



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

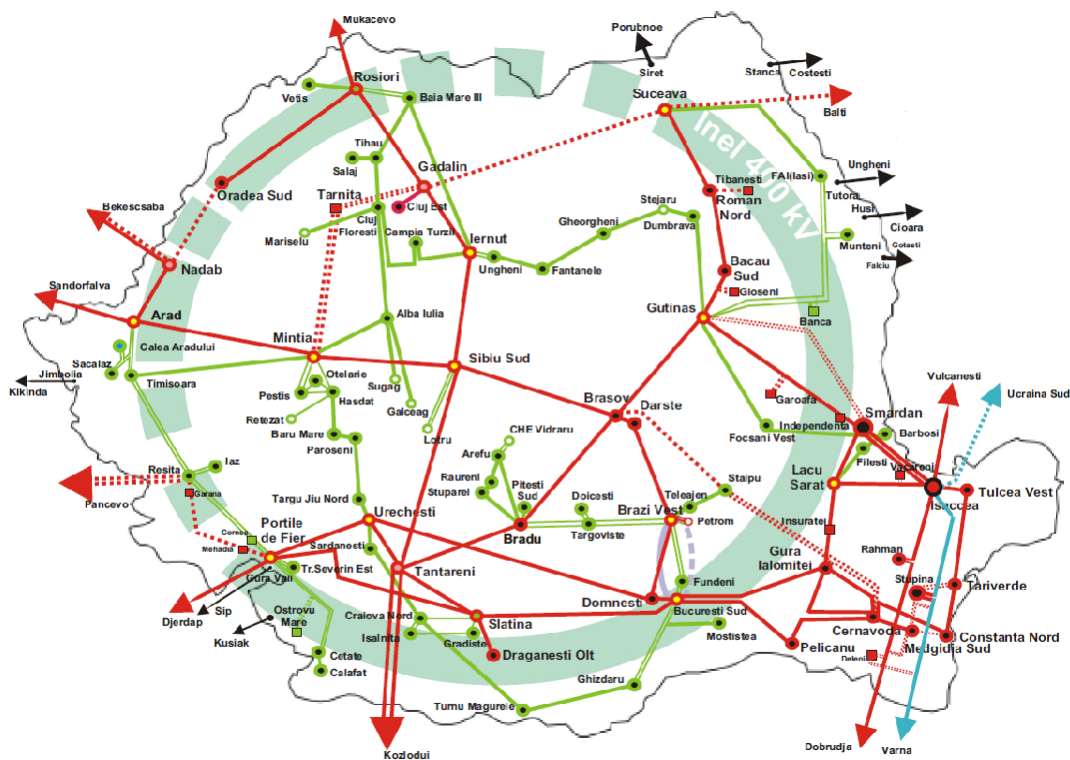
Unitatea Operativa - Dispecerul Energetic National

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

Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

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

Planificarea operationala a functionarii SEN in vara 2017



Martie 2017

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



CUPRINS

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUCERE | 4 |
| 2. BALANTELE DE PUTERE | 5 |
| 2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2016 | 5 |
| 2.2. Consumuri inregistrate in vara 2016 | 7 |
| 2.3. Valori NTC in vara 2016 | 11 |
| 2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2017 | 12 |
| 2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2017..... | 12 |
| 2.6. Capacitati de productie..... | 13 |
| 2.7. Variantele de balanta..... | 14 |
| 3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN | 15 |
| 3.1. Scheme de calcul | 15 |
| 3.2. Variante de regimuri analizate | 19 |
| 3.3. Analiza regimurilor de functionare | 19 |
| 3.3.1. Prezentarea CEE modelate | 19 |
| 3.3.2. Prezentarea CEF modelate | 22 |
| 3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N..... | 24 |
| A. Circulatii de putere | 24 |
| B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie al tensiunii | 26 |
| C. Consumul propriu tehnologic | 28 |
| D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare..... | 29 |
| 3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri..... | 48 |
| 3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR..... | 59 |
| 3.5. CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)..... | 60 |
| 4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE | 63 |
| 4.1 Sectiunea S1 | 64 |
| 4.2. Sectiunea S2 | 65 |
| 4.3. Sectiunea S3..... | 66 |
| 4.4. Sectiunea S4 | 67 |
| 4.5. Sectiunea S5..... | 70 |
| 4.6. Sectiunea S6..... | 73 |
| 5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR | 78 |
| 6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI | 79 |
| 6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare | 79 |
| 6.2. Concluzii regimuri stationare..... | 80 |
| 6.2.1. Prezentarea pe scurt a SRE (CEE si CEF) | 80 |
| 6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile in CEE | 81 |
| 6.2.3. Verificarea criteriului N-1 in schema completa | 83 |
| 6.2.4. Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri..... | 84 |
| 6.2.5. Managementul congestiilor | 85 |
| 6.3. Conditionari de regim | 86 |
| 6.4. Concluzii stabilitate statica..... | 87 |
| 6.5. Concluzii stabilitate tranzitorie | 87 |

ANEXE:

2.7.2 Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2017
3.11 Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2017

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a fundamenta elementele de stabilire a schemei normale sezoniere, ținând cont de echipamentele disponibile din SEN (RET), de a determina măsurile de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, de stabilire a puterilor admisibile prin secțiunile caracteristice ale SEN și de verificare a condițiilor de stabilitate tranzitorie și a automatizărilor de sistem. În baza acestui scop, studiul furnizează un instrument de lucru, utilizat în conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezintă analiza și planificarea operațională a funcționării SEN în condițiile de balanță precizate în tema pentru perioada de vară 2017 și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în **confidential** și avizată în CTES cu aviz nr. 1 / 2017.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2017 (inclusiv linii de interconexiune),
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2017,
- informații referitoare la perioada analizată de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ detaliând valorile puterilor contractate / estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE Iernut,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

S-au luat în considerare și investițiile din RET, RED în curs de derulare, ce urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată.

S-au făcut calcule ținând cont de nivelurile de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată.

S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de **confidential**, care acoperă un consum intern de **confidential** la vârful mediu de sarcină și un sold de export de **confidential**, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare și situații cu debite mari pe amenajările râurilor Olt, Argeș și Dunăre.

S-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă, vestul Ucrainei și Turcia.

S-au analizat regimurile staționare corespunzătoare balanțelor stabilite, pentru condiții normale de funcționare a SEN (N elemente în funcțiune) și unele regimuri de retrageri, urmărind:

- determinarea unui plafon pentru producția centralelor electrice eoliene (CEE), pentru fiecare regim de funcționare analizat;
- încadrarea în limitele admisibile a circulațiilor de putere și a tensiunilor pentru verificarea criteriului de siguranță N -1;
- determinarea cazurilor în care este necesară banda secundară de reglaj Q/U ;
- stabilirea restricțiilor și condițiilor de rețea ce rezultă în funcționarea SEN ;
- analiza pierderilor de putere în RET, stabilirea benzilor pentru nodurile de control ale tensiunii;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb cu partenerii de interconexiune.

În capitolul de stabilitate statică s-au efectuat calcule pentru determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- Verificarea stabilității CNE Cernavoda și a zonei, la funcționare cu 2 unități în CNE Cernavoda, varf și de sarcină și producție mare în centrale electrice eoliene, în schema normală și scheme cu retrageri;
- Verificarea stabilității zonei Portile de Fier și a interconexiunii.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2016

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare în vara 2016 s-a facut în ziua de miercuri 13 iulie 2016 (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 17/18 iulie (pentru golul de sarbatoare).

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

13 iulie 2016

-vârful de dimineață: 7668 MW ora 14

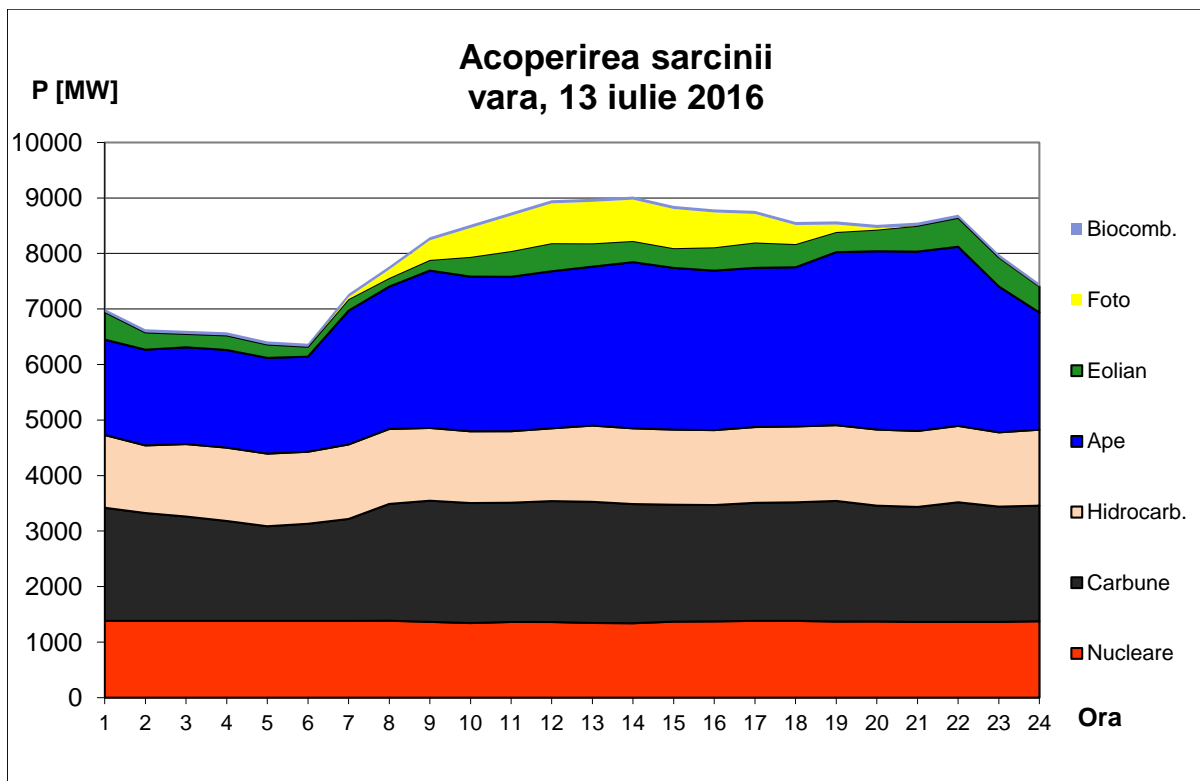
-vârful de seară: 7479 MW ora 22

-golul de noapte: 5613 MW ora 04

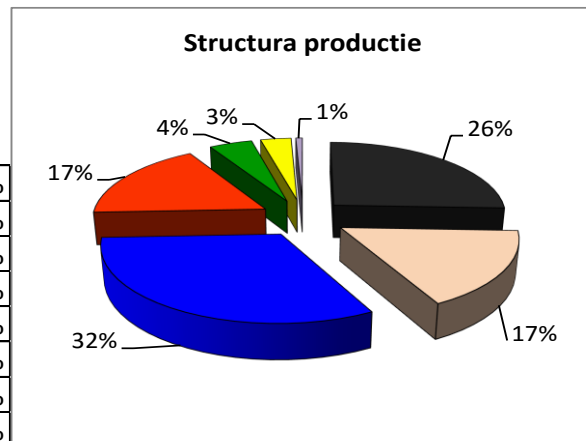
18 iulie 2016

-golul de sărbătoare: 4963 MW ora 04 .

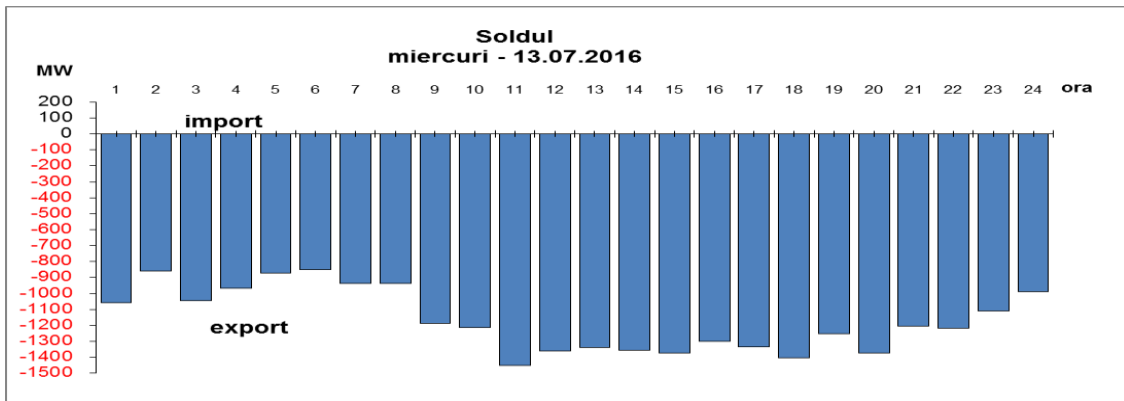
Structura productiei in ziua caracteristica d.p.d.v. al combustibililor utilizati pentru acoperirea consumului si a soldului:



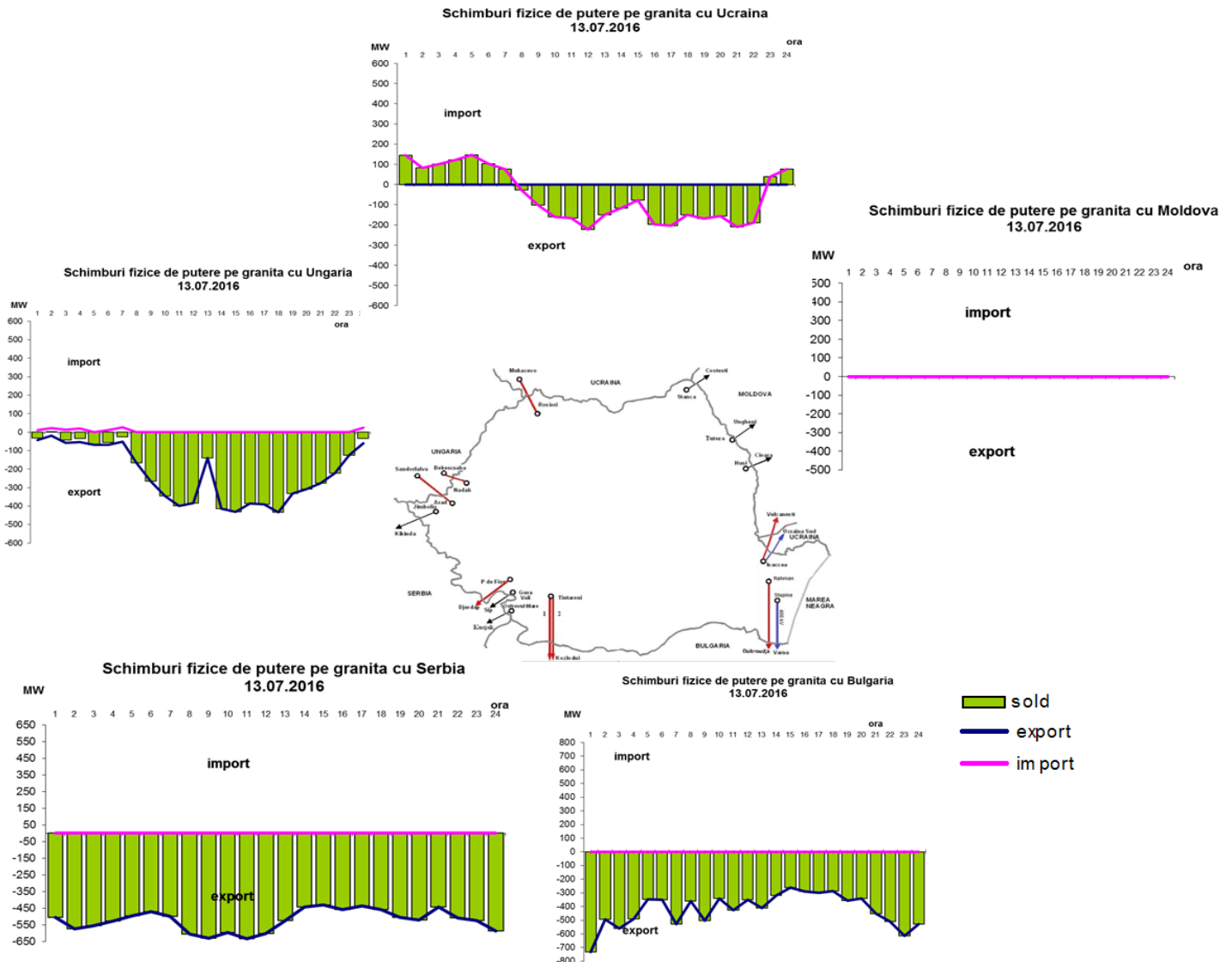
| | | | |
|-----------------------------|--------------|------|------|
| Structura productie [MWh/h] | Carbune | 2048 | 26% |
| | Hidrocarburi | 1334 | 17% |
| | Ape | 2562 | 32% |
| | Nucleare | 1371 | 17% |
| | Eolian | 367 | 5% |
| | Foto | 261 | 3% |
| | Biocomb. | 56 | 1% |
| Total productie | | 7997 | 100% |



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 soldului SEN si repartizarea lui pe granite sunt reprezentate in graficele de mai jos.

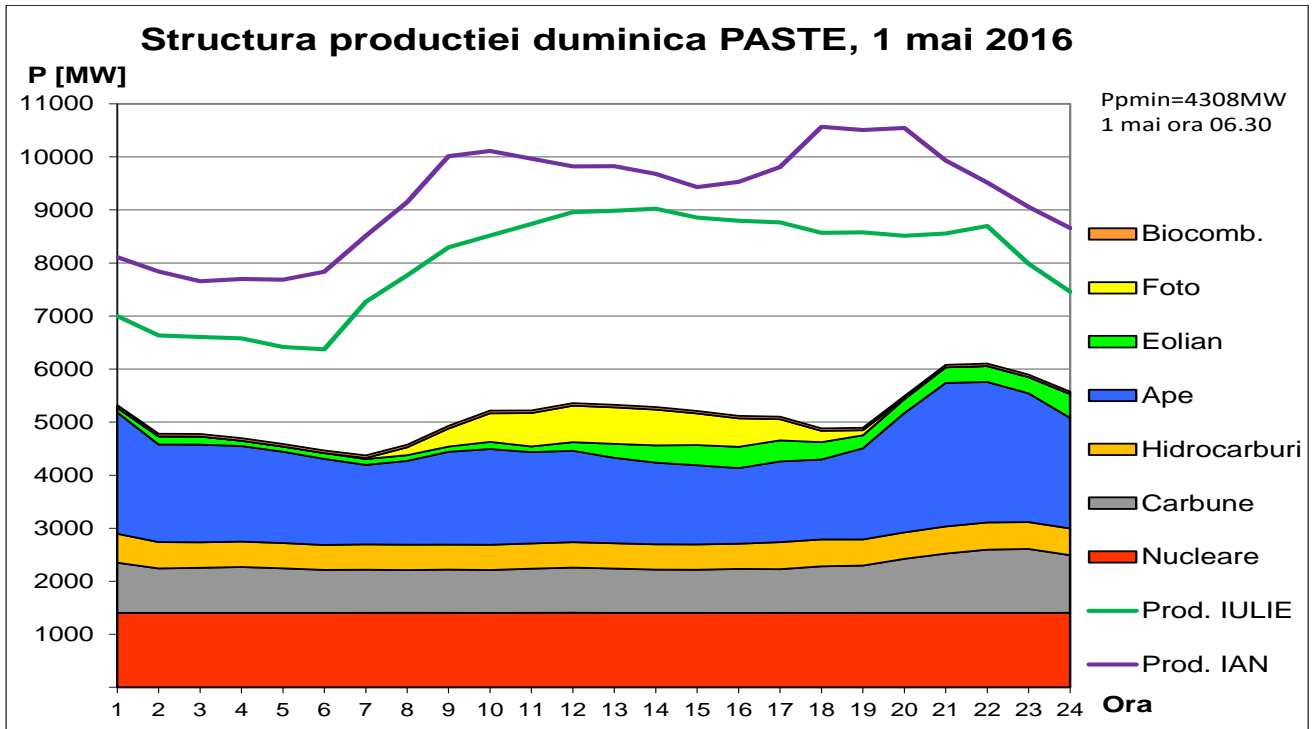


Schimburile fizice pe granite in ziua caracteristica de vara – 13 iulie 2016

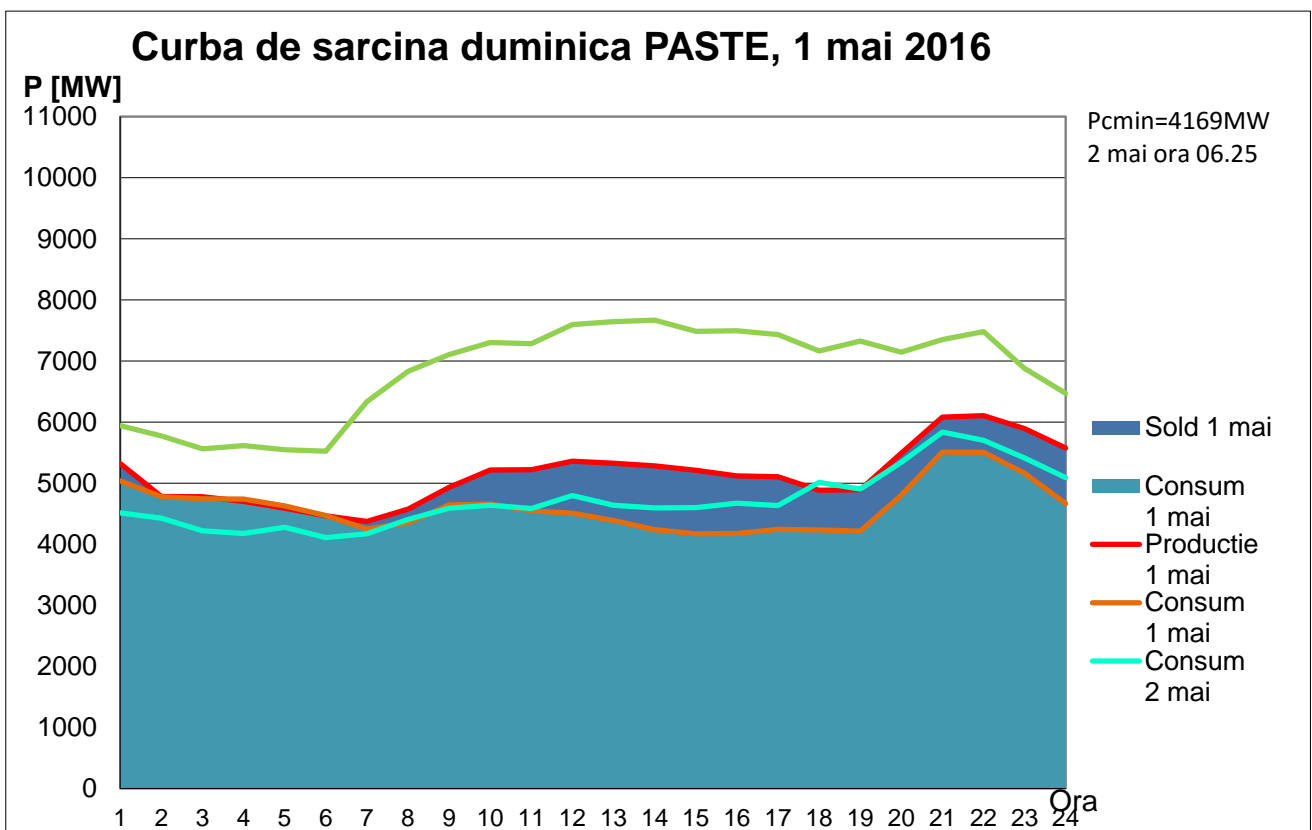


2.2. Consumuri inregistrate in vara 2016

In perioada analizata a fost atins si golul minim anual in perioada de sarbatoare de Paste. Pentru o analiza comparativa a diferentei intre gol si varf, sunt reprezentate pe graficul de mai jos productia in ziua de 1 Mai si productiile in a 3-a miercuri a lunii iulie si a 3-a miercuri a lunii ianuarie 2016.



Pentru ca o parte din aceasta productie este pentru acoperirea soldului, s-au reprezentat in graficul de mai jos consumurile din zilele de 1 si 2 mai 2016 si consumul din a 3-a miercuri a lunii iulie. Consumul minim a fost de 4169 MW si s-a atins in dimineata zilei de 2 mai la ora 06.25.

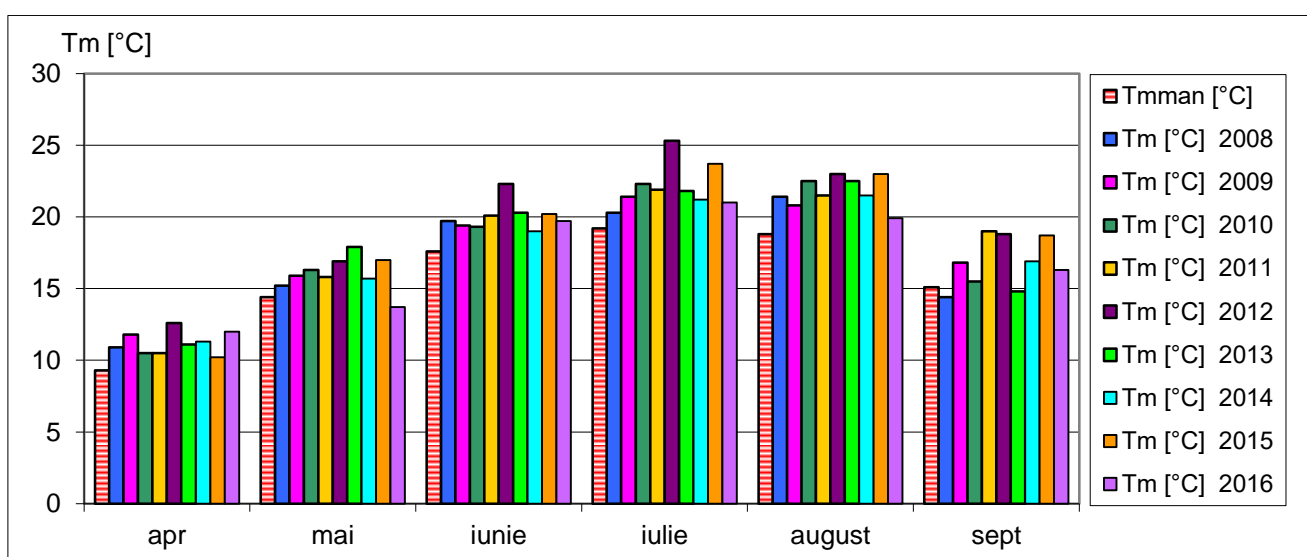


Se considera perioada de vara pentru calcule intervalul 1 aprilie – 30 septembrie.

Vara anului 2016 a fost o vara mai putin calduroasa, maximele fiind atinse in luna iulie. Incalzirea a inceput in luna iunie, care a adus temperaturi ridicate diurne, dupa o luna mai foarte friguroasa. Efectul imediat a fost o crestere a consumului datorita instalatiilor de aer conditionat.

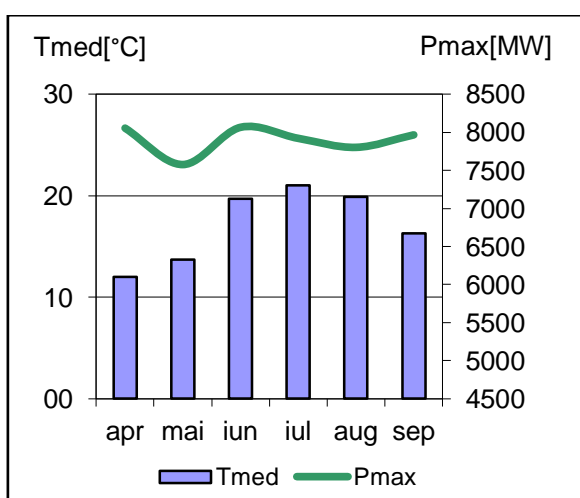
In tabelul de mai jos sunt detaliate temperaturile medii lunare pentru ultimii 9 ani:

| Luna | Tmman [°C] | Tm [°C] 2008 | Tm [°C] 2009 | Tm [°C] 2010 | Tm [°C] 2011 | Tm [°C] 2012 | Tm [°C] 2013 | Tm [°C] 2014 | Tm [°C] 2015 | Tm [°C] 2016 |
|--------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| apr | 9.3 | 10.9 | 11.8 | 10.5 | 10.5 | 12.6 | 11.1 | 11.3 | 10.2 | 12.0 |
| mai | 14.4 | 15.2 | 15.9 | 16.3 | 15.8 | 16.9 | 17.9 | 15.7 | 17.0 | 13.7 |
| iunie | 17.6 | 19.7 | 19.4 | 19.3 | 20.1 | 22.3 | 20.3 | 19 | 20.2 | 19.7 |
| iulie | 19.2 | 20.3 | 21.4 | 22.3 | 21.9 | 25.3 | 21.8 | 21.2 | 23.7 | 21.0 |
| august | 18.8 | 21.4 | 20.8 | 22.5 | 21.5 | 23.0 | 22.5 | 21.5 | 23.0 | 19.9 |
| sept | 15.1 | 14.4 | 16.8 | 15.5 | 19 | 18.8 | 14.8 | 16.9 | 18.7 | 16.3 |



Tm- temperatura medie lunara

Tm_m- temp. medie lunara multianuala

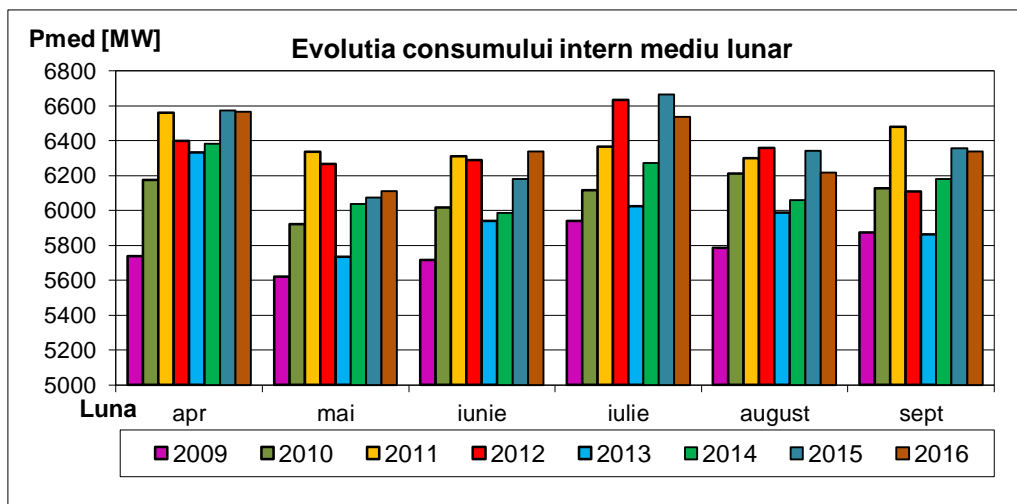


| Luna | Tmed | Pmax |
|------|------|------|
| apr | 12.0 | 8054 |
| mai | 13.7 | 7576 |
| iun | 19.7 | 8065 |
| iul | 21.0 | 7920 |
| aug | 19.9 | 7802 |
| sep | 16.3 | 7956 |

In luna iunie in zilele de 22 si 23 in jurul orei 14 valoarea consumului intern brut a depasit 8000 MW.

Evolutia valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale verilor 2009-2016 este prezentata in graficul de mai jos :

| Pmed lunara | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | MW | MW | MW | MW | MW | MW | MW | MW |
| apr | 5737 | 6174 | 6560 | 6398 | 6332 | 6381 | 6572 | 6567 |
| mai | 5620 | 5921 | 6337 | 6265 | 5735 | 6038 | 6073 | 6110 |
| iunie | 5717 | 6017 | 6311 | 6287 | 5940 | 5988 | 6181 | 6340 |
| iulie | 5941 | 6115 | 6366 | 6635 | 6024 | 6273 | 6665 | 6535 |
| august | 5785 | 6212 | 6301 | 6359 | 5987 | 6059 | 6341 | 6219 |
| sept | 5876 | 6127 | 6479 | 6110 | 5863 | 6181 | 6356 | 6340 |



Valoarea maxima a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 8065 MW înregistrat în ziua de joi 23 iunie 2016 ora 14. Valoarea minima a consumului intern brut a fost înregistrata in noaptea de ziua de 2 mai 2016 ora 6.25 fiind de 4169 MW (gol de noapte de sarbatoare Paste). Exceptand zilele de Paste consumul minim al lunii mai este 4439 MW ora 4 dimineata marti 3 mai (prima zi lucratoare dupa Paste) .

Tabelul 2.2.1 Consumuri inregistrate in vara 2016

| P prognozata in studiul vara 2016 | Realiz. 2016 | [MW] | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|------------------|-------------|----|-------------|----|-------------|----|-------------|----|-------------|---|-------------|---|
| | | Vd-max/ ora | | Vd-med/ ora | | Vs-max/ ora | | Vs-med/ ora | | Gs-min/ ora | | Gs-med/ ora | |
| | Aprilie | 7607 | 9 | 7080 | 9 | 8054 | 21 | 7535 | 21 | 4777 | 4 | 4923 | 4 |
| Vdmed= 7700MW | Mai | 7576 | 10 | 6910 | 10 | 7545 | 21 | 7138 | 21 | 4109 | 6 | 4708 | 4 |
| Exp=1000MW | Iunie | 8065 | 14 | 7131 | 13 | 8004 | 22 | 7200 | 22 | 4427 | 7 | 4896 | 3 |
| Gsmed=4400MW | Iulie | 7920 | 14 | 7464 | 13 | 7742 | 22 | 7367 | 22 | 4766 | 7 | 4984 | 4 |
| Exp=650MW | August | 7802 | 12 | 7043 | 14 | 7529 | 21 | 7204 | 21 | 4409 | 7 | 4905 | 4 |
| | Septembrie | 7518 | 9 | 6942 | 10 | 7966 | 20 | 7462 | 20 | 4720 | 3 | 4886 | 3 |
| | Val.medie | 7748 | | 7095 | | 7807 | | 7318 | | 4535 | | 4884 | |

Vd-varf de dimineata,

Vs-Varf de seara,

GS-Gol de noapte de sarbatoare,

Gn-Gol de noapte pentru zi lucratoare

Abaterea de prognoza a consumului considerat în studiul anterior „Planificarea operationala a SEN in vara 2016” este :

- de -0.4%, fata de consumul inregistrat la varful de seara vara(mai-iunie),
- de -5.1%, fata de consumul inregistrat la varful de seara vara(iulie-septembrie),
- de -7.2%, fata de consumul inregistrat la varful de dimineata si
- de 3.1% fata de consumul inregistrat la golul de noapte de sarbatoare.

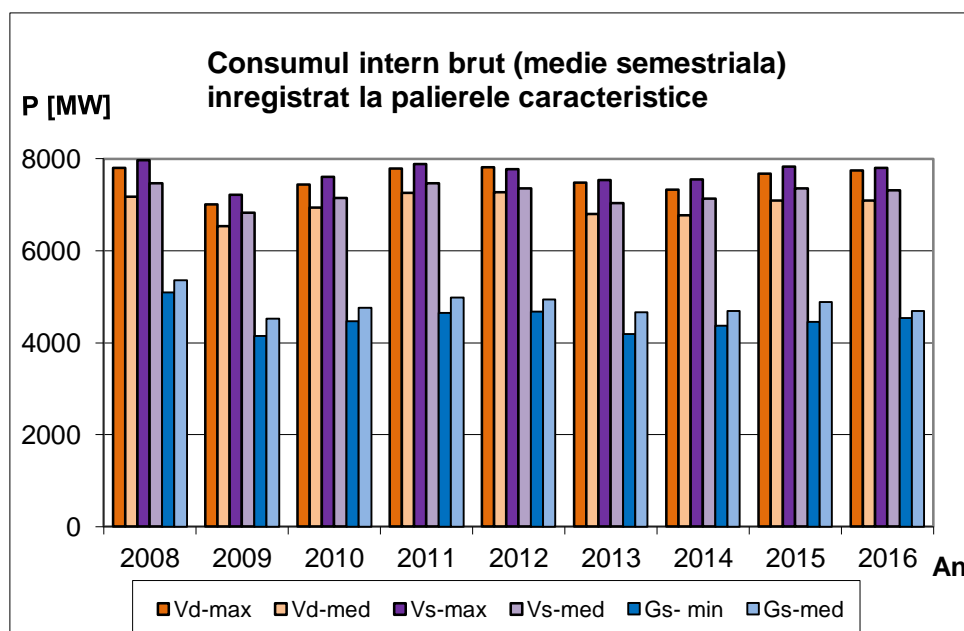
In orice caz, calculele si analizele au fost acoperitoare pentru toate situatiile analizate.

| Perioada | Tip palier consum | Varf realizat | Varf estimat | Abatere prognoză | Gol sarbatoare realizat | Gs estimat | Abatere prognoză |
|----------------|-------------------|---------------|--------------|------------------|-------------------------|------------|------------------|
| | Val.med | | | | | | |
| Vs mai -iun. | Val.med | 7169 | 7200 | -0.4% | 4535 | 4400 | 3.1% |
| Vs 5 iun.-sep. | Val.med | 7308 | 7700 | -5.1% | | | |
| Vd 5 iun.-sep. | Val.med | 7145 | 7700 | -7.2% | | | |

Evoluția consumului intern brut (medie semestrială) înregistrat la palierelor caracteristice în anii 2010÷2016 este prezentat în graficul următor:

[MW]

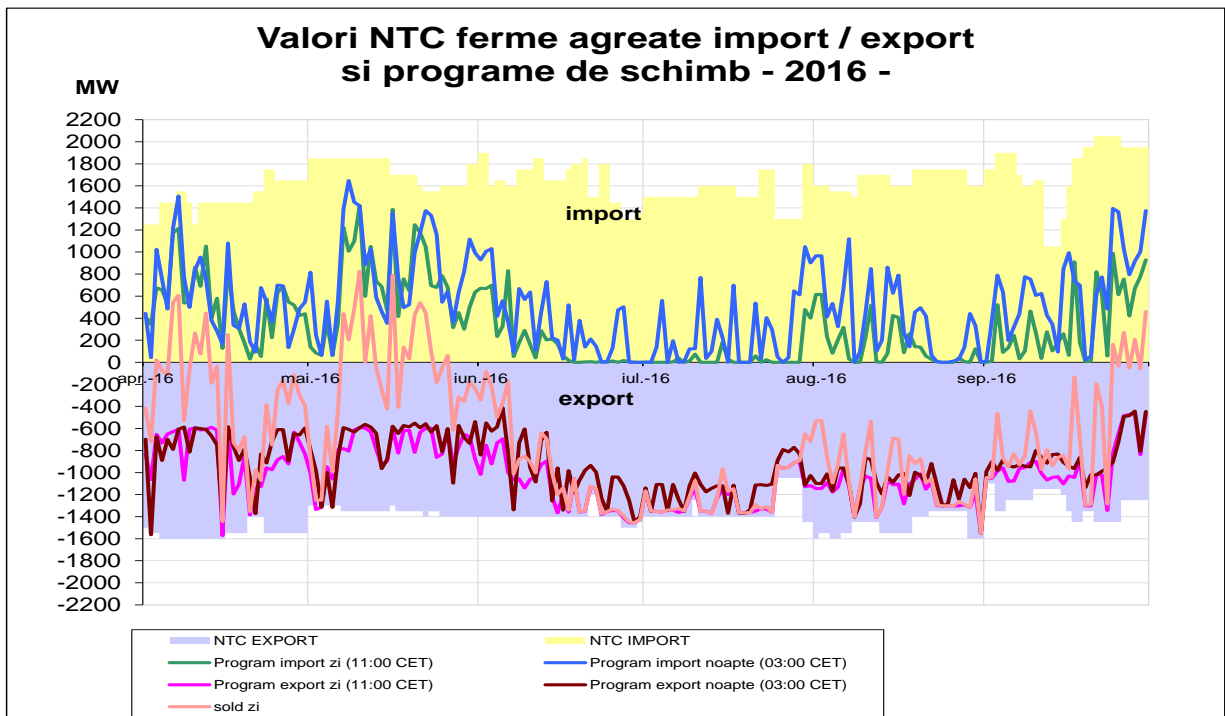
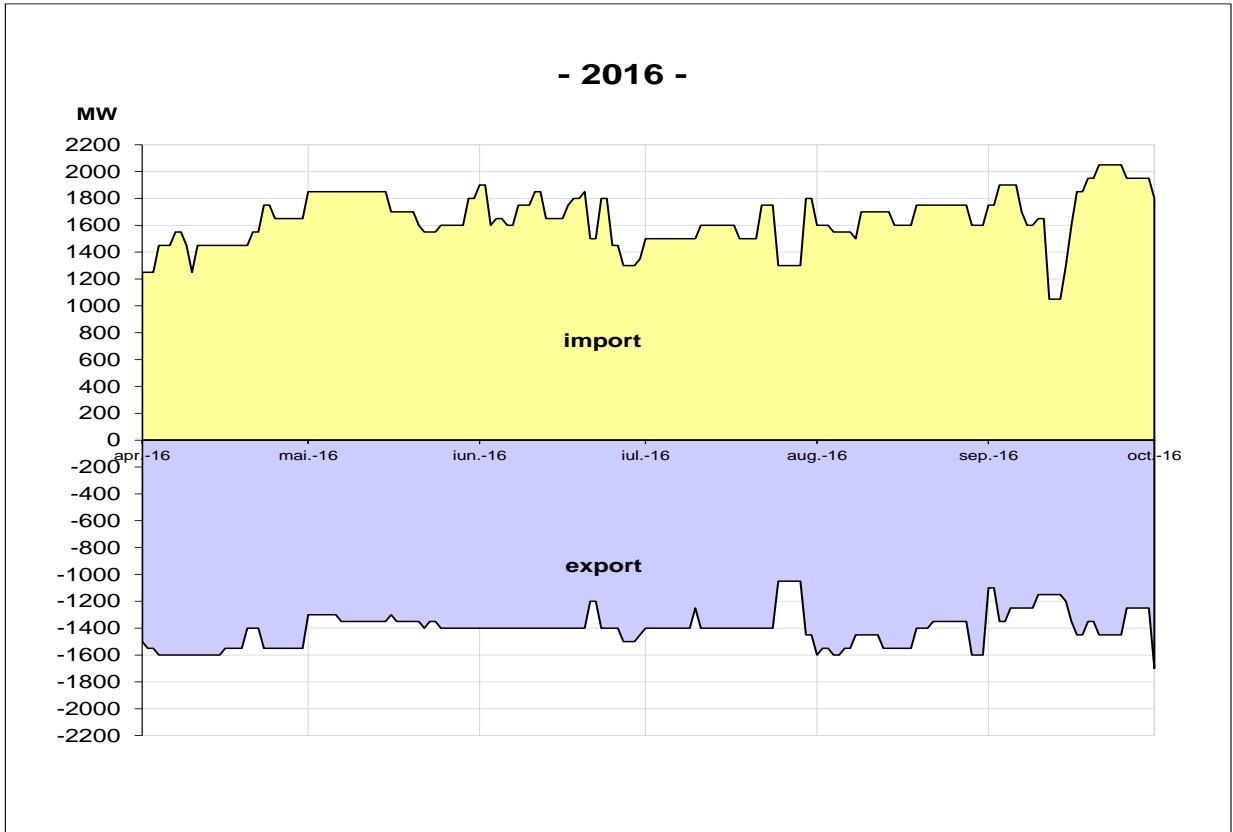
| anul | Vd-max | Vd-med | Vs-max | Vs-med | Gs-min | Gs-med |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2008 | 7807 | 7175 | 7975 | 7474 | 5101 | 5355 |
| 2009 | 7017 | 6531 | 7223 | 6824 | 4145 | 4526 |
| 2010 | 7439 | 6946 | 7613 | 7147 | 4472 | 4760 |
| 2011 | 7794 | 7262 | 7884 | 7468 | 4649 | 4983 |
| 2012 | 7822 | 7268 | 7783 | 7361 | 4676 | 4937 |
| 2013 | 7484 | 6802 | 7533 | 7044 | 4194 | 4663 |
| 2014 | 7329 | 6769 | 7558 | 7131 | 4368 | 4687 |
| 2015 | 7672 | 7093 | 7835 | 7363 | 4458 | 4879 |
| 2016 | 7748 | 7095 | 7807 | 7318 | 4535 | 4695 |



2.3. Valori NTC in vara 2016

Utilizarea valorilor NTC calculate pentru perioada de vara 2016 pentru realizarea importului / exportului sunt prezentate in graficul de mai jos.

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



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2017

Scenariul de referință utilizat la modelarea funcționării pieței de energie electrică din România cu modelul Powrsym4 pentru anul 2017, prevede o evoluție cvasiconstantă a cererii de energie electrică în sezonul de vară 1 aprilie – 30 septembrie, față de aceeași perioadă a anului trecut, decuplată de proiecția de creștere economică, estimată de Comisia Națională de Prognoza la 4,3% („Prognoza preliminară de toamnă 2016”).

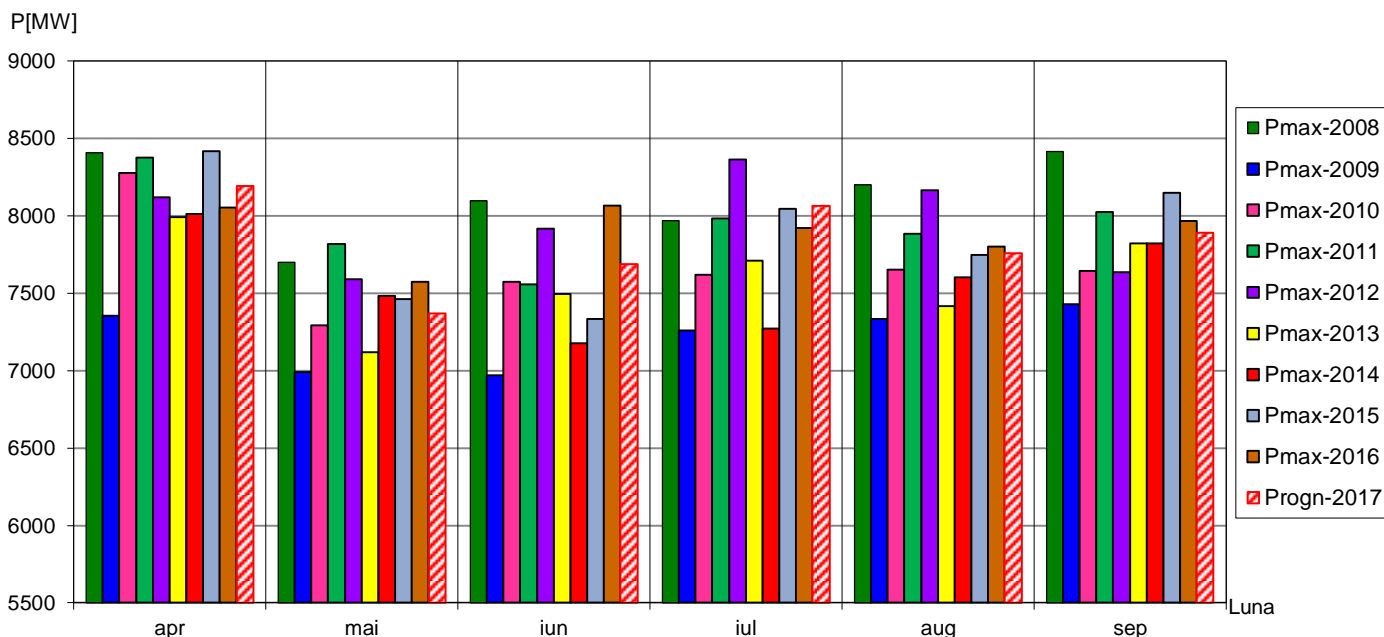
confidential

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2017

S-au analizat înregistrările consumului intern brut pentru perioada de vară din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul compartimentului Modelare Piețe de Energie și Prognoze (MPEP) - valori maxime/minime lunare la palierele caracteristice.

Conform datelor MPEP, valorile Pmax prognozate pentru vara 2017 sunt:

| Luna | Pmax-2008 | Pmax-2009 | Pmax-2010 | Pmax-2011 | Pmax-2012 | Pmax-2013 | Pmax-2014 | Pmax-2015 | Pmax-2016 | Progn-2017 |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| apr | 8409 | 7354 | 8278 | 8378 | 8122 | 7992 | 8014 | 8416 | 8054 | 8190 |
| mai | 7701 | 6989 | 7292 | 7818 | 7589 | 7119 | 7481 | 7463 | 7576 | 7370 |
| iun | 8097 | 6969 | 7576 | 7559 | 7919 | 7494 | 7176 | 7334 | 8065 | 7690 |
| iul | 7970 | 7258 | 7620 | 7983 | 8363 | 7711 | 7271 | 8046 | 7920 | 8065 |
| aug | 8201 | 7335 | 7652 | 7886 | 8164 | 7415 | 7601 | 7748 | 7802 | 7760 |
| sep | 8416 | 7431 | 7646 | 8023 | 7636 | 7821 | 7822 | 8150 | 7966 | 7890 |



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curba de sarcină s-au obținut pentru analize valori medii prognozate pentru palierele de vârf și de gol.

În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 7 paliere de consum pentru care sunt elaborate 7 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Confidential

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 312 MW și 471 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției în funcție de tipul de combustibil) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED.

2.6. Capacitati de productie

Situatia capacitatilor de productie din SEN la data de 1 Ianuarie 2017 si care sunt estimate ca vor fi disponibile pentru vara 2017 conform datelor primite de la SACRE din cadrul RAF este prezentata in tabelul 2.6.

| | Pi | Ci | Pneta | Rpp | Pd |
|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Total SEN | 24714.44 | 21784.23 | 19928.29 | 3786.50 | 20927.93 |
| Carbune | 6240.27 | 5190.27 | 4467.07 | 1318.00 | 4922.27 |
| din care | | | | | |
| Huila | 1353.00 | 1353.00 | 1160.00 | 72.00 | 1281.00 |
| Hidrocarburi | 5791.82 | 3940.23 | 3432.61 | 2054.26 | 3737.56 |
| TOTAL TERMO | 12032.09 | 9130.49 | 7899.68 | 3372.26 | 8659.83 |
| Apa | 6744.32 | 6716.92 | 6357.03 | 327.77 | 6416.56 |
| din care | | | | | |
| Hidroelectrica | 6393.56 | 6378.12 | 6051.18 | 294.52 | 6099.04 |
| Biomasa | 128.59 | 127.76 | 119.32 | 3.02 | 125.57 |
| Eolian | 3024.85 | 3024.53 | 2973.05 | 16.37 | 3008.48 |
| Fotovoltaice | 1371.53 | 1371.52 | 1279.20 | 67.04 | 1304.49 |
| Geotermala | 0.05 | 0.00 | 0.00 | 0.05 | 0.00 |
| Nuclear | 1413.00 | 1413.00 | 1300.00 | 0.00 | 1413.00 |

unde:

$P_i = P_{neta} + C_{si} + C_{sg} + P_{tb}$

$P_i = P_d + R_{pp}$

$P_i = C_i + P_i \text{ gr. Conservare} + P_i \text{ gr. Retrase pe intervale mai mari de un an}$

$P_i = \text{Putere instalata}$ $P_{neta} = \text{Puterea neta}$

$C_i = \text{Capacitate instalata}$ $P_d = \text{Puterea disponibila}$

$C_{si} = \text{Puterea consumata in serviciile proprii ale generatorului}$

$C_{sg} = \text{Cota parte din consumul serviciilor generale}$

$P_{tb} = \text{Consumul in transformatorul de bloc}$

$R_{pp} = \text{Reducerile permanente de putere}$

La acoperirea consumurilor și a soldului prognozat in studiu s-a ținut cont de Programul anual de reparatii grupuri pentru anul 2017.

Tendinta mondiala, referitoare la capacitatile de productie, este de a reduce productia in instalatiile de productie bazate pe combustibili fosili si de a creste productia bazata pe surse regenerabile. In acest sens s-a considerat un scenariu de calcul cu productie foarte mare in centralele hidroenergetice (B4), valoare ce se poate atinge in perioadele ploioase.

2.7. Variantele de balanta

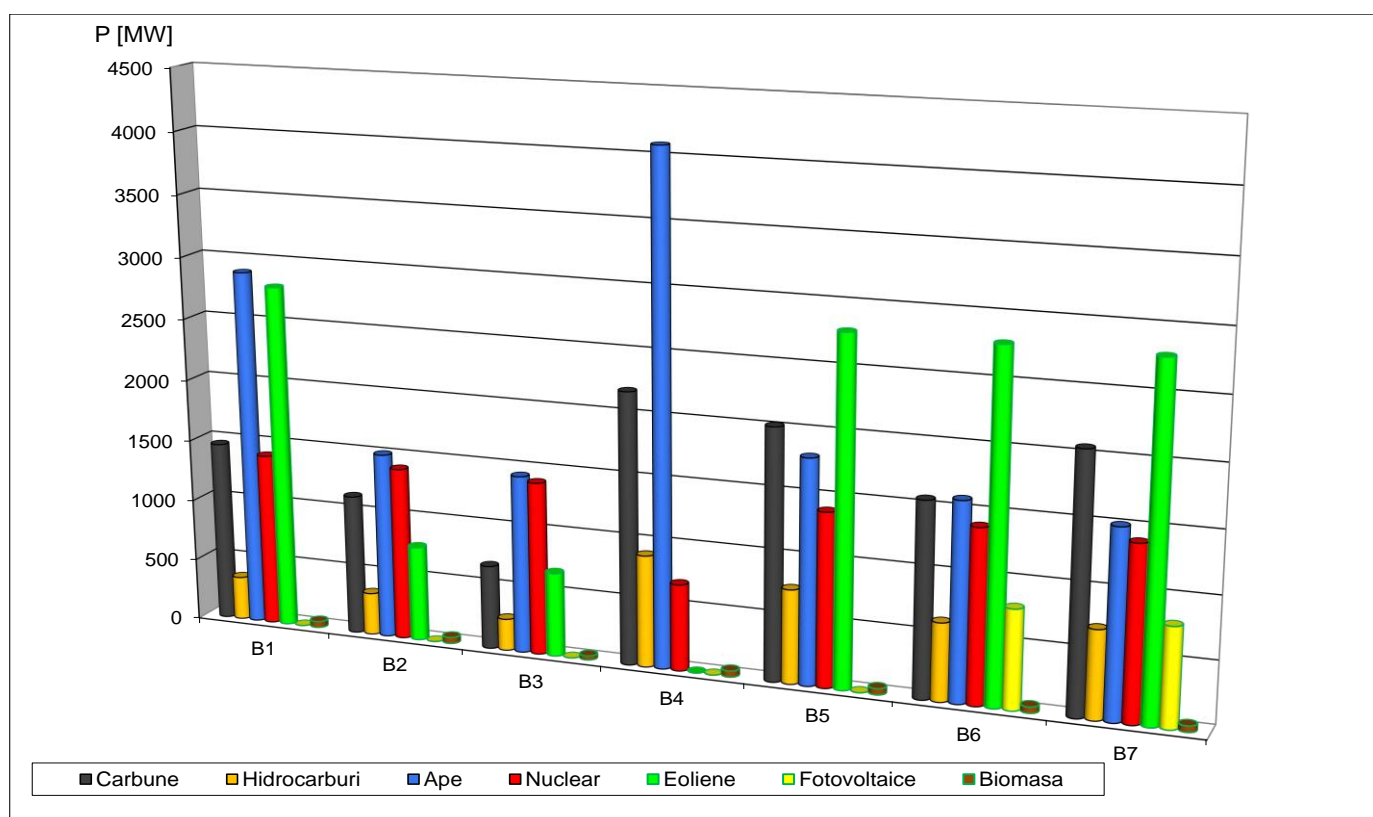
Modul de acoperire a consumului intern brut si a soldului la diferite paliere de consum este prezentat in tabelul urmasor considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil.

confidential

În anexa 2.7.1 sunt prezentate productiile în centrale în cele 6 variante de balanta analizate la functionarea SEN în vara 2017. Schema de calcul este definita in anexa la Tema studiului.

Anexele 2.7.2 – 1, 2 si 3 contin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor în valori absolute si în procente.

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



3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1.04.2017 – 30.09.2017.

S-a considerat SEN functionand **interconectat** cu reseaua europeana continentală sincronă incluzand sistemul electroenergetic ale zonei de Vest a Ucrainei si sistemul electroenergetic al Turciei.

Modelul retelei externe pentru palierele de varf de sarcina de vara este cel prognozat pentru vara 2017, realizat pe baza soldului comunicat de fiecare OTS si armonizat in „Base Case Exchange table”. Se mentioneaza ca modelul sezonier furnizat in cadrul grupului de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E nu a fost disponibil pana la data finalizarii studiului. Modelul retelei externe pentru palierul de gol de sarcina este asimilat unui gol dintr-o zi de sarbatoare din sezonul de vara precedent, ora 3:30 CET.

Liniile de interconexiune ale SEN luate in considerare la analiza regimurilor sunt:

- LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap
- LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo
- LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui (doar un circuit in functiune, unul in rezerva)
- LEA 400 kV Rahman-Dobrudja
- LEA 400 kV Stupina-Varna
- LEA 400 kV Arad-Sandorfalva
- LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba. S-a considerat ca linia 400 kV Oradea Sud-Nadab nu este in functiune.

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

Au fost analizate regimuri stationare de functionare in:

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

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

- incadrarea tensiunilor si curenților in limitele admisibile in regimuri de durata cu respectarea criteriului de siguranta (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru unitatile de transformare modelate, in scopul reducerii pierderilor in SEN;
- determinarea restrictiilor in functionare, respectiv a conditionarilor de regim;
- debucularea retelei de 110 kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reseaua de 220 kV si 400 kV si sunt respectate criteriile de calitate a energiei electrice si de siguranta;
- identificarea necesitatilor de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale productiei CEE, in anumite regimuri, in conditii de siguranta pentru SEN;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti si in S4, S5 si S6;
- determinarea capacitatilor de schimb (NTC);
- schimb de putere reactiva apropiat de zero pe liniile de interconexiune.

3.1. Scheme de calcul

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

Retragerile de lunga durata din exploatare, pentru lucrari de RTh sunt cele cuprinse in programul anual de retrageri 2017, cu modificarile ulterioare sedintei de avizare si in informatiile primite de la Directia de Investitii.

Se tine cont si de indisponibilitati, de puneri in functiune, de decalari de lucrari, in masura in care informatiile sunt primite in timp util.

Pe baza analizei regimurilor se face o propunere de schema normala de functionare a SEN, care este prezentata in **confidential** pentru retea de 400 kV si 220 kV, respectiv de 110 kV.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile si cele puse in functiune in schemele de calcul, raportate la schema normala sezon iarna 2016-2017, sunt prezentate in continuare.

| DET | Schema de calcul A: aprilie-iunie 2017 | Schema de calcul B: iulie-septembrie 2017 |
|-----|--|---|
| 1 | RTh Suceava, RTh Dumbrava, RTh Stejaru; Finalizare RTh Marasesti, Vultur, Cuza Voda | |
| 2 | RTh Medgidia Sud; AT1 220/110 kV Brazi Vest indisponibil; LES 110 kV Fundeni-Obor c2 nou; Statii noi: Liviu Rebreanu, Academia Militara, Parc Drumul Taberei; indisponibilitate BC 400 kV Smardan; BC2 750 kV Isaccea retrasa definitiv din exploatare | |
| | LEA 400 kV provizorat Bucuresti Sud-Cernavoda | Desfiintare LEA 400 kV provizorat Bucuresti Sud-Cernavoda |
| 3 | RTh Bradu (inclusiv AT 2 220/110 kV, AT 3 400/220 kV noi), AT 220/110 kV Raureni nou; Finalizare RTh Sardanesti | |
| 4 | RTh Resita, AT 2 220/110 kV Hasdat indisponibil, AT1 220/110 kV Pestis indisponibil (se va disponibiliza pana la retragerea in vederea inlocuirii a AT2 220/110 kV Pestis) | |
| 5 | Finalizare RTh Campia Turzii, AT 220/110 kV Ungheni nou | |

DET 1:

-Conform solicitarii DET 1, **buclele si cuplele de 110 kV** se mentin ca in schema normala de iarna 2016-2017;

Se mentioneaza urmatoarele:

Schemele de calcul A si B

LEA 110 kV Razboieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Targu Frumos si LEA 110 kV Barlad-Glavanesti se mentin in functiune;

LEA 110 kV Ostrov-Zatna-Lebada-Lunca-Lacu Sarat, circ.1 si 2 va fi deconectata in statia Ostrov.

-RTh statia 110 kV **Suceava** este in evolutie pe parcursul mai multor luni si se considera urmatoarea schema:

- o T2 400/110 kV Suceava este in functiune pe celula mobila;
- o T4 110/20 kV in Suceava in functiune;
- o se retrage AT 220/110 kV Suceava; LEA 220 kV Suceava-FAI va functiona la 110 kV, in celula Suceava din statia Falticeni, iar in capatul FAI pe celula AT2 220/110 kV FAI;
- o LEA 110 kV Falticeni-Suceava este deconectata in Suceava;
- o provizorat linie lunga 110 kV Gura Humorului-Radauti-Suceava, deconectata in Radauti;
- o provizorat linie lunga 110 kV Targu Neamt-Veresti-Suceava, deconectata in Suceava;
- o LEA 110 kV Suceava-Conexiuni este in functiune;
- o LEA 110 kV Rulmentul este in functiune;
- o LEA 110 kV Suceava-CET Suceava c2 este in functiune, iar LEA 110 kV Suceava-CET Suceava c1 este deconectata ;

-RTh statia 110 kV **Stejaru**, productia CHE Stejaru este diminuată cu cca. 25%Pinst, datorita lucrarilor la unele grupuri; se conecteaza CT110 kV Stejaru, cu trecere de pe bara B1 pe bara B2-110 kV Stejaru a uneia din liniile 110 kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si a uneia din liniile 110 kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Tg. Neamt;

-RTh **Dumbrava**, pe rand cate un AT 220/110 kV Dumbrava retras;

-RTh statia **Marasesti**, finalizare, cu reconectarea LEA 110 kV Marasesti-Focsani Nord;

-Este in desfasurare lucrarea de intarire a evacuării productiei CEE Corni+Cudalbi, prin construirea noii LEA 110 kV Cudalbi-ICM Tecuci;

DET 2:

-Conform solicitarii DET 2 **buclele si cuplele de 110 kV** se mentin ca in schema normala de iarna 2016-2017;

Se mentioneaza urmatoarele:

Schemele de calcul A si B

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

S-a considerat in cadrul tuturor analizelor $I_{adm, 30^\circ C}=485$ A, pe LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei, tinand cont de sectiunea conductoarelor active de racord ale celulei LEA 110 kV Baltagesti pana la stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei, desi de la stalpul nr. 1 din statia G. Ialomitei conductorul activ are sectiunea 450 mm².

-LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti este deconectata, la fel ca in schema normala de iarna 2016-2017;

Se functioneaza cu:

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

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

-LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectata in statia Mihai Viteazu;

-RTh statia **Medgidia Sud**:

o T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare; ca urmare LEA 400 kV Cernavoda-Medgidia Sud functioneaza in schema provizorat bloc cu T2-250 MVA printr-un cablu de 400 kV.

-AT1 220/110 kV Brazi Vest se preconizeaza ca va fi indisponibil pe parcursul verii 2017. Ca urmare analizele vor fi facute luand in considerare urmatoarele masuri: conectare LEA 110 kV Valea Calugaresca-Urziceni, conectare CT 110 kV Valea Larga si Doftana;

-LES 110 kV Fundeni-Obor, c2 echipat cu conductor nou;

-Statii noi 110 kV: Liviu Rebreanu, Academia Militara, Parc Drumul Taberei;

-Statia Bucuresti Centru noua: LES 110 kV Panduri este in functiune, LES Bucuresti Nord in rezerva (la fel ca in iarna 2016-2017), CT 110 kV Centru conectata;

-CT 110 kV Salaj conectata, LES 110 kV Vulcan-Salaj deconectata;

-LES 110 kV Panduri-Cotroceni deconectata;

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

Schema de calcul A

-**LEA 400 kV Bucuresti Sud-Cernavoda provizorat**, in vederea remedierii/inlocuirii modulului GIS aferent TC 400 kV si SL 400 kV, faza T, al celulei LEA 400 kV Cernavoda circ. 2 din statia Gura Ialomitei.

LEA 400 kV Bucuresti Sud – Cernavoda provizorat este formata din:

-fosta LEA 400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, cu SL 400 kV deschis si blocat in celula LEA 400 kV Bucuresti Sud in statia Gura Ialomitei;

-fosta LEA 400 kV Cernavoda–Gura Ialomitei circ. 2, de la statia Cernavoda pana la rigla statiei Gura Ialomitei, cu cordoanelor de coborare de la rigla statie dezlegate spre celula;

-sunturi realizate intre cele doua LEA in deschiderea 478–479 a fostei LEA 400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei si in deschiderea 201–202 a fostei LEA 400 kV Cernavoda–Gura Ialomitei circ. 2.

Acest provizorat se estimeaza ca va dura pana in luna iunie-iulie 2017, astfel incat el se considera desfiintat in schema de calcul B.

DET 3:

-Conform solicitarii DET 3, **buclele si cuplele de 110 kV** se mentin ca in schema normala de iarna 2016-2017;

Se mentioneaza urmatoarele:

Schemele de calcul A si B

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

-RTh statia **Bradu**:

o In statia noua 400 kV Bradu se considera in functiune un singur AT 400/220 kV (AT4); se mentioneaza ca AT3 400/220 kV Bradu se pune in functiune in august 2017. AT3 400/220 kV Bradu vechi este retras din exploatare din anul 2016. Ambele AT-uri noi 400/220 kV au reglaj de tip longitudinal;

o In statia 220 kV Bradu se considera in functiune un singur AT 220/110 kV (AT2); se mentioneaza ca AT1 220/110 kV Bradu nou se pune in functiune in octombrie 2017, in timp ce AT1 220/110 kV Bradu vechi este retras definitiv din exploatare din luna martie 2017;

-AT 220/110 kV Pitesti Sud este disponibil si in functiune, prin LEA 220 kV Bradu-Pitesti Sud provizorat;
-RTh statia **Sardanesti** se incheie inaintea perioadei acoperite de prezentul studiu:

- o AT1 220/110 kV Sardanesti este in functiune;
- o LEA 220 kV Urechesti-Sardanesti si Sardanesti-Craiova Nord sunt in functiune;

-Se va functiona cu AT 220/110 kV Urechesti, iar AT 220/110 kV Targu Jiu Nord va fi in rezerva;

-Se mentioneaza ca sunt prevazute a se incepe/continua/finaliza pe perioada verii 2017 lucrari de modernizare a unor statii de 110/20 kV, care presupun pe durata desfasurarii lor diverse buclari in reteaua de 110 kV. S-a decis ca analizele in schemele de calcul A si B se vor face considerand mentinerea acestora in rezerva (LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti, Barbatesti-Carbunesti, Pojaru-Berbesti, CT 110 kV Dragasani, etc.)

DET 4:

-Conform solicitarii DET 4, **buclele si cuplele de 110 kV** se mentin ca in schema normala de iarna 2016-2017;

Se mentioneaza urmatoarele:

Schemele de calcul A si B

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

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

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

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

-In statia **Hasdat** este indisponibil AT2 220/110 kV Hasdat. Ca urmare, in statia Laminoare se conecteaza LEA 110 kV Hasdat c1 si c2 si se deconecteaza CT 110 kV. Se mentin in functiune LEA 110 kV Pestis c1 si c2. Astfel, zona Hasdat va fi buclata cu zonele Pestis si Mintia. LEA 110 kV Simeria-Calan se conecteaza in Calan;

-In statia **Pestis**, AT1 220/110 kV Pestis indisponibil (se va disponibiliza pana la retragerea in vederea inlocuirii a AT2 220/110 kV Pestis)

DET 5:

-Conform solicitarii DET 5, **buclele si cuplele de 110 kV** se mentin ca in schema normala de iarna 2016-2017;

Se mentioneaza urmatoarele:

Schemele de calcul A si B

-RTh statia **Campia Turzii** finalizata:

- o Se pune in functiune AT 220/110 kV Campia Turzii;
- o Se desfiinteaza provizoratele din perioada RTh statie Campia Turzii;
- o Se va functiona cu CT 110 kV Campia Turzii deconectata;
- o Distributia pe barele 110 kV Campia Turzii este:
 - * AT 220/110 kV si cele doua circuite ale LEA 110 kV Aiud-C Campia Turzii cu derivatie IMA si Ocna Mures pe o bara;
 - * Celelalte linii de bucla (Ludus, Calarasi, Iernut, Poiana, Mihai Viteazu) pe cealalta bara.

-Zona 110 kV Campia Turzii va functiona buclat cu zona Alba Iulia, se va functiona cu un singur AT 220/110 kV Alba Iulia si cu CT 110 kV Alba Iulia conectata;

-Se mentioneaza ca sunt puse in functiune LEA 400 kV Iernut-Gadalin si LEA 220 kV Baia Mare 3-Iernut, iar provizoratele realizate pe perioada indisponibilitatii acestor linii se considera desfiintate.

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

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

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

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

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 7 regimuri de functionare a SEN, regimuri care au in vedere balantele de putere determinate la cap. 2.

Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

| Regim | Palier de consum | Pealier consum [MW] | Prod. in CEE [MW] | Prod. in CEF [MW] | Prod. in CECC Petrom Brazi [MW] | Prod. in CNE [MW] | Sold export [MW] |
|-------|------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|-------------------|------------------|
| R1 | VS aprilie | 7800 | confidential | confidential | Confidential | 1400 | Confidential |
| R2 | GNs | 4700 | Confidential | Confidential | Confidential | 1400 | Confidential |
| R3 | Gol Paste | 4000 | Confidential | Confidential | Confidential | 1400 | Confidential |
| R4 | VSV mai-iunie cu 1 CNE | 7400 | Confidential | Confidential | Confidential | 700 | Confidential |
| R5*) | VSV iul-sept | 7800 | Confidential | Confidential | Confidential | 1400 | Confidential |
| R6 | VDV iul-sept | 7800 | Confidential | Confidential | Confidential | 1400 | Confidential |
| R7 | VDV+500 MW | 8300 | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |

*) R5 este regim de baza.

Pe acest regim de varf se efectueaza cele mai multe calcule de stabilitate statica, stabilitate tranzitorie si de determinare a NTC.

Este semnificativ prin durata acoperita, anume lunile iulie-septembrie.

Are un palier de consum cu probabilitate mare de a se realiza.

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

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

3.3. Analiza regimurilor de functionare

Pentru analiza regimurilor de functionare, generatoarele cu o putere instalata de cel putin 50MW au fost modelate individual la medie tensiune.

Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune si generatoarele din CHE Gogosu, Portile de Fier II, Remeti, Munteni, cu puteri instalate mai mici de 50MW.

Celelalte centrale ($P_i < 50\text{MW}$), inclusiv CEE si CEF, au fost modelate la bara 110 kV sau 400 kV (pentru calculele de regim permanent).

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat in studiu CEED $\geq 5\text{MW}$ aflate in functiune la data de

S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos\varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ pentru CEE.

CEED modelate au fost considerate ca facand parte din niste asa numite **zone** de retea, la care se va face referire pe parcursul studiului.

Impactul productiei CEE din fiecare astfel de zona, asupra circulatiilor de putere intr-un anumit regim, regim rezultat in urma unor declansari sau retrageri din exploatare este, in general, comun.

Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE, doar pentru acele CEE care sunt influente asupra incarcarii peste limita admisibila a unui anumit echipament.

Zonele in care se afla CEE, asa cum sunt referite in cadrul studiului, sunt urmatoarele:

- zona 110 kV Dobrogea, compusa din:
 - zona Tulcea;

- **zona Constanta+Medgidia**

In cadrul zonei Constanta+Medgidia se defineste **zona Harsova-Medgidia-Constanta**, delimitata de

- LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud - derivatie Faclia;
- LEA 110 kV Medgidia 1-Medgidia Sud;
- LEA 110 kV Medgidia Nord-Constanta Nord;
- LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord;
- LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua.

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

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

Zona Dobrogea este delimitata de:

- LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea;
- LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda;
- LEA 400 kV Medgidia Sud-Cernavoda;
- LEA 110kV Basarabi-Baltagesti

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

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

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

- **zona sectiunii S6:**

zona Dobrogea;

zona Stupina-Rahman;

zona 110 kV L.Sarat-Smardan;

zona Baltagesti-G. Ialomitei;

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

- **zona Banat.**

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

Tabel 3.2

In tabelul 3.3 sunt prezentate **puterile instalate** (nete disponibile) **individuale**, la 1.07.2016, *gestionarul si solutia de racordare*.

Se mentioneaza ca **nu** au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul productiei disponibile a acestora, la nivelul 1.01.2017 fiind cca. 70 MW din cca. 2970 MW.

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

Tabel 3.3

| DET | Denumire CEE | Pd neta 1.01.2017 | GESTIONAR |
|-----|-------------------------------|----------------------|----------------------------|
| 1 | Apollo Frumusita | 6.0 | SMARTBREEZE |
| 1 | Baleni | 49.9 | ALIZEU EOLIAN |
| 1 | Varlezi | 5.9 | GLOBAL WIND POWER RO |
| 2 | Cerna (Traianu) | 17.5 | ENERGIA VERDE VENTUNO |
| 1 | Cuza Voda | 5.8 | GREEN ENERGY FARM |
| 1 | Dudesti | 7.9 | KELAVENT CHARLIE |
| 1 | Gemenele | 47.5 | BRAILA WINDS |
| 1 | Insuratei | 9.8 | SOFT GROUP |
| 1 | Pechea | 5.8 | DAN HOLDING MGM |
| 1 | Schela | 7.8 | SMART CLEAN POWER |
| 2 | Pogoanele (Luciu) | 8.0 | KELAVENT ECHO |
| 1 | Albesti | 27.5 | SIBIOARA WIND FARM |
| 1 | Electrica Serv 1 + 2 | 14.0 | ELECTRICA SERV |
| 1 | Grebanu (Costieni) | 9.9 | SC EOLIAN CENTER |
| 1 | Topliceni (Costieni) | 9.6 | M&M 2008 |
| 1 | Vanatori (in Harlau) | 9.0 | SC CATALAN Electric SRL |
| 1 | Vutcani | 24.0 | EDP Renewables |
| 1 | Corni | 68.5 | CORNI EOLIAN SRL |
| 1 | Cudalbi | 9.8 | BRIDGECONSTRUCT |
| 2 | Babadag 1 | 33.0 | EVIVA NALBANT |
| 2 | Babadag 2 | 8.2 | EVIVA NALBANT |
| 2 | Babadag 3 | 30.0 | GROUND INVESTMENT CORP |
| 2 | Baia 3 | 9.9 | BLUE PLANET INVESTMENTS |
| 2 | Baia 4 | 9.8 | HOLROM RENEWABLE ENERGY |
| 2 | Baia 2 | 5.0 | HOLROM RENEWABLE ENERGY |
| 2 | Caierac Bestepe | 6.2 | SC BLUE LINE ENERGY |
| 2 | Casimcea 2 | 5.8 | INTERTRANS KARLA |
| 2 | Casimcea 1 (in Cismeaua Noua) | 10.0 | ELECTRICOM |
| 2 | Cernavoda 1 | 68.1 | CERNAVODA POWER |
| 2 | Cernavoda 2 | 68.1 | CERNAVODA POWER |
| 2 | Chirnogeni | 75.9 | EP WIND PROJECT (ROM) SIX |
| 2 | Cobadin 1 | 25.5 | EDP Renewables |
| 2 | Corugea | 69.0 | ENEL GREEN POWER |
| 2 | Dorobantu | 42.7 | OMV Petrom Wind Power |
| 2 | Galbiori (in Harsova) | 5.0 | MONSSON ALMA |
| 2 | Horia | 7.5 | HORIA GREEN |
| 2 | Mihai Bravu | 6.0 | EOL ENERGY |
| 2 | Mihai Viteazu | 79.0 | EOLICA DOBROGEA ONE SRL |
| 2 | Mihai Viteazu 2 | 13.8 | WIND FARM MVI |
| 2 | Mireasa 1 | 50.0 | MIREASA ENERGIES |
| 2 | Mireasa 2 | 10.0 | ECO POWER WIND |
| 2 | Nalbant | 13.8 | ENEX |
| 2 | Nicolae Balcescu 1 | 9.6 | GENERAL CONCRETE CERNAVODA |
| 2 | Pantelimon (Siriu) | 4.8 | EOLIAN PROJECT |
| 2 | Pecineaga 2 | 6.0 | WIND PARK INVEST |
| 2 | Pestera | 89.0 | PESTERA WIND FARM |
| 2 | Salbatica 1 | 68.5 | ENEL GREEN POWER |
| 2 | Salbatica 2 | 68.5 | BLUE LINE VALEA NUCARILOR |
| 2 | Sarichioi | 31.4 | EDP Renewables |
| 2 | Silistea | 24.8 | ROMCONSTRUCT TOP |

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

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a facut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. In tabelul 3.4 se prezinta CEF modelate, DET-ul in care se afla, statia in care a fost modelata ca fiind racordata CEF respectiva si puterea disponibila neta la 1.01.2017.

S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos\varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ pentru CEF care debiteaza la 110 kV si schimb de reactiv 0 cu reseaua pentru cele care debiteaza in reseaua de mt.

S-au considerat CEF in functiune in regimurile R6 si R7, palier de varf de consum de dimineata, la valoarea de productie de cca. 800 MW.

Tabel 3.4

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

3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N

Are ca scop:

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

In continuare sunt prezentate rezultatele analizelor dupa cum urmeaza:

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

A. Circulatii de putere

Regimul R5 ca regim de baza este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 5, palier de consum VSV, sold **confidential**, banda primara de variatie a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, productie CEE **confidential**, productie CEF **confidential**

Modul de stabilire a productiei maxim admisibile este prezentat la capitolul D, Regim R5.

In regimul de baza R5, liniile de 400 kV, cu exceptia primelor 6 pozitii din tabelul de mai jos, sunt incarcate sub 50% din valoarea maxima admisibila de durata a curentului.

LEA 400 kV cele mai incarcate in regimul R5 sunt, in ordine descrescatoare:

| | Denumire linie / sens circulatie P | | | Circulatie |
|----------|------------------------------------|---|-------------------|------------|
| | din | | catre | P[MW] |
| L 400 kV | TULCEA V. | - | ISACCEA | 904 |
| L 400 kV | SMIRDAN | - | GUTINAS | 676 |
| L 400 kV | CERNAVODA | - | PELICANU | 646 |
| L 400 kV | GURA. IALOMITEI | - | BUCURESTI SUD | 632 |
| L 400 kV | PELICANU | - | BUCURESTI SUD | 526 |
| L 400 kV | BUCURESTI SUD | - | DOMNESTI | 503 |
| L 400 kV | TARIVERDE | - | TULCEA V. | 499 |
| L 400 kV | STUPINA | - | VARNA | 470 |
| L 400 kV | CERNAVODA | - | GURA IALOMITEI C2 | 453 |
| L 400 kV | SIBIU SUD | - | IERNUT | 446 |
| L 400 kV | CERNAVODA | - | GURA IALOMITEI C1 | 437 |
| L 400 kV | RAHMAN | - | DOBRUDJA | 406 |
| L 400 kV | TINTARENI | - | SIBIU SUD | 389 |
| L 400 kV | PORTILE DE FIER | - | DJERDAP | 386 |
| L 400 kV | BRASOV | - | SIBIU SUD | 312 |
| L 400 kV | GURA IALOMITEI | - | LACU SARAT | 304 |
| L 400 kV | IERNUT | - | GADALIN | 293 |
| L 400 kV | DOMNESTI | - | BRAZI VEST | 270 |
| L 400 kV | ISACCEA | - | SMIRDAN c1 | 263 |
| L 400 kV | ISACCEA | - | SMIRDAN c2 | 262 |
| L 400 kV | LACU SARAT | - | SMIRDAN | 246 |
| L 400 kV | GUTINAS | - | BRASOV | 244 |
| L 400 kV | SIBIU S. | - | MINTIA | 239 |
| L 400 kV | MINTIA | - | ARAD | 231 |
| L 400 kV | BRAZI VEST | - | DARSTE | 226 |

| | | | | |
|----------|--------------|---|-----------------|-----|
| L 400 kV | GUTINAS | - | BACAU SUD | 221 |
| L 400 kV | TINTARENI | - | BRADU | 213 |
| L 400 kV | URECHESTI | - | PORTILE DE FIER | 206 |
| L 400 kV | URECHESTI | - | TANTARENI | 192 |
| L 400 kV | BACAU SUD | - | ROMAN NORD | 192 |
| L 400 kV | CONSTANTA N. | | CERNAVODA | 162 |
| L 400 kV | TINTARENI | - | SLATINA | 152 |
| L 400 kV | GADALIN | - | CLUJ EST | 146 |
| L 400 kV | GADALIN | - | ROSIORI | 145 |
| L 400 kV | ARAD | - | NADAB | 134 |
| L 400 kV | NADAB | - | BEKESCSABA | 133 |
| L 400 kV | FACAENI | - | GURA IALOMITEI | 129 |
| L 400 kV | BRADU | - | BRASOV | 128 |
| L 400 kV | DARSTE | - | BRASOV | 126 |
| L 400 kV | MEDGIDIA | - | CERNAVODA | 121 |
| L 400 kV | URECHESTI | - | DOMNESTI | 114 |

Se mentioneaza ca au fost excluse din aceasta ordonare liniile de evacuare din centrale.
Pe primele **9** dintre aceste linii de 400 kV se *depaseste puterea naturala* (de cca. 450 MW).
Au fost marcate cu culoare mai inchisa liniile de granita.

LEA 220 kV cele mai incarcate in regimul R5 sunt, in ordine descrescatoare:

| | Denumire linie / sens circulatie P | | | Circulatie |
|----------|------------------------------------|---|---------------|------------|
| | din | | catre | P[MW] |
| L 220 kV | URECHESTI | - | TG. JIU | 238 |
| L 220 kV | TG. JIU | - | PAROSENII | 237 |
| L 220 kV | PORTILE DE FIER | - | RESITA c1 | 206 |
| L 220 kV | PORTILE DE FIER | - | RESITA c2 | 206 |
| L 220 kV | PAROSENII | - | BARU MARE | 197 |
| L 220 kV | BARU MARE | - | HASDAT | 187 |
| L 220 kV | BRAZI | - | TELEAJEN | 159 |
| L 220 kV | BUCURESTI | - | FUNDENII c1 | 153 |
| L 220 kV | BUCURESTI | - | FUNDENII c2 | 153 |
| L 220 kV | FILESTI | - | BARBOSII | 150 |
| L 220 kV | RESITA | - | TIMISOARA c1 | 146 |
| L 220 kV | RESITA | - | TIMISOARA c2 | 146 |
| L 220 kV | GUTINAS | - | DUMBRAVA | 138 |
| L 220 kV | BARBOSII | - | FOCSANI VEST | 119 |
| L 220 kV | LACU SARAT | - | FILESTI | 118 |
| L 220 kV | STEJARU | - | GHEORGHIIENII | 118 |
| L 220 kV | DUMBRAVA | - | STEJARU | 111 |

Pe primele 9 linii se *depaseste puterea naturala* (de cca. 150MW).

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

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

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

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

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

In ceea ce priveste primul mijloc de reglare a puterii reactive, respectiv generatorul sincron, nivelul tensiunii la bornele generatoarelor a fost stabilit tinand cont de doua cerinte care trebuie indeplinite simultan, astfel incat:

- generatoarele sa nu functioneze in capacitiv unde ar fi mai instabile dinamic si pentru ca tensiunile in nodurile de control din RET sa se mentina la un nivel cat mai ridicat (pentru a asigura un domeniu mai mare de variatie a tensiunii in nodurile de control din RET);
- tensiunile in RET si RED sa nu depaseasca limitele admisibile superioare.

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

- **confidential**
- **confidential**

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

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

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

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

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

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

ca in regimul de baza R5, acestea ajustandu-se ulterior pentru respectarea criteriului N-1.

Regimurile de gol R2 si R3

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

- stabilirea pozitiilor ploturilor transformatoarelor bloc;
- determinarea benzilor de tensiune in nodurile de control;
- calcule de stabilitate statica;

Pentru reglarea nivelului de tensiune in regimului R2:

- s-au folosit ca mijloace de reglare modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, modificarea ploturilor de functionare la transformatoarele bloc si a celor de sistem;

- comportarea la palierul de GNs a centralelor eoliene este in general in domeniul capacitiv, absorbind putere reactiva din retea din zona Dobrogea;
- s-au conectat toate bobinele de compensare din SEN;
- nu a fost necesara pornirea **confidential** in regim de compensator sincron;
- nu a fost necesara deconectarea de linii descarcate.
- reglarea tensiunilor din R2 s-a facut astfel incat acestea sa se incadreze in limitele admisibile, atat in schema completa, cat si la declansari intempestive, generatoarele sa functioneze pe cat posibil in regim inductiv, iar nivelul tensiunilor in nodurile de control ale RET sa fie cat mai ridicat.
- tensiunile calculate pentru barele 400 kV Tariverde, Rahman, Stupina, Gura Ialomitei, Brazi Vest, respectiv barele 220 kV Brazi Vest si Lotru in regimurile de varf si regimurile de gol se considera valori ale tensiunii de consemn pentru schema N .

Regimul R3 este un regim de gol de noapte de sarbatoare corespunzator perioadei de Paste 2017. Pentru reglarea nivelului de tensiune in regimului R3:

- s-au folosit ca mijloace de reglare modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, modificarea ploturilor de functionare la transformatoarele bloc si a celor de sistem;
- s-au conectat toate bobinele de compensare din SEN;
- s-a considerat functionarea in regim de compensator a unui grup in CHE Lotru si a unui grup in CHE Vidraru.
- s-au deconectat linii descarcate din RET: LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud, LEA 400 kV Rosiori – Gadalina, LEA 400 kV Bradu – Brasov, LEA 400 kV Domnesti – Urechesi, LEA 400 kV Isaccea – Smardan c1, LEA 400 kV Slatina – Draganesti Olt, LEA 400 kV Tantareni – Turceni G1, LEA 400 kV Tantareni – Turceni G3+4, LEA 400 kV Tantareni – Turceni G7, LEA 220 kV FAI – Gutinas, LEA 220 kV Stalpu – Teleajen, L220 kV Bucuresti Sud - Mostistea – Ghizdaru, LEA 220 kV Iernut – Ungheni c2, LEA 220 kV Alba Iulia – Galceag.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit pentru regimul de functionare de varf in urma unor analize de verificare a criteriului N-1, cu scaderea iterativa a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel incat regimurile obtinute sa nu aiba tensiuni mai mici decat 380 kV, 198kV si 99 kV.

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

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

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

3.7.

C. Consumul propriu tehnologic

confidential

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

La functionare in schema completa de calcul pentru vara 2017, declansarea unui element de retea poate conduce la regimuri cu tensiuni si curenti in afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin masuri preventive, fie prin masuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse in propunerea de schema normala de functionare pentru vara 2017, sau
- se vor aplica ca abatere de la schema normala.

In toate regimurile, s-a verificat ca pot fi mentinute in rezerva unitati de transformare in unele statii. Stabilirea unitatilor de transformare in rezerva se face in baza analizelor de reducere a cpt, dar cu respectarea criteriului N-1, tinand cont ca desemnarea unitatii in functiune este facuta de ST-uri avand in vedere alternanta sezoniera (semestriala/lunara).

Astfel, unitatile de transformare din statiile cu mai multe unitati de transformare, propuse a fi mentinute in rezerva calda sunt:

DET 1:

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

DET 2:

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

DET 3:

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

DET 4:

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

DET 5:

AT2 220/110 kV Alba Iulia, AT1 220/110 kV Ungheni, AT2 220/110 kV Gheorghieni.

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

Tabel 3.7

| Mentinere in rezerva | DET | Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune |
|--|-----|---|
| AT4 220/110kV Gutinas | 1 | AT 220/110 kV Focsani Vest, AT 220/110 kV Borzesti si AT3 220/110 kV Gutinas in functiune |
| AT3 400/220 kV Lacu Sarat | 1 | - |
| AT1,3 220/110 kV Tr. Magurele, 2 unitati | 2 | AT2 220/110 kV Turnu.Magurele, AT2 220/110 kV Ghizdaru |
| T4 400/110 kV Gura Ialomitei | 2 | T3 400/110 kV Gura Ialomitei, T2 400/110 kV Pelicanu si AT 220/110 kV Mostistea in functiune |
| AT1 220/110 kV Ghizdaru | 2 | AT2 220/110 kV Ghizdaru |
| AT2 220/110 kV Isalnita | 3 | AT1 220/110 kV Isalnita, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT1 220/110 kV Craiova Nord in functiune. |
| AT2 220/110 kV Craiova Nord | 3 | AT1 220/110 kV Craiova Nord, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT1 220/110 kV Isalnita in functiune. |
| AT2 220/110 kV Arefu | 3 | AT1 220/110 kV Arefu, AT2 220/110 kV Bradu, AT 220/110 kV Pitesti Sud in functiune |
| AT 220/110 kV Targu Jiu Nord | 3 | AT 220/110 kV Sardanesti, AT 220/110 kV Urechesti in functiune. |
| AT2 220/110 kV Gradiste | 3 | AT1 220/110 kV Gradiste, T 400/110 kV Draganesti Olt in functiune |
| AT2 220/110 kV Pestis | 4 | AT1 220/110 kV Pestis si AT1 220/110 kV Mintia in functiune |
| AT2 220/110 kV Mintia | 4 | AT1 220/110 kV Mintia si AT1 220/110 kV Pestis in functiune |
| AT4 400/220 kV Mintia | 4 | AT3 400/220 kV Mintia in functiune |
| AT2 220/110 kV Iaz | 4 | AT1 220/110 kV Resita si AT1 220/110 kV Iaz in functiune |

| Mentinere in rezerva | DET | Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune |
|----------------------------|-----|--|
| T1 400/110 kV Oradea Sud | 4 | T2 400/110 kV Oradea Sud in functiune |
| AT2 220/110 kV Alba Iulia | 5 | AT1 220/110 kV Alba Iulia si AT 220/110 kV Campia Turzii in functiune |
| AT1 220/110 kV Ungheni | 5 | AT2 220/110 kV Ungheni, AT 220/110 kV Fantanele si AT 220/110 kV Iernut in functiune |
| AT2 220/110 kV Gheorghieni | 5 | AT1 220/110 kV Gheorghieni in functiune |

Unitatile de transformare care nu figureaza in tabel sau in lista cu unitatile indisponibile din diverse motive, sunt in functiune (una sau mai multe unitati de transformare in fiecare statie).

Se mentioneaza ca:

- AT 220/110 kV Suceava este retras pentru RTh Suceava
- AT2 220/110 kV FAI este sacrificat pe perioada RTh Suceava, deoarece celula sa este utilizata pentru un provizorat,
- AT1 220/110 kV Dumbrava si apoi AT2 220/110 kV Dumbrava sunt retrase pentru RTh Dumbrava
- AT1 220/110 kV Brazi Vest este indisponibil; AT 220/110 kV AT2 Brazi Vest Teleajan si Stalpu sunt in functiune
- T1 400/110 kV Medgidia Sud este retras pentru RTh Medgidia Sud
- AT1 220/110 kV Bradu si AT3 400/220 kV Bradu sunt retrase, pentru RTh Bradu; sunt in functiune AT2 220/110 kV Bradu nou si AT4 400/220 kV Bradu vechi cu reglaj longitudinal
- AT 220/110 kV Pitesti Sud este in functiune
- AT 220/110 kV Targu Jiu este in rezerva
- AT2 220/110 kV Resita este retras definitiv
- AT2 220/110 kV Hasdat este retras
- AT 220/110 kV Campia Turzii se considera in functiune

In toate regimurile zonele Fundeni 110 kV A + B functioneaza debuclat: LEA 110 kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti deconectata in Fundeni, Afumati-Caciulati deconectata in Afumati si CT 110 kV Solex deconectata (cu urmatoarea distributie in statia Solex:

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

Bara 2 Solex: LEA 110 kV Fundeni bara B

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

LES 110 kV Fundeni-Otopeni este conectata, LES 110 kV Timpuri Noi-Pajura B se deconecteaza in statia Pajura. LES 110 kV Pajura-Baneasa bara 2, este conectata.

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

In toate regimurile CLT 110 kV Progresu este conectata.

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

LEA 400 kV Rosiori-Oradea Sud, se deconecteaza postavarie T 400/110 kV Oradea Sud aflat in functiune,

LEA 400 kV Cluj E.-Gadalin, se deconecteaza postavarie T7 400/110 kV Cluj E (si invers),

LEA 220 kV Stalpu-Teleajen, se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Stalpu (si invers),

LEA 400 kV Slatina-Draganesti Olt, se deconecteaza postavarie T 400/110 kV Draganesti Olt (si invers),

LEA 220 kV Rosiori-Vetis se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Vetis (si invers).

LEA 220 kV Bradu-Pitesti S. se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Pitesti S. (si invers)

LEA 220 kV Cetate-Calafat se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Calafat (si invers)

Deconectarea unitatii de transformare se face dupa probarea nereusita a liniei declansate.

Pe perioada functionarii in gol cu unitatea de transformare se aduce in rezerva BC 400 kV, in statiile unde este instalata.

In toate regimurile, zona Tulcea va functiona debuclat de zona Constanta+Medgidia, indiferent de productia CEE.

Debuclarea este realizata astfel:

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

Realizarea separarii intre Tulcea si Constanta+Medgidia permite mentinerea productiei maxime a CEE, atat in zona Tulcea, cat si in zona Constanta din exteriorul sectiunii Harsova-Medgidia-Constanta (CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Bravu, Mihai Viteazu 1 si Mihai Viteazu 2), la declansari in RET sau RED.

De asemenea LEA 110 kV Ostrov-L.Sarat c1 si c2 este debuclata in statia Ostrov.

Buclarea zonelor Tulcea si Constanta+Medgidia se realizeaza in unele scheme de retrageri.

In toate regimurile, LEA 110 kV Baltagesti-G.Ialomitei se considera conectata la ambele capete. LEA 110 kV Baltagesti-Basarabi se considera deconectata in statia Baltagesti si conectata in statia Basarabi. Se analizeaza configuratia acestor linii (eventuala conectare) in corelatie cu diversele retrageri din zona si a productiei CEE.

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

L 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti se mentine in rezerva si se conecteaza peste un anumit prag al productiei pe CHE de pe raul Olt.

In toate regimurile, schema in statia Tariverde este urmatoarea:

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

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

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

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

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

confidential

In toate regimurile se functioneaza cu CL 110 kV Sibiu Sud conectata, deoarece exista un singur transformator 400/110 kV in statia Sibiu Sud si cu L 110 kV Orlat - Miercurea Sibiului - Petresti conectata.

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

Structura retelei in sectiunea caracteristica S4 este urmatoarea:

1. in statia Hoghiz se deschide SC 1A-1B, se deconecteaza CT A 110 kV si se conecteaza CT B 110 kV;
2. LEA 110 kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz
3. LEA 110 kV Tushad-V. Crisului deconectata in V. Crisului;
4. LEA 110 kV Copsa Mica-Medias deconectata in statia 110 kV Copsa Mica;
5. LEA 110 kV Tarnaveni-Medias conectata;
6. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110 kV;
7. LEA 110 kV Tauni-Blaj deconectata in statia Blaj;

In statia 110 kV Campia Turzii se considera incheiate lucrarile de RTh, deci se considera desfiintate provizoratele de ocolire a statiei.

Se considera in functiune AT 220/110 kV Campia Turzii nou si CT 110 kV Campia Turzii in rezerva.

Distributia pe bare este urmatoarea:

- AT 220/110 kV Campia Turzii, LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie IMA si LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie Ocna Mures, toate in functiune;
 - LEA 110 kV Iernut, Calarasi, Ludus, Poiana si Mihai Viteazu, toate in functiune.
8. LEA 110 kV Orlat - M. Sibiului - Petresti conectata;
 9. CT Vascau conectata;
 - bara 1 110 kV Vascau: LEA 110 kV Bradu, LEA 110 kV Beius;
 - bara 2 110 kV Vascau: LEA 110 kV Sudrigiu, LEA 110 kV Varfurile;

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

In toate regimurile, datorita considerarii indisponibilitatii AT2 220/110 kV Hasdat, se considera ca zonele 110 kV Mintia, Pestis si Hasdat functioneaza buclat intre ele.

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

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

In toate regimurile s-au considerat aplicate conditionarile de regim datorate indisponibilitatii unor echipamente, cum ar fi AT1 220/110 kV Brazi Vest si AT2 220/110 kV Hasdat.

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

- zona Dobrogea 110 kV, compusa din:
 - zona Tulcea;
 - zona Constanta+Medgidia (aceasta include subzona Harsova-Medgidia-Constanta);
- zona Tariverde;
- zona Dobrogea, compusa din:
 - zona Dobrogea 110 kV;
 - zona Tariverde;
- zona Stupina-Rahman;
- zona 110 kV L.Sarat-Smardan;
- zona Baltagesti-G. Ialomitei;
- zona sectiunii S6:
 - zona Dobrogea;
 - zona 110 kV L.Sarat-Smardan;
 - zona Baltagesti-G. Ialomitei;
 - zona Stupina-Rahman;
- zona Moldova;
- zona Banat.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunii aprilie.

Palierul de consum este **confidential**, in conditiile unui sold **confidential**.

Productia CEF **confidential**.

Productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima **confidential** (unitati dispecerizabile modelate), astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de 30°C).

Topologia retelei in regimul R1 corespunde schemei de calcul **A**.

Se mentioneaza ca CECC Brazi **confidential**.

D2 In regimul R1 s-a deteminat puterea maxima ce se poate evacua din CEE din SEN, in conditiile mentionate anterior, fata de puterea instalata a CEE din SEN, de **2906 MW** (vezi tabelele 3.2 si 3.3, care reprezinta CEE dispecerizabile modelate).

Concluzia este similara cu cea obtinuta in cazul regimului R5.

confidential

Detaliile analizei privind determinarea productiei maxim admisibile a CEE se pot urmari in paragraful aferent regimului R5 (D2).

D3 In regimul R1 pentru verificarea criteriului N-1 in RET este necesara urmatoarea masura suplimentara: conectarea LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; se mentioneaza ca LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni este conectata in schema de calcul A, datorita indisponibilitatii AT1 220/110 kV Brazi Vest.

Aceasta masura este necesara pentru:

-evitarea incarcarii la 807 A a LEA 220 kV Barbosi-Filesti si la 496 A a LEA 110 kV Slobozia Sud-Slobozia Nord la declansarea LEA 400 kV Gutinas-Smardan;

-evitarea incarcarii la 518 A a LEA 110 kV Slobozia Sud-Slobozia Nord la declansarea LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu.

Se mentioneaza ca in regimul R1 este necesara o buclare suplimentara fata de regimul R5 datorita **confidential**

D4 In regimul R1, la care amenajarea CHE Olt are o valoare ridicata (750 MW), la verificarea criteriului N-1 in RED se constata ca:

- la declansarea uneia din cele doua LEA 110 kV dintre statiile 110 kV Arges Sud si Valcele, se incarca cealalta la cca. $117\%I_{adm30^{\circ}C}$. Ca urmare, se aplica urmatoarele masuri preventive de regim: conectare CT 110 kV Dragasani, LEA 110 kV Pojaru-Berbesti si Poiana Lacului-Cazanesti;

- la declansarea LEA 110 kV Jiblea-CHE Turnu se incarca LEA 110 kV Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului la cca $122\%I_{adm30^{\circ}C}$.

Ca urmare, se aplica **confidential**.

| CHE [MW] | CHE Cornetu+Robesti | CHE Turnu | CHE Gura Lotrului | Total |
|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Pinst | | | | |
| Pg cu depasiri | confidential | confidential | confidential | confidential |
| Pg fara depasiri | confidential | confidential | confidential | confidential |

D5 In regimul R1 se aplica masuri postavarie pentru descarcarea AT3 sau AT4 400/220 kV Bucuresti Sud de la cca. $107\%S_n$ la declansarea AT4 sau AT3 400/220 kV Bucuresti Sud.

Se mentioneaza ca la declansarea unui circuit al LEA 220 kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit se incarca la cca. 850 A, valoare admisibila fiind sub pragul dat de TC (960 A) si de temperatura mediului ambiant de 30°C (870 A).

D6 In regimul R1 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud.

| Declansare | Depasire pe: | Valoare depasire | Masuri postavarie |
|------------|--------------|------------------|---|
| AT3 (AT4) | AT4 (AT3) | $107\%S_n$ | -se verifica ca este conectata LEA 110 kV Valea Calugareasca- |

| | | | |
|-----------------------------|--------------------------------|--|--|
| 400/220 kV Bucuresti Sud | 400/220 kV Bucuresti Sud | | Urziceni; -se verifica ca este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se modifica ploturile AT3 400/220 kV Brazi Vest, AT4 400/220 kV Bucuresti Sud (crestere pozitie plot la 15, respectiv16) Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea se reduce la 100.9%Sn. |
|-----------------------------|--------------------------------|--|--|

D7 In regimul R1 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Vest | Fundeni |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential |

D8 In regimul R1 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare corespunzator lunilor mai-iunie.

Palierul de consum este 4700 MW, in conditiile unui sold **confidential**.

Productia CEF= **confidential**

Productia CEE= **confidential**

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

D3 In regimul R2 nu au fost necesare masuri preventive sau postvarie de modificare a topologiei de rețea sau dispecerizare a producției pentru asigurarea criteriului N-1.

D4 In regimul R2 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Vest | Fundeni |
|--------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential |

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

| Zona | S5 | S4 |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential |

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de gol de noapte de Paste.

Palierul de consum este 4000 MW, in conditiile unui sold **confidential**

In acest regim s-a considerat urmatoarea structura de productie:

confidential

Topologia retelei in regimul R3 corespunde schemei de calcul **A**.

D2 Regimul R3 este caracterizat prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in nodurile RET și RED in schema completa.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele masuri:

- ✓ conectarea tuturor bobinelor de compensare din SEN,
- ✓ reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor pana la valoarea minima,
- ✓ modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem.
- ✓ s-a considerat functionarea in regim de compensator a unui grup din CHE Lotru si CHE Vidraru.
- ✓ deconectarea: LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud, LEA 400 kV Rosiori – Gadalin, LEA 400 kV Bradu – Brasov, LEA 400 kV Domnesti – Urechesti, LEA 400 kV Isaccea – Smardan c1, LEA 400 kV Slatina – Draganesti Olt, LEA 400 kV Tantareni – Turceni G1, LEA 400 kV Tantareni – Turceni G3+4, LEA 400 kV Tantareni – Turceni G7, LEA 220 kV FAI – Gutinas, LEA 220 kV Stalpu – Teleajen, LEA 220 kV Bucuresti Sud – Ghizdaru – derivatie Mostistea, LEA 220 kV Iernut – Ungheni c2, LEA 220 kV Alba Iulia – Galceag.
- ✓ In zona Dobrogea reglajul tensiunii pentru regimul R3 s-a realizat mai dificil fata de studiile anterioare din cauza retragerii din exploatare definitive a BC 400 kV Smardan si a BC2 400 kV Isaccea.

D3 In regimul R3 nu au fost necesare alte masuri preventive sau postavarie fata de cele prezentate mai sus pentru asigurarea criteriului N-1.

D4 In regimul R3 deficitetele zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Fundeni |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential |

| Zona | Vest |
|--------------|---------------------|
| Excedent[MW] | confidential |

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

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

| Zona | S5 | S4 |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential |

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de varf mediu seara zi lucratoare corespunzator lunilor mai-iunie.

Palierul de consum este 7400 MW, in conditiile unui sold **confidential**

Productia CEF **confidential**

Productia CEE **confidential**

Este in functiune o singura unitate in CNE Cernavoda.

Confidential

D2 Regimul R4 este caracterizat in schema N prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in zonele Moldova, Dobrogea si Arad-Mintia. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara conectarea suplimentara fata de regimul de baza R5 a urmatoarelor bobine de compensare: Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Cernavodă 400 kV (cea de-a doua BC), Bucuresti Sud 400 kV, Mintia 400 kV.

Setul de bobine de compensare in functiune la regimul R4 este prezentat in anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului N-1 in regimul R4 s-a facut tinand cont de valorile curentilor admisibili în regim de durata ale LEA corespunzatoare temperaturii mediului ambiant de 30°C.

Verificarea criteriului N-1 in RET a indicat urmatoarele depasiri:

- incarcarea AT6 400/220 kV Sibiu Sud la cca. $110\%S_n$ și a LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 1 la cca. $138\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declanșarea AT5 400/220 kV Sibiu Sud sau a LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 2;
- incarcarea AT5 400/220 kV Sibiu Sud la cca. $110\%S_n$ și a LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 2 la cca. $138\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declanșarea AT6 400/220 kV Sibiu Sud sau a LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 1;
- incarcarea LEA 110 kV Jiblea - Arges Sud la cca. $112\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declansarea LEA 220 kV Bradu - Stuparei;
- incarcarea AT 220/110 kV Raureni la cca. $109\%S_n$ la declansarea AT 220/110 kV Stuparei;
- incarcarea AT 220/110 kV Stuparei la cca. $106\%S_n$ la declansarea AT 220/110 kV Raureni;

Verificarea criteriului N-1 in RED a indicat urmatoarele depasiri:

- incarcarea LEA 110 kV Valea Danului – Arges Sud la cca. $108\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declansarea LEA 110 kV Arefu – CHE Oiesti;
- incarcarea LEA 110 kV Arges Sud – Valcele circ. 1 la cca. $124\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declansarea LEA LEA 110 kV Arges Sud – Valcele derivatie CHE Zigoneni circ. 2;
- incarcarea LEA 110 kV CHE Cornetu – Valea Danului derivatie CHE Gura Lotrului la cca. $151\% I_{adm\ 30^\circ C}$, LEA 110 kV Valea Danului – Arges Sud la cca. $124\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declansarea LEA 110 kV Jiblea – CHE Turnu;
- incarcarea LEA 110 kV Jiblea – CHE Turnu la cca. $120\% I_{adm\ 30^\circ C}$, LEA 110 kV Jiblea – Arges Sud la cca. $109\% I_{adm\ 30^\circ C}$ la declansarea LEA 110 kV CHE Cornetu – Valea Danului derivatie CHE Gura Lotrului;

D4 In regimul R4 au fost necesare masuri topologice, dispecerizare a producției si functionarea automatice de reducere a puterii produse in CHE Lotru pentru asigurarea criteriului N-1:

Pentru verificarea criteriului N-1 la declansarea unui AT 400/220 kV Sibiu Sud sau a unui circuit al LEA 220 kV Lotru - Sibiu Sud este necesară acționarea automatice de reducere a puterii produse în CHE Lotru.

Pentru verificarea criteriului N-1 la declansarea LEA 220 kV Bradu – Stupărei, AT 220/110 kV Stuparei sau AT 220/110 kV Raureni este necesară conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului – Cazanesti, LEA 110 kV Pojaru – Berbesti si CT 110 kV Dragasani.

Pentru verificarea criteriului N-1 la declansarea LEA 110 kV Valea Danului – Arges Sud sau LEA 110 kV Arges Sud – Valcele circ. 1 este necesară conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului – Cazanesti.

Pentru verificarea criteriului N-1 la declansarea LEA 110 kV LEA 110 kV Jiblea – CHE Turnu sau LEA 110 kV CHE Cornetu – Valea Danului derivatie CHE Gura Lotrului este necesar ca productia în CHE Turnu, CHE Cornetu, CHE Robesti și CHE Gura Lotrului să fie **confidential**

In concluzie, pentru verificarea criteriului N-1 in RET și RED este necesară conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului – Cazanesti, LEA 110 kV Pojaru – Berbesti si CT 110 kV Dragasani, reducerea productiei in CHE Turnu, CHE Cornetu, CHE Robesti și CHE Gura Lotrului la 100 MW si acționarea automatice de reducere a puterii produse în CHE Lotru.

D5 In regimul R4 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Vest | Fundeni |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential |

D6 In regimul R4 deficittele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

| Zona | Dobrogea | S6 | S5 | S4 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential | confidential |

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunilor de vara (iulie-septembrie 2017).

Palierul de consum este 7800 MW, in conditiile unui sold **confidential**

Productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima $P_{disp.net}=2906$ MW, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de 30°C).

Topologia retelei in regimul R5 corespunde schemei de calcul **B**.

Se mentioneaza ca printre masurile determinate de indisponibilitatea AT1 220/110 kV Brazi Vest este si conectarea LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni.

D2 In regimul R5 s-a deteminat puterea maxima ce se poate evacua din CEE din SEN, in conditiile conditiile mentionate anterior, fata de puterea instalata a CEE din SEN, de **2906** MW (vezi tabelele 3.2 si 3.3, care reprezinta CEE dispecerizabile modelate).

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

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

- LEA 110 kV Medgidia Sud-Medgidia 1
- LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1
- LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud - derivatie Faclia
- LEA 110 kV Babadag-Tulcea Vest

Zona Dobrogea 110 kV functioneaza debuclat, astfel:

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

S-a considerat LEA 110 kV Ostrov-Lacu Sarat c1 si c2 debuclata in statia Ostrov.

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

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

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

Pentru schema cu N elemente in functiune:

-se limiteaza *CEE Pantelimon*, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. 573 A **confidential**;

-se limiteaza *CEE Corugea*, *CEE Casimcea 1+2* si *CEE Topolog*, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 533 A **confidential**;

Dupa considerarea acestor limitari, verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RED (adica la declansari in reseaua de 110 kV), impune limitare suplimentara preventiva a productiei CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Medgidia Nord-

Mircea Voda Nord de la cca. 663 A si pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 de la cca. 897 A la declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud - derivatie Faclia;
 Limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta este confidential, situatie care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de confidential fata de cel corespunzator productiei la nivelul puterii maxim disponibile, de cca. 271 MW (excedent de confidential ➤ excedent de confidential);

Dupa considerarea acestor limitari, la verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in retea de 220-400 kV), se constata:

- incarcarea in vecinatatea limitei admisibile I_{adm30° a LEA 220 kV Filesti-Barbosi la declansarea LEA 400 kV Smardan-Gutinas;
- incarcarea la limita admisibila a LEA 110 kV Slobozia Sud-Slobozia Nord, la declansarea LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu;
- incarcarea la 632 A a LEA 220 kV Brazi Vest-Teleajen, la declansarea AT2 220/110 kV Brazi Vest, valoare admisibila, fiind inferioara I_{TC} statia Teleajen;
- incarcarea la 107%Sn a AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, la declansarea AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud;
- incarcarea la 111%Sn a AT2 220/110 kV Brazi Vest, la declansarea LEA 220 kV Brazi Vest-Teleajen.

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

Realizarea separarii intre Tulcea si Constanta+Medgidia permite mentinerea productiei maxime atat in zona Tulcea, cat si in zona Constanta din exteriorul sectiunii Harsova-Medgidia-Constanta (CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 si Mihai Viteazu 2), la declansari in RET sau RED.

Se mentioneaza ca sectiunea Harsova-Medgidia-Constanta este definita de urmatoarele linii:

- LEA 110 kV Constanta Nord-Nazarcea;
- LEA 110 kV Constanta Nord-Medgidia Nord;
- LEA 110 kV Medgidia Sud-Mircea Voda - derivatie Faclia;
- LEA 110 kV Medgidia Sud-Medgidia 1;
- LEA 110 kV Harsova-Topolog derivatie Cismeaua Noua.

Ca urmare a aplicarii ansamblului de masuri prezentate mai sus, in ipotezele de palier de consum si de sold conform temei ($P_c = 7800$ MW si sold confidential), in ipoteza acoperirii palierului de consum conform confidential si a topologiei de retea corespunzatoare schemei de calcul B, rezulta posibilitatea evacuarii in siguranta (cu respectarea criteriului N-1) a unei productii a CEE de cca. confidential

Reducerea productiei de la cca. 2906MW la cca confidential este identificata ca fiind cea mai mica posibila si se opereaza doar asupra CEE Pantelimon, CEE Corugea, CEE Casimcea 1+2 si CEE Topolog si a CEE din interiorul sectiunii Harsova-Medgidia-Constanta.

Se mentioneaza ca reconductorarile desfasurate in perioada scurta de la precedentul studiu de vara, anume vara 2016, au avut ca efect o limitare la un nivel mai ridicat al puterii posibil a fi evacuata:

| | | |
|--------------|-----------------|--------------|
| Vara 2016 | Iarna 2016-2017 | Vara 2017 |
| confidential | confidential | confidential |

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

| | | | | | | | | | |
|----------------|--|----------------------------|--------|----------------------------|-----------|-----------------|---|---------------|-----|
| Zone MW | Dobrogea 110 kV | | | Lacu Sarat, Smardan 110 kV | Tariverde | Stupina, Rahman | Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon) | Moldova Banat | SEN |
| | 993 | | | | | | | | |
| | CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu | Harsova-Medgidia-Constanta | Tulcea | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | (1 si 2) | | | | | | | | |
| P_{max.CEE} | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|---|----------------------------|--------------|----------------------------|--------------|-----------------|---|---------------|--------------|
| Zone | Dobrogea 110 kV | | | Lacu Sarat, Smardan 110 kV | Tariverde | Stupina, Rahman | Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon) | Moldova Banat | SEN |
| | % | 91.3 | | | | | | | |
| | CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2) | Harsova-Medgidia-Constanta | Tulcea | | | | | | |
| P_{max.CEE} | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential |

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

Se mentioneaza ca reconductorarea LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord ar ridica nivelul pana la care se limiteaza productia CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta.

Aceasta linie este cea care, dupa aplicarea tuturor masurilor prezentate mai sus, impune limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta, incarcandu-se peste limita termica la declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud - derivatie Faclia;

D3 In regimul R5 se adopta masuri postvarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud si a LEA 220 kV Brazi Vest-Teleajen

| Declansare | Depasire pe: | Valoare depasire | Masuri postvarie |
|--|--|------------------|--|
| AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud | AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud | 107%Sn | -se verifica ca este conectata LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se modifica ploturile AT3 400/220 kV Brazi Vest, AT4 400/220 kV Bucuresti Sud (crestere pozitie plot la 15, respectiv16) Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade sub 100%Sn. |
| LEA 220 kV Brazi Vest-Teleajen | AT2 220/110 kV Brazi Vest | 111%Sn | -se verifica ca este conectata LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade sub 100%Sn. |

D4 In regimul R5, in plus fata de abordarea de mai sus, pe care o putem numi top-down, de reducere iterativa (cu verificarea criteriului N-1) a productiei CEE de la puterea instalata catre cea maxim admisibila, s-a mai realizat o abordare, pe care o putem numi bottom-up, de crestere iterativa (cu verificarea criteriului N-1) a productiei CEE de la 0 catre cea maxim admisibila, cu evidentierea palierelor (pragurilor) de productie de la care se aplica succesiv masuri topologice sau de dispecerizare a productiei CEE, ceea ce ar putea fi util in exploatare.

Avand in vedere ca aceasta din urma abordare s-a realizat tot in ipoteza ca viteza vantului este aceeaasi pe tot teritoriul SEN, deci productia CEE modelate este egala cu puterea instalata (mai precis cu P disp neta), concluziile se pot aplica doar in conditii similare cu cele considerate ca ipoteze in prezenta analiza.

Etapele succesive de crestere a productiei CEE sunt prezentate in *tabelul R5-1* si *diagrama R5-1* de mai jos.

Tabelul R5-1

| Prag | Crestere progresiva a PCEE care nu sunt limitate, pana la: [% din Pinst. a CEE care nu sunt limitate] | Quantum din Pinst. CEE SEN [% din Pinst. a CEE SEN] | PgCEE SEN [MW] | PgCEE Dobrogea 110 kV + Tariverde [MW] | PgCEE S6 [MW] | Depasire pe | La declansare | Masura |
|-------------|--|--|-----------------------|---|----------------------|---|---|---------------|
| 1 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord | LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud - derivatie Faclia; | confidential |
| 2 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei | - | confidential |
| 3 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest | - | confidential |
| 4 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | - | - | - |

Diagrama R5-1 confidential

D5 In regimul R5 deficitul zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Vest | Fundeni |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential |

D6 In regimul R5 deficitul/excedentul zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf mediu dimineata zi lucru, corespunzator lunilor de vara (iulie-septembrie 2017).

Palierul de consum este 7800 MW, in conditiile unui sold **confidential**.

Productia CEF= **confidential**

Productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima $P_{disp.net}=2906$ MW, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de 30°C).

Topologia retelei in regimul R6 corespunde schemei de calcul **B**.

Se mentioneaza ca printre masurile determinate de indisponibilitatea AT1 220/110 kV Brazi Vest este si conectarea LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni.

D2 Regimul R6 este creat pentru a analiza impactul CEF asupra SEN, fiind un regim in care acestea sunt considerate in functiune.

Productia CEF considerata in R6, de 800 MW, reprezinta cca. 60% din Pinst la nivel SEN, de cca. 1350MW la 1.01.2017 (unitati dispcerizabile si nedispcerizabile).

| DET | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | SEN |
|--------------------------------|----|-----|-----|----|-----|-----|
| Pinst.CEF <u>modelate</u> [MW] | 33 | 368 | 163 | 47 | 209 | 820 |

Asa cum este prezentat in capitolul 3.3.2, in regim sunt modelate unitati dispcerizabile sau de valori apropiate de pragul de 5 MW, in valoare totala a Pinst. de cca. 820MW pe

tot SEN.

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

Se mentioneaza ca productia CEF provine in cantitati apropiate din unitatile dispcerizabile si din cele nedispcerizabile. Astfel, la 1.01.2017, situatia puterii disponibile in CEF este urmatoarea:

| UM | Pdisp. CEF in SEN, Totala | Pdisp. CEF in SEN, <u>unitati dispcerizabile</u> | Pdisp. CEF in SEN, <u>unitati nedispcerizabile</u> |
|------|---------------------------|--|--|
| [MW] | 1350 | 590 | 760 |
| [%] | 100 | 44 | 56 |

D3 In regimul R6 productia in CEE maxim posibil a fi evacuata in conditii de siguranta a rezultat ca fiind tot de cca. **confidential**, la fel ca la regimul R5, in conditiile in care ambele regimuri au acelasi palier de consum:

-se limiteaza productia CEE Pantelimon, **confidential**

-se limiteaza productia CEE Corugea, CEE Casimcea 1+2 si CEE Topolog, **confidential**;

-se limiteaza productia CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta **confidential**.

Faptul ca productia CEF nu are impact asupra productiei in CEE maxim posibil a fi evacuata este explicabil prin faptul ca CEF modelate din zona geografica Dobrogea nu sunt amplasate in zonele in care evacuarea productiei CEE este limitata.

Productia CEF are urmatoarele efecte:

- Excedentul zonei Harsova-Medgidia-Constanta este practic acelasi in regimurile R5 si R6.
- Excedentul zonei Dobrogea este cu **confidential** mai mare in regimul R6 fata de R5.
- Excedentul sectiunii S6 este cu **confidential** mai mare in regimul R6 fata de R5.
- Deficitul sectiunii S5 este cu **confidential** mai mic in regimul R6 fata de R5.
- Deficitul sectiunii S4 este cu **confidential** mai mic in regimul R6 fata de R5.

In plus, la fel ca la regimul R5, pentru asigurarea respectarii criteriului N-1 in RET si RED nu este necesara nicio modificare topologica suplimentara fata de schema de calcul B.

Se precizeaza ca schema B include o buclare, anume conectarea LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, aceasta fiind un a din conditionarile impuse de indisponibilitatea AT1 220/110 kV Brazi Vest.

D4 In regimul R6 nu sunt necesare masuri postavarie la nicio declansare.

D5 In regimul R6 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Vest | Fundeni |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential |

D6 In regimul R6 deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R7

D1 Regimul R7 este un regim de varf maxim dimineata zi de lucru, corespunzator lunilor de vara (iulie-septembrie 2017).

Palierul de consum este 8300 MW, in conditiile unui sold **confidential**.

Productia CEF **confidential**

Productia CEE **confidential**

Se mentioneaza ca s-au considerat in functiune **confidential**

Topologia retelei in regimul R7 corespunde schemei de calcul **B**.

Se mentioneaza ca printre masurile determinate de indisponibilitatea AT1 220/110 kV Brazi Vest este si conectarea LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni.

D2 In regimul R7

Zona Dobrogea 110 kV functioneaza debuclat, astfel:

pe LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua, in statia Harsova;

pe LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, in statia Baia;

pe LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, in statia Mihai Viteazu.

S-au considerat LEA 110 kV Ostrov-Lacu Sarat c1 si c2 deconectate in statia Ostrov.

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

| Zona MW | Dobrogea 110 kV | | | Lacu Sarat, Smardan 110 kV | Tariverde | Stupina, Rahman | Baltagesti Gura Ialomitei (include CEE Pantelimon) | Moldova Banat | SEN |
|-------------------------------------|--|------------------------------------|--------|-------------------------------------|-----------|--------------------|--|------------------|------|
| | 992 | | | | | | | | |
| | CEE Pestera, Chirnojeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2) | Harsova- Medgidia- Constanta | Tulcea | | | | | | |
| P _{inst.CEE} (disp.net) | 289 | 230 | 473 | 146 | 585 | 590 | 229 | 248 | 2790 |

S-au efectuat analize pentru verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, atat in RET cat si in RED.

Dupa verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RED (adica la declansari in retea de 110 kV) se evidentiaza urmatoarele depasiri:

| Declansare | Depasire pe: | Valoare depasire |
|---|---|---------------------------|
| L 110 kV Mircea Voda – Medgidia Sud - derivatie Faclia; | L 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 | 105% I _{adm30°C} |
| L 110 kV Medgidia Sud – Medgidia 1 | L 110 kV Medgidia Nord – Constanta Nord | 102% I _{adm30°C} |
| L 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 | L 110 kV Mircea Voda – Medgidia Sud - derivatie Faclia; | 103% I _{adm30°C} |

Astfel se impune limitare suplimentara preventiva a productiei CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta. Limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia-Constanta este de **confidential** situatie care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidential** fata de cel initial de **confidential**

Dupa considerarea acestor limitari, la verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in retea de 220-400 kV), se constata:

-incarcarea LEA 220 kV Filesti-Barbosi la 103% I_{adm30°C} la declansarea LEA 400 kV Smardan-Gutinas;

-incarcarea la 104% S_n a AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, la declansarea AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud;

Verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET a impus masuri preventive topologice, anume:

-conectarea preventiva a LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, Ramnicu Sarat-Costieni, Liesti-Maxineni si CT 110 kV Liesti;

Astfel se evita depasirile la declansarea cea mai periculoasa:

LEA 400 kV Gutinas-Smardan (depasiri pe LEA 220 kV Filesti-Barbosi);

Realizarea separarii intre Tulcea si Constanta+Medgidia permite mentinerea productiei maxime atat in zona Tulcea, cat si in zona Constanta din exteriorul sectiunii Harsova-Medgidia-Constanta (CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 si Mihai Viteazu 2), la declansari in RET sau RED.

Se mentioneaza ca sectiunea Harsova-Medgidia este definita de urmatoarele linii:

LEA 110 kV Constanta Nord-Nazarcea;

LEA 110 kV Constanta Nord-Medgidia Nord;

LEA 110 kV Medgidia Sud-Mircea Voda;

LEA 110 kV Medgidia Sud-Medgidia 1;

LEA 110 kV Harsova-Topolog derivatie Cismeaua Noua.

Ca urmare a aplicarii ansamblului de masuri prezentate mai sus, in ipotezele de palier de consum si de sold conform temei ($P_c = 8300$ MW si sold **confidential**), in ipoteza acoperirii palierului de consum conform Anexei 3.2.1 si a topologiei de retea corespunzatoare schemei de calcul B, rezulta posibilitatea evacuarii in siguranta (cu respectarea criteriului N-1) a unei productii a CEE de **confidential**.

D3 In regimul R7 se adopta masuri postvarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud

| Declansare | Depasire pe: | Valoare depasire | Masuri postvarie |
|---|---|------------------|---|
| AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud | AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud | 103%Sn | -se verifica ca sunt conectate LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; |

D4 In regimul R7 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

| Zona | Sud | Vest | Fundeni |
|--------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential | confidential |

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

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

| Zona | S5 | S4 |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Deficit [MW] | confidential | confidential |

3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri

Precizari

1. Conectarea CT 110kV Stejaru, este insotita de trecerea de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru a uneia din LEA 110 kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si a uneia din LEA 110 kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Targu Neamt.
2. In toate regimurile, la retragerea din exploatare a LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu sau LEA 400 kV Pelicanu-Cernavoda, se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu si se conecteaza T 400/110 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva.
In aceasta situatie linia 110 kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:
 - bara 1 110 kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110 kV Pelicanu-CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
 - bara 2 110 kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400 kV din PelicanuDeconectarea T2 400/110 kV Pelicanu se face intotdeauna cu informarea in prealabil a personalului operativ al combinatului Tenaris – Donasid, pentru reglarea tensiunii in retea proprie.
3. In balantele analizate CET Galati nu este in functiune. Distributia consumului combinatului Mital Steel pe barele statiilor Smardan si Barbosi este detremnanta in ceea ce priveste circulatia pe axa de 220 kV dintre Filesti-Barbosi-Focsani. In cadrul studiului nu s-a intervenit asupra acestei distributii, ea mentinuta asa cum a fost inregistrata in ziua caracteristica de vara din 2016.
4. LEA 110 kV Smardan-Filesti si Smirdan-Galati Nord-Filesti sunt in functiune, acest lucru nu se mai precizeaza in cadrul conditionarilor de regim.
5. Modul de realizare a reducerii unor deficite in zonele Sud, Fundeni, Vest, Domnesti, necesar la retrageri de echipamente in zona Bucuresti, este decis operativ de catre DET Bucuresti, in prezentul studiu fiind propusa doar valoarea maxima admisibila a deficitului zonei respective.
6. La retragerea din exploatare a LEA 220 kV Barbosi-Focsani V. sau a LEA 220 kV Barbosi-Filesti, simultan cu declansarea celeilalte linii, nu se respecta criteriul N-1, combinatul Mital Steel se insularizeaza pe grupurile din CET Galati.
7. In ceea ce priveste excedentele/ deficitele pe zone referite in cadrul conditionarilor de regim propuse, acestea sunt citite astfel:

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

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

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

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

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

zona S5: pe LEA 400 kV Brasov-Gutinas, Smardan-Gutinas, LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest, Stejaru-Gheorgheni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni

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

Regimul R4 - scheme de retrageri pentru zona de retea Arges – Valcea

Verificarea criteriului (N-1) in scheme cu retrageri pentru zona de retea Arges – Valcea s-a realizat considerand regimul R4 pentru care s-a verificat criteriul (N-1) in schema completa atat in RET cat si in RED. Pentru verificarea criteriului (N-1) in schema completa au fost necesare urmatoarele masuri de regim:

- conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului – Cazanesti, LEA 110 kV Pojaru – Berbesti si CT 110 kV Dragasani;
- reducerea productiei in **confidential** la **confidential**.

In urma aplicarii acestor masuri topologice si de dispecerizare a productiei a rezultat un excedentul al zonei de retea Arges – Valcea de **confidential**.

Verificarea criteriului (N-1) in scheme cu retrageri in RET pentru zona de retea Arges – Valcea a condus la urmatoarele rezultate:

- Retragerea din exploatare a **LEA 220 kV Bradu – Arefu** sau a **LEA 220 kV Bradu - Stuparei**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea LEA 110 kV Stuparei – Cazanesti la cca. $111\%I_{adm\ 30^{\circ}C}$.
La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se reduce excedentul zonei de retea Arges – Valcea la **confidential**.
- Retragerea din exploatare a **LEA 220 kV Bradu – Stuparei** sau a **LEA 220 kV Arefu - Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea LEA 110 kV Stuparei – Cazanesti la cca. $108\%I_{adm\ 30^{\circ}C}$.
La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se reduce excedentul zonei de retea Arges – Valcea la **confidential**.
- Retragerea din exploatare a **AT 220/110 kV Stuparei** sau a **AT 220/110 kV Raureni**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea LEA 110 kV Stuparei – Cazanesti la cca. $108\%I_{adm\ 30^{\circ}C}$.
La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se reduce excedentul zonei de retea Arges – Valcea la **confidential**.

La retragerea unei bare 220 kV Bradu si declansarea celeilalte bare 220 kV Bradu excedentul maxim al zonei de retea Arges – Valcea este 220 MW in conditiile in care sunt conectate LEA 110 kV Poiana Lacului – Cazanesti, LEA 110 kV Pojaru – Berbesti si CT 110 kV Dragasani.

Regimul R7 - scheme de retrageri pentru zona de retea Arges – Valcea

Verificarea criteriului (N-1) in scheme cu retrageri pentru zona de retea Arges – Valcea s-a realizat considerand regimul R7 pentru care s-a verificat criteriul (N-1) in schema completa atat in RET cat si in RED. Pentru verificarea criteriului (N-1) in schema completa nu au fost necesare masuri de regim de modificare a topologiei sau dispecerizare a productiei in zona de retea Arges – Valcea. Deficitul zonei de retea Arges – Valcea este de **confidential**.

Criteriului (N-1) in scheme de retrageri in RET pentru zona de retea Arges – Valcea este respectat pentru deficitul initial al zonei de **confidential**.

Deficitul maxim calculat al zonei de retea Arges – Valcea considerand LEA 110 kV Poiana Lacului – Cazanesti, LEA 110 kV Pojaru – Berbesti, LEA 110 kV Preajba - Mozaceni si CT 110 kV Dragasani conectate este de **confidential**. Retragerile si elementul sensibil care determina limita sunt:

- Retragerea din exploatare a **AT4 400/220 kV Bradu** sau a **LEA 220 kV Bradu – Targoviste d.c.**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea LEA 110 kV Pojaru – Berbesti la $100\%I_{adm\ 30^{\circ}C}$.

La retragerea unei bare 220 kV Bradu si declansarea celeilalte bare 220 kV Bradu deficitul maxim al zonei de retea Arges – Valcea este **confidential** in conditiile in care sunt conectate LEA 110 kV

Poiana Lacului – Cazanesti, LEA 110 kV Pojaru – Berbesti, LEA 110 kV Preajba - Mozaceni si CT 110 kV Dragasani.

Regimul R2- scheme de retrageri din sectiunea S4

1. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Rosiori - Mukacevo** sau a **LEA 400 kV Rosiori- Gadalin**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 400 kV Rosiori, Oradea Sud.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;
- se deconecteaza BC 400 kV Rosiori;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Gadalin, Oradea Sud.

2. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Rosiori - Mukacevo** sau a **LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 400 kV Rosiori, Iernut, Oradea Sud, Cluj Est, Gadalin, in statiile 220 kV Rosiori Sud, Baia Mare, Tihau, Vetis, Salaj, precum si in statiile 110 kV din zona Dej – Bistrita.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;
- se deconecteaza BC 400 kV Rosiori si BC 400 kV Gadalin;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Oradea Sud.

3. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Rosiori - Mukacevo** sau a **LEA 400 kV Iernut - Gadalin**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 400 kV Rosiori, Oradea Sud, Cluj Est, Gadalin, in statiile 220 kV Rosiori Sud, Vetis.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;
- se conecteaza LEA110 kV Tauni - Blaj, Medias - Copsa Mica, Tusnad - Valea Crisului, Lechinta – Deda;
- se deconecteaza LEA 110 kV Medias - Tarnaveni;
- se deconecteaza BC 400 kV Rosiori;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Gadalin, Oradea Sud.

4. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud** sau a **LEA 400 kV Rosiori -Gadalin**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 400 kV Rosiori, Cluj Est, Gadalin (cca. 372 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;
- se deconecteaza BC 400 kV Gadalin;
- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Rosiori, Oradea Sud.

5. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud** sau a **LEA 400 kV Sibiu Sud-Mintia**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 400 kV Sibiu Sud (aprox. 421 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;
- se comuta ploturile la AT1 400/220 kV Iernut in sens descrescator (8→7).

6. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Rosiori-Gadalin** sau a **LEA 400 kV Iernut-Gadalin**, simultan cu declansarea celuilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 400 kV Cluj Est, Gadalin (cca. 350 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;
- se deconecteaza BC 400 kV Gadalin;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Rosiori, Oradea Sud.

7. Retragera din exploatare a **LEA 400 kV Iernut-Gadalin** sau a **AT1 400/220 kV Iernut**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Iernut, Sibiu Sud (cca. 422 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 400/220 kV Mintia aflat in functiune in sens descrescator (10↓6).

8. Retragera din exploatare a **LEA 400 kV Rosiori-Oradea Sud** sau a **LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo**, sau a **LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud**, sau a **LEA 220 kV Tihau-Salaj**, sau a **AT 220 kV Salaj**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 400 kV Oradea Sud (cca. 334 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2:

- se verifica sa fie conectate LEA 110 kV Salonta - Chisinau Cris si CT 110 kV Vascau;

- se deconecteaza BC 400 kV Oradea Sud;

- se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 400 kV Rosiori, Gadalin.

9. Retragera din exploatare a **AT 400/220 kV Iernut** sau a **LEA 400 kV Roman N-Suceava**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Moldova (cca. 98.5 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 220/110 kV Stejaru in sens crescator (13↑15).

10. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Alba Iulia-Mintia** sau a **AT 220/110 kV Alba Iulia aflat in functiune**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 220 kV Alba Iulia, Gilceag, Sugag (cca. 243 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se va conecta AT 220/110 kV Alba Iulia aflat in rezerva calda.

11. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni** sau a **LEA 400 kV Roman N-Suceava**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Moldova (cca. 98.5 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 220/110 kV Stejaru in sens crescator (13↑16).

12. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Fantanele-Ungheni** sau a **LEA 400 kV Roman N-Suceava**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Moldova (cca. 98.8 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 220/110 kV Stejaru in sens crescator (13↑14).

13. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Fantanele-Gheorgheni** sau a **LEA 400 kV Roman N-Suceava**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Moldova (cca. 98.9 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 220/110 kV Stejaru in sens crescator (13↑14).

Regim R2- scheme de retrageri din sectiunea S5

1. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Fantanele-Gheorgheni**, sau a **LEA 220 kV Gheorgheni-Stejaru**, sau a **LEA 220 kV Stejaru-Dumbrava**, sau a **LEA 220 kV Dumbrava-Gutinas** sau a **LEA 220 kV Gutinas-Fai**, sau a **LEA 220 kV Focsani Vest-Gutinas**, sau a **LEA 220 kV Lacul Sarat-Filesti**, sau a **LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest**, sau a **LEA 220 kV Barbosi-Filesti**, sau a **AT5** sau **AT6 400/220 kV Gutinas**, sau a **LEA 400 kV Gutinas-Bacau Sud**, sau a **LEA 400 kV Smardan-Gutinas** sau a **LEA 400 kV Roman Nord-Suceava**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 400 kV Suceava (cca. 297 kV) si in statiile 110 kV din zonele Suceava si Gutinas.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se deconecteaza BC 400 kV Suceava.

2. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Fantanele-Gheorgheni**, sau a **LEA 400 kV Smardan-Gutinas**, sau a **LEA 220 kV Gheorgheni-Stejaru**, sau a **LEA 220 kV Stejaru-Dumbrava**, sau a **LEA 220 kV Dumbrava-Gutinas**, sau a **LEA 220 kV Gutinas-Fai**, sau a **LEA 220 kV Focsani Vest-Gutinas**, sau a **LEA 400 kV Gutinas-Bacau Sud** sau a **LEA 400 kV Bacau Sud-Roman Nord**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 400 kV Suceava si Roman Nord (cca. 379 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se deconecteaza BC 400 kV Suceava;

- pentru reglarea nivelului de tensiune dupa declansarea BC 400 kV Suceava la valori admisibile sunt necesare urmatoarele manevre:

- se modifica ploturile la urmatoarele unitati de transformare:

AT 1 Iernu 400/220 kV in sens crescator (9↑ 10);

T 1 si T 2 Brasov 400/110 kV in sens descrescator (7↓ 6);

AT 5 si AT 6 Gutinas 400/220 kV in sens crescator (10↑ 15);

AT Borzesti 220/110 kV in sens crescator (7↑ 9);

AT FAI 220/110 kV, aflat in functiune, in sens crescator (7↑ 10);

T 400/110 kV Roman Nord in sens crescator (6↑ 8);

AT 2 400/220 kV Suceava in sens crescator (6↑ 7);

T 400/110 kV Bacau Sud in sens crescator (5↑ 8);

3. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Lacul Sarat-Filesti** sau a **AT 400/220 kV Lacu Sarat** aflat **in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: ramanerea fara tensiune a statiilor 110 kV din zona Lacu Sarat.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: La retragerea liniei 220 kV Lacu Sarat – Filesti:

- se conecteaza liniile 110 kV Maxineni - Liesti, Smardan – Brailita și Abator - Brailita.

La retragerea din exploatare a AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in functiune:

- se conecteaza AT 400/220kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

-se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti;

-se verifica ca este conectata CT 110 kV Stejaru.

4. La retragerea din exploatare a **LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest** sau a **LEA 220 kV Barbosi-Filesti**, simultan cu declansarea celei alte linii, nu se respecta criteriul N-1, combinatul Mital Steel se insularizeaza pe grupurile din CET Galati.

5. Retragera din exploatare a **LEA 220 kV Barbosi-Filesti** sau a **AT2 220/110 kV Barbosi**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 110 kV Barbosi (125 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta plotul la AT 220/110 kV Barbosi in sens descrescator (8↓ 6).

Regimul R2- scheme de retrageri din sectiunea S6

1. Retragera din exploatare a **LEA 400 kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **LEA 400 kV Gura Ialomitei-Cernavoda c1**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Gura Ialomitei, Facaeni (cca. 437 kV) si in statiile 110 kV Gura Ialomitei, Baltagesti (cca. 124 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: -se verifica ca este conectata Valea Calugareasca-Urziceni;

-se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu,

-se conecteaza CT 110 kV G.Ialomitei.

2. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda** sau a **T 400/110 kV Medgidia Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Dobrogea (cca. 123 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent)

3. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda** sau a **LEA 400 kV Cernavoda- Medgidia Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Dobrogea (cca. 123 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent).

4. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest** sau a **LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: ramanerea fara tensiune a zonei Tulcea.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se conecteaza LEA 110kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua; (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);

- se comuta ploturile la T2 400/110 kV Medgidia Sud in sens descrescator (8↓6).

5. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Rahman – Dobrudja** sau a **LEA 400 kV Rahman – Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: izolarea statiei 400/110 kV Rahman si deci a CEE care debiteaza in aceasta statie.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se conecteaza LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circuitul aflat in rezerva calda.

6. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Stupina – Varna** sau a **LEA 400 kV Stupina – Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: izolarea statiei 400/110 kV Stupina si deci a CEE care debiteaza in aceasta statie.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se conecteaza LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circuitul aflat in rezerva calda.

7. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Cernavoda-Pelicanu** sau a **T 400/110 kV Gura Ialomitei aflat in functiune**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Pelicanu (cca. 124 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu (cu informarea in prealabil a personalului operativ Tenaris – Donasid pentru reglarea tensiunii in reseaua proprie);

- se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei.

8. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Cernavoda-Pelicanu** sau a **LEA 400 kV Domnesti-Brazi Vest**, sau a **AT 400/220 kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV din Domnesti, Brazi Vest, Bucuresti Sud (cca. 422 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu (cu informarea in prealabil a personalului operativ Tenaris – Donasid pentru reglarea tensiunii in reseaua proprie);

- se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza LEA 110 kV Gura Ialomitei-Slobozia Sud, LEA 110 kV Gura Ialomitei-Bordusani;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

- se conecteaza LEA 110 kV Oltenita Nord- Hotarele;

- se deconecteaza LEA 100 kV Slobozia Sud-Dragos Voda si LEA 110 kV Slobozia Sud-Slobozia Nord;

- se trece in rezerva LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;

- pentru incadrarea tensiunilor in limite admisibile in statiile 400 kV Bucuresti Sud, Domnesti si Brazi Vest (aprox. 445 kV) se utilizeaza un agregat din CHE Lotru in regim de compensator sincron;

- se comuta ploturile la AT5 si AT6 400/220 kV Lotru, AT4 400/220 kV Bradu, AT3 400/220 kV Brazi Vest, AT 400/220 kV Urechesti, la T1,T2 si T5 400/110 kV Domnesti, T3 si T4 400/110 kV Gura Ialomitei.

9. Retragerea din exploatare a LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu sau a LEA 400 kV Cernavoda-Pelicanu, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 400 kV Pelicanu (cca. 378 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu (cu informarea in prealabil a personalului operativ Tenaris – Donasid pentru reglarea tensiunii in retea proprie);

- se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei.

10. Retragerea din exploatare a LEA 400 kV Bucuresti Sud-Cernavoda provizorat sau a LEA 400 kV Pelicanu-Cernavoda, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 400 kV Bucuresti Sud (cca. 421 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu (cu informarea in prealabil a personalului operativ Tenaris – Donasid pentru reglarea tensiunii in retea proprie);

- se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.Ialomitei;

- se conecteaza LEA 110 kV Gura Ialomitei-Slobozia Sud, LEA 110 kV Gura Ialomitei-Bordusani, T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva la bara 1 – 110 kV si se conecteaza;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

- se conecteaza LEA 110 kV Oltenita Nord- Hotarele;

- se deconecteaza LEA 100 kV Slobozia Sud-Dragos Voda si LEA 110 kV Slobozia Sud-Slobozia Nord;

- se trece in rezerva LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;

- pentru incadrarea tensiunilor in limite admisibile in statiile 400 kV Bucuresti Sud, Domnesti si Brazi Vest (aprox. 445 kV) se utilizeaza un agregat din CHE Lotru in regim de compensator sincron;

- se comuta ploturile la AT5 si AT6 400/220 kV Lotru, AT4 400/220 kV Bradu, AT3 400/220 kV Brazi Vest, AT 400/220 kV Ureschesti, la T1,T2 si T5 400/110 kV Domnesti, T3 si T4 400/110 kV Gura Ialomitei.

11. Retragerea din exploatare a LEA 400 kV Brasov-Gutinas sau a LEA 400 kV Roman Nord-Suceava, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Moldova (cca. 98 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 220/110 kV Iasi aflat in functiune (8↓9).

12. Retragerea din exploatare a LEA 400 kV Smardan- Gutinas sau a LEA 400 kV Roman Nord-Suceava, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile 110 kV din zona Moldova (cca. 98 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la AT 220/110 kV Iasi aflat in functiune (8↓9).

13. Retragerea din exploatare a LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest sau a AT 220/110 kV Suceava, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R2: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statia 110 kV Suceava (cca. 123 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R2: - se comuta ploturile la T 400/110 kV Bacau Sud (5↑6) si T 400/110 kV Roman Nord (7↓6).

Regimul R4- scheme de retrageri din sectiunea S6

1. Retragerea din exploatare a LEA 400 kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei sau a LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: tensiuni mai mari decat limita admisibil in statiile 400 kV Tulcea Vest si Tariverde (cca. 422 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se comuta ploturile la AT3 si AT4 400/220 kV Bucuresti Sud, T1 si T2 400/110 kV Pelicanu, T3 si T4 400/110 kV Gura Ialomitei, T1 si T2 400/110 kV Constanta Nord, AT 220/110 kV Mostistea.

2. Retragera din exploatare a LEA 400 kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei sau a LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la cca. 120% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se verifica ca este conectata Valea Calugareasca-Urziceni;

- se conecteaza T 400/110 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva;

- se conecteaza CT 110 kV G.Ialomitei;

- se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;

- se conecteaza LEA 110 kV Basarab-Baltagesti.

3. Retragera din exploatare a LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda sau a LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la cca. 143% Sn si incarcarea liniilor 110 kV Basarabi-Medgidia Sud c1 si c2 la cca. $104\% I_{adm30^{\circ}C}$.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);

- se conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza T 400/100 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

- se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord;

- se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;

- deficitul initial al zonei Dobrogea este **confidential**, se retrage linia numai daca deficitul zonei Dobrogea scade sub **confidential**, ceea ce inseamna o productie de minim **confidential** in CEE zona Dobrogea;

- se comuta ploturi la T1, T2 si T3 400/110 kV Tariverde.

4. Retragera din exploatare a LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda sau a LEA 400 kV Gura Ialomitei-Cernavoda, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la cca. 117% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);

- se conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

- se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord;

- se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;

- deficitul initial al zonei Dobrogea este **confidential**, se retrage linia numai daca deficitul zonei Dobrogea scade sub **confidential**, ceea ce inseamna o productie de minim **confidential** in CEE zona Dobrogea.

5. Retragera din exploatare a LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda sau a LEA 400 kV Tulcea Vest-Tariverde, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la cca. 126% Sn.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);

- se conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza T 400/100 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

- se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord;

- se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu.

6. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda** sau a **LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la cca. 132% Sn si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 400 kV Constanta Nord (cca. 340 kV) si in statiile 110 kV din zona Constanta (aprox. 97 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);

- se conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;

- se conecteaza T 400/100 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva;

- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

- se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord;

- se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu.

7. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea** sau a **T1 sau T2 400/110 kV Constanta Nord**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Tariverde si Tulcea Vest (cca. 449 kV) si in statiile 110 kV din zona Tulcea Vest (aprox. 131 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se reduce nivelul tensiunii in zona Dobrogea prin mijloacele locale disponibile:

- modificarea tensiunii la bornele generatorului Unitatii 1 Cernavoda (408 kV);

8. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea** sau a **LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde**, simultan cu declansarea celui alt element determina in:

R4: ramanerea fara tensiune a zonei Tulcea.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent).

9. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Rahman – Dobrudja** sau a **LEA 400 kV Rahman – Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R2: izolarea statiei 400/110 kV Rahman si deci a CEE care debiteaza in aceasta statie.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circuitul aflat in rezerva calda.

10. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Stupina – Varna** sau a **LEA 400 kV Stupina – Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R4: izolarea statiei 400/110 kV Stupina si deci a CEE care debiteaza in aceasta statie.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circuitul aflat in rezerva calda.

11. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Stupina – Varna** sau a **LEA 400 kV Rahman – Dobrudja**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R4: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Smardan, Gura Ialomitei, Lacu Sarat, Facaeni, Tulcea Vest, Rahman, Stupina, Tariverde, Isaccea (cca. 424 kV) si in statiile 110 kV din zona Lacu Sarat, Smardan.

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circuitul aflat in rezerva calda;

- se reduce nivelul tensiunii in zona Dobrogea prin mijloacele locale disponibile:

- modificarea tensiunii la bornele generatorului Unitatii 1 Cernavoda (408 kV).

12. Retragerea din exploatare a **LEA 400 kV Stupina – Varna** sau a **LEA 400 kV Rahman – Isaccea**, sau a **T1 400/110 kV Pelicanu**, sau a **LEA 400 kV Gura Ialomitei-Cernavoda**, sau a **LEA 400 kV Gutinas-Smardan**, sau a **T2 400/110 kV Smardan**, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R4: tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile 400 kV Gura Ialomitei, Tulcea Vest, Rahman, Stupina, Isaccea (cca. 421 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se conecteaza LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circuitul aflat in rezerva calda;

- se reduce nivelul tensiunii in zona Dobrogea prin mijloacele locale disponibile:
 - modificarea tensiunii la bornele generatorului Unitatii 1 Cernavoda (410 kV).

13. Retragerea din exploatare a LEA 400 kV Cernavoda-Pelicanu sau a LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu, simultan cu declansarea celui alt echipament determina in:

R4: tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia 400 kV Pelicanu (321 kV) si in statia 110 kV Pelicanu (89.7 kV).

Masuri de regim la retragerea din exploatare a unuia din elementele respective:

R4: - se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu (cu informarea in prealabil a personalului operativ Tenaris – Donasid pentru reglarea tensiunii in reseaua proprie);

- se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva, pe bara 1 110kV G.Ialomitei;
- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;
- se conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti.
- se reduce nivelul tensiunii in zona Dobrogea prin mijloacele locale disponibile:
 - modificarea tensiunii la bornele generatorului Unitatii 1 Cernavoda (411 kV).

3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR

confidential

3.5. CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)

3.5.1. NTC maxime, pentru topologie normala

S-au calculat capacitati nete de schimb pentru vara 2017, in schema normala sezoniera (incluzand retrageri de durata), pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona, Ucraina de vest si Turcia, prin LEA 400 kV: Portile de Fier-Djerdap, 1cTantareni-Kozlodui, Rahman-Dobrudja, Stupina-Varna, Arad-Sandorfalva, Nadab-Bekecsaba, Rosiori-Mukacevo.

Calculule s-au facut pentru regimul de varf de sarcina de seara cu productie maxima posibila in CEE (R5) si sold 1250 MW.

S-au calculat capacitati nete de schimb totale maxime, negarantate, intre Romania si reseaua interconectata europeana continentală sincrona considerand diferite structuri de crestere a schimbului simultan in mai multe directii. S-a urmarit atingerea simultana a mai multe limitari pe diferite directii, efectul limitarii schimburilor cu Bulgaria la marimi de ordinul celor propuse pentru licitatiile lunare de catre partener, maximizarea schimburilor cu Ungaria.

| Scenarii export | RO->HU | RO->RS | RO->BG | RO->UA |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|
| exp 1 | 30% | 30% | 30% | 10% |
| exp 2 | 30% | 15% | 45% | 10% |
| exp 3 | 45% | 15% | 30% | 10% |
| exp 4 | 55% | 15% | 15% | 15% |
| exp 5 | 55% | 20% | 15% | 10% |
| exp 6 | 50% | 10% | 30% | 10% |
| exp 7 | 40% | 30% | 20% | 10% |
| Scenarii import | RO<-HU | RO<-RS | RO<-BG | RO<-UA |
| imp 1 | 30% | 30% | 30% | 10% |
| imp 2 | 30% | 15% | 45% | 10% |
| imp 3 | 30% | 45% | 15% | 10% |
| imp 4 | 45% | 15% | 30% | 10% |
| imp 5 | 55% | 15% | 15% | 15% |

S-a verificat criteriul N-1 si s-au determinat limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, considerand scenarii optimiste de schimb si masuri preventive /postavarie.

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

| | | Contingenta | Limita de incarcare pe: |
|--------------|---|-----------------------------------|---|
| Export RO | 1 | LEA 400 kV Sofia Zapad-Nis | LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap; 100% I_{lim} Djerdap |
| | 2 | LEA 400 kV Stupina-Varna | LEA 400 kV Rahman-Dobrudja; 100% P automatica BG |
| | 3 | 1 c LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui | LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap; 100% I_{lim} Djerdap |
| | 4 | LEA 400 kV Arad-Mintia | LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap; 100% I_{lim} Djerdap |
| Import RO | 1 | 1 c LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui | LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap; 100% I_{lim} Djerdap |
| | 2 | LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo | LEA 110 kV de pe axa Arad- Chisinau Cris- Oradea Vest; 100% |
| | 3 | LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo | LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap; 100% I_{lim} Djerdap |
| | 4 | LEA 400 kV Rosiori-Gadalin | AT 400/220 kV Rosiori 100% Sn |

Daca la verificarea criteriul N-1 se considera si declansarea liniilor dublu circuit, declansarea simultana a LEA 220 kV Portile de Fier-Resita c1 si c2 este element limitator pentru toate scenariile:

| | | Contingenta | Limita de incarcare pe: |
|--------------|---|--|--|
| Export RO | 5 | LEA 220 kV Portile de Fier-Resita c1 si c2 | LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap; 100% I_{lim} Djerdap |

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

Pe baza calculelor au rezultat urmatoarele valori **NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN** pentru vara 2017:

| Scenarii | exp1/ imp1 | exp2/ imp2 | exp3/ imp3 | exp4/ imp4 | exp5/ imp5 | exp6/ imp6 | exp7/ imp7 |
|--------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| NTC | R5 | R5 | R5 | R5 | R5 | R5 | R5 |
| Contingenta | | | | | | | |
| Export RO | 1,(3,4)/ 5 | 1, 2/ 5 | 3/ 5 | 1, (4)/ 5 | 1/ 5 | 3,(1,2)/ 5 | 1 / 5 |
| Import RO | 1 | 1 | 1 | 1, (2) | 1, (2, 3, 4) | | |
| | | | | | | | |
| Export RO | 2050/1800 | 2000/1950 | 2200/1900 | 2150/1850 | 2150/1850 | 2250/1950 | 1950/1750 |
| Import RO | 1950 | 2000 | 1850 | 2000 | 2050 | | |
| | | | | | | | |
| RO->HU | 800/750 | 800/850 | 1000/850 | 1100/900 | 1050/900 | 1100/900 | 850/750 |
| HU->RO | 700 | 700 | 650 | 800 | 950 | | |
| | | | | | | | |
| RO->RS | 750/650 | 600/650 | 650/600 | 600/600 | 700/600 | 600/600 | 700/650 |
| RS->RO | 500 | 400 | 550 | 400 | 400 | | |
| | | | | | | | |
| RO->BG | 400/300 | 500/500 | 450/350 | 300/250 | 300/250 | 450/350 | 300/250 |
| BG->RO | 500 | 600 | 400 | 500 | 400 | | |
| | | | | | | | |
| RO->UA | 100/100 | 100/100 | 100/100 | 150/100 | 100/100 | 100/100 | 100/100 |
| UA->RO | 250 | 300 | 250 | 300 | 300 | | |

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

- pentru schema normala, fara programe de retrageri cu exceptia re tehnologizarilor de lunga durata;
- fara considerarea alocarilor successive pe mai multe granite, care in realitate determina solicitarea mai intensa a anumitor linii de interconexiune (exemplu : RO=>RS + RS=>HU = RO=>HU);
- fara considerarea cresterii simultane a schimburilor intre alti pateneri printr-o interfata multilaterala incluzand si granite ale SEN (exemplu RO+BG=>UA+HU+RS+MK+GR+TR, RO+RS=>HU, etc.).

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

Se remarca faptul ca in cazul functionarii cu productie eoliana maxima admisibila limita de export este impusa de:

- incarcarea LEA 400kV Stupina-Varna la limita impusa de automatica din Bulgaria (1200 A) la declansarea LEA 400kV Rahman-Dobrudja (in regim cu export mai mare spre Bulgaria);
- incarcarea LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap la declansare simultana a c1 si c2 220 kV Portile de Fier-Resita (CHE Portile de Fier I productie initiala 595 MW).

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

Limita de import este impusa de :

- incarcarea LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap la declansarea LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui aflat in functiune;
- incarcarea LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap la declansarea LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo;
- incarcarea AT 400/220 kV Rosiori la declansarea LEA 400 kV Rosiori-Gadalin;
- incarcarea LEA 110 kV de pe axa Arad- Chisinau Cris- Oradea Vest la declansarea LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo.

Se pot observa urmatoarele :

- functionarea cu productie mare in CEE din Dobrogea determina o crestere a incarcarii LEA de interconexiune din Dobrogea si cresterea valorii NTC de export in interfata Romaniei.

- Limitarea exportului spre Bulgaria la valori de ordinul celor impuse de partener in armonizarea lunara poate determina o reducere in functie si de productia in CHE Portile de Fier I.

3.5.2. NTC lunare/sublunare ferme

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

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

- programele de reparatii pentru luna respectiva;
- prognoza de productie si consum;
- schimburile prognozate;
- reglajul protectiilor si al automatizatorilor in functiune;
- NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldarii;
- utilizarea comuna a interfetelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocari succesive pe mai multe granite;
- masuri operative preventive/ postavarie.

Calculul NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane si succesive, cu o rezolutie la nivel de saptamana/zi care permite utilizarea in licitatile cu o zi inainte si in aceeasi zi.

In functie de actualizarea informatiilor privind desfasurarea programelor de retrageri, in cazul unor modificari semnificative valorile NTC pot fi recalulate si armonizate la nivel de subperioade. Capacitatile suplimentare se pot aloca zilnic in licitatile comune cu Serbia si Bulgaria si pe piata cuplata 4M MC pentru granita cu Ungaria, si in licitatile comune intra-zi pe granitele cu Ungaria si Serbia.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru aprilie 2017 sunt prezentate in Anexa 3.11. Existenta in aceeași luna a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzand seturi de valori ferme.

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

Determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice

Conditii generale

S-au verificat limitele de stabilitate statica si respectarea criteriului de siguranta (N-1) pentru sectiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 si S6.

Pentru toate sectiunile s-a considerat functionarea interconectata a SEN cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R5(varf), R4 si R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta.

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 **Padm** in sectiune in ultimul regim in care se respecta restrictiile legate de nivelul de tensiune si limitele de incarcare a elementelor retelei considerate la 20°C. Pentru scenariile in care declansarea unei linii conduce la variatia substantiala a pierderilor in retea, s-au dat valori pentru puterea admisibila prin sectiune in regimul care **urmeaza dupa declansare (a)** si in **regimul anterior declansarii** unui element (**b**), in forma **a / b**.

In sectiunile S1, S2, S3, S4, S5 si S6 valorile puterilor cu rezerva normata si cele admisibile s-au dat atat pentru intreaga sectiune ($\sum P_{L(400+220+110)kV}$), cat si pentru cea vizibila, formata doar din liniile de transport ($\sum P_{L(400+220)kV}$), acestea din urma incluzand si liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate in tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim si unei structuri de grupuri in functiune data in anexa 2.3.5. Aceste valori se pot modifica in cazul in care apar retrageri suplimentare de linii in cadrul SEN sau se functioneaza cu o alta repartitie a puterilor produse. Aceste modificari sunt necesar a fi analizate la programarea regimurilor.

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

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

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

Calculul pentru toate sectiunile s-a efectuat in regimul de baza cu luarea in considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

- S-a considerat balanta de productie cu U1 si U2 CNE Cernavoda in functiune in regimurile R2, R3 si R6.

4.1 Sectiunea S1

4.1. Sectiunea S1 in ipoteza de balanta R3 palierul VS cu productie in CCE.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R5 (varf) cu productie in CEE. Excedentul initial al sectiunii este de cca. 1695 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea ambelor circuite ale L220 kV Portile de Fier – Resita (d.c.), puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5600$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2200 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La declansarea L400 kV Sibiu Sud-Tantareni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2670 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5580$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3030 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Urechesti-Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3680 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3870 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=6150$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3920 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La declansarea L400 kV Tantareni-Kozlodui, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5520$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3960 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La retragerea L 400 kV Urechesti-Domnesti si declansarea L 400 kV Portile de Fier – Resita (d.c); in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5510 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1930 MW , valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud-Tantareni si declansarea L220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5520 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1920 MW , valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La retragerea L400 kV Portile de Fier - Djerdap si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5230 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1690 MW , valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La retragerea L400 kV Tantareni-Kozlodui si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5150 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2130 MW , valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.
- La retragerea L 400 kV Slatina-Bucuresti Sud si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5380 MW iar

puterea admisibila in sectiune este de 2200 MW , valoare peste care apar supr sarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.

- La retragerea L 400 kV Tantareni-Bradul si declansarea L 220 kV Portile de Fier – Resita d.c.; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5460 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1930 MW , valoare peste care apar supr sarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu.

4.2. Sectiunea S2

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R4 (varf) fara productie in CEE si CFV. Initial sectiunea S2 are un deficit de 1970 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L 400kV Sibiu Sud - Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3770$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2600 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Fagaras - Hoghiz.

- La declansarea L 400kV Tantareni - Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3770$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2880 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

- La declansarea unitatii in functiune din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2860 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

- La declansarea L 400kV Slatina – Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3700$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2960 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

- La declansarea L 400kV Urechesti - Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3710$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3400 MW, valoare peste care se supraincarca AT 400/220 kV Bradul;

- La declansarea L 400kV Rahman-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3930$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2970 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

- La declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3890$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2250 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti.

- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - Brasov si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3580 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2120 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

- La retragerea L400 kV Urechesti - Domnesti si declansarea L 400kV Sibiu Sud - Brasov puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3360 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2160 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Fagaras - Hoghiz;

- La retragerea L400 kV Tantareni - Bradul si declansarea L 400kV Sibiu Sud - Brasov puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3370 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2040 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Fagaras - Hoghiz;

- La retragerea L400 kV Slatina – Bucuresti Sud si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3470 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2060 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;
- La retragerea L400 kV Rahman-Dobrudja si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3810 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2250 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;
- La retragerea L220 kV Iernut-Ungheni (c2) si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3870 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2250 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

4.3. Sectiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R4 (varf) fara productie in CEE si CFV. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declansarea L400 kV Brasov- Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 970 MW (950 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan- Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1190$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1080 MW (1060 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Constanta Nord-Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1360$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1110 MW (1050 MW retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Isaccea- Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW (1120 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea unitatii in functiune din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1890$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1040 MW (1020 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Cernavod (provizorat), puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1370$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1130 MW (1100 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Stupina-Varna, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1360$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW (1120 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=940$ MW. *Puterea admisibila in sectiune este de 890 MW (860 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Cernavoda (provizorat) si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=980$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 940 MW (910 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET);

- La retragerea L400 kV Cernavoda – Pelicanu si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 940 MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 890 MW (870 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET);
- La retragerea L400 kV Constanta Nord – Cernavoda si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 1050 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 700 MW (*680 MW – retea vizibila*), valoare peste care apar suprasarcini pe T400/110 kV Medgidia;
- La retragerea L400 kV Gheorgheni – Stejaru si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 830 MW (810 MW – retea vizibila)*;
S-au conectat: L110 kV Copsa Mica – Medias; L110 kV Tauni – Blaj, L110 kV Tusnad-Valea Crisului CT110 kV Hoghiz si se deconecteaza: L110 kV Mintia-Tarnaveni.

4.4. Sectiunea S4

4.4.1. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R5 palierul VS

confidential

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

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1170$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (760 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1160$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1040 MW (940 MW – retea vizibila)*;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1330$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1130 MW (1010 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Gadalin - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1370$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1060 MW (950 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1360$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1150 MW (1030 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1340$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1130 MW (1010 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

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

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=920$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (650MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=920$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 830 MW (510MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Mintia si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1190$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 970 MW (590 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu 2;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI. si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1170$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 800 MW (620 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1200$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 800 MW (620 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1210$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 980 MW (750 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea AT440/220 kV Rosiori si declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 810 MW (650 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est si tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea AT440/220 kV Iernut si declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW si *puterea admisibila in sectiune sunt aceleasi, se modifica numai puterea admisibila in sectiune care este de 800MW (610 MW – retea vizibila)*), valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est si tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

4.4.2. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS

confidential

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

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

- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1070$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 900 MW (800 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1170$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 960 MW (700 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1390$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1090 MW (950 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1000$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 950 MW (840 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1200$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1050 MW (930 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Iernut – Gadalina, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1460$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1130 MW (990 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut;

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

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 790 MW (590 MW – retea vizibila)*;
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 710 MW (450 MW – retea vizibila)*;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1140$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 910 MW (630 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI. si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1140$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 890 MW (660 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1230$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 970 MW (700 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea AT440/220 kV Rosiori si declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1060$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 870 MW (650 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est;
- La retragerea AT440/220 kV Iernut si declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1050$ MW si *puterea admisibila in sectiune sunt aceleasi, se modifica numai puterea admisibila in sectiune care este de 870 MW (650 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est;

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R4 palierul VS fara productie in CCE.

confidential

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 760 MW (760 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
 - La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 800 MW (800 MW – retea vizibila)*;
 - La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 880 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 870 MW (870 MW – retea vizibila)*;
 - La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 830 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 760 MW (760 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
 - La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 850 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 800 MW (800 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
 - La declansarea L220 kV Gutinas - FAI puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1030 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 920 MW (920 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
 - La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=800$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 600 MW (*600 MW – retea vizibila*), valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV lernut;
 - La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud si declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=730$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 690 MW (*690 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
 - La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=700$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 700 MW (*700 MW – retea vizibila*).
 - La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 740 MW (*740 MW – retea vizibila*) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- confidential
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=690$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 680 MW (*680 MW – retea vizibila*).

4.5.2. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R5 palierul VS cu productie in CCE.

confidential

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 930 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 440 MW*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 880 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 840 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 920 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 870 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 950 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 890 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Gutinas - FAI puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1050 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 960 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L400 kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=780$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 450 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;
- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 440 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti.

Confidential

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=600$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 420 MW*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Liesti- ICM;

Confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=600$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 420 MW*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Liesti- ICM;

Confidential

- La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 430 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Pogoanele – Jugureanu;

Confidential

- La retragerea L220kV Barbosi – Filesti si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 430 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Pogoanele – Jugureanu;

Confidential

- La retragerea L220kV Lacu Sarat – Filesti si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 430 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Filesti – Smardan;

Confidential

- La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 440 MW*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

4.5.3. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS

confidential

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 880 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 830 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Bacau Sud– Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 790 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 730 MW*;
- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 750 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 710 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas - Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 780 MW* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 870 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 830 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorgheni puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 880 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 790 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Barbosi – Focsani Vest puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 800 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 800 MW*;
- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=490$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 370 MW (370 MW – retea vizibila)* valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi - Filesti.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=490$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 380 MW (370 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L220 kV Barbosi - Filesti.

- La retragerea L220 kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas , puterea admisibila puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=810$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 770 MW , valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

Confidential

- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=750$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 740 MW.
- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=700$ MW, este si puterea admisibila in sectiune este de 690 MW.
- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=790$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 580 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT400/220kV Gutinas ramas in functiune.

4.6. Sectiunea S6

4.6.1. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R5 palierul VS cu productie in CCE.

Confidential

- La declansarea L400kV Smirdan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4800$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2920 MW (*2820 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L220 kV Barbosi- Filesti;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5130$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2920 MW, (*2820 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4910$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3050 MW, (*2960 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3350 MW (*3250 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET si valoare ce depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mirecea Voda – Medgidia 1 .
- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5000$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3630 MW, (*3520 MW – retea vizibila*), valoare se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mirecea Voda – Medgidia 1 .
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5070$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3630 MW, (*3520 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.
- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5300$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3980 MW (*3860 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mirecea Voda – Medgidia 1;

Confidential

- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4530 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1950 MW (*1780 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Liest- ICM;

Confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4520 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1960 MW (*1840 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Liest- ICM;

Confidential

- La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400 kV Smirdan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4690$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2630 MW (*2480 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu.

Confidential

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4060 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2240 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Dobrudja – Rahman si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4590 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2870 MW (*2710 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Varna – Stupina si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4170 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2920 MW (*2650 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4270 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2390 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Cernavoda – Pelicanu si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4240 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2250 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 400kV Bucuresti Sud- Gura Ialomitei;

Confidential

- La retragerea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4710 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2670 MW (*2520 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV L110 kV Pogoanele – Jugureanu;

Confidential

- La retragerea L400 kV Constanta Nord – Cernavoda si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5140 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2750 MW (*2610 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Medgidia Nord – Medgidia I;

Confidential

- La retragerea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5140 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3430 MW (*3270 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

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

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 1363 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declansarea L400kV Smirdan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4370$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3140 MW (*3060 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L220 kV Barbosi- Filesti;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4740$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3980 MW, (*3880 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Cernavoda (provizorat), puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4630$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3950 MW, (*3850 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4980$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4520 MW (*4410 MW – retea vizibila*), valoare ce depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mirecea Voda – Medgidia 1 .
- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5960$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4510 MW, (*4400 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET .
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4170 MW, (*4070 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4590 MW (*4470 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Confidential

- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4240 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3030 MW (*2780 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Schela - Snardan;

Confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4150 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3010 MW (*2840 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Schela - Snardan;

Confidential

- La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400 kV Smirdan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4260$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 3140 MW (*3010 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu.

Confidential

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Cernavoda (provizorat) si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4000 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2560 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Dobrudja – Rahman si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3980 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2980 MW (*2860 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Varna – Stupina si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3940 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2940 MW (*2810 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3950 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2010 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Slobozia 1 – Slobozia Nord ;

Confidential

- La retragerea L400 kV Cernavoda – Pelicanu si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4040 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2550 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4320 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3240 MW (*3100 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 220kV Barbosi- Filesti;

Confidential

- La retragerea L400 kV Constanta Nord – Cernavoda si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4720 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2210 MW (*2160 MW – retea vizibila*), valoare peste care apar suprasarcini pe T2 400/110 kV Medgidia;

Confidential

- La retragerea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest si declansarea L400 kV Constanta Nord – Cernavoda puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4730 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2210 MW (*2150 MW – retea vizibila*), valoare peste care apar suprasarcini pe T2 400/110 kV Medgidia;

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

confidential

6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

Pentru vara 2017 se propun **schemele normale de functionare** 220-400kV si 110kV prezentate in anexele 3.1 si 3.2.

Se prezinta urmatoarele propuneri de schema normala avand in vedere modificarile fata de schema normala (SN) a sezonului de iarna 2016-2017:

DET 1

Statia 400/110 kV Smardan :

BC 100 MVAr 400 kV retrasa definitiv din exploatare

Statia 400/220/110 kV Suceava:

T2 250 MVA 400/220 kV in functiune la Bara 1 400 kV si la Bara 1 110 kV
Provizorat LEA 110 kV Suceava-Tricotaje 1-Tricotaje 2-Rulmentul in functiune;
Provizorat LEA 110 kV Suceava-Tg.Neamt-Veresti-CET Suceava 1 in functiune;

DET2

Statia 400 kV Isaccea:

BC2 330 MVAr 750 kV retrasa definitiv din exploatare

Statia 400/110 kV Tulcea Vest:

T1,2,3 400/110 kV in functiune. Daca suma puterilor active pe cele 3 transformatoare este maxim 250 MW se poate aduce in rezerva calda unul dintre cele 3 transformatoare si se conecteaza CT_A 110 kV Tulcea Vest;

Statia 400/110 kV Tariverde:

T1,2,3 400/110 kV in functiune. Daca suma puterilor active pe cele 3 transformatoare este maxim 250 MW se poate aduce in rezerva calda unul dintre cele 3 transformatoare;

Statia 400/110 kV Medgidia Sud:

Provizorat LEA 400 kV Cernavoda cu T2-250MVA 400/110 kV printr-un cablu 400 kV, montat intre IO 400 kV LEA Cernavoda si bornele TC 400kV T2 in functiune;
T1 250 MVA 400/110 kV este in stare operativa nenominalizabila.

LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu in functiune in statia Stejaru si in rezerva in statia Mihai Viteazu

DET 3

Statia 400/220/110 kV Bradu

Statia noua 400 kV pusa in functiune cu AT3 400/220 kV nou indisponibil
Statia veche 400 kV in functiune cu LEA 400 kV Tantareni, LEA 400 kV Brasov si AT4 400/220 kV vechi
Statia noua 220 kV pusa in functiune cu LEA 220 kV Arefu, LEA 220 kV Targoviste circ. 1 si circ. 2, LEA 220 kV Stuparei, LEA 220 kV Pitesti Sud provizorat, AT2 220/110 kV nou
Statia veche 220 kV in functiune cu AT4 400/220 kV vechi si LEA 220 kV Pitesti Sud provizorat
LEA 220 kV Pitesti Sud provizorat realizata din LEA 220 kV Bradu-Pitesti Sud avand 2 celule in functiune in statia Bradu: celula LEA 220 kV Pitesti Sud in statia veche si celula LEA 220 kV Pitesti Sud in statia noua

Statia 220/110 kV Isalnita:

LEA 220 kV Gradiste in functiune pe bara 2-220 kV Isalnita;

DET 4

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

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

Statia 220 kV Retezat

TH1, TH2 și LEA 220 kV Hășdat cu celula 220 kV Hasdat în funcțiune pe B2 – 220 kV;
celula 220 kV laz în rezervă caldă pe B2 – 220kV;
B1 – 220 kV în rezervă

Statia 220/110 kV Hasdat:

AT2 220/110 kV retras definitiv din exploatare

DET 5

Statia 220/110 kV Campia Turzii:

Bara 1 – 110 kV:

AT 200 MVA 220/110 kV

LEA 110 kV IMA-Ocna Mures-Aiud

LEA 110 kV Aiud-Ocna Mures

Bara 2 – 110 kV:

LEA 110 kV Poiana

LEA 110 kV Iernut

LEA 110 kV CFR Calarasi

LEA 110 kV Ludus

LEA 110 kV Mihai Viteazu

CT – 110 kV în rezerva calda

Bara 1 – 220 kV

LEA 220 kV Iernut

AT 220/110 kV Campia Turzii

Bara 2 – 220 kV

LEA 220 kV Cluj Floresti

CT – 220 kV conectata

Statia 220/110 kV Alba Iulia:

AT2 220/110 kV in rezerva calda;

CT 110 kV conectata;

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

DET 1:

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

DET 2:

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

DET 3:

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

DET 4:

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

DET 5:

AT2 220/110 kV Alba Iulia, AT1 220/110 kV Ungheni, AT2 220/110 kV Gheorghieni.

6.2. Concluzii regimuri stationare

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

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

- zona 110kV Dobrogea, compusa din:

- zona Tulcea;
- zona Constanta+Medgidia

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

Nazarcea-Constanta Nord, LEA 110 kV Harsova- Topolog - derivatie Cismeaua Noua.

- zona Dobrogea este compusa din Dobrogea 110kV si zona statiei 400/110 kV Tariverde;
 - zona 110kV L.Sarat, Smardan;
 - zona statiilor 400/110kV Stupina si Rahman;
 - zona statiei 400/110kV Tariverde;
 - zona Baltagesti, G.lalomitei;
 - zona sectiunii S6:
 - zona Dobrogea;
 - zona 110kV L.Sarat-Smardan;
 - zona Baltagesti-G. lalomitei;
 - zona Stupina-Rahman;
 - zona Moldova (inclusiv zona Buzau);
 - zona Banat.
- b)** Valorile insumate ale puterii instalate (disponibile nete) in unitati dipecerizabile a CEE modelate in studiu, din fiecare zona descrisa mai sus, precum si gruparea lor pe DET-uri, de la inceputul pana la sfarsitul perioadei analizate:

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

- c)** Distributia pe DET-uri a CEF modelate este urmatoarea:

| DET | P disp. neta CEF modelate [MW] |
|------------------|--------------------------------|
| 1 | 33 |
| 2 | 369 |
| 3 | 163 |
| 4 | 47 |
| 5 | 208 |
| Total SEN | 820 |

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile in CEE

- Determinarea puterii maxime admisibile in CEE s-a facut in conditiile indeplinirii simultane a:
- acoperirii palierului de consum, asigurarii serviciilor de sistem si a soldului propus;
 - respectarii criteriului N-1 (tinand cont de o temperatura a mediului ambiant de **30°C**)
- Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite in studiu este urmatoarea:

| Zone | Dobrogea 110 kV | L.Sarat, Smardan 110 kV | Tariverde | Stupina, Rahman | Baltagesti G.lalomitei (include | Moldova Banat | SEN |
|------|-----------------|-------------------------|-----------|-----------------|---------------------------------|---------------|-----|
| | 1087 | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|----------------------------|--------|-----|-----|-----|-----------------|-----|-------------|
| MW | CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2) | Harsova-Medgidia-Constanta | Tulcea | | | | CEE Pantelimon) | | |
| P _{inst.CEE} (disp.net) | 289 | 311 | 487 | 146 | 585 | 590 | 250 | 248 | 2906 |

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

-temperatura mediului ambiant 30°C

-LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, I_{adm} corespunzator sectiunii conductoarelor active de racord al celei pana stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei de 185 mm²;

-reconductorarea LEA 110 kV Babadag-Tulcea Vest, Medgidia Sud-Medgidia 1, Mircea Voda-Medgidia Sud – derivatie Faclia, Medgidia Nord-Medgidia 1;

-toate celelalte linii de bucla racordate in statiile 110 kV Medgidia Sud si Tulcea Vest, sau in zona acestora au fost considerate in starea actuala, adica avand sectiunea de 185 mm².

-viteza vantului este aceeași pe tot teritoriul SEN, deci productia CEE modelate este egala cu puterea instalata (mai precis cu P disp neta), in zonele unde nu este necesara limitarea. Limitarile productiei acelor CEE cu aport comun la o anumita depasire de limita admisibila pe un echipament, in cantumul rezultat ca fiind necesar, au fost considerate proportionale cu puterea instalata sau produsa.

-schema de lunga durata este considerata cu LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni conectata, aceasta fiind una din masurile de regim datorate indisponibilitatii AT1 220/110 kV Brazi Vest.

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

-se limiteaza CEE Pantelimon, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti;

-se limiteaza productia din zona Harsova-Medgidia-Constanta de la cca. 310 MW la cca. 230 MW, situatie care corespunde unui deficit maxim admisibil al acestei zone de cca. 195 MW pentru respectarea criteriului N-1 in RED;

-se limiteaza productia CEE Corugea, CEE Casimcea 1+2 si CEE Topolog, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest

Masurile topologice sunt:

-verificarea conectarii LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni

-verificarea realizarea separarii intre Tulcea si Constanta+Medgidia:

- pe LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua;
- pe LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele;
- pe LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu

Ca urmare a aplicarii ansamblului de masuri prezentate mai sus, in ipotezele de palier de consum si de sold conform temei, in ipoteza acoperirii palierului de consum conform balantei R5, rezulta posibilitatea evacuării in siguranta (cu respectarea criteriului N-1) a unei productii a CEE de cca. **confidential** Limitarea productiei de la cca. 2906 MW la cca. **confidential** este identificata ca fiind practic cea mai mica posibila.

Se mentioneaza ca reconductorarile desfasurate in perioada scursa de la precedentul studiu de vara, anume vara 2016, au avut ca efect o limitare la un nivel mai ridicat al puterii posibil a fi evacuata:

| | | |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| Vara 2016 | Iarna 2016-2017 | Vara 2017 |
| confidential | confidential | confidential |

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

| | | | | | | | | | |
|-----------|--|----------------------------|--------|----------------------------|-----------|-----------------|---|---------------|------------|
| MW | Dobrogea 110 kV | | | Lacu Sarat, Smardan 110 kV | Tariverde | Stupina, Rahman | Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon) | Moldova Banat | SEN |
| | 993 | | | | | | | | |
| | CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu | Harsova-Medgidia-Constanta | Tulcea | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | (1 si 2) | | | | | | | | |
| P_{max.CEE} | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|---|----------------------------|--------------|----------------------------|--------------|-----------------|---|---------------|--------------|
| Zone | Dobrogea 110 kV | | | Lacu Sarat, Smardan 110 kV | Tariverde | Stupina, Rahman | Baltagesti G.lalomitei (include CEE Pantelimon) | Moldova Banat | SEN |
| | 91.3 | | | | | | | | |
| | CEE Pesteră, Chirnoieni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2) | Harsova-Medgidia-Constanta | Tulcea | | | | | | |
| P_{max.CEE} | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential |

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

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

| Prag | Crestere progresiva a PCEE care nu sunt limitate, pana la: [% din Pinst. a CEE care nu sunt limitate] | Cuquantum din Pinst. CEE SEN [% din Pinst. a CEE SEN] | PgCEE SEN [MW] | PgCEE Dobrogea 110 kV + Tariverde [MW] | PgCEE S6 [MW] | Depasire pe | La declansare | Masura |
|-------------|---|---|----------------|--|---------------|---|--|--|
| 1 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord | LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud - derivatie Facia; | limitare Pg CEE Harsova-Medgidia-Constanta la confidential, respectiv a excedentului la confidential |
| 2 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei | - | limitare PgCEE Pantelimon la confidential |
| 3 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest | - | Limitare PgCEE din axa 110 kV Harsova-Tulcea Vest |
| 4 | confidential | confidential | confidential | confidential | confidential | - | - | - |

6.2.3. Verificarea criteriului N-1 in schema completa

Criteriul N-1 se respecta in toate regimurile analizate, dupa aplicarea masurilor preventive si postvarie. Regimurile analizate R1÷R7 sunt prezentate mai jos:

| Regim | Palier de consum | Pealier consum [MW] | Prod. in CEE [MW] | Prod. in CEF [MW] | Prod. in CECC Petrom Brazi [MW] | Prod. in CNE [MW] | Sold export [MW] |
|--------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|--|--------------------------|-------------------------|
| R1 | VS aprilie | confidential | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |
| R2 | GNs | confidential | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |
| R3 | Gol Paste | confidential | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |
| R4 | VSV mai-iunie cu 1 CNE | confidential | confidential | confidential | confidential | 700 | confidential |
| R5*) | VSV iul-sept | confidential | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |

| | | | | | | | |
|----|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------|--------------|
| R6 | VDV iul-sept | confidential | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |
| R7 | VDV+500 MW | confidential | confidential | confidential | confidential | 1400 | confidential |

) R5 este regim de baza.

Pe acest regim de varf se efectueaza cele mai multe calcule de stabilitate statica, stabilitate tranzitorie si de determinare a NTC.

Este semnificativ prin durata acoperita, anume lunile iulie-septembrie.

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

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

6.2.4. Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar si din axele catre zonele limitrofe, atat catre zona Bucuresti, cat si catre Moldova, cuprind in setul de conditionari de regim, masuri de limitare (reducere) a productiei CEE.

Limitarile (reducerile) pot fi postvarie sau preventive.

Limitarea puterii produse in CEE s-a realizat pe principiul proportionalitatii. Pentru evitarea acestor limitari (reduceri) se recomanda retragerea acestor echipamente atunci cand productia CEE permite acest lucru (este mai redusa).

In tabelul de mai jos, pentru regimul **R5** (regimuri cu productie maxim admisibila in CEE, pentru palier varf seara vara), sunt reunite echipamentele a caror retragere din exploatare necesita in afara de masuri topologice si masuri de limitare (reducere) preventiva a productiei CEE.

| Echipament retras din exploatare | Limitare preventiva Pg CEE (total reducere) | Pg CEE Excedent maxim al zonelor cu limitare preventiva Pg CEE |
|---|--|---|
| LEA 400 kV Brasov-Gutinas | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Gutinas-Smardan | confidential | confidential |
| LEA 400 kV L.Sarat-Gura Ialomitei | confidential | confidential |
| LEA 400 kV G. Ialomitei- Cernavoda, c1(2) | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Pelicanu-Cernavoda | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Domnesti-Brazi Vest | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Tulcea Vest-Tariverde | confidential | confidential |

| | | |
|--|--------------|--------------|
| LEA 400 kV Medgidia S.-Cernavoda (T2 400/110 kV Medgidia Sud) | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Rahman-Dobrudja | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Stupina-Varna | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Darste-Brazi Vest | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Darste-Brasov | confidential | confidential |
| LEA 400 kV Sibiu Sud-Tantareni | confidential | confidential |
| LEA 220 kV Gutinas-Focsani Vest | confidential | confidential |
| LEA 220 kV Lacu Sarat – Filesti | confidential | confidential |
| LEA 220 kV Barbosi – Focsani Vest | confidential | confidential |
| LEA 220 kV Barbosi - Filesti | confidential | confidential |
| AT3(4) 400/220 kV Bucuresti Sud | confidential | confidential |

Limitarea preventiva este urmata in unele cazuri, de limitari postavarie.

Se prezinta o exemplificare pentru retragerea AT4 (3) 400/220kV Bucuresti Sud, in regimul R5.

La retragerea AT3(4) 400/220kV Bucuresti Sud, se limiteaza Pg CEE suplimentar postavarie, pentru a evita urmatoarele depasiri:

| Nr. crt. | Declansare in perioada retragerii AT3 400/220kV Bucuresti Sud | Incarcare pe AT4 400/220kV Bucuresti Sud dupa declansare | Total reducere postavarie |
|----------|---|--|---------------------------|
| 1 | LEA 400 kV Domnesti- Bucuresti Sud | 125 %Sn | confidential |
| 2 | LEA 400 kV Domnesti-Brazi Vest | 112 %Sn | confidential |
| 3 | AT3 400/220kV Brazi Vest | 110 %Sn | confidential |
| 4 | O serie de echipamente | <102%Sn | |

6.2.5. Managementul congestiilor

confidential

6.3. Conditionari de regim

Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru vara 2017.

Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru vara 2017.

confidential

6.4. Concluzii stabilitate statica

Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

Punerea in functiune a L 400kV Nadab-Oradea S. ajuta la:

- eliminarea congestiilor din sectiunea S4 in scheme de retrageri;
- cresterea semnificativa a valorilor NTC de import;
- marirea puterii admisibile in sectiunea S4 (a carei incarcare se apropie de limita admisibila chiar in schema normala).

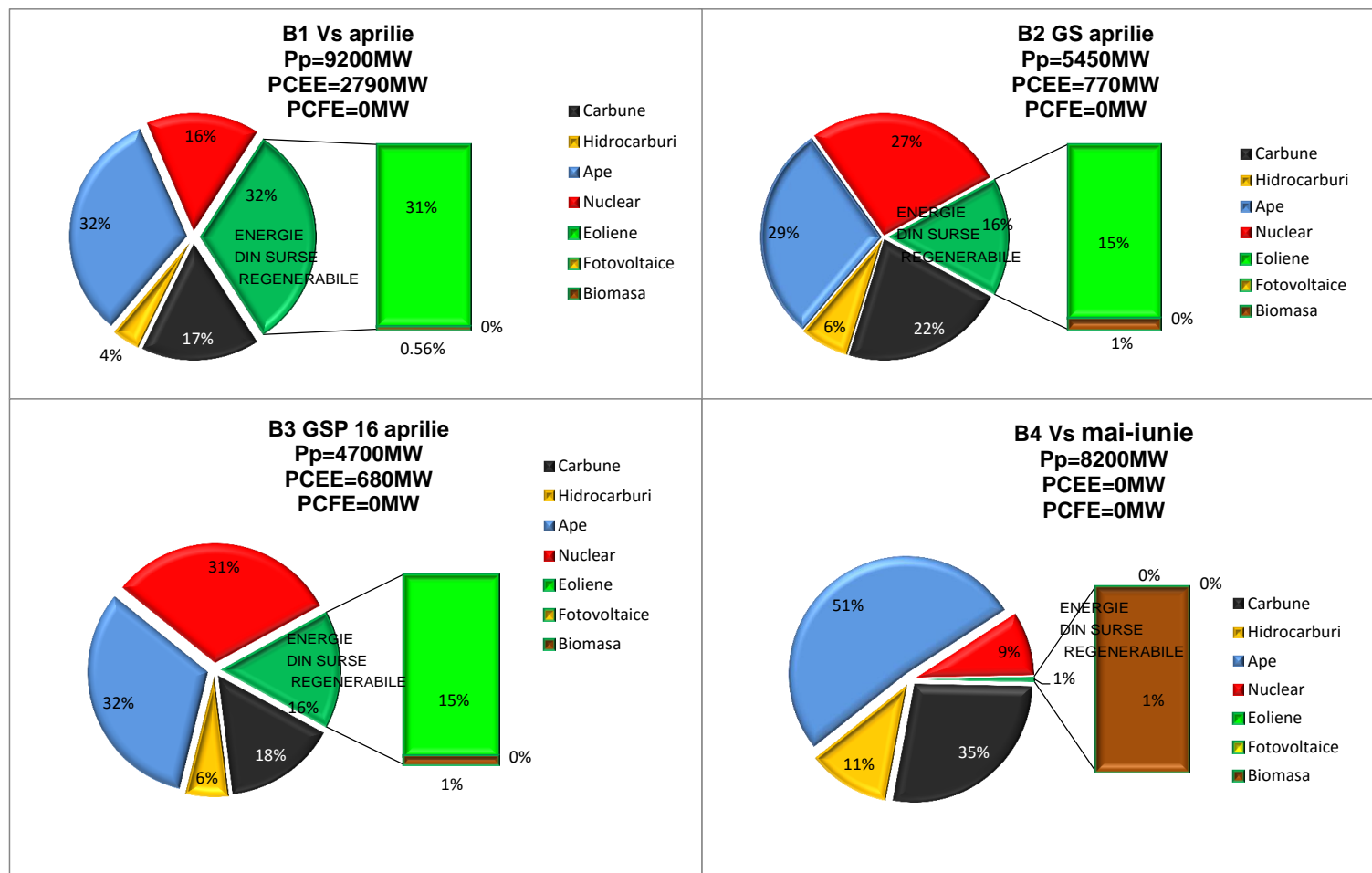
Punerea in functiune de compensatoare statice pentru mentinerea tensiunilor in banda admisibila in special statiile 400 kV Suceava si Pelicanu va ajuta la cresterea puterii admisibile in sectiunile S2,S3 si S5.

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

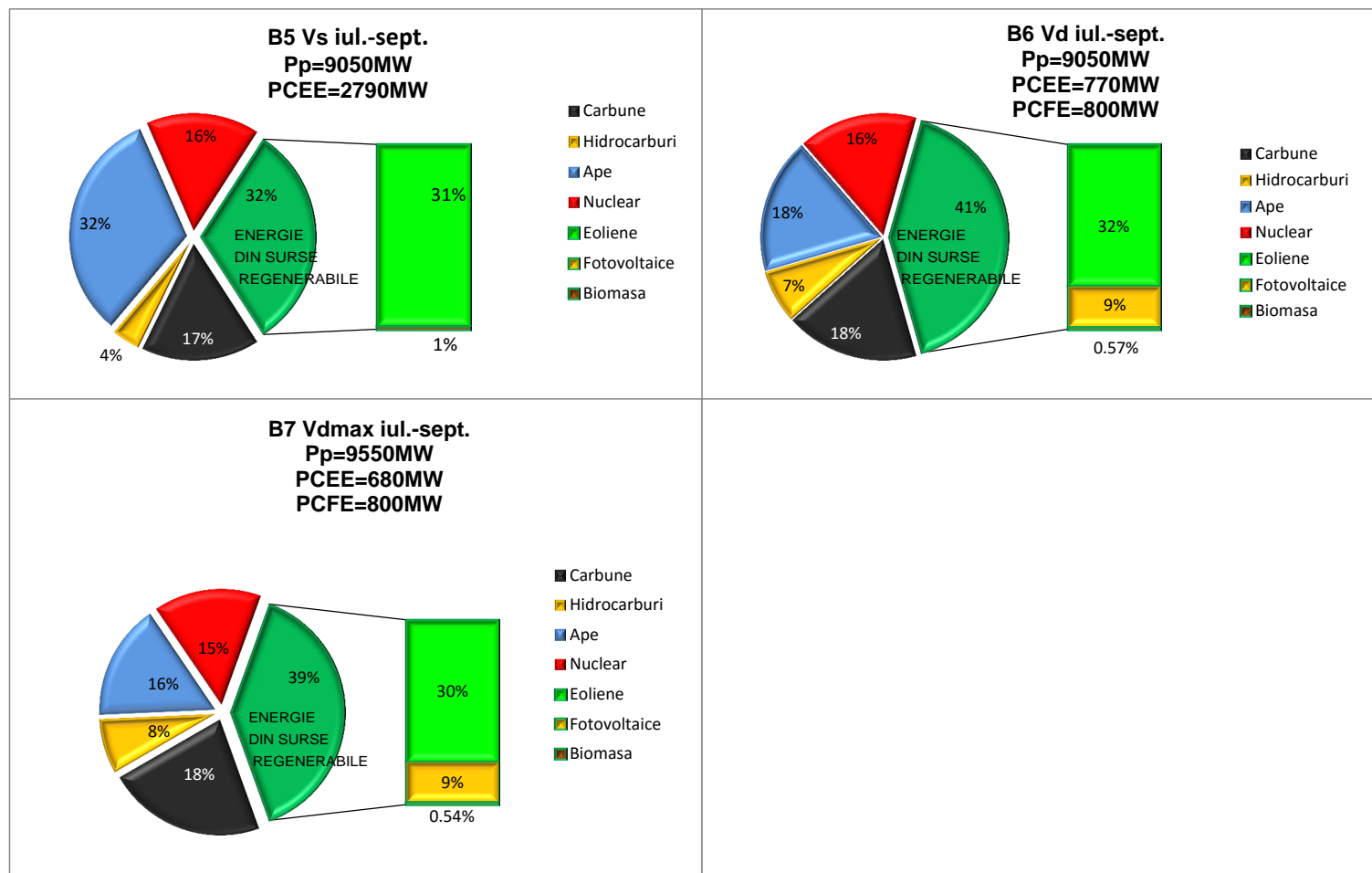
6.5. Concluzii stabilitate tranzitorie

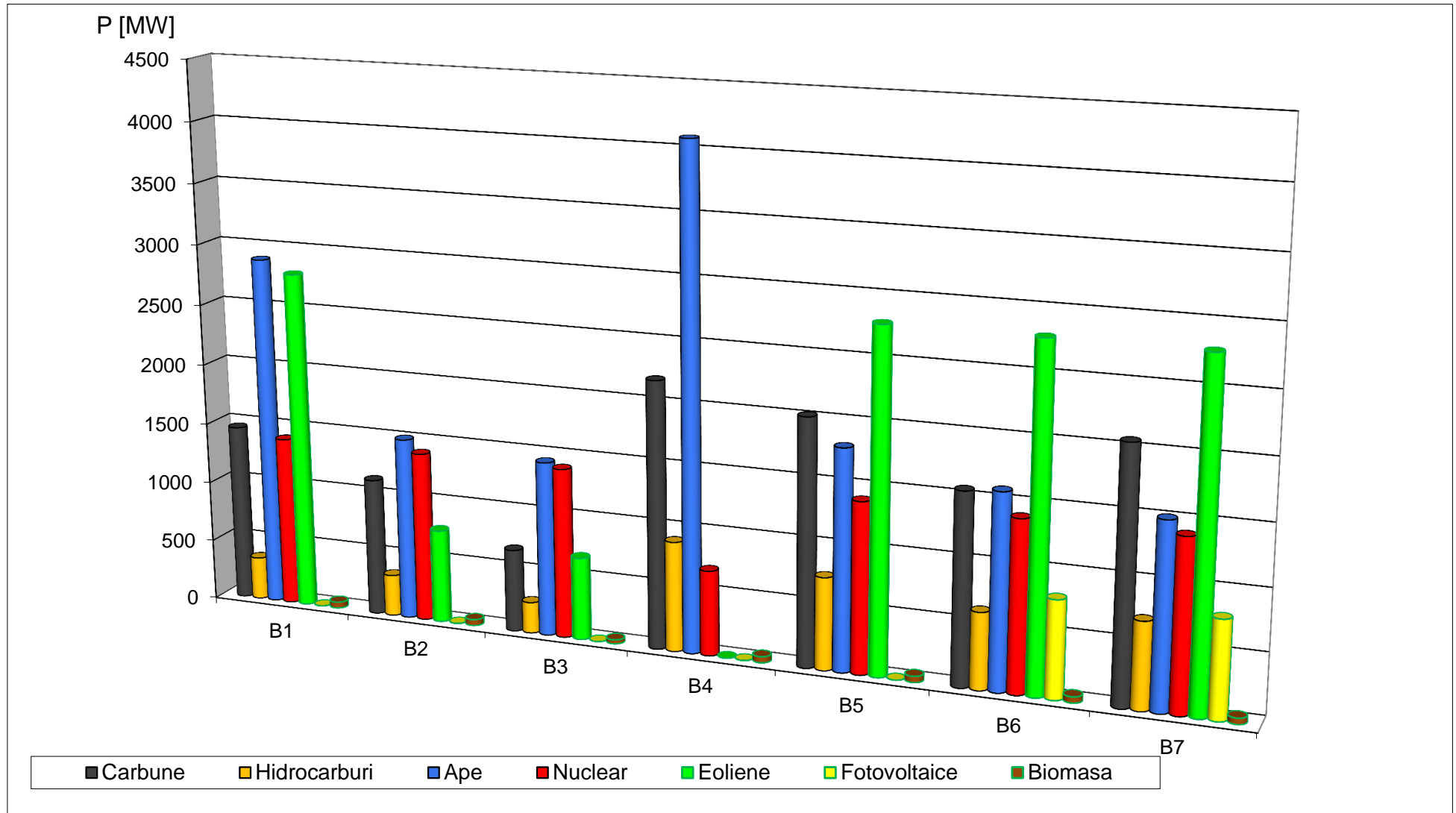
confidential

**Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2017
(valori procentuale)**



**Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2017
(valori procentuale)**





Anexa 3.11

NTC ferme pentru Aprilie 2017: licitatii lunare_V1

Luand in considerare :

- Programe de retrageri in SEN si SE interconectate;
- Generatie initiala in CHE Portile de Fier I si Djerdap **1851MW** (1000MW+851MW); CEE **1200MW**+CEF **300MW**;
- Generatie CNE **1400MW**;
- Limita pe LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap **1600A** (TC Portile de Fier) / 1800A (protectii Djerdap);
- Export initial RO **800MW**, BG **700MW**;
- Import initial RS **46MW**, HU **2200MW**, AL+GR+MK+TR **1260MW**, HR **400MW**;
- Masuri preventive si post-avarie; schimburi prognozate; fara soldare; conventii bilaterale.

Valorile NTC fiabile pe granitele Romaniei in **aprilie 2017** pentru licitatii lunare sunt :

| NTC | 01-02.04 | 3.04 | 04-06.04 | 07.04 | 08-09.04 | 10.04 | 11.04 | 12-13.04 | 14.04 | 15-16.04 | 17-18.04 | 19.04 | 20-21.04 | 22.04 | 23.04 | 24-28.04 | 29-30.04 |
|-------------------|---|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|--|-------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------|
| | Iernut-Sibiu | | | Iernut-Gadalin | | | | Rosiori-Mukacevo | | | | A.Iulia-Mintia | | | | Stejaru-Gheorgh. | |
| | Stupina-Varna | | | | | | | | | | Rahman-Dobrudja | | | | | Tantareni-Urechesti | |
| | | Bucuresti S-Slatina | | | | Bucuresti S-Slatina | | | | | | AT3 PdF | | | | | |
| | | Timisoara-Sacalaz | | | | | | | | | | AT Mukacevo | | | | Albertirsa-ZUkrainsk | |
| | | Sacalaz-CArad | | | | AT Tihau | | | | | | | | | | | |
| | Nis-Kosovo | | | | | Beograd-Obrenovac | | | | | | | Mladost-SMitrovica | | | | |
| | MaE-Plov. | Mal2-Burgas | | | | Varna-Burgas | | | | | | | Kozloduy-SofiaZ 2+3 | | | | |
| | | Saf-Bek | Paks-Top | | | | | | | | | | | | | God-Levice. | |
| RO=>HU | 500 | 600 | | | | | | 650 | 600 | | | | 500 | | 600 | 550 | |
| HU=>RO | 350 | 700 | | 600 | 700 | | | 350 | | | | 700 | | | | | |
| RO =>RS | 500 | 600 | | 550 | | 600 | | | | | 500 | | | | | | |
| RS =>RO | 400 | 800 | | 700 | 800 | | | 450 | | | | 800 | | | | | |
| RO=>BG | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BG=>RO | 300 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RO=>UA | 50 | | | | | | | 0 | | 50 | | | | | | | |
| UA=>RO | 50 | 550 | 450 | 50 | | 350 | 250 | 0 | | | 400 | 50 | 350 | 200 | 350 | 150 | 350 |
| RO export | 1300 | 1500 ^{pA,d1cRT} | | 1450 ^{pA,d1cRT} | | 1500 ^{pA,d1cRT} | | 1500 ^{d1cRT} | 1450 | 1500 ^{pA,d1cRT} | 1400 ^{pA,d1cRT} | 1300 ^{d1cRR+b/d110kV} | | 1400 ^{pU+d1cRT} | | 1350 ^{pU} | |
| RO import | 1100 ^{S4,2A TM,VrS} | 2350 ^{2T o)} | 2250 ^{2TO)} | 1650 ^{Vr S)} | 1850 ^{VrS, 2TO)} | 2150 ^{2TO)} | 2050 ^{2TO)} | 1100 ^{S4,2ATM, VrS)} | | 2200 ^{2TO)} | 1850 ^{2TO)} | 2150 ^{2TO)} | 2000 ^{2T o)} | 2150 ^{2TO)} | 1950 ^{2TO)} | 2150 ^{2TO)} | |

- TRM export/import in interfata RO **300MW / 400MW**.