considerat in functiune 2 unitati in CNE (2x710MW) si 1 grup in CTE Braila (190MW)'

S-a studiat efectul reducerii incarcarii cu reactiv a unitatilor din CNE asupra stabilitatii lor, respectiv efectul cresterii incarcarii unitatilor CNE de la 700MW la 710MW, cu o scadere a incarcarii cu putere reactiva corespunzatoare caracteristicii P,Q (limita de putere reactiva scade de la cca. 200MVAR pentru 700MW la cca. 100MVAR pentru 710MVAR).

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.

In cazul scenariilor de scurtcircuit trifazat izolate cu refuz de intrerupator periculoase pentru stabilitatea CNE s-au identificat si cele mai grele scenarii de defect pentru care stabilitatea CNE se pastreaza fara limitari de putere.

In acest scop s-a simulat si :

- scurtcircuit trifazat cu refuz monofazat;
- scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat si monofazat

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt :

- in Cernavoda, Constanta Nord, Bucuresti Sud : ZI 0.1s; DRRI 0.24s;
- In statia noua Gura Ialomitei 400kV : ZI 0.1s; DRRI 0.24s; teleprotectie indisponibila pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat (ZII 0.5s);
- in alte statii : ZI 0.12-0.16s; DRRI 0.42s.

- In statia Lacu Sarat 400kV : cu/fara protectie diferentiala de bare si DRRI in functiune; DRRI 0.42s; ZII pe linii 0.52s; ZII/III pe AT 400/220kV 0.52/1.32s;
- LEA 400kV lunga Bucuresti Sud-Cernavoda cu / fara teleprotectie (ZII 0.5-0.9s)
- pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea si Isaccea Lacu Sarat (fara teleprotectie), ZII 0.52s.

Concluzii

5.1.1 Schema 1

LEA 400kV lunga Cernavoda-Bucuresti Sud in functiune;
 LEA 400kV Gura Ialomitei –Cernavoda c1 in functiune in statia veche Gura Ialomitei;
 LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat deconectata;
 AT3 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

5.1.1.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor existente si intrerupatoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 400kV Cernavoda-Bucuresti Sud poate fi periculos pentru stabilitatea CNE daca pe aceasta linie nu se instaleaza o teleprotectie temporara si treapta II a protectiei de distanta din Cernavoda actioneaza cu temporizare de 0.8s (timp total 0.9s).

In acest caz pentru a asigura pastrarea stabilitatii CNE si a reduce riscul legat de alimentarea serviciilor proprii la tensiune scazuta **confidential**.

Daca treapta II a protectiei de distanta din Cernavoda actioneaza cu temporizare de 0.4s, se recomanda **confidential** si cel putin o bobina in functiune in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv a unitatilor.

Se recomanda functionarea cu teleprotectie pe linia lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda (implementata).

5.1.1.2 Un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 400kV Lacu Sarat-Isaccea sau Isaccea-Tulcea (fara teleprotectie), izolat prin protectie de distanta in treapta II spre Lacu Sarat, este periculos pentru stabilitatea CTE Traila. Este necesara **confidential** pentru a evita pierderea stabilitatii in acest scenariu de defect.

Un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti (fara teleprotectie), izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat, este periculos pentru stabilitatea CTE Braila.

Acest scenariu de defect impune o limita de stabilitate **confidential** in schema cu un AT 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

Un scurtcircuit trifazat metalic pe o alta LEA 400kV din Lacu Sarat sau pe AT4 400/220kV Lacu Sarat nu este periculos pentru stabilitatea CNE, a CTE Braila si a zonei.

5.1.1.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda sau o alta statie din zona, sunt periculoase pentru stabilitatea CNE scurtcircuite pe o LEA 400kV din Cernavoda izolate cu DRRI in Cernavoda, pe T400/110kV Gura Ialomitei izolat cu DRRI in Gura Ialomitei, pe LEA Bucuresti Sud-Pelicanu izolat cu DRRI in Pelicanu.

Este necesara **confidential** pentru asigurarea pastrarii stabilitatii.

5.1.1.4 In cazul unui scurtcircuit bifazat izolat cu refuz de intrerupator cel mai periculos pentru stabilitatea CNE este un defect pe LEA 400kV Cernavoda Bucuresti Sud izolat cu DRRI in Cernavoda.

In acest caz **confidential** stabilitatea CNE se pastreaza :

- pentru temporizarea 0.4 in treapta II a protectiei de distanta sau teleprotectie, la defect trifazat cu refuz monofazat sau defect bifazat cu refuz polifazat in CNE;

- pentru temporizarea 0.8 in treapta II a protectiei de distanta, la defect bifazat cu refuz monofazat in CNE.

5.1.1.5 Sunt periculoase pentru stabilitatea CTE Braila si CET Galati urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat metalic :

- functionare fara protectie diferentiala de bare in Lacu Sarat 400kV si scurtcircuit trifazat metalic pe o bara 400kV Lacu Sarat, cu izolarea ambelor bare in treapta a II-a a protectiilor de distanta din capatul opus pe toate liniile de pe bare si in treapta a II-a sau III-a pe AT4 400/220kV Lacu Sarat.
- scurtcircuit pe un element din statia Lacu Sarat 400kV, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV, izolat cu/fara DRRI.

In cazul indisponibilitatii protectiei diferentiale de bare, in functie de treapta de actionare a protectiei de distanta la 220kV pe AT4 Lacu Sarat, **confidential** :

- pentru actionare in trapta II : **confidential**;
- pentru actionare in trapta III : **confidential**.

5.1.1.6 Aceste limitari sunt acoperitoare si pentru cazul unui scurtcircuit trifazat pe un element din statia Lacu Sarat 400kV, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV izolat fara DRRI, prin actionarea protectiilor de distanta din capatul opus pe celelalte elemente din Lacu Sarat.

Daca in Lacu Sarat este in functiune DRRI, se pastreaza stabilitatea CTE Braila fara limitare de putere in cazul unui scurtcircuit bifazat cu refuz monofazat.

Nu au existat scenarii periculoase simultan pentru stabilitatea CNE si a CTE Braila.

5.1.2 Schema 2

LEA 400kV lunga Cernavoda-Bucuresti Sud in functiune;

LEA 400kV Gura Ialomitei –Cernavoda c1 in functiune in statia veche Gura Ialomitei (DRRI 0.42s);

LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in functiune in statia noua 400kV Gura Ialomitei; teleprotectie inactiva (ZII 0.5s); DRRI 0.24s; ZII+DRRI 0.64s;

Legatura intre statia veche si statia noua 400kV Gura Ialomitei.

AT3 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

5.1.2.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor existente si intrerupatoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din zona sau pe AT4 400/220kV Lacu Sarat nu este periculos pentru stabilitatea CNE, a CTE Braila si a zonei, chiar in cazurile:

- izolarea unui scurtcircuit pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat prin treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei;
- actionarea protectiilor de distanta pe LEA 400kV Cernavoda-Bucuresti Sud in treapta II cu temporizare 0.8s.

5.1.2.2 Un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti (fara teleprotectie), izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat, este periculos pentru stabilitatea CTE Braila.

Acest scenariu de defect impune **confidential** in schema cu un AT 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

5.1.2.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda sau o alta statie din zona:

- un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Bucuresti Sud izolat cu DRRI in Cernavoda si protectie de distanta in treapta II (0.8s) in Bucuresti Sud poate determina pierderea stabilitatii CNE.

- un scurtcircuit trifazat pe o LEA Lacu Sarat sau AT 4 izolat cu DRRI in Lacu Sarat poate determina pierderea stabilitatii CNE sau un regim periculos la limita de stabilitate, si pierderea stabilitatii CTE Braila si CET Galati.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea izolat cu DRRI in Isaccea poate determina desincronizarea CTE Braila si CET Galati.

Este necesara **confidential**.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat prin ZII+DRRI (timp total 0.64s) in Gura Ialomitei determina un regim greu cu o trecere redusa in regim motor (-2%Pn) a U2 CNE si o scadere a tensiunii sub 0.8Un timp de 1s la bornele U2.

5.1.2.4 La functionarea cu 2x710 MW stabilitatea CNE se pastreaza in cazurile critice de la 5.1.2.3 pentru un scurtcircuit trifazat cu refuz monofazat sau un scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat.

5.1.2.5 La functionare fara protectie diferentiala de bare in Lacu Sarat 400kV un scurtcircuit trifazat metalic pe o bara 400kV Lacu Sarat cu izolarea ambelor bare prin treapta a II-a a protectiilor de distanta din capatul opus pe toate liniile de pe bare si in treapta a II-a sau III-a pe AT4 400/220kV Lacu Sarat este periculos pentru stabilitatea CNE, CTE Braila si CET Galati.

Este necesara **confidential**.

In functie de treapta de actionare a protectiei de distanta la 220kV pe AT4 Lacu Sarat, **confidential** :

- pentru actionare in treapta II : **confidential**;
- pentru actionare in treapta III : **confidential**.

Limitarile de mai sus sunt acoperitoare si pentru cazul unui scurtcircuit pe un element din statia Lacu Sarat 400kV, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV izolat fara DRRI, cu izolarea barelor 400kV Lacu Sarat prin actionarea protectiilor de distanta din capatul opus pe celelalte elemente.

La functionarea cu 2x710 MW stabilitatea CNE se pastreaza pentru un scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat.

5.1.2.6 Daca nu se asigura actionarea DRRI din statia noua Gura Ialomitei la un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat cu refuz in Gura Ialomitei, izolarea defectului prin protectia de distanta in treapta a II-a din capatul opus al LEA Cernavoda-G.Ialomitei c1 ar impune **confidential**.

5.1.3 Schema 3

LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei c1 in functiune in statia veche Gura Ialomitei;
LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in functiune in statia noua 400kV Gura Ialomitei; teleprotectie inactiva (ZII 0.5s); DRRI 0.24s; ZII+DRRI 0.64s;
Legatura intre statia veche si statia noua 400kV Gura Ialomitei.
Deconectate: LEA 400kV G.Ialomitei –Cernavoda c2, LEA 400 kV Bucuresti S.-G. Ialomitei (LEA 400kV lunga Bucuresti S.-Cernavoda in curs de desfiintare).
AT3 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

5.1.3.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor existente si intrerupatoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, izolat prin treapta II-a a protectiei de distanta in Gura Ialomitei (teleprotectie inactiva) poate determina desincronizarea CNE Cernavoda.

Pentru a asigura pastrarea stabilitatii in acest scenariu de defect este necesara **confidential** si asigurarea incarcarii cu reactiv.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu sau Isaccea-Tulcea, care nu sunt echipate cu teleprotectii, poate determina regimuri grele pentru CNE cu o trecere redusa in regim motor (-3%Pn) si o pendulatie de tensiune cu scaderea sub 0.8Un timp de 0.8-0.9s.

5.1.3.2 Un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti (fara teleprotectie), izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat, este periculos pentru stabilitatea CTE Braila. In aceasta schema scenariul de defect impune **confidential**.

5.1.3.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda, Gura Ialomitei, Lacu Sarat sau o alta statie din zona, sunt periculoase pentru stabilitatea CNE scurtcircuite trifazate :

- pe o LEA 400kV din Cernavoda izolate cu DRRI in Cernavoda;
- pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat cu DRRI in Gura Ialomitei;
- pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea sau Isaccea;
- pe o LEA 400kV din Lacu Sarat izolat in Lacu Sarat cu DRRI.

Urmatoarele scurtcircuite pot determina desincronizarea simultana a CNE Cernavoda si a CTE Braila+CET Galati:

- scurtcircuit pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu, izolat cu DRRI in Pelicanu;
- scurtcircuit pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea sau Isaccea;
- scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV din Lacu Sarat sau AT4 Lacu Sarat, izolat cu DRRI pe o bara din Lacu Sarat.

Pentru a asigura stabilitatea in cazul scenariilor de mai sus este necesara **confidential**.

5.1.3.4 In cazul unui scurtcircuit bifazat izolat cu refuz de intrerupator raman periculoase pentru stabilitatea CNE urmatoarele scenarii:

- defect pe o LEA 400kV Cernavoda (cel mai periculos pe LEA Cernavoda-Pelicanu) izolat cu DRRI in Cernavoda;
- defect pe o LEA 40kV Lacu Sarat sau pe AT3 izolat cu DRRI in Lacu Sarat.

In aceste cazuri la functionarea cu 2x710 MW stabilitatea CNE se pastreaza pentru defect bifazat cu refuz monofazat in CNE, respectiv Lacu Sarat.

5.1.3.5 La functionare fara protectie diferentiala de bare in Lacu Sarat 400kV un scurtcircuit trifazat metalic pe o bara 400kV Lacu Sarat cu izolarea ambelor bare prin treapta a II-a a protectiilor de distanta din capatul opus pe toate liniile de pe bare si in treapta a II-a sau III-a pe AT4 400/220kV Lacu Sarat este periculos pentru stabilitatea CNE, CTE Braila si CET Galati.

Este necesara **confidential**.

In functie de treapta de actionare a protectiei de distanta la 220kV pe AT4 Lacu Sarat, **confidential** :

- pentru actionare in trapta II : **confidential**;
- pentru actionare in trapta III : **confidential**.

5.1.3.6 Limitarile de mai sus sunt acoperitoare si pentru cazul unui scurtcircuit pe un element din statia Lacu Sarat 400kV, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV izolat fara DRRI, cu izolarea barelor 400kV Lacu Sarat prin actionarea protectiilor de distanta din capatul opus pe celelalte elemente.

Este necesara **confidential** si incarcarea cu reactiv (prin conectarea bobinelor) pentru pastrarea stabilitatii CNE in cazul unui defect bifazat pe o LEA din Lacu Sarat izolat cu refuz monofazat.

5.1.4 Schema 4

LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, LEA 400kV Bucuresti S.-G. Ialomitei si LEA 400kV G. Ialomitei – Cernavoda c2 in functiune in statia noua 400kV G. Ialomitei; DRRI 0.24s;
Teleprotectie inactiva (ZII 0.5s) pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat; ZII+DRRI 0.64s;
Deconectata LEA 400kV G.Ialomitei –Cernavoda c1.
AT3 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

5.1.4.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor existente si intrerupatoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din zona sau pe AT4 400/220kV Lacu Sarat nu este periculos pentru stabilitatea CNE, a CTE Braila si a zonei, chiar in cazul izolarii unui scurtcircuit pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat prin treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei.

5.1.4.2 Un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti (fara teleprotectie), izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat, este periculos pentru stabilitatea CTE Braila.
In aceasta schema scenariul de defect impune **confidential**.

5.1.4.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda sau o alta statie din zona, sunt periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei cazurile de scurtcircuit trifazat metalic:

- pe o LEA 400kV Cernavoda izolat cu DRRI in Cernavoda ;
 - pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat prin ZII+DRRI in Gura Ialomitei;
 - pe LEA 40kV Pelicanu-Bucuresti Sud izolat cu DRRI in Pelicanu;
 - pe o LEA Lacu Sarat izolat cu DRRI in Lacu Sarat ;
 - pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea sau Isaccea.
- Ultimele 2 cazuri afecteaza simultan stabilitatea CNE, CTE Braila si CET Galati.

Este necesara **confidential**.

5.1.4.4 La functionarea cu 2x710 MW stabilitatea CNE se pastreaza in cazurile critice de la 5.1.4.3 pentru un scurtcircuit trifazat cu refuz monofazat sau un scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat, cu exceptia cazului de scurtcircuit pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat in treapta II in Gura Ialomitei si cu DRRI in Lacu Sarat, in care stabilitatea se pastreaza numai pentru un scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat .

5.1.4.5 La functionare fara protectie diferentiala de bare este periculos pentru stabilitatea CNE, CTE Braila si CET Galati un scurtcircuit trifazat metalic pe o bara 400kV Lacu Sarat izolat in treapta a II-a a protectiilor de distanta din capatul opus pe toate liniile de pe bare si in treapta a II-a sau III-a pe AT4 400/220kV Lacu Sarat;

Este necesara **confidential**.

In functie de treapta de actionare a protectiei de distanta la 220kV pe AT4 Lacu Sarat, **confidential**:

- pentru actionare in trapta II : **confidential**;
- pentru actionare in trapta III : **confidential**.

5.1.4.6 Limitarile de mai sus sunt acoperitoare si pentru cazul unui scurtcircuit pe un element din statia Lacu Sarat 400kV, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV izolat fara DRRI, cu izolarea barelor 400kV Lacu Sarat prin actionarea protectiilor de distanta din capatul opus pe celelalte elemente.
La functionarea cu 2x710 MW stabilitatea CNE se pastreaza pentru defect bifazat cu refuz polifazat in Lacu Sarat.

5.1.5 Schema 5

Toate LEA 400kV in functiune in Cernavoda

Toate LEA 400kV si T3,4 in functiune in statia noua 400kV Gura Ialomitei; DRRI 0.24s;

Teleprotectie inactiva (ZII 0.5s) pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat; ZII+DRRI 0.64s;

AT3 400/220kV Lacu Sarat deconectat.

5.1.6.1 Daca se iau in considerare numai defecte izolate cu actionare corecta a protectiilor, teleprotectiilor existente si intrerupatoarelor, un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din zona sau pe AT4 400/220kV Lacu Sarat nu este periculos pentru stabilitatea CNE, a CTE Braila si a zonei.

Un scurtcircuit pe LEA Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat prin treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei determina la CNE un regim greu cu o mica trecere in regim motor ($-4\%P_n$) si o pendulatie de tensiune cu scaderea sub $0.8U_n$ timp de 1s.

5.1.6.2 Un scurtcircuit trifazat metalic pe LEA 220kV Lacu Sarat – Filesti (fara teleprotectie), izolat prin protectie de distanta in treapta II in Lacu Sarat, este periculos pentru stabilitatea CTE Braila.

Acest scenariu de defect impune **confidential** :

- **confidential** in schema cu un AT 400/220kV Lacu Sarat deconectat;
- **confidential** in schema cu AT 3, 4 400/220kV Lacu Sarat in functiune.

5.1.6.3 Daca se ia in considerare si riscul de refuz de intrerupator si DRRI in Cernavoda sau o alta statie din zona, sunt periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei cazurile de scurtcircuit trifazat:

- pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat prin ZII+DRRI in Gura Ialomitei; poate determina pierderea stabilitatii CNE
 - pe o LEA Lacu Sarat izolat cu DRRI in Lacu Sarat :
 - pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea sau Isaccea.
- Ultimele 2 cazuri afecteaza simultan stabilitatea CNE, CTE Braila si CET Galati.

Este necesara **confidential**.

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Cernavoda izolat cu DRRI in Cernavoda sau pe LEA 40kV Pelicanu-Bucuresti Sud izolat cu DRRI in Pelicanu poate determina regimuri grele dar fara risc de pierdere a stabilitatii sau a serviciilor proprii.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, cu refuz de intrerupator in Gura Ialomitei sau Lacu Sarat nu este periculos pentru stabilitatea CNE daca teleprotectia liniei este in functiune.

5.1.6.4 La functionarea cu 2×710 MW stabilitatea CNE se pastreaza in cazurile critice de la 5.1.6.3 pentru un scurtcircuit trifazat cu refuz monofazat sau un scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat, cu exceptia cazului de scurtcircuit pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat in treapta II in Gura Ialomitei si cu DRRI in Lacu Sarat, in care stabilitatea se pastreaza numai pentru un scurtcircuit bifazat cu refuz polifazat .

5.1.6.5 La functionare fara protectie diferentiala de bare in Lacu Sarat 400kV este periculos pentru stabilitatea CNE, CTE Braila si CET Galati un scurtcircuit trifazat metalic pe o bara 400kV Lacu Sarat izolat in treapta a II-a a protectiilor de distanta din capatul opus pe toate liniile de pe bare si in treapta a II-a sau III-a pe AT4 400/220kV Lacu Sarat;

Este necesara **confidential**.

In functie de treapta de actionare a protectiei de distanta la 220kV pe AT4 Lacu Sarat, **confidential**:

- pentru actionare in trapta II : **confidential**;
- pentru actionare in trapta III : **confidential**.

5.1.6.6 Limitarile de mai sus sunt acoperitoare si pentru cazul unui scurtcircuit pe un element din statia Lacu Sarat 400kV, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV izolat fara DRRI, cu izolarea barelor 400kV Lacu Sarat prin actionarea protectiilor de distanta din capatul opus pe celelalte elemente.

La functionarea cu 2x710 MW stabilitatea CNE se pastreaza pentru defect bifazat cu refuz monofazat in Lacu Sarat.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, cu refuz de intrerupator in Lacu Sarat 400kV si izolarea barelor 400kV Lacu Sarat prin actionarea protectiilor de distanta din capatul opus pe celelalte elemente, si izolat cu teleprotectie in Gura Ialomitei, este periculos numai pentru stabilitatea CTE Braila si CET Galati.

5.2 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI PORTILE DE FIER SI A INTERCONEXIUNII

S-au considerat in functiune :

- maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier (5x194MW) si 5 grupuri in CHE Djerdap (5x175MW), pentru verificarea stabilitatii zonei si dispecerizarea sistemului de automatici in Portile de Fier;;
- pana la 6 grupuri in CHE Portile de Fier si 6 grupuri in CHE Djerdap, incarcate la maxim, pentru analiza automaticii de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita.

Pe barele 220kV Portile de Fier debiteaza din reseaua 110kV maxim 8 grupuri din CHE Portile de Fier II si 3 grupuri din CET Drobeta, cu puteri totale maxime 200 MW respectiv 150MW.

S-a considerat schema normala 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 LEA400kV 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 LEA400kV Nis-SofiaV; automatica din Blagoevgrad pe LEA400kV Blagoevgrad-Thessaloniki reglata la 1400 MW/0.5s; automatica din Sandorfalva anulata; protectiile de suprasarcina cu treapta I si II cu reglaj de iarna pe LEA400kV Djerdap-Bor-Nis si Djerdap-Drmno (1800A / 20min; 2150 A / 20s).

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 :

a) stabilitatea tranzitorie pe termen scurt si mediu a zonei Portile de Fier, a SEN si a interconexiunii in perioada de iarna 2009-2010, incluzand:

- 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;
- dispecerizarea automaticilor din Portile de Fier;

b) necesitatea si reglajul automaticilor de putere pe LEA 1,2 220kV Portile de Fier-Resita.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de :

- scurtcircuit trifazat metalic pe LEA400kV din Portile de Fier+Djerdap sau din bucle de interconexiune, izolat prin actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor
- scurtcircuit trifazat metalic pe AT400/220kV Portile de Fier, izolat prin protectie diferentiala, considerand si riscul declansarii neselective a CT220kV Portile de Fier;
- declansarea fara defect a unei LEA 400kV Portile de Fier (pentru determinarea limitei de stabilitate pe termen mediu pe axa 220kV Portile de Fier-Arad/Mintia.

S-au considerat urmatoorii timpi totali de actionare:

- treapta I a protectiilor de distanta pe LEA400kV Portile de Fier-Slatina, Portile de Fier-Urechesi si protectia diferentiala longitudinala pe LEA400kV Portile de Fier-Djerdap 0.08-0.1s;
- protectia diferentiala pe AT400/220kV Portile de Fier 0.08-0.1s;
- treapta I a protectiilor de distanta pe LEA400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor 0.1s.

Simularile dinamice au fost facute pentru schema normala si scheme cu retrageri:

- 1-2 LEA 400kV in Portile de Fier+Djerdap si interconexiune;
- 1AT Portile de Fier;
- 1 element pe axa 220kV Portile de Fier-Arad/Mintia.

S-au facut calcule fara/ cu actionarea automatilor, pentru a determina necesitatea si logica de actionare.

Unele rezultate sunt ilustrate grafic in anexa 5.2.

Concluzii

5.2.1 Stabilitatea zonei Portile de Fier si a interconexiunii la defecte in reseaua 400kV

5.2.1.1 Pentru topologia si structura de schimburi prognozata in interconexiune pentru iarna 2009-2010, un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV 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 LEA400kV de evacuare indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap sau pe axa Djerdap- Bor-Nis.

5.2.1.2 In cazul unei retrageri din exploatare in Portile de Fier sau Djerdap, la functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap :

5.2.1.2.1 Un scutcircuit trifazat pe o LEA400kV din Portile de Fier poate determina pendulatii nepericuloase intre zone de interconexiune, fara pendulatii periculoase de tensiune.

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

Poate avea conditii de actionare automata de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune 1100MW/0.2s) pentru urmatoarele scenarii de defect:

- una din LEA400kV Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina indisponibila si scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier-Djerdap;
- LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap indisponibila si scurtcircuit trifazat pe una din LEA400kV Portile de Fier-Urechesi sau Portile de Fier-Slatina;
- c1+2 220kV Portile de Fier-Resita indisponibile si un scurtcircuit trifazat pe una din LEA400kV Portile de Fier-Urechesi sau Portile de Fier-Slatina.

Daca este indisponibila LEA400kV Portile de Fier-Djerdap, un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier-Urechesi (si reciproc) determina un regim cu pendulatii de unghi si o pendulatie de tensiune la $0.78U_n$ in Portile de Fier; in regim tranzitoriu valoarea impedantei vazuta de protectii pe LEA 400kV

Portile de Fier-Slatina scade dar cu o rezerva de pese 40% fata de caracteristica treptei II a protectiei de distanta.

Daca este indisponibla o LEA400kV Djerdap, un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier-Urechesi poate determina risc de actionare in treapta I a protectiei de suprasarcina pe LEA Djerdap-Bor, rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automatilor la semnal de protectie si comutatie pe LEA 400kV Portile de Fier.

5.2.1.2.2 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV din Djerdap poate determina pendulatii nepericuloase intre zone de interconexiune, fara pendulatii periculoase de tensiune, risc de actionare a protectiilor sau conditii de actionare a protectiilor sau a automatilor pe linii de interconexiune.

Daca una din LEA400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor este indisponibila, un scurtcircuit pe cealalta linie duce la ramanerea CHE Djerdap conectata la SEN prin L 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 LEA400kV Portile de Fier sau ambele circuite 400kV Tantareni-Kozlodui defectul determina un regim tranzitoriu stabil fara pendulatii de tensiune periculoase si fara conditii de actionare a protectiilor sau automatilor.

Apar oscilatii mari de putere pe c 400kV Tantareni-Kozlodui in functiune pana la 1500MW, si o incarcare postavarie la 1000MW.

Pot avea conditii de actionare automatice de putere pe LEA400kV Portile de Fier –Urechesi si/sau pe L1,2 Portile de Fier-Resita .

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara actionarea automatilor de putere pe LEA 400kV Portile de Fier.

5.2.1.3 Daca este indisponibila una din L Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina retragerea simultana a c1+c2 Tantareni-Kozlodui sau a uneia dintre L de interconexiune Isaccea-Dobruja, Arad-Sandorfalva, nu afecteaza semnificativ pendulatiile interzonale determinate de un scurtcircuit trifazat pe cealalta LEA400kV din Portile de Fier in functiune.

LEA400kV Djerdap-Bor se poate incarca postavarie peste 90%din reglajul treptei I a protectiei de suprasarcina, cu risc de actionare rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

5.2.1.4 Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA400kV din Portile de Fier sau Djerdap, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, poate fi periculos pentru stabilitatea tranzitorie pe termen scurt si mediu a zonei Portile de Fier 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 pe linii interne din SEN sau SE Sarb sau automatici de deconectare a unor linii de interconexiune, si extinderea avariei.

Aceste fenomene pot avea loc in urmatoarele cazuri de retrageri simultane.

5.2.1.5 Indisponibile simultan una din L Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina si L Portile de Fier-Djerdap.

Un scurtcircuit pe LEA400kV in functiune determina ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV si desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier daca **confidential**.

Pentru pastrarea stabilitatii este necesara **confidential** daca automatica la semnal de protectie a LEA400kV Portile de Fier in functiune deconecteaza 1/2 grupuri Portile de Fier

5.2.1.6 Indisponibile simultan una din L 400kV Portile de Fier si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita

5.2.1.6.1 Un scurtcircuit trifazat pe alta LEA400kV din Portile de Fier poate determina:

a) Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA400kV Slatina sau Urechesti; defectul poate duce la desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier de SEN daca **confidential**:

- L Portile de Fier-Slatina : **confidential** (**confidential** daca este acceptabila o pendulatie cu rezerva de cca.18% fata de caracteristica protectiei de distanta in treapta II);
- L Portile de Fier-Urechesti : **confidential**.

b) Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA400kV Djerdap; defectul poate duce la desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier si CHE Djerdap daca **confidential** (pe numar minim de grupuri incarcate la maxim) fara/ cu deconectarea unui grup Portile de Fier prin automatica la semnal polifazat de protectie pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

Cu respectarea limitelor de mai sus, acest scenariu delermina un regim cu amortizare slaba a oscilatiilor.

5.2.1.6.2 Un scurtcircuit pe una din LEA400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno poate determina desincronizarea rapida a CHE Portile de Fier+Djerdap.

Daca **confidential**, scenariul determina un regim la limita de stabilitate, cu o pendulatie de tensiune la $0.55U_n$ in Portile de Fier si $0.47U_n$ in Bor, scadere tranzitorie a impedantei vazuta de protectie pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina si conditii de actionare in treapta II-a a protectiei de distanta (0.7s in interiorul caracteristicii treptei II de protectie), scadere tranzitorie a impedantei vazuta de protectie pe LEA400kV Bor-Nis la 99% Xlinie si probabil conditii de actionare a protectiei de distanta.

Automatica de putere pe LEA400kV Portile de Fier in functiune are conditii de actionare dar nu elimina riscul actionarii protectiilor.

Este necesara **confidential** pentru a asigura o rezerva de 45-20% fata de caracteristica treptei a II-a de protectie pe LEA Portile de Fier-Slatina in timpul pendulatiei.

Tinand seama de 5.2.1.6.1 si 5.2.1.6.2, pentru aceasta topologie sunt necesare:

- **confidential**;
- **confidential**;
- punerea in functiune a automaticii la semnal polifazat de protectie; deconecteaza 1 grup;
- punerea in functiune a automaticii de putere pe LEA 400kV Portile de Fier pentru reducerea riscului de actionare al protectiei pe LEA 400kV Portile de Fier in treapta II; deconecteaza 1 grup.

5.2.1.7 Indisponibile simultan una din L Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si o LEA400kV de evacuare in Djerdap.

5.2.1.7.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier in functiune poate determina pierderea sincronismului intre zone de interconexiune sau un regim greu cu risc de actionare a protectiilor pe LEA 400kV Djerdap daca **confidential** (pe numar minim de grupuri incarcate la maxim) fara/ cu

deconectarea unui grup Portile de Fier prin automatica la semnal polifazat de protectie pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.1.7.2 Un scurtcircuit pe LEA400kV Djerdap in functiune poate determina o desincronizare rapida a CHE Portile de Fier+Djerdap sau un regim greu cu risc de actionare a protectiilor.

Daca **confidential**, scenariul determina un regim stabil cu o rezerva de 17% fata de caracteristica treptei a II-a de protectie pe LEA Portile de Fier-Slatina in timpul pendulatiei.

confidential ar asigura o rezerva de cel putin 20%

Tinand seama de 5.2.1.7.1 si 5.2.1.7.2, pentru aceasta topologie sunt necesare:

- **confidential**;

- punerea in functiune a automaticii la semnal polifazat de protectie; deconecteaza 1 grup;

- punerea in functiune a automaticii de putere pe LEA 400kV Portile de Fier pentru reducerea riscului de actionare al protectiei pe LEA 400kV Portile de Fier in treapta II; deconecteaza 1 grup.

Au conditii de actionare si automaticele de putere pe LEA220kV Portile de Fier-Resita.

5.2.1.8 Indisponibile simultan c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si una din L 400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno.

5.2.1.8.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV de evacuare din Portile de Fier poate determina pierderea la limita a sincronismului intre zone de interconexiune sau un regim greu cu risc de actionare a protectiilor.

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

5.2.1.8.2 Un scurtcircuit pe LEA400kV Djerdap in functiune determina la incarcare maxima in Portile de Fier+Djerdap (10 grupuri) un regim amortizat lent, fara risc de actionare a protectiilor si fara suprasarcini de durata pe LEA400kV Portile de Fier, cu L Tantareni-Kozlodui incarcata postavarie la 1150MW/1700A si LEA 400kV Nis-Sofia Vest incarcata la 800MW.

Pentru imbunatatirea amortizarii se recomanda punerea unui grup Portile de Fier pe automaticele de putere ale LEA400kV Portile de Fier.

Tinand seama de 5.2.1.8.1 si 5.2.1.8.2, pentru aceasta topologie sunt necesare :

- **confidential**;

- punerea in functiune a automaticii la semnal polifazat de protectie; deconecteaza 1 grup;

- este recomandata punerea in functiune a automaticii de putere pe LEA 400kV Portile de Fier; deconecteaza 1 grup.

5.2.1.9 Indisponibile simultan una din L Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si LEA Nis-Sofia Vest.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA400kV Portile de Fier in functiune sau pe o LEA 400kV Djerdap nu este periculos pentru stabilitatea zonei si a interconexiunii

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automaticele in aceasta configuratie

5.2.1.10 Indisponibile simultan una din LEA400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor, si LEA Nis-Sofia Vest

5.2.1.10.1 un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier determina un regim stabil cu o pendulatie de tensiune la $0.76U_n$ in Bor, fara risc de actionare a protectiilor de distanta sau de suprasarcina.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.1.10.2 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Djerdap determina un regim stabil, fara pendulatii de tensiune periculoase si fara risc de actionare a protectiilor sau automaticilor pe linii de interconexiune. Nu mai apare riscul incarcarii LEA400kV Blagoevgrad-Thessaloniki datorita LEA 400kV C.Mogila-Stip. Au conditii de actionare automata de putere pe LEA400kV Portile de Fier.

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automaticilor in aceasta configuratie

5.2.1.11 Indisponibile simultan o L 400kV Djerdap-Drmno si c1+c2 Tantareni-Kozlodui

5.2.1.11.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier determina un regim cu mici oscilatii amortizate lent, cu pendulatie de tensiune la $0.76U_n$ in Bor si fara risc de actionare a unor protectii. LEA400kV Djerdap-Bor se incarca postavarie la 1750A, cu risc de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I, rezolvabil prin redispecerizarea post-avarie.

Au conditii de actionare automata de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita

5.2.1.11.2 Pentru regimul cu excedentul RO+Djerdap 1475MW un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Djerdap determina un regim cu oscilatii amortizate lent si oscilatii mari de putere pe LEA400kV Isaccea-Dobrudja, care se incarca peste 850MW cca. 0.8s (0.9 cu dezexcitare).

Considerand si o rezerva de timp de actionare, la scenariu de defect limita de stabilitate si risc de actionare a automaticilor pe interfata Arad-Sandorfalva+Arad-Nadab+Rosiori-Mukacevo+Isaccea-Dobrudja este cca. 1400 MW.

Au conditii de actionare automata de putere pe LEA220kV Portile de Fier-Resita (dependent de productia in Portile de Fier+Djerdap).

Pentru pastrarea stabilitatii si integritatii inteconexiunii este necesar sa se limiteze suma export RO+productie Djerdap la 1400MW .

Se recomanda punerea unui grup pe automata de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita.

5.2.1.12 Indisponibile o LEA400kV Djerdap si LEA400kV Arad-Sandorfalva

5.2.1.12.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA400kV Portile de Fier poate determina un regim cu pendulatii interzonale amortizate, fara pendulatii de tensiune periculoase si risc de actionare a protectiilor de distanta.

LEA400kV Djerdap-Bor se incarca postavarie la 1660A, cu risc de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I rezolvabil prin redispecerizare post-avarie.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.12.2 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Djerdap determina un regim cu amortizare lenta. LEA400kV Tantareni-Kozlodui in functiune se incarca tranzitoriu pana la 1600 MW si postavarie la 1030MW/ 1500A.

Nu este necesar sa se conecteze ambele circuite Tantareni-Kozlodui.

Au conditii de actionare automata de putere pe LEA220kV Portile de Fier-Resita.

La functionare cu 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap nu este necesara punerea in functiune a automatizatorilor in aceasta configuratie

5.2.13 Indisponibile simultan una din L Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina si c1+c2 Tantareni-Kozlodui.

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Djerdap determina un regim amortizat cu LEA400kV Djerdap-Bor incarcata postavarie la 1760A si risc de actionare, rezolvabil prin redistribuire post-avarie.

Se recomanda punerea unui grup pe automata de putere a LEA400kV Portile de Fier in functiune.

5.2.1.14 In cazurile 5.2.1.5.-5.2.1.13 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 automatizatorii la semnal de protectie si comutatie a LEA400kV Portile de Fier (coordonat cu dispecerizarea preventiva), completata de deconectarea cu temporizare a unui grup pe bara 1 Portile de Fier prin automatizatorii de putere.

La functionare cu 5 grupuri in CHE Portile de Fier (excedent nod 1210MW) si 5 grupuri in CHE Djerdap (875MW), pastrarea stabilitatii in Portile de Fier+Djerdap si interconexiune se poate asigura prin:

Retrageri	Dec. prin automatici		PL400kV	confidential (MW)	In
	Z L400kV	PL220kV			
1L400kV PdFier	-	-	-	-	
1L400kV Djerdap	-	-	-	-	
2L400kV PdFier	1g	1g	-	confidential	confidential
	2g		-	confidential	
PdF-Urech.\ Slatina +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	1g	confidential	confidential
PdFier-Djerdap +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	-	confidential	confidential
1L400kV PdFier +1L400kV Djerdap	1g	-	1g	confidential	confidential
1L400kV PdFier +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	
1L400kV PdFier + c1,2Tantareni-Kozlodui	-	1g*	1g*	-	
c1,2 PdFier-Resita + 1L400kV Djerdap	1g	-	1g*	confidential	confidential
c1,2Tantareni-Kozlodui +L Djerdap-Drmno	-	1g*	1g*	1400	RO+Djerdap
L Arad-Sandorfalva +L Djerdap-Drmno	-	-	-	-	-
L400kV Djerdap-Drmno +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	-

* recomandare

5.2.1.16 Se recomanda sa se evite programarea urmatoarelor retrageri in regimuri cu productie in CHE Portile de Fier si Djerdap depasind valorile din tabelul de mai jos :

Retrageri	Excedent (MW)
2L400kV PdFier	PdFier 900
L400kV PdFier-Urech./ Slatina+c1+2 220kV PdFier-Resita	PdFier 900/ 1150 PdFier+Djerdap 1900
L400kV PdFier-Djerdap+c1+2 220kV PdFier-Resita	PdFier 1050
1L400kV PdFier+1L400kV Djerdap sau Bor-Nis	PdFier+Djerdap 1700
c1+2 220kV PdFier-Resita +1L400kV Djerdap,	PdFier+Djerdap 1950
c1+2 Tantareni-Kozlodui +L400kV Djerdap-Drmno/ Bor,	Export RO+Djerdap 1400

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 automata la semnal de protectie.

5.2.1.17. 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) + 3-4 grupuri pe bara 2, L220kV distribuite simetric.

5.2.2 Necesitatea si reglajul automatizarii de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita

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

Aceste calcule s-au facut cu 5- 6 grupuri in CHE Portile de Fier I

5.2.2.1.1 La functionare pana la incarcare nominala in Portile de Fier I si declansarea unui AT400/220kV Portile de Fier la scurtcircuit trifazat izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, fara declansare neselectiva a CT220kV Portile de Fier, stabilitatea tranzitorie pe termen scurt a CHE Portile de Fier I se pastreaza dar se produc oscilatii mari de putere pe AT400/220kV in functiune .Pentru limitarea suprasarcinii tranzitorii pe AT Portile de Fier in functiune si evitarea riscului de actionare a protectiilor in regim tranzitoriu, in schema normala si scheme de retrageri sunt:necesare

Grupuri pe b1+2 PdFier	Retrageri	Masuri automate
6gPdFI+ 4-8gPdFII+3gDr	-	1g.aut.AT
	1L400kV PdFier	
	1AT400/220kV PdF	2g aut. AT
	1c220kV PdF-Resita	1g aut.AT sau 1g aut.PL220kV
	1c220kV Resita-Timis.	1g aut.AT
5gPdFI+ 4-8gPdFII+3gDr	1AT400/220kVPdF+	2g aut. AT
	1c220kV Res.-Timis.	
	1AT400/220kVPdF+	2g aut. AT sau
	1c220kV PdF-Resita	1g aut.AT+1g aut.PL220kV

La functionare cu 8 grupuri Portile de Fier II debitand in Portile de Fier 220kV, un scurtcircuit trifazat pe un AT poate fi periculos pentru stabilitatea acestora in scheme de retrageri daca defectul este izolat cu un timp total de actionare al protectiei diferentiale mai mare de 0.08s, fara a periclita pe termen scurt stabilitatea celorlalte grupuri din zona.

Se recomanda sa nu se functioneze cu mai mult de 6 grupuri Portile de Fier debitand pe barele Portile de Fier in scheme cu retrageri in 220kV.

5.2.2.1.2 La functionare in schema N cu distributie simetrica a LEA 220kV, considerand si riscul declansarii neselective a C220kV Portile de Fier:

5.2.2.1.2.1. Un scurtcircuit pe AT3 cu declansarea neselectiva a C220kV Portile de Fier determina un regim greu la limita de stabilitate pentru grupurile Portile de Fier I de pe bara 1 220kV Portile de Fier, cu o trecere in regim motor la -30%, oscilatii mari de putere pe c2 Portile de Fier-TurnuSeverin (-210÷ 215MW), si pendulatii adanci de tensiune in Cetate, Calafat, Turnu Severin cu risc de actionare de protectii pe LEA 220kV-110kV.

LEA 1 220kV Portile de Fier-Resita se incarca tranzitoriu pana la 400MW si postavarie la cca. 330MW, fara risc de actionare a protectiei de distanta in regim tranzitoriu.
Are conditii de actionare automata de putere dar dupa pendutatia de tensiune; eficienta actiunii automatice depinde de caracteristicile protectiilor.

Se recomanda punerea unui grup pe automata AT3 pentru a reduce amplitudinea pendulatiilor.

La functionare cu 8 grupuri Portile de Fier II debitand in Portile de Fier 220kV, acestea prezinta pendulatii fata de Portile de Fier I, amortizate lent, si daca defectul este izolat cu un timp total de actionare al protectiei diferentiale mai mare de 0.08s poate determina desincronizarea lor.

Deconectarea la semnal de protectie a unui grup din Portile de Fier I nu impiedica desincronizarea grupurilor din CHE Portile de Fier II. Se recomanda sa nu se functioneze cu mai mult de 6 grupuri Portile de Fier debitand pe barele Portile de Fier.

5.2.2.1.2.2 Un scurtcircuit pe AT1 sau 2 cu declansarea neselectiva a C220kV Portile de Fier nu este periculos pentru stabilitatea grupurilor Portile de Fier I dar poate determina un regim greu la limita de stabilitate pentru grupurile din Portile de Fier II.

AT ramas in functiune pe bara 2 220kV Portile de Fier se incarca tranzitoriu la 200% si postavarie la 120%.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA 2 220kV Portile de Fier-Resita cu reglaj actual (300MW/0.25s).

5.2.2.1.3 La functionare in schema N-1 cu AT2 retras din exploatare, considerand si riscul declansarii neselective a C220kV Portile de Fier:

5.2.2.1.3.1 Daca se pastreaza distributia asimetrica a grupurilor din Portile de Fier I (2 grupuri pe bara 1), in cazul unui scurtcircuit trifazat pe AT3 concluziile de la 5.2.2.1.2.1 raman valabile.

5.2.2.1.3.2 Pentru functionare cu 3-4 grupuri pe bara 2 220kV Portile de Fier, un scurtcircuit pe AT1 cu declansarea neselectiva a C220kV Portile de Fier determina desincronizarea rapida sau dupa oscilatii amplificate a grupurilor Portile de Fier I de pe bara 1 220kV Portile de Fier si a grupurilor din CHE Portile de Fier II si CET Drobeta debitand pe Portile de Fier.

La functionare cu 4 grupuri pe bara 2, pentru pastrarea stabilitatii si sunt necesare **confidential** si deconectarea a 2 grupuri prin automata AT sau la limita prin automata AT si automata de putere pe LEA 220kV.

Reducerea riscului de actionare a protectiilor de distanta in zona Cetate-Calafat si Turnu Severin poate impune masuri suplimentare

5.2.2.1.4 Daca se adopta o distributie simetrica a grupurilor (3+3), un scurtcircuit trifazat pe un AT 400/220kV poate determina desincronizarea pe termen scurt sau mediu a grupurilor Portile de Fier I de pe bara 220kV Portile de Fier respectiva si a grupurilor din CHE Portile de Fier II si CET Drobeta debitand pe Portile de Fier, sau un regim la limita de stabilitate pe termen scurt si mediu. Limita de stabilitate pe termen mediu corespunde unei incarcari postavarie de cca.400MW pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita respectiva.

Deconectarea unui grup de pe bara respectiva prin automatica la semnal de protectie diferentiala a AT cu defect asigura pastrarea stabilitatii grupurilor din CHE Portile de Fier I..
Reducerea riscului de actionare a protectiilor de distanta in zona Cetate-Calafat si Turnu Severin poate impune masuri suplimentare

5.2.2.1.5 Tinand seama de logica actuala a automaticilor, care nu permite punerea de grupuri diferite pe automaticile AT, la retragerea unui AT 400/220kV Portile de Fier este posibil sa se asigure pastrarea stabilitatii in aceasta schema de retrageri prin:

- **confidential**, distributie asimetrica a grupurilor si
- al 2-lea si al 3-lea grup de pe bara 2 pe automaticile AT 400/220kV Portile de Fier de pe bara 2, si al 2-lea grup de pe bara 1 220kV Portile de Fier pe automaticile de putere LEA 220kV sau
- functionare cu 6 grupuri cu distributie simetrica, **confidential** si
- 2 grupuri pe fiecare automatica AT 400/220kV Portile de Fier, cate unul de pe fiecare bara. si al 2-lea grup de pe bara 1 220kV Portile de Fier pe automaticile de putere LEA 220kV.

5.2.2.1.6 In tabelul de mai jos este prezentata incarcarea LEA 220kV Portile de Fier-Resita la scurtcircuit pe un AT400/220kV Portile de Fier cu declansare neselectiva a CT 220kV in diferite scheme de functionare :

Grupuri pe b1+2 PdFier	Retrageri	Sc.3f	Act.aut.	LEA 220kV PdFier-Resita (bara cu AT defect)			
				T _{≥300MW} (s)	T _{≥350MW} (s)	T _{≥385MW} (s)	Pt.mediu (MW)
2+4 g PdFier I	-	AT3	-	0.64-∞	0.58	0.45	330
		AT1	-	0.41	0	0	260
2+4 confidential	AT2 PdFier	AT3	-	0.64-∞	0.58	0.45	340
		AT1	1g aut.AT			0.32	desincr. t.med
			+1g aut.P	0.7	0.68	0.58	310
		AT		0.9	0.85	0.8	400
3+3 confidential		AT	1g aut.AT				320
2+4 g PdFier I	c2 PdF-Res.	AT3	-	∞	∞		380
	c1 PdF-Res.	AT1	-	0.6	0.54	0.45	350
	1c Res.-Tim.	AT3		0	0	0	235
3+3 g PdFier I confidential	AT2+ 1c Res.-Tim.	AT1	-			0.92	desincr. t.med.

Se constata ca limita de stabilitate pe termen scurt si mediu se atinge pentru o incarcare de 330-380 MW pe 1 c 220kV Portile de Fier-Resita, cu exceptia cazurilor de indisponibilitate pe axa Resita-Arad/Mintia.

5.2.2.1.7. Automaticile de putere pe L220kV Portile de Fier-Resita se pun in functiune la retragerea unui AT Portile de Fier sau/si a unui circuit pe axa 220kV Portile de Fier sau la retragerea simultana a 2 AT Portile de Fier.

In cazul functionarii cu 6 grupuri sau al retragerii simultane a unui AT si a unui circuit Portile de Fier-Resita sau Resita-Timisoara sau a 2 AT se vor pune grupuri diferite pe automaticele L 220kV Resita si automaticele AT Portile de Fier.

5.2.2.2 Stabilitatea zonei Portile de Fier in configuratii cu risc de ramanere pe axa 220kV :

5.2.2.2.1. Urmatoarele scenarii de defect pot duce la ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV, in conditii de actionare normala a protectiilor si intrerupatoarelor:

- retragerea simultana a 2 LEA 400kV din Portile de Fier si declansarea de-a 3-a LEA 400kV;
- retragerea unei bare 400kV Portile de Fier si defect pe cealalta bara.

In tabelul de mai jos se pot urmari limitele de stabilitate pe LEA Portile de Fier-Resita pentru primul scenariu, considerand declansarea fara defect (a) sau cu scurtcircuit trifazat (b) si incarcarea pe LEA Portile de Fier-Resita in regimuri la limita de stabilitate / *instabilitate*.

Retrageri	Limite de stabilitate (MW)		Incarcarea LEA PdFier-Resita in regim tranzitoriu		
	(a) termen mediu	(b) termen scurt & mediu	(a)	(b)	
			T _≥ 300MW (s)	T _≥ 300MW (s)	T _≥ 350MW (s)
-	735	520			
LEA 400kV Mintia-Sibiu	710	520			
LEA 400kV Arad-Mintia	710	520		0.7/0.55	0.41/0.09
LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba	710	520			
LEA 400kV Arad-Sandorfalva	710	520			
LEA 220kV Mintia-Timisoara	660	500		0.73/0.46	0.22/0.08
AT3 400/220kV Arad	640	470		0.67/1.0	0.08/0.18
1LEA 220kV Portile de Fier-Resita	470	390			
1LEA 220kV Resita-Timisoara	570	450	0.95	0.5/0.8	0.29/-

5.2.2.2.2. La functionare cu 1 c 220kV Resita-Timisoara retras limita de stabilitate in cazul declansarii fara defect a LEA 400kV corespunde in continuare unei incarcari postavarie pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita mai mici de 300MW/circuit.

Limitele de stabilitate tranzitorie pe termen scurt si mediu in cazul unui scurtcircuit trifazat corespund unor incarcari postavarie pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita mai mici de 300MW/circuit in toate schemele considerate.

Totusi in conditiile in care ramanerea pe axa se poate realiza numai prin declansari si nu mai este o configuratie de durata posibila (nu se mai pune problema pierderii stabilitatii statice prin cresterea incarcarii grupurilor), automatica cu reglaj actual (300MW/0.25s) are conditii de actionare la limita de stabilitate si de instabilitate in oscilatiile de regim tranzitoriu.

Punerea in functiune a automaticii de putere pe LEA 220kV permite punerea in functiune a automaticele la semnal de protectie si comutatie pe LEA 400kV si pe AT400/220kV pentru valori mai mari de deficit si completeaza/ rezerveaza actiunea acestora (5.2.1.13).

5.2.2.2.3 Se constata ca marirea reglajului de putere la 350MW face automatica insensibila in regimuri instabile.

5.2.2.3 Limite de stabilitate in sectiuni incluzand axa 220kV Portile de Fier

Tabelul de mai jos indica incarcarea LEA 220kV Portile de Fier-Resita la limita de stabilitate si peste in sectiuni compuse incluzand LEA 400kV din Portile de Fier si/sau Djerdap si LEA 220kV Portile de Fier-Resita (5.2.1).

Scenarii de defect	confidential		Incarcarea LEA PdF-Resita in regim tranzitoriu /circuit		
		(MW)	T _{≥300MW} (s)	T _{≥350MW} (s)	Ppostav.
1L Djerdap +c1+2 Tant.-Koz Sc. 3f L Djerdap in funct. Stabil	RO+Djerdap	1475	∞	1.3-∞	350
1L PdFier+1L Djerdap Sc. 3f L Djerdap in funct. Stabil	confidential	confidential			350
1L PdFier+1L Djerdap Sc. 3f L PdFier in funct. Stabil		confidential	0.63	0.37	250
1L PdFier+1L Djerdap + 1c PdFier-Resita Sc.3f L Djerdap in funct. Stabil		confidential	∞	∞	520
1L PdFier+1L Djerdap + 1c Resita-Timisoara Sc.3f L Djerdap in funct. Instabil		confidential	0.25	0	-

Automatica este utila in special in cazul ramanerii CHE Djerdap pe SEN, fara indisponibilitati in Portile de Fier dar cu c1+2 Tantareni-Kozlodui deconectate (5.2.1.10), pentru reducerea excedentului RO+Djerdap si reducerea riscului actionarii automatice pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja. In acest caz este posibil ca automaticele de putere pe LEA 400kV sa nu aiba conditii de actionare; automatica pe LEA 220kV .

Din p.d.v.al acestui scenariu un reglaj de 350MW ar fi satisfacator.

5.2.2.4 Concluzii

Pe baza rezultatelor de la 5.2.2.1-3 rezulta ca automatica este utila si in configuratia actuala pentru:

- reducerea numarului de grupuri pe automaticele AT si LEA 400kV in configuratii care pot duce la ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV sau in cazul considerarii riscului de declansare neselectiva a CT220kV la scurtcircuit pe AT; reducerea numarului de grupuri deconectate simultan prin actiuni automate fara control al regimului, in conditiile logicii putin flexibile de punere a grupurilor pe automaticele AT;
- reducerea excedentului SEN+Djerdap la ramanerea CHE Djerdap pe SEN, in cazul functionarii cu c1+2 400kV Tantareni-Kozlodui retrase;
- completarea/rezervarea actiunii altor automatici.

Reglajul de putere al automaticei poate fi marit la cca.350MW exceptand in :

- scheme care pot duce la ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV;
- scheme cu 1 element retras pe axa 220kV Resita-Arad/Mintia.

5.2.3 Punerea in functiune si logica de actionare a automatizilor din Portile de Fier

5.2.3.1. Automatizile 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;
- § considerarea riscului de declansare neselectiva a CT220kV Portile de Fier la defect pe AT3 Portile de Fier;
- § 1-2 AT400/220kV Portile de Fier indisponibile ;
- § o LEA400kV indisponibila in nodul Portile de Fier simultan cu o alta LEA 400kV din Portile de Fier sau LEA 400kV Nis-Sofia Vest sau c1+2 tantareni-Kozlodui;
- § o LEA400kV indisponibila in nodul Djerdap;
- § o bara 400kV Portile de Fier indisponibila;
- § necesitati legate de NTC.

Deconecteaza un grup pe bara 1 220kV Portile de Fier.

Acest grup trebuie sa fie diferit de grupurile conectate la automatizile 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 automatizile AT ;
- 2 AT Portile de Fier indisponibile simultan;
- o LEA400kV indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap ;

5.2.3.2. La functionare cu CT220kV Portile de Fier conectata, automatizile 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; automatizile 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 CT220kV Portile de Fier la defect pe AT; automatica la semnal de protectie a AT conectat pe bara 1 220kV 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; automatizile 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 LEA400kV indisponibila in Portile de Fier+Djerdap; automatizile tuturor AT deconecteaza al 5-lea si al 6-lea grup;
- 1 circuit Portile de Fier-Resita indisponibil si 4-5 grupuri; automatizile 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 LEA400kV Arad-Sandorfalva si Arad-Mintia sau Mintia-Sibiu indisponibile simultan; automatizile 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**; automatizile 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 **confidential** coordonat cu deconectarea prin automatizile AT in functiune a unui numar de grupuri care sa asigure respectarea limitei de stabilitate pe axa 220kV conform (5.2.2.2).

5.2.3.3. In iarna 2009-2010 automatizile de putere pe LEA400kV Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina se pun in functiune cu un reglaj 1100MW/0.2s pentru :

§ 1 LEA400kV indisponibila in Portile de Fier +1 LEA400kV indisponibila in Djerdap, si excedent in nodul Portile de Fier+Djerdap peste 1600MW;

§ 1 LEA400kV indisponibila in Portile de Fier +c1,2 220kV Resita, si excedent in nodul Portile de Fier+Djerdap peste 1700MW;

§ 1 LEA400kV indisponibila in Djerdap +c1,2 220kV Resita, si excedent in nodul Portile de Fier+Djerdap peste 1750 MW;

§ 2 LEA400kV indisponibile in Portile de Fier ;

§ 1 LEA400kV indisponibila in Djerdap + c1,2 Tantareni-Kozlodui, si suma excedent Djerdap + RO peste 1400 MW;

§ 1 LEA400kV indisponibila in nodul Djerdap sau L Bor-Nis, coordonat cu productia in CHE Djerdap, programele de schimb si schema in interconexiune ;

Automatica deconecteaza 1 grup in CHE Portile de Fier I.

5.2.3.4. Pentru functionare cu maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier I si 5 grupuri in CHE Djerdap, se pun in functiune automatice la semnal polifazat de protectie si automatice la pozitie intrerupator pe LEA400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, in urmatoarele scheme cu indisponibilitati:

5.2.3.4.1 Indisponibile LEA400kV 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 Portile de Fier I.

5.2.3.4.2 Indisponibile LEA400kV 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 Portile de Fier I.

5.2.3.4.3 Indisponibile LEA400kV 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 Portile de Fier I.

5.2.3.4.4 Indisponibile LEA400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si LEA400kV Portile de Fier-Djerdap

confidential .

Se pun in functiune pe LEA400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1/2 grupuri Portile de Fier I.

5.2.3.4.5 Indisponibile LEA400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si o LEA400kV din Djerdap sau LEA400kV Bor-Nis

confidential .

Se pun in functiune pe LEA400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup Portile de Fier I

5.2.3.4.6 Indisponibile c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si LEA400kV Djerdap-Bor sau Djerdap-Drmno.

confidential .

Se pun in functiune pe LEA400kV Portile de Fier automatice la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup Portile de Fier I.

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

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

In cazul functionarii cu mai mult de 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap se va revedea „Planificarea operationala a SEN in iarna 2008-2009”

5.3 VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI OPTIMIZAREA PARAMETRILOR PSS LA GRUPURI NOI SI RETEHNOLOGIZATE

5.3.1 Optimizarea parametrilor PSS la grupul cu ciclu combinat Bucuresti Vest

Calcululele au aratat ca PSS specific echipamentului Thyne cu parametrii recomandati genera oscilatii intretinute chiar in cazul unor scenarii de defect in zone indepartate, si analizele anterioare s-au facut cu PSS dezactivat.

Pentru punerea in functiune a PSS s-au efectuat urmatoarele calcule.

5.3.1.1 Optimizarea automata a parametrilor A (amplificare) si P (faza) cu programul NETOMAC
Pentru a elimina efectul altor grupuri cu PSS, s-a utilizat un model redus reprezentand zona Domnesti cu TG3+TA4 Bucuresti Vest incarcate la nominal si LEA 400kV Domnesti-Urechesti cu nod de putere infinita in Urechesti.

S-a simulat un scurtcircuit trifazat pe bara 2A 110kV Domnesti, eliminat dupa 0.1s fara modificari topologice.

S-au efectuat 2 calcule de optimizare pentru parametrul P (valoare initiala 0, gama 1-4) si parametrul A (valoare initiala 0.6, gama 0-10) :

- numai optimizarea P; valoare optimizata $P=1.78$
- optimizarea simultana P & A; valori optimizate $P=2.02$; $A=1.73$

Parametrul P are rolul cel mai semnificativ pentru amortizarea oscilatiilor; ambele optimizari au furnizat valori apropiate de 2.

5.3.1.2 Verificarea pe model real cu programul EUROSTAG

S-a utilizat modelul complet SEN+SE, cu TG3+TA4 Bucuresti Vest incarcate la nominal si grupuri in CET Grozavesti si CET Progresu incarcate la maxim probabil.

S-a simulat un scurtcircuit trifazat pe LEA2 110kV Domnesti-Bujoreni, izolat cu actionare corecta a protectiilor de distanta si teleprotectie.

S-au facut calcule pentru variatia discreta a parametrului P 0 (=4)-1-2-3.

S-a verificat ca valoarea optima este $P=2$.

Procesul de optimizare al parametrilor PSS poate fi observat in anexa 5.3.1

5.3.2 Verificarea stabilitatii si optimizarea PSS pentru CHE Lotru

5.3.2.1 In iarna 2009-2010 va fi in functiune un singur grup Lotru retehnologizat.

A fost modelat sistemul nou de excitatie statica tip Thyron , incluzand un regulator de tensiune cu PSS de structura specifica, cu parametri setati la valori recomandate (cu specificatia ca aceste valori trebuie ajustate functie de comportarea dinamica a grupurilor).

Tinand seama de faptul ca toate LEA 400kV din Sibiu sunt acum echipate cu teleprotectii, s-a calculat numai regimul tranzitoriu determinat de 1 scurtcircuit trifazat pe o LEA 220kV Lotru-Sibiu, izolat cu protectie diferentiala (0.1s) pe blocul LEA 220kV+ AT Sibiu.

Regimul este stabil pe termen lent si amortizat .

5.3.2.2 Pentru estimarea performantelor PSS s-a reluat scenariul de mai sus pentru functionare in CHE Lotru cu 3 incarcate la maxim

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 220kV lotru-Sibiu langa Lotru izolat cu timp total de actionare 0.08-0.1 s determina desincronizarea grupurilor si impune o limita de stabilitate pe termen scurt.

Un scurtcircuit langa Sibiu izolat cu timp total 0.08s determina un regim stabil pe termen scurt, pentru care s-a comparat comportarea grupurilor in mai multe variante de echipament:

- sistemul vechi de excitatie si reglaj, fara PSS;
- sistemul Thyicon cu PSS si parametri initiali recomandati;
- parametri partial optimizati prin variatie neautomatizata a setarilor;
- sistemul Thyicon cu PSS 2A (parametri Portile de Fier I) ca referinta.

Se constata ca PSS setat cu parametrii initiali recomandati realizeaza o amortizare lenta a regimului chiar la functionare cu 3 grupuri incarcate la maxim, eliminand problema unei limite de stabilitate pe termen mediu mai mica decat cea pe termen scurt (identificata in studiile anterioare).

In urma repetarii scenariului de defect pentru diferite valori ale unor parametri ai PSS, cea mai buna amortizare a oscilatiilor s-a obtinut pentru urmatoarele valori:
 $K1=0.04$; $K2=10.0$; $KS1=1.5$; $VSMAX/MIN=\pm 0.1$

Optimizarea partiala a parametrilor a determinat imbunatatirea performantei, dar performanta nu este inca a fel de buna ca cea a PSS 2A.

Va continua procesul de optimizare utilizand posibilitatea de optimizare automata din NETOMAC..

Procesul de optimizare partiala al parametrilor PSS poate fi observat in anexa 5.3.2

5.4 CALCULE DE REGIMURI TRANZITORII PENTRU ACTIVAREA SI STABILIREA REGLAJELOR FUNCTIILOR DE MERS ASINCRON PE AXE 220KV

Avand in vedere componenta actuala a sectiunii S4 (2 LEA 400kV), retragerea ASS pe LEA 110kV si existenta functiilor de detectare a pendulatiilor periculoase si a mersului asincron la terminalele numerice ale LEA 220kV din axa Dumbrava-Stejaru-Gheorghieni-Fantanele, s-a aprobat retragerea definitiva din exploatare a automatii de sectionare a LEA 220kV Gheorghieni-Stejaru si anulara automatiizarilor de sectionare a LEA 220kV Alba Iulia –Cluj Floresti.

S-au solicitat calcule de regimuri tranzitorii pe termen mediu pentru a fundamenta necesitatea activarii si stabilirea reglajelor functiilor de pendulatii si mers asincron pe axa 220kV Dumbrava-Stejaru-Gheorghieni-Fantanele.

Acest subcapitol reprezinta o prima etapa in care s-a incercat obtinerea unui regim asincron in sectiunea S4.

S-au considerat regimuri initiale cu:

- a) LEA 400kV Rosiori-Mukacevo retrasa; deficit 750-870 MW; buclare numai pe LEA 110kV ch.cris-Salonta;
- b) retrase LEA 400kV Rosiori-Mukacevo si LEA 220kV Alba Iulia-Cluj Floresti; deficit 480-500 MW.

Productia din S4 si zona invecinata este distribuita pe un numar minim de grupuri incarcate aproape de/la maxim

S-a simulat declansarea fara defect a LEA 400kV Iernut-Sibiu.

S-a modelat o variatie exponentiala a sarcinii cu tensiunea ($k_{pu}=0.8$; $k_{qu}=1.5$).

Calcululele indica o limita de stabilitate de tensiune cu tensiuni minime in zona Baia Mare in cazul a) si o limita de stabilitate de tensiune (Baia Mare) combinata cu posibila instabilitate de unghi (centru electric probabil Fantanele –Gheorghieni.

Pentru o simulare mai adecvata a fenomenului si extinderea timpului simularii este necesara o modelare mai detaliata a sarcinii in S4, incluzand modelarea motoarelor.

In cazul stabilitatii de tensiune fenomenul este local si calcululele pot fundamenta instalarea/reglajul DASU.

In anexa 5.4 sunt ilustrate comportarea dinamica a grupurilor din S4, circulatiile de putere si tensiunile pe axele 220kV si in interiorul S4, hodografele impedantelor (in domeniul reglajelor posibile) .

La cerere se pot furniza valorile timp-impedanta sub forma text sau EXCEL pentru toate liniile din axele de 220kV.

Pentru obtinerea instabilitatii de unghi si a mersului asincron pe axele de 220kV se propune continuarea calcululelor pentru sectiuni intre 2 zone cu numar mare de generatoare (de exemplu S2,S3).

6. PROPUNERI DE MASURI

6.1. Pentru iarna 2009-2010 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 Pentru respectarea criteriului (N-1) in schema completa, la declansarea AT 220/110kV Mostistea sau al liniei 220kV Buc. Sud-Ghizdaru c1 cu derivatia Mostistea se conecteaza linia 110kV Hotarele-Oltenei ca abatere de la schema normala, ori de cate ori este necesar prin programarea zilnica.

6.2.2 Dupa finalizarea lucrarilor din st. 400/110kV G. Ialomitei se va functiona cu un singur T 400/110kV, celalalt fiind mentinut in rezerva si cu CT 110kV G. Ialomitei deconectata.

6.2.3 Pe perioada retragerii din exploatare a AT2 220/110kV Gheorghieni se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita.

6.2.4 In vederea stabilirii unei scheme de functionare debucate in 110kV pe interfata sectiunii S4, se propune urmatoarea topologie de retea:

1. in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110kV si se conecteaza CT B 110kV;
2. linia 110kV Fagaras conectata pe bara 2 110kV in statia Hoghiz;
3. linia 110kV Tusnad-V. Crisului deconectata (vezi D3);
4. linia 110kV Copsa Mica-Medias deconectata;
5. linia 110kV Tarnaveni-Medias conectata;
6. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110kV;
7. linia 110kV Tauni-Blaj deconectata;
8. liniile 110kV Campia Turzii-IMA si Campia Turzii-Aiud deconectate;
9. linia 110kV Orlat-Petresti conectata (pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea T 400/110kV Sibiu Sud. Justificarea este prezentata in tabelul D5-1);
10. CT Vascau deconectata;
11. linia 110kV Salonta-Ch. Cris conectata.

Cerinta functionarii cu schema debucata a retelei 110kV pe interfata sectiunii S4 a rezultat din analizele care au stat la baza masurii retragerii definitive din exploatare a automatizarilor de sectionare din statia 220kV Stejaru, a anularii automatizarilor similare din st. 220kV Alba Iulia (anexa 3.5.-2) si a automatizarilor de sectionare la suprasarcina pe LEA 110kV (anexa 3.5.-1).

Automatizarile au fost retrase definitiv sau anulate ca urmare: a darii in exploatare a celei de a doua linii de 400kV din S4 respectiv LEA 400kV Rosiori-Mukachevo; a imposibilitatii stabilirii unor reglaje unice pentru fiecare ASS 110kV si in consecinta a reglajelor automatizarilor 220kV. Cu alte cuvinte masura debucarii retelei 110kV in conturul S4 vine ca o completare necesara la decizia de retragere definitiva/anulare a automatizarilor mentionate in cele doua anexe.

Pe liniile din axa 220kV Fantanele-Gheorghieni-Stejaru-Dumbrava s-au instalat terminale de protectii care au functii dedicate de detectare a pendulatiilor de putere activa si a mersului asincron.

6.2.5 In urma solicitarii ST Sibiu se va functiona cu un singur AT 220/110kV in statia Ungheni, pentru reducerea cptT in RET. La trecerea in rezerva a unui AT 220/110kV in statia 110kV Ungheni se va conecta CTA sau CTB, cu CL intre 1A si 1B conectata, pentru respectarea criteriului N-1.

Se mentioneaza ca nu se va functiona cu un singur AT 220/110kV in Alba Iulia, asa cum a fost solicitat de catre ST Sibiu, deoarece pentru respectarea criteriului N-1 (la declansarea celui alt AT 220/110kV) ar trebui sa se conecteze liniile 110kV Campia Turzii-IMA, Campia Turzii-Aiud si Tauni-Blaj si astfel nu s-ar respecta principiul debucarii pe interfata sectiunii S4 in 110kV.

6.2.6 Datorita lucrarilor de RK si montare SCCP din statia 220/110kV Pestis si a functionarii cu un singur AT 220/110kV in Mintia se conecteaza linia de 110kV Simeria-Calan si se creaza sunt intre statiile 110kV IRUM si Hasdat. Raman in functiune liniile lungi noi 220kV Mintia-Hasdat, c2 si Mintia-Otelarie Hunedoara. Se va functiona cu ambele AT 220/110kV in Hasdat.

6.2.7 Avand in vedere disponibilizarea T 400/110kV Darste se deconecteaza in statia Hoghiz CT-A 110kV, se conecteaza CT-B 110kV si se deschide SC 1A-1B si se deconecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului.

6.2.8 Avand in vedere incheierea lucrarilor de RTh din statia Isalnita, linia 220kV Gradiste se conecteaza pe bara 1 220kV Isalnita, se conecteaza CT 220kV si CT 110kV si se functioneaza cu ambele AT 220/110kV. La pornirea primului grup in CET Isalnita, acesta se va conecta la bara 1 220kV Isalnita pe care sunt in functiune liniile 220kV Gradiste si Craiova, c1.

6.2.9 Avand in vedere incheierea lucrarilor de trecere la 400kV a axei Gutinas-Bacau Sud-Roman Nord-Suceava si a dar si functionarii cu linia 220kV FAI-Suceava, se va functiona cu Moldova debuclata intern.

6.2.10 Pentru scaderea consumului propriu tehnologic, se propune aducerea in rezerva calda in schema normala a urmatoarelor unitati de transformare 220/110kV: AT2 Craiova, AT1 FAI (dupa incheierea lucrarilor de RK), AT1 Ungheni, AT1,3 Tr. Magurele, AT1 Resita, AT1 Ghizdaru, AT2 Dumbrava, AT1 Arefu. De asemenea va fi in rezerva in schema normala AT 220/110kV Tg. Jiu. Propunerile au fost verificate prin criteriul N-1.

6.2.11 Pe perioada desfasurarii lucrarilor de RTh st. 400kV Gura Ialomitei nu se va retrage suplimentar programat o a doua linie din statia 400kV Cernavoda, Gura Ialomitei sau nici una dintre liniile 400kV Isaccea -Tulcea, Constanta-Tulcea, Bucuresti Sud-Pelicanu. Daca exista insa retrageri accidentale pentru acestea au fost indicate in tabelul urmator lista masurilor de regim.

6.3 Se recomanda functionarea cu ploturile unitatilor de transformare specificate in anexele 3.8 si 3.14 si cu benzile de tensiune din nodurile de control are RET indicate in anexa 3.7 si starea operativa a bobinelor din anexa 3.9.

6.4 Analiza privind respectarea criteriului N-1 zona Bucuresti conduce la urmatoarele:

6.4.1. La functionarea in schema normala in perioada 01 octombrie 2009 – 31 martie 2010, nu se estimeaza aparitia congestiilor in Bucuresti daca varful de consum nu va depasi valori prognozate, iar puterea generata in centralele din zona va corespunde cu puterea prioritara estimata.

6.4.2. In cazul retragerii Tr1 sau Tr2 400/110kV in statia Domnesti nu se estimeaza aparitia congestiilor, daca varful de consum nu va depasi valori prognozate, iar puterea generata in centralele din zona va corespunde cu puterea prioritara estimata. Se recomanda retragerea din exploatare a unitatilor de transformare respective dupa intrarea in functiune a centralelor de termoficare din zona.

6.4.3. In cazul retragerii AT2 220/110kV Bucuresti Sud in luna octombrie inaintea pornirii termoficarii este posibila aparitia congestiilor, avand in vedere puterea redusa produsa in CET Bucuresti Sud si Progresu, schema de functionare din statia Jilava 110kV aflata inca in prima etapa de retehnologizare (zona de sud alimentata prin axa Domnesti-IFA-Jilava-Progresu limitata la cca. **confidential** si probabilitatea redusa de a putea descarca sarcina din zona de sud pe alte zone (Domnesti, Fundeni). **confidential** Se recomanda retragerea unitatii de transformare respective, pentru inlocuirea cu una noua, atunci cand exista conditii pentru evitarea congestiilor.

6.4.4. Pentru perioada noiembrie-martie, avand in vedere puterea estimata a fi produsa in centralele din zona Bucuresti, nu se prevad congestii, daca prognoza de consum nu este depasita, **confidential**

6.4.5. In cazul retragerii AT3 400/220k Brazi Vest, pentru evitarea congestiilor este necesara buclarea retelei de 110kV (fara buclele dintre Fundeni si CET Brazi) si mentinerea deficitului **zonei A** (Ghizdaru - Mostistea - Tr.Magurele – Domnesti - Bucuresti Sud - Fundeni - Brazi - Teleajen – Stalpu – Targoviste) **sub cca. confidential**. In aceeaasi situatie deficitul **zonei B** (Fundeni - Brazi - Teleajen – Stalpu – Targoviste) trebuie mentinut **sub cca. confidential** De asemenea sarcina zonei Fundeni nu trebuie sa depaseasca **cca. confidential**

6.4.6. Costul estimat al congestiilor la retragerea AT3 400/220kV Brazi Vest variaza intre **cca.4mil Lei confidential** si **cca.12 mil Lei confidential** Aceste costuri scad daca exista putere notificata pentru centralele din zona in intervalul retragerii AT3 Brazi Vest (costul poate fi nul daca notificarile insumeaza cel putin **confidential** si consumul nu depaseste valoarea prognozata.

OBS: Valorile de deficit estimate sunt influentate de nivelul tensiunilor in zona. La retragerea AT3 Brazi Vest se vor actualiza aceste valori in functie de starea reala a sistemului (varf de consum, putere generata, rezerva de putere reactiva).

6.5 Pe baza calculelor au rezultat pentru iarna 2009-2010 urmatoarele valori **NTC totale maxime indicative negarantate** in interfata de interconexiune a SEN:

RO export NTC 1900 MW

RO import NTC 1900 MW

Se propun pentru publicare pe site-ul ETSO urmatoarele valori **NTC bilaterale maxime negarantate**, neagregabile in interfata SEN, indicative pentru volumul maxim posibil de schimburi in iarna 2009-2010:

RO=>HU 1100 MW

HU=>RO 600 MW

RO=>RS 600 MW

RS=>RO 300 MW

RO=>BG 600 MW

BG=>RO 600 MW

RO=>UA 300 MW

UA=>RO 550 MW

S-au determinat valori **NTC anuale ferme** pentru anul 2010:

RO=>HU 200 MW

HU=>RO 150 MW

RO=>RS 150 MW *

RS=>RO 100 MW

RO=>BG 100 MW

BG=>RO 100 MW

RO=>UA 50 MW

UA=>RO 50 MW

* Acolo unde intre parteneri exista o singura linie de granita, NTC anual ferm este garantat numai atat timp cat linia este in functiune.

6.6 Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru iarna 2009-2010

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
AT 400/220kV		
1	AT4 400/220kV Lacu Sarat (R1 R2: retras AT3 400/220kV Lacu Sarat) II.6	R1, R2: se conecteaza liniile 110kV Ostrov-Lacu Sarat c1 si c2, Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Gura Ialomitei
2	AT3 400/220kV Lacu Sarat (R3: retrase AT4 400/220kV L. Sarat, liniile 400kV L. Sarat- G. Ialomitei, L. Sarat-Smardan. Pif linie lunga 400kV G.Ial.-Smardan) III.4	R3 se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugurean si ambele circuite ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.
3	AT3 400/220kV Brazi Vest II.15	R1, R2, R3: se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocritei-Postarnacu
4	AT1,2, 3 400/220kV Portile de Fier I.58 II.25,II.48	R1, R2, R3: se dispecerizeaza productia si logica automatizatorilor din Portile de Fier
5	AT3 400/220kV Arad I 43	se recomanda conectarea BC 100MVar Arad.
6	AT4 400/220kV Mintia I.41 II.33	R1, R2, R3: - se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala in conditiile in care sunt maxim 4 grupuri in functiune in CET Mintia
7	AT 400/220kV Rosiori I46 II.36, 40	R1, R2, R3: se recomanda conectarea BC 100MVar Oradea
8	AT 400/220kV Iernut II.36, 40	R1, R2, R3: se recomanda conectarea BC 100MVar Oradea

T 400/110kV		
1	T 400/110kV Roman N. I.10 II.7	R1,R2, R3: se conecteaza AT2 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava
2	T 400/110kV Bacau S. I.7	R1, R2, R3: AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11. sau se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc. (cu acord consumator); se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni; se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti.
3	T1 400/110kV Smardan I.12 II.9	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni (pe bara 2 Liesti), Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV (CT 110kV Brailita conectata in schema normala).
4	T1 sau T2 400/110kV Domnesti I.13 II.12	R1, R2, R3: La retragerea T1 400/110kV Domnesti se conecteaza CLTv 110kV cu functia de cupla transversala intre barele 110kV 1 si 2A. La retragerea T2 400/110kV Domnesti se conecteaza CTv 110kV intre barele 110kV 1 si 2B
5	T5 400/110kV Domnesti	R1, R2, R3 : se conecteaza CT intre barele 110kV 1 si 2B, pentru trecerea liniilor 110kV IFA si Masini Grele A pe bara 2B 110kV Domnesti.
6	T1 sau T2 400/110kV Tulcea I.60 II.50	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2
7	T1 400/110kV Medgidia Sud II.19	R1, R2, R3: se conecteaza CT 110kV Medgidia S.
8	T2 400/110kV Medgidia Sud I.28	R1, R2, R3: se conecteaza CT 110kV Medgidia S.
9	T 400/110kV Arad I.44 II.34	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin
10	T 2 400/110kV Oradea I.46 II.36	R1, R2, R3: se deconecteaza linia 400kV Rosiori-Oradea S.
11	T1 sau T2 400/110kV Brasov I.51 II.42, 43	R1, R2, R3: se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului si CT 110kV Hoghiz sau se conecteaza cupla din V. Larga.
12	T 400/110kV Darste I.51 II. 43	R1, R2 , R3: se conecteaza linia 110kV Tusnad-V. Crisului si cupla Hoghiz sau se conecteaza cupla din V. Larga.

AT 220/110kV		
1	AT3 220/110kV Gutinas I.4, I.6, I.7 II.2, II.4	R1, R2, R3: se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc. (cu acord consumator); se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni; se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti. sau: se conecteaza linia 110kV Costisa-Buhusi si CT110kV Stejaru; se recomanda fuctionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11; confidential se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti (sau se conecteaza linia 110kV Maxineni pe bara 1 in Liesti)
2	AT 220/110kV Suceava I.11 II.8	R1, R2, R3: dupa eventuala declansare a liniei 400kV Roman N-Suceava se deconecteaza manual BC 100MVar Suceava daca automatizarea acesteia nu a lucrat
3	AT 220/110kV Focsani V. I.5, I.6 II.3, 4	R1, R2, R3: se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc. (cu acord consumator); se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni; se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti. sau se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni se recomanda functionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11. se conecteaza linia 110kV Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti
4	AT1 220/110kV FAI (R1: retras AT2 220/110kV FAI) I.1 II.52 III.28	R1: se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti. R2, 3 : se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.
5	AT 220/110kV Munteni (R1: retras AT2 220/110kV FAI) I.1 II.52 III.28	R1: se conecteaza liniile 110kV Roman N.-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti. R2, 3 : se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia FAI.
6	AT1(2) 220/110kV Dumbrava I.10 II.7	R1, R2, R3: se conecteaza AT2(1) 220/110kV aflat in rezerva in statia Dumbrava
7	AT 220/110kV Filesti I.12 II.9	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni, Abator-Brailita in st. Brailita pe bara 1-110kV, Smardan-Brailita in st. Brailita pe bara 2A-110kV cu CT 110kV Brailita conectata in schema normala.

8	AT1 sau AT2 220/110kV Bucuresti Sud I.21 II.17	R1, R2, R3: se conecteaza CT din Solex si CLT Progresu se deconecteaza c2 al liniei 110kV Progresu-Jilava se conecteaza linia 110kV Domnesti-Jilava pe bara 2 Jilava
9	AT1 sau AT2 220/110kV Brazi Vest I.31, I.32, I.33, I.34 II.23, 24	R1, R2, R3: se conecteaza linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu si CT Doftana se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan
10	AT 220/110kV Stalpu I.33 II.23	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV Teleajen aflat in rezerva se deconecteaza linia 220kV Stalpu-Teleajan
11	AT 220/110kV Urechesti I.36 II.27	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV Tg.Jiu aflat in rezerva. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni
12	AT 220/110kV Sardanesti I.36 II.27	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV Tg.Jiu aflat in rezerva. In urma analizelor de programare zilnica in caz de necesitate se poate dispune si conectarea suplimentara a CH2 110kV sau CH1 110kV Turceni
13	AT2(3) 220/110kV Targoviste I.59 II.49	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana
14	AT 220/110kV Cetate I.35 II.26	R1, R2, R3: 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).
15	AT 220/110kV Calafat I.35 II.26	R1, R2, R3: 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
16	AT 220/110kV Stuparei (R1: retras AT 220/110kV Lotru) I.42 II.30	R1: se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti (sunt deja conectate liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului-Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, datorita indisponibilitatii AT 150MVA Lotru) R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului-Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti-Poiana Lacului
17	AT 220/110kV Raureni (R1: retras AT 220/110kV Lotru)	R1: se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti (sunt deja conectate liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului) R2, R3:

	I.42 II.30	se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului–Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti–Poiana Lacului
18	AT1 220/110kV Arad I.43, I.44 II.34	R1,R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sanicolau-Lovrin
19	AT1 (AT2) 220/110kV Resita I.47 II.37	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita
20	AT1 220/110kV Iaz I.47 II.37	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita
21	AT 220/110kV Paroseni I.40 II.32	R1,R2,R3: 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 Se trece linia 110kV Hateg-Baru Mare pe B1 110kV Baru Mare.
22	AT 220/110kV Baru Mare I.40 II.32	R1,R2, R3: 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 Se trece linia 110kV Hateg-Baru Mare pe B1 110kV Baru Mare.
23	AT1(2) 220/110kV Timisoara I.48, 61 II.38, 51	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara sau se conecteaza liniile 110kV Gataia-Timisoara si CT 110kV Lugoj
24	AT 220/110kV Sacalaz I.48 II.38	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara sau se conecteaza liniile 110kV Gataia-Timisoara si CT 110kV Lugoj
25	AT1 sau AT2 220/110kV A.Iulia I.55 II.46	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii, Blaj-Tauni
26	AT1(2) 220/110kV Cluj Fl. I.53, I.54 II.44	R1, R2, R3: se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj
27	AT1 220/110kV Baia Mare (R1: retras AT2 220/110kV Baia Mare) I.53	R1: se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj
28	AT 220/110kV Iernut I.63 II.45, 47	R1, R2, R3: se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva
29	AT 220/110kV Ungheni II.47	R1, R2, R3: se conecteaza al doilea AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
LINII 400kV		
1	L 400kV Gutinas-Smardan I.2, I.3	R1, R3: se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu si Maxineni-Liesti pe B1 110kV Liesti se conecteaza CT 110kV Stejaru si linia 110kV Costisa-Buhusi. Se verifica sa fie in functiune automatizarea bobinei 400kV Stejaru.
2	L 400kV Brasov-Gutinas I.3	R1, R3: se conecteaza CT 110kV Stejaru si linia 110kV Costisa-Buhusi. Se verifica sa fie in functiune automatizarea bobinei 400kV Suceava.
3	L 400kV Gutinas-Bacau S. I.4, I.5 II.2,3 III.1	R1, R2, R3: se deconecteaza linia 110kV Borzesti-Gutinas dc. (cu acord consumator); se conecteaza liniile 110kV Costisa-Buhusi Roman, Laminor-Filipesti, Roman Laminor-Margineni; se conecteaza CT 110kV Liesti si se trec liniile 110kV Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti si ICM-Liesti pe B2 110kV Liesti. sau: se conecteaza linia 110kV Costisa-Buhusi si CT110kV Stejaru; se recomanda fuctionarea cu AT2 220/110kV Borzesti pe plotul 11; confidential. se conecteaza liniile 110kV Liesti-Maxineni si CT 110kV Liesti (sau se conecteaza linia 110kV Maxineni pe bara 1 in Liesti)
4	L 400kV Roman N.-Suceava I.8, I.11 II.5, 8	R1, R2, R3: se deconecteaza BC-100MVAr Suceava si T 400/110kV Suceava se conecteaza CT 110kV Stejaru
5	L 400kV Lacu Sarat-G. Ialomitei II.10,11	R2: se conecteaza liniile 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S si Mircea Voda - Medgidia S pe bara B2-110kV Medgidia S; se conecteaza linia 110kV Baba Novac-Constanta Centru si se deconecteaza linia 100kV CET Palas-Constanta Centru; se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2; se deconecteaza L 110kV Medgidia 1-Medgidia N.
6	L 400kV Pelicanu-Cernavoda (R1: retrase linia 400kV G. Ialomitei.-Cernavoda, c2, Buc. S.-G. Ialomitei si T4 400/110kV G. Ialomitei) I.2, I.15, I.16, I.22, I.23, I.24, I.25	R1: se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugureanu si Liesti-Maxineni pe B1 110kV Liesti. se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu. se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu, L.Sarat-Ostrov c1 si c2 se verifica sa fie in functiune automatizarea bobinei 400kV aflate in functiune in Cernavoda se comuta ploturile T1,2 Constanta N. si T1,2 Medgidia S. pe pozitia 7 si se confidential.
7	CL 400kV Constanta N. (cu retragere de bara) I.17, I.22, I.26 II.18	R1, R2, R3: se trece una din LEA 400kV pe CTf 400kV deconectandu-se un T 400kV Constanta N

8	L 400kV Constanta-Cernavoda (R1: retrase linia 400kV G. Ialomitei.-Cernavoda, c2, Buc. S.-G. Ialomitei si T4 400/110kV G. Ialomitei) I.18, I.23, I.27, I.28 II.10, 19 III.3	R1: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (dc); se deconecteaza liniile 110kV Basarabi-Lumina si Medgidia N.-Medgidia1; se functioneaza cu liniile 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 si c2 pe B2 110kV Medgidia S.; se functioneaza cu liniile 110kV M.Voda-Medgidia S. si Medgidia 1-Medgidia S. pe B1 110kV Medgidia S. se trece consumul statiei 110kV Constanta Centru de pe statia 110kV CET Palas pe statia 110kV Baba Novac; se descarca CNE Cernavoda cu confidential. R2: se conecteaza liniile 110kV Basarabi - Medgidia S. c.2 pe bara B1-110kV Medgidia S si Mircea Voda - Medgidia S pe bara B2-110kV Medgidia S; se conecteaza linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei; se deconecteaza liniile 110kV Basarabi-Lumina si Medgidia N.-Medgidia1; R3: se conecteaza linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei
9	L 400kV Isaccea-Tulcea (R1: retrase linia 400kV G. Ialomitei.-Cernavoda, c2, Buc. S.-G. Ialomitei si T4 400/110kV G. Ialomitei) I.20, I.25, I.26, I.27, I.30 II.18, 22	R1 : se conecteaza linia 110kV Pogoanele-Jugurean si se reduce puterea generata in CNE Cernavoda cu cca. confidential se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M. Viteazu si c1,2 Ostrov-L. Sarat. R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2; se recomanda functionarea T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 5.
10	L 400kV Constanta-Tulcea (R1: retrase linia 400kV G. Ialomitei.-Cernavoda, c2, Buc. S.-G. Ialomitei si T4 400/110kV G. Ialomitei) I.19, I.24, I.30 II.22	R1: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu si c1,2 Ostrov-L. Sarat. se comuta ploturile T1,2 Constanta N. si T1,2 Medgidia S. pe pozitia 7 confidential. R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si c1,2 Ostrov-L.Sarat.
11	L 400kV G. Ialomitei-Cernavoda, c1 (R1: retrase linia 400kV G. Ialomitei.-Cernavoda, c2, Buc. S.-G. Ialomitei si T4 400/110kV G. Ialomitei)	R1: postavarie (dupa declansarea liniei 400kV Buc. S.-Pelicanu) se deconecteaza linia 110kV Slobozia S.-Dragalina. se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (dc); se deconecteaza liniile 110kV Basarabi-Lumina si Medgidia N.-Medgidia1; se functioneaza cu liniile 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 si c2 pe B2 110kV Medgidia S.; se functioneaza cu liniile 110kV M.Voda-Medgidia S. si Medgidia 1-Medgidia S. pe B1 110kV Medgidia S. se trece consumul statiei 110kV Constanta Centru de pe statia 110kV CET Palas pe statia 110kV Baba Novac;

	I.14, I.16, I.17, I.18, I.19, I.20	confidential.
12	L 400kV Pelicanu-Buc. Sud (R1: retrase linia 400kV G. Ialomitei.-Cernavoda, c2, Buc. S.-G. Ialomitei si T4 400/110kV G. Ialomitei) I.14, 15	R1: postavarie (dupa declansarea liniei 400kV G.Ialomitei-Cernavoda, c1)) se deconecteaza linia 110kV Slobozia S.-Dragalina. se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu.
13	L 400kV Isaccea-L. Sarat (R3: retrase AT4 400/220kV Lacu Sarat, liniile 400kV L. Sarat-G. Ialomitei, L. Sarat-Smardan, Pif linie lunga 400kV G. Ialomitei-Smardan) III.8	R3: se conecteaza liniile 110kV Pogoanele-Jugurean si c1, c2 110kV Ostrov-L. Sarat
14	L 400kV Sibiu-Brasov II.40	R1, R2, R3: BC 100MVAr Oradea disponibila si cu automatizarea in functiune
15	L 400kV Iernut-Sibiu II.40, 41	R1, R2, R3: BC 100MVAr Oradea disponibila si cu automatizarea in functiune
16	L 400kV Rosiori-Mukacevo I.49, I.50 II.39, 41	R1 se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori se va conecta CT Vascau sau confidential. R2, R3: se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori
17	L 400kV (lunga) Rosiori-Iernut I.49 II.39	R1, R2, R3: se verifica sa fie in functiune automatizarea de tensiune a bobinei din Rosiori
18	L 400kV lunga Smardan-G. Ialomitei (R3: retrase AT4 400/220kV Lacu Sarat, liniile 400kV L. Sarat-G. Ialomitei, L. Sarat- Smardan, Pif linie lunga 400kV G. Ial.-Smardan) III.3	R3 se conecteaza linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei

LINII 220kV

1	L 220kV FAI-Suceava I.8 II.5	R1, R2, R3: se deconecteaza AT 220/110kV Suceava dupa eventuala declansare a LEA 400kV Roman N-Suceava se dispune deconectarea manuala a BC 100MVAR Suceava daca automatizarea acesteia nu a lucrat. si se deconecteaza si T 400/110kV se conecteaza CT 110kV Stejaru
2	L 220kV Lacu Sarat-Filesti (R2: retras AT3 400/220kV L. Sarat R3: retrase AT4 400/220kV L. Sarat, liniile 400kV L. Sarat-G. Ialomitei, L. Sarat-Smardan. Pif linie lunga 400kV G. Ial.-Smardan) II.6 III.4, III.5, III.8	R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Ostrov-L. Sarat c1 si c2, Pogoanele-Jugureanu
3	L 220kV Buc. S-Fundeni, c1 II.13, 14, 15, 16	R1, R2, R3: se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocritei-Postarnacu si Rm. Sarat-Costieni
4	L 220kV BucS-Fundeni, c2 II.13, 15	R1, R2, R3: se conecteaza cupla 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocritei-Postarnacu si Rm. Sarat-Costieni
5	L 220kV Targoviste-Brazi V, c1 I.29 II.21	R1, R2, R3: se ia acord de la consumatorul COS Targoviste si se informeaza CTE Doicesti.
6	L 220kV Targoviste-Brazi V, c2 I.62 II.20	R1, R2, R3: se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocritei-Postarnacu
7	L 220kV Bradu-Targoviste, c1 I.29 II.21	R1, R2, R3: se ia acord de la consumatorul COS Targoviste si se informeaza CTE Doicesti.
8	L 220kV Bradu-Targoviste, c2 I.62 II.20	R1, R2, R3: se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocritei-Postarnacu se ia acord de la consumatorul COS Targoviste
9	L 220kV Brazi V.-Teleajen I.31, I.34 II.23	R1, R2, R3: se conecteaza linia 110kV G. Ocritei-Pastarnacu, CT Doftana se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen.
10	L 220kV Stalpu-Teleajen I.33 II.23	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen.

11	L 220kV Craiova-Isalnita, c2 I.39 II.31	R1, R2, R3: in conditiile functionarii unui singur grup la CET Isalnita, acesta trebuie sa functioneze pe bara 220kV Isalnita pe care sunt conectate cele doua LEA 220kV Craiova c1 si Gradiste
13	L220kV Portile de Fier-Cetate I.35 II.26	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).
14	L 220kV Portile de Fier-Calafat I.35 II.26	-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.
15	L 220kV Urechesti-Tg. Jiu N I.37 II.28	R1, R2, R3: se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B1-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe B1-110kV Baru Mare.
16	L 220kV Paroseni-Tg. Jiu I.40 II.32	R1, R2, R3: se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B2B-110kV, liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare.
17	L 220kV Baru Mare-Hasdat I.37, I.40 II.28, 32	R1, R2, R3: se conecteaza CLT 110kV Baru Mare ca CL 110kV intre B2A-110kV si B2B-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat si se trece linia 110kV Baru Mare-Hateg pe B1-110kV Baru Mare.
18	L 220kV Bradul-Arefu (R1: retras AT 220/110kV Lotru) II.29	R1: se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti. Se mentioneaza ca liniile 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului sunt deja conectate datorita indisponibilitatii AT 150MVA Lotru. R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidrar si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu
19	L 220kV Bradul-Stuparei (R1: retras AT 220/110kV Lotru) I.38 II.29, 30	R1: se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti. Se mentioneaza ca liniile 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului sunt deja conectate datorita indisponibilitatii AT 150MVA Lotru. R2, R3: se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului–Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti–Poiana Lacului. In caz de necesitate in functie de productia din CHE Vidrar si aval se conecteaza AT2 220/110kV Arefu
20	L 220kV Arefu-Raureni (R1: retras AT 220/110kV Lotru)	R1: se conecteaza linia 110kV Poiana Lacului-Cazanesti. Se mentioneaza ca liniile 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului sunt deja conectate datorita indisponibilitatii AT 150MVA Lotru. R2, R3:

	I.38 II.30	se conecteaza liniile 110kV Jiblea-Arges S., Valea Danului – Cornetu cu derivatia CHE Gura Lotrului, Cazanesti – Poiana Lacului.
21	L 220kV Mintia-Hasdat c2 I.41 II.33	R1, R2, R3: se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala in conditiile in care sunt maxim 4 grupuri in functiune in CET Mintia
22	L 220kV Timisoara – Sacalaz II.35	R1, R2, R3: se recomanda conectarea bobinei din Arad
23	L 220kV Arad-Timisoara I.45 II.35	R1, R2, R3: se recomanda conectarea bobinei din Arad
24	L 220kV Arad - C. Aradului sau C. Aradului – Sacalaz I.45 II.35	R1, R2, R3: se recomanda conectarea bobinei din Arad
25	L 220kV Resita-laz c2 I 47 II.37	R1, R2, R3: se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
26	L 220kV Rosiori-Vetis (R1: retras AT2 220/110kV Baia Mare) I 52	R1: 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.
27	L 220kV Fantanele-Ungheni I.56, I.63 II.45	R1, R2, R3: - CT (A sau B) si CL 110 kV Ungheni conectate - se conecteaza AT 220/110kV Ungheni aflat in rezerva
28	L 220kV cu 3 capete Fantanele-Gheorghieni- Stejaru I.56, I.57	R1, R2, R3: - CT (A sau B) si CL 110 kV Ungheni conectate - un AT 220/110kV in Ungheni in rezerva

6.7 Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

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

6.8.1 Pentru asigurarea conditiilor de stabilitate in zona Cernavoda in schemele cu retrageri legate de lucrarile de retehnologizare din statia Gura Ialomitei 400kV si Lacu Sarat 400kV se recomanda:

- sa se evite retragerea suplimentara a unei LEA 400kV din zona in perioada lucrarilor de retehnologizare in Gura Ialomitei si Lacu Sarat si a functionarii cu teleprotectie inactiva pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat;
- sa se asigure mentinerea in functiune a protectiei diferentiale de bare si a DRRI in Lacu Sarat;
- se recomanda sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si **confidential**;

In perioada cu LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei si LEA2 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei deconectate (LEA 400kV lunga Bucuresti S.-Cernavoda in curs de desfiintare) este necesar sa se asigure **confidential** si incarcarea cu reactiv (prin conectarea bobinelor), pentru a asigura pastrarea stabilitatii CNE la :

§ scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, fara teleprotectie;

§ defect bifazat pe o LEA 400kV izolat cu refuz polifazat si DRRI.

6.8.2 Au fost indicate **confidential** necesare in fiecare schema pentru pastrarea stabilitatii CNE chiar in cazul unui scurtcircuit trifazat cu refuz trifazat in Cernavoda sau o alta statie din zona, inclusiv pentru cazul indisponibilitatii protectiei diferentiale de bare si a DRRI in Lacu Sarat.

6.8.3 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.

6.8.4 Sa se asigure urmatoarele masuri pentru pastrarea stabilitatii in zona Portile de Fier si interconexiune la functionare cu maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier si 5 grupuri in CHE Djerdap :

Retrageri	Dec. prin automatici		PL400kV	confidential (MW)	In
	Z L400kV	PL220kV			
1L400kV PdFier	-	-	-	-	
1L400kV Djerdap	-	-	-	-	
2L400kV PdFier	1g	1g	-	confidential	confidential
	2g		-	confidential	
PdF-Urech.\ Slatina +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	1g	confidential	confidential
PdFier-Djerdap +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	-	confidential	confidential
1L400kV PdFier +1L400kV Djerdap	1g	-	1g	confidential	confidential
1L400kV PdFier +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	
1L400kV PdFier + c1,2Tantareni-Kozlodui	-	1g	1g	-	
c1,2 PdFier-Resita + 1L400kV Djerdap	1g	-	1g	confidential	confidential
c1,2Tantareni-Kozlodui +L Djerdap-Drmno	-	1g	1g	1400	RO+Djerdap
L Arad-Sandorfalva +L Djerdap-Drmno	-	-	-	-	-
L400kV Djerdap-Drmno +L400kV Nis-SofiaV	-	-	-	-	-

6.8.5 Sa se evite programarea urmatoarelor retrageri in regimuri cu excedente depasind valorile din tabelul de mai jos :

Retrageri	Excedent (MW)
2L400kV PdFier	PdFier 900
L400kV PdFier-Urech./ Slatina+c1+2 220kV PdFier-Resita	PdFier 900/ 1150 PdFier+Djerdap 1900
L400kV PdFier-Djerdap+c1+2 220kV PdFier-Resita	PdFier 1050
1L400kV PdFier+1L400kV Djerdap sau Bor-Nis	PdFier+Djerdap 1700

c1+2 220kV PdFier-Resita +1L400kV Djerdap,	PdFier+Djerdap 1950
c1+2 Tantareni-Kozlodui +L400kV Djerdap-Drmno/ Bor,	Export RO+Djerdap 1400

6.8.6 Sa se asigure urmatoarele masuri in cazul unui defect pe un AT 400/220kV Portile de Fier:

Grupuri pe b1+2 PdFier	Retrageri	Masuri automate
6gPdFI+ 4-8gPdFII+3gDr	-	1g.aut.AT
	1L400kV PdFier	
	1AT400/220kV PdF	2g aut. AT
	1c220kV PdF-Resita	1g aut.AT sau 1g aut.PL220kV
	1c220kV Resita-Timis.	1g aut.AT
	1AT400/220kVPdF+ 1c220kV Res.-Timis.	2g aut. AT
5gPdFI+ 4-8gPdFII+3gDr	1AT400/220kVPdF+ 1c220kV PdF-Resita	2g aut. AT sau 1g aut.AT+1g aut.PL220kV

6.8.7 Urmatoarele scenarii de defect pot duce la ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV, in conditii de actionare normala a protectiilor si intrerupatoarelor :

- retragerea simultana a 2 LEA 400kV din Portile de Fier si declansarea de-a 3-a LEA 400kV;
- retragerea unei bare 400kV Portile de Fier si defect pe cealalta bara.

Pentru dispecerizarea automatilor in aceste configuratii se va tine seama de urmatoarele limite de stabilitate pe termen scurt si mediu:

Retrageri	Limite de stabilitate (MW)	
	(a) termen mediu	(b) termen scurt & mediu
-	735	520
LEA 400kV Mintia-Sibiu	710	520
LEA 400kV Arad-Mintia	710	520
LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba	710	520
LEA 400kV Arad-Sandorfalva	710	520
LEA 220kV Mintia-Timisoara	660	500
AT3 400/220kV Arad	640	470
1LEA 220kV Portile de Fier-Resita	470	390
1LEA 220kV Resita-Timisoara	570	450

6.8.8 Se recomanda sa nu se desfiinteze automatica de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita . Reglajul de putere al automaticii poate fi marit la cca.350MW exceptand in :

- scheme care pot duce la ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV;
- scheme cu 1 element retras pe axa 220kV Resita-Arad/Mintia.

Se propune sa se modifice sistemul de automatii din Portile de Fier astfel incat sa se poata pune un grup diferit pe fiecare automatica (de exemplu 1 grup diferit pe automaticele fiecarui AT, etc.)

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

6.8.9.1. 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;

- § considerarea riscului de declansare neselectiva a CT220kV Portile de Fier la defect pe AT3 Portile de Fier;
- § 1-2 AT400/220kV Portile de Fier indisponibile ;
- § o LEA400kV indisponibila in nodul Portile de Fier simultan cu o alta LEA 400kV din Portile de Fier sau LEA 400kV Nis-Sofia Vest sau c1+2 tantareni-Kozlodui;
- § o LEA400kV indisponibila in nodul Djerdap;
- § o bara 400kV Portile de Fier indisponibila;
- § necesitati legate de NTC.

Deconecteaza un grup pe bara 1 220kV Portile de Fier.

Acest grup trebuie sa fie diferit de grupurile conectate la automaticele 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 automaticele AT ;
- 2 AT Portile de Fier indisponibile simultan;
- o LEA400kV indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap ;

6.8.9.2. La functionare cu CT220kV 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 CT220kV Portile de Fier la defect pe AT; automatica la semnal de protectie a AT conectat pe bara 1 220kV 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 LEA400kV 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 LEA400kV 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 **confidential** coordonat cu deconectarea prin automaticele AT in functiune a unui numar de grupuri care sa asigure respectarea limitei de stabilitate pe axa 220kV conform (5.2.2.2).

6.8.9.3. In iarna 2009-2010 automaticele de putere pe LEA400kV Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina se pun in functiune cu un reglaj 1100MW/0.2s pentru :

- § 1 LEA400kV indisponibila in Portile de Fier +1 LEA400kV indisponibila in Djerdap, si excedent in nodul Portile de Fier+Djerdap peste 1600MW;
- § 1 LEA400kV indisponibila in Portile de Fier +c1,2 220kV Resita, si excedent in nodul Portile de Fier+Djerdap peste 1700MW;
- § 1 LEA400kV indisponibila in Djerdap +c1,2 220kV Resita, si excedent in nodul Portile de Fier+Djerdap peste 1750 MW;
- § 2 LEA400kV indisponibile in Portile de Fier ;
- § 1 LEA400kV indisponibila in Djerdap + c1,2 Tantareni-Kozlodui, si suma excedent Djerdap + RO peste 1400 MW;

§ 1 LEA400kV indisponibila in nodul Djerdap sau L Bor-Nis, coordonat cu productia in CHE Djerdap, programele de schimb si schema in interconexiune ;

Automatica deconecteaza 1 grup in CHE Portile de Fier I.

6.8.9.4. Pentru functionare cu maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier I si 5 grupuri in CHE Djerdap, se pun in functiune automatice la semnal polifazat de protectie si automatice la pozitie intrerupator pe LEA400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, in urmatoarele scheme cu indisponibilitati:

6.8.9.4.1 Indisponibile LEA400kV 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 Portile de Fier I.

6.8.9.4.2 Indisponibile LEA400kV 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 Portile de Fier I.

6.8.9.4.3 Indisponibile LEA400kV 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 Portile de Fier I.

6.8.9.4.4 Indisponibile LEA400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si LEA400kV Portile de Fier-Djerdap

confidential.

Se pun in functiune pe LEA400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1/2 grupuri Portile de Fier I.

6.8.9.4.5 Indisponibile LEA400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si o LEA400kV din Djerdap sau LEA400kV Bor-Nis

confidential.

Se pun in functiune pe LEA400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup Portile de Fier I

6.8.9.4.6 Indisponibile c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si LEA400kV Djerdap-Bor sau Djerdap-Drmno.

confidential.

Se pun in functiune pe LEA400kV Portile de Fier automatice la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup Portile de Fier I.

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

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

In cazul functionarii cu mai mult de 10 grupuri in CHE Portile de Fier+Djerdap se va consulta „Planificarea operationala a SEN in iarna 2008-2009”.

6.8.10 Pentru optimizarea performantei PSS de la grupul cu ciclu combinat din Bucuresti Vest se recomanda setarea parametrului PHASE la valoarea 2 pentru TG si TA .

6.8.11 Pentru optimizarea performantei PSS de la grupul retehnologizat din CHE Lotru se recomanda urmatoarele setari de parametri:

K1=0.04; K2=10.0; KS1=1.5; VSMAX/MIN=±0.1.

TEMA

1. **Denumirea lucrării:** Planificarea operationala a SEN in iarna 2009-2010
2. **Responsabil lucrare:** SPO
3. **Colaboratori:** din divizia UNO-DEN: SPAF, SMSCPA, DEC, BCTCCRE, SPMC, DET
din Transelectrica: DC, DMPI, DER, CPDRSS
4. **Faza:** Studiu
5. **Beneficiar:** TRANSELECTRICA S.A.
6. **Termen de predare:** 16.09.2009

7. **Scopul lucrării:**

Analiza schemelor de calcul in vederea propunerii schemei normale de functionare a SEN pentru iarna 2009-2010; 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: vârful mediu de seara in zi lucratoare și golul mediu de noapte in zi de sarbatoare pentru perioada de toamna-primavara.*

Responsabil : UNO-DEN-SPO, CPDRSS

Termen: 23.06.2009 – analiza preliminara (date pentru calculul regimurilor)

Varf consum iarna seara 8400 MW. Gol consum toamna-primavara 4800 MW.

8.1.2. *Proгноza schimburilor de energie cu sistemele vecine*

Responsabil : UNO-DEN, DC;

Termen: 23.06.2009 – analiza preliminara (date pentru calculul regimurilor)

Sold export, varf / gol: 600 / 350 MW.

8.1.3. *Stabilirea acoperirii palierelor de consum brut pe sistem pentru calculele de regimuri stationare si tranzitorii. Balante de calcul.*

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 15.07.2009

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

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

Termen: 15.07.2009

8.2. Schema de calcul

Stabilirea schemelor de calcul pentru analiza functionarii sistemului in iarna 2009-2010, 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.

Aprobarea schemei de calcul se va face in cadrul CTES Transelectrica.

Responsabil : UNO-DEN – SPO, SPAF, DEC, DET-uri, DC, DMPI, DER;

Termen: 23.06.2009

Anexa 1: Retragerile din exploatare pentru schemele de calcul

8.3. Regimurile permanente de functionare a SEN8.3.1 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, cu 2 unitati in functiune in CNE Cernavoda, pentru:

- scheme 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 semestrul de iarna, necesare desfasurarii unor alte lucrari de retehnologizare sau mentenanta majora.

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 04.09.2009

8.3.2 Analiza nivelului de tensiune si a pierderilor in SEN

Se va efectua o analiza a pierderilor de putere activa in RET 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: 04.09.2009

8.3.3 Managementul congestiilor in zona municipiului Bucuresti

Responsabil: UNO-DEN-SPMC;

Termen: 04.09.2009

8.3.4 Capacitati nete de schimb

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

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 04.09.2009

8.4 Verificarea stabilitatii statice

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

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 04.09.2009

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 tranzitorie a zonei Portile de Fier si verificarea/ actualizarea reglajelor automatizarilor.

8.5.3 Stabilitatea tranzitorie a CHE Lotru cu grupuri retehnologizate.

8.5.4 Stabilitatea zonelor afectate de programe de reparatii

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 04.09.2009

8.6. Concluzii si propuneri de masuri

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 14.09.2009

Avizat,

Director UNO–DEN,
Ioan Diaconu

:

Director MSPA
Florin Balasiu

Director CO
Marian Cernat

Intocmit,
Sef Birou Planificare Schema Normala,
Rodica Balaurescu

C.N. Transelectrica S.A.
CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC ȘI ȘTIINȚIFIC

Nr. 17870/19.08.2009

SE APROBA
Director General Adj.
Octavian LOHAN



A V I Z NR 260/2009

Documentația analizată: Tema studiului „Planificarea operațională a SEN în iarnă 2009-2010.” Schema de calcul pentru iarnă 2009-2010.

Beneficiar: C.N. Transelectrica S.A.

Data ședinței: 23.06.2009

1. DATE GENERALE

1.1. Documentația a fost întocmită de către UNO-DEN (SPO). Convocarea la avizare a fost făcută cu adresa nr. 13431/17.06.2009.

1.2. Au fost invitați să participe la avizare următoarele direcții: UNO-DEN, DER, DMPI, DC, DMCRET, CPDRSS, și DET-uri. S-au solicitat puncte de vedere.

1.3. S-au primit puncte de vedere scrise de la : DC și DET Timisoara, DET Cluj.

2. CONSTATĂRI

2.1. Scopul temei proiectului îl constituie stabilirea coordonatelor analizei și planificării condițiilor de funcționare sigure și stabile a Sistemului Energetic Național (SEN) precum și a schemelor de calcul în vederea elaborării propunerii de schema normală a rețelelor de 400kV, 220kV și 110kV pentru perioada de iarnă 2009-2010.

2.2. Din documentația prezentată de către elaboratori au rezultat următoarele:
Tema prezintă capitolele care urmează a fi cuprinse în cadrul studiului: stabilește consumul brut pe paliere, prognoza schimburilor de energie cu sistemele vecine, acoperirea palierelor, precum și schemele de calcul pentru analizele de regimuri staționare, stabilitate statică și tranzitorie care se vor efectua.

2.3. În ședința CTES și în punctele de vedere enunțate de către participanți au fost menționate următoarele:

2.3.1. Studiul este un studiu tehnic. Studiul vizează siguranța SEN și este un cadru de bază pentru regimurile zilnice. El poate fi utilizat de oricare direcție din Transelectrica pentru a releva aspectele comerciale.

2.3.2. Tema propune analiza mai multor scheme de calcul, în funcție de esalonarea retragerilor de lungă durată datorate lucrărilor de RTh, RK, indisponibilităților și provizoratelor.

2.3.3. În stabilirea schemelor de calcul se va ține cont de propunerile DET-urilor și ST-urilor din cadrul ședinței de avizare.

2.3.4 Se va analiza si o balanta de consum corespunzatoare unei valori mai scazute cu 5-10 °C fata de temperatura sezoniera medie normala, tinand cont de gradientul de crestere al consumului pe grad Celsius.

2.3.5 Se vor stabili retragerile de echipamente cu influenta majora asupra consumului propriu tehnologic.

2.3.6 Se vor identifica si evidenta congestiile din reseaua de transport care induc costuri, determinându-se volumul si durata congestiilor.

2.3.7 Studiul va furniza o propunere pentru schema normala pentru iarna 2009-2010.

*
* *

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

Documentatia: „Planificarea operaționala a SEN in iarna 2009-2010.”

Cu următoarele precizări și recomandări:

I. Precizări:

Retragerile de lunga durata considerate in schemele de calcul in iarna 2009-2010 este anexă la tema studiului.

II. Recomandări:

Observațiile si propunerile de la pct. 2.2. si 2.3. vor fi incluse in continutul temei.

**CONDUCĂTOR ȘEDINȚĂ
DIRECTOR**

Marian CERNAT



**RESPONSABIL DE
LUCRARE**

Rodica BALAURESCU



SECREȚAR ȘEDINȚĂ

Cornel ALDEA



PARTICIPANȚI:

MEMBRI:

Cristian Radoi, Felicia Lazar, Virgiliu Ivan, Marius Setran, Doina Ilisiu, Mihai Cremenescu, Amada Ionescu, Silvia Bricman, Costel Constantin – UNO-DEN;
Ioan Hategan, Dana Flitan – DER;
Tudor Stanciu – DMPI;
Vasile Stefanescu – DMC-RET;
Gabriel Romascu – DSCPC;
Marian Neagu – DSCPCCI;

INVITATI:

Se difuzează la: UNO-DEN, DER, DMPI, DC, DMCRET, CPDRSS, si DET-uri.

Retrageri de lunga durata avute in vedere pentru propunerea schemei de functionare a SEN in iarna 2009-2010																																												
Saptamana 1 incepe cu ziua de luni 28.12.2009																																												
Nr. crt	Denumire echipament	Luna/saptamana	octombrie							noiembrie							decembrie							ianuarie							februarie							martie						
			40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13																
LEA 400 kV																																												
1	Cernavoda-Gura Ialomitei 1																																											
2	Cernavoda-Gura Ialomitei 2																																											
3	Bucuresti Sud-Gura Ialomitei																																											
4	Iernut-Gadalin																																											
5	Gadalin-Rosiori																																											
6	Cluj E -Gadalin																																											
7	Nadab-Oradea																																											
8	Gura Ialomitei-Lacu Sarat																																											
9	Smardan-Lacu Sarat																																											
LEA 220 kV																																												
1	Stejaru-Gheorghieni																																											
2	Gheorghieni-Fantanele																																											
3	Mintia-Pestis 1																																											
4	Mintia-Pestis 2																																											
5	Baia Mare3-Rosiori 1																																											
Trafo +AT + BC + CS																																												
1	AT2 220/110kV FAI																																											
2	AT4 220/110 kV Gutinas																																											
3	T4 400/110 kV G. Ialomitei																																											
4	T3 400/110 kV G. Ialomitei																																											
5	AT1 220/110 kV Gheorghieni																																											
6	AT2 220/110 kV Gheorghieni																																											
7	T 400/110 kV Cluj Est																																											
8	AT2 220/110kV Baia Mare																																											
9	BC 400 kV Gadalin																																											
10	AT1 Pestis 220/110 kV																																											
11	AT2 Pestis 220/110 kV																																											
12	AT2 Mintia 220/110kV																																											
13	BC 400 kV Mintia																																											
14	AT Lotru 220/110kV																																											
15	AT3 400/220kV Braz Vest																																											
16	AT3 400/220kV Lacu Sarat																																											
17	AT4 400/220kV Lacu Sarat																																											

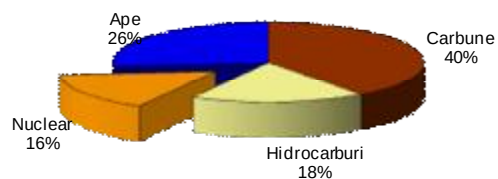
</

Tabel 2.1.2.1. EVOLUTIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICA IN IARNA 2009 - 2010

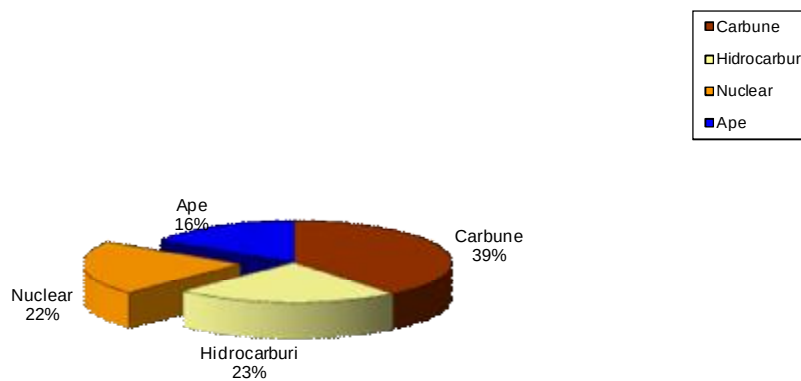
		2009			2010		
		oct	nov	dec	ian	feb	mart
Scenariul 1 - (scadere 7% fata de realizari 2008)							
ENERGIE ELECTRICA	GWh						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4692	4959	5276	5110	4707	4840
Sold Export - Import		208	208	208	208	208	208
Productie bruta		4900	5167	5484	5319	4915	5048
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4693	5184	5398	5237	5431	4502
Sold Export - Import		219	226	218	216	242	162
Productie bruta		4912	5409	5617	5454	5673	4663
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		8048	8509	8931	8458	8585	8197
Sold Export - Import		323	333	322	324	357	322
Productie bruta		8371	8842	9253	8782	8942	8519
Scenariul 2 (scadere 10% fata de realizari 2008)							
ENERGIE ELECTRICA	GWh						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4519	4778	5082	4923	4538	4661
Sold Export - Import		208	208	208	208	208	208
Productie bruta		4727	4986	5290	5131	4747	4870
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4522	4989	5204	4857	5244	4338
Sold Export - Import		219	226	218	216	242	162
Productie bruta		4741	5215	5423	5074	5486	4500
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		7743	8189	8616	8145	8260	7902
Sold Export - Import		323	333	322	324	357	322
Productie bruta		8066	8522	8938	8469	8617	8224
Scenariul 3 (scadere 15% fata de realizari 2008)							
ENERGIE ELECTRICA	GWh						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4264	4510	4798	4654	4284	4397
Sold Export - Import		208	208	208	208	208	208
Productie bruta		4473	4719	5007	4863	4492	4605
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		4268	4708	4905	4586	4949	4092
Sold Export - Import		219	226	218	216	242	162
Productie bruta		4486	4934	5124	4802	5191	4254
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern brut inclusiv cpt centrale		7293	7737	8134	7696	7800	7449
Sold Export - Import		323	333	322	324	357	322
Productie bruta		7616	8071	8455	8020	8157	7771

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarnă 2009-2010

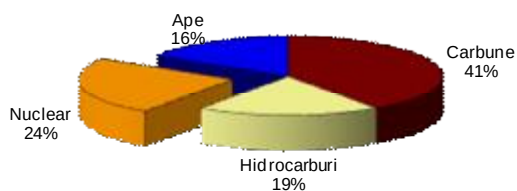
valori procentuale

**Balanta VS I**

varf de sarcina IARNA 9000 MW

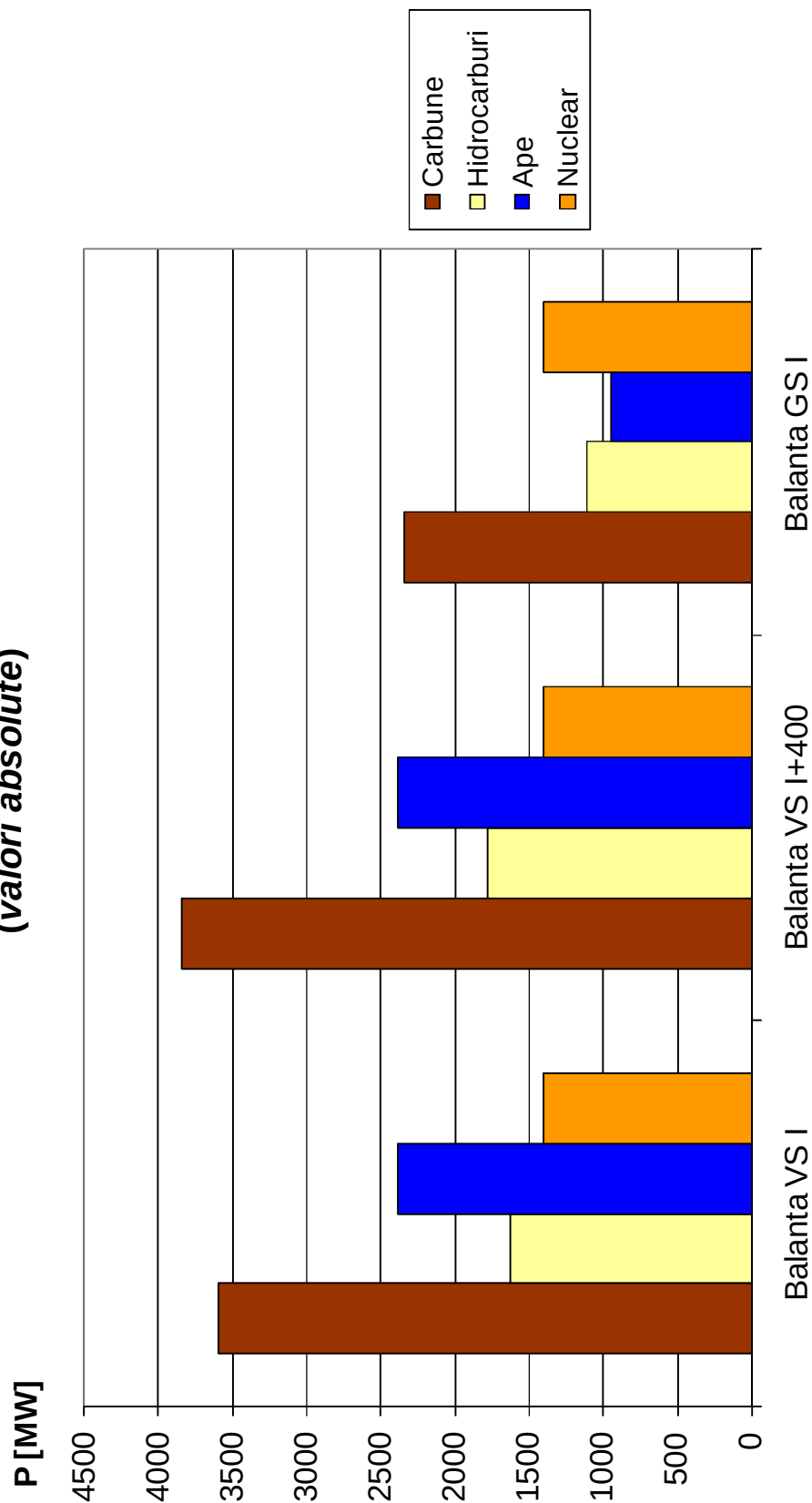
**Balanta VS I+400MW**

varf de sarcina IARNA grea 9400 MW

**Balanta GS I**

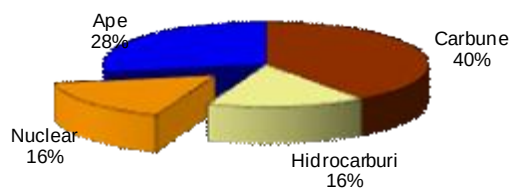
gol de sarbatoare IARNA 5800 MW

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarnă 2009-2010
(valori absolute)



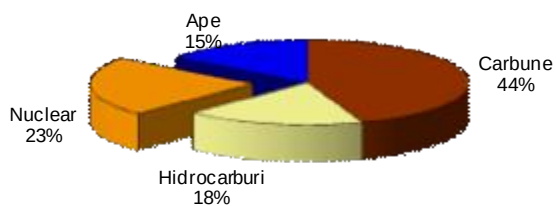
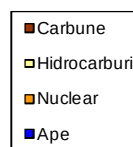
**Structura pe resurse a productiei brute din SEN
in lunile octombrie, noiembrie 2009 si martie 2010**

valori procentuale



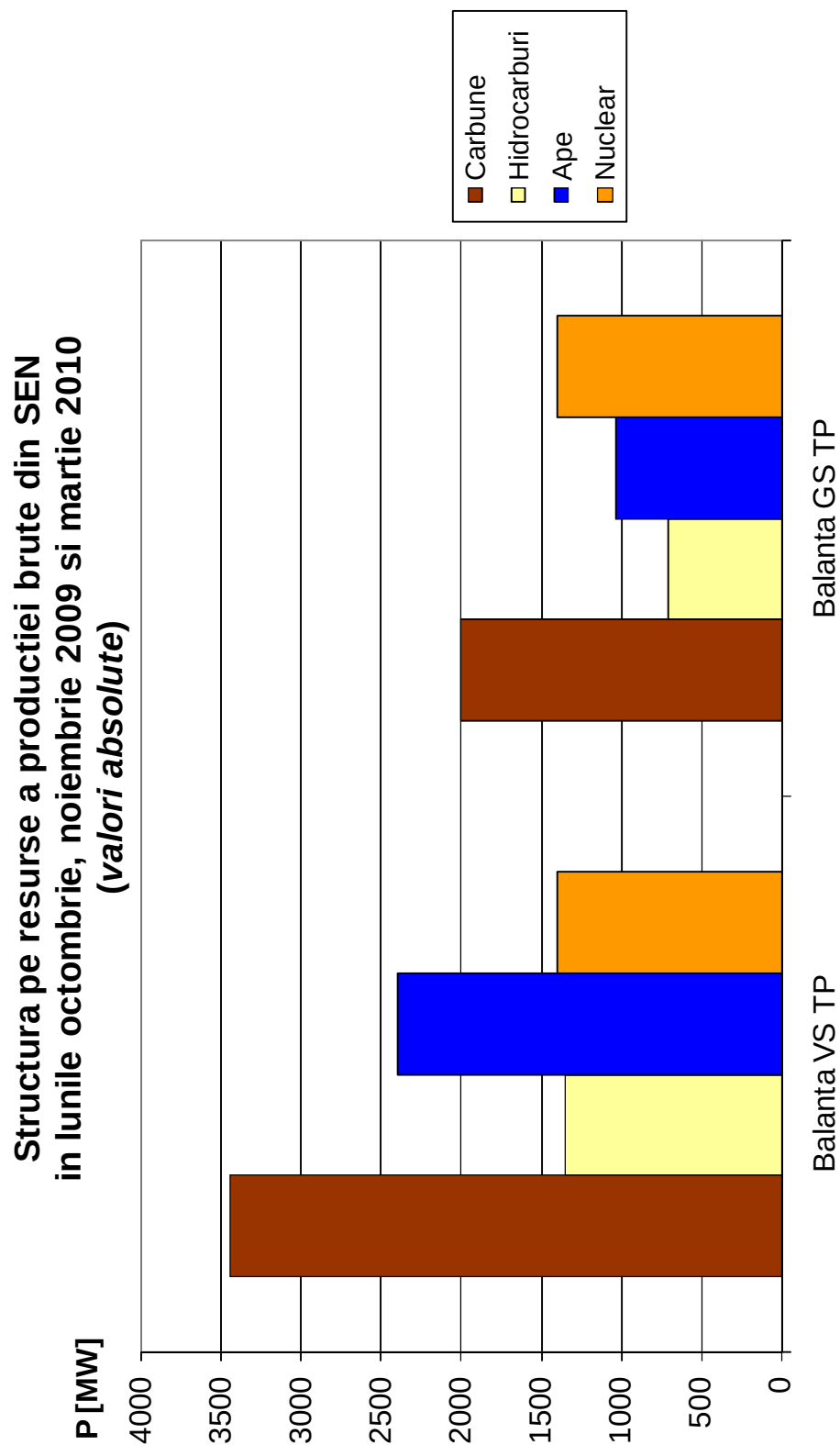
Balanta VS TP

varf de sarcina Toamna-Primavara 8600 MW



Balanta GS TP

gol de sarbatoare Toamna-Primavara 5150 MW



Program intreruperi statia Jilava

ANEXA 3.4.1

Nr. crt.	Instalatiile retrase din exploatare	Perioada			Motiv	Observatii
		Data	Ora	Data		
ETAPA 1						
Retrageri din exploatare						
1	L110kV Jilava-Domnesti	18.05.2009	07.00	18.05.2009	15.00	realizare sunt la st 103A
2	L110kV Jilava-Copaceni					
3	L110kV Jilava-Colibasi	19.05.2009	07.00	19.05.2009	15.00	realizare sunt la st 103B
4	L110kV Jilava-Masini Grele					
5	L110kV Jilava-FTIC 2	19.05.2009	07.00	19.05.2009	19.00	dezlegare cutili terminale LES
6	L110kV Jilava-Toporasi 1					racordare LES in bara de transfer si preluare prin CCB-110kV
7	sistem bara transfer-110kV					
8	cel 110kV Domnesti					
9	cel 110kV Copaceni					
10	cel 110kV Masini Grele	19.05.2009	07.00	19.05.2009	19.00	retragere definitiva din exploatare celule vechi
11	cel 110kV Colibasi					
12	cel 110kV FTIC 2					
13	cel 110kV Toporasi 1					
14	sistem bara 1-110kV					
15	sistem bara 2-110kV					
16	sistem bara transfer-110kV	19.05.2009	07.00	19.05.2009	19.00	sectionare campuri bare inainte la rigla de langa calea de rulare (retragere pe rand fiecare sistem)
Punere in functiune echipamente noi						
17	L110kV Jilava-1A					
18	L110kV Jilava-Progressu 1	04.08.2009	07.00	04.08.2009	19.00	realizare sunt la st 17 (cel Progressu 1 ramane in rez calda cu tensiune reful)
19	L110kV Copaceni-Domnesti					demonstrare sunturi
20	L110kV Jilava-Copaceni					racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
21	cel 110kV Copaceni noua					probare din L110kV Copaceni, pif, verificare fazare
22	sistem bara 1A-110kV nou	05.08.2009	07.00	05.08.2009	19.00	
23	sistem bara 2A-110kV nou					
24	CT 1-110kV					
25	L110kV Jilava-Domnesti					
26	cel 110kV Domnesti noua					racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
27	L110kV Colibasi-Masini Grele					demonstrare sunturi
28	L110kV Jilava-Colibasi					racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
29	cel 110kV Colibasi noua	06.08.2009	07.00	06.08.2009	19.00	racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
30	L110kV Jilava-Masini Grele					
31	cel 110kV Masini Grele noua					racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
32	L110kV Jilava-Toporasi 1					
33	CCB-110kV					
34	sistem bara transfer-110kV	07.08.2009	07.00	07.08.2009	19.00	dezlegare cutili terminale LES din bara transfer
35	L110kV Jilava-FTIC 2					racordare cutili terminale LES110kV FTIC 2 la cel noua

Nr. crt.	Instalatiile retrase din exploatare	Perioada			Motiv	Observatii
		Data	Ora	Data		
36	CL 1-110kV	07.08.2009	07:00	07.08.2009	19:00	proba, pif, verificare fazare
37	CL 2-110kV					
ETAPA 2						
Retrageri din exploatare						
38	L110kV Jilava-Ita cu deriv Progresu					L110kV Progresu cu deriv Ita in rez calda nu
39	L110kV Jilava-Progresu cu deriv Ita					lans retur in Jilava in celula veche
40	cel 110kV Ita					
41	cel 110kV CCB	07.08.2009	07:00	07.08.2009	19:00	dezlegare cordoane linie de la celula Ita
42	cel 110kV fosa Milani					retragere definitiva din exploatare celule vechi
43	sistem bara 1A-110kV vechi					
44	sistem bara 2A-110kV vechi					sectionare campuri bara inainte de cel Tr 1
45	sistem bara transfer-110kV					
Punere in functiune echipamente noi						
46	CL 1, 2-110kV					
47	sistem bara 1B-110kV nou					racordare la bare CL 1, 2-110kV (integre bare)
48	sistem bara 2B-110kV nou					
49	cel 110kV FTIC 1 (fosa Milani)	07.09.2009	07:00	07.09.2009	19:00	proba, pif
50	CT 2-110kV in locul fostei CCB 110kV					
51	L110kV Ita-Progresu cu deriv Jilava					dezlegare cordoane linie de la celula Progresu 1 vechi si
52	L110kV Jilava-Progresu cu deriv Ita					racordare L110kV Ita cu deriv Progresu in cel noua
53	cel 110kV Ita					
ETAPA 3						
Retrageri din exploatare						
54	cel 110kV FTIC 1 noua (fosa Milani)					racordare provizorie Tr 1 in cel 110kV FTIC 1 noua
55	Tr 1 110kV					
56	cel 110kV Tr 1 110kV	08.09.2009	07:00	08.09.2009	19:00	retragere definitiva din exploatare celule vechi
57	cel 110kV Progresu 1					
58	sistem bara 1A-110kV vechi					sectionare camp bara vechi pana la CL 1, 2-110kV vechi
59	sistem bara 2A-110kV vechi					
60	sistem bara transfer-110kV					
Punere in functiune echipamente noi						
61	sistem bara 1B-110kV nou					integre campuri bara 1B, 2B-110kV noi
62	sistem bara 2B-110kV nou					racordare Tr 1 in cel 110kV Tr 1 noua (eliberare cel 110kV FTIC 1 noua)
63	cel 110kV Tr 1 110kV	30.09.2009	07:00	30.09.2009	19:00	demontrare sumari si racordare L110kV Progresu 1 la celula noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
64	Tr 1 110kV					
65	L110kV Ita-Progresu cu deriv Jilava					
66	L110kV Jilava-Progresu cu deriv Ita					
67	cel 110kV Progresu 1 noua					
ETAPA 4						

Program interzoneri statia Jilava

ANEXA 34/1

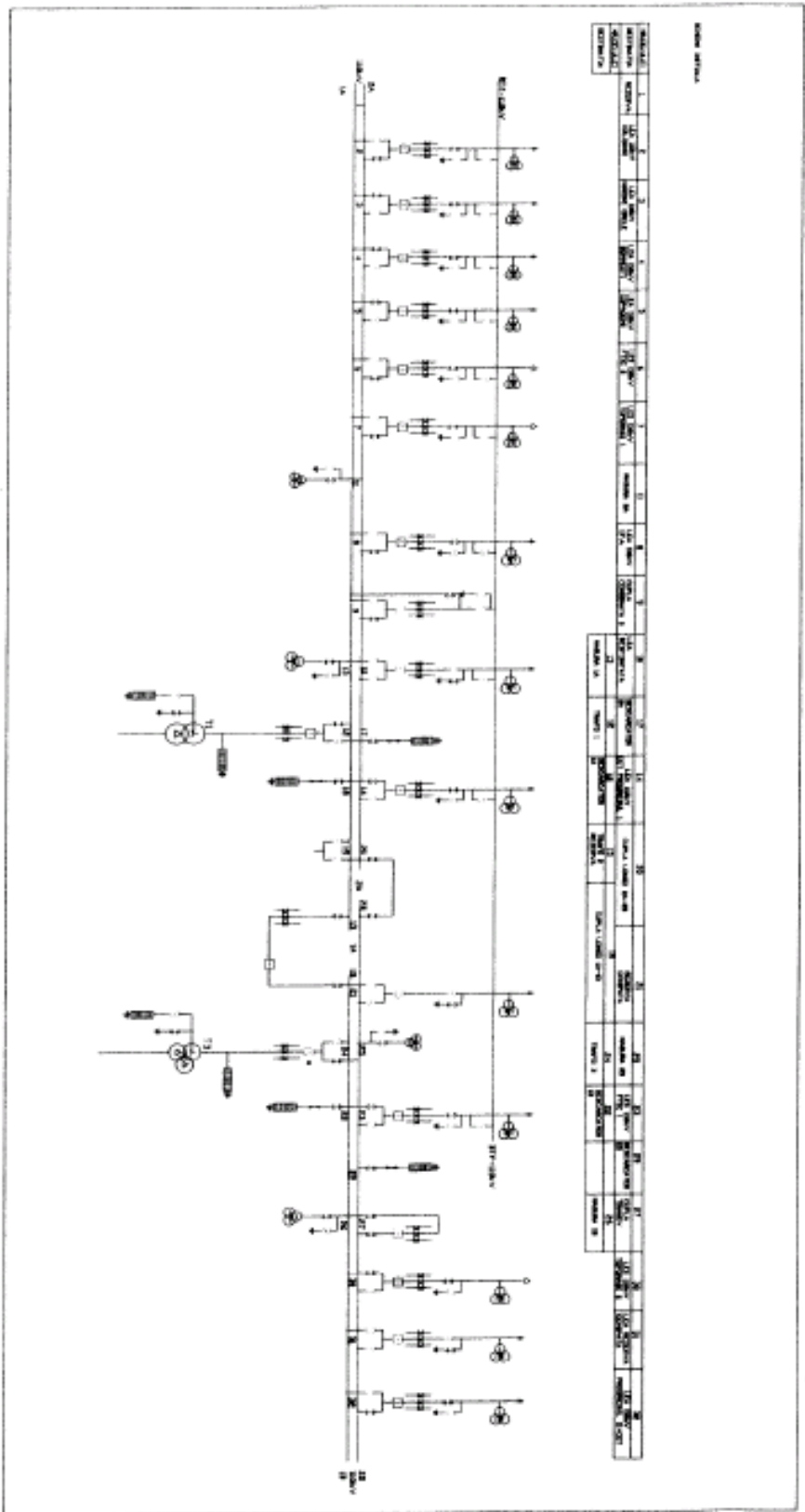
Programul de mentenanță stația Jilava

ANEXA 3.4.1

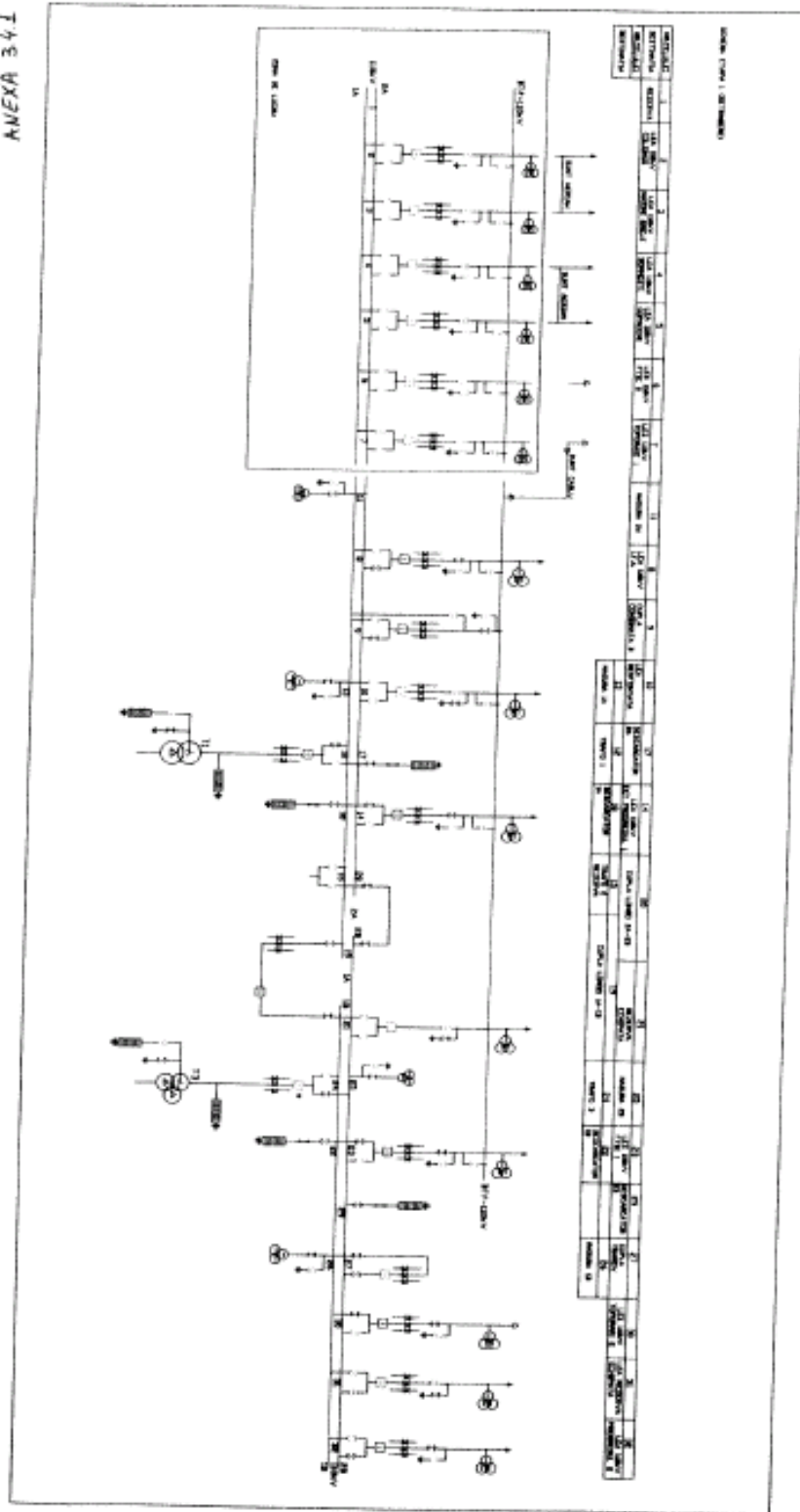
Nr. crt.	Instalatia retrasa din exploatare	Perioada				Motiv	Observatii					
		Data	Ora	Data	Ora							
Retrageri din exploatare												
68	sistem bara 1B-110kV vechi			01.10.2009	19:00	sectionare camp bare vechi pentru la cel 110kV FTIC 1 vechi						
69	sistem bara 2B-110kV vechi											
70	sistem bara transfer-110kV											
71	Tr 3 110kV											
72	cel 110kV Tr 3			01.10.2009	19:00	racordare provizorie Tr 3 in cel 110kV FTIC 1 noua						
73	cel 110kV CL 1											
74	cel 110kV CL 2											
75	cel 110kV Tr 3											
Punere in functiune echipamente noi												
76	sistem bara 1B-110kV nou			30.10.2009	19:00	intregire campuri bare 1B, 2B-110kV noi						
77	sistem bara 2B-110kV nou											
78	cel 110kV Tr 3 110kV											
79	Tr 3 110kV											
80	110kV Jilava-FTIC 1			01.11.2009	19:00	racordare LES FTIC 1 la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT						
81	cel 110kV FTIC 1 noua (foaie Miltari)											
ETAPA 5												
Retrageri din exploatare												
82	sistem bara 1B-110kV vechi			02.11.2009	19:00	este sectionata, fiind ultima portune						
83	sistem bara 2B-110kV vechi											
84	110kV Jilava-Toporasi 2											
85	110kV Jilava-Toporasi 2											
86	cel 110kV Toporasi 2			02.11.2009	19:00	realizare surta la nglu din stabe						
87	cel 110kV Toporasi 2											
88	cel 110kV Toporasi 2											
89	cel 110kV CT 2 vechi											
Punere in functiune echipamente noi												
89	sistem bara 1B-110kV nou			15.12.2009	19:00	intregire campuri bare 1B, 2B-110kV noi						
90	sistem bara 2B-110kV nou											
91	110kV Toporasi-Toporasi											
92	110kV Jilava-Toporasi 2											
93	cel 110kV Toporasi 2			15.12.2009	19:00	demonstrare surta la nglu din stabe						
94	cel 110kV Toporasi 2											
95	cel 110kV Jilava-Toporasi 2											
96	cel 110kV Jilava-Toporasi 2											
Punere in functiune echipamente noi												
96	cel 110kV Jilava-Toporasi 2			15.12.2009	19:00	racordare LES la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT						
97	cel 110kV Jilava-Toporasi 2											
98	cel 110kV Jilava-Toporasi 2											
99	cel 110kV Jilava-Toporasi 2											

Sanctia 4.000

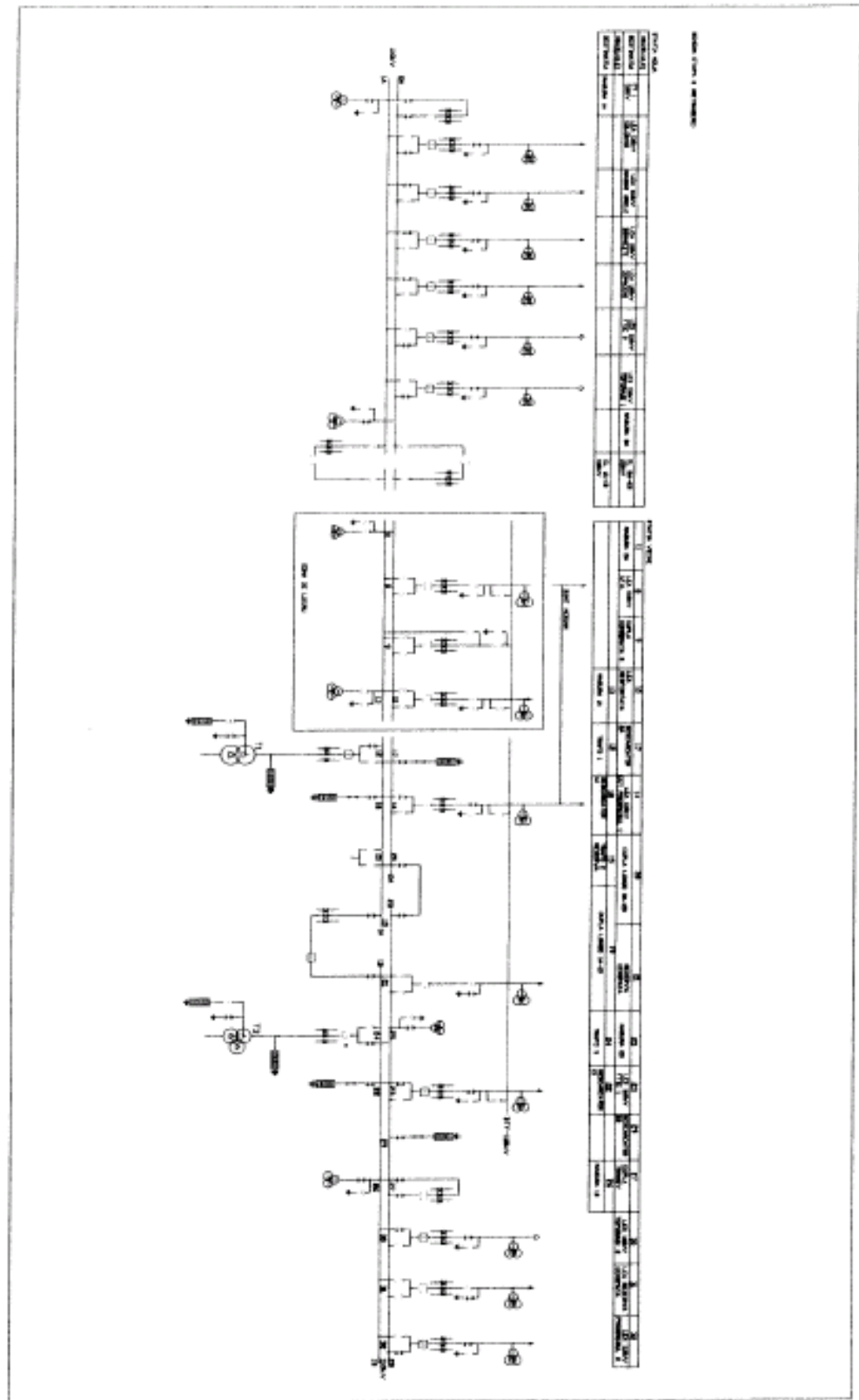
Serviciul Operativ Dispeceri
Dan GolegramSE 110 kV
Aurelian Bozga



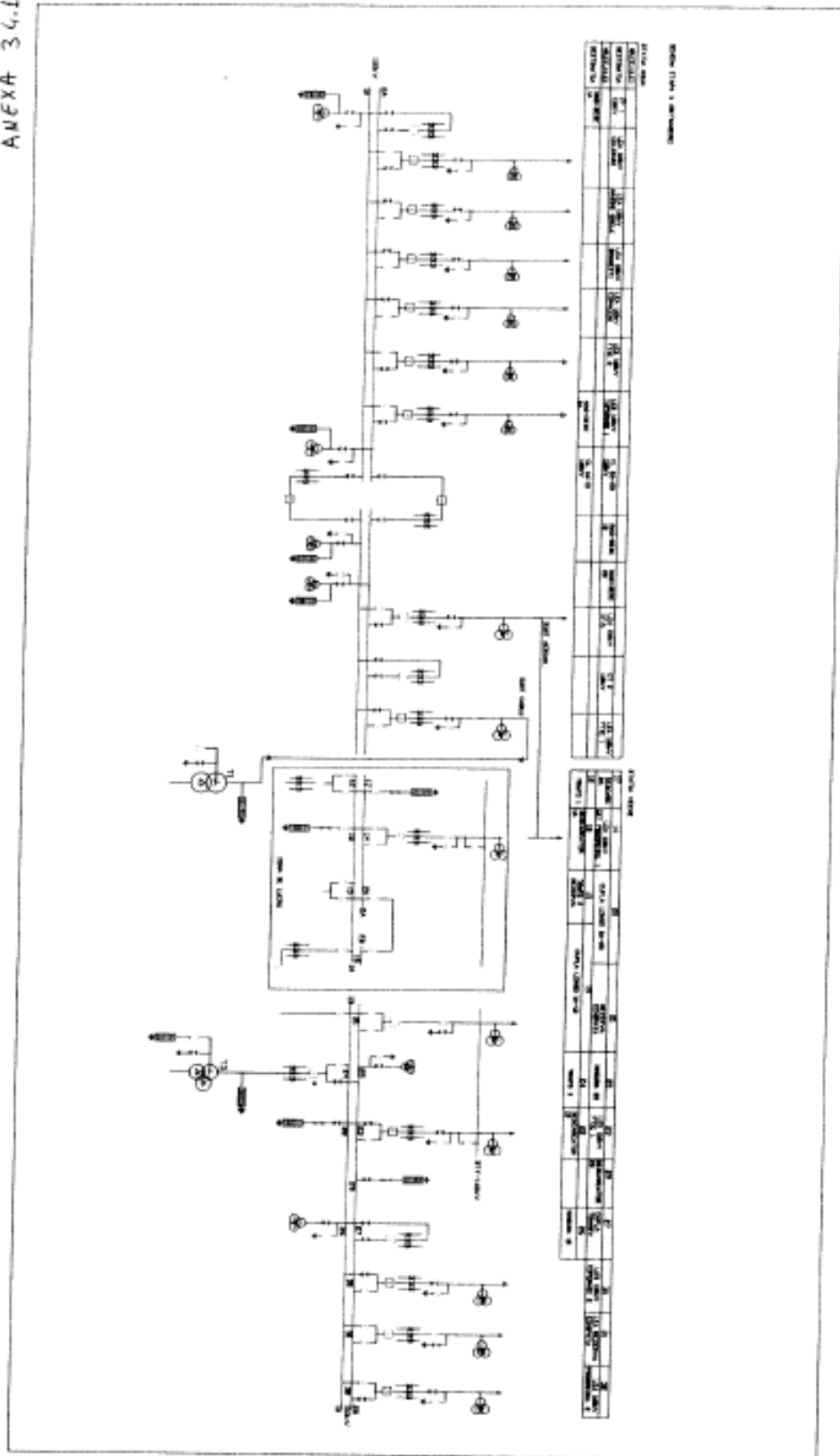
ANEXA 34.1

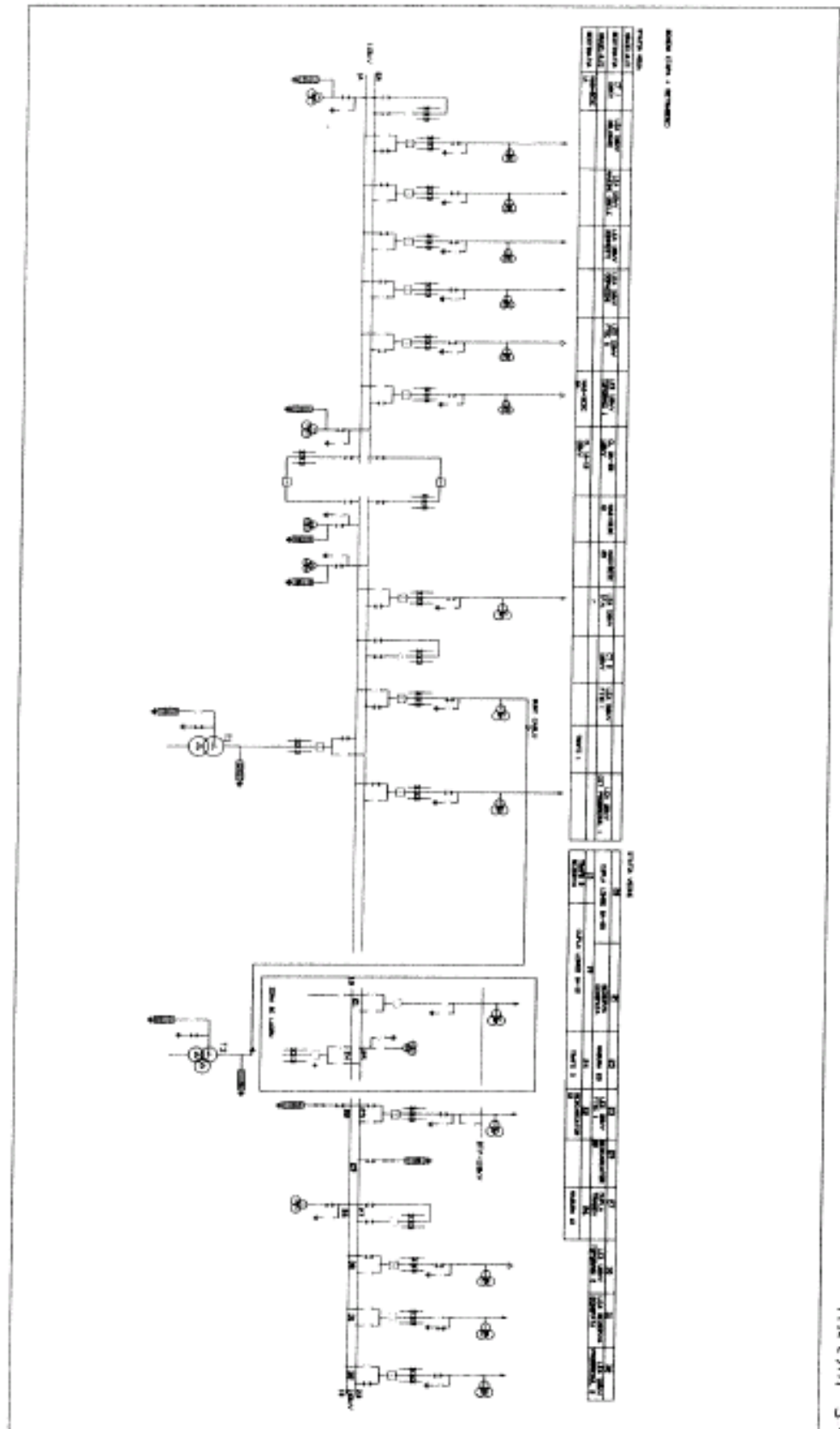


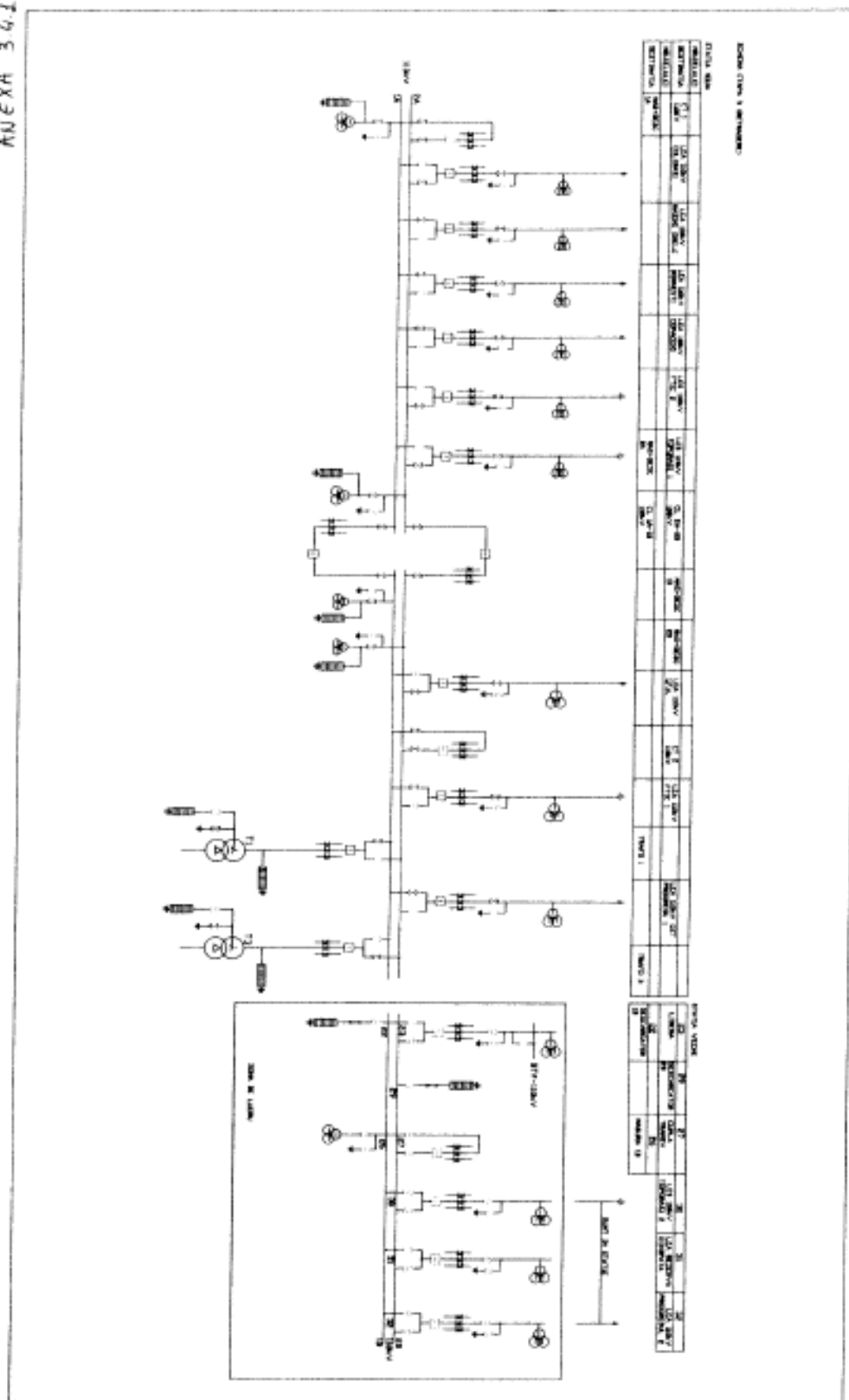
Page 5 of 10



Page 6 of 10



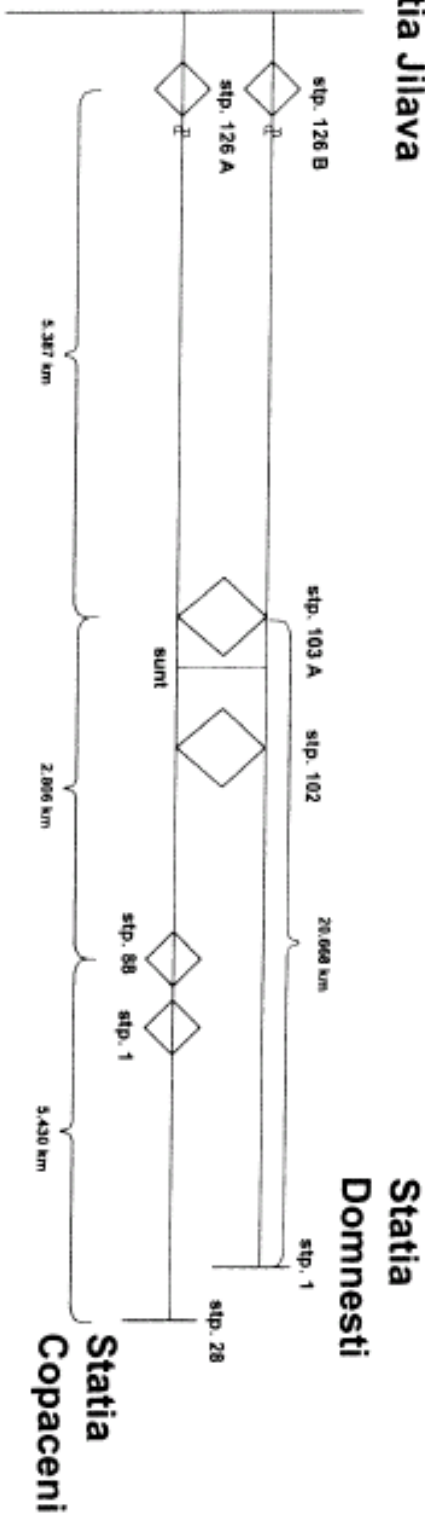




Page 10 of 10

Configuratie LEA 110 kV Domnesti - stalpul 103 - Copaceni dupa
desfacere cordoane la stalpul 126 A si B de langa statia Jilava de pe
LEA 110 kV Domnesti-Jilava, respectiv LEA 110 kV Copaceni-Jilava

Statia Jilava



Caracteristicile LEA Domnesti - stalpul 103A - Copaceni

- distanta total 28,904 km;
- între Domnesti si stalpul 103A - cond. activ 300/ 50 Al OI
- cond. protectie OP/GW 90
- între stalpul 103A si stalpul 88 - cond. activ 300/ 50 Al OI
- cond. protectie OP/GW 90
- între stalpul 1 si St. Copaceni - cond. activ 185/ 32 Al OI
- cond. protectie OP/GW

Intocmit,
ing. Cornel CALAPOD

Program intreruperi statia Dudesti

ANEXA 34-2

Nr. crt.	Instalatie retrasa din exploatare	Perioada			Motiv	Observatii
		Data	Ora	Data		
ETAPA 1						
Retrageri din exploatare						
1	Tr 3 110kV					
2	cel 110kV Tr 3 110kV	20.05.2009	07.00	20.05.2009	retragere definitiva din exploatare	statie va ramane alimentata din Tr 1 si Tr 2
3	sistem bara 1-110kV				sectionare bara 1-110kV intre sectoarele 2 si 3	
4	sistem bara 2-110kV				sectionare bara 2-110kV intre sectoarele 2 si 3	
5	sistem bara 1-110kV				inlocuire cordonane, izolatia la bypass bara 1-110kV (sector 2) si la bara 1-110kV (sector 1), corespunzator CM 1-110kV si dezlegare cordonane CM 1-110kV si DRV 1-110kV	intrerupere totala. La sfarsitul zilei CM 1 va ramane retrasa din exploatare pentru modernizare
6	sistem bara 2-110kV					
7	CM 1-110kV					
8	DRV 1-110kV	31.05.2009	07.00	31.05.2009	retragere definitiva din exploatare celule vechi	
9	cel 110kV CM 1-110kV					
10	cel 110kV DRV 1-110kV					
11	L110kV Dudesti-Popesti Leordeni					
12	cel 110kV Popesti Leordeni	25.06.2009	07.00	25.06.2009	montare rigle celula nou creata	
13	L110kV Dudesti-FCME					
14	cel 110kV FCME	26.06.2010	07.00	26.06.2010		
Punere in functiune echipamente noi						
15	sistem bara 1-110kV					
16	CM 1+DRV 1-110kV	29.06.2009	07.00	29.06.2009	intregire cordonane bara 1-110kV (sector 3-sector 2) si racordare la bara 1-110kV a CM 1+DRV 1-110kV si a celulei noi de linie	
17	CM 1+DRV 1-110kV				probe, pif, verificare fazare	
18	sistem bara 2-110kV	30.06.2009	07.00	30.06.2009	intregire cordonane bara 2-110kV (sector 3-sector 2) racordare la bara 2-110kV a cel noi de linie	
19	cel 110kV linie noua					
20	Tr 1 110kV					
21	cel 110kV Tr 3 noua	01.07.2009	07.00	01.07.2009	mutare Tr 1 in celula noua Tr 3 si pif cel noua, probe, verificare fazare	
22	L110kV Dudesti-Popesti Leordeni					
23	cel 110kV Popesti Leordeni					
24	cel 110kV Popesti Leordeni noua	03.07.2009	07.00	03.07.2009	mutare L110kV in celula nou creata	
ETAPA 2						
Retrageri din exploatare						
25	L110kV Dudesti-Solex					
26	L110kV CET Sud-Dudesti					
27	cel 110kV CET Sud				realizare sunt la primul stalp de la stabe	
28	cel 110kV Solex	06.07.2009	07.00	06.07.2009	retragere definitiva din exploatare celule vechi	
29	sistem bara 1-110kV					
30	sistem bara 1-110kV					
31	cel 110kV Tr 1					
32	sistem bara 2-110kV				sectionare bara 1-110kV intre sectoarele 1 si 2 mai putin bara 1-110kV aferenta CM 1+DRV 1-110kV	cel 110kV Tr 1 se dezleaga de la bara 1-110kV
33	sistem bara 2-110kV				sectionare bara 2-110kV intre sectoarele 1 si 2 si dezlegare de la bara a CM 2-110kV si DRV 2-110kV	
34	cel 110kV Tr 1	07.07.2009	07.00	07.07.2009	retragere definitiva din exploatare celula veche	cel 110kV Tr 1 se dezleaga de la bara 2-110kV

Program intrenperi statia Dudesti

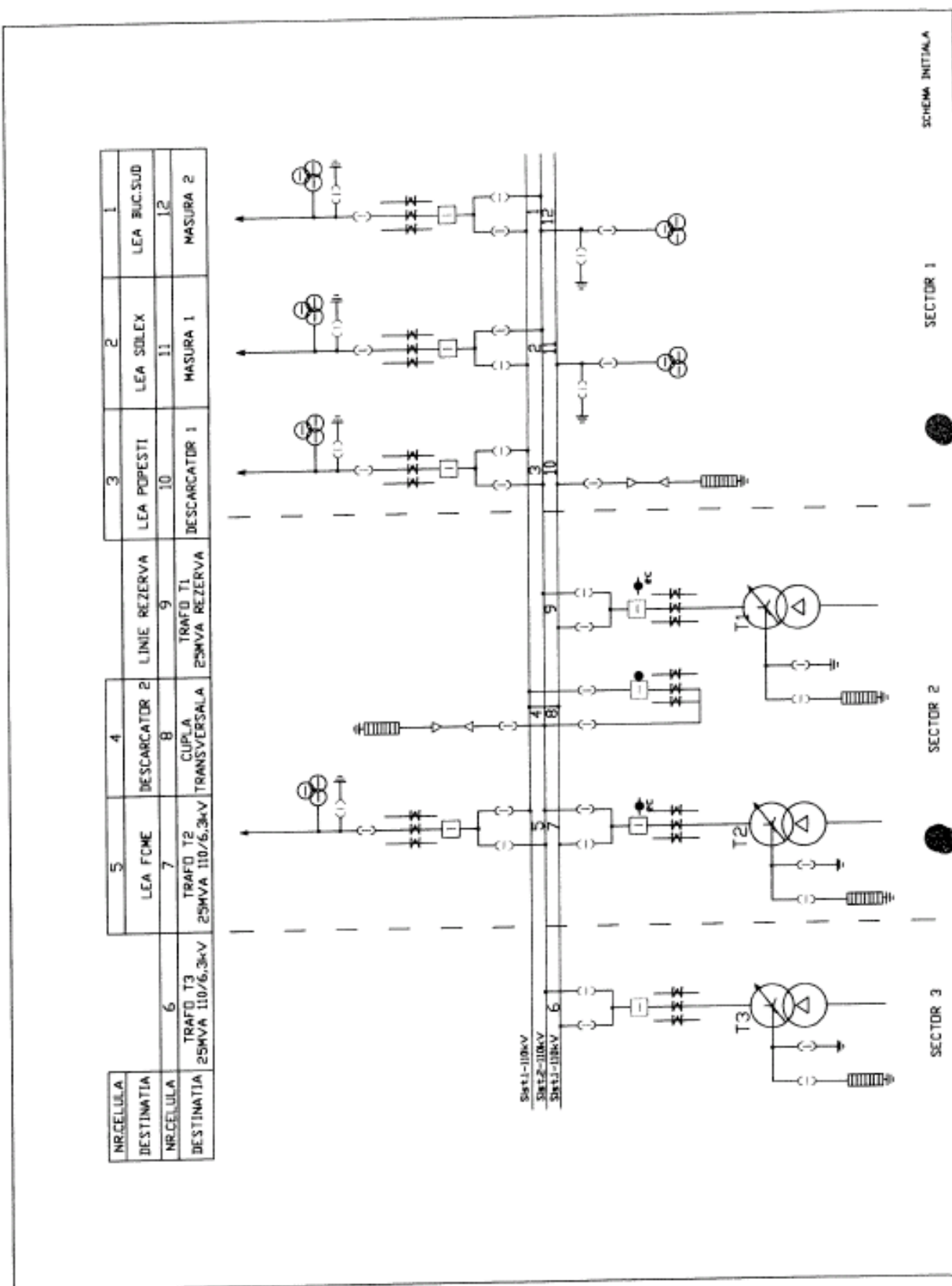
Nr. crt.	Instalatia retrasa din exploatare	Perioada		Motiv	Observatii
		Data	Ora		
Punere in functiune echipamente noi					
35	sistem bara 2-110kV	13.08.2009	07:00	13.08.2009 15:00	intregire cordoane bara 2-110kV intre sectoarele 1 si 2 si racordare la bara a CM 2+DRV 2-110kV, pif, verificare fazare
36	CM 2+DRV 2-110kV				
37	cel 110kV Tr 1 noua				
38	sistem bara 1-110kV				
39	cel 110kV CET Sud noua	14.08.2009	07:00	14.08.2009 15:00	intregire cordoane bara 1-110kV intre sectoarele 1 si 2
40	cel 110kV Popesti Leordeni noua				
41	cel 110kV Solex noua				
42	cel 110kV Tr 1 noua				
43	L110kV Dudesti-Popesti Leordeni	17.08.2009	07:00	17.08.2009 15:00	racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT
44	cel 110kV Popesti Leordeni noua				
ETAPA 3					
Retrageri din exploatare					
45	L110kV CET Sud-Solex	18.08.2009	07:00	18.08.2009 15:00	demontare sunt la primul stalp de la statie racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT racordare LEA la cel noua, probe, pif, verificare fazare HT, JT mutare Tr 2 in celula noua Tr 1 si pif cel noua, probe, verificare fazare
46	L110kV CET Sud-Dudesti				
47	cel 110kV CET Sud noua				
48	L110kV Dudesti-Solex				
49	cel 110kV Solex noua	19.08.2009	07:00	20.08.2009 15:00	deziegare cordoane de la bara 1-110kV Tr 2 si CT
50	Tr 2 110kV				
51	cel 110kV Tr 1 noua				
52	sistem bara 1-110kV				
53	cel 110kV Tr 2	20.08.2009	07:00	20.08.2009 15:00	deziegare cordoane de la bara 2-110kV Tr 2 si CT
54	cel 110kV CT				
55	sistem bara 2-110kV				
56	cel 110kV Tr 2				
57	cel 110kV CT	21.08.2009	07:00	21.08.2009 15:00	mutare L110kV FCME in cel nou creat, pif, probe, verificare fazare
58	L110kV Dudesti-FCME				
59	cel 110kV linie noua				
		25.08.2009	07:00	25.08.2009 15:00	
Punere in functiune echipamente noi					
60	sistem bara 1-110kV	15.09.2009	07:00	15.09.2009 15:00	racordare cordoane la bara 1-110kV Tr 2 si CT. Se dezleaga de la bara 1-110kV cel FCME racordare cordoane de la bara 2-110kV Tr 2 si CT, probe, pif celule noi. Se dezleaga de la bara 2-110kV cel FCME retragere definitiva din exploatare cel 110kV FCME
61	cel 110kV Tr 2				
62	cel 110kV CT				
63	cel 110kV FCME				
64	sistem bara 2-110kV	16.09.2009	07:00	16.09.2009 15:00	retragere definitiva din exploatare cel 110kV FCME
65	cel 110kV Tr 2				
66	cel 110kV CT				
67	cel 110kV FCME				

Program intreruperi statia Dudesti							ANEXA 3.4.2
Nr crt.	Instalatiia retrasa din exploatare	Perioada				Motiv	Observatii
		Data		Ora			
68	Tr 1 110kV	17 09 2009	07 00	17 09 2009	15 00	mutare Tr 1 in celula noua Tr 2 si p f cel noua, probe, verificare fazare	cel Tr 2 este libera, Tr 1 este mutat in locul Tr 3
69	cel 110kV Tr 2 noua						
70	cel 110kV Tr 3 noua						Tr 1 functioneaza in cel 110kV Tr 3 noua
Serviciul Operativ Dispeceri Dan Gulegram							SE 110 kV Aurelian Bologa

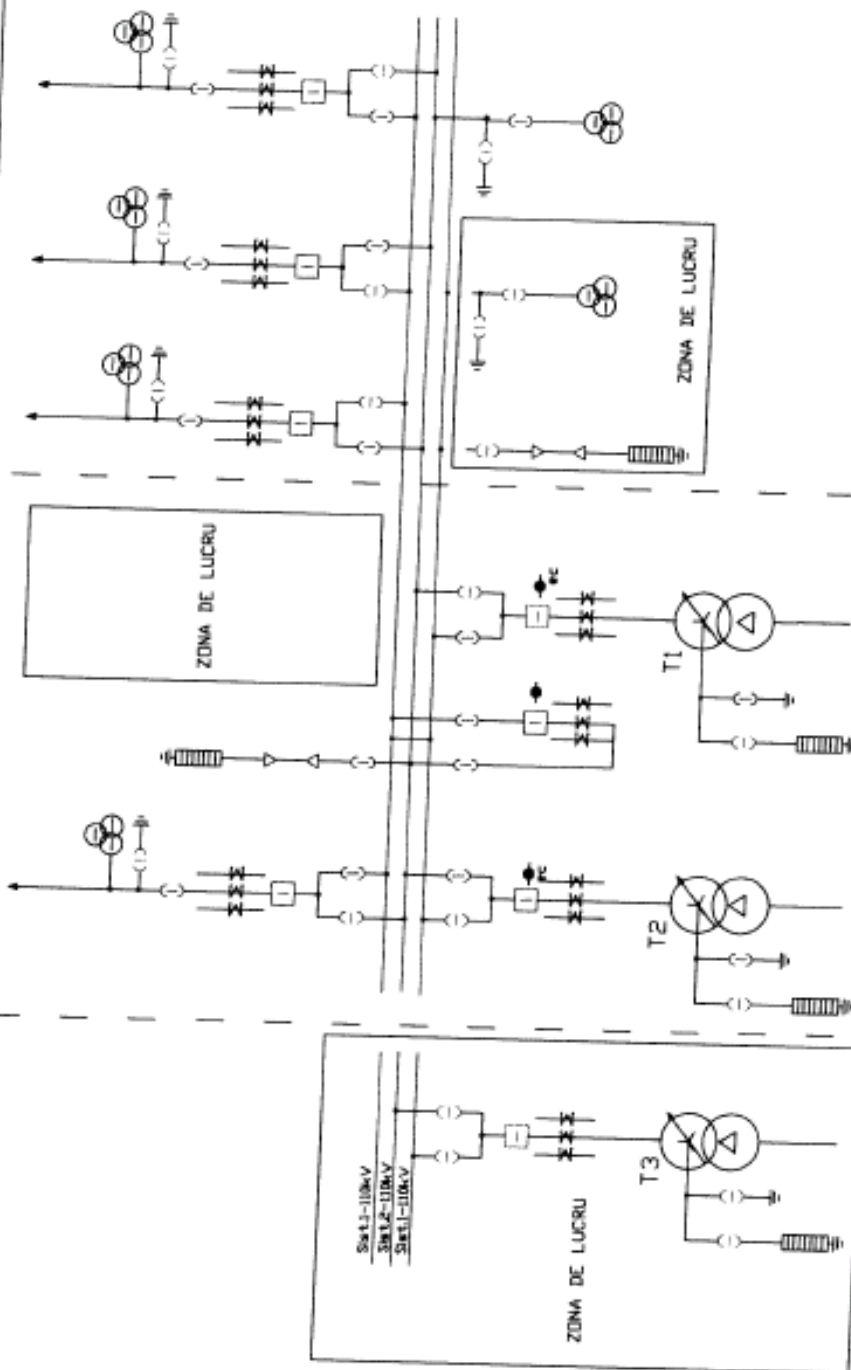
Serviciul Operativ Dispeceri
Dan Gelegram

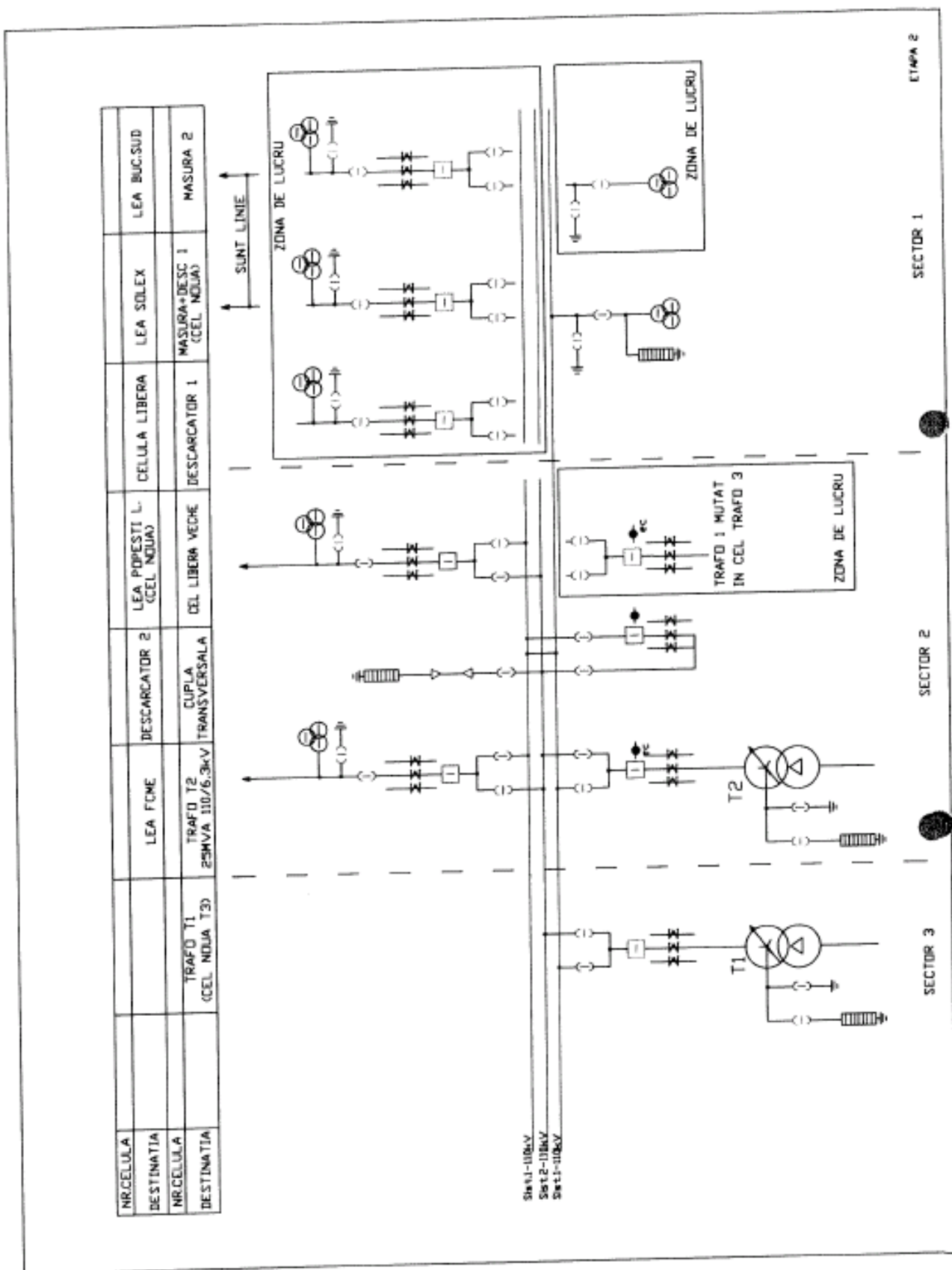
SE 110 kV
Aurelian Bologa

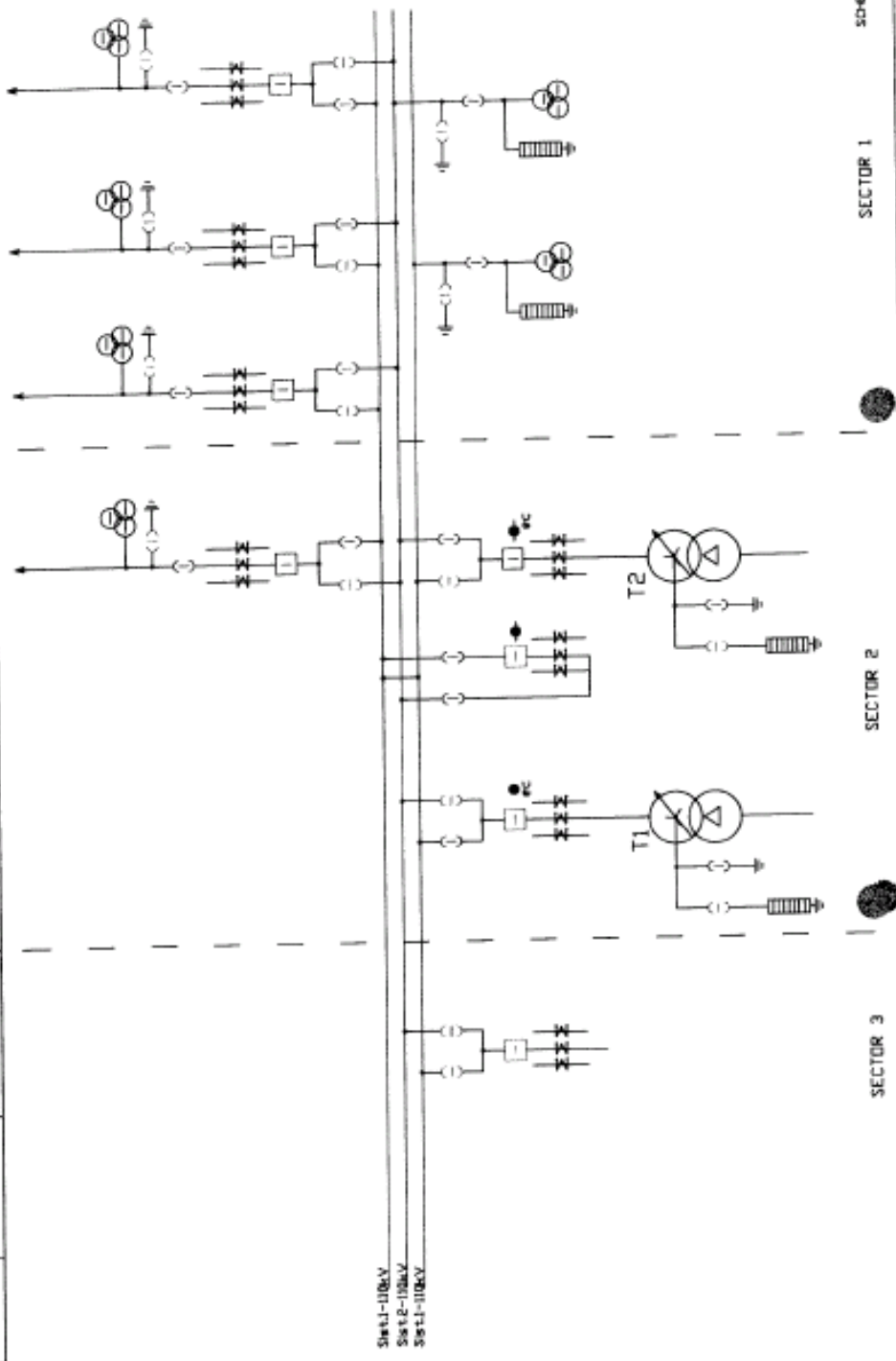
ANEXA 3.4.2



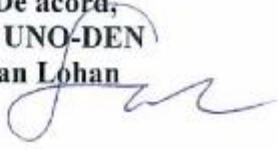
NR.CELULA	DESCARCTOR 2	LINEIE REZERVA	LEA POPESTI	LEA SOLEX	LEA BUC.SUD
DESTINATIA	LEA FOME	TRAFO T2	CLUPA TRANSVERSALA	TRAFO T1	DESCARCTOR 1
NR.CELULA	TRAFO T3	TRAFO T2	CLUPA TRANSVERSALA	TRAFO T1	DESCARCTOR 1
DESTINATIA	TRAFO T3	TRAFO T2	CLUPA TRANSVERSALA	TRAFO T1	DESCARCTOR 1
					MASURA 1
					MASURA 2





[illegible]

De acord,
Director UNO-DEN
Octavian Lohan



NOTA TEHNICA
PUTERILE ADMISIBILE PRIN SECȚIUNEA CARACTERISTICA
S4 A SEN

Valorile de reglaj ale ASS din secțiunea S4 au fost stabilite pentru o etapă de funcționare când SEN nu funcționa sincron cu sistemele UCTE prin linia Mukacevo – Gadalin. În condițiile în care SEN funcționează interconectat cu UCTE și prin linia Mukacevo – Gadalin, stabilirea unor reglaje unice pentru fiecare ASS în parte, nu este posibilă și datorită dinamicii de buclare / debuculare a rețelei de 110kV în etapa analizată. În consecință:

1. Se anulează acționarea ASS-urilor pe L110kV precizate prin Instrucțiunea III RS-DN/132, aprobată la data de 01.10.1997 cu excepția ASS aferente LEA 110kV Reghin- Sovata, și Fintâinele- Corunca. Oportunitatea retragerilor definitive din exploatare se va decide ulterior.
2. În calculul puterilor admisibile prin secțiunea caracteristica S4 și S5 se va ține cont, în noile condiții, de valorile curentului maxim admisibil de lungă durată. Pentru perioada 22.12.2005-10.04.2006 se consideră temperatura de 10°C iar pentru perioadele următoare se vor face precizări în procedură pentru fiecare perioadă.
3. Rețeaua de 110kV din secțiunea S4 va fi debucată pentru schema cu N elemente în funcțiune corelată cu schema normală. Pentru schema N-1 elemente în funcțiune buclarea va fi analizată și dispusă de la caz la caz.

Inspector Sef Siguranța SEN Doru Mircea Păunescu



Sef DEC

Cornel Erbașu



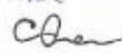
Sef SPAF

Dana Petrescu



Sef SPO

Cristian Radoi





Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
SA, Serviciu Client nr. 2 - 1, sed. 021942, sector 2, București
ID: 5.61023/9, J22063000001, Cod unic înregistrare: RO 10018042
Tel: +4 021 3030 071, Fax: +4 021 3030 045, www.transelectrica.ro

Se aproba

Octavian Lohan
Director General Adjunct

NOTA
privind propunerile de

1. Retrageră definitivă din exploatare a Automatizărilor de sectionare a L220kV Gheorghieni – Stejaru din stația 220kV Stejaru:
A 15.1 când sensul puterii active pe linie este spre barele stației 220kV Stejaru și
A 15.2 când sensul puterii active pe linie este spre barele stației 220kV Gheorghieni;
2. Anulare a Automatizărilor de sectionare a L 220kV Alba Iulia – Cluj Florești din stația 220kV Alba Iulia:
A 17.1 când sensul puterii active pe linie este spre barele stației 220kV Alba Iulia și
A 17.2 când sensul puterii active pe linie este dinspre barele stației spre linie

Automatizările sus-menționate au fost instalate cu rolul de a preîntâmpina pierderea stabilității statice pe perioada când secțiunea S4 avea în componență doar următoarele 3 linii: L400kV Iernut - Sibiu, L220kV Alba Iulia - Cluj Florești și L220kV Stejaru - Gheorghieni. Reglajele au fost calculate în prezenta unei rețele de 110kV nebudată în conturul secțiunii S4 atât în condiții de balanță deficitară cât și excedentară în zona de analiză. Pentru controlul regimului de declansări de linii prin automatizările de sectionare în cazul buclării S4, ASS (automatizări de sectionare la suprasarcină) în 110kV trebuiau să acționeze înaintea celor din 220kV.

Având în vedere că:

- în condițiile actuale în care se funcționează interconectat cu sistemele vecine, în componența secțiunii caracteristice S4 a intrat și L400kV Rosiori-Mukachevo. Automatizările de mai sus ar trebui să preîntâmpine pierderea stabilității statice numai în cazul indisponibilității unei LEA 400kV din S4 și a declansării celei de-a doua linii de 400kV.
În această componență a secțiunii, alegerea unor reglaje eficiente și adaptate scopului mai sus menționat este dificilă și cu o probabilitate mare de eroare;
- liniile de 110kV din secțiunea S4 au ASS anulată, ca urmare nu se mai poate realiza regimul de declansare a LEA 110kV înaintea acțiunii de declansare a L 220kV Stejaru-Gheorghieni sau a L 220kV Alba Iulia-Cluj Florești prin automatizările aflate în discuție;
- instalația de automatizare realizată cu rele electromecanice din generația anilor '70 este depășită fizic și moral;
- există funcții dedicate de detectare a unor regimuri periculoase de funcționare: detectare pendulării de putere activă și mers asincron implementate în terminalele numerice de protecție ce echipază L220kV din axa Fantanele-Gheorghieni-Stejaru- Dumbrava

Se propune:

1. retragerea din exploatare definitivă a automatizărilor A15.1 și a 15.2 de sectionare a L220kV Gheorghieni – Stejaru în stația 220kV Stejaru;
2. anularea, corelat cu punctul 1, a automatizărilor A 17.1 și A 17.2 de sectionare în stația 220kV Alba Iulia pe L220kV Alba Iulia – Cluj Florești. Ulterior se poate lua decizia de retragere definitivă din exploatare a celor două automatizări după realizarea unei analize privind implementarea unor terminale numerice de protecție cu funcția de mers asincron în st. 220/110kV Alba Iulia pe L 220kV Mintia – Alba Iulia și L220kV Alba Iulia – Cluj Florești;
3. Efectuarea de calcule de regim tranzitoriu pe termen mediu pentru a calcula/verifica și valida necesitatea activării și alegerea unor reglaje sigure și sensibile în cazul detectării pendulărilor de putere și/sau a mersului asincron pe liniile din axa 220V sus-menționată.

București
SA, Serviciu Client, Registrul nr. 10018042
sector 2, București



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Str. Armata Câmpului nr. 3 - 4 - tel 021812 - sector 3 - București
M. înregistrare: J4080902080 Cod. înr. înregistrare: RO 1532843
Telefon: +4 021 3035 651 Fax: +4 021 3035 010 www.transelectrica.ro

Pentru realizarea punctelor 1 și 2, SMSCPA rețea 220-400kV va realiza și transmite dispozitiile necesare și va urmări realizarea lor.

Pentru realizarea punctelor 2 și 3 SPO și SMSCPA 220-400kV vor colabora pentru efectuarea calculului, verificarea necesității activării funcției de declanșare la mers asincron, alegerea reglajelor și analizarea implicărilor pe care declanșarea unei linii 220kV din axa sus-menționată elaborată de funcția sus-menționată le-ar avea asupra zonelor ramase.

Intocmit

Cristian Radoi

Sef SPO

Rodica Balaurescu

Sef Birou Planificare
Schema Normala

Felicia Lazar

Manager Siguranta SEN

Vizat

Ioan Diaconu
Director UNO-DEN

Marian Cernat
Director Directia Operativa

Bucuresti
Str. Armata Câmpului nr. 3 - 4 - tel 021812 - sector 3 - București

CIRCULATIILE DE PUTERE ACTIVA PRIN ELEMENTELE RET DIN COMPONENTA SECTIUNILOR CARACTERISTICE

[MW]

Nr. sect.	Elemente de retea	R1	R2	R3	R4
S1	L400kV Tantareni-Sibiu	216	218	213	213
	L400kV Tantareni Bradu	307	303	316	234
	L400kV Urechesi-Domnesti	335	307	331	142
	L400kV Slatina-Buc.Sud	254	210	239	57
	L220kV Urechesi-Tg.Jiu N	15	42	-3	40
	L220kV Craiova-Tr.Magurele	117	99	113	48
	L220kV PdF-Resita (d.c.)	271	286	278	224
	L400kV PdF-Djerdap	382	402	391	382
	L400kV Tantareni - Kozlodui (1c)	346	365	363	1
	Total sectiune	2243	2232	2241	1340
S2	L400kV Tantareni- Bradu	307	315	316	234
	L400kV Urechesi-Domnesti	335	305	331	142
	L400kV Slatina-Buc.Sud	254	208	239	57
	L400kV Sibiu-Brasov	220	191	234	5
	L400kV Dobrudja-Isaccea	-82	-46	-54	-163
	L220kV Iernut-Ungheni d.c.	201	217	223	90
	L220kV Craiova-Tr.Magurele	117	96	113	48
	L110kV Iernut-Tarnaveni (d.c.)	39	47	50	22
	L110kV Iernut-CIC (d.c.)	13	-4	-4	-5
	L110kV Fagaras-Hoghiz	19	17	23	5
	Total sectiune	1424	1346	1470	435
S3	L400kV Brasov-Gutinas	-110	159	139	39
	L400kV Buc.Sud-G.Ialomitei	—*	-135	-170	-202
	L400kV Buc.Sud-Pelicanu	-248	-131	-156	-204
	L400kV Dobrudja-Isaccea	-82	-41	-54	-163
	L220kV Gheorgheni-Stejaru	3	8	19	-14
	L110kV Dragos Voda-Slobozia Sud	-31	-28	-32	-20
	Total sectiune	-469	-167	-255	-565
S4	L400kV Mukacevo-Rosiori	242	194	245	186
	L400kV Sibiu-Iernut	160	199	165	167
	L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	109	88	119	68
	L220kV Stejaru-Gheorgheni	-3	3	-18	14
	L110kV Salonta-Chisinau Cris	-13	28	-11	-21
	Total sectiune	494	512	500	414
S5	L400kV Brasov-Gutinas	112	141	139	39
	L400kV Smardan-Gutinas	291	250	259	237
	L220kV Barbosi-Focsani	98	84	82	47
	L220kV Gheorgheni-Stejaru	3	7	19	-14
	Total sectiune	504	483	497	310
S6	L400kV Smardan-Gutinas	291	262	259	237
	L220kV Barbosi-Focsani	98	87	82	47
	L400kV G. Ialomitei- Bucuresti S.	—*	138	172	205
	L400kV Pelicanu- Bucuresti S.	251	131	157	207
	L400kV Isaccea-Dobrudja	83	44	54	163
	L110kV Slobozia Sud-Dragos Voda	32	81	33	20
	Total sectiune	755	742	757	880

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

R2 – regim de iarna pt varf de seara cu 2 unitati in CNE

R3 – regim de primavara pt varf de seara cu 2 unitati in CNE

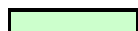
R4 – regim de primavara pt gol de sarbatoare cu 2 unitati in CNE

*retrasa din exploatare o saptamana conform programului de retrageri din exploatare pentru statia Gura Ialomitei

TENSIUNILE IN NODURILE DE CONTROL DIN RET

Statia	Banda de tensiune [kV]
Gutinas 400kV	403 - 414
L.Sarat 400kV	402 - 411
Isaccea 400kV	405 - 411
G.Ialomitei 400kV	407 - 412
Cernavoda 400kV	408 - 410
Bucuresti Sud 400kV	397 - 416
Tantareni 400kV	396 – 404
Urechesti 400kV	392 – 403
PdF 400kV	401 – 407
Mintia 400kV	396 – 415
Arad 400kV	400 - 416
Sibiu 400kV	401 – 418
Brasov 400kV	398 – 414
Iernut 400kV	401 - 420
Rosiori 400kV	404 - 420
Gutinas 220kV	224 - 229
L.Sarat 220kV	224 - 228
Bucuresti Sud 220kV	224 - 227
Isalnita 220kV	220 - 227
Urechesti 220kV	222 - 230
PdF 220kV	223 - 229
Mintia 220kV	222 – 237
Arad 220kV	232 - 238
Sibiu 220kV	225 - 229
Iernut 220kV	227 - 242

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R2	Plot functionare R4	Plot nominal / plot maxim
400/220 kV	Gutinas 5, 6	10	13	9/17
	Lacu Sarat 4	14	16	13/25
	Brazi V.	7	12	9/17
	Buc.Sud 3, 4	14	19	13/25
	Brad 3, 4	13	13	13/25
	PdF AT3	14	14	13/25
	PdF AT 1, 2	10	11	8/14
	Slatina 1, 2	7	9	9/17
	Urechesi	12	11	13/25
	Arad	20	16	13/25
	Mintia 4	7	9	9/17
	Mintia 3	11	15	13/25
	Sibiu 5, 6	12	13	11/21
	Iernut	8	7	8/15
400/110 kV	Rosiori	10	10	9/17
	Smardan 1	9	10	9/17
	Smardan 2	7	7	9/17
	Constanta 1, 2	6	6	9/17
	Cernavoda 1, 2	7	8	9/17
	Domnesti 1	7	4	9/17
	Domnesti 2	5	4	9/17
	Domnesti 5	7	5	9/17
	G.Ialomitei 3	7	-	9/17
	G.Ialomitei 4	6	6	9/17
	Medgidia 1	6	6	9/17
	Medgidia 2	7	7	9/17
	Pelicanu 1	7	6	9/17
	Pelicanu 2	7	6	9/17
	Tulcea 1, 2	7	7	9/17
	Draganesti Olt	8	7	9/17
	Arad	9	5	9/17
	Brasov 1	8	8	9/17
	Brasov 2	8	8	9/17
	Darste	9	6	9/17
	Oradea	9	3	9/17
	Sibiu 4	7	7	8/15
	Suceava	8	4	9/17
	Roman Nord	8	6	9/17
	Bacau Sud	7	6	9/17

 Ploturi diferite de plotul nominal

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R2	Plot functionare R4	Plot nominal / plot maxim
220/110 kV	Barbosi 1, 2	14	14	13/25
	Borzesti	13	12	13/25
	Dumbrava 1	12	13	13/25
	FAI 1	13	14	13/25
	Filesti	13	13	13/25
	Focsani	14	13	13/25
	Gutinas 3	13	12	13/25
	L. Sarat 1, 2	11	10	13/25
	Munteni	13	14	13/25
	Stejaru	12	13	13/25
	Suceava	14	13	13/25
	Brazi 1	10	9	9/17
	Brazi 2	10	9	9/17
	Buc.Sud1	10	14	7/13
	Buc Sud2	12	6	13/25
	Fundeni 1	13	12	13/25
	Fundeni 2	11	9	13/25
	Ghizdaru 1	13	13	13/25
	Mostistea	13	14	13/25
	Targoviste 1, 2	13	12	13/25
	Tr. Magurele 1	12	12	13/25
	Stalpu	15	14	13/25
	Arefu	11	11	13/25
	Brad 1, 2	14	12	13/25
	Calafat	13	12	13/25
	Cetate	12	12	13/25
	Gradiste 1	13	13	13/25
	Craiova 1	13	14	13/25
	Isalnita 1,2	12	12	12/23
	Lotru	6	5	13/25
	Pitesti	13	11	13/25
	Raureni	13	13	13/25
	Sardanesti	14	14	13/25
	Stuparei	12	13	13/25
	Tr.Severin 1, 2	12	13	13/25
	Urechesi	14	14	13/25
	Arad	11	12	13/25
	Baru Mare	13	13	13/25
	Hasdat 1	11	11	13/25
	Iaz 1, 2	12	10	13/25
	Mintia 1	12	9	13/25
	Paroseni	14	14	14/27
	Resita 1	13	10	13/25
	Sacalaz	13	10	13/25
	Timisoara 1, 2	12	10	13/25
	Al.Iulia 1, 2	12	11	13/25
	Baia Mare 1,2	11	11	13/25
	Cluj Fl. 1,2	13	11	13/25
	Fantanele	13	11	13/25
	Gheorgheni 1	12	11	13/25
	Iernut	8	7	12/23
	Salaj	12	11	13/25
	Tihau	12	9	13/25
	Ungheni 2	11	12	13/25
	Vetis	12	12	13/25

Lista bobinelor de reactanta conectate

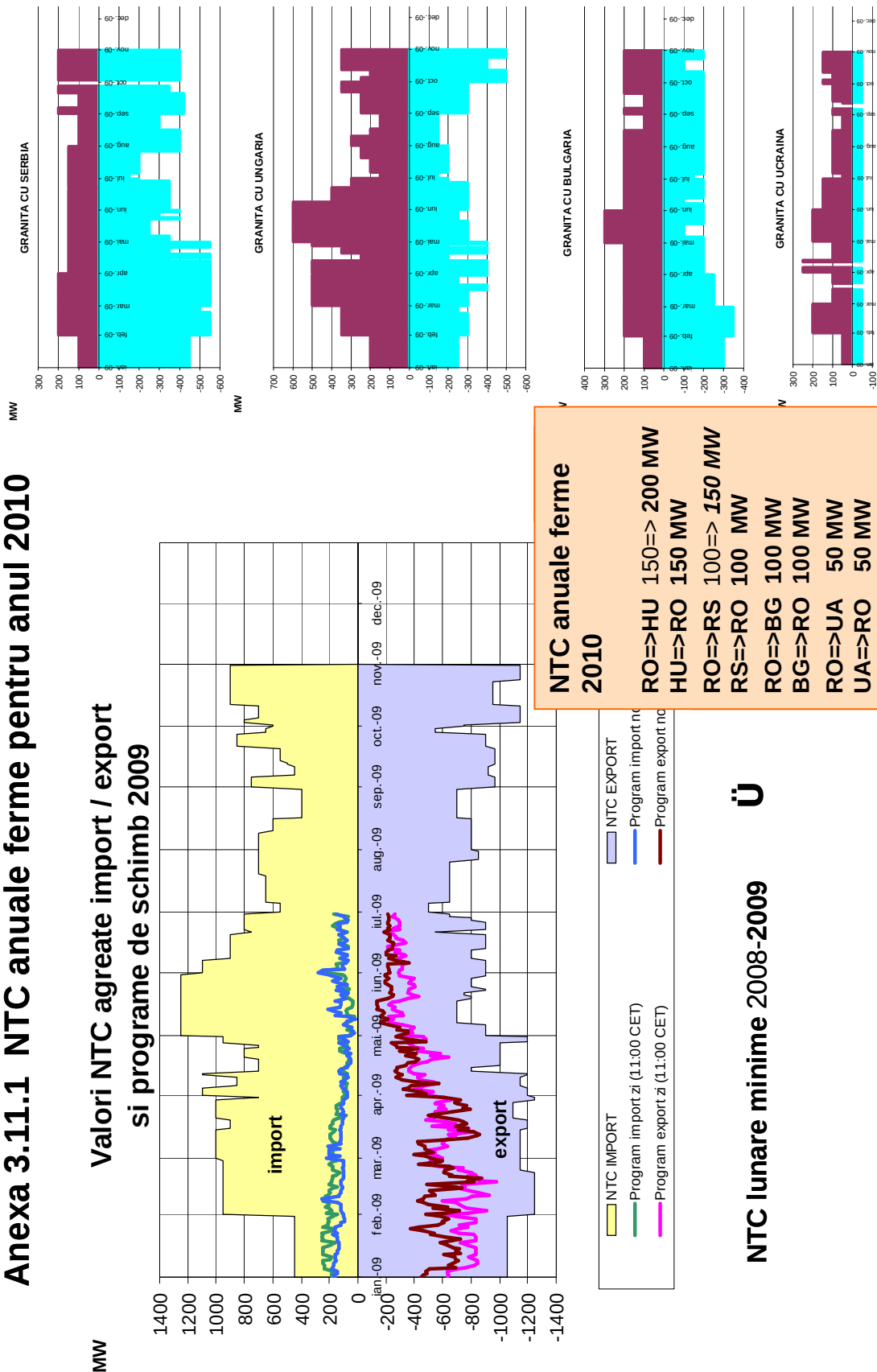
Nr. crt.	Regim Bobine	R1	R2	R3	R4
1	Gutinas	-	-	-	1
2	Smardan	1	1	1	1
3	Suceava	1	1	1	1
4	Bucuresti Sud	-	-	-	1
5	Fundeni	-	-	-	-
6	Domnesti	-	-	-	-
7	Isaccea	-	-	1	1
8	Cernavoda	1	1	1	1
9	Tantareni	2	2	2	2
10	Urechesti	1	1	1	1
11	Mintia	-	-	-	-
12	Arad	-	-	1	1
13	Oradea	-	-	1	1
14	Darste	-	-	1	1
15	Rosiori	1	1	1	1
16	Gadalin	-	-	-	-

CONSUMURI PROPRII TEHNOLOGICE IN REțele* PENTRU IARNA 2009-2010 (MW)

Nr. de inregistrare	Consumul propriu tehnologic				Consumul propriu tehnologic (MW)									
	Categorie de consum	Prod. in CNE	Consum in CNE	Prod. in CNE	Consum in CNE	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN	Total CNE SUN
R1	VTP	8000	1400	8000	1400	600	600	600	600	600	600	600	600	600
R2	VSI	8400	1400	8400	1400	600	600	600	600	600	600	600	600	600
R3	VII	8000	1400	8000	1400	600	600	600	600	600	600	600	600	600
R4	GTP	4000	1400	4000	1400	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Unități R1 - regim de funcționare în regim de funcționare în CNE
R2 - regim de funcționare în regim de funcționare în CNE
R3 - regim de funcționare în regim de funcționare în CNE
R4 - regim de funcționare în regim de funcționare în CNE

Anexa 3.11.1 NTC anuale ferme pentru anul 2010



Anexa 3.11.2 NTC lunare ferme

NTC pentru Octombrie 2009 _ V2

Luand in considerare :

- Generatie in CHE Portile de Fier si Dierdap **1380 MW**;
- Limita pe L400kV Portile de Fier-Dierdap in Dierdap **1600 A** (TC Portile de Fier);
- Reglaje de iarna la protectii in Serbia;;
- Import sincron spre GR+MK+AL in regimul de baza **1300 MW**;
- Masuri preventive si post-event;
- Schimburi prognozate; fara soldare; conventii bilaterale.

Valorile NTC fiabile pe granitele Romaniei in Octombrie 2009 sunt :

NTC	01-02.10	03-04.10	05-11.10	12-18.10	19-23.10	24-31.10
	PdFier-Djer.		Resita-Timis.c1/2		Sibiu-Brasov	
	Albert.-God c1+2		Kosovo-Skopje	CMogila-Stip (5-9.10)	SofiaV-CMogila c1+2	
			Albert.-God c1+2			
			Mukachevo-Burshtyn			
			Statia Gadalin; L lunga Rosiori-Iernut conectata la export / deconectata la import			
RO=>HU	500			400		500
HU=>RO	250		200	350		
RO =>SR	0			400		
SR =>RO	0			200		
RO =>BG	200			100		200
BG =>RO				200		
RO =>UA				50		
UA =>RO	150		100*	150		
RO Export	750	1150		950		1150
RO Import	600	800	700	900		

- TRM export/import in interfata RO N : 300/300-400 MW (100-200MW pe RO/HU+UA); N-1: 300/200-300 MW

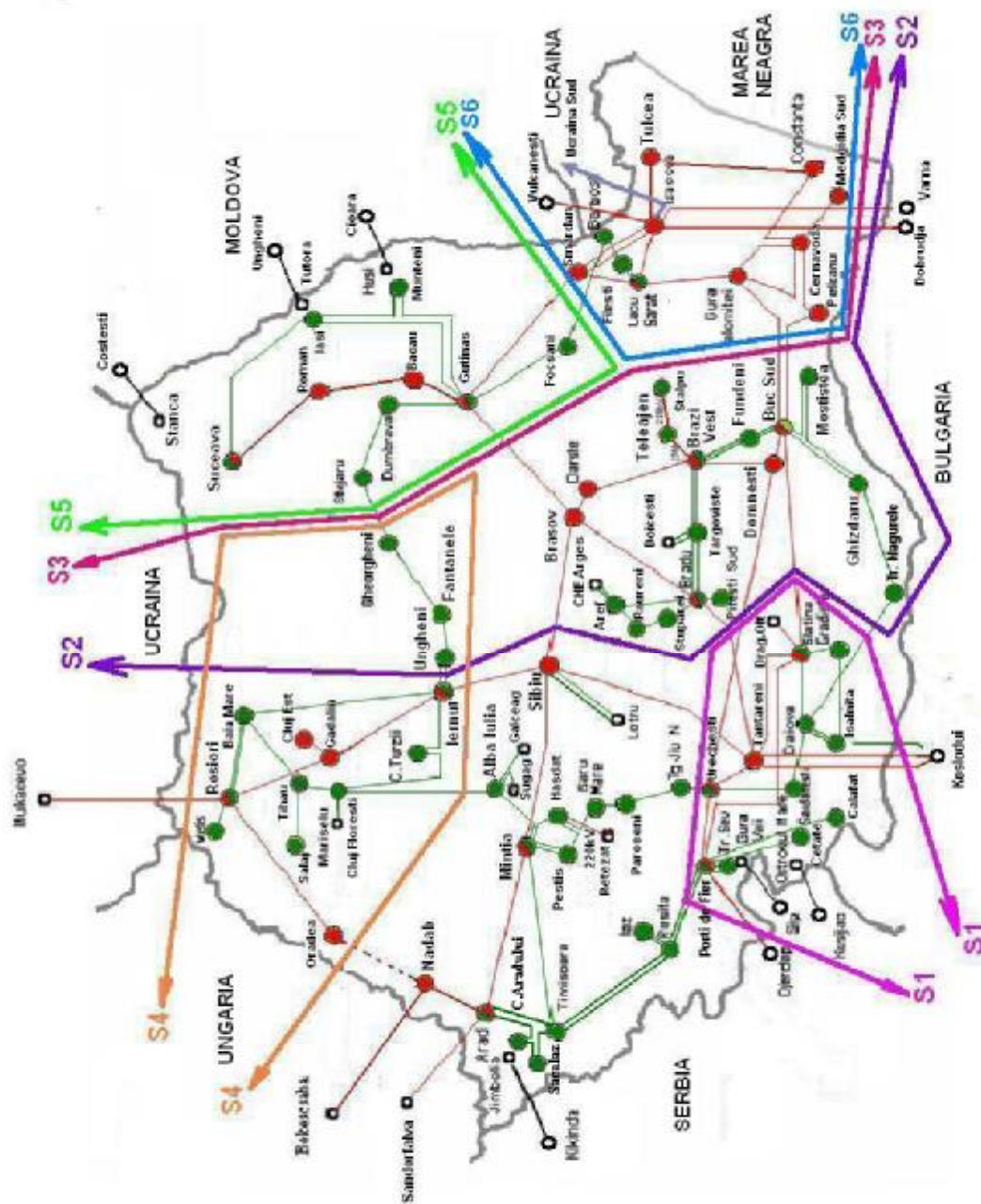
- TRM export in interfata RO+BG: 200-300 MW

- LEA Iernut-Rosiori dec.; T Oradea. AT Rosiori: suprasarcina ≤ 110% :

§ redispecerizare 70MW Remeti+Munteni la dec. AT Rosiori sau T Oradea

§ redispecerizare 120 (160*) MW Mariselu+ Galceag+Sugag+con.C.Vascau sau rec. LEA 400kV Rosiori-Iernut la dec. 1U CNE

SECTIUNILE CARACTERISTICE ALE SEN



[illegible]

Anexa 3.14

*Ploturile transformatoarelor bloc
ale grupurilor modelate la borne
la palieretele de consum **GTP** si **VSI***

Centrala	GRUP			TRANSFORMATOR BLOC		
	Nume	Pd [MW]	Tensiune nominala borne	Sn [MVA]	Plot nominal / Plot maxim	Plot de functionare
Buc. Sud	G6	125	13.8	170	2/3	3
	G3	100	10.5	125	3/5	3
	G4	100	10.5	125	3/5	4
	G5	125	13.8	170	2/3	3
Progresu	G2	55	10.5	80	1/1	1
	G4	55	10.5	80	1/1	1
Grozavesti	G1	48	10.5	80	1/1	1
	G2	48	10.5	80	1/1	1
Bucuresti Vest	G4 (TA)	68	10.5	75	10/19	13
	G3 (TG)	141	15	140	10/19	13
Braila	G1	227	15.75	250	2/3	3
Iernut	G4	100	13.8	125	2/3	2
	G5	210	15	250	1/1	1
Turceni	G1	315	24	400	2/3	2
	G7	330	24	400	2/3	2
	G4	330	24	400	2/3	2
Rovinari	G3	321	24	400	2/3	2
	G5	317	24	400	2/3	2
	G4	313	24	400	2/3	2
Isalnita	G8	303	24	400	9/17	14
Craiova	G1	140	15.75	190	1/1	1
	G2	140	15.75	190	1/1	1
Mintia	G3	230	15.75	250	2/3	2
	G6	195	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
Oradea	G5	50	10.5	80	10/19	13
Govora	G5,6	2x50	10.5	2x80	1/1	1
Suceava	G1	60	10.5	80	1/1	1
Brasov	G1	50	10.5	80	1/1	1
Palas	G1	50	10.5	80	1/1	1
Iasi Sud	G3	56	10.5	80	1/1	1
Iasi-Holboca	G1	57	10.5	80	1/1	1
Galati	CS3-G3	105	10.5	160	10/19	9
	CS3-G5	105	10.5	160	1/1	1
Arad	G1	60	10.5	80	1/1	1
Portile de Fier I	G1,2	2x194	15.75	216	3/5	2
	G3	194	15.75	216	3/5	2
	G5,6	2x194	15.75	2x216	3/5	2
Portile de Fier II	Os.Mare	4x27+3x32	6.3	2x63	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

Legenda

	-grupuri in functiune atat la palierul GTP cat si la palierul VSI
	-grupuri in functiune <i>in plus fata de palierul GTP</i> , la palierul VSI

Puteri admisibile in sectiunea S1 pentru palierul de iarna 2009-2010

Deficit initial: 2230 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=2230 MW		-	5380	-	-	4260	
		L400kV Tantareni - Sibiu	5290	4800 4350 ^U 3970 ^{PT} /3950	3570 2990 ^U 2740 ^{PT} /2880	4190	
		L400 kV Tantareni- Bradu	5170	4690 4380 ^{PT} 4350 ^U /4310	3270 3060 ^{PT} 3040 ^U /3150	4090	
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	5350	4830 4530 ^{UD} 4120 ^U /4130	3400 3190 ^{UD} 2900 ^U /3030	4240	
		L400kV Urechesi - Domnesti	5240	4760 4340 ^U 4030 ^{At_Ur} /4010	3340 3050 ^U 2830 ^{At_Ur} /2920	4150	
		U1 CNE Cernavoda	5380	4900/4230	3590/3080	4270	
		L400 kV Tantareni - Kozlodui	5330	4770 4500 ^{PT} 4330 ^U /4330	3740 3540 ^{PT} 3400 ^U /3400	4230	
		L 400 kV PdF - Djerdap	5230	4750 4350 ^U 3700 ^{PR} /3680	3860 3540 ^U 3020 ^{PR} /2670	4140	
		Craiova N- Tr. Magurele	5370	4880 4600 ^{PT} 4320 ^U /4310	3540 3350 ^{PT} 3130 ^U /3150	4260	
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	5360	4780 4340 ^U 3760 ^{PT} /3740	3190 2890 ^U 2500 ^{PT} /2730	4250	
N-1	L400kV Urechesi - Domnesti	L 400 kV PdF - Djerdap	4910	4420 4320 ^U 3440 ^{PR} /3420	3490 3430 ^U 2720 ^{PR} /2360		
		L400kV Tantareni - Sibiu	5080	4630 4290 ^U 3480 ^{PT} /3460	3020 2800 ^U 2260 ^{PT} /2410		
		L400 kV Tantareni - Kozlodui (1c)	5080	4620 4230 ^U 3910 ^{PD} /3890	3160 2890 ^U 2680 ^{PD} /2720		
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	4830	4400 4160 ^U 3890 ^{PT} /3950	2850 2700 ^U 2730 ^{PT} /2560		
		L400kV Tantareni – Bradu	4740	4300 3590 ^{PT} /3560	2820 2350 ^{PT} /2490		

		U1 CNE Cernavoda	5370	4890 4840 ^U 4210 ^{PT} /3530	3430 3400 ^U 2950 ^{PT} /2460		
		Craiova N- Tr. Magurele	5170	4710 4340 ^U 4090 ^{PT} /4080	3260 3010 ^U 2830 ^{PT} /2860		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	5150	4700 4360 ^U 3250 ^{PT} /3240	2980 2760 ^U 2040 ^{PT} /2240		
	L400kV Sibiu- Tantareni	L400 kV Tantareni- Brad	4860	4400 4340 ^U 3580 ^{PT} /3500	2790 2750 ^U 2270 ^{PT} /2430		
		L 400 kV PdF – Djerdap	4970	4530 4340 ^U 3270 ^{PR} /3250	3500 3370 ^U 2520 ^{PR} /2200		
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	5180	4720 4360 ^U 3820 ^{PT} /3790	3070 2850 ^U 2510 ^{PT} /2620		
		L400 kV Tantareni – Kozlodui (1c)	5100	4650 4240 ^U 3720 ^{PD} /3700	3090 2820 ^U 2490 ^{DP} /2550		
		U1 CNE Cernavoda	5380	4890 4430 ^{PT} /3760	3390 3090 ^{PT} /2590		
		Craiova N- Tr. Magurele	5200	4720 4350 ^U 3910 ^{PT} /3900	3210 2960 ^U 2670 ^{PT} /2690		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	5170	4720 4380 ^U 3260 ^{PT} /3250	2870 2670 ^U 1980 ^{PT} /2210		
		L 400 kV PdF - Djerdap	4870	4430 4330 ^U 3590 ^{PR} /3570	3460 3400 ^U 2820 ^{PR} /2900		
	L 400 kV PdF - Djerdap	L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	5090	4650 4390 ^U 3560 ^{PR} /3540	3670 3970 ^U 2820 ^{PR} /2870		
		L400 kV Tantareni – Kozlodui (1c)	4570	4110 4040 ^U 3180 ^{PR} /3140	4110 4040 ^U 3180 ^{PR} /3140		
		U1 CNE Cernavoda	5360	4870 3910 ^{PR} /3240	3960 3170 ^{PR} /2610		
		Craiova N- Tr. Magurele	5190	4720 4350 ^U 3700 ^{PT} /3690	3820 3530 ^U 3000 ^{PT} /3010		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	4780	4320 4300 ^U 3050 ^{PT} /3040	3330 3310 ^U 2320 ^{PT} /2440		
		L400 kV Tantareni – Kozlodui (c1 + c2)	4880	4410 4550 ^U 4060 ^{PT} /4020	3360 3320 ^U 3100 ^{PT} /3160		
	L400 kV Tantareni – Kozlodui (c1 + c2)	L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	5180	4710 4310 ^U 4130 ^{PT} /4090	3590 3290 ^U 3150 ^{PT} /3210		

		U1 CNE Cernavoda	5380	4920 4880 ^U 4770 ^{PT} /4100	3890 3850 ^U 3770 ^{PT} /3220		
		Craiova N- Tr. Magurele	5220	4760 4330 ^U 4250 ^{PT} /4240	3710 3380 ^U 3320 ^{PT} /3330		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	5240	4760 4360 ^U 3250 ^{PT} /3240	3440 3150 ^U 2340 ^{PT} /2520		
	L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	L400 kV Tantareni- Brad	4760	4340 4080 ^{UD} /4040	2850 2680 ^{UD} /2840		
		U1 CNE Cernavoda	5390	4910 4590 ^{UD} /3900	3440 3220 ^{UD} /2740		
		Craiova N- Tr. Magurele	5240	4780 4350 ^U 4220 ^{PT} /4210	3290 3000 ^U 2910 ^{PT} /2960		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	5260	4780 4370 ^U 3260 ^{PT} /3250	3030 2780 ^U 2050 ^{PT} /2250		
	L400 kV Tantareni- Brad	U1 CNE Cernavoda	5380	4900 4870 ^U 4700 ^{PR} /4020	3430 3410 ^U 3300 ^{PR} /2800		
		L 220 kV Craiova N- Tr.Magurele	5020	4570 4350 ^U 4100 ^{PT} /3900	3150 3000 ^U 4100 ^{PT} /2870		
		L 220 kV PdF –Resita (d.c.)	4940	4500 4350 ^U 3260 ^{PT} /3240	2830 2740 ^U 2030 ^{PT} /2240		
	L 220 kV PdF – Resita (d.c.)	L 220 kV Craiova N- Tr.Magurele	5250	4780 4330 ^U 3690 ^{PT} /3690	3160 2870 ^U 2450 ^{PT} /2460		
		U1 CNE Cernavoda	5370	4870 3180 ^{PT} /2530	3290 2090 ^{PT} /1610		

Limitari impuse:^U nivel de tensiune **conform Codului RET**
^{PT} limita de scurta durata datorata protectiei L220 kV Paroseni-Targu Jiu;
^{At_Ur} Suprasarcina pe AT 400/220 kV Urechesi;
^{UD} TC pe L400 kV Urechesi - Domnesti;
^{PR} TC pe L220 kV PdF - Resita ;

Puteri admisibile in sectiunea S2 pentru palierul de iarna 2009-2010 cu 2gr. CNE
DEFICIT INITIAL=1348 MW

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%} Padm. (a/b)		P _{20%} Padm (a/b) P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}		
N		-	3330			2560	
		L400kV Sibiu-Brasov	3100	2780 2560 ^{FH} 2300 ^U /2250	2590 2390 ^{FH} 2150 ^U /2150	2420	
		L400 kV Tantareni-Brad	3020	2690 2450 ^U /2440	2560 2330 ^U /2330	2350	
		L400kV Urechesti – Domnesti	3100	2780 2470 ^U /2470	2650 2360 ^U /2360	2420	
		L400kV Slatina–Bucuresti S	3130	2800 2530 ^U /2510	2680 2410 ^U /2400	2440	
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3360	3020 2530 ^U /2530	2870 2410 ^U /2420	2620	
		L 400 kV Dobrudja-Isaccea	3140	2820 2820 ^U /2530	2700 2700 ^U /2420	2450	
		U1 CNE Cernavoda	3740	3360 3120 ^U /2470	3220 3000 ^U /2360	2930	
N-1	L400kV Urechesti - Domnesti	L400 kV Tantareni-Brad	2820	2530 2500 ^U /2480	2390 2360 ^U /2370		
		L400kV Sibiu-Brasov	2790	2490 2340 ^U 2220 ^{FH} /2190	2310 2170 ^U 2070 ^{FH} /2090		
		L400kV Slatina–Bucuresti S	2890	2570 2340 ^U /2310	2440 2210 ^U /2200		
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3190	2860 2470 ^U /2470	2720 2350 ^U /2360		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2910	2580 2320 ^U /2310	2460 2210 ^U /2200		
		U1 CNE Cernavoda	3580	3200 2970 ^U /2310	3060 2830 ^U /2200		
	L400kV Sibiu-Brasov	L400 kV Tantareni-Brad	2670	2360 2300 ^U 1980 ^{FH} /1970	2160 2110 ^U 1820 ^{FH} /1840		
		L400kV Slatina–Bucuresti S	2840	2530 2350 ^U 2220 ^{FH} /2200	2350 2180 ^U 2070 ^{FH} /1970		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2850	2540 2440 ^{FH} 2340 ^U /2330	2370 2280 ^{FH} 2180 ^U /2180		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	2970	2630 2520 ^{FH} 2300 ^U /2300	2450 2340 ^{FH} 2140 ^U /2160		
		U1 CNE Cernavoda	3530	3170 2930 ^{FH} 2710 ^U /2060	2970 2750 ^{FH} 2550 ^U /1930		

L400 kV Tantareni- Brad	L400kV Slatina– Bucuresti S	2830	2530 2330 ^U /2310	2390 2210 ^U /2200		
	L400 kV Dobrudja-Isaccea	2860	2560 2320 ^U /2310	2430 2200 ^U /2200		
	L220kV Iernut- Ungheni 2	3050	2720 2380 ^U /2380	2580 2260 ^U /2270		
	U1 CNE Cernavoda	3530	3180 2940 ^U /2290	3040 2810 ^U /2180		
L400kV Slatina– Bucuresti S	L400 kV Dobrudja-Isaccea	2910	2590 2460 ^U /2440	2470 2340 ^U /2330		
	L220kV Iernut- Ungheni 2	3090	2770 2480 ^U /2480	2620 2360 ^U /2370		
	U1 CNE Cernavoda	3580	3220 2980 ^U /2320	3080 2850 ^U /2210		
L 400 kV Dobrudja- Isaccea	L220kV Iernut- Ungheni 2	3120	2800 2520 ^U /2520	2670 2400 ^U /2410		
	U1 CNE Cernavoda	3560	3200 2970 ^U /2310	3070 2840 ^U /2210		
L220kV Iernut- Ungheni 2	U1 CNE Cernavoda	3760	3360 3030 ^U /2380	3210 2890 ^U /2260		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{FH} - curent termic L110 kV Fagaras - Hoghiz;

Anexa 4.3

**Puteri admisibile in sectiunea S3 pentru palierul de iarna 2009-2010 cu 2g CNE
EXCEDENT INITIAL=167 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%} 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		-	-1460			-1130 -1080 ^{BM} -930 ^U	
		L400kV Brasov- Gutinas	-1120	-990 -520 ^U /-510	-970 -520 ^U /-500	-860	
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	-1290	-1150 -1040 ^{BM} -840 ^U /-840	-1130 -1030 ^{BM} -840 ^U /-840	-1000	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	-1290	-1150 -1030 ^{BM} -830 ^U /-830	-1130 -1020 ^{BM} -830 ^U /-830	-1000	
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-1460	-1300 -1080 ^{BM} -940 ^U /-960	-1280 -1070 ^{BM} -940 ^U /-950	-1130	
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	-1130	-1000 -980 ^{BM} -740 ^U /-740	-990 -970 ^{BM} -740 ^U / -740	-870	
		L400 kV Constanta- CNE	-1300	-1160 -780 ^U -440 ^{BM} /-430	-1160 -7800 ^U -450 ^{BM} /-450	-1010	
		L400 kV Isaccea- Tulcea	-1370	-1220 -1050 ^{BM} -900 ^U /-890	-1210 -1040 ^{BM} -900 ^U /- 890	-1060	
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	-1320	-1180 -920 ^{BM} -720 ^U /-710	-1170 -910 ^{BM} -730 ^U / -710	-1020	
N-1	L400 kV Dobrudja- Isaccea	L400 kV Constanta- CNE	-960	-850 -510 ^U -380 ^{BM} /-370	-840 -590 ^U -390 ^{BM} / -390		
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	-970	-850 -650 ^U /-650	-840 -650 ^U / -650		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	-930	-810 -620 ^U /-620	-800 -620 ^U / -620		
		L400kV Gutinas- Brasov	-700	-610 -370 ^U /-380	-600 -380 ^U / -380		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	-880	-770 ^{BM} -440 ^U /-430	-780 ^{BM} -460 ^U /-420		

		L400kV Isaccea – Tulcea	-1120	-990 ^{BM} -710 ^U /-710	-980 ^{BM} -710 ^U /-710		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-1030	-900 -620 ^U /-620	-890 -620 ^U / -620		
	L400kV Brasov- Gutinas	L400 kV Constanta- CNE	-970	-840 -380 ^U -300 ^{BM} /-300	-840 -390 ^U -320 ^{BM} / -310		
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	-950	-840 -450 ^U /-450	-820 -450 ^U /-450		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	-1110	-980 -470 ^U /-470	-960 -480 ^U / -480		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	-780	-670 -150 ^U /-140	-680 -170 ^U /-150		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-920	-810 -420 ^U /-420	-800 -430 ^U /-430		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	-900	-790 -420 ^U /-420	-770 -420 ^U /-420		
	L400 kV Buc. S- Pelicanu	L400 kV Constanta- CNE	-1180	-1040 -690 ^U -410 ^{BM} /-400	-1030 -690 ^U -430 ^{BM} /-420		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	-1170	-1040 -990 ^{BM} -780 ^U /-780	-1020 -980 ^{BM} -780 ^U /-780		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	-1210	-1070 -890 ^{BM} -650 ^U /-650	-1070 -890 ^{BM} -670 ^U /-650		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-1260	-1120 -1030 ^{BM} -820 ^U /-820	-1100 -1020 ^{BM} -820 ^U /-820		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	-940	-820 -690 ^U /-690	-800 -680 ^U /-690		
	L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	L400 kV Constanta- CNE	-1140	-1000 -660 ^U -420 ^{BM} /-410	-1000 -660 ^U -430 ^{BM} /-420		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	-1180	-1070 -990 ^{BM} -780 ^U /-780	-1030 -980 ^{BM} -780 ^U /-780		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	-1200	-1060 -870 ^{BM} -640 ^U /-620	-1060 -860 ^{BM} -660 ^U /-630		
		L220 kV Gheorgheni- Stejaru	-1250	-1110 -1020 ^{BM} -790 ^U /-790	-1090 -1010 ^{BM} -790 ^U /-790		
	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	L400 kV Constanta- CNE	-1260	-1120 -760 ^U -430 ^{BM} /-420	-1110 -760 ^U -440 ^{BM} / -440		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	-1350	-1200 -1050 ^{BM} -890 ^U /-890	-1190 -1050 ^{BM} -890 ^U /-890		

		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	-1260	-1120 -910 ^{BM} -680 ^U /-670	-1120 -910 ^{BM} -690 ^U /-670		
	L400 kV Constanta-CNE	L400 kV Isaccea-Tulcea	-630	-530 -380 ^U -80 ^{BM} /-80	-540 -400 ^U -110 ^{BM} /-110		
		L400 kV Isaccea-Tulcea*	-830	-720 -420 ^U -380 ^{MM} /-380	-720 -410 ^U -390 ^{MM} /-390		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei*	-1110	-980 -480 ^U 110 ^{MM} /120	-990 -500 ^U 90 ^{MM} /100		A se vedea Nota 1.

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{BM}Curent termic L110 kV Basarabi-Medgidia Sud d.c.;

^{MM}Curent termic L110 kV Medgidia Sud –Mircea Voda;

* 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 Megidia Nord – Megidia 1,

Nota 1. : Puterea admisibila indca cel mai mic excedent in care nu apar suprasarcini. Daca se reduce excedentul si sectiunea S3 devine deficitara masurile recomandate la * nu mai sunt suficiente pentru a nu aparea suprasarcinile pe linii.

Puteri admisibile in sectiunea S4 cu retea 110 kV partial buclata
DEFICIT INITIAL=510 MW

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%} Padm. (a/b)		P _{20%} Padm (a/b)	
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	
N		-	1550			1210	
		L400 kV Mukacevo -Rosiori	1320	1170 ^U 1080 ^U 1060 ^{CS} /1040	1060 ^U 980 ^U 960 ^{CS} /980	1020	
		L400 kV Sibiu – Iernut	1360	1200 ^{CS,U} /1090	1100 ^{CS,U} /960	1050	
		L220kV Alba Iulia-Cluj	1380	1230 ^U 1170 ^U 1040 ^{At_IR} /1030	1140 ^U 1080 ^U 960 ^{At_IR} /970	1070	
		L220kV Alba Iulia-Mintia	1470	1310 ^U 1250 ^U 1150 ^{At_IR} /1070	1210 ^U 1160 ^U 1150 ^{At_IR} /1080	1140	
		L220kV Stejaru - Gheorgheni	1470	1310 ^U 1240 ^U 1110 ^{At_IR} /1110	1220 ^U 1160 ^U 1040 ^{At_IR} /1040	1140	
		L400kV Rosiori -Oradea	1270	1130 ^{U,CS} /910	1020 ^{U,CS} /850	980	
		L220kV Cluj Fl. -Tihau	1550	1390 ^{At_IR} 1340 ^{At_IR} 1280 ^U /1280	1300 ^{At_IR} 1250 ^{At_IR} 1200 ^U /1200	1210	
		L400 kV Rosiori – Iernut	1510	1350 ^U 1240 ^U 1160 ^{At_IR} /1160	1260 ^U 1150 ^U 1080 ^{At_IR} /1090	1170	
N-1	L400 kV Mukacevo - Rosiori	L400kV Sibiu- Iernut	880	770 ^{CS} /510	630 ^{CS} /470		
		L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	1120	930 ^{CS} /860	830 ^{CS} /790		
		L 220 kV Alba Iulia - Mintia	1200	1060 ^U 1020 ^U 910 ^{CS} /900	950 ^U 910 ^U 810 ^{CS} /820		
		L 220 kV Stejaru- Gheorgheni	1210	1070 ^U 1020 ^U 1000 ^{CS} /990	960 ^U 920 ^U 900 ^{CS} /900		
		L400kV Rosiori- Oradea	1160	1030 ^U 900 ^U 870 ^{CS} /860	920 ^U 800 ^U 750 ^{CS} /790		
		L400 kV Rosiori – Iernut	1040	910 ^U 840 ^U 720 ^{At_IR} /720	800 ^U 740 ^U 640 ^{At_IR} /650		
		L220kV Cluj Fl. – Tihau	1310	1150 ^U 1060 ^U 1020 ^{CS} /1020	1140 ^U 960 ^U 930 ^{CS} /930		

L400kV Sibiu – Iernut	L 220 kV Alba Iulia – Cluj Fl.	1140	1010 910 ^U 870 ^{CS} /860	890 810 ^U 770 ^{CS} /790		
	L 220 kV Alba Iulia – Mintia	1250	1110 1030 ^U 920 ^{CS} /920	990 920 ^U 830 ^{CS} /840		
	L 220 kV Stejaru – Gheorghieni	1180	1050 920 ^{U,CS} /920	940 840 ^{U,CS} /840		
	L400kV Rosiori -Oradea	1160	1030 900 ^U 870 ^{CS} /860	920 800 ^U 780 ^{CS} /790		
	L400 kV Rosiori – Iernut	1250	1110 1080 ^{AC} 920 ^U /920	1010 990 ^{AC} 840 ^U /840		
L 220 kV Alba Iulia -Cluj	L400kV Rosiori -Oradea	1150	1010 900 ^U 860 ^{CS} /860	900 800 ^U 780 ^{CS} /800		Se închid liniile de 110 kV: IMA- Campia Turzii, Aiud – Campia Turzii si Tauni - Blaj
	L220 kV Stejaru- Gheorghieni	1300	1150 1100 ^U 890 ^{At_IR} /890	1070 1010 ^U 820 ^{At_IR} /820		
	L400 kV Rosiori – Iernut	1340	1190 1130 ^U 910 ^{At_IR} /910	1090 1040 ^U 840 ^{At_IR} /850		
L220 kV Stejaru- Gheorghieni	L400kV Rosiori -Oradea	1230	1090 920 ^{U,CS} /910	980 830 ^{U,CS} /850		
	L400 kV Rosiori – Iernut	1440	1280 1210 ^U 1000 ^{At_IR} /1010	1180 1120 ^U 930 ^{At_IR} /950		
L400kV Rosiori - Oradea	L400 kV Rosiori – Iernut	1240	1100 920 ^{U,CS} /920	990 830 ^{U,CS} /830		
L220kV Cluj Fl. – Tihau	L220kV Iernut – Baia Mare	1520	1360 1320 ^{At_RO} 1260 ^U /1260	1270 1230 ^{At_RO} 1180 ^U /1180		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{CS} curent limita termica pe L110kV Ch. Cris – Salonta

^{At_IR} suprasarcina pe AT400 MVA din statia Iernut;

^{AC} curent limita termica pe L220kV Alba Iulia -Cluj Fl.

^{At_RO} suprasarcina pe AT400 MVA din statia Rosiori;

Anexa 4.5

Puteri admisibile in sectiunea S5 pentru palierul de iarna, cu 2 gr. CNE.
DEFICIT INITIAL=485 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		-	1140		880	
		L 400 kV Smardan-Gutinas	990	870/850	760	
		L 400 kV Brasov-Gutinas	920	810/600	700	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1010	890 750 ^{FC} 700 ^U /700	780	
		L220kV Barbosi-Focsani	1050	920 860 ^{FC} 700 ^U /700	800	
		L400kV Gutinas - Bacau	930	810 710 ^U /710	710	
		L400kV Bacau- Roman	790	690/670	600	
		L400kV Roman- Suceava	850	740 710 ^U /720	640	
		AT 400/220kV Gutinas	1060	920 860 ^{FC, U} /860	810	
Z-1	L 400 kV Smardan-Gutinas*	L 400 kV Brasov-Gutinas	770	670 580 ^U 500 ^{BF} /480		
		L220kV Barbosi-Focsani	900	660 610 ^{U,ML} /660		
		L220kV Lacu Sarat -Filesti	940	730 710 ^{FC} 630 ^U /660		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	870	700 650 ^U /660		
		L400kV Bacau- Roman	730	570/560		
		L400kV Roman- Suceava	850	680 570 ^U /560		
		L400kV Gutinas - Bacau	880	710 700 ^{FC} 620 ^U /620		
	*Buclare: L110 kV Maximeni – Liesti, L110 kV Rm. Sarat-Costieni .	L220kV Barbosi-Focsani	910	750 670 ^U /660		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	850	680 650 ^U /670		
		L400kV Bacau- Roman	860	700 530 ^U /520		
		L400kV Roman- Suceava	840	680 580 ^U /570		
		L400kV Gutinas - Bacau	780	630 620 ^U /620		

		L220 kV Lacu Sarat -Filesti	920	720 690 ^{FC} 640 ^U /660		
	L220kV Barbosi- Focsani	L220 kV Gheorgheni-Stejaru	970	850 760 ^U /760		
		L400kV Bacau- Roman	830	720 660 ^U /540		
		L400kV Roman- Suceava	720	620/610		
		L400kV Gutinas - Bacau	900	770 610 ^U /610		
	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	L400kV Bacau- Roman	850	750 560 ^U /550		
		L400kV Roman- Suceava	830	720 620 ^U /610		
		L400kV Gutinas - Bacau	840	730 710 ^U /700		
	L400kV Bacau- Roman	L400kV Roman- Suceava	720	620 610 ^U /610		
		L400kV Gutinas - Bacau	850	720 560 ^U /560		
	L400kV Roman- Suceava	L400kV Gutinas - Bacau	720	620/610		

Limitari impuse : ^U nivel de tensiune conform Codului RET

- ^{FC} – curent limita termica pe L110 kV FAI-Centru;
^{BF} – curent limita termica pe L220kV Barbosi – Filesti
^{ML} – curent limita termica pe L110kV Maximeni – Liesti;

Anexa 4.6.

**Puteri admisibile in sectiunea S6 pentru palierul de iarna 2009-2010 cu 2g CNE
EXCEDENT INITIAL=740 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+400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)kV}	P _{ΣL(220+110+400+ext) kV}	
N		-	4790			3800 3290 ^{GB}	
		L400kV Smirdan-Gutinas	4130	3760 1690 ^{LF} /1580	3760 1690 ^{LF} /1580	3270	
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	4720	4370 3440 ^U 2270 ^{GB} /2260	4250 3440 ^U 2270 ^{GB} /2260	3820	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	4510	4100 3070 ^U 2330 ^{CP} /2320	4100 3070 ^U 2330 ^{CP} /2320	3610	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3910	3630 3150 ^U 2630 ^{GB} /2620	3630 3150 ^U 2630 ^{GB} /2620	3090	
		L220 kV Barbosi - Focsani	4620	4160 3750 ^U 3100 ^{GB} /3100	4160 3750 ^U 3100 ^{GB} /3100	3660	
		L400 kV Constanta-CNE	4730	3690 3290 ^{GB} /3290	3690 3290 ^{GB} /3290	2950	
		L400 kV Medgidia S-CNE	4800	4370 3670 ^U 3290 ^{GB} /3290	4370 3670 ^U 3290 ^{GB} /3290	3800	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	4770	4320 3670 ^U 3330 ^{GB} /3330	4150 3500 ^U 3220 ^{GB} /3220	3780	
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4740	4300 3490 ^U 3230 ^{LF} /3230	4120 3340 ^U 3120 ^{LF} /3120	3760	
N-1	L400kV Smirdan-Gutinas	L400 kV Buc. S- Pelicanu	3850	3500 2890 ^U 1030 ^{GB} /1030	3240 2660 ^U 910 ^{GB} /930		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	3560	3220 2490 ^U 1330 ^F /1320	3040 2340 ^U 1220 ^F /1240		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2980	2670 2410 ^U 1330 ^F /1320	2540 2280 ^U 1240 ^F /1240		
		L220 kV Barbosi - Focsani	3720	3350 2750 ^U 2150 ^{GB} /2140	3210 2620 ^U 2040 ^{GB} /2030		
		L400 kV Constanta-CNE	4070	3700 3020 ^U 1830 ^F /1840	3570 2980 ^U 1740 ^F /1740		

		L400 kV Isaccea- Tulcea	4010	3600 3100 ^U 1680 ^F /1680	3470 2980 ^U 1590 ^F /1590		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3690	3340 2930 ^U 1680 ^F /1680	3230 2820 ^U 1590 ^F /1590		
	L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	L400 kV Buc. S- Pelicanu	3710	3370 2350 ^U 1870 ^{LF} /1860	3370 2350 ^U 1870 ^{LF} /1860		
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	3340	2990 2460 ^U 1840 ^{CP} /1820	2820 2320 ^U 1720 ^{CP} /1720		
		L220 kV Barbosi - Focsani	4430	4030 2990 ^U 2290 ^{CP} /2330	3860 2850 ^U 2220 ^{CP} /2220		
		L400 kV Constanta- CNE	4500	4100 3070 ^U 2330 ^{CP} /2330	3940 2930 ^U 2220 ^{CP} /2220		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	4460	4050 3130 ^U 2470 ^{CP} /2470	3890 2990 ^U 2350 ^{CP} /2345		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4300	3900 3130 ^U 2330 ^{CP} /2330	3750 2990 ^U 2210 ^{CP} /2220		
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	3660	3230 26100 ^U 1840 ^{CP} /1820	3060 2470 ^U 1720 ^{CP} /1720		
	L400 kV Buc. S- Pelicanu	L220 kV Barbosi - Focsani	4680	4260 3140 ^U 2340 ^{GB} /2340	4090 2990 ^U 2220 ^{GB} /2220		
		L400 kV Constanta- CNE	4720	4240 3330 ^U 2340 ^{GB} /2340	4080 3180 ^U 2220 ^{GB} /2220		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	4710	4240 3320 ^U 2470 ^{GB} /2470	4080 3180 ^U 2350 ^{GB} /2350		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4460	4050 3130 ^U 2560 ^{GB} /2560	3910 3000 ^U 2440 ^{GB} /2440		
		L220 kV Barbosi - Focsani	3850	3480 2810 ^U 2630 ^{GB} /2630	3340 2690 ^U 2520 ^{GB} /2410		
	L400 kV Dobrudja- Isaccea	L400 kV Constanta- CNE	3860	3470 2910 ^U 2700 ^{GB} /2710	3340 2800 ^U 2590 ^{GB} /2590		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	3800	3400 2860 ^U 2760 ^{GB} /2760	3280 2750 ^U 2650 ^{GB} /2640		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3590	3170 2710 ^{U,GS,F} /2700	3060 2600 ^{U,GS,F} /2590		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	4720	4270 3610 ^U 3330 ^{GB} /3330	4150 3490 ^U 3220 ^{GB} /3220		
	L400 kV Constanta- CNE	L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4640	4200 3290 ^U 3230 ^{LF} /3230	4100 3190 ^U 3120 ^{LF} /3120		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^F Curent termic pe L 220 kV Lacu Sarat – Filesti si
pe L 220 kV Barbosi – Filesti;

^{GB} Curent termic pe L 400 kV Gura Ialomitei - Buc. S;

^{CP} Curent termic pe L 400 kV Cernavoda - Pelicanu;

^{GS} Curent termic pe L 400 kV Gutinas - Smirdan;

^{LF} Curent termic pe L 220 kV Lacu Sarat – Filesti

Anexa 5.2
Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii

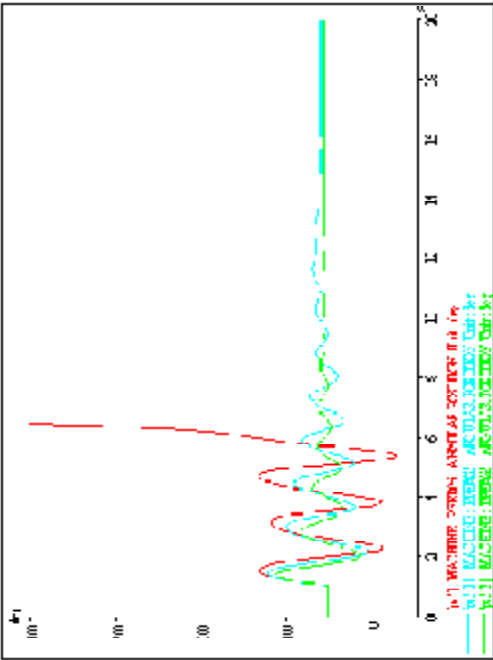
5.2.1 Dispecerizarea automaticilor si identificarea restrictiilor

Scenariu 1

Indisponibile LEA400kV PdFier-Urechesti
c1+2 220kV Portile de Fier-Resita
Sc.3f LEA 400kV Portile de Fier-Slatina
izolat prin ZI (0.1s) -tp

Excedent PdFier+Djerdap

— 2100 MW	⇐ instabil
— 2000 MW	⇐ pandulatii U 0.68Un Bor risc protectii Z
— 1800 MW	⇐ OK



- ➔ Limitare preventiva excedent nod PdFier+Djedap 2000 MW
- ➔ 1g pe automata semnal Z LEA 400kV PdFier

Scenariu 2

Indisponibilitate LEA400kV PdFier-Urechesii

c1+2 220kV Portile de Fier-Resita

Sc.3r LEA 400kV Djerdap-Dmnho

izolat prin ZI (0.1s) +tp

Excedent PdFier+Djerdap

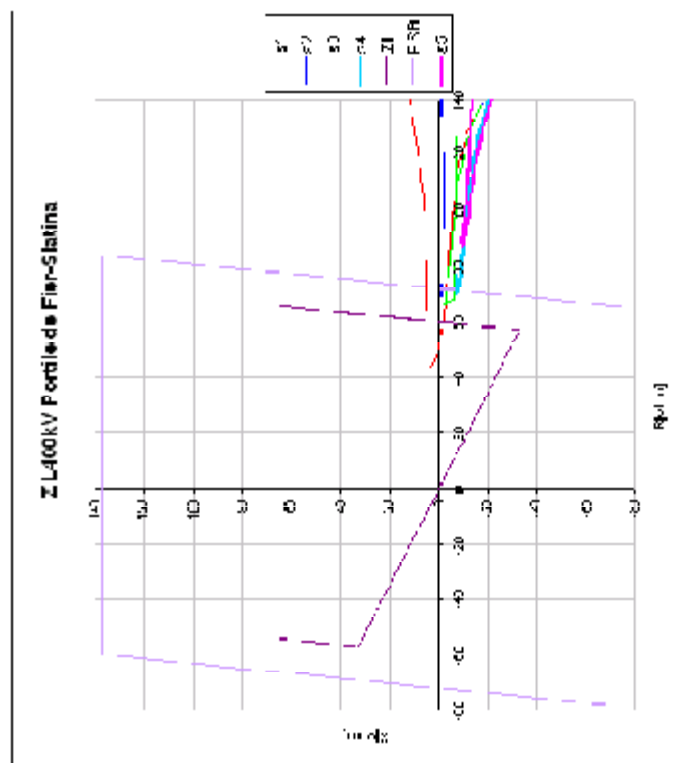
2100 MW

2000 MW

+dec.1g aut.P400kV

1900 MW - rezerva 20% fata de ZII

1800 MW - rezerva 45% fata de ZII

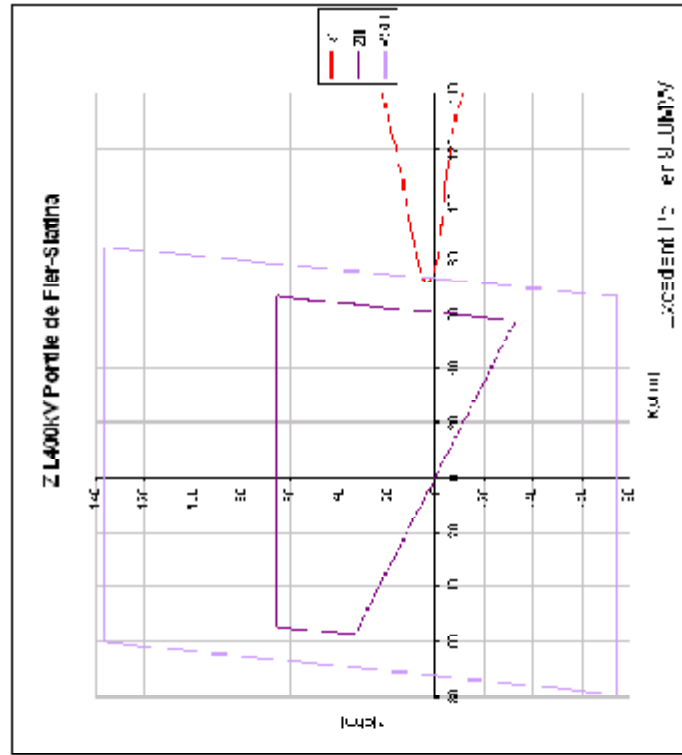


➤ Limitare preventiva excedent nod PdFier+Djedap 1900 MW

➤ 1g pe automatica de putere LEA 400kV PdFier

Scenariu 3

Indisponibile LEA400kV PdFier-Urechești
c1+2 220kV Portile de Fier-Resita
Sc.3f LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap
izolat prin PdL (0.1s)
Excedent PdFier 900MW



Limitare preventiva excedent nod PdFier 900 MW

Scenariu 4

Irdiscoabilo c1+2 400kV Tancaren Kozocu
_EA400kV Djerdap-Ermno

Sc.31 LEA 400kV Djerdap-Bor
izolat pîn ZI 0.15i +p

⇒ CIE Djerdap ramane pe SZN

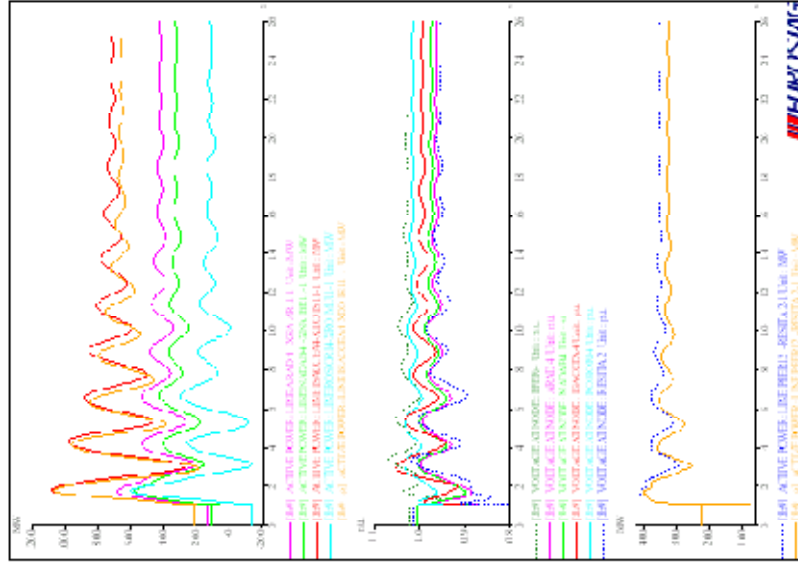
Excedent: SLE V+Djerdap 1475 MW

⇒ Regim amortizat icn:

⇒ **LEA 400kV Isaccea-Dobrudja 850MW/ 0.8s (0.9s⁺)**
risc actionare automata

dec 1g automata P I GA 220kV

⇒ L=400kV Isaccea-Dobrudja 350MW/ 0.7s (0.8s⁺)



⇒ **Limita de stabilitate pe termen mediu si risc de actiune automata**
in interfata Rosiori-Mukacevo+Nadab-Bekescsaba+Arad-Sandorfalva+Isaccea-Dobrudja

1400 MW

⇒ **1g pe automata de putere LEA 220kV PdFier**

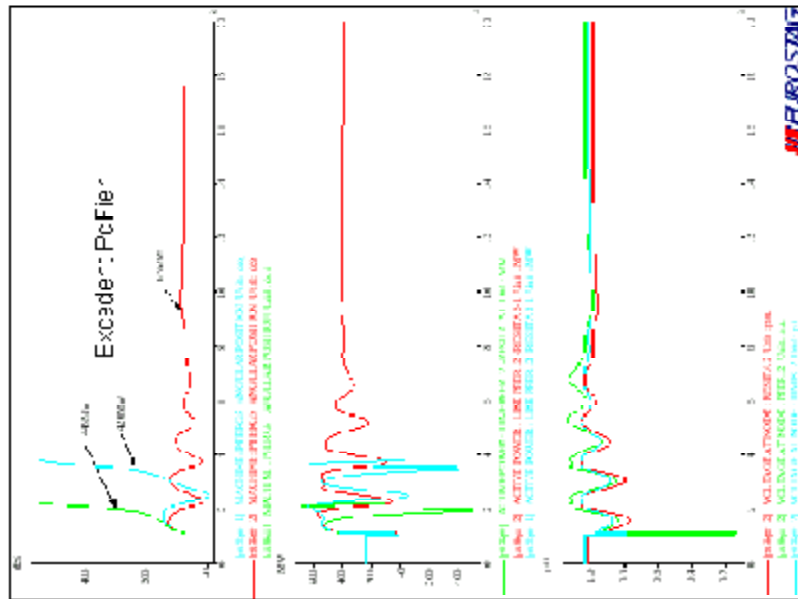
5.2.2 Determinarea limitei de stabilitate la ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV

Scenariu 5

Indisponibilitate LLA 400kV PdFier-Dierdaș
LEA 400kV PdFier-Sletina
c 220kV Portile de Fier-Resita

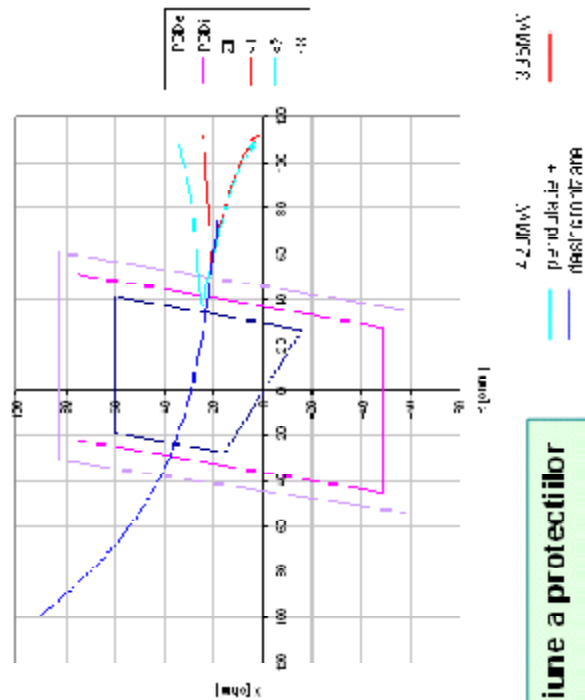
Scenariu LLA 400kV PdFier-Dierdaș
izolat prin ZI (0.1s) tip

→ CHE Fier ramana pe axa 220kV



Limita de stabilitate si risc de actiune a protectiilor
pe 1 c 220kV Portile de Fier-Resita 390 MW

ZLLA 220kV Portile de Fier-Resita

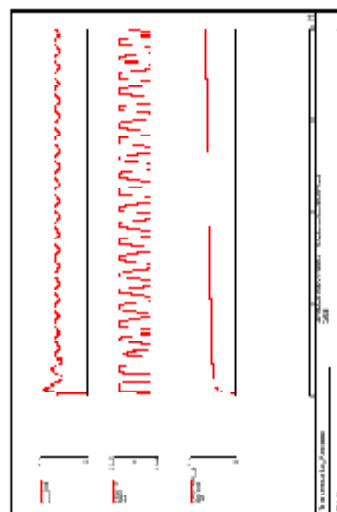


Anexa 5.3 Optimizarea parametrilor PSS

Bucuresti Vest : grupul cu ciclu combinat (sistem excitatie THYNE)

Optimizarea parametrilor PSS : P & A (faza & amplificare) – NETOMAC

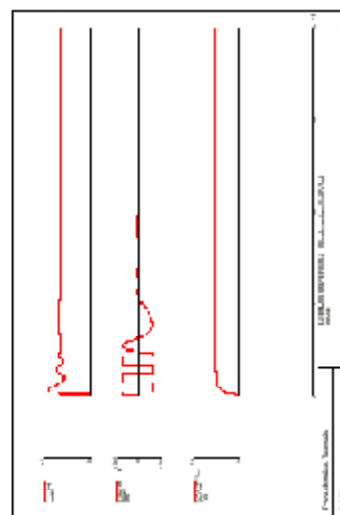
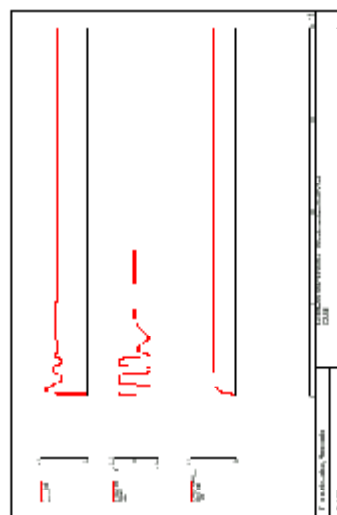
Modelul este conectat cu TGS-TA4 - marcat pe diagrama in punctele
Sesi 1 b1A, 110kV Domnesti eliminat in 0.1s fara modificari pe toate caile
Optimizare eurcmata



Se actualizeaza
P 0 (4) => 1.78



13.10.2014
P 0 (4) => 2.02
A 0.6 => 1.73

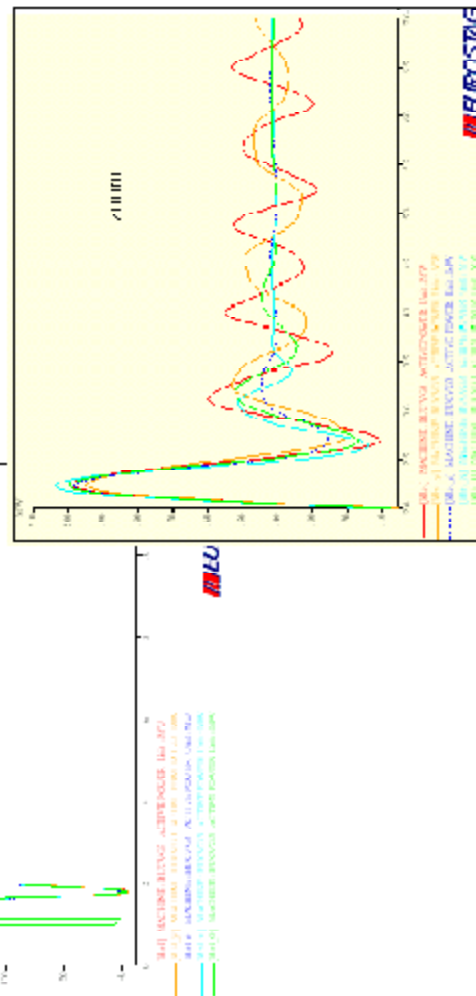


• Efectul modificării parametrului P (faza) în simulări pe modelul real - EUROSTAG

Model ECH + SC

Sec. 01 e2.1 (ulcr. 0) omniestruzi izolat $21.0 \times 1.5 \times 1.1$

Variație discordanță $\geq 0.4) \cdot 2.3$



Amortizare optima P=2

P=0
P=1
P=2
P=3
F33 inactiv

CHE LOTRU (sistem excitatie THYRICON)

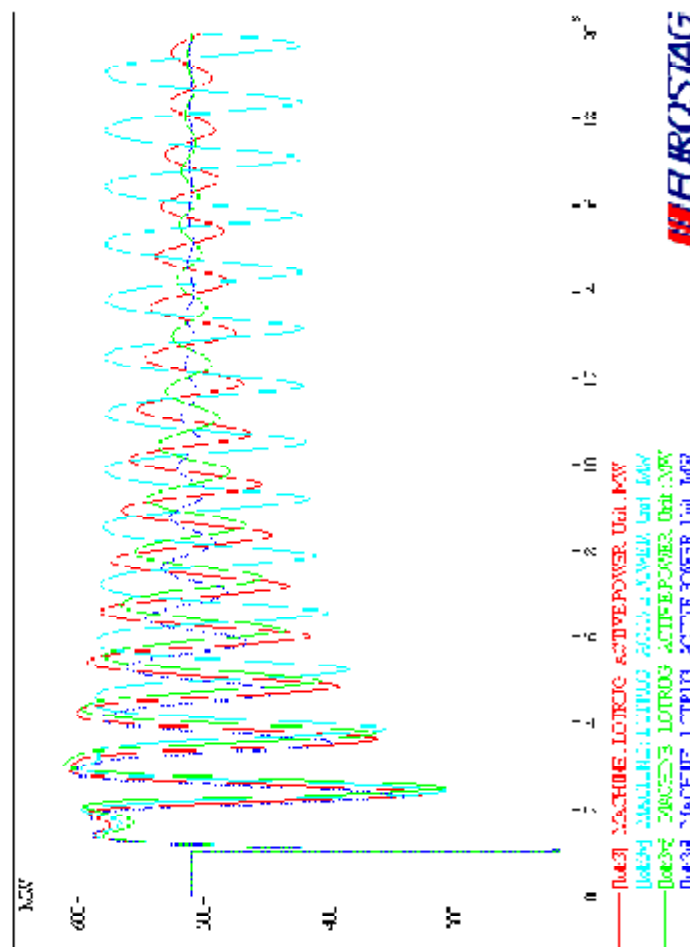
Optimizarea parametrilor PSS – EUROSTAG

Model SEN + SE

CHE Lotru 3x170 MW

Sc.3f c2 220kV Lotru-Sibiu, la 15% de Sibiu, izolat cu PD (0.08s)

Calcule repetate pentru diferite setari



Stare cu reglaje initiale
Reglaje imbunatatite
Sensibilitate
Sistem voci de excitatie

Parametri optimizati:

$K1=0.04$

$K2=10.0$

$KS1=1.5$

$VSMAX/MIN \pm 0.1$

EUROSTAG

Anexa 5.4 Instabilitate in sectiunea S4

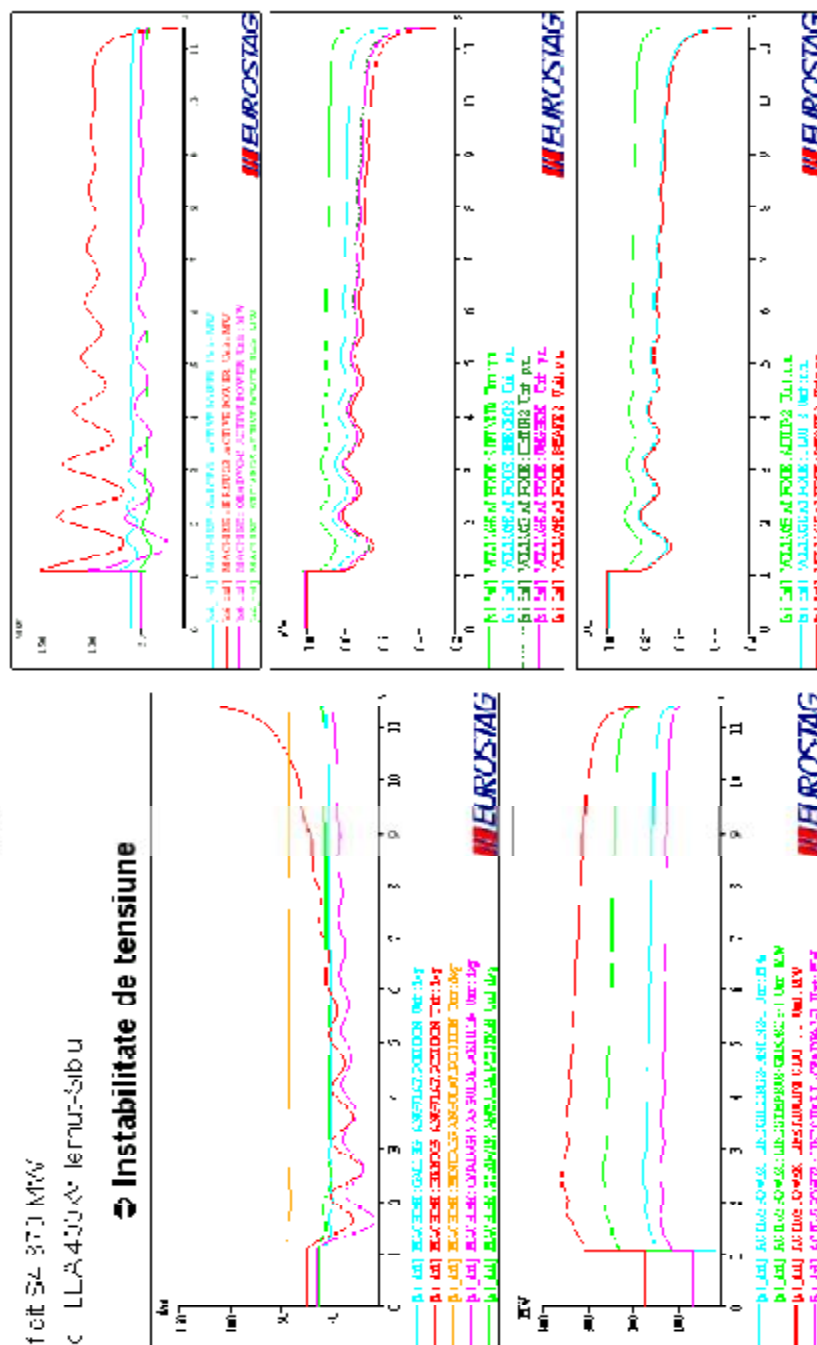
■ Scenariu 1

retrasa din exploatare LLA 400kV Rosion-Mukecevo

Deficit S4 370 MW

Dec LLA 400kV Iernut-Sibu

⇒ Instabilitate de tensiune



• Scenariu 2

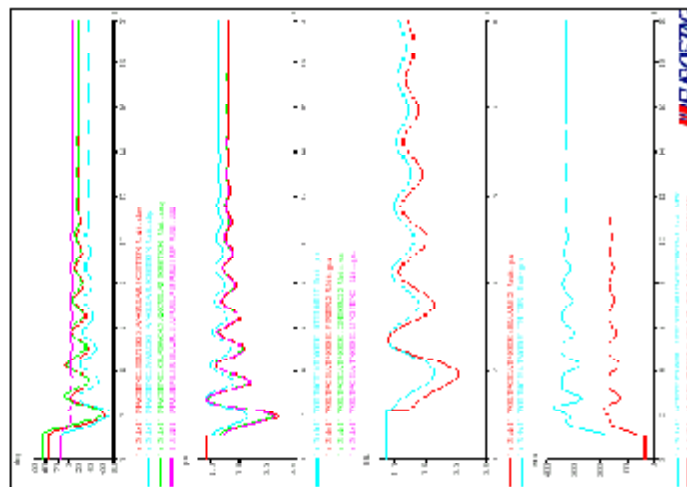
rețea de distribuție : L-A 400kV Râșnov-Mukacevo

LCA 220kV A ulia-Cluj

1000 MW 400kV Iomr Sibiu

Deficit S4 480 MW

• Oscilații amortizate • limita



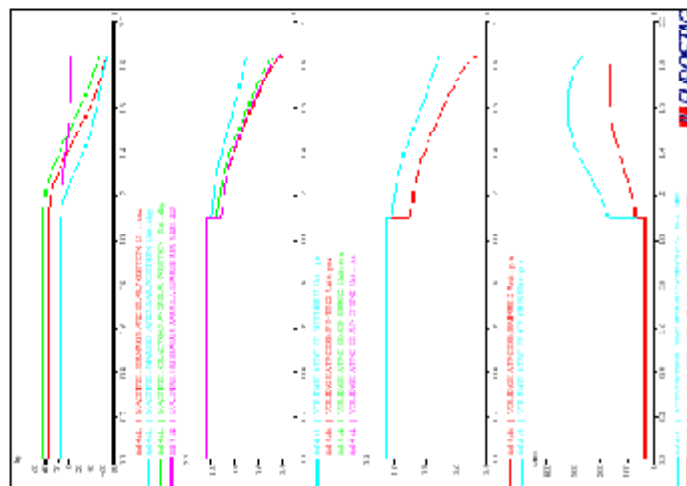
S. J. J. J. J.

L-A 400kV A ulia-Cluj

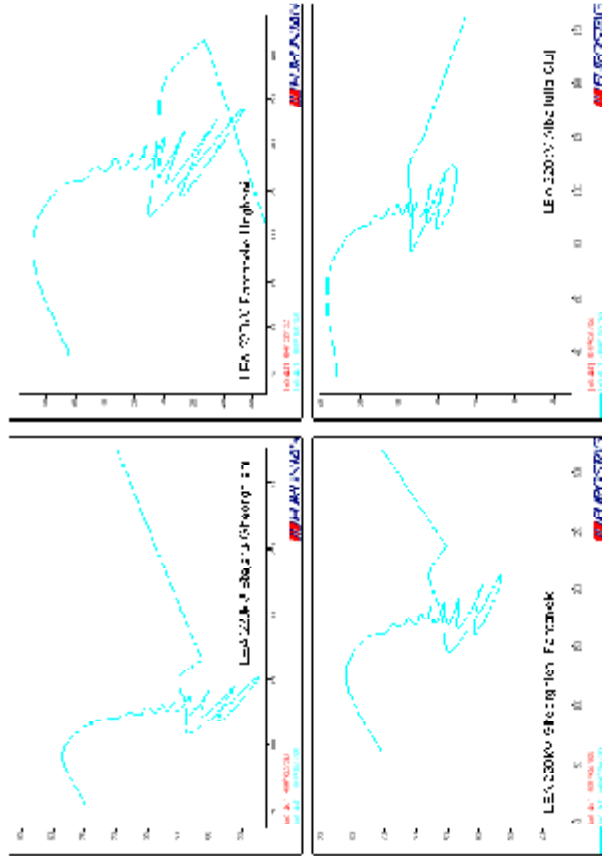
Condiții de marș Z ?

Deficit S4 490 MW

• Instabilitate de tensiune



Scenario 1 - Hud_giale



Scenario 2 Hud_giale_LEA 220KV Fontenelle+G+J+K+L+M

