

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2016 - 2025

Responsabil de lucrare:
Director de program
Virginica Zaharia

Întocmit: Echipa de program (pag.180) – aprobată de Directoratul CNTEE Transelectrica SA prin
Decizia nr. 755/21.07.2014

Aviz CTES Transelectrica: nr. 30/2016

Aprobat,
Directorat:

<i>Președinte</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>	<i>Membru</i>
Ion-Toni Teau	Cătălin Chimirel	Octavian Lohan	Constantin Văduva	Ion Smeeianu

CUPRINS

	Pag
Lista de Anexe	5
Prescurtări.....	6
1 Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani.....	8
2 Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport.....	9
2.1. Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – TYNDP cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani	9
2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice ante și post 2020 – Proiecte de interes comun	11
2.3. Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP	12
3 Cadrul de reglementare.....	15
3.1 Legislația primară.....	15
3.2 Legislația secundară.....	19
4 Principii, metodologii și programe de calcul utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET.....	21
4.1 Principii utilizate la elaborarea Planului de Dezvoltare a RET.....	21
4.2 Metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET.....	22
5 Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET și infrastructurii asociate....	23
5.1 Capacități de producere a energiei electrice.....	23
5.2 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină	25
5.3 Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni.....	31
5.4 Gradul de încărcare a elementelor RET.....	35
5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive.....	53
5.6 Pierderi de putere pe palierale caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET.....	56
5.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET.....	59
5.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie.....	60
5.8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică.....	60
5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de protecție în nodurile RET.....	65
5.9 Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport.....	69
5.10 Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA.....	72
5.11 Serviciile de sistem tehnologice.....	74
5.12 Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice.....	78
5.13 Sistemul de telecomunicații.....	79
6 Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență.....	81
7 Protecția mediului asociată RET.....	82
7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului.....	82
7.2 Cerințe legislative pentru noile instalații și pentru cele existente.....	83
7.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului.....	86

8	Situația actuală – Sinteză	87
9	Scenarii privind balanța producție-consum pentru Planul de dezvoltare a RET - perioada 2016-2025	94
9.1	Principii generale.....	94
9.2	Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN.....	95
9.3	Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică.....	97
9.4	Scenarii privind evoluția parcului de producție.....	98
9.5	Analiza adecvanței parcului de producție din SEN.....	103
9.6	Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – Cazuri analizate pentru verificarea adecvanței RET.....	106
10	Analiza regimurilor de funcționare a RET	108
10.1	Analiza regimurilor staționare.....	109
10.2	Gradul de încărcare a elementelor RET.....	115
10.3	Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive.....	116
10.4	Pierderi de putere în RET, la palierale caracteristice ale curbei de sarcină.....	116
10.5	Solicitările la scurtcircuit.....	116
10.6	Verificarea RET la condiții de stabilitate statică.....	118
10.7	Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET.....	125
10.8.	Concluzii privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă.....	129
11.	Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani.....	132
11.1	Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET.....	132
11.2	Strategia de mentenanță a sistemului de contorizare.....	143
12	Strategia de dezvoltare a activelor fixe.....	144
12.1	Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe.....	144
12.2.	Strategia de dezvoltare a RET.....	146
12.2.1	Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2016-2025	146
12.2.2	Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în programul de dezvoltare a RET.....	149
12.2.3	Programul de dezvoltare, re tehnologizare/modernizare a instalațiilor din RET.....	151
12.2.4	Soluții tehnice promovate prioritar.....	160
12.3.	Sisteme asociate RET	161
12.3.1	Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer.....	161
12.3.2	Strategia de dezvoltare a sistemului de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice.....	164
12.3.3	Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații.....	169
12.3.4	Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurii critice.....	170
13	Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET.....	172
14	Surse de finanțare	174
14.1	Veniturile Transelectrica	174
14.2	Sursele de finanțare a investițiilor Transelectrica.....	174
15.	Direcții de analiză pentru etapa următoare.....	177
	Bibliografie	178
	Echipa de Program	180

Lista de Anexe

Anexa A	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexele B	Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET
Anexa B-1	Consumuri realizate pe stații
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2015
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2015-2016
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2015
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2015-2016
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit - 2015
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexele C	Proгноza balantei producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2016 – 2025
Anexa C-1	Proгноza consumului de energie electrică pe zone 2016 – 2025
Anexa C-2	Evoluția parcului de producție (nu se publică)
Anexa C-3	Încărcări grupuri la paliere caracteristice (nu se publică)
Anexele D	Analiza stabilității statice
	Tabelele 1.1 - 1.6 - Analiza stabilității statice - TM
	Tabelele 2.1 - 2.6 - Analiza stabilității statice - TL
Anexele E	Strategia acțiunilor de mentenanță a RET
Anexa E-1	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță stații (nu se publică)
Anexele F	Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe
Anexa F-1	Costuri unitare utilizate la evaluarea costului proiectelor de dezvoltare a RET (nu se publică)
Anexa F-2	Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică)
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2014 și 2016
Anexa G	Încărcări elemente RET 2016, 2020 , 2025

Prescurtări

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
ANRE	Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei
AT	Autotransformator
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
BAR	Baza reglementată a activelor
BC	Bobină de Compensare
CCCC	Centrală electrică în Cogenerare cu Ciclu Combinat
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CET	Centrală Electrică și de Termoficare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompare
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule și Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
CV	Certificate Verzi
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întrerupător
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua europeană a operatorilor rețelelor de transport pentru electricitate)
GNV	Gol de Noapte Vară
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru Sub Tensiune
MT	Medie Tensiune
OMEPA	Operatorul pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe piața angro
OPCOM	S.C. OPCOM S.A. - Operatorul pieței de energie electrică din România
OTS	Operator de Transport și de Sistem
OUG	Ordonanță de Urgență a Guvernului
PAM	Programul de Asigurare a Mentenanței
PAR	Programul Anual de Retrageri
PCI	Proiect de Interes Comun (Project of Common Interest)
PDB	Protecție Diferențială de Bară
Pi	Putere instalată
PMU	Phase Measurement Unit (unitate de măsurare a fazei)
PNAER	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile
POS-CCE	Program Operațional Sectorial - Creșterea competitivității economice
PRE	Părți Responsabile cu Echilibrarea
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RD	Regim de Dimensionare
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RES	Surse regenerabile de energie

RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capitală
RMB	Regim Mediu de Bază
RTU	Remote Terminal Unit
SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Inițiativa de cooperare sud-est europeană)
Sn	Putere aparentă nominală
T	Transformator
TC	Transformator de Curent
TM	Termen mediu (5 - 10 ani)
TL	Termen lung (peste 10 ani)
Transelectrica	C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A.
UD	Unități Dispecerizabile
VDV	Vârf de Dimineață Vară
VSI	Vârf de Seară Iarnă

1. Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Condițiilor specifice asociate Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei.

Planificarea dezvoltării RET urmărește următoarele obiective:

- a. funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate de *Codul tehnic al RET* și *Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*;
- b. dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- c. asigurarea infrastructurii de transport necesare pentru buna funcționare a pieței de energie electrică;
- d. asigurarea accesului solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- e. minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare RET.

Obiectivele principale ale Planului de dezvoltare a RET

Planul de dezvoltare a RET este un document public în care sunt prezentate aspectele principale referitoare la situația actuală și dezvoltarea preconizată a RET în contextul SEN pentru următorii zece ani. Acest document este pus de CNTEE Transelectrica SA la dispoziția tuturor părților interesate pentru a facilita:

- informarea asupra capacității, actuale și în perspectivă, a rețelei de transport, de a răspunde cerințelor utilizatorilor și interesului public, având în vedere obiectivele strategiei și politiciii energetice naționale și legislația în vigoare;
- crearea condițiilor pentru corelarea, între OTS și participanții la piață, pe termen mediu și lung, a acțiunilor/investițiilor care pot avea impact asupra performanțelor de siguranță a SEN;
- informarea asupra oportunităților zonale pentru racordarea la RET și utilizarea RET, în funcție de prognozele de evoluție a consumului și capacităților de producție;
- informarea asupra evoluției capacităților de schimb de energie cu sistemele vecine în contextul pieței interne europene de electricitate;
- nivelul de rezervă în SEN pentru asigurarea acoperirii cererii cu producție și *transportul* energiei electrice la vârf de consum;
- necesarul de resurse pentru dezvoltarea RET și sursa acestora.

2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport

2.1 Corelarea Planului European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) cu Planul național de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani

Constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni are ca scop promovarea finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică – constituit sub denumirea „Ten-Year Network Development Plan” - TYNDP. Acest plan se elaborează și se publică, la fiecare doi ani, fiind un plan neobligatoriu la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei pe zece ani, și cuprinde o evaluare cu privire la adecvanța sistemului electroenergetic pan-european, la fiecare doi ani.

Planul european TYNDP trebuie să aibă în vedere modelul integrat al rețelei europene, elaborarea de scenarii și să evalueze reziliența sistemului.

Evaluarea cu privire la sursele de producere acoperă capacitatea generală a sistemului de energie electrică de a satisface cererea de energie electrică existentă și prognozată pentru următoarea perioadă de cinci ani, precum și pentru o perioadă cuprinsă între cinci și 15 ani de la data la care a fost realizată respectiva evaluare. Evaluarea europeană se realizează pe baza evaluărilor naționale, pregătite de fiecare operator de transport și de sistem individual.

În cadrul ENTSO-E au fost create șase grupuri regionale (fig. 2.1) în cadrul cărora se analizează și se finalizează planul european de dezvoltare a rețelei.

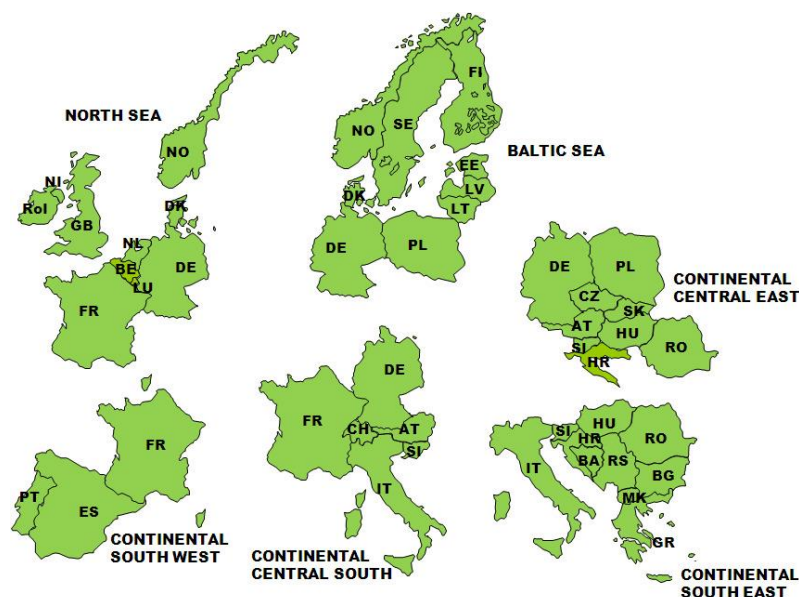


Fig. 2.1– Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

CNTEE Transelectrica SA face parte din Grupurile Regionale: Continental Centru Est și Continental Sud Est.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP, se bazează pe politicile naționale și pe îndeplinirea Țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2020/2030/2050:

- pentru orizontul de timp **2030**:
 - ❖ *Viziunea 1 „Slow progress”* și *Viziunea 3 „Green transition”* sunt construite pe baza datelor furnizate de OTS.
 - ❖ *Viziunea 2 „Money rules”* și *Viziunea 4 „Green revolution”* sunt construite pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.
- pentru orizontul de timp **2020**:
 - ❖ **Scenariul 2020** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.

În contextul integrării piețelor europene, beneficiile aduse de proiectele de interes european au fost evaluate în cadrul ENTSO-E pe baza unor studii de piață de energie electrică, utilizându-se date de intrare furnizate de toți membrii (consum orar prognozat, evoluția parcului de centrale electrice, costuri standard de producție pe tipuri de centrale, date meteo prognozate etc.), cât și pe baza unor analize de circulații de puteri prin care se estimează creșterea capacității de interconexiune care se poate obține prin realizarea acestor proiecte.

Pentru fiecare Viziune, s-a elaborat o simulare, care a permis identificarea direcțiilor pe care apar cele mai mari diferențe de costuri marginale ale energiei electrice, obținându-se astfel estimări privind direcțiile predominante ale fluxurilor viitoare între țări. Acolo unde capacitatea rețelei existente este insuficientă, este recomandată dezvoltarea rețelei.

Metodologia “ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” stabilește criteriile de selecție a Proiectelor de Interes de Comun (PCI) la nivel european, criteriile de evaluare a costurilor și beneficiilor proiectelor/investitiilor, în scopul elaborării Planurilor Regionale de Investiții și a Planului de dezvoltare pe zece ani al ENTSO-E, criterii ce au la bază obiectivele energetice strategice ale Uniunii Europene: asigurarea competitivității economiei UE, asigurarea dezvoltării durabile a sectorului electroenergetic, creșterea siguranței în alimentarea cu energie:

► **Beneficii:**

- GTC – Creșterea capacității transfrontaliere (MW)
- B1. Siguranța în alimentare cu energie electrică (MWh)
- B2. Bunăstare socială și economică (€)
- B3. Integrare RES (MWh)
- B4. Reducerea pierderilor de energie electrică (€)
- B5. Reducerea emisiilor de CO₂ (kt)
- B6. Reziliență/siguranța sistemului (++/--)
- B7. Flexibilitate (++/--)

► **Costuri:**

- C1. Costul total al proiectului (€)
- S.1. Impact asupra mediului (km)
- S.2. Impact social (km)

Conform procedurilor și criteriilor ENTSO-E, în Planul European pe zece ani de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2014”, elaborat de ENTSO-E conform Regulamentului Comisiei Europene nr.714/2009 au fost incluse, ca și Proiecte de interes european, următoarele grupe de investiții care se regăsesc în „Planul de dezvoltare a RET – perioada 2014 – 2023”, elaborat de CNTEE Transelectrica SA și respectiv în ediția curentă a Planului de dezvoltare – perioada 2016-2025:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV s.c. Suceava - Gădălin

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Proiectele menționate mai sus se integrază în efortul armonizat, al tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) europeni, de a dezvolta rețelele transeuropene și de a asigura interoperabilitatea acestora.

Scenariile interne analizate în cadrul Planului național de dezvoltare a RET au fost corelate cu scenariile dezvoltate la nivel european și regional în cadrul ENTSO-E, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare a rețelei pe 10 ani. Planul european ENTSO-E cuprinde proiectele de interes european, dintre care unele au statutul de PCI, cu impact mai mare asupra sistemului, planurile regionale includ și proiecte al căror interes este doar regional, iar planurile naționale cuprind și proiecte cu impact mai mic asupra celorlalte sisteme, dar necesare pe plan național. Prin modul de lucru, cele trei niveluri de planificare sunt coordonate, iar planurile rezultate sunt coerente.

2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice ante și post 2020 - Proiecte de Interes Comun (PCI)

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune un set de măsuri pentru atingerea obiectivelor UE în domeniu, ca: integrarea și funcționarea pieței interne a energiei, asigurarea securității energetice a UE, promovarea și dezvoltarea eficienței energetice și a energiei din surse regenerabile și promovarea interconectării rețelelelor energetice.

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 a identificat, pentru perioada 2020 și după, un număr de 12 coridoare și domenii transeuropene prioritare care acoperă rețelele de energie electrică și de gaze, precum și infrastructura de transport a petrolului și dioxidului de carbon.

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: **“Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est”(„NSI East Electricity”)**: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile. State membre

implicate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croația, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia.

Prin Regulamentul (UE) nr. 347/2013 sunt definite criteriile de selectare și evaluare a PCI-urilor pentru a fi eligibile pentru includerea de către Comisia Europeană pe listele următoare ale Uniunii; propunerile de proiecte privind transportul și depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

Prin “**Comunicarea privind realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10%; Pregătirea rețelei de energie electrică a Europei pentru 2020**”, Comisia Europeană a prezentat nivelul de interconectare pentru anul 2014 și în 2020 după implementarea PCI-urilor actuale.

În 2014, România se situează printre cele 12 state membre, situate în special în regiunile de la periferia UE, care rămân în continuare sub pragul de 10 % al obiectivului de interconectare electrică și sunt, prin urmare, izolate de piața internă a energiei electrice. Nivelul de interconectare al României ar crește de la nivelul actual de 7 % la peste 9 %, fiind așadar mai aproape de obiectiv, prin implementarea interconexiunii cu Serbia până în 2017.

Comisia colaborează îndeaproape ENTSO-E pentru a se asigura că Planul de dezvoltare a rețelei pe zece ani (TYNDP), care reprezintă unicul instrument pentru selectarea proiectelor de interes comun (PCI-uri), își lărgeste domeniul de aplicare și identifică în mod clar proiecte cu scopul de a atinge obiectivul de interconectare de 10 %, propunând în același timp măsuri concrete, inclusiv posibilitatea de a completa, dacă este necesar.

Comisia a propus, în mai 2014, creșterea actualului obiectiv de interconectare electrică de 10 % la 15 % până în 2030, ținând cont, în același timp, de aspectele de cost și de potențialul schimburilor comerciale din regiunile relevante. Consiliul European din octombrie 2014 a mandatat Comisia să prezinte un raport „*periodic Consiliului European cu privire la atingerea unui obiectiv de 15 % până în 2030*”. Se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea de PCI-urilor.

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Proiectul 138 “Black Sea Corridor” și Proiectul 144 “Mid Continental East Corridor” au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) – în Regulamentul delegat (UE) nr.1391/2013, în coridorul prioritar Electricity EAST și respectiv în cea de a doua listă europeană de PCI publicată în data de 18.11.2015. Facem precizarea că proiectul LEA 400 kV s.c. Suceava - Gădălin nu a îndeplinit criteriile de eligibilitate cerute de Regulamentul UE 347/2013, astfel încât acesta nu mai intră în categoria de PCI pentru a doua listă Europeană.

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

Proiectul “Black Sea Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est

(„NSI East Electricity”) și are rolul de a consolida coridorul de transport al energiei electrice de-a lungul coastei Mării Negre (România-Bulgaria) și între coastă și restul Europei și Turcia.

Acest proiect contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei.

De asemenea, prin intermediul implementării acestui proiect se va realiza consolidarea integrării pieței regionale și europene de energie, lucru ce va permite creșterea schimburilor din zonă. Dezvoltarea surselor regenerabile de energie cu caracter intermitent va fi posibilă prin capacitatea rețelei de a transporta energia produsă din surse regenerabile din sud-estul Europei până la principalele centre de consum și situri de depozitare localizate în centrul Europei și respectiv nordul Europei.

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 138, conform Metodologiei CBA ENTSO-E, în cadrul TYNDP 2014 sunt prezentate în tabelul 2.3.1*):

Tabelul 2.3.1*) (sursa TYNDP 2014)

Nr. investiție (TYNDP 2014)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului	GTC (MW)
273	Cernavodă	Stâlp	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Cernavodă și Stâlp cu un circuit intrare/ieșire în stația 400 kV Gura Ialomitei; lungime: 159 km; 2x1380 MVA.	808
275	Smârdan	Gutinaș	LEA nouă 400 kV d.c. (cu un circuit echipat) între stațiile existente Smârdan și Gutinaș; lungime: 140 km; 1x1380 MVA.	560
276	Suceava	Gădălin	LEA nouă 400 kV s.c. între stațiile existente Suceava și Gădălin; lungime: 260 km; 1x1204 MVA.	165
715	Stâlp	-	Extinderea stației 220/110 kV Stâlp prin contruirea stației 400/110 kV, 1x250MVA.	808

GTC direcția N→S (MW)	GTC direcția S→N (MW)	B6 Reziliență/siguranța sistemului (++)	B7 Flexibilitate (++)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)	C1 Costul total al proiectului (M€)
1260	2196	1	3	Neglijabil sau mai puțin de 15 km	Neglijabil sau mai puțin de 15 km	173-403

Scenariu	B1 SoS (MWh/an)	B2 SEW (M€/an)	B3 RES (MW)	B4 Pierderi (MWh)	B5 Emisii CO ₂ (kT/an)
Viziunea 1-2030	-	[110;130]	1330	[-66000;-54000]	[-420;-340]
Viziunea 2-2030	-	[61;74]	1330	[27000;33000]	[-780;-640]
Viziunea 3-2030	-	[410;500]	1330	[-170000;-140000]	[-3400;-2700]
Viziunea 4-2030	-	[360;440]	1330	[-25000;-20000]	[-2100;-1800]

*) Informațiile prezentate în tabel au fost aprobate de Comisia Europeană și ACER

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

Proiectul “Mid Continental East Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și conduce la creșterea capacității de schimb pe granițele dintre România - Ungaria - Serbia; intensifică coridorul european nord-sud dinspre nord-estul Europei spre sud-estul Europei prin România, permițând integrarea mai puternică a piețelor și creșterea securității alimentării consumului în zona de sud-est a Europei.

Proiectul “Mid Continental East Corridor” va permite integrarea producției din centralele eoliene (aproximativ 1000MW instalați) preconizate în zona de sud-vest a României și din zona de nord-est a Serbiei, precum și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier (România) respectiv Djerdap (Serbia), existente.

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 144, conform Metodologiei CBA ENTSO-E, în cadrul TYNDP 2014 sunt prezentate în tabelul 2.3.2*):

Tabelul 2.3.2*) (sursa TYNDP 2014)

Nr. investiție (TYNDP 2014)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului	GTC (MW)
238	Pancevo (RS)	Reșița (RO)	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Reșița (România) și Pancevo (Serbia); lungime: 131 km (63 km în RO și 68 km în RS); 2x1380 MVA.	350
269	Porțile de Fier	Reșița	LEA nouă 400 kV s.c. stația existentă 400 kV Porțile de Fier și noua stație 400 kV Reșița; lungime: 116 km; 1x1380 MVA.	287
270	Reșița	Timișoara- Săcălaz- Arad	Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad	180
701	Reșița	-	Extinderea stației 220/110 kV Reșița prin contruirea stației noi 400/220/110 kV Reșița, 1x250MVA+1x400 MVA+1x200MVA.	350
704	Timișoara	-	Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin contruirea stației noi 400/220/110 kV, 2x250MVA+1x400MVA.	180

GTC direcția E→W (MW)	GTC direcția W→E (MW)	B6 Reziliență/siguranța sistemului (++)	B7 Flexibilitate (++)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)	C1 Costul total al proiectului (M€)
737	453	1	4	Neglijabil sau mai puțin de 15 km	Neglijabil sau mai puțin de 15 km	130-220

Scenariu	B1 SoS (MWh/an)	B2 SEW (M€/an)	B3 RES (MW)	B4 Pierderi (MWh)	B5 Emisii CO ₂ (kT/an)
Viziunea 1-2030	-	[170;210]	1000	[-96000;-78000]	[1200;1500]
Viziunea 2-2030	-	[66;81]	1000	[-160000;-130000]	[700;860]
Viziunea 3-2030	-	[18;22]	1000	[-220000;-180000]	[-380;-310]
Viziunea 4-2030	-	[190;230]	1000	[-34000;-28000]	[-330;-270]

*) Informațiile prezentate în tabel au fost aprobate de Comisia Europeană și ACER

Informațiile și date prezentate mai sus, pentru Proiectele 138 și 144, fac parte din ultima ediție a planului de dezvoltare a rețelei pentru zece ani pentru energie electrică TYNDP 2014 – ediție aprobată, elaborat de ENTSO-E în temeiul articolului 8 din Regulamentul (CE) nr.714/2009.

La data actualizării Planului de dezvoltare a RET – perioada 2016-2025 elaborat de CNTEE Transelectrica SA, este în curs analiză, elaborare, ediția viitoare a ENTSO-E TYNDP 2016. Proiectele de dezvoltare RET prezentate mai sus, sunt incluse în lista de proiecte europene ce vor fi evaluate cu Metodologia ENTSO-E CBA în TYNDP 2016, cu termen de finalizare sfârșitul anului 2016.

3. Cadrul de reglementare

3.1 Legislația primară

Principalele acte normative care reglementează domeniul energiei în România și care au un impact major asupra dezvoltării RET sunt:

- Legea nr. 123/2012 “Legea energiei electrice și a gazelor naturale” modificată și completată prin Legea nr.127/2014;
- Legea nr. 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, modificată și completată prin Legea 139/2010 și Legea 134/2012 pentru aprobarea OUG nr. 88/2011, OUG nr. 57/2013 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008;
- Legea nr. 199/2000 cu privire la utilizarea eficientă a energiei, republicată cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local;
- Legea nr. 220/2013 pentru modificarea și completarea Legii nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauza de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local;
- Hotărârea de Guvern nr. 2288/2004 pentru aprobarea repartizării principalelor funcții de sprijin pe care le asigură ministerele, celelalte organe centrale și organizațiile neguvernamentale privind prevenirea și gestionarea situațiilor de urgență.

În ceea ce privește dezvoltarea rețelei de transport, Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012 prevede următoarele:

„Art. 35 Planuri de dezvoltare

(1) Operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

(2) Planurile de dezvoltare prevăzute la alin. (1) conțin modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare

și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

(3) Planurile prevăzute la alin. (1) se aprobă de către ANRE.

.....

Art. 36 Obligațiile operatorului de transport și de sistem

...

(7) Operatorul de transport și de sistem desfășoară, în principal, următoarele activități:

- a) asigură capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;*
- b) garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;*
- c) contribuie la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora;*

.....

(11) Cheltuielile pentru modificarea instalațiilor de transport al energiei electrice, ca urmare a racordării de noi utilizatori sau a schimbării caracteristicilor energetice inițiale ale utilizatorilor existenți, inclusiv pentru eliberarea unor amplasamente, sunt suportate conform reglementărilor în vigoare.

.....

Art. 37 Atribuțiile proprietarului rețelei de transport în cazul operatorilor de transport și de sistem care gestionează o rețea electrică de transport:

(1) În cazul operatorilor de transport și de sistem care gestionează o rețea electrică de transport, proprietarul rețelei de transport:

- a) cooperează cu operatorul de transport și de sistem în vederea îndeplinirii atribuțiilor acestuia, furnizând toate informațiile relevante atât acestuia, precum și către ANRE, care monitorizează schimbul de informații dintre operatorul de transport și sistem și proprietar;*
- b) finanțează și/sau își dă acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua electrică de transport, stabilite de operatorul de transport și de sistem și aprobate în prealabil de ANRE, care are obligația să efectueze consultări atât cu acesta, cât și cu celelalte părți interesate;*
- c) deține răspunderea privind activele rețelei de transport, cu excepția răspunderii privind atribuțiile operatorului de transport și de sistem;*
- d) oferă garanții privind facilitarea finanțării eventualelor extinderi ale rețelei, cu excepția investițiilor pentru care și-a dat acordul să fie finanțate de către orice parte interesată, inclusiv de către operatorul de transport și de sistem, potrivit prevederilor lit. b)."*

Cadrul legislativ care reglementează domeniul energiei în România a parcurs modificări semnificative pe măsura desfășurării procesului de reformă a sectorului. De la 1 ianuarie 2007, România a fost admisă ca membră a Uniunii Europene, iar legislația și reglementările UE în domeniu sunt asimilate în legislația românească.

Principalele reglementări europene cu impact asupra activității OTS de planificare a RET sunt:

- DIRECTIVA 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003
- DIRECTIVA 2005/89/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri
- REGULAMENTUL (UE, EURATOM) NR. 617/2010 al Consiliului din 24 iunie 2010 privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 736/96
- REGULAMENTUL (UE, Euratom) NR. 833/2010 al Comisiei din 21 septembrie 2010 de implementare a Regulamentului (UE, Euratom) nr. 617/2010 al Consiliului privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene
- REGULAMENTUL (UE) NR. 347/2013 AL Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009

Al 3-lea Pachet legislativ pentru piața internă de electricitate (cuprinzând DIRECTIVA 2009/72/CE, REGULAMENTUL (CE) NR. 713/2009 și REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009), intrat în vigoare în martie 2011 prevede cerințe de cooperare europeană în domeniul energetic, în scopul dezvoltării infrastructurii și schimburilor transfrontaliere.

Articolul 5 al REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009 prevede constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică– constituit sub denumirea de grupul de lucru „Ten-Year Network Development Plan”. În art. 8.3 se stabilește obligația acestuia de a elabora și publica, la fiecare doi ani, un plan neobligatoriu la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei pe zece ani (planul la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei), inclusiv o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităților de producere, la fiecare doi ani.

Planul european trebuie să aibă în vedere modelul integrat al rețelei europene, elaborarea de scenarii și să evalueze reziliența sistemului.

O prioritate actuală a Uniunii Europene este reducerea emisiilor de carbon și încurajarea consumului de energie electrică din surse regenerabile. Pachetul legislativ privind schimbările climatice și energiile din surse regenerabile, apărut în 23.01.2008, își propune ca 20% din consumul comunitar să fie acoperit din surse regenerabile până în anul 2020.

În România, Legea nr. 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, republicată cu modificările și completările ulterioare, stabilește, printre alte măsuri de promovare a energiei din surse regenerabile, prioritatea acestor producători din punctul de vedere al accesului la rețelele de interes public și al transportului:

„Art. 9 (1) Operatorul de transport și sistem și operatorii de distribuție sunt obligați să garanteze transportul, respectiv distribuția energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, asigurând fiabilitatea și siguranța rețelelor de energie electrică.

(2) Racordarea producătorilor de energie electrică din surse regenerabile la rețelele de energie electrică se realizează în baza Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, emis în baza art. 11 alin. (2) lit. q) din Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare.

(3) Investițiile realizate de operatorii de transport și/sau distribuție în baza prevederilor alin. (2) se considera active reglementate, recunoscute în acest sens de către ANRE.

.....”

Legea nr. 220/2008 a fost modificată și completată cu prevederile OUG nr. 57/2013, vizând aplicarea schemei de promovare a RES și procesul de racordare la rețelele electrice de interes public. Cele mai semnificative modificări sunt:

- energia electrică produsă de CEF situate pe terenuri, care la data intrării în vigoare a OUG nr. 57/2013, erau în circuitul agricol nu beneficiază de schema de sprijin;
- energia electrică produsă de CEF dispecerizabile, suplimentară față de notificarea fizică, nu beneficiază de schema de sprijin;
- amânarea parțială a acordării CV în funcție de RES (după 01.04.2017 pentru MHC și CEF, respectiv 01.01.2018 pentru CEE);
- introducerea de către operatorii de rețea, în procesul de racordare, a unor garanții financiare al căror quantum îl va stabili ANRE;
- începând de la 1 iulie 2013, acreditarea de către ANRE a centralelor bazate pe RES care beneficiază de sistemul de promovare se realizează până la nivelul capacităților instalate stabilite pentru fiecare an prin hotărâre a Guvernului pe baza datelor reactualizate din PNAER.

La 1 ianuarie 2014 au intrat în vigoare cu prevederile HG nr. 994/2013, privind aprobarea măsurilor de reducere a numărului de certificate verzi în situațiile prevăzute la art.6 alin.(2) lit.a),c) și f) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată cu modificările și completările ulterioare.

Rețeaua electrică de transport este considerată, conform Legii nr.123/2012 (art.3 - 66) de interes național și strategic și ca atare o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică a statului. Cadrul legal care reglementează statutul patrimoniului public și condițiile de concesiune a acestuia este reprezentat de Legea nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul acesteia - cu modificările ulterioare - și respectiv OUG 54/2006 privind regimul contractelor de concesiune de bunuri proprietate publică.

Uniunea Europeană a stabilit abordarea unitară a protecției infrastructurilor energetice ("Protecția infrastructurilor critice în lupta împotriva terorismului" adoptată de CE în 2004). La

nivelul UE, a fost elaborată Cartea Verde pentru un Program European privind Protecția Infrastructurilor Critice (COM (2005) 576 final), care identifică rețeaua de transport printre infrastructurile critice.

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, Transelectrica acordă toată atenția implementării legislației aferente sistemelor integrate de securitate a protecției informațiilor clasificate și a protecției infrastructurii critice:

1. Legea nr. 333 din 8 iulie 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
2. Hotărârea de Guvern nr. 1010 din 25 iunie 2004 (pentru aprobarea normelor metodologice și a documentelor prevăzute la Art. 69 din Legea nr.333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor)
3. Hotărârea de Guvern nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu
4. Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002, privind protecția informațiilor clasificate.
5. Hotărârea de Guvern nr. 585 din 13 iunie 2002, pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România.
6. Hotărârea de Guvern nr. 718 din 13 iulie 2011 pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice

3.2 Legislația secundară

Legislația secundară în domeniu cuprinde acele instrumente de reglementare obligatorii pentru participanții la sectorul energetic, pentru ca acesta să funcționeze coordonat și sincronizat. Următoarele reglementări reprezintă legislație secundară cu impact asupra dezvoltării și utilizării RET:

- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 128/2008
- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004;
- Licențe și Autorizații: activitatea CNTEE “Transelectrica” - S.A. se desfășoară în baza Condițiilor specifice asociate Licenței nr.161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, modificată prin Decizia ANRE nr. 270 din 04.02.2015;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.59/2013;
- Ordin ANRE nr. 63/2014 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr 59/2013
- Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.11/2014;

- Ordin ANRE nr. 87/2014 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 103/01.07.2015;
- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 35/2002;
- Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordin ANRE nr. 17/2007 ediția în vigoare;
- Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordin ANRE nr. 28/2007;
- Ordine și decizii pentru reglementarea tarifelor pentru activitățile de monopol (transport și distribuție) precum și pentru energia electrică produsă pe piața reglementată;
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 53/2013 al președintelui ANRE;
- Ordin ANRE nr.87/2015 privind modificarea și completarea Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 53/2013 al președintelui ANRE
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul nr. 87/2013 al președintelui ANRE;
- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul nr. 102 / 1 iulie 2015 al președintelui ANRE;
- Procedura operațională “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport și de sistem” aprobată prin Ordinul nr. 6/11 februarie 2010 al președintelui ANRE;
- Ordinul nr. 29/ 2013 al președintelui ANRE, privind modificarea și completarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobată prin Ordinul nr. 51/3 aprilie 2010 al președintelui ANRE;
- Ordinul nr. 30/2013 al președintelui ANRE, privind aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”;
- Ordinul nr. 32/2013 al președintelui ANRE, privind aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispacherizabili;
- Ordinul nr. 60/2013 al președintelui ANRE, privind aprobarea instituirii unor reguli pe piața de echilibrare;
- PE 134/1995 “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”;
- PE 026-92 “Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național”
- NTE 005 “Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice”
- Ordinul Ministrului Economiei și Comerțului nr. 660/2004 privind aprobarea Ghidului de identificare a elementelor de infrastructură critică din economie.

4. Principii și metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Planificarea RET urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele asumate în comun, la nivel european, de OTS asociați în cadrul ENTSO-E.

CNTEE Transelectrica SA dezvoltă și modernizează în condiții economice rețeaua electrică de transport pentru a asigura adecvarea acesteia la necesități rezultate din evoluția SEN:

- evoluția consumului;
- apariția unor noi grupuri producătoare;
- evoluția cererii pentru schimburile de energie electrică transfrontaliere;
- uzura fizică și morală a echipamentelor de transport;
- retragerea din exploatare a unor capacități de producție;
- modificări ale fluxurilor dominante de putere în rețea.

În cazul identificării unei necesități de dezvoltare a RET, selectarea soluțiilor se face în urma unei analize cost/beneficiu bazate pe evaluarea unor indicatori tehnici și economici specifici.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Pentru fiecare proiect, se are în vedere reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcție de ultimele performanțe tehnologice accesibile și legislația în vigoare.

Sunt de asemenea urmărite câteva direcții strategice care au drept scop creșterea eficacității și eficienței serviciului prestat:

- realizarea mentenanței bazate pe fiabilitate a RET;
- implementarea tehnologiilor noi performante;
- promovarea teleconducerii instalațiilor din stațiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- reducerea congestiilor în RET.

În scopul aplicării principiului dezvoltării și utilizării optime a sistemului de transport s-a implementat structura tarifului zonal de transport, cu semnale locaționale pentru a stimula:

- amplasarea noilor consumatori, de preferință, în zonele excedentare ale sistemului;

- amplasarea noilor producători, de preferință, în zonele deficitare ale sistemului;
- utilizarea cât mai eficientă a capacităților de transport existente.

Implementarea tarifului zonal de transport nu a reprezentat un stimulent suficient de puternic care să determine producătorii/consumatorii să se amplaseze în zone deficitare/excedentare, alegerea amplasamentului fiind condiționată în principal de disponibilitatea surselor primare, terenului, forței de muncă etc.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerințele și prioritățile prevăzute în strategia și politica energetică națională. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei avute în vedere la planificare.

4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Elaborarea Planului de dezvoltare a RET presupune parcurgerea următoarelor etape de analiză:

- Prognoza cererii de energie electrică pe ansamblul SEN pentru perioada analizată;
- Prognoza consumului de energie și a nivelului de putere electrică (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele de iarnă și vară), în profil teritorial și pentru fiecare stație;
- Prognoze de import/export/tranzit de energie și putere electrică;
- Estimarea disponibilității capacităților de producție, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- Elaborarea balanțelor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- Analiza regimurilor de funcționare a RET în perioada de referință:
 - circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii și extreme;
 - pierderile de putere în RET;
 - asigurarea stabilității tensiunii și a încadrării între limitele minime și maxime admisibile în nodurile RET prin posibilitățile și mijloacele de reglaj existente și prin dezvoltarea acestora;
 - limitele și valorile curenților și puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
 - analiza și asigurarea rezervelor de stabilitate statică și a stabilității tranzitorii în funcționarea SEN;
- Evaluarea stării tehnice a instalațiilor din rețeaua de transport a energiei electrice;
- Evaluarea importanței stațiilor de transport;
- Calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;

- Stabilirea acțiunilor și întăririlor (proiectelor noi) necesare pentru a asigura adecvarea rețelei și satisfacerea performanțelor normate ale serviciului de transport;
- Stabilirea soluțiilor tehnice optime tehnico-economic de modernizare și dezvoltare a RET și a măsurilor de reducere a impactului asupra mediului;
- Stabilirea priorităților și a programelor de realizare a modernizării/dezvoltării RET și a infrastructurii asociate;
- Identificarea surselor posibile de finanțare pentru investițiile din Planul de dezvoltare a RET.

Metodologia de construire a cazurilor și de analiză a regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET este prezentată în Anexa A.

5. Analiza situației actuale a RET și infrastructurii asociate

5.1 Capacități de producere a energiei electrice

În SEN sunt în funcțiune, din punct de vedere al sursei primare de energie, următoarele tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) bazate pe cărbuni sau gaze, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice bazate pe biomasa. Astfel:

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unitățile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcțiune în august 2007);
- puterea instalată a grupurilor hidroelectrice variază de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensatie pe lignit din centralele Rovinari și Turceni;
- au fost instalate grupuri eoliene cu puteri unitare mai mici de 1÷3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de grupuri rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În stația de 400 kV Tariverde este racordată și funcționează o centrală eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- Pi totală în CEE a evoluat rapid, puterea instalată la sfârșitul anului 2010 fiind 425 MW, la sfârșitul anului 2011 1140 MW, la sfârșitul anului 2012 1941 MW, la sfârșitul anului 2013 2607 MW, la sfârșitul anului 2014 2953 MW, iar la sfârșitul anului 2015 2980 MW;
- s-a realizat o creștere rapidă a puterii instalate a CEF; dacă la sfârșitul anului 2013 aceasta atingeau 860 MW, la sfârșitul 2014 Pi în CEF a ajuns la 1223 MW; la sfârșitul anului 2015 Pi în CEF totaliza 1302 MW;
- tot în decembrie 2015 centralele pe biomasă totalizau 120,7 MW.

Puterea instalată în SEN la data de 31.12.2014 a fost de 24500 MW, cu 797 MW mai mare decât cea instalată la data de 31.12.2013 (Tabelul 5.1.1). Creșterea a fost determinată, în principal, de evoluția puterii instalate în centralele electrice fotovoltaice (creștere de 361 MW) și în centralele electrice eoliene (creștere de 348 MW).

Tabelul 5.1.1

Tip centrală	Putere instalată* [MW]	
	31.12.2013	31.12.2014
TOTAL	23703	24500
Centrale hidroelectrice	6648	6709
Centrale nuclearelectrice	1413	1413
Centrale termoelectrice convenționale	12079	12102
Centrale eoliene	2607	2953
Centrale fotovoltaice	860	1223
Centrale biomasă	96	100

* Nu sunt incluse grupurile aflate în conservare și grupurile retrase din exploatare pentru o perioadă mai mare de un an care se afla în reabilitare. Sunt incluse și grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

Cele mai mari centrale electrice eoliene puse în funcțiune în anul 2014 au fost: CEE Crucea Nord (Crucea Wind Farm) cu $P_i = 108$ MW și CEE Făcăeni (Ialomița Power) cu $P_i = 132$ MW, CEE Mireasa 1 (Mireasa Energies) cu $P_i = 50$ MW. Cele mai mari centrale electrice fotovoltaice puse în funcțiune au fost CEF Ciuperceni (GPSB Solaris 48) cu $P_i = 44,8$ MW, CEF Miercurea Sibiului (XPV) cu $P_i = 23,09$ MW și CEF Hoghiz (Vis Solaris 2011) cu $P_i = 15,60$ MW. Au continuat lucrările de amenajare a râului Olt, astfel în data de 16.12.2014 s-a pus în funcțiune TH1 CHE Racovița (Hidroelectrică) cu $P_i = 15,75$ MW.

În anul 2014 nu au fost retrageri definitive din exploatare de grupuri.

Puterea instalată în SEN la data de 31.12.2015 a fost de 24545 MW, cu 45 MW mai mare decât cea instalată la data de 31.12.2014 (Tabelul 5.1.2). Creșterea a fost determinată, în principal, de evoluția puterii instalate în centralele electrice fotovoltaice (creștere de 79 MW) și în centralele pe biomasă (creștere de 21 MW). Se observă că trendul de creștere a puterilor instalate în centralele electrice eoliene și în centralele electrice fotovoltaice a scăzut semnificativ față de anii anteriori.

Tabelul 5.1.2

Tip centrală	Putere instalată* [MW]	
	31.12.2014	31.12.2015
TOTAL	24500	24545
Centrale hidroelectrice	6709	6731
Centrale nuclearelectrice	1413	1413
Centrale termoelectrice convenționale	12102	11997
Centrale eoliene	2953	2980

Centrale fotovoltaice	1223	1302
Centrale biomasă	100	121

* Nu sunt incluse grupurile aflate în conservare și grupurile retrase din exploatare pentru o perioadă mai mare de un an care se afla în reabilitare. Sunt incluse și grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

Puterea disponibilă totală netă a centralelor electrice din SEN la 31.12.2015 (Tabelul 5.1.3) a fost de 22256 MW, din care 29% în centrale hidroelectrice, 6% în centrale nucleare, 46% în centrale termoelectrice, 13% în centrale eoliene și centralele fotovoltaice 5%.

Tabelul 5.1.3

Putere instalată	Putere instalată* [MW]	Putere disponibilă netă** [MW]
TOTAL	24545	22256
Centrale hidroelectrice	6731	6368
Centrale nuclearelectrice	1413	1413
Centrale termoelectrice convenționale	11997	10256
Centrale eoliene	2980	2944
Centrale fotovoltaice	1302	1176
Centrale biomasă	121	99

* Nu sunt incluse grupurile aflate în conservare și grupurile retrase din exploatare pentru o perioadă mai mare de un an care se afla în reabilitare. Sunt incluse și grupurile aflate în probe tehnologice în vederea punerii în funcțiune.

** Conform metodologiei ENTSO-E, puterea disponibilă netă nu include reducerile permanente de putere și nici consumul propriu tehnologic în centrale. Pentru centralele hidroelectrice s-a considerat puterea netă (exclusiv CPT centrale) fără indisponibilitățile legate de hidraulicitate.

5.2 Adecvața sistemului la vârful de sarcină

După ce, în perioada 2000÷2008, cu excepția anului 2002, consumul brut intern a crescut anual cu 0,42% ÷ 4,47%, în anul 2009 consumul brut intern a scăzut cu 8,3% față de anul 2008, ca urmare a crizei economice și financiare. Scăderile lunare au fost de 3,5%÷14,0%, comparativ cu luna similară a anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descreșterea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de creștere. Anul 2010 a înregistrat o creștere cu 5,4% a consumului net (4,8% consum brut), față de anul 2009, în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7% față de 2010, în anul 2012 consumul brut a înregistrat o scădere de 1,5% față de anul anterior, iar în anul 2013 consumul brut a înregistrat o scădere de 4,4% față de anul 2012. În anul 2014, consumul brut intern a crescut în medie cu 1,9 % comparativ cu anul 2013.

În fig. 5.2.1 este prezentată evoluția consumului.

Variația consumului mediu brut anual în perioada
2000-2014 (MWh/h)

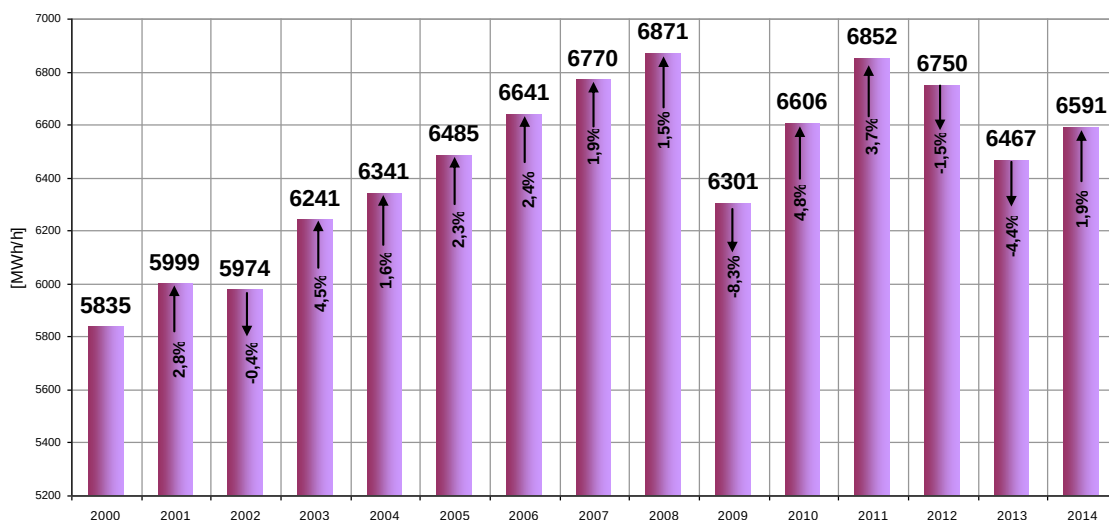


Fig. 5.2.1

Valoarea maximă a consumului în anul 2014 a fost cu 145 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în 2013, fiind însă cu 217 MW mai mic decât vârful anului 2012 care a fost caracterizat de o iarnă deosebit de geroasă. Astfel, consumul maxim brut a fost 9303 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 03 decembrie 2014 la ora 18:00. Valoarea minimă a consumului (4092 MWh/h) s-a înregistrat în data de 8 iunie 2014 la ora 07:00, de Rusalii. (Fig. 5.2.2).

Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim
în anii 2012 - 2014

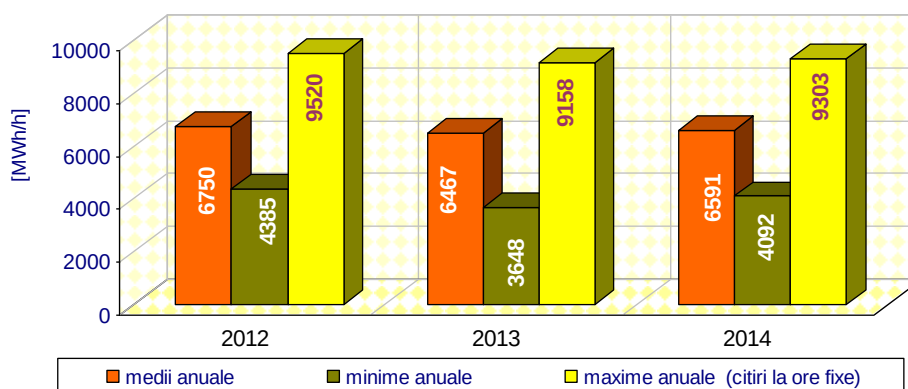


Fig. 5.2.2

Schimbările fizice de energie electrică cu sistemele vecine (ore CET) sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimbările tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimbărilor pentru reglajul frecvenței (Fig. 5.2.3 și 5.2.4).

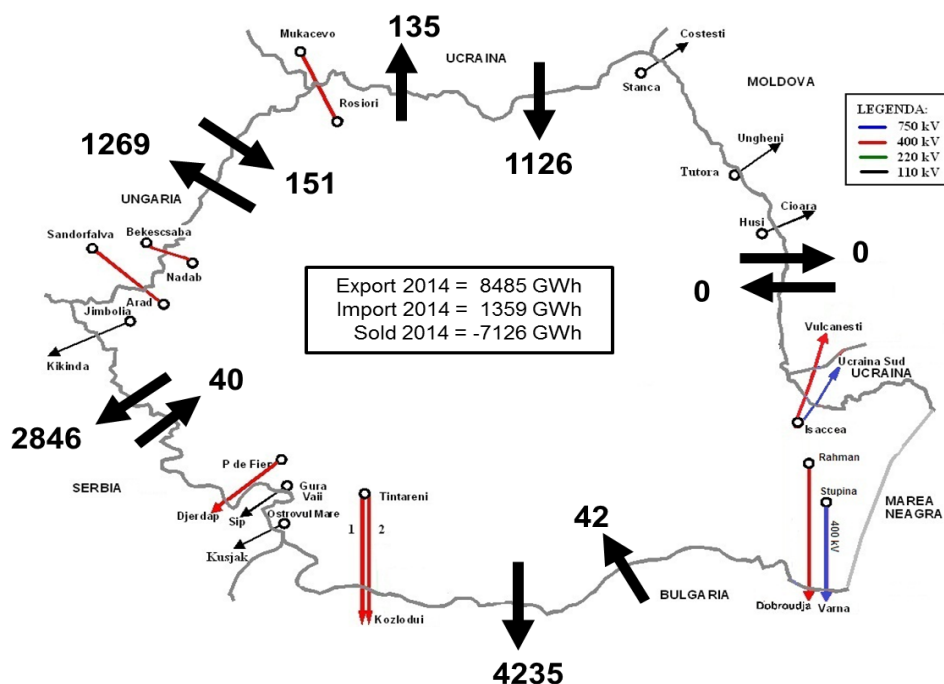


Fig. 5.2.3

Variația importului, exportului și a soldului schimburilor de energie cu vecinii
în perioada 2009-2014
(valori medii anuale)

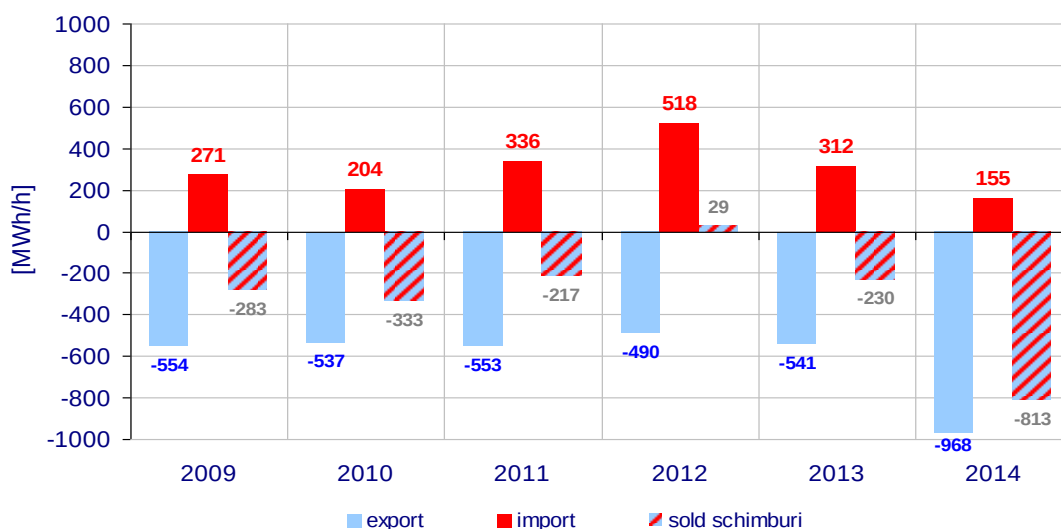


Fig. 5.2.4

Soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, cu excepția anului 2012, când exportul de energie electrică a fost mai mic decât importul, rezultând import net. În schimb, anul 2014 s-a încheiat cu un export net de 813 MWh/h. Poate fi observată suprapunerea, peste circulațiile determinate de fluxurile interne de putere dinspre centrale spre zonele de consum, a unor tranzite determinate de schimburi între sistemele vecine, cu o tendință de creștere în ultima perioadă pe direcțiile N→S și E→V.

Producția grupurilor generatoare din sistem trebuie să acopere în fiecare moment consumul și soldul import/export.

Referitor la structura pe resurse primare a producției de energie electrică, în 2009 se remarcă scăderea accentuată a contribuției centralelor electrice pe cărbune și hidrocarburi (scădere a producției cu 16%, respectiv 19% față de anul anterior) la acoperirea consumului. În 2009, producția centralelor eoliene a crescut cu 23,6%, comparativ cu 2008.

În 2010, contribuția centralelor electrice pe cărbune și hidrocarburi a fost chiar mai mică, scăzând cu 5%, respectiv 8% față de 2009, deoarece s-a înregistrat o hidraulicitate foarte bună și producția centralelor hidroelectrice a crescut cu 30% față de anul anterior.

În anul 2011, alături de creșterea accentuată a contribuției centralelor electrice eoliene de la 0,5% din total producție în 2010 la 2% din total producție în 2011, se remarcă o creștere a producției termoelectrice (cărbuni: de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011), ca urmare a scăderii drastice a producției hidroelectrice cu 10% în 2011, comparativ cu 2010. În 2010, producția centralelor eoliene a crescut cu 39%, comparativ cu 2009, corelat cu o creștere a puterii instalate la 323 MW.

În 2011 se remarcă creșterea în continuare a contribuției centralelor electrice eoliene (2% din total producție în 2011) comparativ cu anul 2010 (0,5% din total producție). Ca urmare a scăderii accentuate a producției hidroelectrice cu 10%, s-a înregistrat o creștere a ponderii producției termoelectrice (cărbuni: de la 36% în 2010 la 42% în 2011; hidrocarburi: de la 11% în 2010 la 13% în 2011).

În 2012 se remarcă creșterea semnificativă a contribuției centralelor electrice eoliene (5% din total producție în 2012) comparativ cu anul 2011 (2% din total producție).

În 2013 se remarcă creșterea în continuare a contribuției centralelor electrice eoliene (8% din total producție în 2013) comparativ cu anul 2012 (5% din total producție). Ca urmare a creșterii producției hidroelectrice cu 5%, s-a înregistrat o scădere a ponderii producției termoelectrice (cărbuni: de la 40% în 2012 la 30% în 2013, în special lignit).

În anul 2014, consumul brut intern a avut variații lunare cu valori cuprinse între -2,6 % ÷ + 5,4 %, comparativ cu lunile similare din anul 2013. Pe întreg anul 2014 s-a înregistrat o creștere a consumului brut intern de 1,9 % comparativ cu anul 2013, în timp ce producția a înregistrat o creștere de 10,6%. De asemenea, în anul 2014 s-a menținut tendința de creștere a contribuției centralelor electrice eoliene, respectiv 1,51 % din total producție comparativ cu anul 2013. Se remarcă de asemenea o creștere a ponderii producției de energie fotovoltaică, respectiv 1,82 % ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale.

Integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost și va fi înlesnită, în mare măsură, de structura de producție (mix-ul energetic) existent în România și în special de centralele hidroelectrice existente, realizate în urmă cu 25-40 ani.

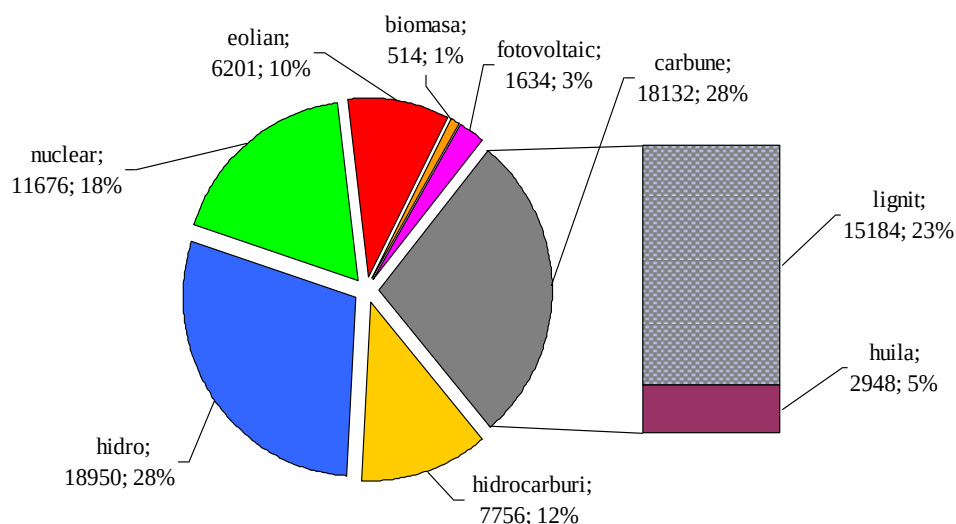
Structura producției este prezentată în Tabelul 5.2.1. și figura 5.2.5.

Tabelul 5.2.1

	anul 2014			anul 2013		
	[GWh]	[MW]	[%]	[GWh]	[MW]	[%]
TOTAL PRODUCTIE, din care:	64863	7404	100.0	58660	6697	100.0
Centrale pe carbune, din care:	18132	2070	28	17393	1986	30
lignit	15184	1733	23	14065	1606	24
huila	2948	337	5	3328	380	6
hidrocarburi	7756	886	12	9091.7	1038	15
ape	18950	2163	29	15104	1725	26
nuclear	11676	1333	18	11618	1326	20
eoliana	6201	708	10	4721	539	8
biomasa	514	59	1	319	36	1
fotovoltaica	1634	187	3	413	47	1

Referitor la mixul de resurse, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice regenerabile eoliene și fotovoltaice, a crescut implicit ponderea acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2014 la o pondere de 9,56 % a producției eoliene (8,05% în anul 2013) și respectiv 2,52 % a producției fotovoltaice (0,70 % în anul 2013). Se remarcă însă o scădere de 3,54 % a producției de energie în centralele electrice pe hidrocarburi, de la 15,50 % în anul 2013, la 11,96 % în anul 2014 și respectiv a producției generate în centralele electrice pe cărbune de 1,7 %, de la 29,65 % în anul 2013 la 27,95 % în 2014. În ceea ce privește producția hidroelectrică, având în vedere că debitul mediu al Dunării s-a menținut la o valoare ridicată, respectiv 6019 mc/s, procentul producției hidroelectrice a fost de 29,22 %, înregistrând o creștere de 3,47% comparativ cu 2013.

Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică în anul 2014



Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică în anul 2013

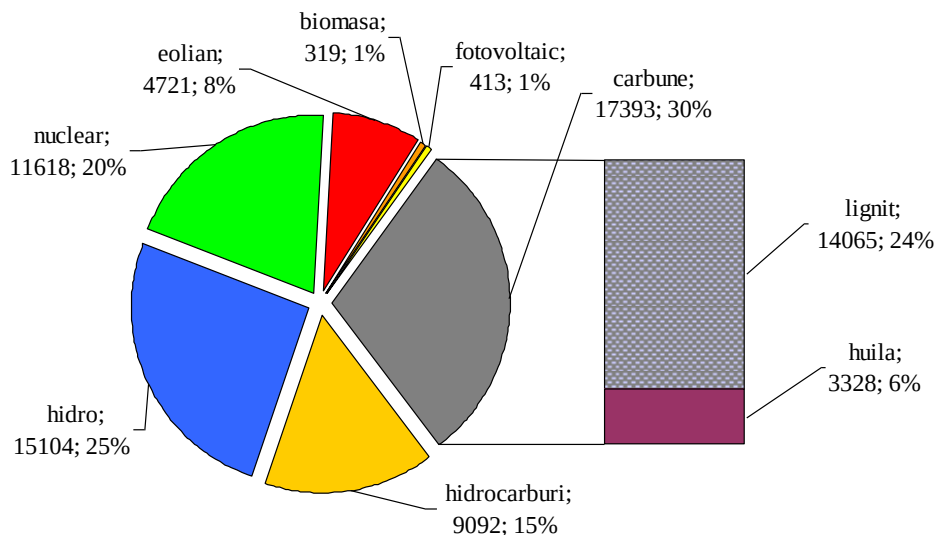


Fig. 5.2.5

Din Tabelul 5.2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvantei sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea instalată în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2014 și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase, în luna decembrie 2014, a reprezentat cca 16% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 5.2.2

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2014 - ora 12 RO (ora 11 CET)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6309
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenționale	9324
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4181
5	alte centrale	0
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	21114
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3583
8	Putere în reparație planificată	2817
9	Putere în reparație accidentală	995
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1057
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	12662
12	Consum intern	7530

13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	992
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	4140
	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	138
16	Export	891
17	Sold Import-Export [17 = 15 - 16]	-753
18	Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]	3387

5.3 Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni cu alte sisteme

Rețeaua electrică este ansamblul de linii, stații electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele, inclusiv elementele de susținere, control și protecție a acestora.

Conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, rețeaua electrică de transport (RET) este rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. RET realizează interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

Rețeaua de transport este instrumentul care permite OTS asigurarea din punct de vedere tehnic a serviciilor cuprinse în obiectul de activitate al CNTEE Transelectrica SA, conform prevederilor Codului tehnic al RET și condițiilor asociate licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.



- LEA 110 kV :
- LEA 220 kV :
- LEA 400 kV : (: funcționează la 220 kV
 : LEA 400kV Nădab – Oradea în curs de finalizare)
- LEA 750 kV:

CNTEE Transelectrica SA exploatează toate liniile de interconexiune, inclusiv cele de 110 kV.

32

Tabelul 5.3.1 Instalațiile RET

Tensiunea [kV]	STAȚII			LEA [km]
	Stații [nr.]	Unități de transformare ≥100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
750	1	2	1.250	3,108
400	38	2	500	4.855,99
		20	400	
		30	250	
220	42	2	400	3.875,64
		81	200	
		1	100	
110	0	0	0	40,418
TOTAL	81	138	36.100	8.776

Notă: lungimea liniilor este defalcată în funcție de tensiunea constructivă

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Este de remarcat însă, că starea tehnică reală a instalațiilor se menține la un nivel corespunzător, ca urmare a faptului că se desfășoară un program riguros de mentenanță și că s-a impus un program susținut de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

Investițiile efectuate până în prezent au permis menținerea la un nivel corespunzător a infrastructurii de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării piețelor de electricitate: rețea națională de fibră optică, sistem de monitorizare și conducere EMS-SCADA, sistem de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața angro, platforme IT de tranzacționare și decontare. Este în curs de desfășurare programul de modernizare a întregii rețele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de modernizare și re tehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET, precum și de dezvoltare a capacității de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/re tehnologizare efectuate în rețea au urmărit în permanență adoptarea de echipamente la nivelul tehnic al perioadei respective, ceea ce a permis și alegerea unor scheme de conexiuni simplificate pentru stațiile electrice. Transformatoarele și autotransformatoarele noi instalate în stațiile re tehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți și soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, mărind siguranța în funcționare și reducând semnificativ costurile de mentenanță, impactul negativ asupra mediului și pierderile de energie electrică în rețea.

Au fost finalizate până în prezent mai multe proiecte de re tehnologizare, modernizare, mentenanță majoră: stațiile electrice Porțile de Fier, Urechești 400 kV și 220 kV, Țânțăreni, Arad 400 kV, Oradea Sud, Drăgănești Olt 400 kV, Roșiori, Gutinaș 400 kV și 220 kV, Slatina, Brazi Vest, București Sud 400 kV, 220 kV și 110 kV, Fântanele 110 kV, Baia Mare 110 kV,

Vetiș, Pitești Sud, Constanța Nord, Iernut, Sibiu Sud, Fundeni, Sălaj, Paroșeni, Gădălin, Lacu Sărat, Mintia, Barboși.

În ceea ce privește LEA, au fost instalați cca. 4700 km fibră optică pe conductoarele de protecție și 120 km fibră optică în zone urbane.

În vederea creșterii capacității de transport și a reducerii pierderilor de energie electrică în rețea, s-a crescut tensiunea de funcționare de la 220 kV la 400 kV pentru câteva linii dimensionate prin proiect la 400 kV. Astfel, s-a trecut la tensiunea de funcționare de 400 kV (de la 220 kV) LEA Roșiori – Oradea Sud și LEA Gutinaș – Bacău S – Roman N – Suceava și s-au pus în funcțiune stațiile noi de 400 kV Bacău S, Roman N și Suceava.

În anul 2008 s-a pus în funcțiune a doua linie de interconexiune România – Ungaria, LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba (Ungaria) și LEA 400 kV Arad – Nădab (linie nouă). Urmează să fie pusă în funcțiune și LEA 400 kV Oradea – Nădab (linie nouă), a cărei finalizare a fost întârziată de dificultățile întâmpinate în obținerea dreptului de proprietate asupra terenului necesar.

În anul 2013 s-au finalizat lucrările pe teritoriul României a LEA 110 kV de interconexiune cu Republica Moldova, Fălcu (RO) – Gotești (MD) (linie nefinalizată pe teritoriul Republicii Moldova - nu este instalată celula de 110 kV).

În anii 2013 - 2015 au continuat lucrările de rețehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET, s-au pus în funcțiune elemente noi de rețea și s-au realizat lucrări de implementare a sistemului de comanda – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor la transformatoarele de 250 MVA, după cum urmează:

Au fost cuprinse în Programul de investiții al Companiei în vederea întocmirii / actualizării documentațiilor și demarării procedurilor de achiziție a contractelor de rețehnologizare, stațiile 220/110/20 kV Arefu, 220/110 kV Râureni, 400/110 kV Cluj Est, 220/110 kV Hășdat, 220/110 kV Dumbrava.

S-au finalizat lucrări de mentenanță majoră aflate în derulare și s-au analizat, verificat și avizat Temele de proiectare, Expertizele tehnice, Caietele de sarcini de proiectare și execuție, Documentațiile de aprobare a lucrărilor de intervenție (DALI) și Studiile de fezabilitate aferente componentei de investiții (SF), Documentațiile de licitație (DL) pentru proiectele de mentenanță majoră cuprinse în Programele de mentenanță. Aceste activități au avut ca obiect proiecte aflate în fazele de proiectare / demarare proceduri achiziție respectiv derulare contracte, după cum urmează:

- **LEA:** „RK LEA 400 kV Gutinaș – Brașov”; „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; „RC LEA 220 kV Gutinaș - Focșani Vest stâlpii 1- 217”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni - etapa II”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni - etapa II”; „LEA 400 kV Mintia – Sibiu”; Expertiză tehnică, DALI și PT+CS pentru “Mentenanță majoră LEA 220 kV dublu circuit d.c. Cluj Florești - Alba Iulia; Cluj Florești - Câmpia Turzii; Câmpia Turzii – Iernut”; ”RC LEA 220 kV Ișalnița –Grădiște”; “RC LEA 220 kV Bradu –Stupărei”, “RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”.

- **Transformatoare:** “RK Trafo 2 16 MVA stația Munteni”; „RK Trafo 1 25 MVA stația Focșani Vest”; „RK Trafo 16 MVA 110/20 kV seria 90950/1990, stația Pitești Sud”; “Reabilitare izolație cu tratare ulei la AT1 200 MVA din stația Arad”, “Reabilitare izolație cu tratare ulei la AT1 200 MVA din stația Hășdat”; „Reparație fază rezervă AT 500MVA stația Porțile de Fier”.

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în statistica incidentelor produse la echipamentele componente ale acesteia. În Tabelul 5.3.2 se prezintă evoluția numărului de incidente.

În general, datorită rezervării asigurate, incidentele produse în RET nu afectează continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

Tabelul 5.3.2. Număr de incidente

Instalații	2010	2011	2012	2013	2014	2015
LEA	46	44	72	45	55	85
Stații	770	561	537	428	472	489
Total RET	816	605	609	473	527	574

Se constată în 2015 față de 2014 o creștere a numărului total de evenimente accidentale la barele stațiilor și la LEA, precum și a numărului de evenimente accidentale pe liniile electrice ca urmare a unor acțiuni externe (conform NTE 004/05/00 – loviri / atingeri conductoare, obiecte căzute pe instalații, sustrageri etc.).

5.4 Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe câte un regim de referință pentru fiecare perioadă analizată: vara 2015 și iarna 2015-2016. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de retragere din exploatare a echipamentelor, ca urmare a desfășurării unor lucrări de investiții în instalațiile CNTEE Transelectrica SA. De asemenea au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET, ca urmare a defectării acestora.

În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stațiile electrice, citite la palierul caracteristic de consum VDV (vârf dimineață vara), respectiv VSI (vârf seară iarna).

Trebuie menționat că în exploatare încărcările elementelor de rețea variază, datorită modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției, precum și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

5.4.1 Vara 2015

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată pentru vara 2015 pe o rețea cu următoarele caracteristici:

- liniile 110kV Războieni-Roman N, Vatra-Tg. Frumos și Bârlad–Glăvănești în funcțiune;
- liniile 110kV Ostrov-Zatna-Lebăda-Lunca-L.Sărat, circ.1 și circ.2 sunt în funcțiune, debucularea față de zona Tulcea realizându-se în stația Isaccea 110kV pe liniile 110kV Tulcea Vest;
- linia 110kV Basarabi-Băltăgești este deconectată în stația Baltăgești și conectată în stația Basarabi.
- CLT 220kV Targoviste, CL 220kV Fundeni și CL 110kV Fundeni sunt în funcțiune.
- Zona orașului Bucuresti funcționează astfel:
 - Zona Fundeni debucată, liniile 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivație Tâncăbești, Afumați-Căciulați și CT 110kV Solex fiind deconectate;
 - Zona Bucuresti Sud și zona București Vest (T5 400/110kV) sunt buclate, prin conectarea CLT 110kV Progresu (la solicitarea DET 2);
 - debucată în 110kV de zona Târgoviște, liniile 110kV Chitila-Potlogi și Arcuda-Titu fiind deconectate.
 - buclat în 110kV cu zona Ghizdaru prin liniile 110kV Domnești-Mihăilești, Jilava-Copăcenii, Jilava-Colibași.
- Unitatea 1 din CNE Cernavodă funcționează și în regim inductiv, după reparațiile efectuate în luna august 2014.
- În stația 400kV Tulcea Vest sunt în funcțiune T2 și T3 400//110kV noi. În stația 110kV Tulcea Vest era în desfășurare etapa 2 din cadrul lucrărilor de rețehnologizare.
- Se consideră în funcțiune linia 110kV Domnești-Militari, circ.1 și circ.2.
- liniile 110 kV Arges Sus-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivație Gura Lotrului în funcțiune, liniile 110kV Poiana Lacului-Căzănești, Pojaru-Berbești în rezervă.
- Se consideră în funcțiune un singur AT - 400 MVA 400/220kV în stația Bradu, unde se desfășoară lucrări de rețehnologizare, pe o perioadă mai lungă.
- CT 110kV Vașcău și bucla LEA 110kV Salonta-Ch. Criș sunt în funcțiune.
- Nu este încă finalizată și dată în exploatare linia 400kV Nădab-Oradea Sud.
- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 220kV Iaz este oprit.
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220kV Hășdat / Pestiș) în funcțiune.
- În stația 220kV Hășdat este indisponibil AT1 220/110kV Hășdat, ca urmare zonele Hășdat, Pestiș și Mintia sunt buclate între ele. Linia 110kV Simeria-Călan este deconectată.
- Se funcționează cu linie lungă 220kV Cluj Florești-Iernut.
- Se desfășoară lucrări la stația 110 kV Câmpia Turzii, realizându-se provizorate de ocolire a stației Câmpia Turzii: linia 110 kV Câmpia Turzii-Aiud șuntată cu LEA 110kV Câmpia Turzii-Iernut, LEA 110kV Câmpia Turzii-Aiud șuntată cu LEA 110kV Câmpia Turzii-Poiana rezultând LEA 110 kV Poiana-Aiud, restul echipamentelor fiind în funcțiune pe o singură bară în stația Câmpia Turzii.

Producția centralelor eoliene este de 1100MW (cca.38%*Pinst), producția centralelor fotovoltaice este de 950MW (cca. 80%*Pinst). Soldul este de 1000MW export. S-a considerat o producție mare pe surse termo în zona Oltenia, iar producția CHE de pe Olt (superior+mijlociu+inferior) este de 800MW aproape de valoarea Pinstalat.

În regim staionar, fluxurile de putere prin echipamentele RET (linii 400kV, 220kV, AT 400/220kV, T 400/110kV, AT 220/110kV) se situează sub limitele termice ale conductoarelor

sau sub puterea nominală a unităților de transformare și sunt prezentate în Anexa B-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată că în regimul staționar analizat, LEA 400kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=450-500\text{MW}$) în proporție de cca. 94% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii 400kV sunt:

- linia 400kV Porțile de Fier - Djerdap (cca.540MW)
- linia 400kV Tulcea Vest - Isaccea (cca.430MW)
- linia 400kV Lacu Sărat - Gura Ialomiței (cca.420MW)

În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=120\text{MW}$) în proporție de cca. 80% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii 220 kV sunt:

- linia 220kV Porțile de Fier-Reșița circ.1și 2 (cca.200MW)
- linia 220kV Slatina-Grădiște (cca.190MW)
- linia 220kV Baru Mare-Hășdat (cca.190MW)
- linia 220kV Paroșeni-Baru Mare (cca.160MW)

Încărcarea AT și T (% din S_n) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor 400 și 220kV (% din I_{adm}) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.2. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului N-1.

Tabelul 5.4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (% S_n)		Încărcare AT 220/110 kV (% S_n)		Încărcare T 400/110 kV (% S_n)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2015	45	30	61	26	56	25

Tabelul 5.4.2

Regim	Linii 400 kV (% I_{adm})		Linii 220 kV (% I_{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2015	48	18	61	24

5.4.2 Iarna 2015-2016

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru iarna 2015/2016, pe o rețea cu următoarele caracteristici:

- liniile 110kV Războieni-Roman Nord , Vatra-Tg. Frumos și Bârlad–Glăvănești în funcțiune.

- linia 110kV Ostrov-Zatna-Lebăda-Lunca-Lacu Sărat, circ.1 și 2 deconectată în stația Ostrov. Lucrările de rețehnologizare din stația Tulcea Vest 110kV se consideră finalizate. Sunt în funcțiune T1, T2 și T3 400//110kV noi. Zona Tulcea funcționează debuclet de zona Constanța-Medgidia.
- linia 110kV Basarabi-Băltăgești este deconectată în stația Băltăgești și conectată în stația Basarabi.
- CLT 220kV Târgoviște, CL 220kV Fundeni și CL 110kV Fundeni sunt în funcțiune.
- Zona orașului București funcționează astfel:
 - Zona Fundeni debucletă, liniile 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivație Tâncăbești, Afumați-Căciulați și CT 110kV Solex fiind deconectate;
 - Zona București Sud și zona București Vest (T5 400/110kV) sunt buclate, prin conectarea CLT 110kV Progresu (la solicitarea DET 2);
 - debuclet în 110kV de zona Târgoviște, liniile 110kV Chitila-Potlogi și Arcuda-Titu fiind deconectate.
 - buclat în 110kV cu zona Ghizdaru prin liniile 110kV Domnești-Mihăilești, Jilava-Copăcenii, Jilava-Colibași.
- liniile 110kV Arges Sus-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivație Gura Lotrului în funcțiune.
- liniile 110kV Poiana Lacului-Căzănești, Pojaru-Berbești în rezervă. Se consideră în funcțiune un singur AT 400/220kV în stația Bradu, datorită lucrărilor de rețehnologizare din aceasta stație.
- CT 110kV Vașcău și bucla LEA 110kV Salonta-Ch. Criș sunt în funcțiune.
- Nu este încă finalizată și dată în exploatare LEA 400kV Nădab-Oradea Sud.
- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 220kV Iaz este oprit.
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220kV Hășdat / Pestiș) în funcțiune.
- Zona Hășdat va fi debucletă față de Pestiș și Mintia.
- Se funcționează în continuare cu linie lungă 220kV Cluj Florești-Iernut.
- Se desfășoară lucrări la stația 110kV Câmpia Turzii, realizându-se provizorate de ocolire a stației Câmpia Turzii: LEA 110kV Câmpia Turzii-Aiud șuntată cu LEA 110kV Câmpia Turzii-Iernut, LEA 110kV Câmpia Turzii-Aiud șuntată cu LEA 110kV Câmpia Turzii-Poiana rezultând LEA 110kV Poiana-Aiud, restul echipamentelor sunt în funcțiune pe o singură bară în stația Câmpia Turzii.

Producția centralelor eoliene este de 2815 MW (cca.96%*P_{inst}), producția centralelor fotovoltaice este de 0 MW. Soldul este de 1100MW export.

În regimurile staționare, fluxurile de putere prin echipamentele RET (linii 400 kV, 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub limitele termice ale conductoarelor sau sub puterea nominală a unităților de transformare și sunt prezentate în Anexa B-4, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată:

În regimurile staționare analizate, unele LEA 400 kV sunt încărcate peste puterea naturală (P_{nat}=450-500 MW), restul de cca. 85% dintre liniile de 400 kV fiind încărcate sub puterea naturală.

Cele mai încărcate linii 400kV sunt:

- linia 400 kV Tulcea Vest-Isaccea (cca.910MW)
- linia 400 kV Gutinaș-Smârdan (cca.720MW)
- linia 400kV București Sud-Gura Ialomiței (cca.600MW)
- linia 400kV Pelicanu-Cernavodă (cca.575MW)
- linia 400kV București Sud-Pelicanu (cca.550MW)
- linia 400kV Domnești-București Sud (cca.520MW)
- linia 400 kV Tulcea Vest-Tariverde (cca.500MW)

În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat}=120MW$) în proporție de cca. 84% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii 220 kV, cu circulație mai mare decât puterea naturală, sunt:

- linia 220kV Porțile de Fier-Reșița c1,2 (cca.230MW)
- linia 220kV Urechești-Tg.Jiu (cca.220MW)
- linia 220kV Baru Mare-Hășdat (cca.215MW)
- linia 220kV Paroșeni-Baru Mare (cca.195MW)
- linia 220kV București Sud-Fundeni c1,2 (cca.215MW)
- linia 220kV Barboși-Filești (cca.170MW)
- linia 220kV Reșița-Timișoara c1,2 (cca.160MW)

Încărcarea AT și T (procente din S_n) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.3.

Încărcarea liniilor 400 și 220 kV (procente din I_{adm}) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.4.

Tabelul 5.4.3

Regim	Încărcare AT 400/220kV(% S_n)		Încărcare AT 220/110kV (% S_n)		Încărcare T400/110kV (% S_n)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2015/2016	72	42	60	28	82	40

Tabelul 5.4.4

Regim	Încărcare linii 400kV (% I_{adm})		Încărcare linii 220kV (% I_{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2015/2016	81	26	72	24

5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

5.4.3.1 Palier VDV (vara 2015)

- Se constată că liniile de 400kV funcționează în proporție de cca. 94% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 400kV Porțile de Fier-Djerdap, Tulcea Vest-Isaccea, Lacu Sărat-Gura Ialomiței.

- Se constată că liniile de 220kV funcționează în proporție de cca. 80% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 220kV Porțile de Fier-Reșița circ.1 și circ.2, Slatina-Grădiște, Baru Mare-Hășdat, Paroșeni-Baru Mare.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (Iadm de lungă durată) și cu S_n a unităților de transformare. Gradul de utilizare al RET, însă, nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranță (N-1)*, *criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie*.
- Se menționează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VDV 2015) prezintă o imagine a unei situații cu un aport semnificativ al producției centralelor fotovoltaice, al CHE de pe râul Olt și al producției din CET Craiova și CTE Ișalnița, dar nu este reprezentativ din punct de vedere al producției centralelor eoliene din zona Dobrogea. De asemenea în acest regim sunt considerate lucrările de rețehnologizare din stația 110 kV Tulcea Vest în desfășurare și un AT – 400 MVA 400/220 kV Bradu retras din exploatare pentru lucrări de rețehnologizare în stația 400/220/110 kV Bradu. În funcționarea reală au existat perioade cu producție a centralelor eoliene în apropierea valorii puterii instalate și a fost necesară limitarea producției pentru respectarea criteriului N-1 (la declanșări în RET sau RED). Întărirea rețelei din zona Dobrogea va contribui la evitarea acestor situații.

5.4.3.2 Palier VSI (iarna 2015-2016)

- Se constată că liniile de 400kV funcționează în proporție de cca. 85% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 400kV Tulcea Vest-Isaccea, Gutinaș-Smardan, București Sud-Gura Ialomiței, Pelicanu-Cernavodă.
- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 84% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 220kV Porțile de Fier-Reșița circ.1 și circ.2, Urechești-Tg. Jiu, Baru Mare-Hășdat, Paroșeni-Baru Mare.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (Iadm de lungă durată) și cu S_n a unităților de transformare. Gradul de utilizare al RET, însă, nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranță (N-1)*, *criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie*.
- Se menționează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VSI 2015-2016) prezintă o imagine a unei situații cu o producție în centralele eoliene la valoarea maxim admisibilă în condițiile respectării criteriului N-1 în RET și RED. De asemenea, în acest regim este considerată că rețehnologizarea stației 400/110 kV Tulcea Vest este finalizată. S-a constatat că nu a putut fi evacuată o producție corespunzătoare puterii instalate în centralele eoliene din zona Hârșova-Constanța-Medgidia. Un AT – 400 MVA 400/220 kV Bradu este retras din exploatare în continuare pentru lucrări de rețehnologizare a stației 400/220/110 kV Bradu.

5.4.4 Capacitățile de transfer totale și bilaterale pe granițe

Capacități nete de schimb calculate/estimate

În cadrul managementului congestiilor generate de schimburi transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA calculează și furnizează pentru piață următoarele tipuri de capacități nete de schimb (NTC):

a) NTC anuale maxime negarantate

1. Se calculează sezonier capacitățile nete de schimb (NTC = Net Transfer Capacity) maxime negarantate în interfața de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor. Valorile NTC maxime anuale pentru anul următor se calculează pe modelul sezonier de iarnă.

Calculul se face pentru topologie normală, luând în considerare și punerile în funcțiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă.

Se consideră diferite variante de producție și cele mai favorabile scenarii de schimb, urmărind atingerea simultană a mai multor limitări pe toate direcțiile și maximizarea schimburilor în interfața de interconexiune a României.

2. Se calculează capacități de schimb totale între România și rețeaua europeană interconectată și se distribuie pe granițe funcție de scenariile de schimb considerate.

Se verifică criteriul N-1 și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând și măsuri preventive/postavarie.

Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni, pentru a permite întrajutorarea sistemelor la nivel european prin acționarea reglajului primar în caz de incident și pentru acomodarea abaterilor regimurilor față de regimurile medii modelate. Conform celor convenite cu partenerii, pentru calculul capacităților nete de schimb coordonate adiționabile în interfața României, valoarea TRM s-a stabilit la 100MW/graniță și 300/400MW/interfața României export/import.

Valorile NTC maxime anuale sunt **indicative, negarantate** și sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil. Pentru unele granițe valorile NTC bilaterale maxime anuale se utilizează pentru definirea unui plafon pentru alocare lunară, armonizat cu partenerul (România-Ungaria).

b) NTC anuale și lunare ferme

Conform acordurilor bilaterale încheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR - Ungaria, EMS - Serbia, ESO EAD - Bulgaria), CNTEE Transelectrica SA furnizează pentru utilizare comercială NTC bilaterale ferme care pot fi utilizate simultan în aceeași direcție export/import, cu rezervele de fiabilitate (TRM) convenite în convențiile bilaterale, fără periclitarea securității sistemului:

- NTC anuale ferme (=ATC anuale), garantate pentru toate programele de reparații anuale coordonate convenite în SEN și interconexiune;
- NTC lunare ferme, garantate pentru programele de reparații planificate lunare în SEN și interconexiune.

Ținând seama de:

- necesitatea furnizării NTC anuale ferme înaintea elaborării planului de retrageri anual al SEN și a planurilor de retragere coordonată în interconexiune,

- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului,
- incertitudini legate de prognoza producției în puncte cheie care afectează valorile NTC (CHE Porțile de Fier+Djerdap etc.) și de respectarea termenelor PIF.

NTC anuale ferme se estimează luând în considerare:

- Experiența anului curent și anterior privind programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb: cele mai mici valori NTC lunare ferme obținute;
- Calcule suplimentare, care se efectuează numai dacă sunt prevazute:
 - programe de re tehnologizare în anul următor care pot duce la valori NTC ferme semnificativ mai mici;
 - puneri în funcțiune semnificative (linii și stații de interconexiune etc.) în intervalul între estimarea NTC anuale și începerea anului următor, care pot duce la creșterea valorilor NTC.

NTC lunare ferme pe granițe se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul CNTEE Transelectrica SA– Dispecerul Energetic Național pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în rețele buclate: NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor NTC compozite în interfața de interconexiune a SEN și alte interfețe utilizate în comun cu partenerii, principiu convenit cu toți partenerii.

Pentru fiecare lună, CNTEE Transelectrica SA calculează și furnizează pentru piața de energie în luna anterioară valori NTC ferme pe granițe, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:

- Schimburile prognozate, NTC anuale ferme, incertitudinea sursa/destinația și posibilitatea realocărilor succesive, eliminarea soldării, utilizarea comună a interfețelor;
- Programele de reparații pentru luna respectivă; prognoza de producție și consum;
- Statutul automatizării, măsuri operative preventive/postavarie.

Calculul NTC la nivel lunar se face pe subperioade cu rezoluție până la săptămână și zi, funcție de programele de retrageri din luna respectivă, și ca atare valorile NTC obținute sunt adecvate și pentru alocare săptămânală, zilnică și intra-zi.

Tabelul 5.4.5. Capacități nete de schimb maxime în 2013-2015

	Anul								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ^{ap}	2013	2014	2015
	NTC max. negarantate (prognoza) [MW]								
RO export	1750	1750	1950	1900	2050	2400	2300	2700	2750
RO import	1800	1500	1700	1900	2100	2300	2100	2300	2700
RO->HU	600	600	800	1100	700	700	800	900	1350
HU->RO	400	500	600	600	700	700	700	800	1000
RO->RS	800 ^{P-D1700A}	700 ^{P-D1600A}	650 ^{P-D1500A}	600 ^{P-D1600A}	700	800	700	800	950
RS->RO	400	700	500	300	500	600	550	600	800
RO->BG	600	750	750	600	600	700	650	800	350
BG->RO	600	750	750	600	600	800	550	600	750

RO->UA	200	200	400(100*)	300	200	200	150	200	100
UA->RO	400	500	400	400	400	300	300	300	150
Valori maxime ale profilelor NTC lunare ferme armonizate [MW]									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
RO export	1250	1250	1300	1400	1575	1550	1550	1650	1650
RO import	1020	950	1250	1300	1650	1500	1500	1700	2100
RO->HU	300	200	500	500	550	450	650	700	650-700
HU->RO	300	400	600	600	700	600	650	700	700
RO->RS	450	450	550	550	650	700	600	700	500-700
RS->RO	100	200	150	300	300	350	500	600	800
RO->BG	450	550	200	300	325	350	200	200	400-150
BG->RO	120	100	300	200	300	350	250	300	400
RO->UA	50	50	50	50	50	50	100	50	100
UA->RO	500	250	200	200	350	200	100	100	200

^{ap} armonizate cu partenerii

* valoare UA pentru import; pentru tranzit e necesar contract cu operatorul.

Pentru iarna 2015-2016 s-au determinat valori NTC maxime negarantate pentru 2 variante de producție în CEE (maxim admisibilă și zero) și diferite scenarii de schimb simultan cu partenerii.

Scenarii	exp1 / imp1		exp2 / imp2		exp3 / imp3		exp4	
P CEE max.ad./ 0	R4	R3	R4	R3	R4	R3	R4	R3
NTC max. negarantate (proгноza) [MW]								
Export RO	2300	2100	2600	2050	2650	2150	2750	2250
Import RO	2500		2500		2700			
RO->HU	850	800	900	750	1150	950	1350	1150
HU->RO	1000		1000		1000			
RO->RS	900	800	1200	950	1000	850	950	750
RS->RO	600		700		800			
RO->BG	500	450	400	300	400	300	350	250
BG->RO	700		600		750			
RO->UA	50	50	100	50	100	50	100	100
UA->RO	200		200		150			

În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative, valorile NTC garantate sunt recalculatе și armonizate la nivel de subperioade. Capacitățile suplimentare se pot aloca în licitațiile comune zilnice și intra-zii pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime anuale de schimb din SEN și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în perioada 2007-2015:

- Modificarea limitei de curent pe LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap:
 - reducerea limitei de curent de vară în Djerdap la 1300 A din 2011, cu efect negativ asupra capacității de export în perioada de vară.
- Creșterea producției în sud-estul României, prin funcționarea cu 2 unități la Cernavodă din august 2007, ceea ce a mărit contribuția LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacității de export a SEN;
- Reducerea exportului Bulgariei în urma închiderii în 2007 a unor unități din CNE Kozlodui, ceea ce a determinat:
 - creșterea cu 100-200 MW a circulațiilor paralele dinspre nord spre sud, generate de tranzacții în restul rețelei europene interconectate sincron,
 - creșterea circulațiilor pe granița RO-BG,
 - mărirea cotei de export spre Grecia din România și din alte sisteme cu tranzit prin România, cu concentrarea circulațiilor de export pe granițele României cu Serbia și Bulgaria, afectând negativ atât NTC de import pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria, cât și NTC de export pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria, și determinând modificarea distribuției NTC pe granițele cu Serbia și Bulgaria.
- Punerea în funcțiune a stației 400 kV Nădab cu LEA 400 kV Arad-Nădab-Bekescsaba în decembrie 2009, determinând creșterea capacității de import și export pe granița RO-HU și în interfața SEN.
- Mărirea reglajelor de vară a unor protecții de suprasarcină pe LEA din Serbia în 2009, cu efect pozitiv asupra capacității de export a SEN.
- Punerea în funcțiune a LEA 400kV Cervena Mogila-Stip, determinând creșterea capacității de evacuare a exportului din România+Bulgaria spre restul rețelei interconectate.
- Scăderea volumului unor schimburi la nivel european datorită recesiunii economice (2009-2011), determinând reducerea circulațiilor paralele nord-sud prin SEN, cu efect pozitiv asupra capacității de export și import a SEN.
- Interconectarea Turciei (septembrie 2010) a determinat o redistribuire a circulațiilor în interfața de interconexiune a României, încărcarea suplimentară a LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja și creșterea NTC export în interfața României cu cca. 50 MW (și reducerea NTC import cu 50 MW).
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Isaccea-Varna în mai 2011, determinând creșterea capacității de import și export pe granița RO-BG și în interfața SEN.
- Modificarea structurii export-import în interconexiune (import mare în Ungaria) ducând la o utilizare mai mare a LEA de interconexiune România-Ungaria, cu efect pozitiv asupra NTC de export.
- Punerea în funcțiune a centralelor eoliene în sud-estul țării, începând cu CEE Fântânele (august 2010) și atingând o putere instalată de cca. 1050 MW în iarna 2011-2012, 1850 MW în iarna 2012-2013, 2730 MW în iarna 2013-2014, cca. 2900 MW în iarna 2014-2015 și 2970 în iarna 2015-2016, ceea ce a mărit contribuția LEA 400 kV Isaccea-Rahman-Dobrudja și Isaccea-Stupina-Varna la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacității de export;
- Funcționarea cu producție scăzută/zero în CTE Iernut din motive economice, cu deficit

mare în zona de nord în toamna 2012 și iarna 2012-2013, determinând creșterea circulației pe LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo și reducerea NTC de import.

■ Funcționarea cu producție în CTE Iernut și deficit redus în zona de nord, și reducerea circulațiilor paralele nord-sud, determinând creșterea NTC de import în iarna 2014-2015 și 2015-2016.

Pentru iarna 2015-2016 se pot observa următoarele :

- Funcționarea cu producție mare în CEE din Dobrogea (R4 / 2600MW) determină o creștere a încărcării LEA de interconexiune din Dobrogea și creșterea valorii NTC de export maximă negarantată în interfața României, limitată de declanșarea LEA 400kV Stupina – Varna și încărcarea LEA 400kV Rahman-Dobrudja la limita impusă de automatica din Dobrudja. Reducerea cotei de export spre Bulgaria (la valori comparabile cu NTC lunare propuse de ESO EAD) face posibilă creșterea semnificativă a NTC de export total în interfața României și a NTC pe celelalte granițe.
- Producție eoliană mică și creșterea producției pe centrale convenționale (R3 / 0MW) are efect de reducere a valorii NTC de export maximă negarantată, limitată de încărcarea LEA 400kV Porțile de Fier-Djerdap la declanșarea LEA 400kV Țânțăreni-Kozlodui în funcțiune. Limitarea schimburilor cu Bulgaria la valori de ordinul celor impuse de partener în armonizarea lunară nu afectează semnificativ NTC de export în interfața României, care se poate redistribui.
- Structură a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria și Serbia determină creșterea valorii NTC total în interfața SEN, cu o reducere mică a importului dinspre nord-vest și creșterea semnificativă a importului dinspre sud. Limitarea importului din Bulgaria de către partener nu poate fi compensată de o creștere similară a importului din Ungaria și Ucraina, care are un efect mult mai semnificativ asupra zonei de nord a SEN .

Valorile maxime ale capacităților nete de transfer lunare ferme sunt mai mici decât valorile maxime indicative (export 60-77%, 60% în 2015; import 57-79%, 79% în 2015) din mai multe cauze:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulți parteneri prin interfețe multilaterale comune și alocări succesive pe mai multe granițe, determinând solicitarea preferențială a unor granițe ale SEN;
- Desfășurarea unor programe de lucru în rețea care au necesitat retrageri de linii semnificative din SEN și rețeaua externă chiar în perioada de iarnă;
- Nivele de producție extreme în anumite centrale și zone, semnificativ diferite de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime;
- Nivel de producție considerat în CE eoliene 30-50% din puterea instalată, diferit de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime;
- Variația structurii schimburilor partenerilor de interconexiune și a circulațiilor paralele.

Evoluția sezonieră și lunară a capacităților nete de schimb

Valorile NTC în interfața României pot varia pe parcursul anului între 20-100%, sub influența unor factori ca:

- Retragera unor linii de interconexiune și linii interne care influențează valorile NTC;

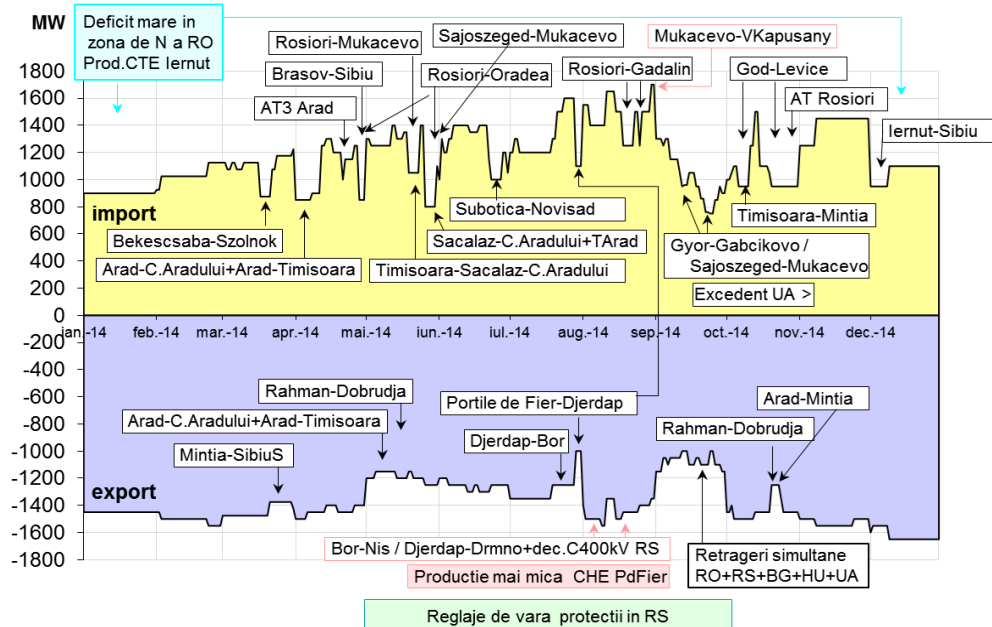
- Diferența de temperatură sezonieră, determinând:
 - trecerea la reglaje de vară reduse cu cca. 25-28% pentru unele protecții de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie/mai – septembrie/octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
 - curenți limită termică admisibili mai mari pe diferite linii din SEN și rețeaua externă, care influențează pozitiv valorile NTC de import și export în noiembrie - februarie.
- Producția în centrale cheie: CHE Porțile de Fier și Djerdap în special în perioada de vară, CTE Iernut în perioada de iarnă, CTE Mintia.

În ultimii ani, gama de variație a valorilor NTC lunare ferme în interfața de interconexiune a SEN s-a redus (47-100% în 2012, 39-100% în 2013, 41-100% în 2014, 40-100% în 2015) datorită următorilor factori:

- Menținerea reglajului de vară mărit al protecțiilor de suprasarcină pe unele LEA din Serbia (97% din limita de iarnă), cu efect pozitiv asupra exportului SEN;
- Creșterea producției instalate în CEE în zona de sud-est a SEN, determinând o mai bună utilizare a LEA 400 kV de interconexiune din Dobrogea;
- Modificarea structurii export-import în interconexiune ducând la o utilizare mai mare a LEA de interconexiune România-Ungaria, cu efect pozitiv asupra NTC de export, și la reducerea circulațiilor paralele nord spre sud, cu efect pozitiv asupra NTC de import și export;
- Funcționarea cu producție în CTE Iernut și deficit mai redus în zona de nord în perioada de iarnă, cu efect pozitiv asupra NTC de import.
- Îmbunătățirea coordonării programelor de retrageri semnificative între partenerii de interconexiune.
- Implementarea de scheme de funcționare specifice la parteneri de interconexiune în cazul unor retrageri cu efect semnificativ sau al circulațiilor paralele mari.

Figura de mai jos ilustrează influența unora din acești factori asupra valorilor NTC pe parcursul anului 2014 și al anului 2015 (Fig. 5.4.1):

Valori NTC ferme agreate import / export in interfata de interconexiune a Romaniei - 2014 -



Valori NTC ferme agreate import / export in interfata de interconexiune a Romaniei - 2015 -

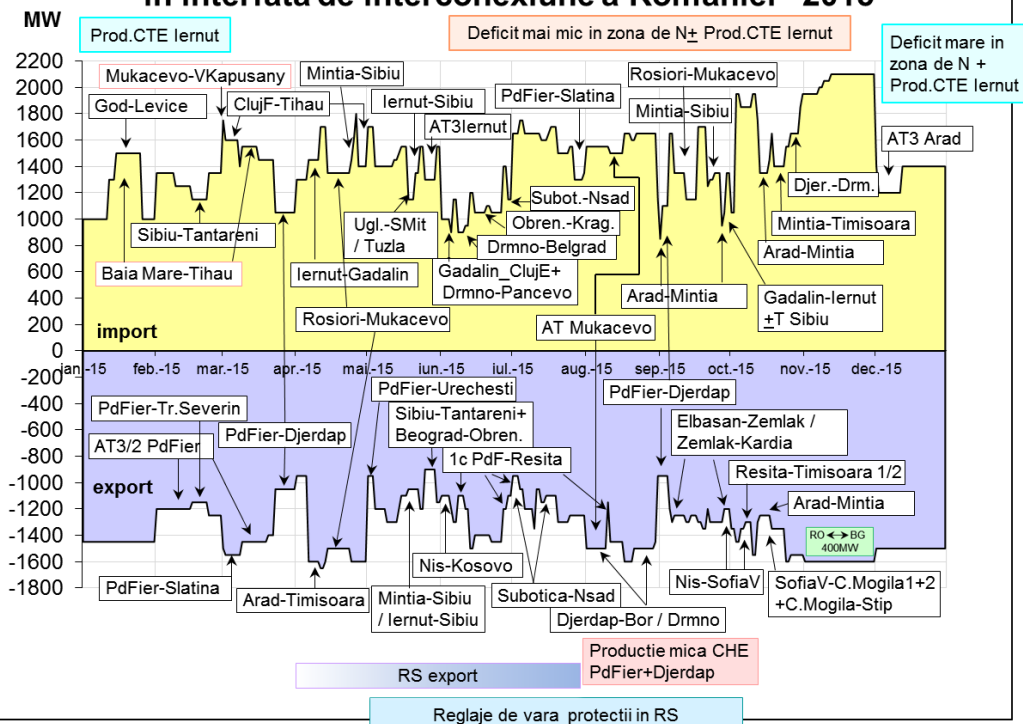
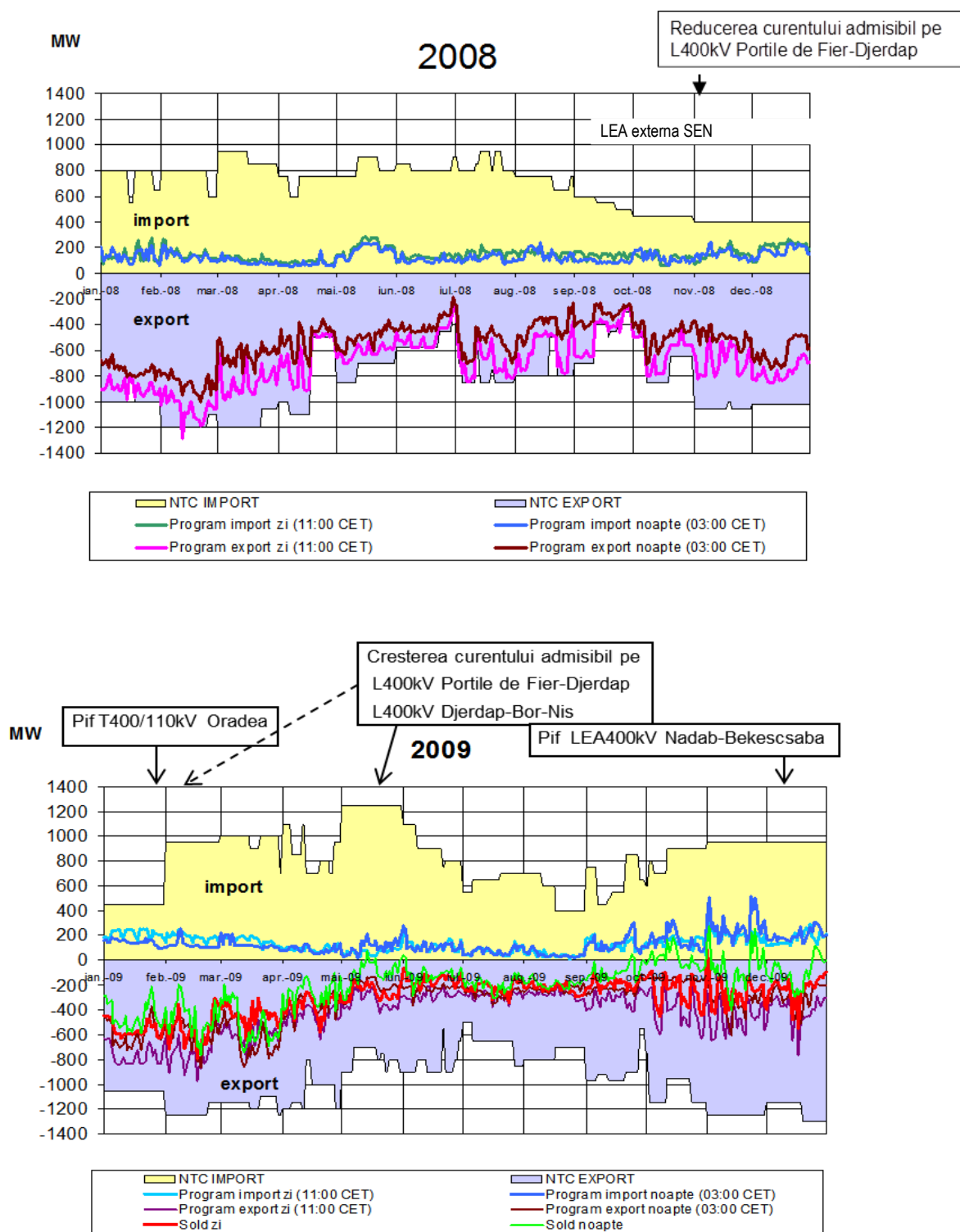
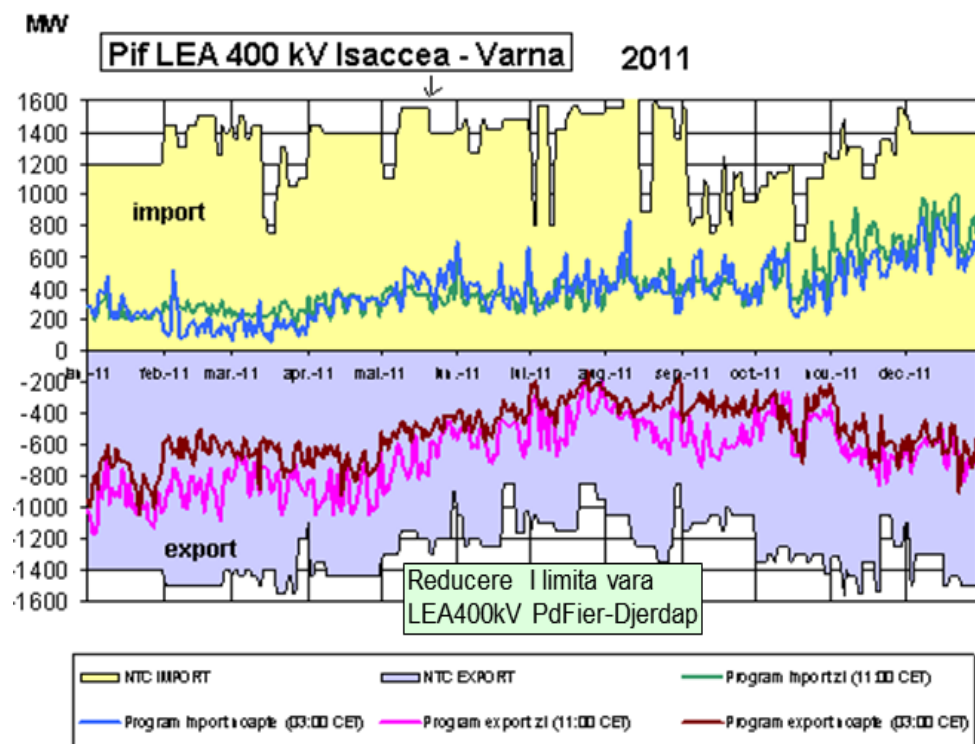
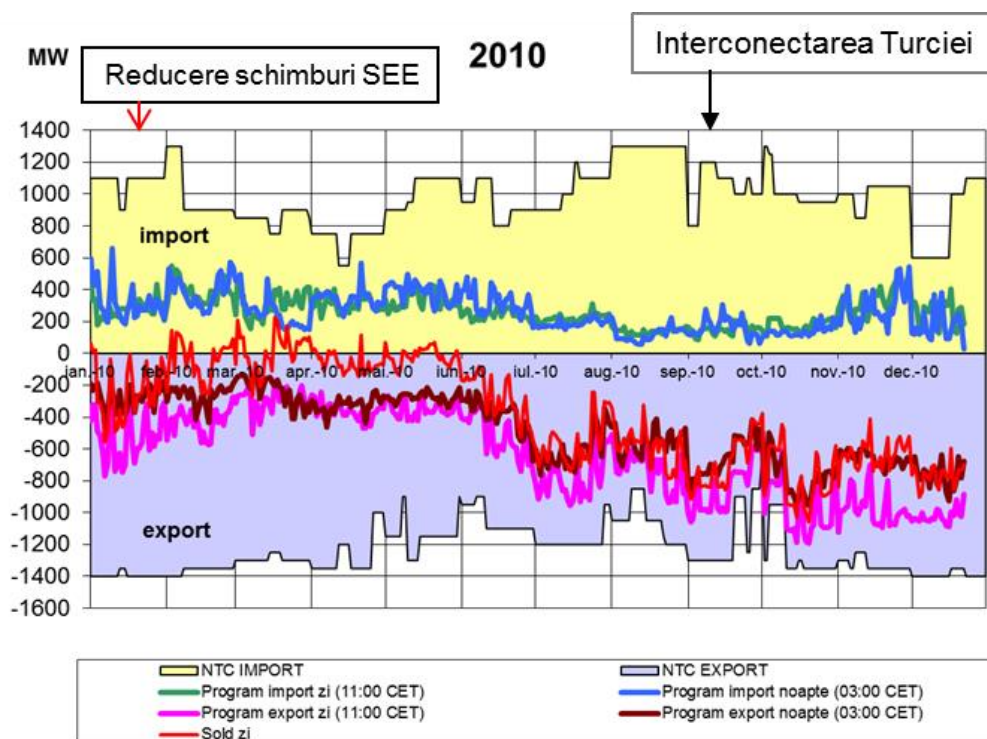


Fig. 5.4.1

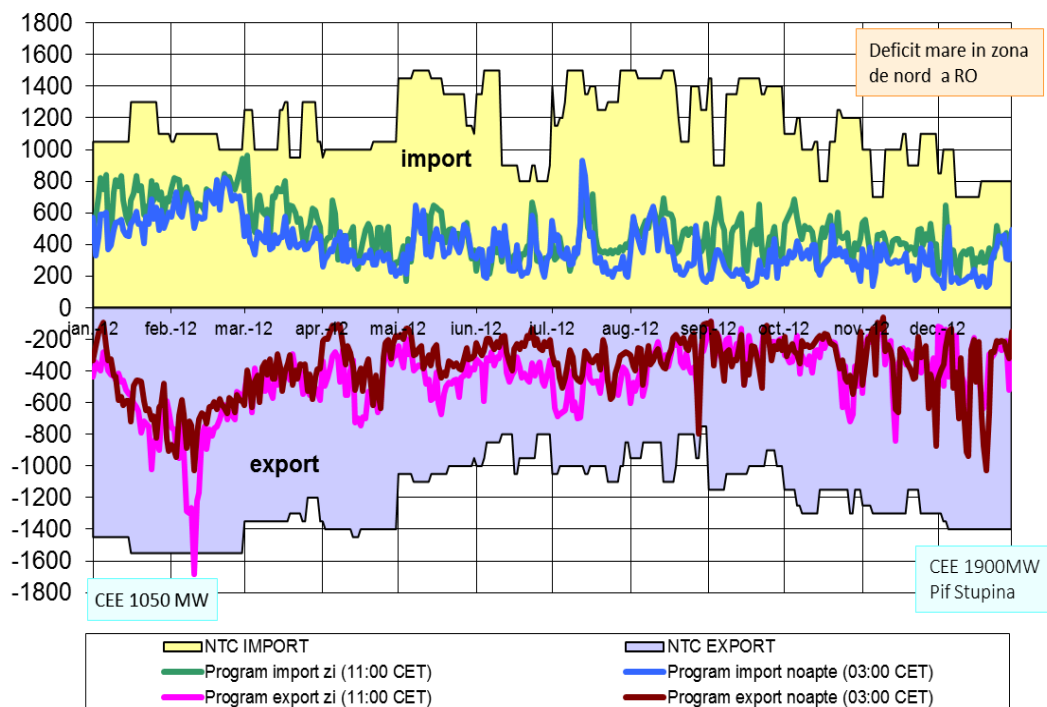
În continuare se pot observa profilele NTC în interfața SEN, armonizate cu partenerii, și programele de schimb în anii 2008-2015 (Fig. 5.4.2).





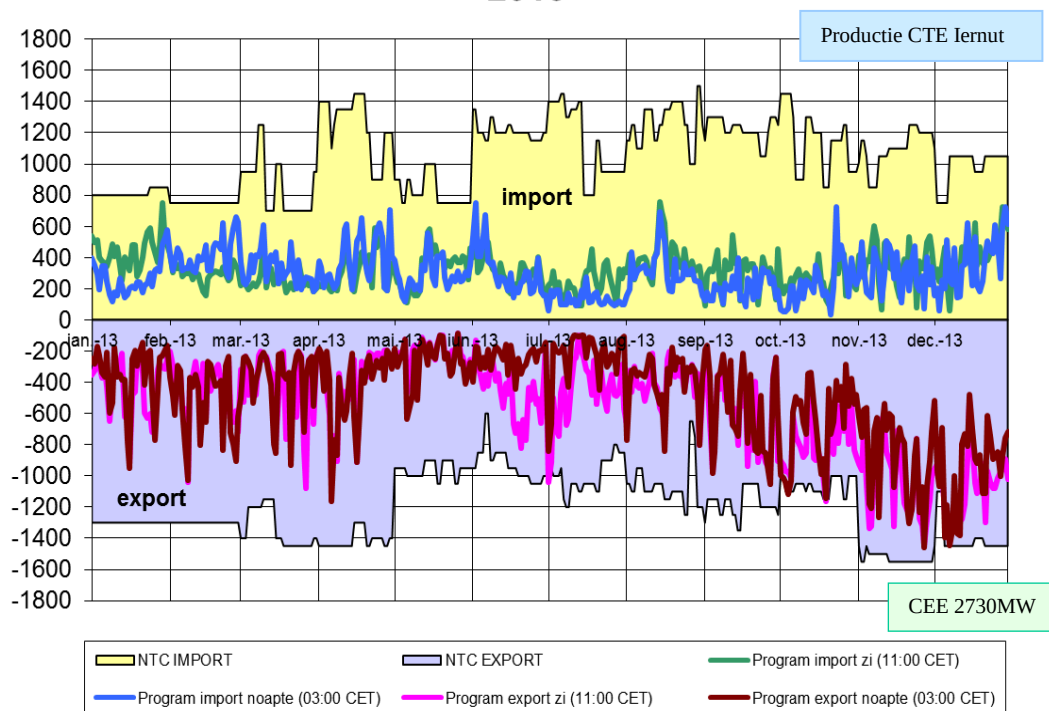
MW

2012



MW

2013



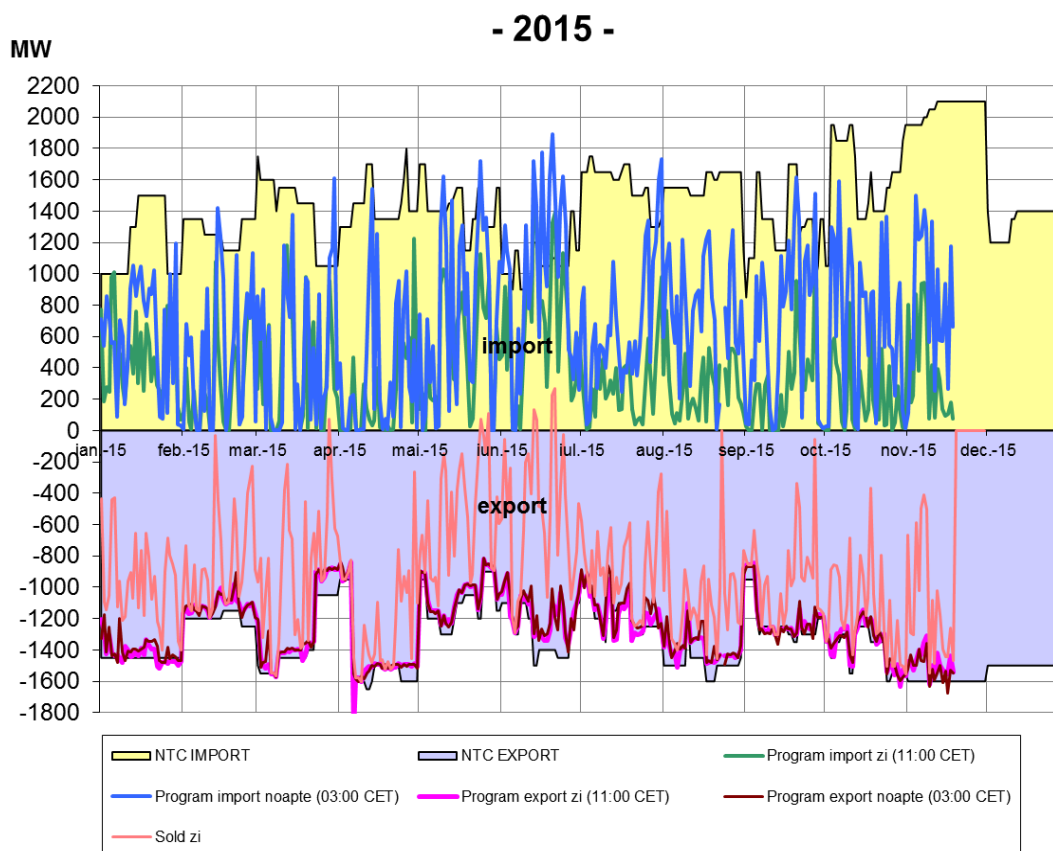
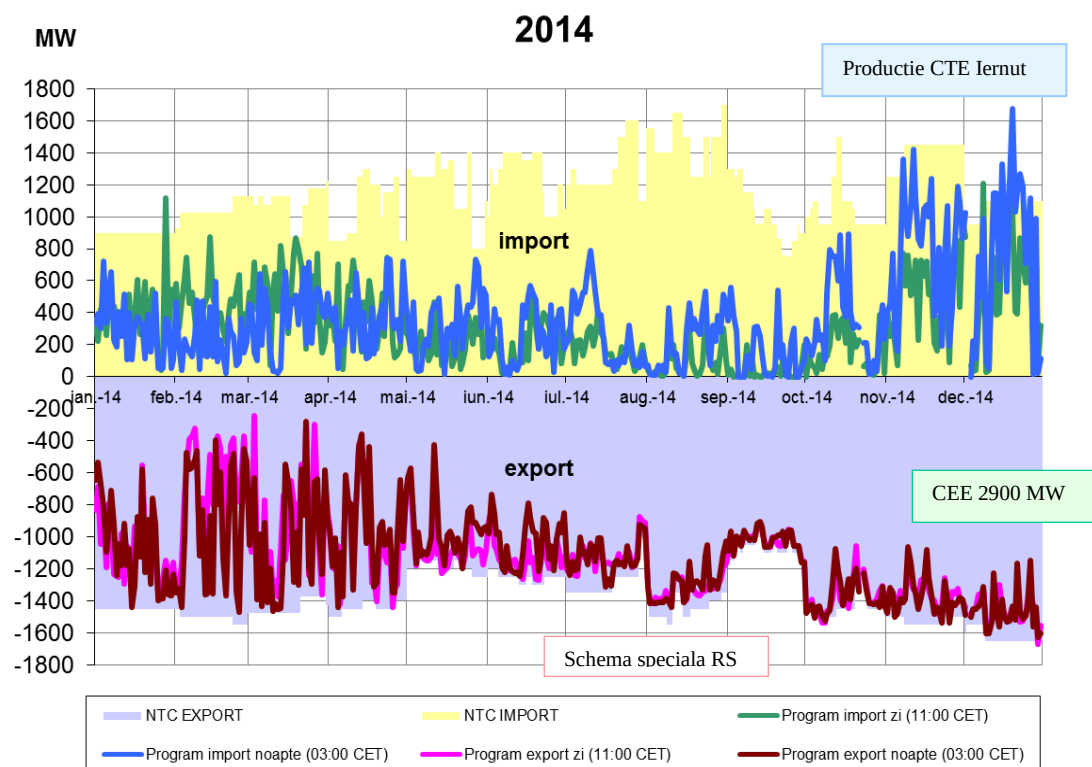


Fig. 5.4.2

S-a constatat:

- creșterea numărului participanților la licitații și a competiției pe fiecare graniță;
- reducerea semnificativă a gradului de utilizare a capacității de export disponibile în iarna 2009-2010 și primavara 2010, reflectând reducerea importurilor în zona: circulațiile prin interfața de interconexiune a României la vârf de sarcină, zile lucrătoare, au fost în medie 10-20% din NTC de export în cele 3 luni de iarnă, și practic 0% primăvara; se observă subperioade cu sold import;
- restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în vara 2010 și iarna 2010-2011: 50-60% din NTC de export la vârf de sarcină, zile lucrătoare;
- creșterea utilizării capacității de import și restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în iarna 2011-2012 (65-112%), urmată de o utilizare redusă a capacității de export și import în restul anului, reflectând reducerea importului Greciei;
- creșterea utilizării capacității de export octombrie 2013 - decembrie 2014 până la 96-102% datorită creșterii importului Ungariei în timpul programelor de rețehnologizare a grupurilor, determinând o mai bună utilizare a LEA de interconexiune pe această graniță, și creșterea utilizării capacității de import în iarna 2014-2015 până la 155% (soldare) ;
- creșterea capacităților de schimb disponibile lunare maxime:
 - export: cu 8% în anul 2010 față de 2009 și cu 11% în 2011 față de 2010, ca urmare a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune;
 - import: cu 4% în 2010 față de 2009 și cu 27% în 2011 față de 2010, ca urmare a finalizării rețehnologizării stației Gădălin și a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune.
- în 2012 s-a înregistrat o reducere față de 2011 a capacităților de schimb lunare maxime oferite la piață datorită unor congestii în SE Bulgar și a necesității de a armoniza NTC pe granița RO-BG la valoarea mai mică propusă de ESO EAD:
 - export: cu -5% (februarie 2012: NTC RO→BG 400 MW → 350MW)
 - import: cu -9% (iulie 2012: NTC BG→RO 450 MW → 300MW).
- în 2013 capacitățile de schimb lunare maxime au fost similare cu cele din 2012, dar în 2014 s-a înregistrat creșterea capacităților de schimb disponibile lunare maxime:
 - export: cu 6.5%, ca urmare a creșterii importului Ungariei;
 - import: cu 13.3%, ca urmare a funcționării cu producție în CTE Iernut și a reducerii circulațiilor paralele.
- în 2015 capacitatea de export lunară maximă a fost similară cu cea din 2014, dar s-a înregistrat o creștere cu 3% a capacității de export lunară maximă pe perioada de vară datorită reducerii producției în CHE Porțile de Fier și Djerdap în condiții de secetă prelungită; s-a înregistrat creșterea capacității de import lunare maxime cu 23.5%, ca urmare a funcționării cu producție în CTE Iernut și a reducerii circulațiilor paralele nord-sud.

În anul 2015 se remarcă continuarea fenomenelor din noiembrie-decembrie 2014: alocarea aproape 100% a capacității de export la toate palierele, simultan cu o alocarea unei capacitati de import cu variații mari între vârf și gol de sarcină și între zile lucrătoare și libere, atingând valori

mai mari în timpul nopții (inclusiv prin soldare) și determinând variații zilnice mari de sold în interfața de interconexiune a SEN și chiar trecerea de la sold de import noaptea la sold de export ziua.

Acest fenomen a evoluat în contextul participării României la cuplarea piețelor cu Ungaria și Slovacia, ceea ce a oferit traderilor acces la energie ieftină.

5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum, este reglat cu următoarele mijloace de compensare a reactivului:

- Generatoarele sincrone, prin reglarea tensiunii la borne cu utilizarea benzii de putere reactivă (primară sau secundară) din diagrama P-Q;
- Hidroagregate în regim de compensator sincron;
- Compensator sincron;
- Instalațiile de reglaj automat U-Q din noduri 400 kV din RET, cu utilizarea benzii de putere reactivă din diagrama P-Q a unor centrale electrice clasice sau bazate pe surse regenerabile;
- Bobine de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc;
- Baterii de condensatoare.

Ca măsura de ultimă instanță, în unele situații de gol de sarcină se aduc în rezervă caldă anumite linii de 400 kV sau 220 kV, după ce în prealabil s-a verificat că prin deconectarea lor nu este afectată siguranța SEN (se respectă criteriul N-1).

Pentru analizele de regim permanent s-a considerat banda primară de putere reactivă la generatoarele modelate la borne (banda secundară este luată în considerare numai pentru analizele de stabilitate statică).

În Anexele B-5 și B-6 sunt prezentate valorile tensiunilor calculate pentru stațiile 400 kV și 220 kV aflate în gestiunea CNTEE Transelectrica SA pentru vara 2015, respectiv pentru iarna 2015-2016.

În regimul de vârf de sarcină pentru vara 2015, pentru menținerea tensiunilor în banda de valori admisibile s-a determinat prin calcule necesitatea menținerii în funcțiune a bobinelor de compensare din stațiile 400 kV: Gutinaș, Cernavodă (o BC), Țânțăreni (două BC), Urechești, Roșiori iar în regimul pentru iarna 2015-2016 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile Cernavodă (o BC), Țânțăreni (două BC) și Roșiori.

În regimurile de gol de sarcină, s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a bobinelor de compensare disponibile din stațiile 400 kV. De asemenea, la reglajul tensiunii este necesară utilizarea și altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare în regim capacitiv.

În Tabelul 5.5.1. se prezintă valorile puterii active (soldate) tranzitate RET → RED, determinate pe bara de 110 kV a autotransformatoarelor 220/110 kV și a transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 5.5.1

Regim		Tranzit soldat RET→RED
		P
		MW
Iarna 2015/2016	VSI	3923
Vara 2015	VDV	2615

Consumatorii alimentați din RED reprezintă cca. 91,5% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2015 și 93,5% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2015-2016.

Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET - modificări în ultimii 5 ani

În prezent în RET se face reglaj secundar automat de tensiune pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Calitatea tensiunii în RET

Din septembrie 2007 a intrat în vigoare „Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice” elaborat de ANRE.

Actualele reglementări din România (Standardul de performanță și Codul RET) impun Operatorului de Transport și Sistem să monitorizeze și să raporteze respectarea calității energiei electrice în propria rețea. Această activitate se desfășoară în conformitate cu procedura „Modul de calcul și raportarea indicatorilor de performanță ai Transelectrica, conform standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea și respectarea cerințelor de Calitate a Energiei Electrice în stațiile proprii și de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) și EURELECTRIC (2006), aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifică în următoarele categorii:

- *Calitatea tensiunii* – cu referire la caracteristicile tehnice ale tensiunii;
- *Continuitatea alimentării* – cu referire la continuitatea în alimentarea consumatorilor;
- *Calitatea comercială* – cu referire la relațiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori și utilizatori în ceea ce privește asigurarea diferitelor servicii.

În ceea ce privește monitorizarea calității tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calității energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calității energiei electrice gestionat de OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât și printr-un program de supraveghere a calității curbei de tensiune la cerere sau în

situații solicitate de către DEN (măsurători temporare), în stațiile CNTEE Transelectrica SA, utilizând 5 analizoare mobile. Sistemul centralizat de monitorizare a calității aparținând CNTEE Transelectrica SA monitorizează calitatea energiei electrice în 41 de puncte aflate la interfața RET/RED, la marii consumatori și la centralele electrice eoliene conectate direct la RET. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe stații învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator și a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătățirii calității tensiunii în sistem, CNTEE Transelectrica SA a realizat, la nivelul anului 2015:

- Punerea în funcțiune a reglajului de tensiune utilizând întreaga posibilitate de reglaj a centralelor racordate în 8 stații. Monitorizarea funcționării acestor bucle de reglaj de tensiune este permanentă;
- Modernizarea analizoarelor de calitate utilizate în scopul aducerii la cerințele standardelor actuale (EN 50160) și asigurarea mentenanței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare/contracte/convenții de exploatare a unor cerințe și penalități privind respectarea cerințelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte și după racordarea consumatorilor mari și potențial perturbatori racordați în stațiile 110 kV Transelectrica sau în RET;
- Efectuarea de măsurători de calitate a energiei electrice la punerea în funcțiune a oricărei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și condiționarea emiterii certificatului de conformitate de respectarea limitelor impuse de standardele și normele tehnice aflate în vigoare;
- Extinderea numărului de noduri cu monitorizare permanentă. În 2015 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 73 de puncte dintre care 10 puncte sunt puncte de interfață cu alte sisteme de analiză aparținând RED. În următorii ani, analizoarele portabile de calitate a energiei electrice vor fi înlocuite cu unele de clasă A;
- Introducerea în normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerinței ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispecerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calității energiei electrice, cu echipamente de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performanță și opțional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de rețea în care acestea se racordează: RET – dacă centralele electrice eoliene sau fotovoltaice se racordează în RET, respectiv în RED dacă acestea se racordează în RED.

Din monitorizarea pe durata unui an de funcționare, se constată că CEE și CEF monitorizate nu introduc perturbatii în rețea, acestea încadrându-se în limitele admise de Standardul de Performanță.

5.6 Pierderi de putere la palierul caracteristic al curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET

Pierderile de energie electrică în rețeaua electrică (consumul propriu tehnologic - CPT) sunt un rezultat al:

- fenomenului Joule, care constă în pierderi de căldură la trecerea curentului prin conductoarele electrice ale liniilor și înfășurările de cupru ale transformatoarelor și bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izolații ale elementelor aflate sub tensiune;
- pierderilor în componentele din fier cauzate de curenții Foucault și de histerezis;
- pierderilor prin descărcări electrice care au loc în urma ionizării aerului din jurul conductoarelor care funcționează la înaltă tensiune.

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producția și consumul din fiecare stație, cu modificările de configurație a rețelei ca urmare a lucrărilor de mentenanță sau a incidentelor în rețea și odată cu schimbarea valorii tensiunii în stații.

În Tabelul 5.6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierul caracteristic VDV 2015 și VSI 2015-2016, pe total SEN și defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV și respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare.

Tabelul 5.6.1

			DP RET					
An	Palier	DP _{total} (400-220)	DP _{RET}	DP _{LEA Joule}	DP _{LEAcorona}	DP _{trafo}	DP _{Bobine}	DP _{RET} / P _{intr. RET}
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2015-2016	VSI	289	204	116	57	20	11	3.15%
2015	VDV	223	142	86	31	18	7	2.72%

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 5.6.2. este prezentată structura puterii transportate prin RET, defalcată pe: surse ce debitează direct în RET, import din sistemele vecine și putere injectată din RED.

Tabelul 5.6.2

An	Palier	P _{intr} în RET (*)	P _{intr} interconex	P _{generata} în RET		Aport RED → RET		P _{gen. RET} / P _{gen} SEN (**) %
		MW	MW	MW	% P _{intr RET}	MW	% P _{intr RET}	%
2015-2016	VSI	6470	148	4360	67.39%	1962	30.32%	64.70%
2015	VDV	5223	115	3733	71.47%	1375	26.33%	61.45%

(*) valori nete; (**) valori brute

Se constată preponderența surselor de putere activă care debitează direct în RET (67,39 %) în totalul puterii transportate, față de aportul de putere din RED care reprezintă (30,32 %), pentru palierul caracteristic VSI 2015 - 2016 și (71,47 %) surse din RET față de aportul de putere din RED, care reprezintă (26,33 %) pentru palierul VDV 2015.

Comparativ cu anul anterior, raportul între contribuția surselor de putere din RET și cea a puterii din RED a scăzut, ca urmare a creșterii puterii instalate în surse care debitează direct în

RED, în special în centralele electrice eoliene și fotovoltaice. Energia produsă în aceste centrale și neconsumată local este preluată de RED și injectată în RET.

Nivelul pierderilor este un rezultat al mai multor factori: circulațiile de putere rezultate ca urmare a repartiției teritoriale a consumului și producției, performanțele echipamentelor din rețea, factorii meteorologici, nivelul tensiunilor în SEN. Pierderile de energie electrică cresc odată cu volumul de energie electrică transportată, cu distanța dintre instalațiile de producere și locurile de consum și scad odată cu creșterea tensiunii rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă aceasta este mare.

În Figura 5.6 este prezentată evoluția valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET.

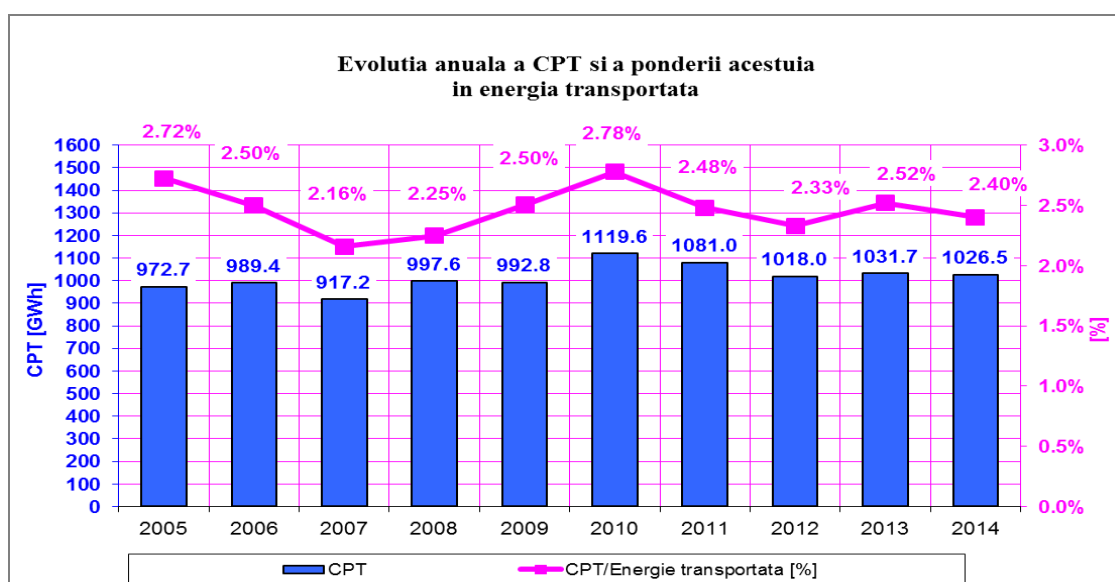


Fig. 5.6

Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale. Graficul de mai sus reflectă situația favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producție și soldului în anii 2007, 2008 și 2012, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendința pe termen lung.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2012 comparativ cu anul 2011, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- distribuția mai bună a producției interne, un factor de influență important constituindu-l intrarea în exploatare a centralei CCCC OMV Petrom Brazi;
- creșterea importului pe granițele situate în zone deficitare: pe granița cu Ucraina, de la 1495 GWh în 2011 la 2686 GWh în 2012; pe granița cu Ungaria, de la 340 GWh în 2011 la 965 GWh în 2012. Reducerea exportului pe aceste granițe: cu Ucraina, de la 124 GWh în 2011 la 1 GWh în 2012; cu Ungaria, de la 866 GWh în 2011, la 215 GWh în 2012;

- creșterea importului pe granița cu Moldova, situată în zonă deficitară de la 529 GWh în 2011, la 597 GWh în 2012;

- creșterea exportului pe granița cu Bulgaria, situată în zonă excedentară, de la 1444 GWh în 2011, la 2334 GWh în 2012. Reducerea importului pe această graniță, de la 562 GWh în 2011, la 273 GWh în 2012.

Principalii factori care au condus la creșterea CPT în anul 2013 comparativ cu anul 2012, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- reducerea exportului pe granița cu Serbia de la 1752 GWh în 2012, la 970 GWh în 2013 și creșterea importului pe această graniță de la 31 GWh în 2012 la 440 GWh în 2013, granița fiind situată într-o zonă excedentară;

- creșterea exportului pe granițele deficitare: cu Ungaria de la 215 GWh în 2012 la 758 GWh în 2013 și cu Ucraina de la 1 GWh în 2012 la 81 GWh în 2013. Totodată, pe aceste granițe a scăzut și importul: pe granița cu Ungaria de la 965 GWh în 2012 la 525 GWh în 2013 și pe granița cu Ucraina de la 2686 GWh în 2012 la 1377 GWh în 2013; de asemenea și scăderea importului pe granița cu Moldova de la 597 GWh în 2012 la 83 GWh în 2013 a influențat defavorabil pierderile în RET.

- producția eoliană în centralele care debitează direct în RET a fost cu 67 % mai mare în anul 2013, decât în 2012, la nivelul SEN creșterea având aceeași valoare.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2014 comparativ cu anul 2013, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- creșterea exportului pe granița cu Bulgaria, situată într-o zonă excedentară, de la 2911 GWh în 2013 la 4233 GWh în 2014 și reducerea importului de la 201 GWh în 2013 la 41 GWh în 2014, care a favorizat evacuarea producției eoliene din Dobrogea cu pierderi mai mici;

- creșterea exportului pe granița cu Serbia, situată într-o zonă excedentară, de la 970 GWh în 2013 la 2846 GWh în 2014 și reducerea importului de la 440 GWh în 2013 la 40 GWh în 2014, care a favorizat evacuarea cu pierderi reduse a producției din CHE Portile de Fier.

CNTEE Transelectrica SA urmărește în permanență reducerea pierderilor, în fazele de proiectare a rețelei, de programare a funcționării și de exploatare în timp real. Principalele măsuri aplicate sunt: tarife zonale diferențiate pentru stimularea prin mecanisme de piață a reducerii distanței dintre instalațiile de producere și locurile de consum, reglarea nivelului de tensiune al rețelei corelat cu condițiile atmosferice și achiziționarea de echipamente moderne cu performanțe superioare din punct de vedere al pierderilor specifice. Începând din 2011, au fost introduse centrele de cost nodale, pentru a furniza informații cu privire la modul de alocare a cheltuielilor cu CPT fiecărui nod al RET, în vederea identificării oportunităților de investire.

5.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET

Valorile curenților maximi de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în nodurile RET 220-400 kV ale SEN sunt calculate în conformitate cu PE 134/1995 “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”, ediție ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripții în prevederile Comisiei Electrotehnice Internaționale.

Valorile curenților de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care trebuie înlocuite echipamentele cu performanțe la scurtcircuit nesatisfăcătoare ;
- dimensionarea instalațiilor noi corespunzător solicitărilor dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor protecțiilor prin relee și automatizărilor de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin priza stațiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menținerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanțelor necesare ale echipamentelor și aparaturii ce urmează a fi asimilate în SEN.

Calculul de dimensionare a echipamentelor și aparaturii din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație sunt efectuate pentru regimul maxim de funcționare.

Ipotezele de calcul, ce stau la baza calculului curenților de scurtcircuit maximi, conform PE 134/1995 revizuit și recomandărilor ENTSO-E sunt:

- toate liniile și cuplurile de bare 400 kV, 220 kV și 110 kV din SEN sunt conectate;
- toate liniile de interconexiune 400 kV dintre SEN și sistemele energetice vecine sunt conectate;
- toate transformatoarele, autotransformatoarele cu tensiune superioară 400 kV, 220 kV, 110 kV sunt în funcțiune pe plot median și au neutrul legat rigid la pământ;
- toate grupurile se află în funcțiune;
- toate bobinele de compensare și compensatoarele sincrone sunt în funcțiune;
- nu sunt luate în considerare regimurile permanente anterioare;
- nu sunt luate în considerare sarcinile consumatorilor la nici un nivel de tensiune;
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Valorile de scurtcircuit calculate pentru stațiile RET, sunt prezentate în Anexa B7.

5.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie

5.8.1. Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică

Pentru toate secțiunile s-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu sistemele electroenergetice ENTSO-E.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N și N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță 1 corespunzătoare palierului vârf de iarnă respectiv vârf de vară, schema de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statică în schema de durată în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea și respectarea criteriului de siguranță.

În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune, dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei s-au situat în afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibilă P_{adm} în secțiune în ultimul regim în care se respectă restricțiile legate de nivelul de tensiune și limitele de încărcare a elementelor rețelei.

Valorile stabilite corespund cazurilor de indisponibilități descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozată pentru perioada respectivă. Aceste valori se modifică în cazul în care apar indisponibilități suplimentare de linii în cadrul SEN sau se funcționează cu o altă repartiție a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea regimurilor.

5.8.1.1. Premize de calcul

Conform PE 026-92 rețeaua electrică de transport interzonal trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configurație cu N elemente în funcțiune și de minimum 8% cu N-1 elemente în funcțiune.

În prezent, în SEN există următoarele zone, denumite secțiuni caracteristice, din punct de vedere al stabilității statice (Fig. 5.8):

Secțiunea S1 – zona Oltenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Slatina-București Sud;
- LEA 400 kV Urechești-Domnești;
- LEA 400 kV Țânțăreni-Brad;
- LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu;
- LEA 400 kV Țânțăreni-Kozlodu (d.c.);
- LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap;
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.);
- LEA 220 kV Târgu Jiu-Urechești;
- LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele.

Secțiunea S2 (la est de axa Iernut-Sibiu, Țânțăreni-Slatina), delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Urechești-Domnești;
- LEA 400 kV Slatina-București Sud;
- LEA 400 kV Brașov-Sibiu;
- LEA 400 kV Țânțăreni-Brad;
- LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja;
- LEA 400 kV Varna-Isaccea;

- LEA 220 kV Iernut-Ungheni (d.c.);
- LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele;
- LEA 110 kV Iernut-CIC (d.c);
- LEA 110 kV Iernut-Târnăveni (d.c)
- LEA 110 kV Sibiu – Copsa Mica;
- LEA 110 kV Fagaras – Hoghiz.

Secțiunea S3 – zona Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov-Gutinaș;
- LEA 400 kV București Sud-Pelicanu;
- LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV Rahman - Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina - Varna;
- LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru;
- LEA 110 kV Dragoș Vodă-Slobozia Sud.

Secțiunea S4 – zona Transilvania de Nord, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Sibiu-Iernut;
- LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo;
- LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru;
- LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia;
- LEA 400kV Nădab – Oradea.

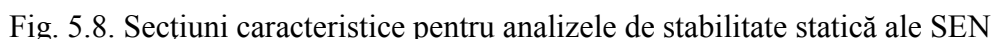
Secțiune S5 – zona Moldova, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov-Gutinaș;
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș;
- LEA 220 kV Barboși-Focșani;
- LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru

Secțiune S6 – zona Dobrogea și parțial Muntenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș;
- LEA 220 kV Barboși-Focșani;
- LEA 400 kV București Sud-Pelicanu;
- LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV Rahman - Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina - Varna;
- LEA 110 kV Dragoș Vodă-Slobozia Sud.

Calculul pentru toate secțiunile s-a efectuat în regimul de bază, în configurația în care nu este dată în exploatare LEA 400 kV Nădab – Oradea.



Sinteza rezultatelor analizelor este prezentată după cum urmează:

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	5540	2870	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3150	2240	Declanșarea LEA 220 kV Craiova N.-Tr.Măgurele
3	S 3	-	-	530	310	Declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1210	990	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu-Iernut
5	S 5	-	-	950	710	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
6	S6	4480	2240			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		$P_{rez. st. st.}$	P_{adm}	$P_{rez. st. st.}$	P_{adm}	

1	S 1	4390	2720	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	2610	2060	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni-Brad
3	S 3	-	-	1110	970	Declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1140	900	Declanșarea LEA 400 kV Mukacevo-Roșiori
5	S 5	-	-	970	570	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
6	S6	4410	2610			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș

Tabelul 5.8.3 pentru palierul de iarnă 2014-2015

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	4890	2260	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3220	2150	Declanșarea LEA 220 kV Craiova N.-Tr.Măgurele
3	S 3	-	-	990	610	Declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1550	960	Declanșarea LEA 400 kV Iernut-Gădălin
5	S 5	-	-	1000	600	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
6	S6	4610	2980			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș

Tabelul 5.8.4 pentru palierul de vară 2015

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	4330	1990	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3920	2200	Declanșarea LEA 220 kV Craiova N.-Tr.Măgurele
3	S 3	-	-	1250	1000	Declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1170	1000	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu-Iernut
5	S 5	-	-	990	550	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
6	S6	4970	2750			Declanșarea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest

Tabelul 5.8.4 pentru palierul de iarnă 2015-2016

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez st. st.}	P _{adm}	P _{rez st. st.}	P _{adm}	
1	S 1	4520	2280	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3380	2170	Declanșarea LEA 220 kV Craiova N.-Tr.Măgurele
3	S 3	-	-	590	490	Declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1260	1000	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu-Iernut
5	S 5	-	-	930	630	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
6	S6	4860	2980			Declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș

Circulațiile limită admise pe elementele RET trebuie să se încadreze în deficitele/excedentele determinate în urma calculului de stabilitate statică.

5.8.1.3. Analiza secțiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condițiilor de stabilitate statică

Secțiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată este 4330 MW (stabilită în regimul de vară 2015), iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii (S1 Oltenia) este de 1990 MW (stabilită în regimul de vară 2015). Limite se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Portile de Fier-Resita (d.c.), fiind cazul cel mai restrictiv. Pentru un tranzit de peste 1990 MW se depășește curentul TC pe LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu.

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normată în S2 este de cca. 2610 MW (stabilită în regimul de vară 2014), iar valoarea puterii admisibile minime este de 2060 MW (stabilită în regimul de vară 2014), valoare peste care se depășește tensiunea normată. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord-Tr.Magurele.

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normată în S3 este de cca. 530 MW (stabilită în regimul de iarnă 2013-2014), respectiv 310 MW (stabilită în regimul de iarnă 2013-2014). Limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Brașov-Gutinaș în regim de deficit în S3 (o unitate CNE în funcțiune și fără producție în CEE).

Se impune de urgență construcția de noi linii și reorganizarea rețelei de 400 și 110 kV în zona Dobrogea.

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normată în S4 pentru care tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează în afara limitelor normate este de cca. 1170 MW (stabilită în regimul de vară 2014), iar valoarea puterii admisibile minime este de 900 MW (stabilită în regimul de vară). Ambele limite se înregistrează când declanșează LEA 400 kV Sibiu-Iernut.

Secțiunea S5

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 930 MW (stabilită în regimul de iarnă 2015-2016) obținută la declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș.

Valoarea puterii admisibile minime este de 570 MW (stabilită în regimul de vară 2014), corespunzând declanșării LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, valoare peste care se depășește tensiunea normată.

Secțiunea S6

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 4970 MW (stabilită în regimul de vară 2015) obținută la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Valoarea puterii admisibile minime este de 2980 MW (stabilită în regimurile de iarnă 2014-2015 și 2015-2016), corespunzând declanșării LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, valoare peste care se depășește valoarea de 100% a curentului TC pe LEA 220 kV Filești – Barboși.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității statice

În **secțiunile S3 și S6** apar congestii:

- la declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș determinată de suprasarcina pe LEA 220 kV Barboși - Filești;
- la retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, determinată de suprasarcina pe LEA 220 kV Barboși - Filești;
- la retragerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest determinată de suprasarcina pe LEA 110 kV Medgidia Sud – Medgidia I;
- la retragerea LEA 400 kV Constanta Nord – Cernavodă determinată de suprasarcina pe LEA 110 kV d.c. Basarabi – Medgidia Sud;

Congestiile identificate conduc la impunerea de puteri admisibile prin secțiunile caracteristice sub puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}$ sau $P_{20\%}$.

Pentru eliminarea suprasarcinilor pe LEA d.c. 110 kV Medgidia Sud – Basarabi este necesară reconfigurarea rețelei de transport și a rețelei de 110 kV, având în vedere dezvoltările în RET datorită racordării CEE/CEF.

5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de protecție în nodurile RET

5.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul

În studiile de planificare operațională a SEN pentru intervalul 2014 - 2015 s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie urmărind:

- verificarea stabilității tranzitorii în zone cu centrale mari, care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii (Porțile de Fier, Cernavodă, Lotru etc.);

- identificarea punctelor și scenariilor de defect periculoase;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea unei zone, stabilitatea SEN și a interconexiunii;
- identificarea retragerilor simultane care impun restricții;
- stabilirea de restricții și condiționări necesare pentru asigurarea condițiilor de stabilitate și integritate a SEN și a interconexiunii, inclusiv cele privind coordonarea programelor de retrageri și a măsurilor operative preventive în rețeaua interconectată;
- verificarea conducerii operaționale, logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- comportarea dinamică a centralelor eoliene și efectul creșterii producției eoliene asupra stabilității zonei Dobrogea;
- verificarea stabilității în secțiunea de interconexiune a SEN și stabilirea limitelor de stabilitate și acționare de automatizări;
- verificarea eficacității automatizărilor de putere activă din stația 220 kV Lotru pe LEA 220 kV d.c. Lotru-Sibiu;
- verificarea unor scenarii de restaurare.

Verificarea stabilității tranzitorii și a automatizărilor s-a făcut pentru funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă, inclusiv vestul Ucrainei (insula Burshtyn) și Turcia, prin LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap, 1 circuit LEA 400 kV Târnăveni-Kozlodui, LEA 400 kV Rahman-Dobrudja, Stupina-Varna, Arad-Sandorfalva, Roșiori-Mukacevo și Nădab-Bekescsaba.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a făcut pe scheme de funcționare a rețelei ce au inclus retragerile din exploatare incluse în Programul Anual de Retrageri (PAR), necesare lucrărilor de rețehnologizare din SEN din perioada respectivă.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind programele de rețehnologizare ale stațiilor, modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor și punerea în funcțiune de grupuri noi sau rețehnologizate.

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și sistem în cadrul grupului specializat de lucru al ENTSO-E.

S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia, Muntenegru, Bulgaria, Ungaria, Ucraina-Insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herzegovina, Slovenia, Croația, Turcia și în mod mai simplificat restul rețelei interconectate.

În funcție de scopul analizelor s-au efectuat simulări pentru :

- numărul maxim de grupuri în funcțiune în centralele din zona analizată, încărcate la maxim; diferite alte variante de grupuri și încărcări; diferite variante de producție în CEE (0-100%);
- schema de funcționare de durată; diferite scheme cu 1-2 retrageri de linii suplimentare în SEN și interconexiune (zona Porțile de Fier, Cernavodă);
- diferite ipoteze privind schimburile între SEN și interconexiune.

În funcție de scopul analizelor s-au considerat diferite scenarii de defect:

- scurtcircuit trifazat metalic pe o bară, o linie sau un (auto)transformator, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întrerupătoarelor, prin protecție diferențială de bară,

respectiv protecții de distanță, cu teleprotecție dacă există, sau protecții diferențiale de linie sau de (auto)transformator).

- scurtcircuit bifazat sau monofazat izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întrerupătoarelor (analize pentru CHE Lotru).

Calcululele s-au efectuat fără/cu acționarea automatizărilor.

A fost utilizat programul de simulare dinamică EUROSTAG 5.1.

5.8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a SEN în vara 2014, iarna 2014-2015, vara 2015, iarna 2015-2016 și analize suplimentare s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- Verificarea stabilității zonei Cernavodă în condițiile unei producții eoliene instalate în SEN prognozată pentru perioada respectivă; identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri neplanificate în zona Dobrogea și a eventualelor restricții de producție necesare în scheme complete și cu indisponibilități N-1, N-2; evaluarea sensibilității analizei la palier de sarcină; efectul implementării reglajului de tensiune la nivel de CEE; efectul echipării cu teleprotecții a LEA 400kV d.c. Isaccea-Smârdan.
- Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii; verificarea logicii și eficacității automatizărilor; identificarea eventualelor restricții în scheme N-2;
- Verificarea stabilității CHE Lotru; stabilirea reglajelor și verificarea eficacității automatizării pe LEA 220 kV d.c. Lotru-Sibiu; efectul declanșării netemporizate la defecte polifazate a cuplei 220kV Lotru sau a AT 220/110kV Lotru (analiză suplimentară).

Verificarea stabilității tranzitorii s-a efectuat pe rețele ce au inclus retragerile din exploatare incluse în Planul Anual de Retrageri, necesare lucrărilor de rețehnologizare din SEN din perioadele respective.

S-a considerat funcționarea fără insula de consum pe LEA 400 kV Isaccea-Vulcănești.

Analizele s-au făcut pentru vârf de sarcină mediu și un sold de export pe LEA 400 kV de interconexiune sincronă de 850 MW în vara 2014, 1100 MW în iarna 2014-2015, 1000 MW în vara 2015, 1100 MW în iarna 2015-2016. În „Studiul pentru iarna 2013-2014” verificarea stabilității zonei Cernavodă s-a efectuat la gol de sarcină de noapte cu sold inițial 200MW import.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității tranzitorii

▪ În zona Cernavodă:

- La funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă și retragerea din exploatare a unei LEA 400kV din Cernavodă sau din zonă poate apare necesitatea limitării producției în CEE pentru a asigura păstrarea stabilității CNE și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care duce la o configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând Dobrogea și unele sau toate zonele Gura Ialomiței, Lacu Sărat și Smârdan, Rahman, Stupina, desemnate global în continuare ca „zone limitrofe”. Restricțiile de producție sunt mai semnificative la gol de noapte decât la vârf de sarcină.

Echiparea cu teleprotecții a LEA 400kV d.c. Isaccea-Smârdan a dus la relaxarea unor restricții de producție în CEE cu cca. 200MW

Se subliniază necesitatea întăririi RET în Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua 110kV, pentru a evita o creștere a frecvenței și volumului restricțiilor de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

- Timpul mare de acționare al DRRI în stațiile Isaccea și Smârdan.

Se recomandă să se dea prioritate retehnologizării acestor stații.

- Analizele de sensibilitate arată că evaluarea situației în termeni de excedent evacuat prin secțiuni din zona Dobrogea în loc de producție în CEE poate furniza rezultate mai puțin dependente de palierul de sarcină.

▪ **În zona Porțile de Fier:**

Există scheme cu 2 retrageri simultane în Porțile de Fier+Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea zonei și a interconexiunii și care impun coordonarea retragerilor cu producția din Porțile de Fier și Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile :

- Realizarea axei de 400 kV Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad;
- Realizarea unei noi LEA 400 kV de interconexiune cu Serbia;
- Evaluarea necesității existenței unui sistem de automatici în aceste condiții și dacă da perfecționarea conceptului.

▪ **În zona Lotru:**

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 220 kV Lotru-Sibiu poate determina pierderea sincronismului CHE Lotru și CHE Bradisor la funcționare cu 2-3 grupuri în CHE Lotru.

Deconectarea unui grup din CHE Lotru prin automatica pe LEA 220 kV Lotru-Sibiu asigură păstrarea stabilității la funcționare cu 2 grupuri în CHE Lotru sau cu 3 grupuri și maxim 520 MW evacuați pe axa Lotru-Sibiu în regim pre-avarie.

În cazul declanșării trifazate a unei LEA 220kV Lotru-Sibiu fără defect sau la defect monofazat cu RAR nereușit acționarea automaticii poate asigura păstrarea stabilității la limită chiar la încărcare maximă în CHE Lotru și Bradisor și încărcare pre-avarie pe LEA d.c. Lotru-Sibiu până la 590MW.

Completarea acțiunii automaticii cu declanșarea netemporizată la defecte polifazate a cuplei 220kV Lotru ar asigura păstrarea stabilității la funcționarea până la producție maximă, dar pentru a evita riscul izolării unei bare 220kV Lotru pe zona 110kV s-a optat pentru declanșarea netemporizată la defecte polifazate a AT 220/110kV Lotru.

5.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către CNTEE Transelectrica SA a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

În ceea ce privește continuitatea alimentării, indicatorii de performanță ai serviciului de transport sunt raportați periodic la ANRE, așa cum sunt definiți în actualul Cod tehnic al RET:

Timpul mediu de întrerupere (TMI)

Parametru de performanță care se calculează în felul următor:

$$TMI = 8760 \times 60 \times \frac{EN}{EC} \text{ [minute/an]}$$

sau

$$TMI = 8784 \times 60 \times \frac{EN}{EC} \text{ [minute/an] în an bisect}$$

Unde: *EN* este energia nelivrată datorită întreruperilor serviciului de transport [MWh/an],
EC este consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) [MWh/an].

Indicatorul de severitate (IS)

Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează, pe baza timpului mediu de întrerupere (*TMI*) pe an, durata medie a unei întreruperi a serviciului de transport:

$$IS = \frac{TMI}{NI} \text{ [minute/întrerupere]}$$

unde *NI* este numărul de incidente produse în RET, însoțite de întreruperi în alimentare la consumatori, pe an.

Indicatorul 'minute sistem' (MS)

Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează durata medie de întrerupere anuală prin raportare la vârful de consum anual:

$$MS = \frac{EN[MWh/an] \times 60}{PV[MW]} \text{ [minute sistem]}$$

Unde: *EN* este energia nelivrată [MWh/an] datorită întreruperilor serviciului de transport
PV este vârful anual de consum [MW].

Acești parametri sunt sintetizați, pentru perioada 2010-2014, în tabelul 5.9.1 și figura 5.9.1.

Tabelul 5.9.1 Indicatori de performanță pentru RET

Anul	2010	2011	2012	2013	2014
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	2.639	1.059	1.53	0.35	0.82
Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0.078	0.071	0.06	0.03	0.034
Indicatorul "minute sistem" [minute sistem]	1.899	0.679	0.75	0.29	0.59

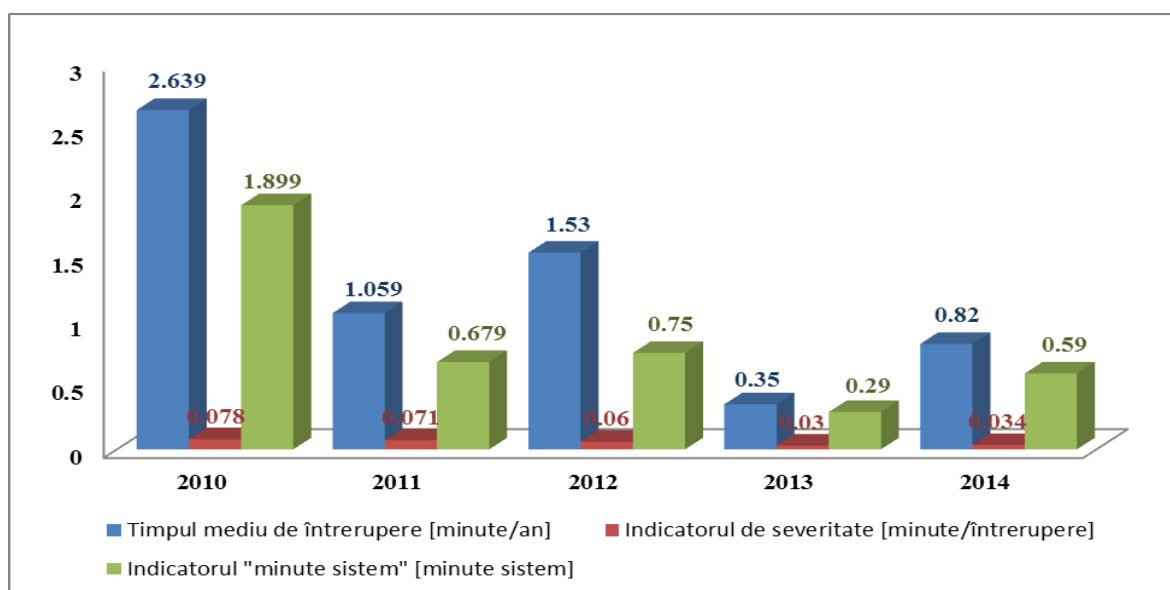


Fig. 5.9.1 Indicatori de performanță la nivel SEN

Energia nelivrată consumatorilor ca urmare a incidentelor produse în RET în anul 2014 este de 82,51 MWh, iar indicatorul "Timp mediu de întrerupere" pentru anul 2014, calculat conform prevederilor "Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice", este 0,82 min/an.

CNTEE Transelectrica SA raportează la ANRE indicatorii de performanță conform cerințelor „Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice” – aprobat cu Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) nr. 17/2007. Conform acestui Standard, se raportează informațiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea și exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanță prezentați în tabelul de mai jos.

Tabelul 5.9.2

Indicator	2012	2013	2014
► Indisponibilitatea medie in timp a LEA și Trafo / AT			
▪ LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	203,3	114,52	142,59
Neprogramata (accidentală)	24,72	11,44	27,97
Programată	178,58	103,08	114,62
▪ Trafo / AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	190,35	171,58	112,18
Neprogramata (accidentală)	9	3,27	8,52
Programată	181,35	168,31	103,66

► Număr de incidente	609	473	527
► Energia nelivrată consumatorilor în urma incidentelor produse în RET [MWh]	137,44	30,89	82,51
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	21	12	24
► Timp mediu de întrerupere TMI (AIT) [min/an]	1,53	0,35	0,82

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate a serviciului într-un anumit punct al RET, conform prevederilor Codului Tehnic al RET, este necesar să se determine indicatorii de siguranță pentru fiecare nod al RET. Prin calculul acestor indicatori se cuantifică nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice aparținând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul următorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

- (a) durata medie de întrerupere;
- (b) numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
- (c) numărul mediu de întreruperi urmate de manevre.

Cunoscând indicatorii de continuitate a serviciului pe barele RET, se pot calcula indicatori de continuitate în punctele de delimitare față de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcționare oferită de rețelele electrice care fac legătura între stațiile RET și punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranță permite atât operatorului de rețea, cât și utilizatorilor, să aprecieze influența modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranță asociată), precum și a conexiunii proprii a nodului și a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranță intrinsecă). Aceste elemente sunt folosite în faza de stabilire a soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei și de racordare a utilizatorilor la rețea.

Indicatorii de siguranță determinați pentru fiecare din stațiile electrice aparținând CNTEE Transelectrica SA sunt următorii:

- probabilitatea de succes și insucces;
- durata medie de întrerupere anuală (ore/an);
- număr mediu de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul maxim de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul mediu de întreruperi eliminate prin manevre;
- numărul maxim de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata maximă a unei întreruperi.

Din analiza rezultatelor obținute se poate constata:

- Retehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a renunțat la bara de transfer, îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata

medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.

- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate. Astfel, efectul rețehnologizării stațiilor învecinate este în toate cazurile o oarecare reducere a numărului de întreruperi, dar, întrucât parametrii liniilor, în special duratele lor de reparare, au rămas cele din NTE 005/06/00, duratele maxime ale unei întreruperi rămân mari.

S-a efectuat o analiză de sensibilitate, cu privire la nivelul de risc asumat. Astfel, pentru toate etapele analizate, în cazul duratei maxime de întrerupere, calculele au fost efectuate cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru stațiile neretehnologizate/nemodernizate menținerea indicatorilor apropiați de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanței preventive și corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin rețehnologizarea/modernizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpilor de remediere a defectelor, folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

5.10 Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN

Pentru monitorizarea și conducerea SEN, CNTEE Transelectrica SA utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziția și prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării și conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanță în condiții de siguranță a elementelor de acționare din stațiile rețehnologizate.

Sistemul este susținut logistic de o rețea complexă de comunicații precum și de procesul de modernizare și rețehnologizare a stațiilor din RET. Astfel, în 2001 CNTEE Transelectrica SA a început construirea întregii infrastructuri tehnice pentru a susține un management eficient al sistemului de transport și al S.E.N., care a inclus sistemul EMS/SCADA (instalat în anul 2003 și devenit funcțional integral în 2005, după perioada de testare), liniile de comunicații și echipamentele de telecomunicații pe suport de fibră optică, modernizarea stațiilor și sistemul de metering dedicat pieței angro.

Rețeaua de telecomunicații se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel național (cca. 5800 km), în tehnologie OPGW și OPUG, cu 36 de fibre optice. Informațiile sunt transportate folosind o rețea de telecomunicații de tip SDH cu o capacitate de 2.5 Gbps realizată în tehnologie inelara cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât și echipamentele de tip SDH asigură redundanță informațiilor vehiculate în rețeaua de telecomunicații. Acolo unde infrastructura fizică nu permite realizarea de inele optice s-au instalat legături radiale de fibră optică utilizând echipamente SDH ce asigură o capacitate de transport de 155 Mbps (STM1).

Colectarea semnalelor EMS/SCADA din stații se realizează prin echipamente la rețeaua de telecomunicații SDH principală.

În locațiile în care nu există acces la infrastructura de fibră optică se utilizează legături radio folosind echipamente cu o capacitate maximă de 4 x E1 (4 x 2Mbps), iar acolo unde nu se pot realiza nici legături radio, CNTEE Transelectrica SA folosește pentru a transporta datele la DET/DEC linii de telecomunicații clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. CNTEE Transelectrica SA extinde în continuare această infrastructură de telecomunicații prin instalarea, pe liniile electrice aeriene de 220 kV și de 400 kV, a conductoarelor de protecție cu miez de fibră optică, tip OPGE și OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizată în acest mod).

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde pe lângă rețeaua internă OPGW și interconexiunile optice cu companiile electrice vecine din Ungaria, Bulgaria și Serbia precum și conexiunile optice metropolitane și conexiunile optice cu alte companii/operatori interni.

Sistemul EMS/SCADA - DEN este furnizat și implementat de către firma AREVA (în prezent ALSTOM). Acest sistem este proiectat și dezvoltat pe baza platformei informatice *e-Terra Control Platform* versiunea 2.2, corespunzătoare anului de punere în funcțiune, 2003.

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează:

- Dispecerul Energetic Central (DEC);
- Dispecerul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicație redundante cu DEC;
- Cinci centre de dispecer teritoriale (DET) existente în țară;
- Un Centru de Dispecer de Urgență (CDU) aflat într-o altă locație, a cărui scop este să poată asigura conducerea operațională a SEN în cazul unui dezastru în locația DEC. La CDU rulează același software ca și la DEC;
- Două interfețe similare celor de la DET pentru funcția de AGC (reglajul secundar automat al frecvenței - puterii de schimb) aferente DEC și Centrului de Dispecer de Urgență.

Toate DET-urile sunt legate fizic la DEC/CDR printr-o rețea de comunicație redundantă.

De asemenea, sunt asigurate aceleași tipuri de legături de 2 Mbps la fiecare DET pentru funcționarea în condiții similare a locației CDU.

Toate semnalele din stațiile electrice sunt transmise către Centrele de Dispecer Energetice Teritoriale, cu excepția centralelor participante la reglajul secundar automat al frecvenței și a liniilor de interconexiune cu vecinii, care din motive de sporire a securității sunt transmise către 2 interfețe similare celor de la dispeceratele teritoriale. Astfel, stațiile de interconexiune și centralele cu grupuri în AGC comunică direct cu Dispecerul Energetic Central. Informațiile ajunse la Dispeceratele Teritoriale sunt retransmise către Dispeceratul Energetic Central prin legături de tip E1, utilizând rețeaua principală.

Aplicația pentru Piața de Echilibrare funcționează pe baza unei platforme informatice separate, dedicate.

Fiecare server și fiecare stație de lucru este dotat cu ultima versiune de pachete software HP disponibile la momentul comenzii.

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcțiile principale specifice: achiziție de date, monitorizare, alarmare și gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvență – putere de schimb, optimizarea și siguranța funcționării sistemului energetic național, comanda de la distanță a echipamentelor, arhivare precum și un mediu software complex pentru

instruirea dispecerilor. În același timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informații cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare și control din stații, sistemele de piață precum și cu sistemele externe, formând o structură operațională globală compusă. Pentru acest sistem redundant de servere cu funcționalități dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a accesului, controlului și securității sistemului. Echipamentul sistemului, serverele și concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

De asemenea, este asigurat schimbul de date cu sistemele din rețeaua interconectată și cu centrele de coordonare ENTSO-E prin intermediul celor 2 noduri informatice ENTSO-E conectate la rețeaua comună a interconexiunii, *Electronic Highway (EH)*, în conformitate cu cerințele standardelor de operare ENTSO-E. Totodată a fost implementat și sistemul european ENTSO-E comun (unic) de avertizare și alarmare, *EAS*.

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicații aferente precum și nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicațiilor software sunt depășite fizic și moral, acestea fiind la limita capacității lor privind asigurarea suportului funcțional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menținerea lor în stare de funcționare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricație echipamentele respective, iar actualizarea software devine tot mai dificil de realizat deoarece pe măsura trecerii timpului au apărut numeroase versiuni care accentuează gradul de incompatibilitate față de cea existentă. În prezent se află în derulare un proiect de reabilitare hardware și software a sistemului în vederea măririi și asigurării capacității funcționale până la achiziția și instalarea unui nou sistem, în următorii 5 – 6 ani.

În aceeași măsură, interfața de date dintre sistemele constitutive are la bază tehnologii învechite. Echipamentele și tehnologiile IT și de comunicații au progresat substanțial de la punerea în funcțiune a sistemului EMS/SCADA (începută în anul 2003 când s-a inițiat perioada de testare) și de la realizarea interfețelor cu echipamentele producătorilor, stațiilor și ale ENTSO-E. În mod fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serială și schimburile de fișiere, pe când tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP și integrarea sistemelor de acest tip.

5.11. Serviciile de sistem tehnologice

Pentru asigurarea serviciului de sistem, CNTEE Transelectrica SA utilizează resurse proprii (servicii funcționale prestate) și serviciile tehnologice de sistem furnizate de producători contra cost sau în baza obligativității stabilite de Codul Tehnic al RET.

Serviciile tehnologice de sistem realizează disponibilizarea unor rezerve de sistem (de reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent, rezervă de capacitate), necesare funcționării sigure a SEN în condițiile de calitate a energiei electrice.

Serviciile de sistem tehnologice sunt furnizate de utilizatorii RET și utilizate de Transelectrica în scopul de a asigura:

- compensarea variației de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SEN;

- compensarea diferențelor față de programul de funcționare a grupurilor SEN, respectiv menținerea de capacități de rezervă de putere activă;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem tehnologice sunt realizate cu următoarele resurse:

- sistemele de reglaj primar a frecvenței ale grupurilor generatoare;
- sistemul de reglaj secundar automat frecvență-putere;
- rezervele de putere;
- sistemele locale de reglare a tensiunii;
- sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor în vederea restaurării funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone;
- consumatorii dispecerizabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția Transelectrica.

CNTEE Transelectrica SA prestează serviciul de sistem pentru toate componentele SEN, plătiind pentru fiecare hMW un tarif reglementat de ANRE pentru cantitățile de rezerve achiziționate în regim reglementat și de asemenea organizează licitații pentru acoperirea diferenței dintre cantitățile necesare și cantitățile reglementate de ANRE, plătiind fiecare hMW la prețul de închidere a licitației pentru fiecare interval orar și tip de rezervă.

Tariful reglementat pentru serviciul de sistem este stabilit în conformitate cu „Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem” elaborată de ANRE și care ține cont de costurile justificate ale producătorilor, cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în Codul tehnic al RET. Acestea acoperă cheltuielile cu serviciile tehnologice și funcționale de sistem și cu operarea pieței de echilibrare.

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem tehnologice sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice. Aceste proceduri includ și posibilitati de acordare a unor derogări pe termen limitat pentru a se conforma unor condiții de calificare.

Utilizatorii RET care au fost calificați în acest scop pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem tehnologice.

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem pentru anul 2015 este prezentată în Anexa B-8.

În perioada 2010÷ 2015, s-au achiziționat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului.

Situația achiziționării și realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2010÷2015 este prezentată în continuare:

2010

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3.505.000	3.505.000	3.505.000	3.401.336	97,04%	97,04%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7.008.000	6.376.265	6.376.265	6.318.059	99,09%	90,15%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6.132.000	5.522.840	5.522.840	5.522.536	99,99%	90,06%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15.920	15.920	15.920	15.920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	586.920				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO-E: 67 MW

2011

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3.505.000	3.505.000	3.505.000	3.263.072	93,10%	93,10%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7.008.000	5.851.320	6.225.166	6.104.411	98,06%	87,11%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6.060.000	4.547.020	5.763.970	5.698.949	98,87%	94,04%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15.920	15.920	15.920	15.920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	543.120				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO-E: 62 hMW/h

2012

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3507500	3156750	3304115	2713293	82,12%	77,36%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7905600	6324480	7019187	5259502	74,93%	66,53%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6045600	3022800	4846317	3668640	75,70%	60,68%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	15920	15920	15920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	509472				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (58 hMW/h)

2013

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3499000	3121380	3167320	3124232	98,64%	89,29%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	7884000	6307200	6307200	6289129	99,71%	79,77%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6132000	4267144	5274794	5264671	99,81%	85,86%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	15920	15920	15920	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	525600				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

2014

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3756000	1662940	3607950	3586381	99,40%	95,48%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6337200	700800	5792491	5768300	99,58%	91,02%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6453860	6453860	6453860	6447839	99,91%	99,91%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15920	13715	13715	13715	100%	86,15%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h)

2015

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3988700	767310	3903935	3891079	99,67%	97,55%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6408100	480890	6142920	6127188	99,74%	95,62%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	7655920	6304000	7358320	7351514	99,91%	96,02%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15223	15223	15223	15223	100%	100%	-

La solicitarea făcută în baza licenței de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, ca serviciu neremunerat, obligatoriu pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu

obligațiile stabilite prin Codul tehnic al RET și impuse de respectarea regulilor ENTSO - E privind siguranța în funcționare și reglajul frecvenței și a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor a respectat cerința de repartiție cât mai uniformă și a reprezentat în total minim 60 MW în 2013 și respectiv 57 MW în 2014, conform obligațiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E. Rezerva de reglaj primar solicitată a fost respectată în programarea zilnică a funcționării.

În anii 2013, 2014 și 2015 CNTEE Transelectrica SA nu a achiziționat Rezervă de Capacitate.

5.12 Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, OMEPA îndeplinește funcția de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator de monitorizare a calității energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurată atât la punctul central, cât și în teritoriu prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme măsurare OMEPA.

Conform prevederilor Codului de măsurare a energiei electrice OMEPA este o entitate organizatorică distinctă în cadrul Companiei, structurile teritoriale făcând parte din structura OMEPA.

Administratorul Codului de măsurare a energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA este Direcția de măsurare OMEPA, aceasta fiind responsabilă de modul în care sunt respectate prevederile conținute în cadrul Codului.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea platformei de metering pentru piața angro de energie electrică;
- managementul central și local al sistemelor de contorizare locală;
- monitorizarea calității energiei electrice;
- managementul laboratorului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

Funcția de „Operator de măsurare și agregare a datelor măsurate” pe piața angro de energie electrică, realizată de OMEPA, în cadrul Transelectrica, tratează următoarele componente:

- *telecontorizarea* punctelor de măsurare de categoria „A” (conform Codului de măsurare a energiei electrice);
- *telecontorizarea* de siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV);
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea balanțelor de energie electrică activă și reactivă pe nivele de tensiune în stațiile electrice;
- *colectarea și agregarea datelor* de măsurare pentru piața angro de energie electrică.

- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanților* la piața angro de energie, funcție pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare și formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterală a acestora;
- *efectuarea bilantului fizic în SEN*;
- colectarea datelor lunare de la operatorii de distribuție care participă la funcționarea “schemei bonus pentru activitatea de producere de energie electrică de înaltă eficiență” .

OMEPA operează și administrează laboratorul de metrologie al CNTEE Transelectrica SA pentru verificări metrologice inițiale și periodice pentru contoare de energie electrică.

Activitatea desfășurată de către personalul OMEPA în cadrul laboratoarelor de metrologie asigură autonomie Companiei în privința necesităților proprii de verificări metrologice.

OMEPA administrează și exploatează sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice cu analizoare de calitate în montaj fix, deține și echipamente portabile, cât și personal specializat și atestat, pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare, OMEPA efectuează măsurători asupra calității energiei electrice în stațiile electrice ale Transelectrica precum și la utilizatorii care dețin CEE/CFE racordate la rețelele electrice de interes public pentru verificarea încadrării parametrilor în conformitate cu valorile acceptate din Codul Tehnic RET și din standardele de calitate a energiei în vigoare.

5.13. Sistemul de telecomunicații

Rețeaua de comunicații reprezintă un element de bază al sistemului informatic, pe care se pot implementa și dezvolta servicii și aplicații informatice care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea și implementarea unui design corect al acestora determină capacitatea rețelei de a suporta implementarea diverselor servicii și aplicații necesare desfășurării activităților din companie.

Din punct de vedere al infrastructurii de comunicații, CNTEE Transelectrica SA deține una din cele mai întinse rețele naționale de fibră optică (aproximativ 5800 Km) având și o capacitate de transport de date foarte mare. Cea mai mare parte din infrastructura de fibră optică este realizată pe infrastructura de transport a energiei electrice, cablul de fibră optică fiind inclus în conductorul de protecție al liniilor electrice (OPGW).

Infrastructura de fibră optică OPGW include drept noduri de comunicație stațiile electrice de înaltă tensiune (220 kV și 400 kV) și permite conectarea principalelor obiective energetice ale țării, respectiv cele mai importante centrale electrice. Aceasta poate asigura pe lângă necesitățile de telecomunicații ale CNTEE Transelectrica SA și solicitări ale diverșilor clienți care doresc să utilizeze rețeaua de fibră optică.

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde rețeaua optică internă OPGW, interconexiunile pe fibră optică cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia,

conexiunile pe fibră optică metropolitane și conexiunile pe fibră optică cu alte companii/operatori interni.

Rețeaua de fibră optică realizată a permis ca CNTEE Transelectrica SA să instaleze sisteme de telecomunicații specifice, care alcătuiesc o rețea modernă de telecomunicații prin care aceasta beneficiază de toate serviciile date-voce-video necesare funcționării ca operator de transport și sistem în sectorul energiei electrice. Pe suportul de fibră optică au fost dezvoltate rețele de comunicații care deservește Dispecerul Național, sistemele de securizare ale sediilor Companiei și ale Stațiilor de transformare, precum și telefonia IP operativă.

Capacitățile excedentare de comunicație pe fibră optică sunt utilizate, prin intermediul filialei SC Teletrans SA, pentru furnizarea de servicii de telecomunicații către terți.

Sistemul de telecomunicații actual se bazează în principal pe infrastructura proprie, iar în secundar pe capacități de comunicații închiriate de la furnizori de servicii de comunicații.

Este utilizată, de asemenea, o infrastructură bazată pe microunde, care asigură comunicații operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de măsurare a energiei electrice și pentru piața de echilibrare.

În anumite situații, în care nu este disponibilă o infrastructură de fibră optică sau este necesară asigurarea redundanței comunicațiilor, se folosesc sisteme de curenți purtători (PLC) instalate pe liniile electrice de transport, care asigură comunicații de joasă frecvență aferente transmisiilor echipamentelor de achiziție date de proces din stații și centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalelor de teleprotecție pe liniile de transport, precum și interfațarea sistemului privat de telecomunicații al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

6. Securitatea instalațiilor și managementul situațiilor de urgență

În contextul internațional marcat de intensificarea acțiunilor teroriste, mai ales asupra statelor democratice care fac parte din UE, trebuie luat în considerare riscul de țară al României - din perspectiva securității naționale -, ca posibilă țintă a organizațiilor de tip terorist. Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor CNTEE Transelectrica SA, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastroase atât asupra populației, cât și asupra economiei în ansamblu, instalațiile RET operate de CNTEE Transelectrica SA reprezintă o țintă predilectă a unor posibile acțiuni teroriste. De asemenea, în cadrul societății românești a crescut fenomenul infracțional manifestat atât prin furturi, cât și prin intruziuni neautorizate în rețelele de calculatoare.

În lumina celor expuse mai sus, CNTEE Transelectrica SA a creat, în cadrul structurii sale organizatorice, o componentă responsabilă pentru protecția obiectivelor desemnate ca infrastructuri critice naționale/europene și managementul situațiilor de urgență, în conformitate cu sarcinile legale, anume cu:

- a. Ordonanța de urgență nr. 98 din 3 noiembrie 2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice;
- b. Ordonanța de urgență nr. 21 din 15 aprilie 2004 privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, aprobată prin Legea nr. 15 din 28 februarie 2005;
- c. Legea nr. 329 din 08 iulie 2004 privind aprobarea OU nr. 25/2004 pentru modificarea și completarea OU nr. 88/2001 privind înființarea, organizarea și funcționarea serviciilor publice comunitare pentru Situații de Urgență;
- d. Legea nr. 481 din 8 noiembrie 2004 privind protecția civilă;
- e. Legea nr. 307 din 12 iulie 2006 privind apărarea împotriva incendiilor precum și cu normele juridice subsecvente.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA a asigurat pregătirea profesională complexă pentru realizarea sarcinilor derivate din obligațiile legale, instruind prin instituțiile abilitate un număr de 14 ofițeri de legătură pentru securitate în scopul acoperirii necesităților de elaborare în teritoriu a Planurilor de securitate pentru operator (PSO) pentru fiecare infrastructură critică națională (ICN) pe care compania o are în operare. Prin această structură complexă de personal, coordonată operativ de către ofiterul de legatură pentru securitatea ICN la nivelul companiei, se asigură totodată realizarea și celorlalte obiective la nivelul sucursalelor, și anume aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea tuturor PSO.

Astfel, principalele misiuni ale structurii responsabile pentru securitate și managementul situațiilor de urgență sunt:

1. Elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea PSO pentru fiecare ICN aflat în operarea companiei;
2. Organizarea și coordonarea activității de management al situațiilor de urgență (protecție civilă și prevenire și stingere a incendiilor).

7. Protecția mediului asociată RET

7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului

Rețelele electrice de transport au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viață, începând cu etapa „construcție-montaj” (Tabelul 7.1), continuând cu etapa „exploatare-mentenanță” (Tabelul 7.2), până la etapa finală de „dezafectare”.

Tabelul 7.1 Impacturile semnificative determinate de activitățile de construcție – montaj al instalațiilor CNTEE Transelectrica SA:

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	• deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații ale solului • afectarea florei (prin defrișări) și faunei (prin fragmentarea habitatului) • ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite • generarea de deșeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje etc.)
Chimic	• utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenți, reactivi etc.) • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice din echipamente • emisii de gaze de ardere (CO_x, SO_x, NO_x, COV, pulberi) în atmosferă de la instalațiile de încălzire sau mijloace de transport • emisii de hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanșeităților echipamentelor
Sonor	• zgomot produs de funcționarea echipamentelor și de mijloacele de transport
Socio-economic	• perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutații de populație

Tabelul 7.2 Impacturile semnificative determinate de activitățile de exploatare – mentenanță al instalațiilor CNTEE Transelectrica SA

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	• ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor • defrișarea sistematică a vegetației • afectarea habitatului faunei sălbatice • obstacole în calea zborului păsărilor • potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări

	- efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona - perturbații ale sistemelor de radio și televiziune - influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea - efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii
Vizual	afectarea peisajului
Sonor	- zgomotele produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET - zgomot produs de fenomenul corona (la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de funcționarea echipamentelor și de transportul auto
Psihic	teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET
Chimic	- poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice - poluarea aerului prin emisii de la : instalații de încălzire ,mijloace de transport, baterii de acumulare, hexafluorură de sulf - generarea de ozon și oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune
Mecanic	- pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor - pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc. - pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată

7.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

Principalele reglementări naționale privind protecția mediului, aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea RET sunt:

- Legea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- Legea nr. 107/1996 – Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 – privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecția Mediului;
- Legea nr. 105/2006 pentru aprobarea OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu;
- Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător;
- Legea nr. 211 / 2011 privind regimul deșeurilor;
- OMS nr. 119/ 2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației;
- HG nr. 173/2000 – pentru reglementarea regimului de gestionare și control a bifenililor policlorurați și ale altor compusi similari, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările și completările ulterioare;

- HG nr. 856/2002 – privind evidența gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 124/2003 – privind prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 170 / 2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- HGR nr. 1.076 / 2004 – privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe;
- HG 349/2005 – privind depozitarea deșeurilor;
- HGR nr. 322 / 2013 privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- HGR 321/2005 – privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiental, cu modificările și completările ulterioare;
- LEGE nr. 249 / 2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- HG nr. 235/2007 – privind gestionarea uleiurilor uzate;
- HGR nr. 804/2007 privind controlul activităților care prezintă pericole de accidente majore în care sunt implicate substanțe periculoase;
- HGR nr. 1.403/2007 privind refacerea zonelor în care solul, subsolul și ecosistemele terestre au fost afectate;
- HGR nr. 1.408/2007 privind modalitățile de investigare și evaluare a poluării solului și subsolului;
- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori;
- HGR nr. 445/2009 – privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;
- LEGE nr. 278 / 2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 5 / 2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările și completările ulterioare;
- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, modificată și completată de OUG nr. 154 /2008;
- OMAPM nr. 462/1993– pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare;
- OMAPPm nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosințele de apă potențial poluatoare;
- OMEC nr.175/2005 – privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecție a mediului de către agenții economici cu activitate industrială, cu modificările și completările ulterioare;
- OMMGA nr. 662/ 2006 – privind aprobarea Procedurii și a competențelor de emitere a avizelor și autorizațiilor de gospodărire a apelor;
- OMSP nr. 1193 / 2006 – pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;

- OMMDD nr. 1.798 /2007 – pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu;
- OMM nr. 1026/2009 – privind aprobarea condițiilor de elaborare a raportului de mediu, raportului privind impactul asupra mediului, bilanțului de mediu, raportului de amplasament, raportului de securitate și studiului de evaluare adecvată;
- OMMP nr. 19 / 2010 – pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potențiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
- OMMP nr. 135/2010 – pentru aprobarea Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private;
- OMMP nr. 794/ 2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje și deșeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenției de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale rețelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

Datorită apartenenței României la UE, regulamentele europene se aplică în țara noastră fără a mai fi transpuse în legislația națională.

Principalele regulamente europene aplicabile activității CNTEE Transelectrica SA sunt următoarele:

- Regulamentul CE nr. 517/2014 privind gazele fluorurate cu efect de seră și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 842/2006
- Regulamentul nr. 1907/2006 al Parlamentului European și al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH), de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului și a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum și a Directivei 76/769/CEE a Consiliului și a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE și 2000/21/CE ale Comisiei

Principalele reglementări internaționale aplicabile sistemului de management de mediu sunt standardele din seriile: ISO 14001 și 19011;

În conformitate cu legislația națională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcționarea rețelelor electrice de transport este permisă numai pe bază de autorizație de mediu și de gospodărire a apelor.

Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcții – montaj care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obținerea avizului de mediu pentru planuri și programe, acordului de mediu și a avizului de gospodărire a apelor. Aceste documente se emit de către autoritățile pentru protecția mediului, pe baza documentației de fundamentare depusă de titularul activității. Procesul de obținere al acestor aprobări de dezvoltare este mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor și pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

În perioada următoare, în contextul apartenenței României la UE și al funcționării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, sunt necesare măsuri suplimentare

pentru diminuarea impacturilor negative asupra mediului produse de construcția, mentenanța și funcționarea RET și pentru obținerea avizelor, acordurilor și autorizațiilor de mediu și de gospodărire a apelor.

7.3 Măsurile pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2016-2025

- Trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în programele de conformare, care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor efectuate de autoritățile de reglementare și control pe amplasamentele Companiei;
- Documentațiile privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol referitor la protecția mediului cu cerințe legale, aspectele și impacturile de mediu și măsuri/acțiuni pentru eliminarea/reducerea impactului asupra mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un „Plan de management de mediu”, care va include acțiuni de reducere a impacturilor asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcției, exploatarei/mentenanței precum și la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acțiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare și se vor menționa înregistrările necesare. Devizele generale pentru investiții/mentenanță vor conține cheltuielile pentru protecția mediului;
- Se va continua evaluarea furnizorilor de servicii și lucrări ai CNTEE Transelectrica SA având în vedere cerințele legale de protecție a mediului și cerințele standardelor privind managementul de mediu;
- Se va îmbunătăți managementul de mediu și în special managementul deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei;
- O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate cu firme autorizate;
- Se va continua monitorizarea calității apelor uzate evacuate din stațiile electrice și se vor întreprinde acțiuni corective pentru încadrarea parametrilor acestora în limitele maxime admise la evacuare;
- Se va continua monitorizarea parametrilor câmpului electromagnetic, în special la LEA din zonele populate și măsurarea/monitorizarea zgomotului la limita stațiilor electrice;
- Se va continua îmbunătățirea funcționării sistemului de management de mediu și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 14001;
- Se va urmări certificarea sistemului de management de mediu conform EMAS;
- În vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale Companiei vor trebui folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului cu parteneri naționali și internaționali;

- Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu se va edita anual „Raportul de mediu” al Companiei.

8. Situația actuală – Sintează

După ce, în perioada 2000÷2008, cu excepția anului 2002, consumul brut intern a crescut anual cu 0,42% ÷ 4,47%, în anul 2009 consumul brut intern a scăzut cu 8,3% față de anul 2008, ca urmare a crizei economice și financiare. Scăderile lunare au fost de 3,5%÷14,0%, comparativ cu luna similară a anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descreșterea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de creștere. Anul 2010 a înregistrat o creștere cu 5,4% a consumului net (4,8% consum brut), față de anul 2009, în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7% față de 2010, în anul 2012 consumul brut a înregistrat o scădere de 1,5% față de anul anterior, iar în anul 2013 consumul brut a înregistrat o scădere de 4,4% față de anul 2012. În anul 2014, consumul brut intern a crescut în medie cu 1,9 % comparativ cu anul 2013.

Valoarea maximă a consumului în anul 2014 a fost cu 145 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în 2013, fiind însă cu 217 MW mai mic decât vârful anului 2012 care a fost caracterizat de o iarnă deosebit de geroasă. Astfel, consumul maxim brut a fost 9303 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 03 decembrie 2014 la ora 18:00. Valoarea minimă a consumului (4092 MWh/h) s-a înregistrat în data de 8 iunie 2014 la ora 07:00, de Rusalii.

Schimbările fizice de energie electrică cu sistemele vecine sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimbările tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimburilor pentru reglajul frecvenței.

Soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, cu excepția anului 2012, când exportul de energie electrică a fost mai mic decât importul, rezultând import net. În schimb, anul 2014 s-a încheiat cu un export net de 813 MWh/h.

În 2013 se remarcă creșterea în continuare a contribuției centralelor electrice eoliene (8% din total producție în 2013) comparativ cu anul 2012 (5% din total producție). Ca urmare a creșterii producției hidroelectrice cu 5%, s-a înregistrat o scădere a ponderii producției termoelectrice (cărboni: de la 40% în 2012 la 30% în 2013, în special lignit).

În anul 2014 s-a menținut tendința de creștere a contribuției centralelor electrice eoliene, respectiv 1,51 % din total producție comparativ cu anul 2013. Se remarcă de asemenea o creștere a ponderii producției de energie fotovoltaică, respectiv 1,82 % ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale.

Referitor la mixul de resurse, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice regenerabile eoliene și fotovoltaice, a crescut implicit ponderea acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2014 la o pondere de 9,56 % a producției eoliene (8,05% în anul 2013) și respectiv 2,52 % a producției fotovoltaice (0,70 % în anul 2013). Se remarcă însă o scădere de 3,54 % a producției de energie în centralele electrice pe hidrocarburi, de la 15,50 % în anul 2013, la 11,96 % în anul 2014 și respectiv a producției generate în centralele electrice pe cărbune de 1,7 %, de la 29,65 % în anul 2013 la 27,95 % în 2014. În ceea ce privește producția

hidroelectrică, având în vedere că debitul mediu al Dunării s-a menținut la o valoare ridicată, respectiv 6019 mc/s, procentul producției hidroelectrice a fost de 29,22 %, înregistrând o creștere de 3,47% comparativ cu 2013.

Din punct de vedere al adecvanței sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea instalată în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2014 și a exportului, în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase, în luna decembrie 2014, a reprezentat cca 16% din puterea disponibilă netă în SEN.

În anii 2013 - 2015 au continuat lucrările de rețehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET, s-au pus în funcțiune elemente noi de rețea și s-au realizat lucrări de implementare a sistemului de comanda – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor la transformatoarele de 250 MVA, după cum urmează:

Au fost cuprinse în Programul de investiții al Companiei în vederea întocmirii / actualizării documentațiilor și demarării procedurilor de achiziție a contractelor de rețehnologizare, stațiile 220/110/20 kV Arefu, 220/110 kV Râureni, 400/110 kV Cluj Est, 220/110 kV Hășdat, 220/110 kV Dumbrava.

S-au finalizat lucrări de mentenanță majoră aflate în derulare și s-au analizat, verificat și avizat Temele de proiectare, Expertizele tehnice, Caietele de sarcini de proiectare și execuție, Documentațiile de aprobare a lucrărilor de intervenție (DALI) și Studiile de fezabilitate aferente componentei de investiții (SF), Documentațiile de licitație (DL) pentru proiectele de mentenanță majoră cuprinse în Programele de mentenanță. Aceste activități au avut ca obiect proiecte aflate în fazele de proiectare / demarare proceduri achiziție respectiv derulare contracte, după cum urmează:

- **LEA:** „RK LEA 400 kV Gutinaș – Brașov”; „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; „RC LEA 220 kV Gutinaș - Focșani Vest stâlpii 1- 217”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni - etapa II”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni - etapa II”; „LEA 400 kV Mintia – Sibiu”; Expertiză tehnică, DALI și PT+CS pentru “Mentenanță majoră LEA 220 kV dublu circuit d.c. Cluj Florești - Alba Iulia; Cluj Florești - Câmpia Turzii; Câmpia Turzii – Iernut”; ”RC LEA 220 kV Ișalnița –Grădiște”; “RC LEA 220 kV Bradu –Stupărei”, “RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”.
- **Transformatoare:** “RK Trafo 2 16 MVA stația Munteni”; „RK Trafo 1 25 MVA stația Focșani Vest”; „RK Trafo 16 MVA 110/20 kV seria 90950/1990, stația Pitești Sud”; “Reabilitare izolație cu tratare ulei la AT1 200 MVA din stația Arad”, “Reabilitare izolație cu tratare ulei la AT1 200 MVA din stația Hășdat”; „Reparație fază rezervă AT 500MVA stația Porțile de Fier”.

În general, datorită rezervării asigurate, incidentele produse în RET nu afectează continuitatea alimentării consumatorilor și calitatea energiei electrice livrate.

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe câte un regim de referință pentru vara 2015 și iarna 2015-2016. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de retragere din exploatare a echipamentelor, ca urmare a desfășurării unor lucrări de investiții în instalațiile CNTEE

Transelectrica SA. De asemenea au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET, ca urmare a defectării acestora.

Palier VDV (vara 2015)

- Se constată că liniile de 400kV funcționează în proporție de cca. 94% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 400kV Porțile de Fier-Djerdap, Tulcea Vest-Isaccea, Lacu Sărat-Gura Ialomiței.
- Se constată că liniile de 220kV funcționează în proporție de cca. 80% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 220kV Porțile de Fier-Reșița circ.1 și circ.2, Slatina-Grădiște, Baru Mare-Hășdat, Paroșeni-Baru Mare.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (Iadm de lungă durată) și cu Sn a unităților de transformare. Gradul de utilizare al RET, însă, nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranță (N-1)*, *criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie*.
- Se menționează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VDV 2015) prezintă o imagine a unei situații cu un aport semnificativ al producției centralelor fotovoltaice, al CHE de pe râul Olt și al producției din CET Craiova și CTE Ișalnița, dar nu este reprezentativ din punct de vedere al producției centralelor eoliene din zona Dobrogea. De asemenea în acest regim sunt considerate lucrările de retehnologizare din stația 110 kV Tulcea Vest în desfășurare și un AT – 400 MVA 400/220 kV Bradu retras din exploatare pentru lucrări de retehnologizare în stația 400/220/110 kV Bradu. În funcționarea reală au existat perioade cu producție a centralelor eoliene în apropierea valorii puterii instalate și a fost necesară limitarea producției pentru respectarea criteriului N-1 (la declanșări în RET sau RED). Întărirea rețelei din zona Dobrogea va contribui la evitarea acestor situații.

Palier VSI (iarna 2015-2016)

- Se constată că liniile de 400kV funcționează în proporție de cca. 85% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 400kV Tulcea Vest-Isaccea, Gutinaș-Smardan, București Sud-Gura Ialomiței, Pelicanu-Cernavodă.
- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 84% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate sunt liniile 220kV Porțile de Fier-Reșița circ.1 și circ.2, Urechești-Tg. Jiu, Baru Mare-Hășdat, Paroșeni-Baru Mare.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (Iadm de lungă durată) și cu Sn a unităților de transformare. Gradul de utilizare al RET, însă, nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranță (N-1)*, *criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie*.
- Se menționează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VSI 2015-2016) prezintă o imagine a unei situații cu o producție în centralele eoliene la valoarea maxim admisibilă în condițiile respectării criteriului N-1 în RET și RED. De asemenea, în acest regim este considerată că retehnologizarea stației 400/110 kV Tulcea Vest este finalizată. S-a

constatat că nu a putut fi evacuată o producție corespunzătoare puterii instalate în centralele eoliene din zona Hârșova-Constanța-Medgidia. Un AT – 400 MVA 400/220 kV Bradu este retras din exploatare în continuare pentru lucrări de re tehnologizare a stației 400/220/110 kV Bradu.

Aceste rezultate subliniază necesitatea urgentării implementării sistematizării și întăririi rețelei din zona Dobrogea.

Referitor la capacitățile de transfer totale și bilaterale pe granițe, se constată:

- creșterea numărului participanților la licitații și a competiției pe fiecare graniță;
- reducerea semnificativă a gradului de utilizare a capacității de export disponibile în iarna 2009-2010 și primavara 2010, reflectând reducerea importurilor în zona: circulațiile prin interfața de interconexiune a României la vârf de sarcină, zile lucrătoare, au fost în medie 10-20% din NTC de export în cele 3 luni de iarnă, și practic 0% primăvara; se observă subperioade cu sold import;
- restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în vara 2010 și iarna 2010-2011: 50-60% din NTC de export la vârf de sarcină, zile lucrătoare;
- creșterea utilizării capacității de import și restabilirea unei utilizări mai ridicate a capacității de export în iarna 2011-2012 (65-112%), urmată de o utilizare redusă a capacității de export și import în restul anului, reflectând reducerea importului Greciei;
- creșterea utilizării capacității de export octombrie 2013 - decembrie 2014 până la 96-102% datorită creșterii importului Ungariei în timpul programelor de re tehnologizare a grupurilor, determinând o mai bună utilizare a LEA de interconexiune pe această graniță, și creșterea utilizării capacității de import în iarna 2014-2015 până la 155% (soldare) ;
- creșterea capacităților de schimb disponibile lunare maxime:
 - export: cu 8% în anul 2010 față de 2009 și cu 11% în 2011 față de 2010, ca urmare a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune;
 - import: cu 4% în 2010 față de 2009 și cu 27% în 2011 față de 2010, ca urmare a finalizării re tehnologizării stației Gădălin și a punerii în funcțiune de noi linii de interconexiune.
- în 2012 s-a înregistrat o reducere față de 2011 a capacităților de schimb lunare maxime oferite la piață datorită unor congestii în SE Bulgar și a necesității de a armoniza NTC pe granița RO-BG la valoarea mai mică propusă de ESO EAD:
 - export: cu -5% (februarie 2012: NTC RO→BG 400 MW → 350MW)
 - import: cu -9% (iulie 2012: NTC BG→RO 450 MW → 300MW).
- în 2013 capacitățile de schimb lunare maxime au fost similare cu cele din 2012, dar în 2014 s-a înregistrat creșterea capacităților de schimb disponibile lunare maxime:
 - export: cu 6.5%, ca urmare a creșterii importului Ungariei;
 - import: cu 13.3%, ca urmare a funcționării cu producție în CTE Iernut și a reducerii circulațiilor paralele.
- în 2015 capacitatea de export lunară maximă a fost similară cu cea din 2014, dar s-a înregistrat o creștere cu 3% a capacității de export lunară maximă pe perioada de vară datorită reducerii producției în CHE Porțile de Fier și Djerdap în condiții de secetă

prelungită; s-a înregistrat creșterea capacității de import lunare maxime cu 23.5%, ca urmare a funcționării cu producție în CTE Iernut și a reducerii circulațiilor paralele nord-sud.

În anul 2015 se remarcă continuarea fenomenelor din noiembrie-decembrie 2014: alocarea aproape 100% a capacității de export la toate palierele, simultan cu o alocarea unei capacități de import cu variații mari între vârf și gol de sarcină și între zile lucrătoare și libere, atingând valori mai mari în timpul nopții (inclusiv prin soldare) și determinând variații zilnice mari de sold în interfața de interconexiune a SEN și chiar trecerea de la sold de import noaptea la sold de export ziua.

Acest fenomen a evoluat în contextul participării României la cuplarea piețelor cu Ungaria și Slovacia, ceea ce a oferit traderilor acces la energie ieftină.

În regimul de vârf de sarcină pentru vara 2015, pentru menținerea tensiunilor în banda de valori admisibile s-a determinat prin calcule necesitatea menținerii în funcțiune a bobinelor de compensare din stațiile 400 kV: Gutinaș, Cernavodă (o BC), Țânțăreni (două BC), Urechești, Roșiori iar în regimul pentru iarna 2015-2016 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile Cernavodă (o BC), Țânțăreni (două BC) și Roșiori.

În regimurile de gol de sarcină, s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a bobinelor de compensare disponibile din stațiile 400 kV. De asemenea, la reglajul tensiunii este necesară utilizarea și altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare în regim capacitiv.

Principalii factori care au condus la creșterea CPT în anul 2013 comparativ cu anul 2012, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- reducerea exportului pe granița cu Serbia de la 1752 GWh în 2012, la 970 GWh în 2013 și creșterea importului pe această graniță de la 31 GWh în 2012 la 440 GWh în 2013, granița fiind situată într-o zonă excedentară;

- creșterea exportului pe granițele deficitare: cu Ungaria de la 215 GWh în 2012 la 758 GWh în 2013 și cu Ucraina de la 1 GWh în 2012 la 81 GWh în 2013. Totodata, pe aceste granițe a scăzut și importul: pe granița cu Ungaria de la 965 GWh în 2012 la 525 GWh în 2013 și pe granița cu Ucraina de la 2686 GWh în 2012 la 1377 GWh în 2013; de asemenea și scăderea importului pe granița cu Moldova de la 597 GWh în 2012 la 83 GWh în 2013 a influențat defavorabil pierderile în RET.

- producția eoliană în centralele care debitează direct în RET a fost cu 67 % mai mare în anul 2013, decât în 2012, la nivelul SEN creșterea având aceeași valoare.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2014 comparativ cu anul 2013, atât în valoare absolută, cât și raportat la energia intrată în conturul RET, au fost:

- creșterea exportului pe granița cu Bulgaria, situată într-o zonă excedentară, de la 2911 GWh în 2013 la 4233 GWh în 2014 și reducerea importului de la 201 GWh în 2013 la 41 GWh în 2014, care a favorizat evacuarea producției eoliene din Dobrogea cu pierderi mai mici;

- creșterea exportului pe granița cu Serbia, situată într-o zonă excedentară, de la 970 GWh în 2013 la 2846 GWh în 2014 și reducerea importului de la 440 GWh în 2013 la 40 GWh în 2014, care a favorizat evacuarea cu pierderi reduse a producției din CHE Portile de Fier.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității statice

În **secțiunile S3 și S6** apar congestii:

- la declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș determinată de suprasarcina pe LEA 220 kV Barboși - Filești;
- la retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, determinată de suprasarcina pe LEA 220 kV Barboși - Filești;
- la retragerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest determinată de suprasarcina pe LEA 110 kV Medgidia Sud – Medgidia I;
- la retragerea LEA 400 kV Constanta Nord – Cernavodă determinată de suprasarcina pe LEA 110 kV d.c. Basarabi – Medgidia Sud;

Congestiile identificate conduc la impunerea de puteri admisibile prin secțiunile caracteristice sub puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}$ sau $P_{20\%}$.

Pentru eliminarea suprasarcinilor pe LEA d.c. 110 kV Medgidia Sud – Basarabi este necesară reconfigurarea rețelei de transport și a rețelei de 110 kV, având în vedere dezvoltările în RET datorită racordării CEE/CEF.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității tranzitorii

- În zona Cernavodă:
- La funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă și retragerea din exploatare a unei LEA 400kV din Cernavodă sau din zonă poate apare necesitatea limitării producției în CEE pentru a asigura păstrarea stabilității CNE și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care duce la o configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând Dobrogea și unele sau toate zonele Gura Ialomiței, Lacu Sărat și Smârdan, Rahman, Stupina, desemnate global în continuare ca „zone limitrofe”. Restricțiile de producție sunt mai semnificative la gol de noapte decât la vârf de sarcină.

Echiparea cu teleprotecții a LEA 400kV d.c. Isaccea-Smârdan a dus la relaxarea unor restricții de producție în CEE cu cca. 200MW

Se subliniază necesitatea întăririi RET în Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua 110kV, pentru a evita o creștere a frecvenței și volumului restricțiilor de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

- Timpul mare de acționare al DRRI în stațiile Isaccea și Smârdan.

Se recomandă să se dea prioritate rețehnologizării acestor stații.

- Analizele de sensibilitate arată că evaluarea situației în termeni de excedent evacuat prin secțiuni din zona Dobrogea în loc de producție în CEE poate furniza rezultate mai puțin dependente de palierul de sarcină.

▪ În zona Porțile de Fier:

Există scheme cu 2 retrageri simultane în Porțile de Fier+Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea zonei și a interconexiunii și care impun coordonarea retragerilor cu producția din Porțile de Fier și Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile :

- Realizarea axei de 400 kV Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad;
 - Realizarea unei noi LEA 400 kV de interconexiune cu Serbia;
 - Evaluarea necesității existenței unui sistem de automatice în aceste condiții și dacă da perfecționarea conceptului.
- În zona Lotru:

Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 220 kV Lotru-Sibiu poate determina pierderea sincronismului CHE Lotru și CHE Bradisor la funcționare cu 2-3 grupuri în CHE Lotru.

Deconectarea unui grup din CHE Lotru prin automatica pe LEA 220 kV Lotru-Sibiu asigură păstrarea stabilității la funcționare cu 2 grupuri în CHE Lotru sau cu 3 grupuri și maxim 520 MW evacuati pe axa Lotru-Sibiu în regim pre-avarie.

În cazul declanșării trifazate a unei LEA 220kV Lotru-Sibiu fără defect sau la defect monofazat cu RAR nereușit acționarea automatice poate asigura păstrarea stabilității la limită chiar la încărcare maximă în CHE Lotru și Bradisor și încărcare pre-avarie pe LEA d.c. Lotru-Sibiu până la 590MW.

Completarea acțiunii automatice cu declanșarea netemporizată la defecte polifazate a cuplei 220kV Lotru ar asigura păstrarea stabilității la funcționarea până la producție maximă, dar pentru a evita riscul izolării unei bare 220kV Lotru pe zona 110kV s-a optat pentru declanșarea netemporizată la defecte polifazate a AT 220/110kV Lotru.

*

Pentru a asigura cerințele de calitate a serviciilor de transport și de sistem, CNTEE Transelectrica S.A. achiziționează, în condițiile reglementate de ANRE, de la furnizorii calificați, servicii tehnologice de sistem.

În anii 2013, 2014 și 2015, s-au achiziționat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului.

În anii 2013, 2014 și 2015 CNTEE Transelectrica SA nu a achiziționat Rezervă de Capacitate.

9. Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă - perioada 2016 -2020 - 2023

9.1. Principii generale de construire a scenariilor

Având în vedere faptul că separarea sectoarelor de producție, furnizare, transport și distribuție a introdus pentru OTS un grad mare de incertitudine asupra evoluției viitoare a producției și consumului, regimurile de funcționare a rețelei sunt analizate pentru un scenariu de bază și câteva scenarii alternative.

Scenariile utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET sunt elaborate de CNTEE Transelectrica SA, pornind de la informațiile disponibile de la Ministerul de resort, institutele de prognoză, utilizatorii RET, alte părți interesate și OTS europeni.

Scenariul de bază reprezintă prognoza de consum, sold și acoperire a acestora cu capacități de producere, cea mai credibilă în contextul informațiilor deținute la momentul elaborării Planului și corespunzătoare, din punct de vedere al solicitării rețelei, unui număr cât mai mare de scenarii posibile.

Pentru scenariul de bază, se modelează palierele caracteristice de consum (VSI, VDV, GNV), pentru fiecare orizont de timp analizat: anul curent + 5 ani și anul curent + 10 ani. Pentru regimul de sarcină minimă, se modelează golul de noapte vara, în zi de sărbătoare. Golul extrem, de Paști, pentru care se iau de regulă măsuri excepționale de programare a funcționării, se modelează în cadrul unor studii speciale, cu orizont de timp mai scurt.

Scenariile alternative au în vedere ipoteze diferite față de scenariul de bază, în ceea ce privește:

- rata de creștere a consumului;
- schimbul de energie electrică cu alte sisteme;
- instalarea de capacități de producție noi și retragerea din exploatare a celor existente.

Se ia în considerare un număr rezonabil de scenarii alternative, la anumite paliere de sarcină, care completează concluziile analizei efectuate pentru scenariul de bază.

Aceste scenarii au rolul:

- de a evalua flexibilitatea soluțiilor de dezvoltare față de mai multe evoluții posibile;
- de a oferi criterii de ajustare ulterioară a planului de dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

Considerarea sistemelor externe interconectate cu SEN

Studiile de sistem se realizează ținând seama de funcționarea SEN interconectată cu sistemele electroenergetice europene.

Scenariile de bază și unele scenarii alternative privind consumul, producția, schimburile de energie electrică și configurația rețelei la nivel european se elaborează în comun de operatorii de rețea în cadrul ENTSO-E.

Pentru calculele de analiză a încărcării rețelei, se utilizează modele de regim staționar și modele pentru calcule de regim dinamic ale sistemului interconectat sincron ENTSO-E, din care

face parte SEN. Aceste modele se realizează în cooperare de OTS europeni în cadrul organizațiilor de cooperare regională și la nivel european: ENTSO-E.

9.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

La elaborarea prognozei de evoluție a consumului de energie electrică în perioada 2016 – 2025, necesară analizelor de modelare a pieței de energie electrică la nivel național, ce stau la baza elaborării următorului *Plan de dezvoltare pe 10 ani a rețelei electrice de transport*, s-au utilizat previziunile macroeconomice disponibile la sfârșitul anului 2013 – începutul anului 2014, în principal prognozele elaborate de Comisia Națională de Prognoză, care estimau următoarea evoluție a PIB pentru următorii ani:

Tabelul 9.2.1

	[%]						
Proгноза CNP	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
noiembrie 2013	2.3	0.7	2.2	2.2	2.5	3.0	3.3
martie 2014	2.3	0.6	3.5	2.3	2.5	3.0	3.3

Corelând informațiile macroeconomice disponibile cu tendințele de evoluție scăzătoare a cererii de energie electrică, evidențiate și de realizările din primele luni ale anului 2014, Transelectrica a elaborat trei scenarii de evoluție a consumului intern net, respectiv a soldului și producției nete de energie electrică în perioada 2016-2025.

Valorile consumului și producției nete de energie electrică, ale puterii nete la vârf (VSI) și ritmurile de creștere a consumului de energie, considerate în scenariile analizate, sunt prezentate în tabelul 9.2.2. și fig. 9.1:

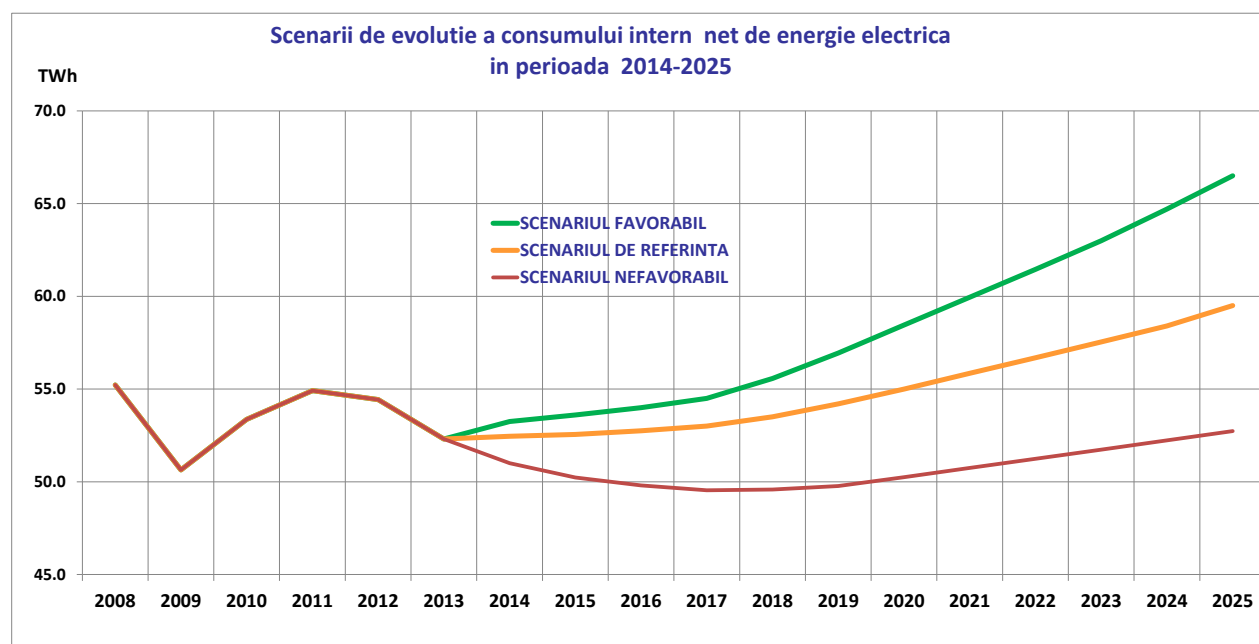


Figura 9.1

Tabelul 9.2.2 Scenariile de dezvoltare energetică a României în perioada 2014-2025

	U.M.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ritm mediu anual					
		realizari							proгноza												2008 2013	2013 2020	2020 2025		
SCENARIUL FAVORABIL																									
Consum intern net de energie electrica	TWh	55.2	50.6	53.4	54.9	54.4	52.3	53.3	53.6	54.0	54.5	55.6	56.9	58.5	60.0	61.5	63.0	64.7	66.5						
ritm anual de crestere	%	2.0	-8.3	5.4	2.9	-0.9	-3.9	1.8	0.7	0.7	0.9	2.0	2.5	2.7	2.6	2.5	2.5	2.7	2.8	-1.1	1.6	2.6			
Puterea de varf neta - consum	MW	8589	8247	8464	8724	8627	8312	8500	8550	8565	8735	8935	9190	9450	9735	10010	10295	10610	10940						
Consum pompe	TWh	0.12	0.12	0.27	0.15	0.14	0.17	0.25	0.30	0.30	0.30	0.50	0.50	0.65	0.65	1.00	1.00	1.00	1.00						
Sold export-import	TWh	4.43	2.47	2.92	1.90	-0.25	2.02	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00						
Productie neta de energie electrica	TWh	59.8	53.2	56.5	57.0	54.3	54.5	57.5	57.9	58.3	58.8	60.1	61.9	64.1	65.6	67.5	69.0	70.7	72.5						
SCENARIUL DE REFERINTA																									
Consum intern net de energie electrica	TWh	55.2	50.6	53.4	54.9	54.4	52.3	52.5	52.6	52.8	53.0	53.5	54.2	55.0	55.9	56.7	57.5	58.4	59.5						
ritm anual de crestere	%	2.0	-8.3	5.4	2.9	-0.9	-3.9	0.3	0.2	0.4	0.5	0.9	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.9	-1.1	0.7	1.6			
Puterea de varf neta - consum	MW	8589	8247	8464	8724	8627	8312	8320	8320	8330	8400	8500	8700	8890	9070	9235	9400	9575	9750						
Consum pompe	TWh	0.12	0.12	0.27	0.15	0.14	0.17	0.25	0.30	0.30	0.30	0.50	0.50	0.65	0.65	1.00	1.00	1.00	1.00						
Sold export-import	TWh	4.43	2.47	2.92	1.90	-0.25	2.02	3.00	3.00	3.20	3.20	3.20	3.50	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00						
Productie neta de energie electrica	TWh	59.8	53.2	56.5	57.0	54.3	54.5	55.7	55.9	56.3	56.5	57.2	58.2	59.7	60.5	61.7	62.5	63.4	64.5						
SCENARIUL NEFAVORABIL																									
Consum intern net de energie electrica	TWh	55.2	50.6	53.4	54.9	54.4	52.3	51.0	50.2	49.8	49.5	49.6	49.8	50.3	50.8	51.2	51.7	52.2	52.7						
ritm anual de crestere	%	2.0	-8.3	5.4	2.9	-0.9	-3.9	-2.5	-1.5	-0.9	-0.5	0.1	0.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-1.1	-0.6	1.0			
Puterea de varf neta - consum	MW	8589	8247	8464	8724	8627	8312	8150	8050	8000	7960	7990	8030	8135	8240	8350	8455	8565	8675						
Consum pompe	TWh	0.12	0.12	0.27	0.15	0.14	0.17	0.25	0.30	0.30	0.30	0.50	0.50	0.65	0.65	1.00	1.00	1.00	1.00						
Sold export-import	TWh	4.43	2.47	2.92	1.90	-0.25	2.02	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00						
Productie neta de energie electrica	TWh	59.8	53.2	56.5	57.0	54.3	54.5	54.3	53.5	53.1	52.8	53.1	53.3	53.9	54.4	55.2	55.7	56.2	56.7						

Notă: Trebuie menționat că trendul scăzător de evoluție a consumului a fost stopat începând din semestrul al doilea al anului 2014, realizările, disponibile la sfârșitul perioadei de elaborare a Planului curent, indicând o creștere anuală de cca. 1,9 % față de anul 2013, ce corespunde evoluției din Scenariul Favorabil utilizat de CNTEE Transelectrica SA în analize.

Scenariile analizate sunt coerente cu *viziunile* corespunzătoare orizontului 2030 analizate în cadrul ENTSO-E pentru studiile de modelare a pieței de energie electrică la nivelul pan-european necesare elaborării Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport europene (TYNDP2014).

Analizele de dimensionare a rețelei electrice de transport iau în considerare solicitările maxime, la care trebuie să răspundă aceasta, care apar cu o *frecvență rezonabilă*.

Pornind de la scenariile de mai sus, au fost estimate valorile consumului la palierul de sarcină caracteristic, considerate ca reprezentând *regimuri extreme* de funcționare din punct de vedere al circulațiilor normale în rețea.

Astfel, s-au modelat și analizat în detaliu regimurile de funcționare pentru palierul caracteristic prezentate în Tabelul 9.2.3, corespunzătoare scenariilor de dezvoltare a consumului *de referință* și *favorabil*, respectiv:

- consumul maxim în SEN, înregistrat la vârf de seară iarnă (VSI);
- vârf de dimineață vară (VDV), pentru verificarea rețelei de alimentare a zonelor deficitare unde consumul de vară are valori apropiate celui de iarnă, iar centralele cu termoficare își reduc sezonier puterea (ex: București);
- golul de noapte vară (GNV), pentru verificarea mijloacelor de reglaj al tensiunii și a capacității de evacuare a puterii centralelor eoliene din zonele excedentare.

La modelarea distribuției consumului total pe județe și pe consumatori individuali, s-a pornit de la consumurile măsurate în fiecare stație, la palierul caracteristic, în anii anteriori (Anexa B-1) și de la prognoza transmisă de operatorii de distribuție (Anexa C-1), scalând procentual pentru a obține valoarea prognozată pentru întregul SEN.

Tabelul 9.2.3

[MW]

	2020 SCENARIUL DE REFERINȚA			2020 SCENARIUL FAVORABIL			2025 SCENARIUL DE REFERINȚA			2025 SCENARIUL FAVORABIL		
	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrică (inclusiv consum pentru pompaj)	8890	7260	4335	9450	7715	4480	9750	7905	4390	10940	8870	4620
Sold export-import	1200	800	750	1200	800	750	1200	800	750	1200	800	750
Producție netă de energie electrică	10090	8060	5085	10650	8515	5230	10950	8705	5140	12140	9670	5370

9.3. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică

Volumul schimburilor de energie electrică variază permanent, în funcție de evoluții pe termen mai lung sau mai scurt ale pieței de energie electrică. În scenariile analizate, s-a luat în considerare un export la vârf de sarcină de 1200 MW, 800MW la vârf de vară și 750MW la golul de noapte de vară, atât pentru scenariul de referință, cât și pentru scenariul alternativ.

9.4. Scenarii privind evoluția parcului de producție

La solicitarea CNTEE Transelectrica SA, producătorii au comunicat, fără a declara un angajament ferm, intențiile de re tehnologizare sau casare a unităților existente și de instalare de grupuri noi.

Trebuie menționat că 80% din grupurile termoelectrice existente au durata de viață normată depășită. Până în prezent, s-au realizat re tehnologizări și/sau modernizări pentru grupuri termoelectrice din SEN, însă foarte puține grupuri sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană. În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice care rămân în funcțiune după anul 2014 trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse.

Astfel, pentru perioada 2016-2025, analiza dezvoltării rețelei a luat în considerare un *Scenariu de Referință* de evoluție a capacităților de generare, ce include un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice, la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 2082 MW putere netă disponibilă, dintre care 1994 MW până în 2020 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante.

Conform acestui scenariu de dezvoltare, în aceeași perioadă vor fi repuse în funcțiune, după reabilitare, un grup de la Turceni, un grup de la Deva și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în re tehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), însumând o putere netă disponibilă de 1140 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 4679 MW, exclusiv proiectele bazate pe RES.

În figura 9.4.1 sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2016-2020, respectiv 2021-2025, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.

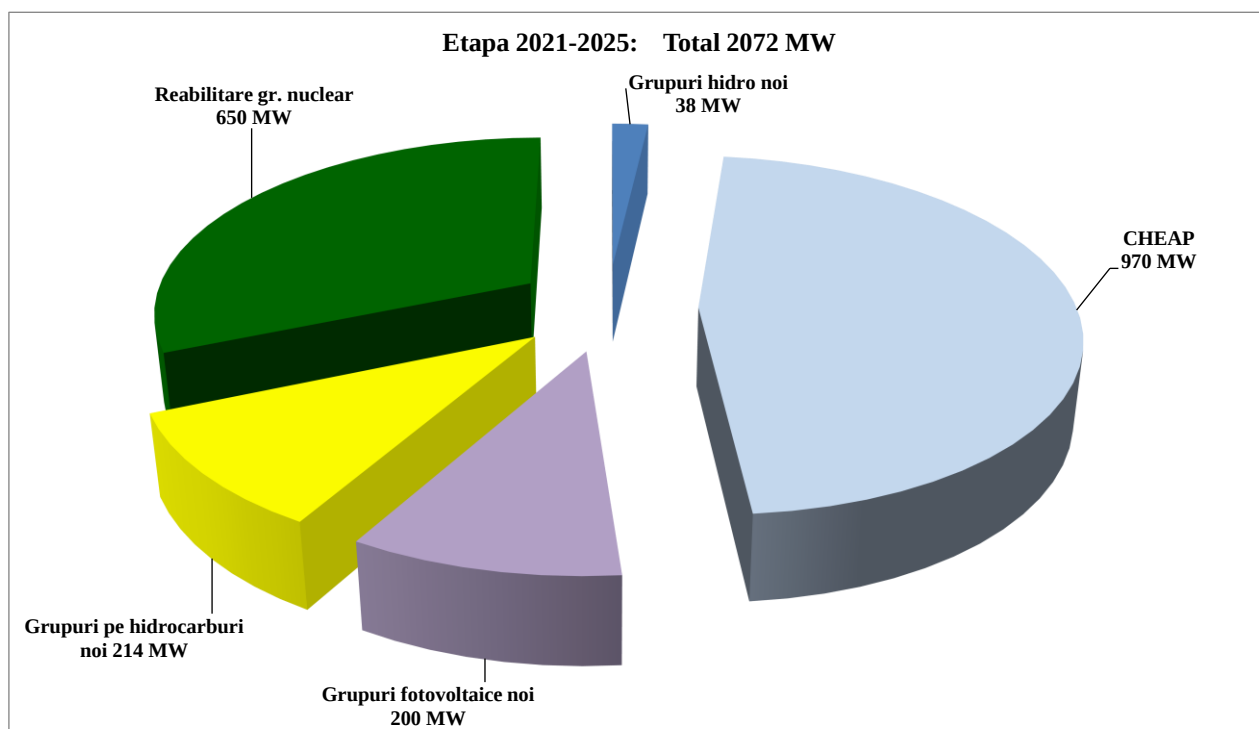
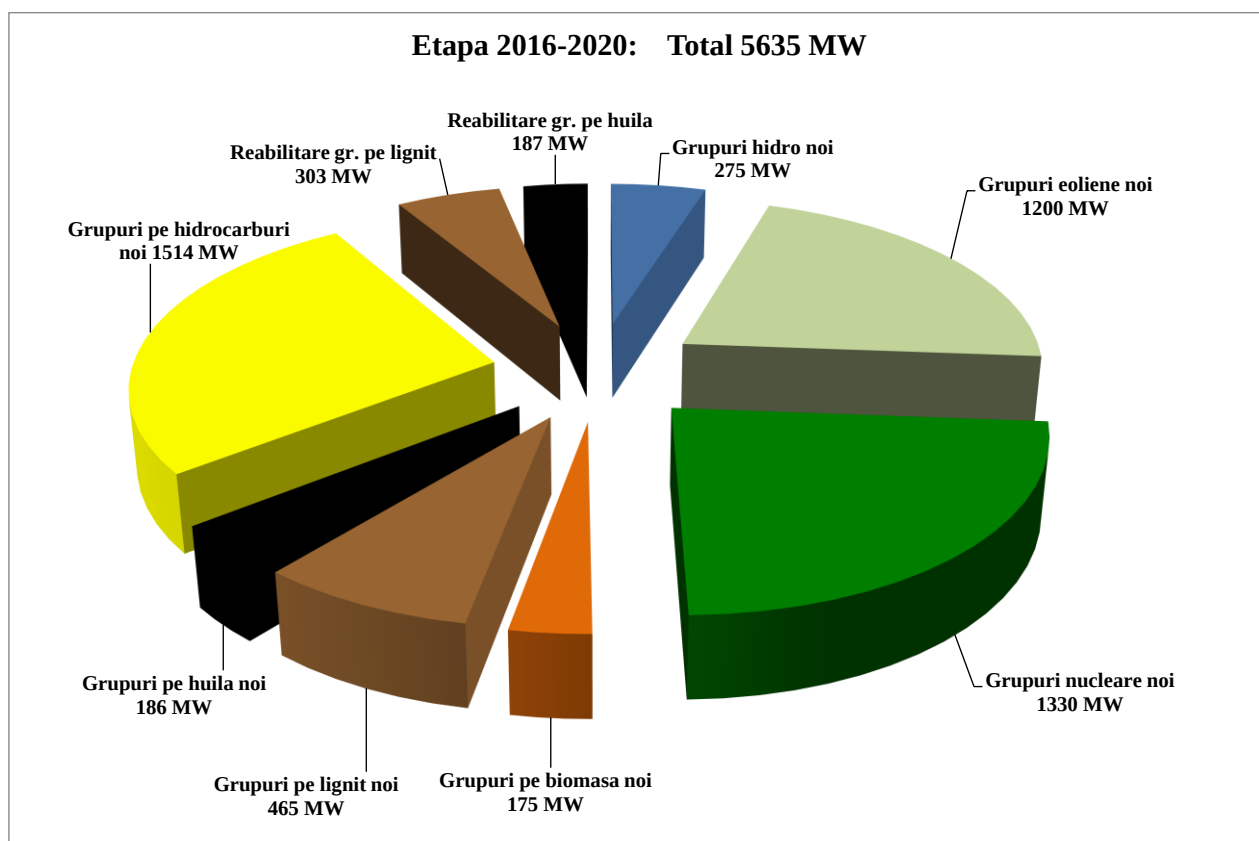


Fig.9.4.1 Proiecte de reabilitare și grupuri noi

Proiectele de grupuri noi includ:

- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, disponibile pentru orizontul 2020;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensatie sau cogenerare);
- grupuri noi pe lignit (Rovinari) și ulei (Paroșeni);
- grupuri noi RES: eoliene, solare (fotovoltaice) și pe biomasă.

S-a avut în vedere și proiectul de construire a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj CHEAP Tarnița Lăpușești, cu 4 grupuri de 250 MW fiecare, disponibilă la nivelul anului 2025.

Anexa C-2 (nu se publică) prezintă programele de reabilitări, conservări, casări, ca și punerile în funcțiune de grupuri noi luate în considerare în scenariul de bază în vederea analizării necesităților de dezvoltare a RET, anul apariției lor prezumate și puterea netă disponibilă prezumată.

Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților, s-a analizat și un *Scenariu „verde”*, caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiții majore, integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea maximă a soluțiilor de tip Smart Grid și a capacităților de stocare a energiei), specific *Scenariului Favorabil* de evoluție a consumului (Fig.9.4.2).

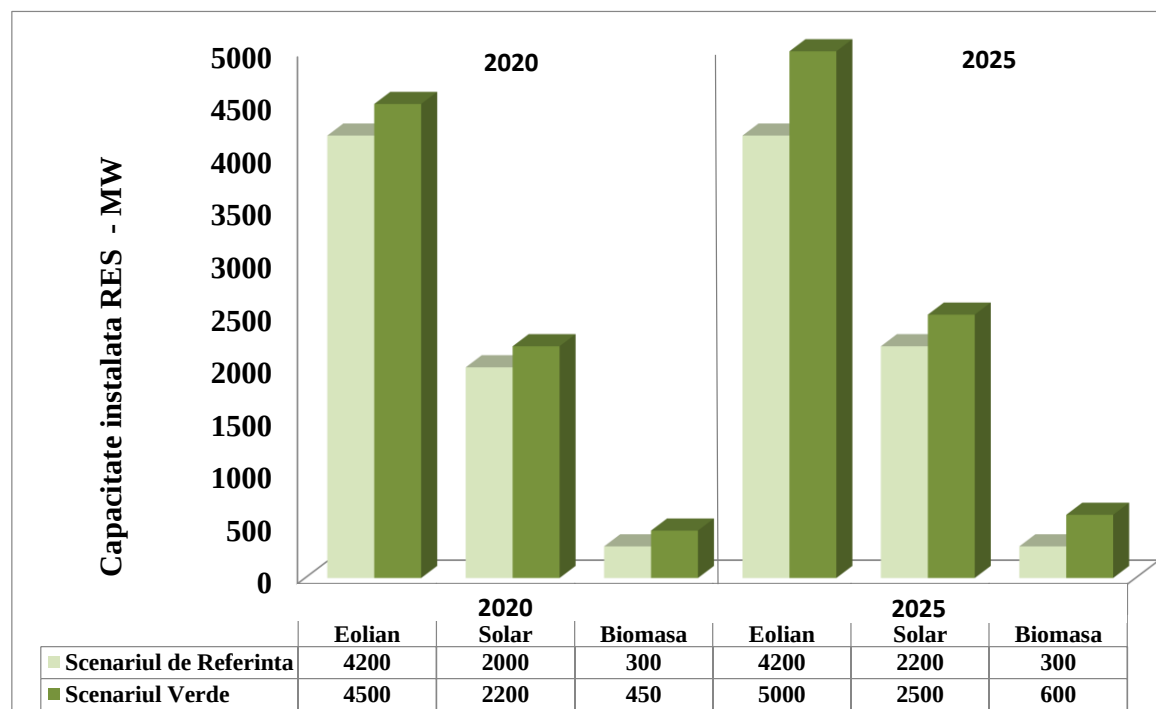


Fig.9.4.2

Evoluția RES

Un element caracteristic etapei actuale este interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidro în CHE cu puteri mici, solară și în special energia eoliană.

Ca o consecință a stimulentele oferite de legislația în vigoare și în special de sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie instituit prin Legea 220/2008, modificată și completată prin Legea 139/2010, Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 88/2011 și Legea 134/2012 pentru aprobarea acesteia, au fost depuse la CNTEE Transelectrica SA și la operatorii de distribuție un mare număr de solicitări de avizare de soluții de racordare la rețea de centrale bazate pe surse regenerabile de energie, însumând, până la sfârșitul lunii noiembrie 2015, circa 42.000 MW. În cea mai mare parte, aceste proiecte, numeroase racordate în rețeaua de distribuție, dar și un număr mare, cu puteri instalate de sute de MW fiecare, cu soluții de racordare la RET, sunt localizate în Dobrogea, Moldova și în mai mică măsură Banat.

Legea nr. 220/2008 a fost modificată și completată cu prevederile OUG nr. 57/2013, vizând aplicarea schemei de promovare a RES și procesul de racordare la rețelele electrice de interes public. Prin aceasta se amână parțial acordarea CV în funcție de tipul de RES (după 01.04.2017 pentru MHC și CEF, respectiv 01.01.2018 pentru CEE), se introduc în procesul de racordare garanții financiare al căror quantum îl va stabili ANRE și se limitează volumul RES care beneficiază de sistemul de promovare la nivelul capacităților instalate stabilite pentru fiecare an prin hotărâre a Guvernului pe baza datelor reactualizate din PNAER.

După intrarea în vigoare a OUG nr. 57/2013, interesul investitorilor a fost moderat, scăzând chiar prin intrarea în vigoare a HG nr.994/2013 prin care măsurile de reducere a numărului de certificate verzi sunt mult mai drastice.

Având în vedere cererea de consum din SEN, efortul investițional implicat și evoluția preconizată a pieței de certificate verzi, este de așteptat să se concretizeze un procent relativ mic din numărul total de proiecte care au solicitat racordarea. Pentru a stabili necesitățile reale de transport în următorii zece ani, trebuie ținut seama de posibilitățile de echilibrare a balanței producție-consum în SEN, ținând seama de gradul de flexibilitate în funcționare, pentru urmărirea sarcinii, a grupurilor care formează parcul de producție.

Directivile Uniunii Europene care vizează combaterea modificărilor climatice și promovarea utilizării surselor regenerabile de energie au ca ținte reducerea cu 20% față de 1990 a emisiilor de gaze cu efect de seră, creșterea cu 20% a eficienței și o pondere de 20% a energiei din surse regenerabile în consumul total de energie, la nivelul UE, până în 2020.

Participarea României la această foaie de parcurs este susținută prin *Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie* (modificată și completată prin Legea 139/2010, OUG 88/2011, Legea 134/2012 și OUG nr. 57/2013), care a fixat țintele naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică în anii 2010, 2015 și 2020 la 33%, 35% și, respectiv, 38%.

În *Planul național de acțiune pentru energie regenerabilă* (PNAER) elaborat de Guvern, sunt stabilite țintele naționale, a căror atingere va contribui la îndeplinirea țăintelor fixate la nivelul UE prin pachetul legislativ adoptat în aprilie 2009. În Tabelul 5.7 b din acest document

au fost prognozate valori pentru puterea instalată în centrale bazate pe tehnologii de producere a energiei electrice din resurse regenerabile, estimându-se pentru anul 2020, 4000 MW instalați în centrale electrice eoliene.

La 31 decembrie 2015, puterea instalată în CEE totaliza 2980 MW, concentrați preponderent în zonele Dobrogea, Moldova și Banat, iar puterea instalată în centrale fotovoltaice totaliza 1302 MW.

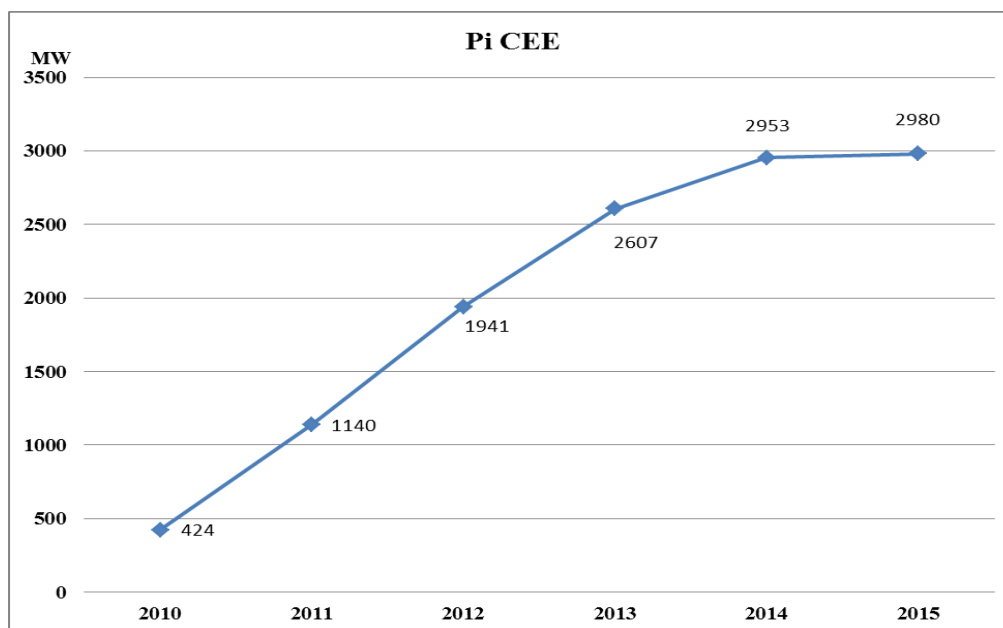


Fig. 9.4.2 Evoluția Pi în CEE cu PIF

Se observă un trend de creștere rapidă a Pi în CEF în perioada 2012-2014, ceea ce denotă viteza mare de realizare a CEF; în perioada decembrie 2014 - decembrie 2015 tendința de realizare a CEF a fost una moderată. Având în vedere dependența de radiația solară a Pg, CEF au fost considerate la palierul de sarcină vârf de dimineață vară.

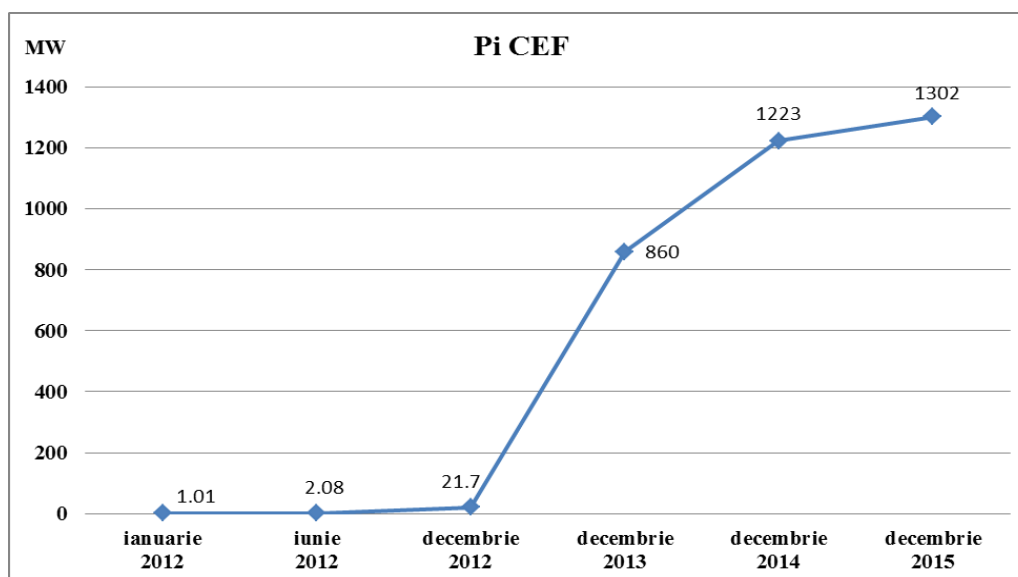


Fig. 9.4.3 Evoluția Pi în CEF cu PIF

În cazul în care se vor instala puteri mai mari în centrale electrice eoliene și fotovoltaice, necesitățile de dezvoltare a rețelei vor fi mai mari, o influență decisivă având în acest sens localizarea geografică a noilor centrale. La momentul elaborării Planului incertitudinea asupra acestei evoluții este foarte mare.

9.5. Analiza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2016-2020-2025

Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare în care se poate afla sistemul în condiții normale.

Pentru evaluarea în perspectivă, s-a verificat această capacitate pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E.

Conform acestei metodologii, se consideră că, pentru acoperirea în condiții de siguranță a cererii, este necesar să existe în sistemul electroenergetic o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale temporare sau definitive ale disponibilității, din diferite cauze.

De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională. În prezent, aceasta este dimensionată pentru echilibrarea rapidă a balanței la variațiile continue ale consumului și la declanșarea neașteptată a celui mai mare grup din sistem. Nu toate grupurile pot furniza rezervă rapidă, deoarece cea mai mare parte au un timp de pornire de la rece mare și viteze de încărcare mici.

După mobilizarea rezervei rapide, ea trebuie înlocuită treptat prin încărcarea rezervei terțiare lente, astfel grupurile care o furnizează să poată fi utilizate la următorul incident.

Odată cu instalarea unui volum semnificativ de putere în centrale electrice eoliene, caracterizate prin dependența producției de viteza vântului, rezerva terțiară rapidă va trebui suplimentată pentru a compensa și imprecizia prognozei producției în aceste centrale.

Principalii factori care vor influența în următorii ani necesarul de rezervă de putere vor fi ameliorarea indicatorilor de fiabilitate ai grupurilor, care va acționa în sensul diminuării sale, și instalarea de centrale electrice eoliene în sistem, care va acționa în sensul creșterii.

Tabelul 9.5.1 include estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile 2016-2020-2025, în *Scenariul de Referință* de variație a consumului, respectiv a capacităților de producere:

Tabelul 9.5.1. Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință

					MW
	Putere netă în SEN	decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe huila	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	6500	6700
	• eoliene	2451	3300	4200	4200
	• fotovoltaice	565	2000	2000	2200
	• biomasa	49	150	300	300
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	20082	21555	25249	26582
6	Putere indisponibilă totală	6070	10188	11251	11688
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7298	7511
	• Putere în reparatie planificată	799	1328	1426	1595
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1070	1083	1067	1121
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1461	1461
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	14012	11367	13998	14894
8	Consum intern net la varful de sarcina	8114	8330	8890	9750
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	5898	3037	5108	5145
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-745	-800	-1200	-1200

În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 14% în 2016, dar apoi, după punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă, a CHEAP Tarnița și a unor grupuri termoelectrice mari, crește, astfel încât se asigură valori în jur de 20%.

Tabelul 9.5.2 include estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile 2016-2020-2025, în *Scenariul Favorabil* de variație a consumului și *Scenariul „verde”* de evoluție a capacităților de producere.

Tabelul 9.5.2. Adecvanta parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum / Scenariul „verde” capacitați

					MW
	Putere netă în SEN	decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe huila	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	7150	8100
	• eoliene	2451	3300	4500	5000
	• fotovoltaice	565	2000	2200	2500
	• biomasa	49	150	450	600
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	20082	21555	25899	27982
6	Putere indisponibilă totala	6070	10219	11823	12933
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7708	8371
	• Putere in reparatie planificată	799	1328	1430	1603
	• Putere in reparatie accidentală (după avarie)	1070	1113	1134	1258
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1551	1701
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	14012	11337	14076	15049
8	Consum intern net la varful de sarcina	8114	8565	9450	10940
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	5898	2772	4626	4109
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-745	-800	-1200	-1200

În acest scenariu, excedentul de putere netă disponibilă în sistem crește de la 13% în 2016 până la 18% în anul 2020 și respectiv până la 15% în 2025, când este cea mai mare penetrare a resurselor regenerabile.

Proгноza adecvanței a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea ponderii puterii indisponibile, ca o consecință a specificului funcționării acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în cursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvanței este neapărat necesară și existența unui anumit volum de putere în centrale care să asigure durată de utilizare mică a puterii de vârf și controlabilitate corespunzătoare a parcului de producție în ansamblu.

Integrarea CEE și CEF în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență și pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor vitezei vântului, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcina parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Este deci necesară instalarea în sistem de centrale de vârf, deoarece acest mod de funcționare are implicații negative asupra costurilor de producție și duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în bază.

Analiza flexibilității parcului intern de producție și a disponibilității la import a sistemelor vecine a arătat că puterea instalată în CEE acceptabilă din punct de vedere al capacității de

echilibrare a balanței producție-consum fără a periclita siguranța sistemului, pentru structura existentă și prognozată pe termen mediu a parcului de producție, este de ordinul 3000 MW (asociat cu instalarea de capacități de stocare a energiei, cum ar fi CHEAP de mare putere). Această concluzie a fost luată în considerare la elaborarea scenariilor de dimensionare rațională a rețelei.

9.6. Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – cazuri analizate pentru verificarea adecvanței RET

Deoarece rețeaua de transport este descărcată și diferențele între scenariile de consum considerate se distribuie pe toată suprafața țării, s-a constatat că aceste diferențe nu influențează semnificativ soluțiile de dezvoltare a rețelei. Pornind de la această concluzie, analizele de regim s-au aprofundat pe scenariul de referință de consum.

Datorită volumului mare de putere concentrat în centrale, modificarea ipotezelor privind puterea instalată și participarea la acoperirea sarcinii poate conduce la modificări importante în regimul de funcționare a rețelei și la necesități de dezvoltare diferite. Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluția parcului de producție, s-a acordat o atenție deosebită elaborării unui număr suficient de cazuri de studiu, urmărindu-se reflectarea adecvată a regimurilor la care va trebui să facă față rețeaua în situații de funcționare care pot fi considerate normale.

Cea mai mare parte a cazurilor analizate au pornit de la scenariul de referință privind evoluția parcului de producție. Cazurile de studiu au fost construite atât pentru palierele de vârf, cât și de gol, considerând anumite ipoteze privind capacitățile de producție instalate și participarea acestora la acoperirea sarcinii.

Pentru analizele de modelare a pieței s-au considerat scenariile de evoluție a prețului combustibililor, respectiv a costului emisiilor de CO₂, similare celor utilizate la nivelul ENTSO-E pentru TYNDP2014.

	Pretul combustibililor (€/Net GJ)		
	2020	2025	
	scenariul de referință / verde	scenariul de referință	scenariul verde
Lignit	0.44	0.44	0.44
Huila	2.80	3.12	2.49
Gaze naturale	7.99	9.06	7.95
Pacura	9.88	11.63	9.88

Costul emisiilor de CO ₂ (€/ton)		
2020	2025	
scenariul de referință / verde	scenariul de referință	scenariul verde
93	31	93

În Anexa C3 (**nu se publică**) sunt prezentate încărcările nete ale centralelor din SEN pentru acoperirea cererii (consum+sold), în cazul de bază corespunzător regimului mediu de bază (RMB) la palierele caracteristice, în anii de referință.

În regimurile medii de bază (RMB) estimarea producției în centralele electrice eoliene și fotovoltaice s-a realizat pe baza profilării orare disponibile în baza de date climatice ENTSO-E PECD (Pan-European Climate Database) - ce cuprinde măsurători simultane realizate în țările europene în ultimii 14 ani, în etapele de timp analizate, localizate conform soluțiilor de racordare precizate în contractele și avizele tehnice de racordare.

Pornind de la cazul corespunzător regimului mediu de bază, s-au construit cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față – Regimurile de Dimensionare (RD – pentru metodologie vezi Anexa A).

Având în vedere numărul mare de proiecte de centrale bazate pe surse regenerabile de energie pentru care există solicitări de racordare, au fost studiate:

- numeroase variante privind localizarea și încărcarea centralelor bazate pe surse regenerabile de energie;
- scenarii suplimentare cu puteri mai mari instalate în CEE, CEF și biomasă, conform solicitărilor care au contracte/ avize tehnice de racordare, în diferite locații.

În scenariile analizate au fost, de asemenea, considerate mai multe ipoteze de localizare a unor grupuri termoelectrice noi.

10. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă

Pentru a evalua adecvanța RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normati, prin efectuarea de calcule de regim staționar, stabilitate statică, stabilitate dinamică și evaluarea curenților de scurtcircuit. Sunt calculați și indicatorii de fiabilitate pe barele stațiilor electrice din RET.

Calcululele și analizele se realizează pentru scenariul de bază și pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluția consumului, componența parcului de producție la diferite orizonturi de timp și încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului și soldului de schimb cu sistemele vecine.

Rețeaua funcționează în prezent cu un grad scăzut de încărcare. În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale țării și odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest și de est, rețeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată și nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate și cerințele din Standardul de performanță al serviciilor de transport și de sistem.

Pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [v. Bibliografie], care au verificat încadrarea regimurilor de funcționare a RET în condițiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staționare, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, regimurile de scurtcircuit.

De asemenea, au fost avute în vedere concluziile studiilor de soluție de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET privind racordarea unor centrale noi și proiectele de creștere a capacității de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de rețea vecini.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

- încărcarea elementelor RET (linii, transformatoare, autotransformatoare) în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune ;
- nivelul de tensiune în nodurile RET în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune și gradul de compensare a puterii reactive;
- nivelul pierderilor de putere activă în RET;
- nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
- stabilitatea statică și tranzitorie.

Calcululele s-au efectuat pe modele ale sistemului corespunzând scenariilor de evoluție a SEN considerate pentru perspectiva de cinci și zece ani, în scopul verificării adecvării rețelei și identificării necesității dezvoltării acesteia.

În ceea ce privește CEE, CEF și biomasă noi, având în vedere numărul mare de solicitări, s-au modelat în funcțiune prioritar cele având PIF realizat sau contract de racordare, dar s-au efectuat și calcule suplimentare, pentru identificarea soluțiilor de racordare luând în considerare și centrale bazate pe surse regenerabile de energie având ATR.

Calcululele de verificare a dimensionării RET s-au efectuat, pentru regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, conform PE 026/92 (Normativ privind principiile, criteriile și metodele pentru fundamentarea strategiei de dezvoltare a SEN), considerând funcționarea interconectată sincron cu sistemul european continental.

10.1. Analiza regimurilor staționare

În regimul mediu de bază (RMB) cu N și N-1 elemente în funcțiune, nu s-au semnalat suprasarcini și nici depășiri ale benzilor admisibile de tensiune.

S-au efectuat verificări ale regimului staționar de funcționare a RET în regimurile de dimensionare (RD), prin calcule cu N și N-1 elemente de rețea în funcțiune. Pentru evacuarea puterii din CNE Cernavodă s-au verificat și regimurile cu N-2 elemente în funcțiune.

10.1.1. Analiza zonei Dobrogea s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, cu o putere instalată în CEE conform scenariului de referință, față de care s-au introdus următoarele modificări: CEE în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 70% Pinstalat, iar CEE din Moldova s-au considerat cu o producție de cca. 350 MW.

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-a considerat intrarea în funcțiune a două unități suplimentare de 1330 MW (de la orizontul de Termen mediu); (LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit racordat intrare-ieșire în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA 220 kV Stâlpu-Teleajen-Brazi Vest sunt considerate în funcțiune);
- în CET Galați s-a considerat un grup nou de 40 MW pe gaze pe ciclu combinat (de la orizontul de Termen Mediu);
- CEF în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

În regimul cu N elemente în funcțiune, se constată faptul că nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzii admisibile de tensiune.

În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune la GNV nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Filești – Barboși - Focșani și respectiv pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni la deconectarea LEA 400kV Smârdan - Independența – Gutinaș. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș-Smârdan cu un circuit echipat.

Este deci necesară, întărirea capacității de transport a rețelei pentru evacuarea puterii spre centrele de consum și stocare.

Necesități de întărire a RET, corelat cu evoluția parcului de producție în Dobrogea

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permită eliminarea congestiilor pe direcțiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producție din estul țării și centrele de consum și stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport :

1. culoarul N-S de legătură a între Dobrogea și Moldova;
2. culoarul E-V de legătură între Dobrogea și București + zona limitrofă;
3. culoarul E-V de legătură între Moldova și SEN spre vest.

Analizele de sistem au stabilit ca soluții tehnice de întărire a acestor culoare următoarele linii:

- Racordarea în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobrudja și Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stațiile 400 kV Rahmanu și Stupina;
- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș (inițial cu un circuit echipat);
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit racordat intrare-ieșire în stația Gura Ialomiței și cu trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA Stâlp-Teleajen-Brazi Vest, care a fost construită cu gabarit de 400 kV, dar funcționează la 220 kV;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Pentru întărirea culoarului de legătură între Dobrogea și zona municipiului București, soluția cu LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp și trecerea la 400 kV a LEA Stâlp-Teleajen-Brazi Vest rezolvă și satisfacerea criteriului N-2 la evacuarea puterii din CNE Cernavodă ca urmare a instalării unităților 3 și 4, fiind adecvate totodată și evacuării unor CEE și CHE preconizate în zona Vrancea și a centralei OMV Brazi (893 MW).

În ceea ce privește întărirea culoarului de legătură între Moldova și SEN spre vest, soluția de construire a LEA 400 kV Suceava – Gădălin corespunde și ca proiect corelat cu creșterea capacității de interconexiune cu Republica Moldova (ex.: prin LEA 400 kV Suceava – Bălți).

Valorile limită ale capacității de transfer a RET depind de distribuția în teritoriu a producției. Astfel, pentru evacuarea, la VSI, a unei puteri de circa 350MW produse în CEE în Moldova, menținând în funcțiune la puterea maximă disponibilă a CHE din Moldova, considerând în funcțiune cele patru unități nucleare la Cernavodă, puterea produsă în CEE din Dobrogea nu poate depăși 2200MW. Puterea generată admisibilă în CEE din est, cu LEA 400 kV d.c. Cernavodă –Gura Ialomiței - Stâlp și cu trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest, în funcțiune, rezultă în acest caz în jur de 2550MW (2200MW în Dobrogea și 350MW în Moldova). Limitarea apare pe LEA 220kV Stejaru-Gheorghieni, la deconectarea LEA 400 kV Gutinaș - Brașov la palierul VSI.

Pe termen mediu, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipoteza unui export în Republica Moldova de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea și cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, în ipoteza cu producție în CEE în zona Dobrogea:

- În regimul cu N elemente în funcțiune, se constată faptul că nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzii admisibile de tensiune, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET / RED.
- În regimurile cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune la VSI și GNV nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Filești – Barboși - Focșani la deconectarea LEA 400kV Smârdan (Independența) – Gutinaș. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș-Smârdan cu un circuit echipat.

Suplimentar, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipotezele fără producția CEE din zona Dobrogea și cu un export în Republica Moldova de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești:

- În regimul cu N și N-1 elemente în funcțiune, se constată faptul că nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzii admisibile de tensiune, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET / RED.

Termen lung

Analiza regimurilor de funcționare pentru orizont de timp de 10 ani, în care se consideră creșterea puterii instalate în centralele din Dobrogea și Moldova, în special prin instalarea unor noi centrale bazate pe surse regenerabile de energie (eoliene și fotovoltaice), s-a realizat în condițiile **considerării în funcțiune a celor trei linii de 400 kV menționate** mai sus.

În regimul cu N elemente în funcțiune, se constată faptul că nu există nici o depășire a curenților admisibili sau a benzii admisibile de tensiune.

Criteriile obligatorii N-1 și N-2 elemente în funcțiune sunt respectate în toate scenariile de producție analizate, la palierul VSI. La palierul GNV rezultă necesară reconducătorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni la deconectarea LEA 400kV Gădălin – Suceava.

De asemenea, din calculele de regim a rezultat necesară LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord, care va crește siguranța alimentării consumatorilor din zona Constanța și litoral și din Tulcea și a evacuării producției din zonă. Întăririle propuse au fost verificate în regimuri de N și N-1 elemente în funcțiune.

Pe termen lung, în regimurile de dimensionare analizate, în ipoteza funcționării simultane cu centralele eoliene din estul țării, s-a simulat un export de 1300 MW în Republica Moldova: 600 MW din stația 400 kV Isaccea și 700 MW din stația 400 kV Suceava:

- La palierul VSI, din analiza zonei excedentare Dobrogea și Moldova, în condiții de export rezultă necesitatea creșterii capacității TR 400/110 kV Bacău (la deconectarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău). Până la realizarea acestei întăriri de rețea ar fi necesară deconectarea puterii evacuate de CEE din stația 110kV Bacău Sud (de la 121MW, reprezentând 70% din 173MW).
- La palierul GNV, din analiza zonei excedentare Dobrogea și Moldova rezultă necesitatea reconducătorării LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava, montarea unui TR 400/110 kV Bacău de capacitate mărită și al 2-lea AT 200 MVA, 220/110 kV în stația Suceava.

Suplimentar, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipotezele fără producția CEE din zona Dobrogea și Moldova și un export în Republica Moldova de 1300 MW: 600 MW din stația 400 kV Isaccea și 700 MW din stația 400 kV Suceava:

- Verificarea criteriului N-1 elemente în funcțiune la palierul VSI și GNV a evidențiat că nu apar necesități de întăriri de rețea suplimentare, dar pentru obținerea unor regimuri convergente cu tensiuni admisibile, în cazul deconectării uneia dintre LEA 400 kV de pe tronsonul Gădălin-Suceava-Roman-Bacău-Gutinaș, este necesară montarea unor surse de putere reactivă în stația Suceava.

Analiza de scenarii a evidențiat că întăririle RET identificate pentru etapa TM, la care se adaugă continuarea LEA 400 kV Cernavodă-Stâlpu până în Brașov, sunt suficiente.

10.1.2 Analiza zonei Moldova

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Moldova considerată deficitară s-a considerat producția din CET Iași și din CHE din zonă, oprită, iar CEE au fost încărcate la circa 50 MW în zona Moldova.

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-a considerat intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 (de la orizontul de Termen Mediu); (LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit racordat intrare-ieșire în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest sunt considerate în funcțiune);
- pe platforma Galați s-a considerat un grup nou de 40 MW pe gaze cu ciclu combinat (de la orizontul de Termen Mediu);
- CEF în zona Moldova au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

În regim cu N și $(N-1)$ elemente în funcțiune:

- la VSI și GNV nu apar depășiri de capacitate sau ale benzii de tensiune.

Verificarea criteriului $(N-2)$ elemente în funcțiune:

- a evidențiat ca puncte slabe nodurile 220 kV Suceava și Târgoviște, la VSI; îndeplinirea cerințelor de funcționare în domeniul admisibil impune deconectarea AT 200 MVA, 220/110 kV din stația Suceava iar pentru nodul 220 kV Târgoviște redispecerizarea centralelor din zonele apropiate acestui nod.

Termen lung

În regim cu N elemente în funcțiune:

- la VSI și GNV nu apar suprasarcini de capacitate sau ale limitelor de tensiune;

În regimuri cu $(N-1)$ și $(N-2)$ elemente în funcțiune:

- din analiza zonei deficitare Moldova, la palierul VSI, considerând cea mai mare centrală termoelectrică din zonă CET Iași oprită dar și CHE din zonă oprite rezultă necesitatea montării celui de al treilea AT 400/220 kV în stația Gutinaș și a celui de al doilea TR 400/110 kV în stația Suceava. De asemenea apar regimuri divergente în zona 220 kV Gutinaș-Banca-FAI-Munteni datorate căderilor mari de tensiune. Pentru evitarea acestor situații este necesară menținerea în funcțiune a cel puțin unui grup în CET Iași și a nivelului de CHE la minim 205 MW în zonă.

10.1.3 Analiza zonei de Sud-Vest

Verificarea dimensionării s-a efectuat pentru un regim care, pornind de la RMB, a luat în considerare suplimentar CHE din zonă la puterea maxim disponibilă, CEE din zonă (conform declarațiilor de intenție ale părților interesate - putere instalată de cca. 320 MW) cu o producție 70% Pi (față de 30% Pi în RMB) și cu CTE Rovinari la maximum. CEF în zona de Sud-Vest au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Analizele s-au efectuat considerând finalizate LEA 400 kV nouă Porțile de Fier – Reșița, stația de 400/220 kV Reșița și LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo, la care se adaugă pe termen lung trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Arad.

Pe termen mediu, la N-1 elemente în funcțiune apar:

- depășiri de capacitate pe AT 400/220kV Porțile de Fier la declanșarea unuia din cele trei în funcțiune, în regim maxim de funcționare a amenajării CHE Porțile de Fier;
- pentru evacuarea puterii produse de CHE Porțile de Fier 2 apar depășiri de capacitate pe AT 200 MVA, 220/110 kV Ostrovu Mare, la declanșarea celui alt; soluționarea acestei situații se poate realiza prin reconfigurarea rețelei de 110 kV din zonă.

Pe termen lung, la N-1 elemente în funcțiune apar:

- depășiri de capacitate pe AT 400/220kV Porțile de Fier la declanșarea unuia din cele trei în funcțiune, în regim maxim de funcționare a amenajării CHE Porțile de Fier;
- depășiri de capacitate pe AT 200 MVA, 220/110 kV Ostrovu Mare, la declanșarea celui alt;
- la VDV apar suplimentar suprasarcini pe liniile de 220kV din zona Urechești – Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat la numeroase contingente (majoritatea regimurilor cu N-1 și N-2 elemente în funcțiune) având în vedere încărcarea la limită din regimul cu N elemente în funcțiune a LEA 220 kV Hășdat – Baru Mare.

La etapele analizate, din regimul de dimensionare a rezultat:

- necesitatea unui al patrulea AT 400/220kV, 500MVA în stația Porțile de Fier sau racordarea la 400 kV a două grupuri din CHE Porțile de Fier I racordate în prezent la 220 kV;
- trecerea la 400 kV a LEA 220kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord

Analiza a avut în vedere punerea în funcțiune, în etapa de termen lung, a CHEAP Tarnița Lăpușești 1000 MW, cu funcționare în regim de sursă și de pompaj.

Rezultatele analizei au confirmat că, în regimurile cu N și (N-1) elemente în funcțiune racordarea CHEAP Tarnița Lăpușești prin:

- LEA 400kV d.c. Mintia-Tarnița;
- LEA 400kV d.c. Gădălin-Tarnița,

este corespunzătoare.

Din analiza zonei deficitare Transilvania de Nord, pe termen lung, în scenariile în care nu sunt în funcțiune CTE Iernut și CET Fântânele și se înregistrează o hidraulicitate scăzută, astfel

că CHE din Transilvania de Nord sunt oprite, rezultă că nu este satisfăcut criteriul N-1, capacitatea transformatoarelor de injecție de la 400 kV spre 220 sau 110 kV fiind insuficientă. Aceste congestii se pot elimina prin instalarea a 1-2 transformatoare suplimentare în stațiile Cluj Est / Iernut.

Suplimentar s-a realizat o analiză pe termen lung a zonei deficitare Transilvania de Nord, în scenariile în care nu sunt în funcțiune CTE Iernut și CET Fântânele și CHE din Transilvania de Nord sunt oprite, cu producția/consumul zero în CHEAP Tarnița Lăpușești iar LEA 400 kV d.c. Tarnița - Mintia și LEA 400 kV d.c. Tarnița – Gădălin sunt deconectate. Nu a rezultat necesitatea unei întăriri suplimentare de rețea, față de cele menționate anterior. Dacă s-ar considera în funcțiune CHE din zona Transilvania de Nord (în afară de CHEAP Tarnița Lăpușești) este suficientă doar instalarea unui AT nou 400 MVA 400/220 kV în stația Iernut.

10.1.5 Analiza pentru zona Transilvania, Moldova, Crișana, Maramureș, Banatul de Nord denumită secțiunea Nord-Sud

Ca urmare a distribuției în teritoriu a producției provenite din centralele electrice fotovoltaice (CEF) s-a analizat pe termen lung, pentru palierele VDV și GNV, un regim de dimensionare pentru secțiunea deficitară Nord-Sud. Suplimentar prevederilor de oprire a celei mai mari surse din zonă au fost oprite/reduce și centrale din secțiunea Nord-Sud deficitară: CHE, biomasă, CEE și CFE. S-a obținut astfel un regim foarte sever care necesită ca în cele două zone deficitare (S4 și S5) să se injecteze putere din zonele excedentare din sudul țării (Dobrogea și Oltenia). CEF secțiunea Nord-Sud au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Pe termen lung, la N-1 elemente în funcțiune apar:

- La VDV încărcarea aproape de limita admisibilă a axului 220 kV Tg. Jiu – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat la avaria LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița.
- La GNV considerând CHEAP Tarnița Lăpușești în regim de pompă 1000 MW, la deconectare LEA 400 kV Suceava-Roman și LEA 400 kV Bacău-Roman tensiunea din stațiile 400 kV Suceava și Roman scade sub nivelul admisibil de tensiune. La conectarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin aceste depășiri ale nivelului de tensiune nu mai apar.

Din analiza suplimentară efectuată pentru zona deficitară Nord-Sud, în aceleași ipoteze ca cele menționate mai sus dar cu producția/consumul zero în CHEAP Tarnița Lăpușești iar LEA 400 kV d.c. Tarnița - Mintia și LEA 400 kV d.c. Tarnița – Gădălin considerate deconectate, nu a rezultat necesitatea unei întăriri suplimentare de rețea.

10.1.6 Analiza privind alimentarea municipiului București

În prezent, ca urmare a condițiilor specifice de dezvoltare economică în zona metropolitană București se constată o creștere a consumului de energie electrică mai ridicată decât media pe țară. Această tendință se prognozează că se va menține și pentru perioada următoare.

Siguranța alimentării consumatorilor scade vara, deoarece atunci au loc opririle totale pentru revizii anuale în centralele cu termoficare din oraș.

Având în vedere și alte aspecte specifice ale zonei: lipsa terenului disponibil pentru lucrări de dezvoltare și prețul extrem de ridicat al acestuia, concentrarea foarte mare a consumului, consumatori cu un grad ridicat de sensibilitate la întreruperi în alimentare, număr ridicat de cabluri respectiv probleme cu volumul energiei reactive etc., casări ale grupurilor generatoare, dezvoltarea parcului de producție din Dobrogea, având drept consecință creșterea fluxurilor de putere care tranzitează stațiile care alimentează orașul București, în această zonă este necesară realizarea unor proiecte de întărire / dezvoltare a RET-RED.

Au rezultat necesare realizarea unor noi injectii de putere din RET spre rețeaua de distribuție a orașului București și întărirea rețelei de distribuție astfel încât să fie posibilă preluarea consumului de pe o zonă pe alta. Se vor evita, astfel, situații în care, chiar la funcționarea în schema normală, nu se va putea asigura respectarea criteriului N-1 nici prin managementul congestiilor, din cauza puterii disponibile reduse din centralele din zonă (ținând cont de programele de opriri totale pentru termoficare în sezonul de vară).

Soluțiile de dezvoltare a RET în perspectivă sunt:

- Recondutorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni;
- Înlocuirea T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni.
- Realizarea unor injectii de 400 kV în zona Metropolitană București corelat cu evoluția consumului.

10.2. Gradul de încărcare a elementelor RET

În regimurile staționare medii de bază, fluxurile de putere pe elementele RET se situează sub limitele termice. Gradul de utilizare a RET este scăzut în RMB față de capacitatea de transport la limită termică a elementelor componente.

Trebuie avut în vedere, însă, faptul că, în exploatare, regimurile de funcționare se pot îndepărta semnificativ de RMB, ca urmare a modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

De asemenea, este obligatorie o rezervă, deoarece elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina suplimentară, în cazul declanșării oricărui element din SEN: linie, transformator, grup sau consumator.

În anexa G – se prezintă încărcările elementelor RET în regimurile medii de bază la palierele VSI, GNV, VDV pentru orizonturile de prognoză pe termen mediu și lung.

10.3. Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive

Din studiile efectuate, a rezultat faptul că valorile tensiunilor în noduri se înscriu în limitele normate conform Codului Tehnic al RET și cuprinse în Tabelul 10.3.

Tabelul 10.3 [kV]

Tens. nominală	Marja de variație normată
750	735-765
400	380-420
220	198-242

Verificările efectuate pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune la VSI și GNV au evidențiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

Studiul dedicat analizei pe termen mediu a capacității de reglaj al tensiunii [16] nu a indicat necesitatea unor noi instalații în RET pe termen mediu.

10.4. Pierderi de putere în RET, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină

Valorile obținute din calcule pentru pierderile de putere activă, în regimuri medii de bază cu toate elementele de rețea în funcțiune, la palierele caracteristice de sarcină, au rezultat între 100-250 MW.

Pierderile în diferite regimuri de funcționare pot varia mult față de cele calculate pentru regimurile medii, în special ca urmare a modificării încărcării centralelor. Astfel, în intervalele cu producție mare în CEE/CFE din Dobrogea sau/și Moldova, pierderile vor crește foarte mult, datorită concentrării producției departe de zonele principale de consum.

Pentru reducerea pierderilor în RET sunt avute în vedere următoarele măsuri:

- înlocuirea bobinelor de compensare uzate moral, cu pierderi mari;
- înlocuire unităților de transformare vechi, cu pierderi mari;
- utilizarea configurației și secțiunii optime a conductoarelor active la LEA 400 kV (ex.: trecerea de la 2x450 mm² la 3x300 mm² / 3x450 mm²) pentru reducerea pierderilor corona, respectiv pierderilor Joule;
- reducerea duratei de retragere din exploatare a elementelor de rețea.

10.5. Solicitățile la scurtcircuit

În conformitate cu PE 026, nivelurile curenților de scurtcircuit în rețelele de 400 kV, 220 kV și 110 kV, luate în considerare la dimensionarea instalațiilor energetice din SEN, sunt, de regulă, următoarele:

- la tensiunea de 400 kV: 31,5 – 50 kA (20 – 35 GVA);
- la tensiunea de 220 kV: până la 40 kA (15 GVA);
- la tensiunea de 110 kV: până la 40 kA (7,5 GVA).

Termen mediu

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - o Cernavodă 400 kV, $I_3 = 27,6$ kA;
 - o Portile de Fier 220 kV, $I_3 = 26,3$ kA;
 - o București Sud 110 kV, $I_3 = 35,6$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - o Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 39,2$ kA;
 - o Portile de Fier 220 kV, $I_1 = 38,1$ kA;
 - o Domnești 110 kV, $I_1 = 43,2$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - o Cernavodă 400 kV, $I_{2p} = 36,1$ kA;
 - o Portile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 37$ kA;
 - o Domnești 110 kV, $I_{2p} = 37,89$ kA.

Valorile curenților de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate. În urma acestei analize, pe termen mediu au fost estimate depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor din următoarele stații electrice:

- o București Sud 110 kV ($I_r = 31,5$ kA), $I_3 = 35,6$ kA, $I_1 = 35,3$ kA, $I_{2p} = 35,4$ kA;
- o Domnești 110 kV ($I_r = 31,5$ kA), $I_{2p} = 37,89$ kA, $I_1 = 43,2$ kA.

Termen lung

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - o Cernavodă 400 kV, $I_3 = 26,3$ kA;
 - o Porțile de Fier 220 kV, $I_3 = 25,6$ kA;
 - o Grozăvești 110 kV, $I_3 = 33,5$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - o Cernavodă 400 kV, $I_1 = 36,2$ kA;
 - o Porțile de Fier 220 kV, $I_1 = 37,6$ kA;

o Domnești 110 kV, $I_1 = 41,8$ kA.

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:

o Cernavodă 400 kV, $I_{2p} = 36,9$ kA;

o Porțile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 38,1$ kA;

o Domnești 110 kV, $I_{2p} = 36,8$ kA.

În urma comparației valorilor de scurtcircuit rezultate din calcul cu valorile curenților de rupere proprii echipamentelor electrice, au rezultat depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor din următoarele stații electrice:

o Domnești 110 kV ($I_r = 31,5$ kA), $I_3 = 33,5$ kA, $I_1 = 41,8$ kA, $I_{2p} = 36,8$ kA;

o Grozăvești 110 kV ($I_r = 31,5$ kA), $I_3 = 33,5$ kA, $I_1 = 38,7$ kA, $I_{2p} = 33,8$ kA.

În urma comparației valorilor de scurtcircuit calculate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor de comutație din stațiile electrice analizate, au fost reținute următoarele aspecte:

- Stația București Sud 110 kV, s-a considerat o valoare a curentului de rupere de 40 kA, o astfel de echipare fiind justificată din perspectiva curenților maximi de scurtcircuit atât pe termen mediu ($I_3 = 35,6$ kA, $I_1 = 35,3$ kA, $I_{2p} = 35,4$ kA), cât și pe termen lung ($I_3 = 33,2$ kA, $I_1 = 38,2$ kA, $I_{2p} = 33,1$ kA);
- Pentru stația Domnești 110 kV, s-a considerat o valoare a curentului de rupere de 40 kA, o astfel de echipare fiind justificată din perspectiva curenților maximi de scurtcircuit atât pe termen mediu ($I_{2p} = 37,89$ kA, $I_1 = 43,2$ kA) cât și pe termen lung ($I_1 = 41,8$ kA, $I_{2p} = 36,8$ kA). Cu toate acestea se remarcă faptul că atât pe termen mediu cât și pe termen lung este necesară funcționarea restricționată în stația 110 kV Domnești (cuple deschise), funcționarea în configurație – cuple închise – conducând la depășirea plafonului de 40 kA;
- Este necesară rețehnologizarea stației 110 kV Grozăvești, pe termen mediu și lung fiind depășită valoarea preconizată a curentului de rupere din această stație (31,5 kA).

10.6. Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate [4].

S-a analizat oportunitatea definirii unei secțiuni N-S, având în vedere creșterea semnificativă a ponderii producției în zona de sud a SEN. În acest scop s-a stabilit ca și secțiune critică, secțiunea cea mai slabă din SEN pe această direcție –S7– și s-a verificat criteriul de stabilitate.

Secțiunea S7 cuprinde zona de Nord a SEN (Transilvania + Moldova + Crișana + Maramureș + Banatul de Nord) și este delimitată de elementele RET precizate în Tabelul 10.6. Secțiunea conține în principal secțiunile caracteristice S4 și S5 care sunt secțiuni deficitare ceea ce conferă și secțiunii S7 același caracter deficitar.

Tabelul 10.6. – Secțiunea caracteristică S7

Secțiunea	Denumirea zonei	Elemente de interfață a secțiunii
S7	Secțiunea Nord – Sud (Transilvania+Moldova+ Crișana+Maramureș+ Banatul de Nord)	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
		LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș (linie nouă)
		LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest
		LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu
		LEA 400 kV Tântăreni (Arefu) - Sibiu
		LEA 220 kV sau 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălăz
		LEA 220 kV Târgu Jiu - Paroșeni
		LEA 400 kV Sandorfalva - Arad
		LEA 400 kV Bekescsaba - Nădab
		LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori
		LEA 110 kV Timișoara - Gătaia
		Cupla 110 kV Lugoj
		LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu
		LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu
		Cupla 110 kV Brădișor
		LEA 110 kV Făgăraș - Hoghiz
		Cupla 110 kV Hoghiz
		LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului
		LEA 110 kV Costieni – Rm Sărat
		Cupla 110 kV Liești
		LEA 110 kV Bârlad - Glăvănești

10.6.1. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen mediu

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen mediu, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 10.6.1.

Tabelul 10.6.1 – Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu – 2020
S1	Excedentar	1819
S2	Deficitar	68
S3	Excedentar	1705
S4	Deficitar	592
S5	Deficitar	524
S6	Excedentar	2229
S7	Deficitar	1230

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 1.1 - 1.7.

10.6.2. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen lung

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen lung, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 10.6.2:

Tabelul 10.6.2 – Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung - 2025
S1	Excedentar	2763*
S2	Deficitar	835*
S3	Excedentar	1094*
S4	Deficitar	661
S5	Deficitar	383**
S6	Excedentar	4585**
S7	Deficitar	1582

*) Pentru secțiunile S1, S2 și S3 s-a considerat regimul cu 0% Pi în CEE

**) Pentru secțiunile S5 și S6 s-a considerat regimul cu 70% Pi în CEE

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 2.1 - 2.7.

Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 10.7:

Tabelul 10.7 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile caracteristice

Tabelul 16.7 Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile carac...				
Secțiunea	Termen mediu 2020		Termen lung 2025	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	1356	713	1753	65
S2	3618	2930	1748	1476
S3	1780	1010	2895	2416
S4	534	345	723	140
S5	401	10	468	223
S6	1460	1046	760	1
S7	814	40	1113	367

Cu ajutorul datelor prezentate în Tabelul 10.7 pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staționar mediu de bază:

În cazul funcționării în configurație de durată N:

- La etapa 2020, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune (minim 401MW – S5 și maxim 3618MW – S2);

În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S3, S6) vor avea încărcări mai mari decât cele considerate în RMB, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

- La etapa 2025, toate secțiunile caracteristice (S1 - S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, cea mai mică fiind pentru secțiunea S5 – 468MW conform ipotezei că puterea generată în CEE este 70% din P_i , iar cea mai mare fiind pentru secțiunea S3 – 2895MW conform ipotezei că puterea generată în CEE este 0% din P_i ;

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

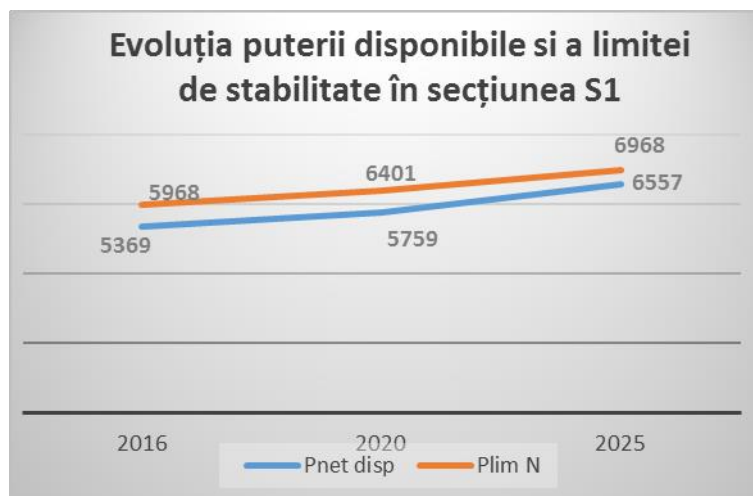
- La etapa 2020, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune (minim 10MW – S5 și maxim 2930MW – S2);

În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S3, S6) vor avea încărcări mai mari decât cele considerate în RMB, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

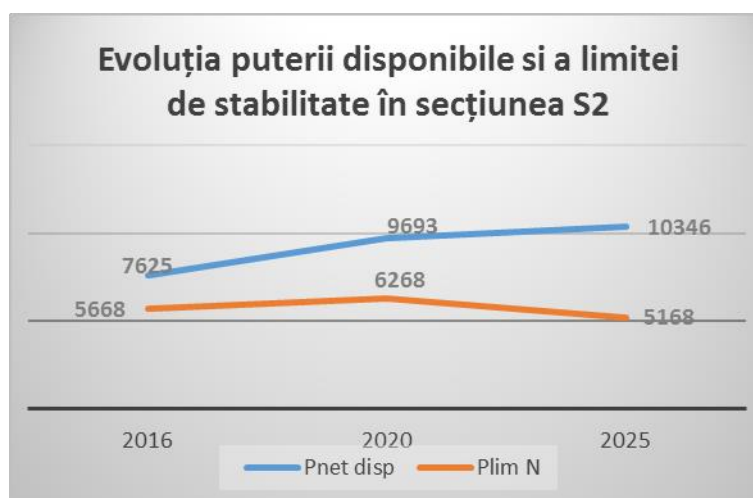
- La etapa 2025, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, cea mai mică fiind pentru secțiunea S6 - 1MW conform ipotezei că puterea generată în CEE este 70% din P_i și cea mai mare fiind pentru secțiunea S3 – 2416MW conform ipotezei că puterea generată în CEE este 0% din P_i .

Este important să fie avut în vedere faptul că rezervele de mai sus sunt calculate pentru un regim de calcul diferit de RMB, în care centralele electrice eoliene sunt încărcate la 0% din puterea instalată prognozată pentru secțiunile S1, S2, S3 și respectiv la 70% din puterea instalată prognozată pentru secțiunile S5, S6. În cazul în care centralele din zonele excedentare (ex.: delimitate de S1, S6) vor fi mai încărcate, rezervele suplimentare se diminuează, putând deveni chiar negative, ceea ce va impune aplicarea mecanismelor de management al congestiilor.

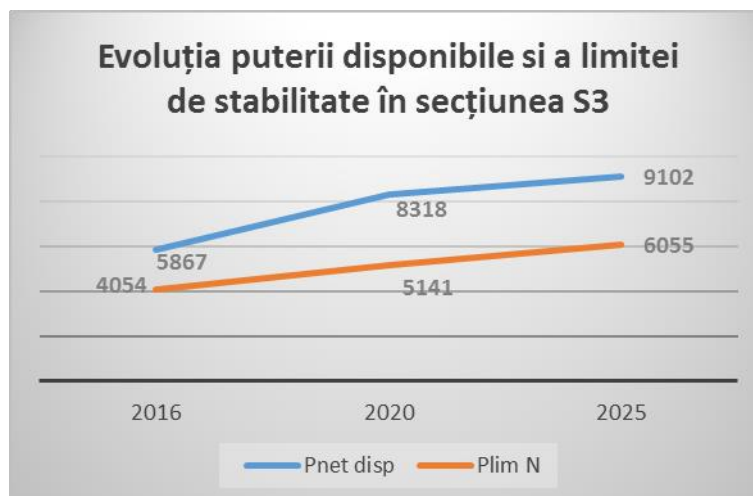
În figurile 10.1- 10.7 de mai jos, se prezintă evoluția puterii limită de stabilitate statică în secțiunile caracteristice corelat cu evoluția puterii nete disponibile.



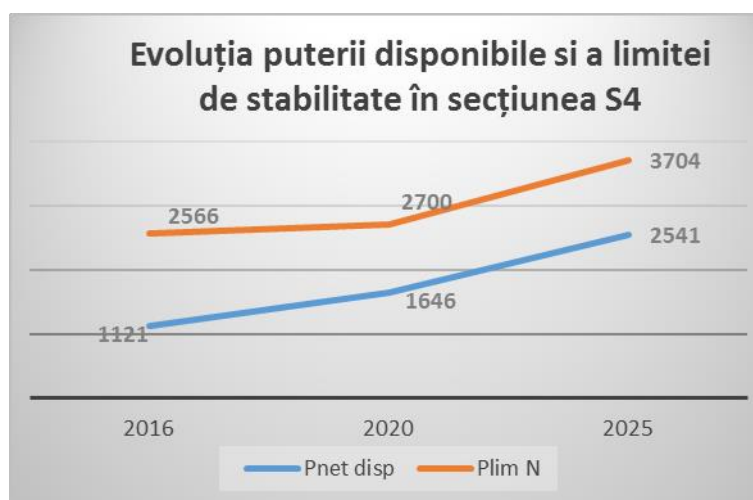
În secțiunea S1 excedentară, evoluția puterii nete disponibile în 2025 indică o creștere de aproximativ 22% față de 2016, în timp ce creșterea puterii limită de stabilitate statică a secțiunii este de cca. 17%. Aceasta se datorează lucrărilor de întărire a secțiunii la etapele 2020 și 2025 cu noile elemente ale RET: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo (Serbia), precum și a LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad.



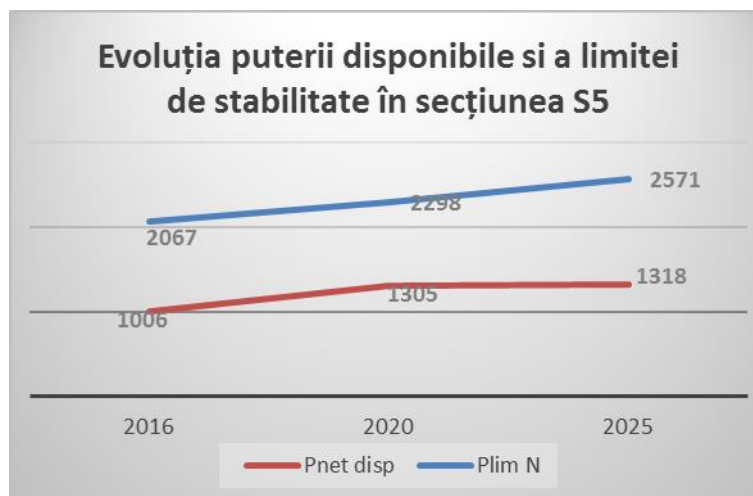
În secțiunea S2 deficitară, evoluția puterii nete disponibile are o variație pozitivă (creștere cu 36% în 2025) în timp ce evoluția puterii limită de stabilitate statică are o evoluție descendentă la etapa 2025 (scădere cu 10%) datorită creșterii consumului și limitării puterii generate a CEE ($P_g = 0\%P_i$).



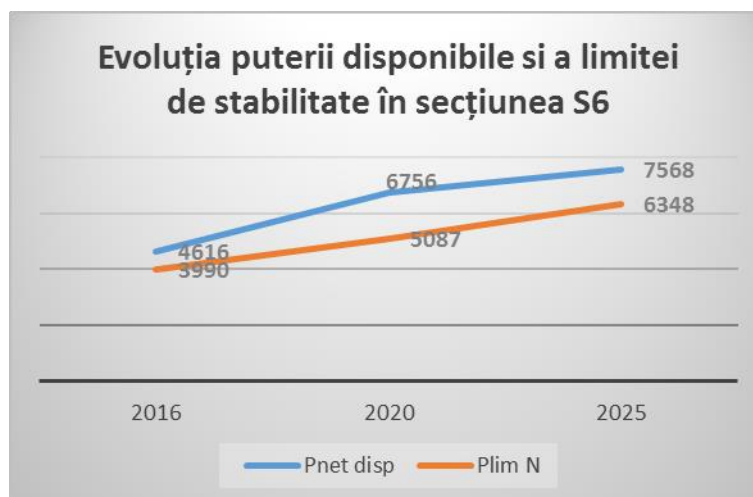
În secțiunea S3 excedentară se observă că la etapa 2025 puterea netă disponibilă și puterea limită de stabilitate statică au aproximativ aceeași variație față de etapa 2016. Aceasta se explică, la etapa 2025, prin lucrările de întărire a RET: LEA 400 kV d.c. (1circuit echipat) Smârdan – Gutinaș, LEA 400 kV Gădălin – Suceava, precum și a LEA 400 kV d.c. Stâlp – Brașov (1 circuit echipat), mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele, LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru.



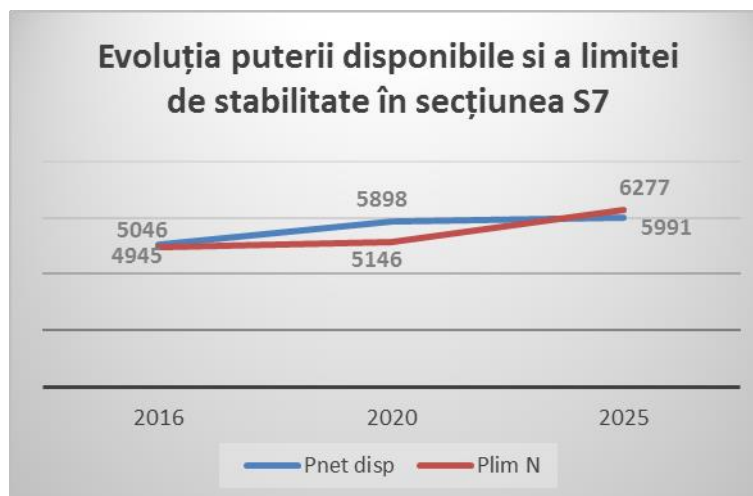
În secțiunea deficitară S4 evoluția puterii nete disponibile are o variație puternic ascendentă la etapa 2025, dublându-și valoarea față de etapa 2016. Puterea limită de stabilitate statică are o creștere la etapa 2025 față de etapa 2016 de 44 %. Creșterea semnificativă a puterii nete disponibile este în concordanță cu creșterea puterii limită în secțiune având în vedere lucrările de întărire a secțiunii S4 care apar la etapa 2025: LEA 400 kV Gădălin – Suceava, mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele.



În secțiunea S5 deficitară, puterea limită de stabilitate statică este superioară puterii nete disponibile și este în creștere la etapa 2025 cu 24% față de etapa 2016 și cu 12% față de 2020. Puterea netă disponibilă are o variație de 31% la etapa 2025 față de 2016 și de 1% față de 2020. Creșterea puterii limită de stabilitate statică se datorează apariției la etapa 2025 a LEA 400 kV d.c.(1circuit echipat) Smârdan – Gutinaș, a LEA 400 kV Gădălin – Suceava și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele și LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru.



În secțiunea S6 puterea netă disponibilă are o variație ascendentă (46%) la etapa 2020, și un ritm mai redus de creștere (12%) la etapa 2025. Puterea limită de stabilitate statică în secțiune are un ritm de creștere constant justificat prin măsurile de întărire a secțiunii S6 la etapele 2020 și 2025. Se menționează că puterea generată în CEE din zonă s-a considerat de 70% la etapa 2025 față de RMB la etapele 2016 și 2020.



În Secțiunea S7 deficitară, se observă o creștere a puterii nete disponibile la etapa 2020 de cca. 17% față de etapa 2016, careia îi corespunde doar o mică creștere a puterii limită statică (cca. 4%) în secțiune întrucât nu apar întăriri ale RET în zonă. La etapa 2025, deși puterea netă disponibilă rămâne aceeași, puterea limită de stabilitate statică în secțiune crește semnificativ (cca. 22%) datorită elementelor noi RET din zonă la această etapă: LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad, LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș, LEA 400 kV Gădălin – Suceava, LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat).

10.7. Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET

Având în vedere impactul major al calității instalațiilor de protecție asupra siguranței SEN, la un cost relativ mic (față de costul echipamentelor primare), CNTEE Transelectrica SA a adoptat ca strategie echiparea tuturor stațiilor cu sisteme moderne, performante, de comandă, control și protecție. Aceste sisteme se introduc atât cu prilejul rețehnologizării stațiilor de transport, cât și printr-un program special de modernizare aplicat în restul stațiilor. De asemenea, se utilizează teletransmisia pe liniile RET și, cu prilejul rețehnologizării stațiilor, se instalează întrerupătoare moderne, cu timpi mici de acționare. Aceste acțiuni conduc la îmbunătățirea stabilității tranzitorii în SEN.

Pentru identificarea situațiilor care impun măsuri pentru asigurarea stabilității tranzitorii, ca și pentru stabilirea reglajelor la protecții, se efectuează calcule dedicate, care iau în considerare caracteristicile exacte, la momentul respectiv, ale echipamentelor primare și secundare din stații și ale grupurilor instalate în sistem. Având în vedere incertitudinile legate de parcul de producție, ca și modificările etapizate în timp ale rețelei, calculele de verificare a stabilității tranzitorii, care identifică măsuri necesare (parametrizare protecții și automatizări, asigurare teletransmisii, stabilire set de parametri PSS la grupuri) se realizează la fiecare modificare de situație și periodic, cel puțin odată pe semestru. Conform Codului tehnic al RET, art. 132 a, verificarea RET din condiții de stabilitate tranzitorie se face pentru o perspectivă de până la cinci ani.

Pentru perspectiva de cinci și zece ani acoperită de Planul de dezvoltare, s-a realizat un set de calcule, cu scopul de a oferi o imagine asupra aspectelor semnificative ale funcționării sigure

și stabile a SEN și de a identifica eventuale probleme majore, a căror rezolvare trebuie pregătită din timp, prin analize mai exacte și detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilității tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staționare caracterizate prin rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat în calcule o durată acoperitoare de eliminare a defectelor - referință de lucru - de 200ms (semnificativ mai mare decât timpii reali). Pentru scurtcircuite pe barele centralelor, s-a utilizat un timp - referință de lucru - de eliminare a defectului, care ia în considerare timpul total cerut de toate acțiunile asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecții și automatizări, de 100ms. S-a ținut seama de faptul că declanșarea prin PDB în stație este transmisă ca declanșare directă prin teleprotecție în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanșare ($t = 100\text{ms}$).

Analiza stabilității tranzitorii – palierul VSI - 2016

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile potențial periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii (pentru anul 2016) în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 706,5 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 5 \times 330 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 4 \times 330 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 2 \times 100 \text{ MW} + 2 \times 200 \text{ MW} + 2 \times 69 \text{ MW (TG)}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 305 \text{ MW} + 1 \times 315 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 3 \times 210 \text{ MW}$;
- CTE Ișalnița, $P_i = 2 \times 315 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED). Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 10.8:

Tabelul 10.8 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2016

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	358	366	100	266	73	G3,G4
Turceni 400 kV	459	467	100	367	79	G3,G4,G5,G6,G7
Urechești 400 kV	436	444	100	344	77	G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 400 kV	311	319	100	219	69	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV A	233	241	100	141	59	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Portile de Fier 220 kV B	233	241	100	141	59	G1,G3,G4,G5

Mintia 400 kV	295	303	100	203	67	G3
Mintia 220 kV A	202	209	100	109	52	G3
Mintia 220 kV B	248	256	100	156	61	G5
Ișalnița 220 kV	186	194	100	94	48	G7
OMV Brazi 400 kV	389	397	100	297	75	G2
OMV Brazi 220 kV	420	428	100	328	76	G3
Iernut 220 kV	225	233	100	133	57	G5,G6
Iernut 400 kV	373	381	100	281	74	G5,G6

¹⁾ TCED – Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED – Durată eliminare defect, ³⁾ RS – Rezervă de stabilitate

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șase secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_8 \% = 5245 \text{ MW}$;
- Secțiunea S2, deficit, $P_8 \% = 4482 \text{ MW}$;
- Secțiunea S3, excedent, $P_8 \% = 3060 \text{ MW}$;
- Secțiunea S4, deficit, $P_8 \% = 1771 \text{ MW}$;
- Secțiunea S5, deficit, $P_8 \% = 1570 \text{ MW}$;
- Secțiunea S6, excedent, $P_8 \% = 3107 \text{ MW}$;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 404 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 398 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Analiza stabilității tranzitorii – palierul VSI - 2020

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii (pentru anul 2020) posibil a fi identificate în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 655 \text{ MW} + 648 \text{ MW} + 650 \text{ MW}$;
- CTE Turcenii, $P_i = 4 \times 330 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 4 \times 330 \text{ MW} + 500 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 2 \times 100 \text{ MW} + 2 \times 200 \text{ MW} + 6 \times 69 \text{ MW (TG)}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 305 \text{ MW} + 1 \times 315 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 235 \text{ MW} + 1 \times 225 \text{ MW} + 1 \times 400 \text{ MW (CC)}$;
- CTE Ișalnița, $P_i = 2 \times 315 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED).

Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 10.9:

Tabelul 10.9 – Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2020

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	412	420	100	320	76	G3,G4
Turcenii 400 kV	498	506	100	406	80	G4
Rovinarii 400 kV	373	381	100	281	74	G1
Porțile de Fier 400 kV	287	295	100	195	66	G2,G4,G6
Porțile de Fier 220 kV A	202	209	100	109	52	G2
Porțile de Fier 220 kVB	202	209	100	109	52	G2
Mintia 400 kV	334	342	100	266	73	G1
Mintia 220 kV A	217	233	100	133	57	G3
Mintia 220 kV B	256	264	100	141	59	G4
Ișalnița 220 kV	194	202	100	102	50	G2
OMV Brazi 400 kV	483	491	100	391	80	G2
OMV Brazi 220 kV	459	467	100	367	79	G3
Iernut 220 kV	233	241	100	141	59	G5,G6
Iernut 400 kV	358	366	100	266	73	G5,G6

¹⁾ TCED – Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED – Durată eliminare defect, ³⁾ RS – Rezervă de stabilitate

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șase secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_8 \% = 5863 \text{ MW}$;
- Secțiunea S2, deficit, $P_8 \% = 5081 \text{ MW}$;
- Secțiunea S3, excedent, $P_8 \% = 3062 \text{ MW}$;
- Secțiunea S4, deficit, $P_8 \% = 1668 \text{ MW}$;
- Secțiunea S5, deficit, $P_8 \% = 1710 \text{ MW}$;
- Secțiunea S6, excedent, $P_8 \% = 4187 \text{ MW}$;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 488 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 482 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

10.8. Concluzii privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă

Analiza regimurilor de funcționare a RET a identificat necesitatea întăririi acesteia, în vederea asigurării calității normate a serviciului în ipotezele de evoluție a SEN preconizate.

Necesități de întărire a RET, corelat cu evoluția parcului de producție în Dobrogea

Dezvoltarea rețelei trebuie să aibă în vedere soluții care să permită eliminarea congestiilor pe direcțiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producție din estul țării și centrele de consum și stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport:

1. culoarul N-S de legătură a între Dobrogea și Moldova;
2. culoarul E-V de legătură între Dobrogea și București + zona limitrofă;

3. culoarul E-V de legătură între Moldova și SEN spre vest.

Au fost identificate câteva proiecte posibile, a căror adecvare la scopul urmărit a fost verificată prin mai multe studii de sistem, în mai multe scenarii de evoluție a SEN pe termen mediu și lung:

- Racordare în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobrudja și Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stația 400 kV Rahmanu și Stupina;
- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp, cu un circuit racordat în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA funcționând la 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin;
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord; deoarece extinderea stației Constanța N nu este posibilă, se are în vedere și construirea în viitor a unei stații noi 400/110 kV, care va prelua o parte din consumul în creștere din zona litoralului Mării Negre și va permite racordarea de noi utilizatori;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni și LEA 220 kV Gheorghieni-Fântânele, prin înlocuirea conductoarelor.

Din analizele de stabilitate statică a rezultat că, pe termen mediu (cu racordare în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Rahman-Dobrudja și Stupina-Varna, cu LEA 400 kV d.c. Cernavodă –Gura Ialomiței-Stâlp și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest), diferența între puterea admisibilă și excedentul inițial al S6 (Dobrogea) este 1460MW pentru RMB. În RMB au fost considerate CEE cu producție de 384MW. Rezultă că, pentru respectarea condițiilor tehnice de funcționare (P_{adm} în secțiune) se impune ca puterea generată în CEE din zona analizată să nu depășească 1850 MW (55% din P_{instalată}), în condițiile în care toate cele patru unități nucleare sunt în funcțiune la putere maximă și CTE din secțiune sunt încărcate la 200MW.

Pe termen lung, diferența între puterea admisibilă și excedentul inițial al S6 (Dobrogea) a rezultat în studiu 760MW pentru rețeaua întărită cu:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța Nord.

În RMB au fost considerate CEE cu producție de 2926 MW reprezentând 70% din P_i. Rezultă că, din punct de vedere al stabilității statice, pentru respectarea condițiilor tehnice de funcționare (P_{adm} în secțiune) se impune ca puterea generată în CEE din zona analizată să nu depășească 3059 MW (73,2 % din P_{instalată}), în condițiile în care restul centralelor electrice din secțiune se consideră ca funcționând încărcate la capacitate maximă (3388 MW).

Necesități de întărire a RET, corelat cu insuficiența producției în zone deficitare

Din analizele de stabilitate statică rezultă că secțiunile S4 (Transilvania de N-V) și S5 (Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în secțiune atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secțiuni. În acest sens, întărirea rețelei electrice de transport prin

întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN este benefică în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5 cât și pentru secțiunea S3.

Au fost identificate și câteva zone cu probleme locale de siguranță a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecția din rețeaua de 400 kV spre rețeaua de tensiune inferioară (Iernut, Cluj, Brazi, Sibiu).

Necesități de întărire a RET, pentru creșterea capacității de schimb transfrontalier la granița de vest a țării și pentru transportul excedentului de producție din zona Porțile de Fier – Reșița spre centrele de consum

Pentru a asigura creșterea capacității de schimb cu Serbia și vestul Europei și evacuarea puterii din centralele eoliene și amenajările hidroelectrice din zona Porțile de Fier – Reșița, este necesară întărirea rețelei de transport pe axul de vest (Porțile de Fier-Reșița- Timișoara-Arad). Ca soluții de întărire a rețelei de transport, s-au identificat ca oportune următoarele investiții:

- LEA 400 kV Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- Stația 400 kV Reșița;
- mărirea capacității LEA 220kV d.c. Reșița-Timișoara-Arad prin trecerea la 400kV, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz;
- al patrulea AT 400/220kV, 500 MVA în stația Porțile de Fier sau racordarea la 400 kV a două grupuri din CHE Porțile de Fier I, racordate în prezent la 220 kV.

Necesități de întărire a RET, corelat cu scăderea producției și creșterea consumului în municipiul București

Pentru asigurarea alimentării în condiții de siguranță, pe termen mediu și lung, a municipiului București, a rezultat oportună realizarea unor noi injectii de putere din RET spre rețeaua de distribuție a orașului București și întărirea rețelei de distribuție astfel încât să fie posibilă preluarea consumului de pe o zonă pe alta. Din analize, au rezultat ca oportune următoarele proiecte:

- Recondutorarea LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni;
- Înlocuirea T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni.
- Realizarea unor injecții de 400 kV în zona Metropolitană București corelat cu evoluția consumului.

În cazul în care se vor realiza liniile de 400 kV București Sud – Grozăvești și Domnești – Grozăvești, este necesară retehnologizarea stației 110 kV Grozăvești pe termen lung fiind depășită valoarea curentului de rupere a echipamentului existent din această stație (31,5 kA). Se recomandă funcționarea în zona metropolitană București cu cuplele 110 kV deconectate.

În cadrul analizelor de stabilitate tranzitorie, s-au căutat situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată.

Analizele de stabilitate tranzitorie nu au pus în evidență potențiale situații periculoase.

Calculul indicatorilor nodali de siguranță arată următoarele:

- Retehnologizările de stații conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru acestea.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a renunțat la bara de transfer, îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate.

11. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

11.1. Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET

11.1.1. Aspecte generale privind activitatea de mentenanță—componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția CNTEE Transelectrica SA de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia.

Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează: planificarea activității, introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a activității.

PAM înglobează și menține toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță - asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea, actualizarea acestor documente, în funcție de necesități.

Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica SA în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice*.

În activitatea de mentenanță se respectă cerințele documentelor specifice, în special:

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat cu Ordinul ANRE nr. 35/2002;
- Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice - aprobat cu Ordinul ANRE nr.17/2007;
- NTE 010/2011/00 - „Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110 – 750 kV”;
- Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET – NTI–TEL–R–001–2007-03;
- Planul de dezvoltare a RET;
- Alte reglementări specifice.

Starea tehnică a instalațiilor RET se menține la un nivel corespunzător pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță, ca urmare a desfășurării în Companie a unui program riguros de *mentenanță* și a unui program susținut de *investiții* (*retehnologizare / modernizare, dezvoltare*) a instalațiilor RET.

Programele acțiunilor de mentenanță preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiții* (*retehnologizare / modernizare, dezvoltare*), atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice, pe baze științifice, prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții.

În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), luând în considerare tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc., se urmărește promovarea soluțiilor noi, de mentenanță a RET (alegerea tipului și modul de dimensionare a conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor de siguranță existente, tehnici de lucru sub tensiune - LST, tratarea on-line a izolației la unitățile de transformare pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare și evitarea costurilor cu congestiile și consumul propriu tehnologic etc).

Principii și obiective privind strategia de mentenanță în cadrul Transelectrica - S.A.

Noua abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele activității de mentenanță

➤ Obiectivele strategice generale:

1. Asigurarea disponibilității ridicate a instalațiilor RET;
2. Creșterea flexibilității în funcționare a RET;
3. Optimizarea costurilor;
4. Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței prin asigurarea unui nivel de pregătire a personalului conform cerințelor tehnice actuale;
5. Adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații / tehnologii și stabilirea necesarului de analize specifice aprofundate în domeniu.

➤ **Obiectivele strategice specifice** pentru activitatea de mentenanță (derivând din cele strategice generale) sunt:

- 1.1. reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale;
- 1.2. reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă - planificată (prin stabilirea, fundamentată pe diferite criterii, a frecvenței și conținutului acestora);
- 2.1. adoptarea de soluții pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare și evitarea congestiilor cu ajutorul tehnologiilor LST, utilizarea celulelor mobile și a stâlpilor de intervenție pentru provizorate etc.;

- 3.1. optimizarea mentenanței preventive, direcționată pe aplicarea unor tehnologii moderne de diagnosticare de tip inspecție multispectrală, termoviziune, cromatografie etc. și monitorizarea on-line a instalațiilor complexe noi;
- 3.2. reducerea costurilor cu mentenanța corectivă prin optimizarea stocurilor, în special de aparataj și piese de schimb;
- 3.3. monitorizarea acțiunilor de mentenanță în scopul scăderii numărului de defectări induse de mentenanță (creșterea calității acțiunilor);
- 3.4. reprofilarea pe acțiuni de mentenanță simple a personalului operațional din stații, pe măsură ce se introduc sistemele moderne de teleconducere, concomitent cu stabilirea și punerea în practică a unor structuri organizatorice de intervenție operativă în stațiile electrice, în scopul asigurării funcționării în siguranță a SEN;

- 4.1. monitorizarea pregătirii personalului sucursalelor privind activitatea de mentenanță;
- 4.2. stabilizarea forței de muncă specializate;

- 5.1. stabilirea acțiunilor de mentenanță și a tehnologiilor specifice pentru instalațiile rețehnologizate/modernizate.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanță sunt cuantificate printr-un **set de indicatori – KPI (Key Performance Indicators)**, care pot fi folosiți pentru monitorizarea performanțelor activității de mentenanță. De asemenea, acești indicatori pot fi utilizați și pentru o analiză a componentelor activității în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătățire.

Indicatorii sunt cuantificabili și pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la consecințele incidentelor care pot apărea în funcționarea RET sau la acțiunile de mentenanță planificată) și aspectele economice, după cum urmează :

1. Indicatori - KPI - tehnici:

- Indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- Energia nelivrată consumatorilor în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Intrerupere (AIT)

2. Indicatori - KPI - economici:

- Costurile de mentenanță.

Evoluția acestor indicatori evidențiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanță, în special pentru perioada următoare, în care urmează a se implementa și urmări aplicarea unei strategii de mentenanță actualizate.

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CNTEE „Transelectrica” - SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanță cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, securitate și sănătate ocupațională;

- Managementul stocurilor de mentenanță.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță s-a elaborat ca normă specifică internă, Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007-03).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, s-a creat o bază de date specifică pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță.

Inventarele ansamblurilor funcționale se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul stației electrice și al celei electrice, utilizându-se și un mod de codificare ierarhizat.

Sistemul de management al mentenanței este organizat pe baza acestor nomenclatoare și conține instrumentele necesare pregătirii, lansării și desfășurării acțiunilor de mentenanță, urmăririi cheltuielilor, gestionării aparaturii de rezervă.

Ansamblurilor funcționale din cadrul RET li se asociază informații pentru identificare, localizare, caracteristici tehnice și constructive, precum și informații privitoare la evenimentele (aleatoare și deterministe) necesare pentru crearea și menținerea unei baze de date tehnice unitare, utilizabilă în scopuri multiple, inclusiv în activitatea de mentenanță pentru alegerea, programarea și desfășurarea lucrărilor/serviciilor.

În CNTEE Transelectrica SA se efectuează, după caz, servicii/lucrări de mentenanță:

- corectivă - după detectarea defectării, incluzând toate acțiunile destinate repunerii unei instalații în starea care-i permite să-și îndeplinească funcția specificată;
- preventivă - profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradării, urmărindu-se obținerea unui echilibru corespunzător între aceste activități, în funcție de influența diferitelor categorii de ansambluri funcționale / sisteme, instalații, structuri, componente asupra obiectivelor propuse în cadrul RET:
 - ♦ siguranță în funcționare;
 - ♦ disponibilitate;
 - ♦ eficiență.

În cadrul programelor, serviciile / lucrările de mentenanță preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezintă gradul de complexitate al conținutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori / executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regulă inspecții tehnice și revizii tehnice).

Nivelurile 3 și 4 reprezintă lucrări de **mentenanță majoră** (de regulă reparații curente și capitale).

Mentenanța **preventivă** este bazată, după caz, pe:

➔ **timp** (în cazul mentenanței minore – inspecții, revizii tehnice), prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanță preventivă la

instalațiile și echipamentele din RET) în funcție de categoria lor, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcție de stare, respectiv, după caz, de condițiile locale, specifice și de importanță.

➔ **stare**, în funcție de condiția tehnică a echipamentelor / instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Fundamentarea programului de mentenanță se face în mod diferențiat pentru fiecare ansamblu funcțional, cu aplicarea principiilor de Mentenanță Bazată pe Fiabilitate – MBF (Reliability Centred Maintenance - RCM) - metodologie care poate servi și la orientarea unor propuneri asupra necesarului de noi investiții. În cadrul metodologiei se cuantifică și se conjugă rezultatele privind *starea tehnică* a ansamblurilor funcționale și *importanța* acestora din punct de vedere al siguranței în funcționare în cadrul SEN.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor / serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ține evidența costurilor / volumelor planificate și realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru și determinarea oportunității acțiunilor utilizând lucrul sub tensiune (LST) se analizează comparativ costurile, luând în considerare și componentele determinate de consumul propriu tehnologic și congestii.

În conformitate cu principiile și criteriile enunțate, implementarea strategiei de mentenanță și elaborarea Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii pași:

- Generarea și structurarea Programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare și a Programului anual de LST, corelat cu Programele anuale de mentenanță și investiții;
- Stabilirea bugetului de mentenanță, pe baza programelor întocmite;
- Achiziția și contractarea serviciilor / lucrărilor de mentenanță în conformitate cu legislația în vigoare și criterii de selecție riguroase proprii C.N.T.E.E. „Transelectrica”-SA;
- Derularea Programului de mentenanță la nivelul Sucursalelor de transport coordonate metodologic de către Direcția de profil din Executivul Companiei cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat și utilizând facilitățile oferite de pachetele software specializate;
- Actualizarea Programului de mentenanță având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a Programului de investiții și respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservește sub raportul mentenanței, dar se încadrează în mod unitar în strategia și conceptul de coordonare a mentenanței la nivelul CNTEE „Transelectrica”- SA.

Există și situații în care este necesară rectificarea după caz, a duratei/valorilor programului de mentenanță stabilit inițial, ca urmare a efectuării unor lucrări de mentenanță corectivă, în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de diverși factori, cum ar fi: apariția unor condiții meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente ale instalațiilor electrice degradarea fizică și morală a unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut pe parcursul derulării Programelor de mentenanță anuale și care au impus necesitatea suplimentării sau realocarea fondurilor prevăzute inițial, astfel:

- efectuarea inspecțiilor și reviziilor tehnice pe fondul creșterii tarifelor și prețurilor unitare pentru echipamentele din stațiile neretehnologizate / nemodernizate;
- intervenții în regim de urgență pentru rezolvarea situațiilor apărute accidental (înlocuiri de elemente sustrate la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, defrișare vegetație pentru întreținere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor, în special unități de transformare;
- efectuarea unor lucrări de înlocuire a izolației pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune, pentru reducerea timpilor de retragere din exploatare a instalațiilor electroenergetice și menținerea în stare normală de funcționare, tarifele pentru lucru sub tensiune fiind mai mari decât cele pentru lucrări efectuate cu retragerea instalațiilor din exploatare.

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN – apariția surselor regenerabile, cu precădere a celor eoliene – s-a constituit ca o provocare găsirea de soluții alternative de mentenanță, cum ar fi lucrul sub tensiune (LST) sau inspecțiile aeriene multispectrale ale LEA.

Criterii de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră/retehnologizare/modernizare în instalațiile existente

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de retehnologizare/ modernizare și mentenanță majoră, coroborat cu situația favorabilă (încărcări încă relativ reduse) preconizată în RET în următorii ani, justifică un efort investițional și financiar sporit în această perioadă, motivat și de menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice și standardele existente, respectiv de funcționarea interconectată cu sistemul european ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acțiunilor de retehnologizare / modernizare și mentenanță majoră, a fost realizată o analiză pe baza următoarelor criterii:

- Starea tehnică (vechimea instalațiilor)
- Importanța

În cadrul criteriului *Stare tehnică*, punctajele au fost acordate ținându-se seama de anul de PIF al stației.

În cadrul criteriului *Importanța* punctajele au fost acordate pe baza unei analize multicriteriale complexe care a avut în vedere impactul stației electrice respective asupra aspectelor semnificative ale funcționării SEN în condiții de siguranță: circulații de puteri în regimuri staționare, limitele de stabilitate statică în secțiunile caracteristice ale SEN, stabilitatea dinamică. S-au mai considerat și criterii de impact al instalațiilor: nivel de tensiune, asigurarea

serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanți, evacuare putere din centrale, interconexiune etc.

Analizele de sensibilitate elaborate pentru acest criteriu au demonstrat că punctajele obținute au un grad ridicat de stabilitate indiferent de valorile coeficienților de pondere utilizați.

Rezultatele în ordinea importanței sunt prezentate în Tabelul 11.1

Tabelul 11.1 - Importanța stațiilor electrice din RET

Nr.crt.	Stația	Importanța
1	Țânțăreni	92.1
2	Porțile de Fier	92.0
3	Urechești	80.8
4	Slatina 400	79.0
5	Arad	73.4
6	Cernavodă	73.1
7	Domnești	71.5
8	București-Sud	71.4
9	Sibiu Sud	66.1
10	Brasov	65.3
11	Smârdan	65.0
12	Roșiori	64.6
13	Mintia	63.7
14	Isaccea	61.1
15	Iernut	60.8
16	Brad	59.9
17	Gura Ialomiței	59.7
18	Brazi Vest	59.5
19	Lacu Sărat	59.0
20	Reșița	59.0
21	Constanța Nord	58.0
22	Alba Iulia	58.0
23	Craiova Nord	57.3
24	Gutinaș	55.5
25	Tariverde	55.0
26	Ișalnița	54.4
27	Pelicanu	53.2
28	Ungheni	53.2
29	Grădiște	53.1
30	Cluj Florești	51.6
31	Tulcea Vest	51.4
32	Timișoara	50.3
33	Gădălin	49.2
34	Hășdat	47.8
35	Oțelărie	47.8
36	Dârste	46.9

37	Baia Mare 3	46.4
38	Roman Nord	44.4
39	Cetate	44.2
40	Fundeni	44.0
41	Medgidia Sud	42.8
42	Tr.Măgurele	42.5
43	Arefu	42.1
44	Târgoviște	42.0
45	Stupărei	41.9
46	Râureni	41.8
47	Drăgănești	40.9
48	Sărdănești	40.8
49	Ghizdaru	40.7
50	Teleajen	40.6
51	Săcălaz	40.6
52	Paroșeni	40.5
53	F.A.I.	40.4
54	Baru Mare	40.3
55	Munteni	40.2
56	Focșani Vest	40.2
57	Bacău Sud	40.0
58	Fântânele	40.0
59	Barboși	39.8
60	Nădab	39.8
61	Pestiș	39.3
62	Gheorghieni	38.4
63	Cluj Est	38.3
64	Suceava	36.8
65	Oradea Sud	35.9
66	Filești	33.29
67	Tg.Jiu Nord	33.1
68	Dumbrava	32.1
69	Vetiș	31.9
70	Calafat	31.8
71	Iaz	29.7
72	Stâlp	28.3
73	Calea Aradului	28.1
74	Tihău	27.5
75	Câmpia Turzii	26.8
76	Pitești Sud	26.6
77	Sălaj	25.7
78	Tr.Severin Est	24.9
79	Mostiștea	21.6

11.1.2. Programul de mentenanță al instalațiilor RET (stații și linii electrice)

Stabilirea Programului de mentenanță de perspectivă se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acțiunile de mentenanță majoră se orientează, prioritar, la instalațiile de transport al energiei electrice care realizează :

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între stații electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere și creșterea capacității de transport).

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice se elaborează în corelare reciprocă și, de asemenea, așa cum s-a arătat cu privire la strategia de mentenanță, corelat cu Programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2016 ÷ 2025 ține seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice (vechimei) și al importanței, dar și de localizarea geografică a stațiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în stații situate în aceeași zonă geografică. Această cerință rezultă din obligația CNTEE “Transelectrica”- S.A. de a menține siguranța și continuitatea în funcționare a SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standard și de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în rețea. De asemenea, planificarea în același timp a mai multor lucrări în aceeași zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

În afara lucrărilor de mentenanță majoră, în instalațiile RET se mai prestează/ execută servicii/ lucrări strategice (servicii /lucrări de mentenanță preventivă minoră, de rutină, precum și speciale, cu impact deosebit asupra securității și siguranței în funcționare a instalațiilor - lucrări în tehnologii speciale, provizorate în cadrul proiectelor majore de mentenanță / investiții etc.).

Soluții tehnice moderne, inovative

Se are în vedere dezvoltarea tehnologiile de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN, în scopul creșterii capacității de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanță și diminuării pierderilor de putere în RET, ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatare a LEA și stațiilor.

Proiectele de mentenanță majoră pentru perioada 2016 ÷ 2025 sunt prezentate în tabelele 11.2 și 11.3 și în Anexele E-1 (nu se publică) și E-2 (nu se publică).

Tabel 11.2 Programul lucrărilor de mentenanță majoră pentru stațiile aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA - perioada 2016-2025

Nr. Crt.	TRANSPORT - STATII	Total estimat	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Lucrari de mentenanta majora (RK) in statiile 400 kV Bacau Sud si Roman Nord, restante in urma trecerii la 400 kV a axului 400 kV Gutinas - Bacau Sud - Roman Nord - Suceava											
2	Proiecte RC statii											
3	Proiecte RK, RC Transformatoare											
4	Proiecte RK, RC Cladiri											
5	Servicii/lucrari strategice in instalatii Statii, Trafo, Cladiri											

Au fost cuprinse integral în Programul de investiții lucrările de mentenanță majoră:

- RK și modernizare Stația 220/110kV Dumbrava;
- RK Stația 400/110kV Cluj Est;
- RK Stația 220/110kV Arefu;
- RK Stația 220/110kV Râureni.

Tabel 11.2 3 Programul lucrărilor de mentenanță pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA - perioada 2016-2025

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	Total estimat	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	LEA 220 kV Gutinas - Focsani Vest											
2	LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru											
3	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G1+2											
4	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G3+4											
5	LEA 220 kV Isalnita - Gradiste											
6	LEA 220 kV Tihau-Baia Mare 3											
7	LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo											
8	LEA 400 kV Rosiori-Gadalin											
9	LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
10	LEA 400 (220) kV Retezat-Hasdat											
11	LEA 220 kV Lacu Sarat - Filesti											
12	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest											
13	LEA 220 kV Aref-Raureni											
14	LEA 220 kV Bradu-Stuparei											
15	LEA 220 kV Gheorgheni-Stejaru											
16	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 1											
17	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
18	LEA 400 kV Roman Nord - Suceava											
19	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu											
20	LEA 400 kV CNE - Pelicanu											
21	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.2											
22	LEA 400 kV Urechesi - Domnesti											
23	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Slatina											
24	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste											
25	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Domnesti											
26	LEA 400 kV Rosiori - Vetis											
27	LEA 400 kV Lacu Sarat - Smardan											
28	LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.1+2											
29	LEA 400 kV CNE - Constanta Nord											
30	LEA 400 kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat											
31	LEA 400 kV Porti de Fier - Urechesi											
32	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
33	LEA 220 kV Mintia - Alba Iulia											
34	LEA 220 kV Alba Iulia-Sugag											
35	LEA 220 kV Alba Iulia - Galceag											
36	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											
37	LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circ.1+2											
38	LEA 400 kV Tantareni-Bradul											
39	LEA 400 kV Tantareni-Urechesi											
40	LEA 220 kV Fantanele-Gheorgheni											
41	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.1											
42	LEA 220 kV Aref-CHE circ.1+2											
43	LEA 220 kV Portile de Fier-Resita											
44	LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei											
45	Inspectie aeriana multispectrala din elicopter a LEA 110-750 kV											
46	Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola											
47	Servicii/lucrari strategice in instalatii LEA											

11.2. Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare și monitorizare a calitatii energiei electrice

OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și al sistemului de monitorizare a calității energiei electrice, realizează mentenanța acestor sisteme în funcție de caracteristicile lor tehnice și utilizând metode moderne, precizate prin proceduri sau prescripții tehnice. Programele de mentenanță au în vedere contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicație tip modem, echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor, instrumentele de măsurare și etalon, trusele de analiza a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calitatii energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu „Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET – NTI-TEL-R-001-2007-03”, la nivelul OMEPA se întocmesc anual programe de mentenanță preventivă pentru echipamentele menționate pe fiecare tip de ansamblu și subansamblu funcțional. Periodicitatea verificărilor în instalații precum și a celor metrologice este procedurată conform legislației specifice. În urma verificărilor, echipamentele necorespunzătoare sunt înlocuite cu echipamente de primă intervenție, cele defecte fiind reparate prin unități specializate, după caz.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreținute de OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanței preventive și corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon).

Se menționează că, în prezent, costurile asociate activității de mentenanță preventivă și corectivă sunt încă ridicate din cauza multiplelor intervenții locale la echipamente depășite tehnologic (contoare electromecanice) și din imposibilitatea urmăririi de la distanță a acestora. Pentru îmbunătățirea performanțelor tehnice ale acestora, Transelectrica își propune înlocuirea acestor echipamente până la finalul anului 2025.

Având în vedere că, pentru piața angro de energie electrică, echipamentele utilizate sunt echipamente electronice cu fiabilitate ridicată, periodicitatea de verificare în teren a acestora fost modificată de la 6 luni la 12 luni. În viitor, înlocuirea în totalitate a contoarelor electromecanice nefiabile (în cadrul proiectelor de retehnologizare a stațiilor electrice) cu contoare statice, electronice, fiabile, va permite aplicarea unei strategii unitare întregului parc de echipamente de contorizare, ceea ce va conduce la reducerea costurilor aferente activității.

12. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe

Investițiile pentru dezvoltarea RET reprezintă componenta principală a Planului de investiții în active fixe al CNTEE Transelectrica SA, asigurând rețehnologizarea/ modernizarea echipamentelor din stații uzate fizic și moral și creșterea capacității de transport a rețelei. Acestor investiții li se adaugă investiții în sistemele asociate RET, care asigură îndeplinirea, la nivelul stabilit de performanță, a cerințelor privind monitorizarea și controlul rețelei și a SEN, măsurarea cantităților de energie electrică, protecția infrastructurii critice.

12.1 Necesitatea dezvoltării activelor fixe

Evoluțiile determinante care conduc la investiții pentru dezvoltarea activelor fixe sunt:

- uzura fizică și morală a echipamentelor;
- modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor/ tranzitelor transfrontaliere;
- modificarea regulilor pieței de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanței producție-consum, cu influență asupra nivelului și volatilității fluxurilor de putere prin rețea;
- modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor, care impune adecvarea sistemelor de monitorizare și control și modificarea condițiilor la interfața între aceștia și RET .

Uzura fizică și morală a echipamentelor

Instalațiile de transport au durate normale de funcționare (corelate cu duratele de amortizare aferente regimului de amortizare liniar), aprobate prin Hotărârea de Guvern nr. 2139/2004, actualizată, privind clasificarea și duratele normale de funcționare a activelor fixe.

Uzura fizică și morală influențează negativ costurile de mentenanță, fiabilitatea, comportarea în caz de incidente, impactul asupra mediului, precizia măsurării parametrilor etc. De asemenea, caracteristicile inferioare ale echipamentelor instalate în trecut nu permit implementarea telecomandării în stații.

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de modernizare/ rețehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică și morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 20 de ani vechime) și fiind bazate pe soluții tehnologice depășite. În aceste condiții, o mare parte din instalațiile SEN trebuie reparate sau, acolo unde se justifică, rețehnologizate/ modernizate.

Se are în vedere înlocuirea echipamentelor vechi cu:

- aparate de comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;
- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță;
- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, permițând creșterea capacității de transport, în situațiile în care nu se poate asigura în timp util construcția de linii suplimentare;

- sisteme de conducere și control adaptate la numărul în creștere de noduri și la caracteristicile tehnice noi ale instalațiilor monitorizate;
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerințele funcționării pieței de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, prioritar în stațiile la care sunt racordați consumatori cu specific de funcționare potențial perturbator.

Evoluții ale nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor transfrontaliere

Modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției are ca efect modificarea fluxurilor prin elementele de rețea, putând conduce la suprasarcini sau la fenomene de instabilitate a tensiunilor și neîncadrare a acestora în limitele admisibile în anumite zone.

Creșterea schimburilor de energie electrică între sistemele electroenergetice din regiune, ca urmare a dezvoltării pieței de energie electrică, este un alt element care conduce la încărcarea rețelei.

Modificarea regulilor pieței de electricitate

Introducerea unor instrumente noi de piață în sectorul energiei electrice impune, pentru a putea fi aplicate, dezvoltarea corespunzătoare a instalațiilor de monitorizare și conducere a sistemului și a sistemelor de măsurare a energiei electrice. Aceasta permite încadrarea în standardele actualizate de performanță a serviciilor de transport și de sistem și implementarea etapizată a conceptului de rețea inteligentă în SEN.

Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor

Creșterea rapidă a volumului de centrale electrice cu funcționare intermitentă, în special eoliene, impune dotarea cu instrumente noi, de prognoză a producției în Centralele Electrice Eoliene din SEN, de integrare a acestora în programarea operativă a funcționării centralelor și de control rapid al producției/ consumului în caz de necesitate.

Încadrarea în sistem a unui volum important de centrale cu funcționare intermitentă necesită dotarea rețelelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (smartgrid): infrastructură performantă de telecomunicații, sisteme inteligente de măsurare a energiei electrice, dispozitive și echipamente electrice inteligente, cu aplicații informatice dedicate, care să permită transformarea rețelelor dintr-o zonă pasivă a sistemului electroenergetic în zone active capabile să sesizeze modificarea unor parametri de stare importanți și să-și modifice configurația și parametrii proprii pentru a răspunde optim noilor condiții. CNTEE Transelectrica SA a demarat procesul de consolidare a strategiei privind implementarea conceptului de rețea inteligentă.

12.2 Strategia de dezvoltare a RET

12.2.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2016-2025

Planul de dezvoltare a RET se elaborează pornind de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor, în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a SEN în conformitate cu reglementările în vigoare.

Dezvoltarea adecvată a RET este o componentă a dezvoltării durabile, contribuind la susținerea bunăstării sociale, prin punerea la dispoziția societății a unei infrastructuri favorabile dezvoltării economiei și scăderii prețurilor energiei electrice ca urmare a creșterii competitivității pe piețele de electricitate.

Principalele direcții de evoluție a SEN, care determină necesitatea întăririi RET în perioada 2016-2025, sunt:

- Apariția de noi capacități de producție, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotoelectrice, biomasă), o mare parte cu funcționare intermitentă și regim prioritar, racordate atât la RET, cât și în rețeaua de distribuție;
- Dezvoltarea Pieței de energie electrică, la nivel național, regional și european;
- Dispariția sau diminuarea producției sau creșterea consumului, până la un nivel la care este periclitată alimentarea consumatorilor din anumite zone la parametrii normativi de calitate și siguranță;

În capitolul 10 au fost prezentate rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani) și soluțiile de întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de rețea.

Principalele zone în care, din studiile de sistem și simulare a pieței, a rezultat necesară dezvoltarea RET, sunt prezentate în continuare.

Zona Dobrogea

Parcul de producție din zona Dobrogea cunoaște o dezvoltare accentuată. Au apărut și continuă să apară centrale electrice eoliene și fotovoltaice.

Sunt preconizate unitățile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă (2x700 MW), ca o componentă a strategiei guvernului de dezvoltare a sectorului energiei electrice. Instalarea unităților nucleare 3 și 4 impune creșterea capacității de evacuare a puterii din stația Cernavodă, pentru satisfacerea criteriului N-2.

Chiar dacă nu se vor materializa toate proiectele, este de așteptat încărcarea peste limita admisibilă a secțiunilor caracteristice de transport S3 (evacuarea puterii din zona de est a sistemului: Dobrogea+Moldova) și S6 (evacuarea puterii din zona Dobrogea).

Este necesară întărirea acestor secțiuni, care asigură transportul puterii excedentare din est spre centrele de consum și stocare situate la vestul lor.

Deoarece încărcarea rețelei va crește în viitor, este oportună reparația capitală sau re tehnologizarea cu prioritate a stațiilor care asigură evacuarea și tranzitul de putere din zonă spre restul sistemului. Acțiunea a fost demarată cu câțiva ani în urmă și trebuie continuată în ritm susținut.

Zona de Vest a SEN

Analiza regimurilor în perspectivă indică necesitatea eliminării congestiilor preconizate atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N- S, prin întărirea “axului de vest” Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Congestiile sunt determinate atât de evacuarea puterii din centralele eoliene și fotovoltaice preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă, cât și de creșterea schimburilor și a tranzitului de energie prin zonă.

Interconexiunea cu alte sisteme

Atât istoria schimburilor în ultimii ani, cât și simulările de piață la nivel regional și european au indicat faptul că, în balanța SEN domină tendința spre export, dar există și situații de import, în funcție de situația energetică a sistemelor din regiune. Rețeaua de transport asigură, totodată, conform regulilor de funcționare interconectată sincronă, tranzitul de energie între sisteme vecine României, în special pe direcția N→S.

În vederea creșterii capacității de schimb cu alte sisteme, au fost încheiate contracte de execuție/memorandumuri de înțelegere cu partenerii pentru următoarele proiecte, aflate în diferite stadii de analiză și promovare:

- Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia (LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo);

Pentru construirea LEA 400 kV pe teritoriul României, a fost semnat contractul de execuție C 212/04.06.2014, cu termen de finalizare 29.12.2015. Din cauza întârzierii semnificative în obținerea HG pentru scoaterea definitivă din fondul forestier a suprafeței de 0,2873 ha și ocuparea temporară a terenului în suprafață de 51,6499 ha necesară realizării obiectivului de investiții, executantul nu poate să intre la lucrări în zonele împădurite și la acest moment s-a semnat un act adițional la contractul de execuție pentru decalarea termenului de finalizare la 31.03.2017.

În prezent lucrările sunt în curs de execuție, au fost realizate 140 fundații și 99 de stâlpi au fost ridicați. Deasemenea a fost montat conductorul pe ambele circuite în porțiunea 122-206.

- Creșterea capacității de schimb de energie electrică cu Republica Moldova.
S-au analizat dar **fără a fi însă planificate ca și dezvoltări ulterioare** următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații “back to back” situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume:
 - LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM);
 - LEA 400 kV Iași (RO) – Ungheni (RM) – pentru care există variante alternative privind stațiile de capăt, atât în România (ex: Iași/ Munteni), cât și în Republica Moldova (ex.: Chișinău/ Strășeni).

S-au analizat următoarele variante:

- Varianta 1 → stație „back to back” conectată pe LEA 400 kV Roman – Ungheni /Strășeni /Chișinău.
- Varianta 2 → stație „back to back” conectată pe LEA 400 kV FAI – Ungheni/Strășeni /Chișinău (linie nouă FAI – Smârdan).

- Varianta 3 → stație „back to back” conectată pe LEA 400 kV FAI – Ungheni/Strășeni /Chișinău (linie nouă FAI – Gutinaș).
- Varianta 4 → stație „back to back” conectată pe LEA 400 kV Munteni – Ungheni /Strășeni /Chișinău.
- LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălți (RM) – pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate.

Soluția finală urmează a fi stabilită după realizarea unui studiu comun în contextul aprobării de către ENTSO-E a catalogului de măsuri privind interconectarea sincronă a sistemelor energetice ale Republicii Moldova și Ucrainei la sistemul energetic Europa Continentală.

- S-a analizat și realizarea unei interconexiuni cu Sistemul Electroenergetic al Turciei prin cablu submarin în curent continuu.

Aceste proiecte presupun întăriri ale RET interne, pe direcțiile fluxurilor de putere tranzitate prin stațiile de interconexiune.

Zone de consum deficitar

S-au analizat necesitățile de dezvoltare determinate de: creșterea consumului în București cu o rată peste media pe țară, informațiile și solicitările privind amplificarea consumului unor mari consumatori și apariția unor consumatori noi în zonele Tulcea, Brașov, Constanța.

Un alt element important avut în vedere în analizele realizate este casarea anunțată a unor grupuri, care va amplifica deficitul unor zone (ex.: București, Transilvania, Moldova).

Ținând seama de estimările de creștere a consumului și intențiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărire a capacității de transport și a capacității de injecție spre rețeaua de distribuție în anumite zone în care acestea au ajuns, sau vor ajunge la limită, în următorii 10 ani:

- zona municipiului București și limitrofă;
- nordul Transilvaniei;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

Apariția unor instalații de stocare a energiei - Realizarea CHEAP Tarnița-Lăpușești

Realizarea CHEAP Tarnița-Lăpușești – 1000 MW, va impune realizarea stației de 400 kV Tarnița și a liniilor de conexiune a acesteia la sistem, LEA 400 kV d.c. Tarnița – Mintia și LEA 400 kV d.c. Tarnița - Gădălin.

12.2.2 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET

În conformitate cu *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012, Planul de dezvoltare a RET trebuie să asigure planificarea pe termen lung a necesarului de investiții în capacități de transport, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a sistemului și a asigurării livrărilor către clienți, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie, în condițiile legislației aplicabile.

Cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului, producției și schimburilor este foarte importantă pentru dimensionarea optimă a rețelei, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resurse pentru dezvoltare acolo unde va fi necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru întăriri nejustificate. De aceea, estimările puterii medii și energiei consumate și generate anual la nivelul întregului SEN, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță limitată asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, având în vedere ritmul lent de evoluție a acestuia și capacitatea existentă a rețelei, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, conduc la estimări cu erori fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare a rețelei. De obicei, programul de investiții poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor față de prognoză, deoarece timpul necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecție spre rețeaua de distribuție nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție, deoarece au fost declarate un număr mare de intenții de instalare de centrale noi, iar dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un grafic de evoluție în timp pe care să se bazeze planificarea dezvoltării rețelei. Sursa principală de informare pentru OTS sunt comunicările de intenții primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori conform legislației în vigoare privind accesul la rețea.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt însă informații sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reușita finanțării, deci credibilitatea informațiilor primite de OTS este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

Timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica S.A.

Pentru a crește gradul de încredere al prognozei pe care se bazează Planul de dezvoltare, OTS susține implementarea unor metodologii care să responsabilizeze utilizatorii RET în relația cu OTS.

Având în vedere elementele numeroase și importante de incertitudine prezentate mai sus, CNTEE Transelectrica S.A. a luat în considerare la elaborarea programului de dezvoltare a RET mai multe scenarii de evoluție a consumului și acele proiecte ale utilizatorilor și termenele asociate lor care au putut fi considerate cu un grad suficient de mare de credibilitate. Astfel, au fost luate în considerare următoarele proiecte de dezvoltare a capacităților de producție cu impact major asupra RET:

- Punerea în funcțiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de:
 - 4200 MW până în 2020 și 2025 în Scenariul de Referință;
 - 4500 MW până în 2020 și 5000 MW până în 2025 în Scenariul verde;
- Punerea în funcțiune a unor centrale fotovoltaice (solare) însumând o putere instalată de:
 - 2000 MW până în 2020 și 2200 MW până în 2025 în Scenariul de Referință;
 - 2200 MW până în 2020 și 2500 MW până în 2025 în Scenariul verde;
- Punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, menționată în documentele privind strategia energetică a Guvernului;
- Punerea în funcțiune a CHEAP Tarnița – Lăpuștești (1000 MW), având în vedere asocierea acestui proiect cu necesitatea de echilibrare a balanței producție/ consum a SEN în condițiile creșterii producției la CNE Cernavodă și în CEE– ca scenariu de analiză suplimentar.

O dificultate nouă privind analiza regimurilor de funcționare ale RET, apărută în ultimii ani, este instalarea unui volum important de putere în centrale eoliene și fotovoltaice, a căror disponibilitate este aleatorie, în funcție de viteza vântului și radiația solară.

În contextul prezentat mai sus, pentru a stabili necesitățile de dezvoltare a RET, CNTEE Transelectrica SA a analizat mai multe scenarii privind apariția în timp a centralelor noi, asociate cu diferite scenarii încărcare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii și cu mai multe scenarii de export.

Deoarece, cu excepția CHEAP Tarnița–Lăpuștești, toate proiectele sus-menționate conduc la o creștere foarte mare a producției în zona Dobrogea, secțiunea S6 de evacuare a puterii existente în prezent, ca și unele linii interne zonei, nu vor putea face față la fluxurile de putere preconizate (o analiză mai detaliată este prezentată în capitolul 10).

Din analizele efectuate de CNTEE Transelectrica SA și consultanți (menționăm contribuția semnificativă a ISPE S.A. și TRACTEBEL ENGINEERING S.A.), a rezultat necesitatea unor întăriri importante ale RET în zonă, fără de care puterea nou instalată preconizată nu poate fi transportată spre centrele de consum și stocare.

S-a optat pentru realizarea cu prioritate a proiectelor care au rezultat utile în scenariul de bază și în mai multe scenarii alternative posibile.

În ceea ce privește oportunitățile de racordare a utilizatorilor la RET, rezervele determinate pentru fiecare din secțiunile caracteristice ale SEN (cap. 10.6.2) oferă informațiile necesare pentru identificarea zonelor în care racordarea de noi consumatori sau producători nu ridică probleme deosebite.

12.2.3 Programul de dezvoltare, rețehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET

Pentru a păstra adecvarea rețelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani și se vor realiza două categorii de investiții:

- rețehnologizarea stațiilor existente;
- extinderea RET prin construcția de linii noi, creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor existente și creșterea capacității de transformare în stații.

❖ Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Starea tehnică reală a instalațiilor s-a menținut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanță desfășurat, cât și printr-un program susținut de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

În perioada scursă de la aprobarea Planului de dezvoltare anterior, s-au finalizat următoarele proiectele de rețehnologizare/modernizare a stațiilor:

- Retehnologizare stația 400/220/110/20 kV Lacu Sărat;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Mintia;
- Retehnologizare stația 400/110kV/MT Brașov;
- Retehnologizare stația /220/110 kV Barboși;
- Retehnologizare stația 400/110kV/MT Tulcea Vest;
- Modernizarea sistemului de comandă control protecție al stației 220/110 kV Tihău;
- Înlocuiri AT și T în stații – etapa 1.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de rețehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor.

Proiecte de rețehnologizare/modernizare aflate în derulare :

- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației 400/220/110/10 kV București Sud - înlocuire echipament 10 kV;
- Retehnologizare stația 400/220/110/20 kV Bradu;
- Retehnologizare stația 220; 110/20 kV Câmpia Turzii;
- Modernizare stația 220/110 kV Tihău – echipament primar;
- Modernizare stația 400/110/10 kV Cluj Est;
- Modernizare stația 110 kV și 20 kV Suceava;
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetiș;
- Modernizare sistem comandă control protecție al stației 220/110/20 kV Sărdănești;
- Înlocuiri AT și T în stații – etapa 2.

Proiecte noi de retehnologizare/modernizare a stațiilor:

- Retehnologizare stația 220/110 kV Turnu Severin Est;
- Retehnologizare stația 400/110/20 kV Domnești;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa I) - eliminarea unor strangulări, prin aducerea capacității racordurilor în Isaccea ale LEA 400 kV Varna și Dobrudja la capacitatea liniilor respective și înlocuirea bobinelor de reactanță;
- Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Dumbrava;
- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Electrică Hunedoara;
- Retehnologizare stația 220/110/20 kV Ungheni;
- Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Craiova Nord;
- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara (corelat cu lucrările la axul de vest);
- Retehnologizare stația 110 kV Arad (corelat cu lucrările la axul de vest);
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat;
- Modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni;
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova;
- Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlpu;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Drăgănești Olt;
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în 7 stații (220/110 kV Calafat, 400/110kV/MT Constanța Nord, 400/110/20 kV Oradea Sud, 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Târgoviște, 220/110/10 kV Fundeni, 220/110/20 kV Fântânele).

Sunt prevăzute, de asemenea, cu un orizont mai îndepărtat, proiectele:

- Retehnologizare stația 110 kV Săcălaz (corelat cu lucrările la axul de vest);
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Alba Iulia;

- Retehnologizare stația 400/110 kV Dârste;
- Înlocuiri AT și T în stații – etapa 3:
 - AT 400/220 kV 400MVA în stația Urechești;
 - AT 220/110 kV 200 MVA în stațiile Tihău, Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Urechești, Grădiște, Turnu Măgule;
 - Trafo 400/110 kV 250 MVA în stația Cluj Est;
 - Trafo 110/20 kV 40 MVA în stațiile Cluj Est, Tg.Jiu Nord;
 - Trafo 110/20 kV 25 MVA în stațiile Cluj Florești, Sălaj, Câmpia Turzii, Turnu Severin Est;
 - Trafo 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
 - Trafo 110/20 kV 16 MVA în stația Suceava;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în 15 stații (220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 400 kV Țânțăreni, 400/220/110 kV/MT Urechești, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400 kV Nădab, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV București Sud, 220/110 kV Turnu Măgurele, 400/220/110 kV Brazi Vest, 400/110/20 kV Gura Ialomiței, 220/110/20 kV Mostiște, 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, 220/110/20 kV Gheorgheni).

❖ **Creșterea capacității de interconexiune transfrontaliere**

- *Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:*

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia Europeană a introdus pe cea de a doua listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reșița și Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
 - trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Aceste proiecte vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția N- S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

- *Creșterea capacității de schimb pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare:*

Proiectele de evacuare a puterii generate în Dobrogea (atât pe teritoriul României, cât și al Bulgariei) asigură și rolul de facilitare a schimburilor pe axe N-S și E-V.

➤ *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova:*

S-au analizat dar **fără a fi însă planificate ca și dezvoltări ulterioare** următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații “back to back” situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume:

- LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM);
- LEA 400 kV Iași (RO) – Ungheni (RM) – pentru care există variante alternative privind stațiile de capăt, atât în România (ex: Iași/ Munteni), cât și în Republica Moldova (ex.: Chișinău/ Strășeni), și întărirea rețelei interne RET care să conecteze linia cu rețeaua de transport existentă;
- LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (RM); Utilizarea acestui proiect la capacitate maximă este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.

Soluția finală urmează să se convină cu partenerii.

Au fost realizate analize pentru construirea unei instalații de interconexiune a rețelelor de transport din România și Turcia:

- Cablu submarin de 400 kV, în curent continuu, România – Turcia

Soluția are în vedere capacitatea limitată de transfer a rețelei de transport în curent alternativ prin Bulgaria și Grecia spre Turcia.

Finanțarea acestui proiect este în analiză, nefiind luată o decizie finală.

❖ **Creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat și integrarea în sistem a puterii generate din SRE și alte surse în Dobrogea**

Pentru a întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului, au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport.

Între acestea câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei, fiind incluse de Comisia Europeană pe cea de a doua listă de Proiecte de Interes Comun (PCI):

- PCI „Grupul Bulgaria–România, creșterea capacității”, cunoscut sub denumirea „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.

Alte proiecte de creștere a capacității de evacuare din Dobrogea :

- Racord intrare – ieșire LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud;

- Extinderea stației de 400/110 kV Medgidia Sud și re tehnologizarea stației de 110 kV, pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin – Suceava;
- LEA 400 kV Stâlp – Brașov/ Dârste;
- Trecerea la tensiunea de funcționare 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen – Stâlp (construită pentru 400 kV), inclusiv construcția stațiilor de 400 kV Stâlp și Teleajen;
- LEA 400 kV d.c. Medgidia Sud – Constanța Nord;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin;
- Recondutorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV București Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu.

❖ **Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale**

- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrica SA evacuarea la 220 kV, prin construcția stației de 220 kV Ostrovul Mare, și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate.
- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la centralele termoelectrice Craiova și Ișalnița, s-a planificat mărirea capacității de transport pe LEA 220 kV Ișalnița – Craiova circ. 1 (9,6 km).

❖ **Siguranța alimentării consumului din zone deficitare**

- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV în stația Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecții din RET în zona Sibiu;
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în stația Iernut, pentru asigurarea alimentării consumului în zona de N-V a țării, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zonă;
- Înlocuirea conductoarelor active ale LEA 220 kV d.c. București Sud – Fundeni, pentru creșterea puterii transportate admisibile;
- Înlocuirea trafa T3 și T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV 40 MVA în stația electrică Fundeni.

O situație specială există în rețeaua de alimentare a municipiului București. Evoluția prognozată a consumului conduce la necesitatea realizării unei stații de 400/110 kV în centrul de consum al Municipiului București, pentru creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică. Pentru includerea acestor proiecte în planul de dezvoltare, este necesar să se convină cu operatorul de distribuție din zonă stațiile de distribuție în care se vor realiza injecțiile din

RET și un plan comun de acțiune. Până atunci, în Planul de dezvoltare nu a fost inclusă dezvoltarea RET de alimentare a municipiului București.

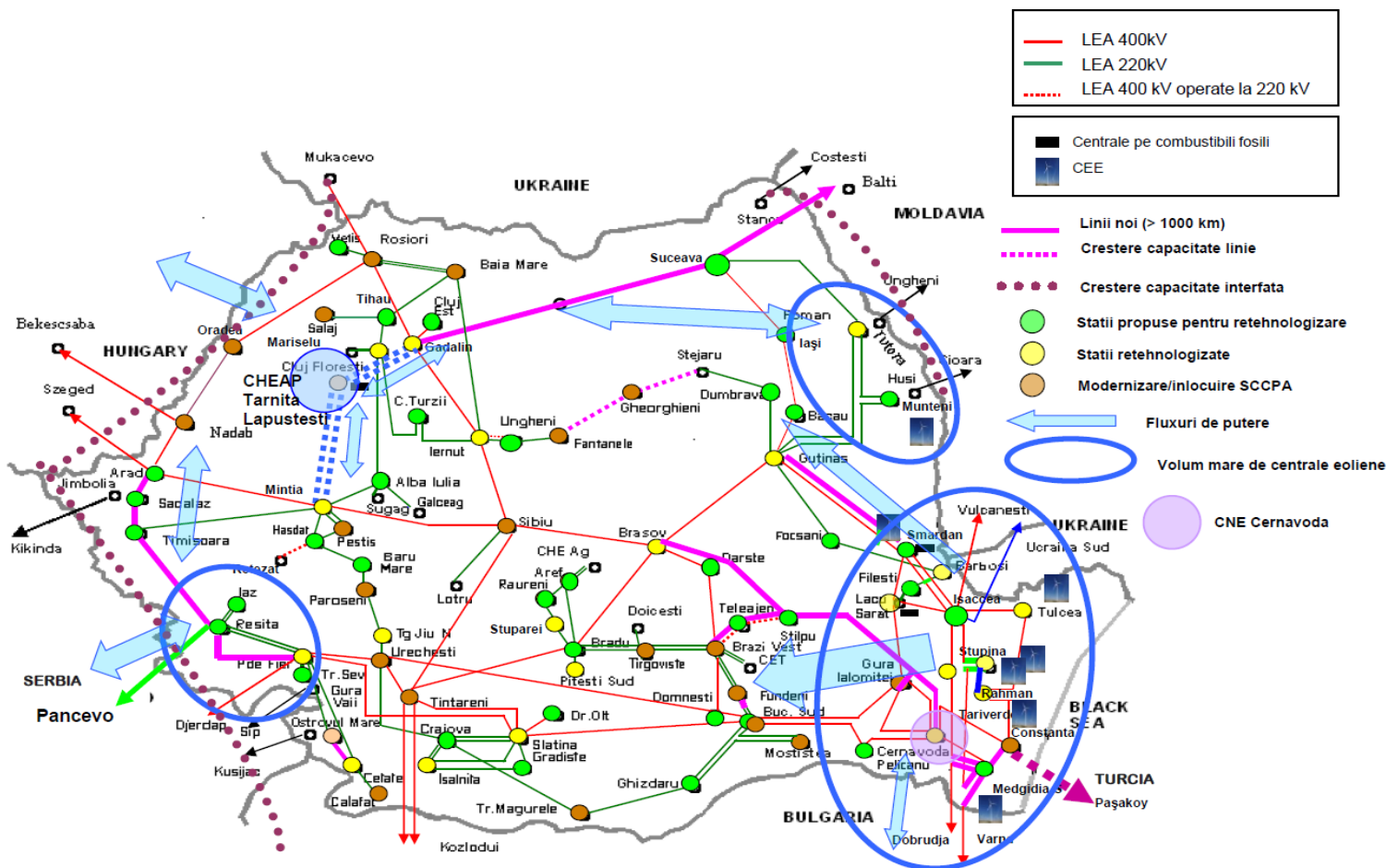
Programul de dezvoltare a RET nu acoperă în întregime necesitățile, în special din punct de vedere al termenelor de finalizare a proiectelor, care depășesc, uneori cu mai mulți ani, orizontul de timp în care este anunțată de utilizatori finalizarea noilor capacități de producție.

În cazul în care vor fi identificate la timp soluții permise de cadrul de reglementare (ex.: finanțare rambursabilă furnizată de utilizatorul RET, taxa de racordare extinsă pentru acoperirea lucrărilor necesare pentru întărirea RET în amonte, alte soluții), se va încerca devansarea unor proiecte.

În Fig.12 sunt prezentate proiectele de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016 - 2025, iar în Tabelul 12 este prezentată etapizarea acestor lucrări. Eșalonarea anuală estimată a cheltuielilor este detaliată în Anexa F2 (nu se publică).

În Anexa F3 se prezintă stadiul proiectelor din planul de dezvoltare a RET – ediția 2016, comparație față de ediția anterioară a planului.

Fig.12-Necesități dezvoltare RET – 2016-2025



Tabelul 12 – Eșalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții – perioada 2016-2025

SECȚIUNEA I - Esalonarea lucrărilor și cheltuielilor de investiții - perioada 2016 - 2025													
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANFE	Valoare estimată	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE												
1	Marirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)	N											
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	N											
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	N											
4	Retehnologizarea stației 220/110 / 20 kV Câmpia Turzii	N											
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	N											
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	N											
7	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care: faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 și 25 MVA) faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	N											
8	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	N											
9	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	N											
10	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	N											
11	Modernizare stația electrică 220/110 kV Raureni	N											
12	Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	N											
13	Modernizare stația 220 / 110 kV Dumbrava	N											
14	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N											
15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	N											
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara (corelat cu F.2)	N											
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad (corelat cu F.2)	N											
18	Retehnologizare stația 110 kV Sacalaz (corelat cu F.2)	N											
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Bara Măre	N											
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	N											
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	N											
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	N											
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	N											
24	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	N											
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 / 110 kV / MT	N											
26	Retehnologizare stația 400/110 kV Darste	N											
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	N											
28	Modernizare stația 220/110 kV Tihau - Echipament primar	N											
29	Modernizare stațiilor 110 kV Bacau Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	N											
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC, celule af. și celula LEA 400 kV Stupina	N											
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare stație 400 kV)	N											
32	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	N											
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	N											
34	Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stalpu	N											
35	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - etapa I	N											
36	Montare fibra optică pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	N											
37	Conectarea stațiilor Turnu Magurele, Mostiștea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	N											
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	N											
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220/110/20 kV Sărdănești	N											
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	N											
41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vețis	N											
42	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Drăganesti-Olt	N											
43	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Gradiste	N											
44	Modernizare/inlocuire sistem comanda control protecție în 7 stații	N											
45	Modernizare/inlocuire sistem comanda control protecție în 15 stații	N											
B	ALTE INVESTIȚII LA NIVEL DE SECURSALE ȘI EXECUTIV (planificate anual)	N											
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI												
1	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în stația 400 / 110 kV Sibiu Sud	E											
2	AT2 lemut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația lemut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV lemut	E											



*Se cauta investitori strategici pentru constituirea societății de proiect pentru construire și operare

12.2.4 Soluții tehnice promovate prioritar

Se promovează prioritar următoarele soluții tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Stațiile electrice vor fi proiectate cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5 – 2 întrerupătoare pe circuit, în funcție de importanță și de încadrarea lor în sistem.
- Se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în toate stațiile la care se realizează retehnologizare/ modernizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile, reducându-se astfel amprenta asupra mediului;
- Se vor adopta soluții care să reducă pierderile în rețea;
- Se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor CNTEE Transelectrica SA din rețeaua proprie;
- Planificarea lucrărilor se realizează considerându-se toate nivelurile de tensiune existente în stația respectivă, într-un proiect unitar.

În toate stațiile în care se prevăd lucrări, se au în vedere și retehnologizarea/ modernizarea sistemelor de control protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea teleconducerii.

Pentru zonele care vor deveni în perspectivă puternic excedentare, deficitare sau supuse unor tranzite de putere mari, se are în vedere mentenanța majoră sau modernizarea/ retehnologizarea cu prioritate a stațiilor aflate în traseele de interconectare a acestora cu restul SEN.

Pentru evitarea congestiilor care apar în anumite perioade datorită supraîncărcării unor linii, se preconizează utilizarea celor mai noi soluții tehnologice, cum ar fi înlocuirea conductoarelor existente cu conductoare de capacitate termică mărită.

Se va continua procesul de dotare a RET cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (Smart Grid).

Din mai multe soluții posibile de întărire a RET, se alege varianta estimată drept cea mai bună, luând în considerare:

- Cheltuielile;
- Reducerea pierderilor în rețea;
- Capacitatea de a face față unor evenimente în sistem a căror gravitate depășește condițiile normate de dimensionare, corelat cu consecințele acestora;
- Adecvarea la un număr cât mai mare de scenarii de evoluție posibilă a SEN;
- Impactul social;
- Impactul asupra mediului;
- Acceptabilitatea proiectului pentru comunitățile locale afectate;
- Fezabilitatea din punct de vedere al obținerii drepturilor asupra terenurilor și autorizațiilor necesare.

12.3. Sisteme asociate RET

12.3.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA – DEN

Starea sistemului EMS/SCADA – DEN și a elementelor logistice suport (echipamentele și rețeaua de telecomunicații, tipul și nivelul tehnologic al echipamentelor din stațiile electrice de transport), așa cum a fost descrisă succint în subcapitolul 4.10, impune derularea unui program de înlocuire și extindere a sistemului actual și de modernizare a echipamentelor suport. Având în vedere că durata ciclului de viață a unui astfel de sistem informatic de proces este de aproximativ 10 – 15 ani, acest program este corelat cu evoluțiile strategice și cu proiectele existente la nivel de Companie pentru cel puțin următorii 15 ani.

Corelarea cu programul de retehnologizare a stațiilor electrice din RET

Programul de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA – DEN este în strânsă corelare cu programul de retehnologizare a stațiilor electrice aparținând Transelectrica S.A., astfel încât la final să fie atins obiectivul realizării teleconducerii integrale a acestora în condițiile monitorizării și telecontrolului atât de la nivelul centrelor de teleconducere și supraveghere cât și de la nivelul centrelor de conducere operativă (dispecer). Finalizarea retehnologizării stațiilor și implicit a implementării sistemelor de comandă-control din stații (micro-SCADA) va conduce la o integrare și funcționalitate integrală a sistemului EMS/SCADA – DEN. Sistemele micro-SCADA, introduse în stațiile retehnologizate, sunt implementate în tehnologie redundantă, cu inele de fibră optică realizate local în interiorul stațiilor, liniile de comunicație folosite de traductori fiind de asemenea redundante și asigurând interfațarea directă cu sistemul EMS/SCADA, fără echipamente terminale suplimentare de conversie. Astfel, sistemele vor interacționa la nivel de servere cu sistemul EMS/SCADA furnizând acestuia în mod selectiv doar informațiile care îi sunt necesare pentru conducerea operativă a Sistemului Electroenergetic Național. Schimbul de date și integrarea completă în sistemul EMS-SCADA se va face într-o primă etapă pe baza obligației de a folosi protocolul de comunicație IEC 60-870-101 și apoi prin trecerea la protocolul IEC 60-870-104.

Corelarea cu procesul de integrare a producției din resurse regenerabile

Dezvoltarea intensivă și integrarea în SEN a producției din resurse regenerabile care beneficiază de sistemul reglementat de promovare și susținere – în special centralele electrice eoline și cele fotovoltaice, atât sub forma producției distribuite și dispersate la nivelul RED cât și prin apariția unor centrale de foarte mare putere (ordinul sutelor de MW) racordate direct în RET – conduce la necesitatea de acțiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA – DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite cât și ca surse mari concentrate, fapt care va impune dimensionarea corespunzătoare a echipamentelor hardware pentru asigurarea achiziției și prelucrării unui volum foarte mare de date.

Caracterul specific al acestui tip de producție, dat de gradul ridicat de variabilitate și volatilitate cu implicațiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN și de modul de operare în piața de echilibrare impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/SCADA și asigurarea monitorizării și a managementului energetic specific

(prin funcții și aplicații EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat). Sunt deja adoptate soluții integrate de comunicare între platforma DEC și sistemele de comandă-control și de management energetic al CEE și CFE.

Totodată, acest context reprezintă un argument în plus pentru necesitatea unei corelări funcționale și informatice mult mai strânse între aplicațiile informatice ale pieței de echilibrare și aplicațiile din EMS/SCADA pentru asigurarea funcționării optime și cât mai aproape de operarea în timp real a pieței de echilibrare și a pieței serviciilor de sistem, mai ales în condițiile apariției noii piețe de energie intra-zilnică. Astfel se conturează în mod evident ideea integrării celor două sisteme informatice, în acord cu nivelul de dezvoltare software existent la nivel mondial și cu soluțiile practice de ultimă generație oferite de către dezvoltatorii de sisteme informatice de proces.

Opțiunea strategică privind arhitectura viitoare EMS/SCADA

În contextul anterior descris, modernizarea sistemul EMS/SCADA – DEN la nivelul său de ansamblu (adică DEN, sub-sistemele regionale, SCC din stații, dispozitivele inteligente din rețea și facilitățile de comunicații care le conectează) este o necesitate pentru CNTEE Transelectrica SA spre a beneficia de tehnologiile actuale de IT și comunicații și pentru a se menține la nivelul tehnologic al partenerilor/OTS din interconexiune. În plus, piața românească de electricitate se maturizează și se extinde și necesită funcții tot mai complexe și integrate pentru a susține operarea sistemului. Actualmente noile aplicații de piață se introduc prin proceduri adaptate sau prin extinderi slab integrate funcțional în contextul facilităților suport existente.

Din punct de vedere strategic CNTEE Transelectrica SA recunoaște această evoluție iar viziunea sa de viitor cuprinde:

- dezvoltarea unor comunicații sigure și de mare viteză pe bază de IP pentru a achiziționa datele din stații și de la echipamentele din teritoriu. Acest lucru necesită interfețe de date (inclusiv protocoale) la nivelul dispozitivelor RTU din stații, care acum au la bază protocoale seriale și trebuie modernizate sau dotate cu convertoare de interfațare. Mai mult, vor fi necesare adaptări ale echipamentelor de telecomunicații folosit pentru telemetrie. De asemenea trebuie elaborate politici și tehnici aferente privind securitate cibernetică și prevederea de echipamente aferente;
- decongestionarea traficului de telecomunicații prin crearea de noduri concentratoare cu protocoale de conversie inter-protocol pentru transmisie pe magistrale de date pe fibră optică, în mod flexibil între punctele de interes (DEC-DET-Operatori distribuție-producători);
- înlocuirea ierarhiei EMS/SCADA pe bază de schimb de fișiere cu un mediu de computerizare integrat și distribuit, în care sistemul regional devine parte integrantă a unui singur sistem de tip EMS/SCADA care poate funcționa și cu servere „virtuale”;
- stabilirea/adoptarea unei interacțiuni sistematizate între EMS/SCADA și sistemele de automatizări din stații;
- facilitarea schimbului de informații cu participanții la piață și cu cei străini, utilizând canale securizate;

- trecerea la un sistem modern integrat și unitar de conducere operativă a SEN, de tip EMP – *Energy Management Platform*, prin integrarea sistemului EMS/SCADA cu celelalte sisteme informatice de proces sau dispozitive echipamente inteligente de monitorizare a rețelelor, precum platforma pieței de echilibrare și licitare servicii, sistemul de măsurare sincrofazori (PMU) etc.;
- crearea posibilității integrării sau interfațării directe a sistemului de metering cu sistemul EMS/SCADA;
- dezvoltarea aplicațiilor de organizare a muncii, pe principiul corelării activității de întreținere cu starea reală a rețelei electrice;
- facilitarea planificării coordonate a activității de mentenanță prin intermediul funcțiilor performante de programare ale noului sistem EMS/SCADA;
- permiterea optimizării economice a producerii, transportului și furnizării energiei electrice;
- crearea condițiilor pentru integrarea celor mai noi dispozitive inteligente de monitorizare și control al rețelei, precum cele din sistemul de sincrofazori PMU;

Ideea de referință este de a implementa o platformă integrată pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piata de echilibrare, sistem metering, nod ENTSO-E, sistem PMU ș.a.), care urmează să fie implementată în următorii 5-7 ani. Se dorește ca această platformă să răspundă noilor necesități impuse de legislația actuală referitoare la conducerea prin dispecer a SEN și operarea piețelor de echilibrare, alocare de capacități și servicii tehnologice de sistem. Această platformă va fi proiectată și realizată astfel încât să asigure cel mai ridicat nivel de redundanță posibil, cu funcții identice cu sistemele de bază (sau îmbunătățite), funcții suplimentare pentru situații de urgență, să aibă un grad de fiabilitate ridicat și să fie protejată corespunzător împotriva atacurilor informatice.

Nivelul de integrare, structura funcțională și arhitectura finală a platformei informatice vor fi decise în urma unui proiect de consultanță internațională în funcție de cerințele funcționale exprimate la momentul derulării proiectului – în strânsă corelare cu evoluția dezvoltării SEN și a piețelor de energie la nivel național și european (cuplarea piețelor), de nivelul de dezvoltare al sistemelor informatice de proces la nivel internațional, de evoluția tehnologică a sistemelor extinse de monitorizare a sistemelor electroenergetice, de evoluția sistemelor inteligente de măsurare și de posibila apariție și implementare a noilor soluții și aplicații de tip *SMART GRID* la nivelul SEN.

Modernizarea achiziției și schimbului de date

Finalizarea instalării rețelei de fibră optică pe toate liniile CNTEE Transelectrica SA și trecerea infrastructurii de comunicații către tehnologiile noi care permit schimburi de informații de ordinul a 100 MB/s sau mai mult va conduce la creșterea semnificativă a capacității acestora. Această conversie necesită însă modernizarea echipamentelor de telecomunicații precum și a interfețelor de date din centrele de dispecer subordonate, a terminalelor RTU și a celorlalte echipamente/dispozitive inteligente, sau chiar înlocuirea echipamentelor cu dispozitive capabile să funcționeze cu noile tehnologii.

Este important ca schimbul de date dintre sistemul central EMS/SCADA și cele teritoriale să fie revizuit, structura ierarhică având la bază principii ieșite din uz, ceea ce implică o

abordare puternic integrată pe bază tehnologiilor moderne. Totodată se vor reevalua comunicațiile dintre sistemele de control ale societăților de producere, a operatorilor de piață și a participaților externi asociați și sistemul EMS/SCADA - DEN pentru a identifica oportunitățile de îmbunătățire a proceselor operaționale interactive. În acest context, integrarea sistemelor DMS/SCADA ale tuturor operatorilor de distribuție reprezintă un obiectiv principal pe termen mediu.

Se vor adopta soluții noi de modernizare și reconcepție a sistemului de comunicații cu interconexiunea ENTSO-E, denumit "ENTSO-E node", la nivelul Transelectrica prin modernizări atât la nivel de sistem informatic cât și la nivel de comunicații în deplin acord cu cerințele ENTSO-E, având în vedere că magistrala de date ENTSO-E a suferit mai multe modificări și adaptări pe parcursul anilor, impuse de creșterea volumului de date în cadrul schimburilor inter-TSO iar procesul de modernizare și adaptare este dinamic și continuu.

Securitatea sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA

Strategia de securitate energetică adoptată de Transelectrica va impune adaptarea arhitecturii sistemului EMS/SCADA conform cu cerințele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP) și a ultimelor standarde de securitate specifice sistemelor de proces EMS/SCADA (IEC 62351, ISO/IEC 27001), precum și necesitatea înființării unei structuri organizatorice dedicată pentru prevenirea, analiza, identificarea și reacția la incidentele de securitate cibernetică ale sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA și din alte sisteme critice din Companie. Noua structură va avea obligația și de a duce la îndeplinirea obiectivelor și direcțiile de acțiune prevăzute în Hotărârea nr. 271/2013 "Strategia de securitate cibernetică a României și în Planul de acțiune la nivel național privind implementarea Sistemului național de securitate cibernetică, cu respectarea prevederilor legale în vigoare". Această strategie necesită existența unui personal de specialitate cu înaltă pregătire profesională atât în domeniul IT&C cât și în domeniul energetic.

12.3.2 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice

Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA are în vedere:

- Necesitățile și reglementările pieței de energie electrică din România;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul măsurării și calității energiei electrice pentru perioada 2011-2020;
- Alinierea la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA, prin OMEPA, fiind o entitate neutră față de participanții la piața de energie electrică, asigură dezvoltarea și operarea sistemelor de telecontorizare în condiții de echidistanță, transparență, eficiență și operativitate în raport cu toți participanții la piața de energie, furnizând datele necesare implementării și dezvoltării conceptului de piață de energie în România.

Obiectivele prioritare ale dezvoltării domeniului

Domeniul măsurării și monitorizării calității energiei electrice este parte integrantă a sectorului energetic, care este un sector dinamic, susținând activ dezvoltarea economică a țării și reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

În concordanță cu dezideratele majore mai sus enunțate, dezvoltarea în cadrul CNTEE Transelectrica SA a acestui domeniu are în vedere atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, cu prioritate următoarele obiective:

1. asigurarea de servicii performante de măsurare și de monitorizare a calității energiei electrice;
2. implementarea celor mai moderne concepte și tehnologii de măsurare și monitorizare a energiei electrice;
3. implementarea unor sisteme informatice securizate și performante pentru managementul datelor măsurate/agregate;
4. dezvoltarea celor mai bune practici în domeniul managementului resurselor umane, managementului general și al celui tehnic;
5. dezvoltarea de noi servicii pentru clienții pieții de energie (consultanță privind sistemele de măsurare și monitorizare energie electrică; asigurarea de servicii de training pentru operatorii de măsurare atestați, asigurarea de servicii la cerere pentru implementarea unor proiecte aparținând operatorilor economici, servicii de verificare metrologică).

Direcții de acțiune

Pentru că Strategia Transelectrica specifică operatorului de măsurare și monitorizare energie electrică OMEPA să fie o **strategie de succes**, vor fi îndeplinite următoarele acțiuni:

1. Se vor revizui, adopta și elabora politici funcționale specifice următoarelor domenii:
 - Telecontorizare pentru piața angro;
 - Contorizare locală în stațiile Transelectrica;
 - Monitorizarea calității energiei electrice;
 - Standardul de dotare tehnică pentru îndeplinirea obiectivelor OMEPA.
2. Se va menține structura organizatorică OMEPA ca entitate organizatorică distinctă de alți operatori din piața de energie, respectiv Operatorul Pieții de Echilibrare (OPE), Operatorul Comercial (OPCOM), Dispecerul Energetic Național etc.
3. Strategia și politicile specifice sistemelor de măsurare și monitorizare calitate energie electrică vor sta la baza elaborării cerințelor Transelectrica în cadrul:
 - Temelor de proiectare pentru obiective noi sau supuse acțiunilor de mentenanță, modernizare;
 - Normelor Tehnice Interne (NTI TEL) specifice sistemelor administrate de către OMEPA;
 - Procedurilor Operaționale TEL care asigură funcționarea coordonată și structurată a diferitelor entități organizatorice;
4. Implementarea conceptului SMART Metering ca parte componentă a conceptului SMART Grid;
5. Certificarea standardului Securitatea Informațiilor 27001 pentru activitatea OMEPA;

6. Compania va urmări dezvoltarea prioritară a capabilităților strategice specifice OMEPA, respectiv:

- *Capabilități umane*
- *Capabilități tehnice;*
- *Capabilități manageriale;*
- *Capabilități de inovare.*

Măsurile pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

▪ Măsurile generale

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 stipulează faptul că OTS (Transelectrica) are obligația de a presta serviciul de măsurare a energiei electrice pentru utilizatorii RET.

Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică prevede că OTS – OM (OMEPA) trebuie să asigure agregarea unitară pentru întreaga piață de energie.

Alinierea performanțelor tehnice a echipamentelor de măsurare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice, la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E este un obiectiv prioritar al CNTEE Transelectrica SA.

▪ Măsurile specifice domeniilor

Implementarea principiilor strategiei CNTEE Transelectrica SA de dezvoltare a sistemelor de (tele)contorizare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice vehiculate prin RET, precum și încadrarea în limitele stabilite prin *Codul tehnic al RET* și alte reglementări tehnice la care Compania a aderat, constituie obiective prioritare pentru îndeplinirea cărora CNTEE Transelectrica SA - OMEPA își propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice și monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

- Măsurile în domeniul măsurării energiilor electrice tranzitate pe piața angro (sistemul de telecontorizare al CNTEE Transelectrica SA pentru piața angro)
 - Promovarea în Planul de Afaceri și în Planul de dezvoltare a noului proiect de platformă informatică de telecontorizare;
 - Asigurarea de servicii integrate îmbunătățite pentru clienții platformei de măsurare;
 - Promovarea de tehnologii și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător, să promoveze cerințele conceptului SMART Metering;
 - Soluția platformei de telecontorizare a pieții angro trebuie să permită interfațarea automată cu sistemele de contorizare locală aparținând Transelectrica, altor sisteme aparținând diferiților operatori de măsurare din SEN, în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică;
 - Managementul CPT în instalațiile CNTEE Transelectrica SA impune ca majoritatea elementelor de rețea (LEA RET 220-750 kV) să fie telecontorizate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare existente sau viitoare trebuie să permită achiziția de date măsurate de către platforma de măsurare;

- OMEPA prin Serviciile teritoriale OMEPA va asigura, cu personalul propriu, activitățile de mentenanță preventivă și corectivă conform Planului Anual de Mentenanță;
 - Mentenanța periodică pentru întregul sistem tehnic va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
 - CNTEE Transelectrica SA, prin politica sa în domeniul stocurilor, va asigura un stoc minim de intervenție pentru echipamentele critice din cadrul sistemului de telecontorizare;
 - Se va asigura neutralitatea OMEPA, în raport cu participanții la piață și operatori recunoscuți de către ANRE, respectarea reglementărilor legale cu privire la obligațiile OMEPA și drepturile participanților la piața de energie;
 - Noua platformă informatică de telecontorizare trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea și stocarea datelor măsurate prin procese automate, sigure, care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;
 - Soluțiile IT&TC trebuie să fie performante și să valorifice la maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei;
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
 - Spațiile tehnice unde sunt amplasate sistemele tehnice, precum și spațiile în care personalul de exploatare își desfășoară activitatea, vor găzdui numai infrastructura tehnică destinată platformei de măsurare, accesul fiind considerat permis doar pentru persoanele autorizate;
 - Toate echipamentele de măsurare din cadrul platformei de telecontorizare vor fi proprietatea CNTEE Transelectrica SA și vor fi administrate de către OMEPA.
- Măsură în domeniul măsurării specifice sistemelor de contorizare locală
- Implementarea de sisteme locale de măsurare în vederea atingerii obiectivului privind telecomanda stațiilor electrice de transformare;
 - Promovarea în cadrul fiecărui proiect de modernizare, sau înființare stație nouă, a unui sistem local de contorizare;
 - Se vor promova tehnologii și sisteme deschise, care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător, să promoveze cerințele specifice conceptului SMART Metering;
 - Soluțiile sistemelor de contorizare locală trebuie să permită interfațarea acestora cu platforma de contorizare a pieții angro în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică, cât și accesul reglementat la date măsurate pentru alți clienți ai CNTEE Transelectrica SA
 - Managementul CPT TTL impune ca majoritatea elementele de rețea (LEA RET 220-750 kV) să fie contorizate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare, existente sau viitoare, trebuie să permită achiziția automată de date măsurate de către platforma de măsurare; Toate sistemele de contorizare locală vor fi administrate și exploatate în acord cu procedurile operaționale standard elaborate de către personalul OMEPA;

- Noile sisteme de contorizare locală trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea și stocarea datelor măsurate prin procese automate, sigure care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;
- Soluțiile IT&TC trebuie să fie performante și să valorifice la maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei, montajul acestora se va face în dulapuri rackabile și corespunzătoare gradului de protecție;
- La baza elaborării normelor tehnice interne (NTI), a procedurilor operaționale, instrucțiunilor tehnice interne de exploatare, temelor de proiectare vor sta Cerințele stipulate în ***Politica CNTEE Transelectrica SA specifică contorizării locale în stațiile TEL;***
- Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
- Spațiile tehnice unde sunt amplasate sistemele tehnice, precum și spațiile în care personalul de exploatare își desfășoară activitatea vor găzdui numai infrastructura tehnică destinată sistemelor de protecție-automatizare, accesul fiind considerat permis doar pentru persoanele autorizate.

- Măsurile în domeniul verificărilor metrologice

În vederea verificării cu resurse proprii a contoarelor de energie electrică supuse controlului metrologic obligatoriu al statului, aflate în patrimoniul CNTEE Transelectrica SA, dar și pentru obținerea de venituri prin practicarea tarifelor specifice pentru prestarea de servicii metrologice către deținătorii terți de astfel de echipamente de măsurare, CNTEE Transelectrica SA își propune următoarele măsuri:

- Asigurarea permanentă a condițiilor de spațiu și de mediu și a dotărilor cu instalații și echipamente, impuse pentru laboratoare metrologice, de către legislația în vigoare din domeniu;
- Menținerea autorizării periodice, la intervalele de timp stabilite de legislația în vigoare din domeniu, de către BRML a laboratorului de metrologie CNTEE Transelectrica SA cuprinzând cele trei laboratoare de metrologie din cadrul Sucursalelor de transport Craiova, Sibiu, Timisoara, în baza documentației valabile a Sistemului Calității pentru desfășurarea activității de metrologie;
- Menținerea autorizării periodice a verificatorilor metrologi care își desfășoară activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.

- Măsurile în domeniul monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice

- Promovarea de tehnologii, produse, echipamente și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător, să promoveze cerințele conceptului SMART GRID;
- Transelectrica va asigura, prin politica sa în domeniul stocurilor, un stoc minim de intervenție pentru echipamentele critice din cadrul sistemului integrat de monitorizare calitate a energiei electrice;

- Sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea și stocarea datelor măsurate prin procese automate, sigure care să garanteze corectitudinea și securitatea datelor;
- Soluțiile IT&TC trebuie să fie performante și să valorifice la maxim infrastructura IT&TC existentă a Companiei, permițând integrarea tuturor analizoarelor de calitate compatibile cu sistemul existent;
- Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
- Spațiile tehnice unde sunt amplasate sistemele tehnice, precum și spațiile în care personalul de exploatare își desfășoară activitatea vor găzdui numai infrastructura tehnică destinată sistemului integrat de monitorizare, accesul fiind considerat permis doar pentru persoanele autorizate;
- Datele și informațiile la care au acces utilizatorii sistemului sunt considerate date care intră în categoria secretului de serviciu;
- Toate echipamentele de monitorizare existente în cadrul sistemului sunt în proprietatea Transelectrica și vor fi administrate de către OMEPA, inclusiv echipamentele și interfețele de comunicație aferente montate în stațiile terților și la care Transelectrica are responsabilități în monitorizarea calității energiei electrice;
- Se va asigura accesul nediscriminatoriu al utilizatorilor la RET, în condițiile reglementărilor în vigoare;
- Se va asigura încadrarea indicatorilor CENEL în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET și alte reglementări tehnice la care Compania a aderat;
- Se va asigura includerea în contracte, avize de racordare și convenții de exploatare a indicatorilor privind calitatea energiei electrice transportate și a serviciilor prestate, precum și a cerințelor pentru prevenirea propagării către sistem a perturbațiilor apărute în instalațiile utilizatorului, care ar putea afecta calitatea energiei electrice;
- CEE dispecerizabile vor fi monitorizate din punct de vedere al monitorizării calității energiei electrice cu echipamente de clasă A, în acord cu legislația în vigoare.

12.3.3 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații

O componentă importantă a misiunii CNTEE Transelectrica SA este aceea de a asigura serviciile de telecomunicații necesare funcționării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de maximă siguranță și stabilitate, cu îndeplinirea cerințelor aprobate.

În acest context, se urmărește redefinirea și reorganizarea serviciilor oferite, suport important pentru desfășurarea activității Companiei, prin modernizarea sa cu tehnologii moderne și adecvate cerințelor.

Infrastructura de comunicații reprezintă un factor determinant în ceea ce privește funcționalitățile și securitatea aplicațiilor informatice din organizație. Echipamentele de telecomunicații și aplicațiile asociate, în funcție de specificul lor și destinația funcțională, sunt grupate în platforme interconectate.

Anumite componente ale infrastructurii, în special cele ce utilizează ca mediu de transport fibra optică, au durata de viață depășită ceea ce generează costuri ridicate de mentenanță. Aceasta impune ca, pe lângă lucrările întreprinse pentru menținerea actualului sistem în funcțiune, să fie realizată și înlocuirea echipamentelor ce nu mai prezintă siguranță în exploatare, cu echipamente adaptate noilor tehnologii.

12.3.4 Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurii critice

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, securitatea instalațiilor energetice este un obiectiv de interes constant pentru operatorii de transport și de sistem. Evoluțiile din ultimele două decenii au arătat creșterea vulnerabilităților cauzate de defectarea, distrugerea și/sau întreruperea infrastructurilor tehnologice (transporturi, energie, informatică etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijențe, accidente, activități criminale.

Pentru a asigura funcționarea sigură și stabilă a sistemului energetic național, CNTEE Transelectrica SA are în vedere creșterea nivelului de securitate al obiectivelor, ținând cont atât de valoarea patrimonială a obiectivelor cât și de importanța lor funcțională.

Strategia CNTEE Transelectrica SA cu privire la asigurarea unui nivel corespunzător de securitate a obiectivelor, cu costuri minime, cuprinde un ansamblu de activități proprii, desfășurate la nivel de Companie :

3. Evaluarea vulnerabilităților și managementul riscului: prin aceasta activitate se identifică obiectivele critice pentru desfășurarea activității precum și gradul lor de vulnerabilitate.
4. Îmbunătățirea continuă a capacității de răspuns la amenințări: reprezintă măsura în care personalul este pregătit pentru a face față unui spectru cât mai larg de amenințări, atât fizice, cât și informatice.
5. Managementul situațiilor de criză: prin care se asigură ca sistemul, ca întreg, este pregătit să reacționeze la amenințările fizice și informatice.
6. Întocmirea planurilor de continuitate a proceselor: prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilității unor disfuncționalități pe termen lung și creșterea promptitudinii operațiunilor de revenire, printr-o priorizare multicriterială coordonată unitar, pornind de la asigurarea funcționalității infrastructurilor critice naționale/europene, completând cu cele vitale Companiei și ajungând la soluția optimă de funcționare în noile condiții.
7. Dezvoltarea comunicațiilor: prin care se asigură coerenta activităților legate de capacitatea de răspuns, managementul situațiilor de criză și planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autoritățile.
8. Creșterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmărește reducerea amenințărilor interne și exterioare sistemului.
9. Sporirea securității informatice: prin care se asigură reducerea nivelului de risc asupra sistemelor de comandă și control, achiziții date și teleprotecții;
10. Măsuri de protecție a personalului: care trebuie să conducă la scăderea amenințărilor din interiorul sistemului și trebuie să aibă în vedere criterii de angajare și de verificare periodică a personalului implicat în activități critice.

11. Protecția informațiilor: în vederea reducerii probabilității ca anumite informații critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potențiali agresori.

Prin implementarea măsurilor expuse, CNTEE Transelectrica SA își propune instituirea și operarea unui cadru de management al securității ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

Implementarea programului de protecție fizică

Sistemul de securitate fizică pe care CNTEE Transelectrica SA își propune să îl realizeze va respecta principiile de securitate impuse sistemelor de anvergură și complexitatea Companiei, și anume:

- posibilitatea de dispecerizare a incidentelor de securitate;
- posibilitatea de definire a unor zone de securitate sporită, în funcție de importanța obiectivului și a diverselor zone de pe teritoriul obiectivului;
- capacitatea de extindere la toate obiectivele Companiei;
- identificarea unică a personalului care solicită acces;
- autentificarea persoanelor care vizează și aprobă cererile de acces;
- transmiterea cererilor și a aprobărilor în format informatic securizat, unificat și accesibil;
- crearea unor baze de date prin care să se asigure trasabilitatea accesului persoanelor în cadrul obiectivelor strategice aferente infrastructurii critice;
- posibilitatea acordării și revocării accesului în regim operativ.

După finalizarea, în decursul anilor 2013 ÷ 2016, a sistemelor integrate de securitate aferente unui număr de 13 de obiective din cadrul Companiei, urmează dezvoltarea unui concept unitar de exploatare și îmbunătățire continuă a mijloacelor tehnice necesare asigurării securității fizice a obiectivelor Companiei.

Pentru prevenirea și gestionarea evenimentelor care pun în pericol infrastructura de transport al energiei electrice, CNTEE Transelectrica SA are în vedere în perspectivă, de asemenea, următoarele proiecte :

- Asigurarea continuității afacerii și Recuperare în urma dezastrelor în corelare/interdependentă cu Planurile de securitate pentru Companie aferente protecției infrastructurilor critice naționale/europene operate de către CNTEE Transelectrica SA;
- Sistem de securitate a infrastructurii voce-date și managementul situațiilor de urgență.

13. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET

Pentru a se evalua, în etapele inițiale ale proiectelor, volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluați indicatori de costuri pe celulă, pentru fiecare nivel de tensiune, și pe transformator/ autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune și putere instalată. Aceste costuri includ și cheltuielile cu construcțiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare și sistemele de comanda – control – protecție.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiții derulate după 2005. Acolo unde nu s-a dispus de experiență recentă proprie, s-au utilizat informații despre prețuri estimate în studiile consultanților sau obținute în procesul de estimare a costurilor rețelei desfășurat în vederea implementării mecanismului de compensare a pierderilor între OTS la nivel european.

Costurile unitare specifice, ale echipamentelor primare și secundare/conexe, care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentate în Anexa F-1 (nu se publică).

După implementarea legislației care a stabilit sistemul de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, CNTEE Transelectrica SA și operatorii de distribuție au primit un număr foarte mare de solicitări de conectare la rețea de astfel de centrale, în special eoliene, concentrate într-o zonă geografică restrânsă. Această situație a determinat includerea în plan a unui volum semnificativ de investiții pentru întărirea capacității de evacuare a producției acestor centrale, suplimentar necesităților de reabilitare/modernizare/dezvoltare a RET conform tendințelor istorice anticipate anterior.

Apariția simultană a unui volum mare de producție din surse regenerabile de energie care solicită racordarea la rețea în perioada următoare conduce la necesitatea unui efort de dezvoltare a rețelei fără precedent în ultimii 20 ani, implicând o majorare substanțială a cheltuielilor față de estimările realizate pentru Planurile de dezvoltare anterioare anului 2008.

CNTEE Transelectrica SA urmărește în permanență evoluția proiectelor anunțate ale utilizatorilor și își actualizează Planul de dezvoltare a RET în funcție de acestea și de proiecțiile financiare proprii. La fiecare actualizare, se urmărește stabilirea unui Plan sustenabil, echilibrat atât din punct de vedere al posibilității de realizare a lucrărilor, cât și al capacității CNTEE Transelectrica SA de a-l susține financiar.

Progresul mai rapid în ceea ce privește realizarea liniilor noi este întârziat de timpul foarte mare necesar pentru obținerea autorizațiilor și a drepturilor asupra terenurilor necesare. Planificarea cheltuielilor de investiții a ținut cont de aceste condiții, astfel încât cheltuielile pentru rețehnologizare și protecție a infrastructurii critice domină în prima jumătate a intervalului, în timp ce cheltuielile pentru construcția liniilor noi sunt preponderente în a doua parte a intervalului.

Eșalonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiții directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2016-2025 este prezentată în Tabelul 12 și Anexa F-2 (nu se publică).

În cazul rezolvării, mai rapide decât s-a estimat, a problemelor legate de obținerea autorizațiilor și terenurilor pentru liniile noi, investițiile se vor realiza în cel mai scurt timp posibil, utilizând eventualele economii realizate la celelalte investiții care le preced.

În fig. 13.1 sunt prezentate, comparativ față de ultima ediție aprobată a Planului (2014-2021), valorile cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2016-2025).

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 13.2.

Figura 13.1

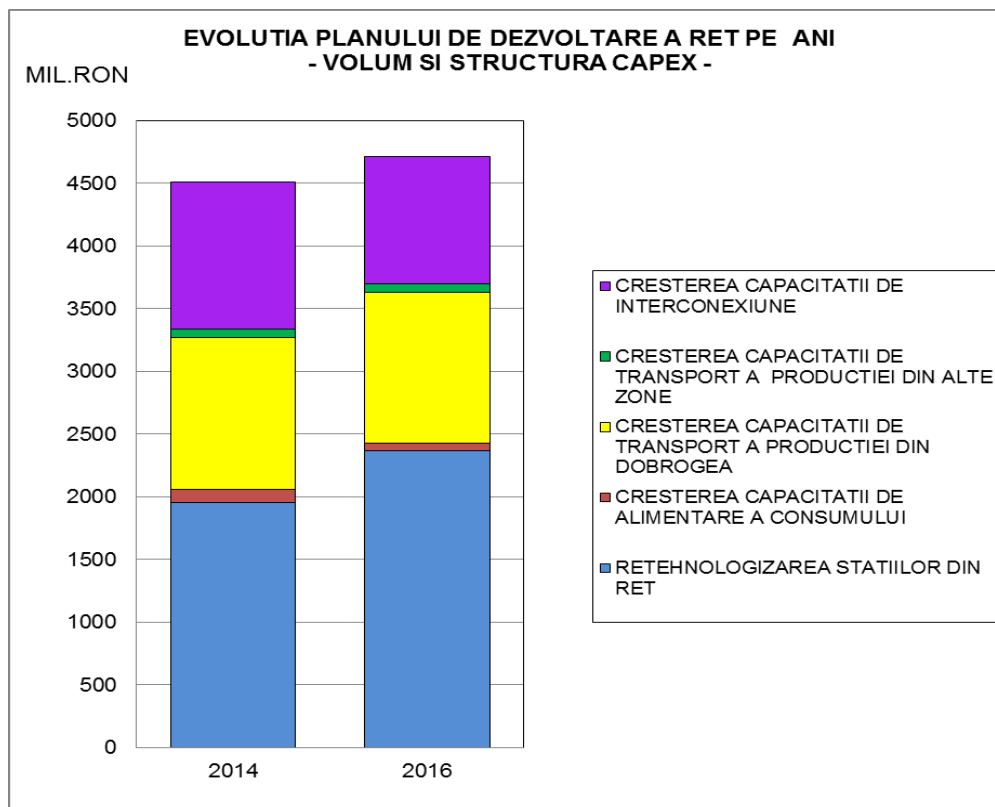
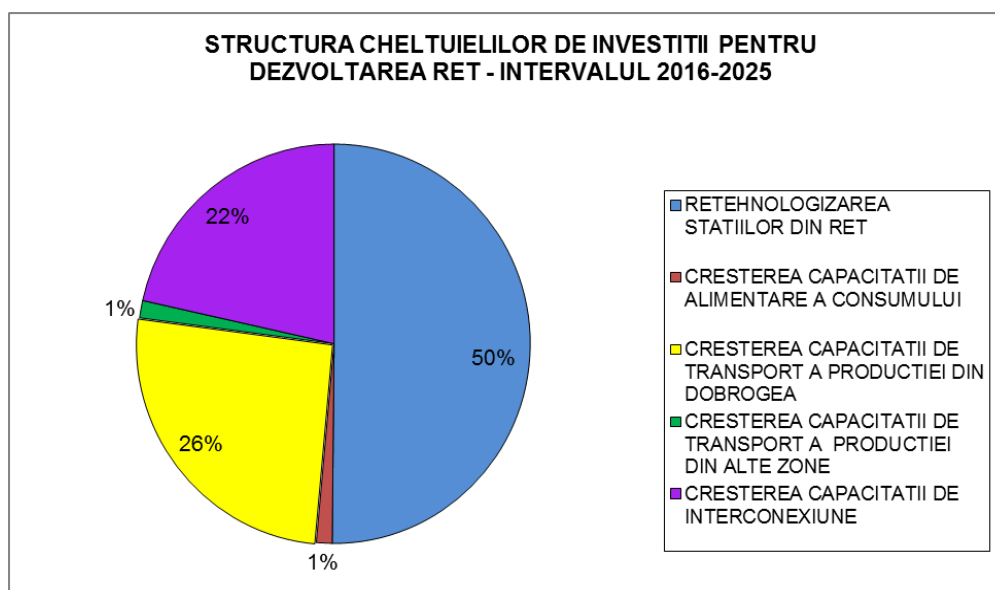


Figura 13.2



14. Surse de finanțare

14.1. Veniturile CNTEE Transelectrica SA

Tarifele reglementate aferente activităților licențiate (serviciul de transport al energiei electrice, serviciul de sistem funcțional) reprezintă sursa principală de venit utilizabil de CNTEE Transelectrica SA pentru finanțarea dezvoltării infrastructurilor operate de Companie. Aceasta este completată de surse secundare de venit, reprezentate în principal de alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei către participanții la piața de energie dar și de alte prestații, acestea având împreună o pondere mică în totalul veniturilor Companiei comparativ cu venitul obținut din tarifele reglementate. La sursele de venit menționate mai sus se adaugă tariful pentru serviciile de sistem tehnologice și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare. Ambele surse menționate, deși semnificative ca volum, nu sunt însă utilizabile pentru finanțarea dezvoltării infrastructurii operate de CNTEE Transelectrica SA. Aceste venituri nu sunt generatoare de profit, fiind dimensionate spre a fi consumate integral pentru finanțarea unor categorii specifice de cheltuieli, respectiv cu procurarea rezervelor de putere necesare pentru asigurarea echilibrării SEN de la producătorii de energie electrică dispecerizabili (servicii de sistem tehnologice) și a costurile aferente echilibrării în timp real a producției și consumului de energie electrică (administrarea pieței de echilibrare).

Activitatea CNTEE Transelectrica SA este un monopol natural reglementat și conform metodologiilor stabilite de reglementările în vigoare, doar serviciul de transport și serviciul de sistem funcțional sunt generatoare de profit.

Metodologia de stabilire a tarifului de transport se bazează pe principiul „venit plafon”, conform căruia venitul se află în centrul mecanismului de stabilire a tarifului. Venitul reglementat este calculat pe baza costurilor justificate recunoscute de ANRE, baza de costuri cuprinzând costuri operaționale și costuri de investiții. Anumite elemente de cost din baza costurilor operaționale recunoscute în venitul reglementat sunt plafonate în scopul de a stimula operatorul să caute permanent soluții pentru eficientizarea activităților. În cazul acestor elemente de cost, metodologia de tarifiere conține un mecanism de premiere a operatorului în cazul obținerii unui nivel superior al eficienței raportat la țintele stabilite de ANRE, profitul suplimentar astfel obținut fiind reținut parțial (50%) de operator, de restul de 50% beneficiind clienții serviciului prin tarife viitoare diminuate corespunzător. Pentru zona de investiții, metodologia tarifară conține două componente: (i) recuperarea capitalului investit în activele de transport prin mecanismul amortizării și (ii) rentabilitatea bazei reglementate a activelor, calculată ca produs între valoarea BAR (care include valoarea activelor RET rezultată în urma investițiilor eficiente) și un nivel rezonabil al rentabilității capitalului (RRR – rata reglementată a rentabilității) pentru acoperirea costurilor de finanțare.

14.2. Sursele de finanțare a investițiilor Transelectrica

Din totalul veniturilor Companiei, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport, tariful reglementat pentru serviciile funcționale de sistem și alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră generează surse de finanțare a investițiilor. Veniturile realizate din tariful pentru serviciile de sistem tehnologice și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare sunt limitate la recuperarea de către Companie a costurilor operaționale curente necesare desfășurării respectivelor activități, fără a include o componentă

de cheltuieli de investiții (prestarea serviciilor de sistem tehnologice nu necesită infrastructura proprie CNTEE Transelectrica SA, investițiile Companiei în platforma pieței de echilibrare sunt recuperate prin tariful de servicii de sistem funcționale) și deci nu contribuie la sursele de finanțare a investițiilor Companiei.

Finanțarea dezvoltării RET are următoarele componente:

- Surse interne Transelectrica (autofinanțare)
 - Fluxul de încasări generat în operațiunile de bază (în principal prin tariful de transport).
 - Fluxul de încasări generat de investițiile financiare: dividende și dobânzi încasate; contribuția acestor surse este nesemnificativă în raport cu fluxul de numerar din operațiunile de bază.
- Surse externe Transelectrica (finanțare atrasa):
 - Nerambursabile (nerecuperabile prin tariful de transport)
 - Tariful de racordare prin componenta de întărire în amonte a RET aplicată noilor producători racordați la RET - tarif reglementat care reprezintă acoperirea de către producător a cheltuielilor efectuate de operatorul de rețea cu lucrările de întărire a rețelei în amonte de punctul de racordare în vederea evacuării în condiții de siguranță a energiei produse de producător;
 - Fonduri europene
 - Atrase de pe piața financiară (recuperabile prin tariful de transport)
 - Emisiuni de obligațiuni (CNTEE Transelectrica SA are un program de finanțare prin emisiuni de obligațiuni cu o limită aprobată de 900 milioane lei, din care 700 milioane lei reprezintă plafonul disponibil la sfârșitul anului 2015; programul se derulează până în anul 2017, urmând ca o eventuală extindere a acestuia să fie analizată);
 - Împrumuturi bancare;
 - Emisiuni de acțiuni noi – acest canal de finanțare a fost accesat la momentul listării Companiei la Bursă în anul 2006, constituind în continuare o opțiune deschisă dar secundară pentru atragerea de fonduri.

CNTEE Transelectrica SA deține în prezent o capacitate de îndatorare semnificativă datorată unui cumul de caracteristici și factori ce oferă o bază care poate susține niveluri de îndatorare mărite:

- profilul sigur și predictibil al activității, caracterizat printr-un grad ridicat de siguranță a veniturilor și încasărilor, respectiv o vizibilitate bună a costurilor operaționale, investițiilor și veniturilor;

- capacitatea demonstrată de a genera fluxuri de numerar suficiente pentru plata integrală și la timp a serviciului datoriei, ce s-a tradus în lipsa oricăror sincope în achitarea ratelor și dobanzilor scadente la împrumuturile atrase;
- un cadru de reglementare a tarifelor clar, transparent și corect aplicat, la baza calculării tarifelor aflându-se principiul recuperării costurilor justificate, ce includ cheltuielile de investiții (cheltuielile de capital și costurile de finanțare aferente);
- nivelului de îndatorare redus atât în comparație cu companiile similare din sector (în particular în cadrul industriei transportului de energie electrică) cât și cu limitările asumate față de creditorii actuali.

Nivelul de îndatorare este limitat de clauze restrictive cuprinse în acordurile/angajamentele contractuale asumate de companie față de creditorii. Clauzele contractuale restrictive se referă la menținerea anumitor indicatori financiari în limite prestabilite. Indicatorii sunt calculați, auditați și comunicați creditorilor cu regularitate. De asemenea nivelul de îndatorare este limitat și prin prisma presiunii maxime suportate de ratingul de credit al Companiei monitorizat de agențiile independente specializate.

RET este proprietate publică a statului, concesionată CNTEE „Transelectrica” S.A. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanțarea din tarif se referă la lucrările de modernizare și re tehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere ce vor tranzita RET.

Acceptarea investițiilor și recunoașterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, este decizia ANRE.

Având în vedere că pentru perioada următoare se estimează un deficit de finanțare față de necesitățile de re tehnologizare, întărire și extindere a RET, pentru acoperirea acestui deficit sunt luate în considerare, în completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, alte canale de finanțare ce vor avea ca efect limitarea presiunii asupra tarifului reglementat.

Avem în vedere:

- Accesare fonduri europene - Programul Operațional Infrastructura Mare
- Instrumentul financiar Connecting Europe Facility (CEF) (facilitatea de finanțare a proiectelor de interes comun (PCI) dacă se îndeplinesc simultan mai multe criterii de eligibilitate).

Problema deficitului de finanțare a dezvoltării RET nu este specifică României, ci are un caracter general, recunoscut la nivelul Uniunii Europene. Astfel, în Documentul „Priorități ale infrastructurii energetice până în 2020 și mai departe” (COM 2010/677) se estimează că necesarul de investiții în sistemele energetice până în anul 2020 este 1 trilion €. Din acesta, în documentul CE se estimează că circa 200 miliarde sunt necesare pentru rețelele importante de

gaze și electricitate, dar, având în vedere angajamentele actuale, numai 50% din această valoare va fi realizată de piață, existând un deficit la nivel UE de 100 miliarde €.

15. Direcții de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare, este necesar să se elaboreze analize și acțiuni privind următoarele aspecte:

- Dezvoltarea optimă a RET corelat cu evoluțiile din SEN, în vederea menținerii siguranței în funcționare a SEN;
- Stabilirea unui plan comun de acțiune pentru dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție în zona municipiului București, în baza concluziilor studiilor pentru identificarea celor mai bune soluții de dezvoltare a RET în zona limitrofă și urbană a municipiului București, realizate de Transelectrica și ENEL Distribuție Muntenia Sud;
- Reglajul tensiunii și circulația puterii reactive – identificarea necesităților și studierea posibilităților de introducere a reglajului secundar;
- Creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- Existența rezervelor necesare de putere și realizarea echilibrului producție/ consum în perspectiva construirii centralelor electrice eoliene și a grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă, utilizând analiza statistică a funcționării CEE și CFE;
- Actualizarea analizelor de sistem necesare pentru asigurarea evacuării puterii excedentare din zona Dobrogea și zona Moldova, luând în considerare actualizarea ipotezelor, în baza evoluției cunoscute a proiectelor și a solicitărilor noi primite;
- Realizarea unor studii în vederea identificării măsurilor pentru asigurarea unei prognoze a producției CEE cu o precizie adecvată necesităților conducerii SEN de către OTS;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Pregătirea implementării reglementărilor naționale și europene cu impact asupra activității OTS, pe măsura intrării lor în vigoare;
- Creșterea eficienței energetice;
- Implementarea și diversificarea tehnologiilor de LST;
- Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET;
- Completarea și adaptarea cadrului de reglementare privind accesul la rețea și integrarea producției eoliene în SEN.

Bibliografie

1. *Planul de Dezvoltare al RET. Perioada 2014-2023, Transelectrica S.A., 2014*
2. *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/ 2007*
3. *Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile, 2010 Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011-2035, 2011*
4. *Analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET, TRACTEBEL Engineering S.A., 2015*
5. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2015, Transelectrica - DEN, 2015*
6. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2015-2016, Transelectrica -DEN, 2015*
7. *Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2014, Transelectrica - DEN, 2014*
8. *Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2014-2015, Transelectrica -DEN, 2014*
9. *Studiu privind planificarea dezvoltării rețelelor de transport din zona de est a SEN, în condițiile suplimentării semnificative a puterii produse în Dobrogea, TRAPEEC S.A., 2008*
10. *Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani, Asocierea SC ISPE S.A. & TRACTEBEL Engineering S.A., 2015*
11. *Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum și/ sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008*
12. *Studiu privind factorii care influențează cpt în RET și modalități de reducere a acestuia”, ISPE S.A., 2010-2011*
13. *Studiu privind mijloacele necesare pentru reglajul tensiunii/puterii reactive în SEN – a pe 5 ani, ISPE S.A., 2011*
14. *Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET, ISPE S.A., 2015*
15. *Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2016-2020-2025), Asocierea TRACTEBEL Engineering S.A. & SC ISPE S.A., 2015*
16. *Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008*
17. *Procedura Operațională Transelectrica „Schimbările de date și informații tehnice între utilizatorii RET și operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în condiții de siguranță”, Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002*

18. *Ten-Year Network Development Plan Package 2014, ENTSO-E, 2014*
19. *System Adequacy Retrospect report for 2014, ENTSO-E, 2014*
20. *Raportul "UCTE System Adequacy Forecast, 2011 – 2025", ENTSO-E, 2010*
21. *Metodologie și program de calcul pentru stabilirea ordinii acțiunilor de rețehnologizare/mentenanță a stațiilor electrice din RET. Planul de perspectivă. Actualizarea bazei de date și extindere funcțiuni, Universitatea Politehnică București- Centrul EDUPERCO, 2006*
22. *Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România, ISPE S.A., 2009*
23. *Studiu privind direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, ISPE S.A., 2011*
24. *Procedura Operațională "Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranței SEN" COD: TEL - 07.38*
25. *Metodologia ENTSO-E "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" aprobată de Comisia Europeană în 5 februarie 2015*

Echipa de Program care a elaborat
Planul de dezvoltare a RET – Perioada 2016 - 2025

Nr. crt.	Numele și prenumele	Poziția
1.	Ioan Dorin Hațegan	Director DTDR
2.	Virginica Zaharia	Director de program
3.	Daniela Bolborici	Manager - DD RET
4.	Anca Antemir	Șef serviciu
5.	Oana Zachia	Șef birou
6.	Oana Mănicuță	Inginer principal specialist
7.	Alexandra Tolea	Inginer
8.	Ana Talpos	Inginer
9.	Silvia Damian	Șef serviciu
10.	Alexandru Novac	Expert Managementul activitatii investitionale
11.	Gheorghita Micu	Expert Managementul activitatii investitionale
12.	Costel Constantin	Șef serviciu SPO
13.	Mioara Miga	Manager energetic prognoza si management congestii
14.	Emanuel Ioniță	Șef birou
15.	Doina Ilișiu	Manager energetic MFGAP
16.	Cristian Rădoi	Manager energetic POS
17.	Marin Ștefan	Inspector sef
18.	Mariana Ilie	Inspector sef
19.	Costin Florea	Șef serviciu
20.	Bogdan Ghițulescu	Expert retele
21.	George Marius Dumitrache	Șef serviciu
22.	Călin Stanescu	Șef serviciu
23.	Florin Stanciu	Manager DFARM
24.	Adrian Suța	Manager DTRI
25.	Giorgiana Giosanu	Director de program
26.	Diana Costea	Inginer principal specialist
27.	Roxana Ivan	Inginer principal specialist
28.	Roxana Jianu	Referent de specialitate
29.	Cătălin Lișman	Director DM OMEPA
30.	Dan Costache	Șef STMLS

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2016- 2025

Anexe

Cuprins

Anexa A	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexele B	Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET
Anexa B-1	Consumuri realizate pe stații
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2015
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2015-2016
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2015
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2015-2016
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit - 2015
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexele C	Proгноza balantei producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2016 – 2025
Anexa C-1	Proгноza consumului de energie electrică pe zone 2016 – 2025
Anexele D	Analiza stabilității statice
	Tabelul 1 - Analiza stabilității statice - TM
	Tabelul 2 - Analiza stabilității statice - TL
Anexa F3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2014 și 2016
Anexa G	Încărcări elemente RET 2016, 2020, 2025

Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET

A. Construirea cazurilor de funcționare în vederea dimensionării RET

Performanțele de funcționare a RET se stabilesc prin analiza unui mare număr de regimuri de funcționare care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN interconectat cu sistemul electroenergetic european continental interconectat sincron.

Analiza dimensionării RET la diferite orizonturi de prognoză este realizată în conformitate cu prevederile Normativului pentru proiectarea sistemului energetic national (PE026/1992).

În vederea realizării calculelor și analizelor de sistem se elaborează modele de calcul corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcționare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD se construiesc pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața vară (VDV) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare din cele 3 orizonturi de prognoză: An0+1, An0+5, An 0+10 (An0 fiind ultimul an anterior perioadei analizate) .

Regulile de elaborare atât pentru RMB cât și pentru RD sunt stipulate în PE 026/1992.

Deoarece documentul menționat nu are prevederi pentru centralele eoliene, având în vedere caracterul stocastic al regimului de funcționare al acestor centrale, prevederile PE 026/1992 au fost completate pentru acestea cu reguli specifice, prezentate mai jos.

În regimul mediu de bază (RMB):

1. Centralele eoliene se consideră cu o producție de 30 % din puterea considerată instalată la etapa respectivă.

Aceste valori sunt stabilite, în lipsa unei experiențe trecute de funcționare a unui volum semnificativ de centrale eoliene în SEN, pe baza informațiilor obținute din literatura de specialitate și în urma discuțiilor purtate de specialiștii români cu reprezentanții unor companii care operează volume semnificative de centrale eoliene.

După observarea în funcționare a unui volum relevant de centrale eoliene în SEN, care să ofere date suficiente privind nivelul de încărcare a acestora și probabilitatea asociată gradului de încărcare, CNTEE “Transelectrica” S.A. va realiza analiza statistică a măsurătorilor și va implementa rezultatele în procedurile sale de analiză.

2. Centralele hidro se încarcă pentru condiții de hidraulicitate medie, conform valorilor corespunzătoare palierului respectiv pe curba anuală de funcționare.

3. Centralele clasice se încarcă pe baza ordinii de merit (cheltuielile variabile de producție / eficiența energetică a grupului), conform metodologiei prezentate în Anexa A-1.

În regimul de dimensionare (RD):

În cazul în care se analizează racordarea la rețea a unui grup nou/ unei centrale electrice noi, pornind de la RMB se elaborează regimul de dimensionare (RD).

Se identifică zona excedentară analizată, delimitată de restul SEN printr-o secțiune de rețea a cărei capacitate este în pericol să fie depășită datorită evacuării excedentului de putere care include și producția centralei/ grupului nou racordat.

La fiecare analiză a capacității rețelei de evacuare a puterii dintr-o centrală sau un grup de centrale pot fi avute în vedere succesiv, după caz, mai multe secțiuni concentrice a căror capacitate este în pericol să fie depășită, delimitând mai multe zone excedentare analizate, din ce în ce mai largi.

În funcție de zona în care se preconizează instalarea grupului/ grupurilor noi, se construiesc regimurile de dimensionare (RD), modificând încărcarea unor grupuri generatoare față de RMB, conform regulilor stabilite în PE026/1992, completate conform celor de mai jos:

Noul obiectiv

1. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală clasică, aceasta se consideră la 100% din Pinstalat atât la N, cât și la (N-1).
2. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală eoliană, aceasta va fi încărcată la 100 % din puterea instalată în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.
3. Dacă în stația în care se face racordarea noii CEE mai sunt racordate și alte CEE, se vor considera toate încărcate la 100% Pinstalat în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Celelalte centrale la VSI, VDV

4. CEE din zona excedentară în care se racordează centrala analizată, (ex.: zona Dobrogea/ zona Moldova/ zona Caraș Severin, zona Stâlpu etc.) se încarcă la 70% Pinstalat considerat.
5. Cea mai mare centrală termoelectrică (exceptând CNE) din zona excedentară analizată se încarcă la Pmax disponibil.
6. CNE se încarcă la Pmax disponibil.
7. Toate centralele Hidro din zona excedentară analizată se încarcă la Pmax disponibil.

Mențiune: Încărcarea CHE Porțile de Fier și CHE Djerdap (Serbia) se face corelat, în aceeași măsură.

Celelalte centrale la GNV

8. CEE din zona excedentară în care se racordează centrala analizată, (ex.: zona Dobrogea/ zona Moldova/ zona Caraș Severin, zona Stâlpu etc.) se încarcă la 70% Pinstalat considerat.
9. Cea mai mare centrală termoelectrică (exceptând CNE) din zona excedentară analizată se încarcă la Pmax disponibil în regimurile cu N elemente în funcțiune, dar se acceptă ipoteza unei valori care poate coborî până la 70% Pmax disponibil pentru încadrarea în limita termică a rețelei în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune, fără a scădea sub P minim tehnic sau sub valoarea din RMB.
10. CNE se încarcă la Pmax disponibil.

11. Toate centralele hidro din zona excedentară analizată se încarcă la 50% P_{instal}, dacă în RMB erau sub această valoare. Se poate accepta descărcarea CHE cu lac de acumulare sub această valoare sau chiar oprirea lor. Nu se acceptă valori sub P_{min} tehnic sau sub valoarea din RMB.

Echilibrarea balanței

13. Balanța se echilibrează prin scăderea, în afara zonei excedentare analizate, a producției în centrale termoelectrice fără program de cogenerare (în ordinea descrescătoare a costurilor de producție estimate: 1. hidrocarburi, 2. ulei, 3. lignit).

Având în vedere cuplajul între zonele Dobrogea și Moldova, care evacuează prin S3 comună, încărcarea grupurilor în una din aceste zone nu se echilibrează prin scăderea în cealaltă.

Dacă este necesar, deoarece scăderea suplimentară a producției interne ar pune în pericol siguranța funcționării, excedentul rămas de echilibrat după aplicarea condițiilor de mai sus se consideră export suplimentar față de soldul din RMB (50% pe direcția sud, 50% pe direcția vest).

Se obțin astfel valorile fluxurilor maxime de putere prognozate a fi evacuate din zona analizată în situații normale de funcționare a SEN, care stau la baza identificării întăririlor necesare.

B. Analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET

Analizele se realizează considerându-se sistemul electroenergetic al României interconectat cu sistemul electroenergetic european continental interconectat sincron.

1. Regimurile staționare.

Se analizează regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, la VSI, VDV și GNV, în schema N și N-1, prin calcule de regim staționar. Pentru secțiunea care asigură evacuarea puterii centralelor nucleare (CNE Cernavodă) se aplică criteriul N-2.

Se identifică, aplicându-se criteriile de dimensionare conform PE 026/1992 și Codului tehnic al RET, zonele în care nu se îndeplinesc condițiile tehnice normate privind calitatea energiei electrice și siguranța funcționării SEN și se stabilesc soluții de rezolvare.

Regimurile staționare sunt analizate din punct de vedere al:

- gradului de încărcare a elementelor RET și RED (110 kV);
- nivelului de tensiune în nodurile RET și RED (110 kV);
- nivelului pierderilor de putere activă în RET.

Gradul de încărcare admis este determinat de caracteristicile echipamentelor.

Benzile admisibile de tensiune admise, în acord cu legislația în vigoare, sunt:

- Rețeaua de 400 kV: 380 kV și 420 kV;
- Rețeaua de 220 kV: 198 kV și 242 kV;
- Rețeaua de 110 kV: 99 kV și 121 kV.

În aceste calcule, se modelează T și AT pe plotul nominal, considerându-se posibilitatea de utilizare a reglajului ca o rezervă pentru operarea rețelei în cazurile care exced regimurile de dimensionare. Într-o abordare similară, nu se utilizează posibilitatea de funcționare a grupurilor în regim inductiv, caracterizat de absorbție de putere reactivă.

2. Verificarea dimensionării RET la condiții de stabilitate statică - Determinarea puterilor maxime admisibile în secțiunile caracteristice

Pentru determinarea regimului critic și a valorii maxime admisibile a puterii tranzitate printr-o secțiune a SEN din considerente de stabilitate statică, se modifică în pași succesivi regimul inițial, în sensul creșterii deficitului sau excedentului de o parte și alta a secțiunii analizate, prin creșteri/ scăderi de consum/ producție.

Calculul se oprește la apariția primului regim instabil și se consideră regim critic, ultimul regim stabil. În raport cu regimul critic, în configurație N și N-1, se determină regimul admisibil, caracterizat prin rezervă normată de 20% în configurație cu N elemente și 8% în configurație cu N-1 elemente.

Se calculează limitele de stabilitate statică în secțiunile caracteristice și puterile admisibile prin secțiuni care asigură rezervele normate fata de limite, în scheme de durată complete (toate elementele în funcțiune) și, pentru identificarea cazurilor de retrageri din exploatare condiționate, în scheme de durată cu fiecare element din secțiune retras, pe rând, din exploatare.

Puterile admisibile pentru secțiunile caracteristice ale SEN trebuie să asigure rezerva normată - adică, simultan:

- 20% față de limita de stabilitate calculată pentru configurația de durată (completă sau cu un element retras)
- și
- 8% față de limita de stabilitate calculată pentru configurația de scurtă durată rezultată în urma contingențelor semnificative aplicate la configurația de durată (linie, T/AT, grup generator sau consum concentrat) (= verificarea criteriului N-1).

Deci, pentru fiecare configurație de durată (completă sau cu un element din secțiune retras), se stabilește valoarea admisibilă prin secțiune ca fiind minima dintre: valoarea admisibilă prin secțiune cu rezerva de 20% și valorile admisibile prin secțiune calculate cu fiecare dintre celelalte elemente din secțiune declanșate suplimentar, pe rând, față de care se asigură o rezervă de 8%.

3. Analiza condițiilor de stabilitate tranzitorie

Pentru centrale, se verifică stabilitatea tranzitorie, cu încărcarea grupurilor la maximum. Analiza se face pe secțiunea de evacuare din centrală, pentru configurație normală și configurații cu un element retras din exploatare de durată. Se analizează și scurtcircuite trifazate pe barele stațiilor.

Pentru determinarea soluției tehnice din punct de vedere al performanței necesare a echipamentelor de reglaj, comutație și protecție, în regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică asociate fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, se calculează:

- (1) timpul critic de eliminare a defectului pe liniile electrice de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul, lângă stație - la scurtcircuit permanent trifazat, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întreruptoarelor, cu considerarea dispozitivelor RAR; pentru scenariul la care s-a identificat timpul critic, se reia simularea cu extinderea intervalului de simulare la 20-30 secunde, pentru a identifica eventuala necesitate a echipării cu PSS pentru amortizarea oscilațiilor;
- (2) timpul critic de eliminare a defectului pe barele de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul (separate de această bară printr-o linie, un transformator sau o

cuplă) - la scurtcircuit trifazat; se identifică eventualele situații de neamortizare a oscilațiilor;

- (3) timpul critic de eliminare a defectului pe bara de 400 kV sau 220 kV la care se racordează grupul - la scurtcircuit trifazat, pentru verificarea efectului asupra grupurilor existente.

Ținând seama de prevederile Codului tehnic al RET și PE 026 / 1992 – Normativ pentru proiectarea SEN, verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie pe secțiunile caracteristice ale SEN se efectuează în următoarele condiții și pentru următoarele perturbații:

- În regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzătoare fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configurație de durată (completă și respectiv cu câte un element din secțiune retras programat, pe rând): scurtcircuit polifazat permanent (bifazat cu pamantul sau trifazat) pe o linie din RET, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întreruptoarelor, fara RAR (RAR anulat) și cu RAR nereușit;
- În regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzătoare fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configurație de scurtă durată cu un element declansat (rezultată în urma contingențelor semnificative aplicate, pe rand, la configuratia completa): scurtcircuit monofazat pe o alta linie din RET, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întrerupătoarelor, urmat de RARM reușit.

Se verifică astfel faptul că încărcarea fiecăreia dintre secțiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilității grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit simetric și nesimetric în RET.

Calculule se realizează considerându-se apariția scurtcircuitului, pe rând, la ambele capete ale liniilor.

Pentru zonele în care este instalată o putere semnificativă în centrale eoliene, scenariile de declanșare pentru verificarea criteriului N-1 iau în considerare, ca variantă pentru identificarea situațiilor periculoase, și declanșarea grupurilor eoliene în regimul tranzitoriu determinat de declanșarea elementului de rețea.

În funcție de tipul instalațiilor de RAR și teleprotecției cu care este echipată linia respectivă, se utilizează următoarele scenarii de evoluție a regimului tranzitoriu:

- În cazul în care linia nu este prevăzută cu teleprotecție și RAR trifazat, scurtcircuitul trifazat este eliminat definitiv prin protecția de distanță.
- În cazul în care linia este prevăzută cu RART, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat prin protecția de distanță, cu reconectarea pe defect din capătul în care dispozitivul RART este prevăzut cu “control lipsă tensiune”, după care linia este deconectată definitiv prin acționarea protecției.
- În cazul liniilor fără instalații de teleprotecție, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat de protecția de distanță în trepte, cu o temporizare de 0,4 s între acționarea celor două întreruptoare de la capetele liniei respective.
- În cazul liniilor echipate cu instalații de teleprotecție, scurtcircuitul trifazat este eliminat prin protecție la ambele capete, cu considerarea timpului de transmisie a semnalului de deblocare.

În cazul unui scurtcircuit pe bare, se consideră acționarea corectă a protecției diferențiale de bare.

4. Evaluarea solicitărilor la scurtcircuit

Valorile curenților de scurtcircuit sunt calculate în conformitate cu prevederile PE 134 / 1995 – “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”, normativ elaborat în conformitate cu prevederile CEI.

Se determină valorile curenților de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în stațiile de 400 kV și 220 kV din RET, și în stațiile de 110 kV aflate în administrarea Transelectrica S.A.

Calcululele sunt efectuate utilizând metoda simplificată în care se admit următoarele:

- egalitatea în modul și argument a tuturor tensiunilor electromotoare din nodurile rețelei;
- neglijarea rezistenței rețelei;
- neglijarea sarcinilor din noduri.
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Aceste simplificări pot conduce la o eroare de cca. 10% în raport cu rezultatele obținute printr-un calcul exact, eroare considerată admisibilă.

Calcululele de dimensionare a echipamentelor și aparatajului din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație se efectuează pentru regimul maxim de funcționare. Acesta este caracterizat prin:

- Toate generatoarele, liniile și unitățile de transformare ale rețelei, în funcțiune;
- Toate autotransformatoarele 400/220 kV și 220/110 kV, și transformatoarele 400/110 kV considerate cu neutrele legate la pământ;
- Toate transformatoarele de bloc din stațiile centralelor funcționează cu neutrul legat la pământ;
- Rețeaua de 400, 220 și 110 kV buclată, cuplele conectate.

Valorile curenților de scurtcircuit servesc la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care, eventual, sunt depășite performanțele acestora, stabilirea performanțelor echipamentelor și aparatajului ce urmează a fi asimilate în perspectivă;
- dimensionarea noilor instalații la solicitări dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor pentru protecțiile prin relee și automatizările de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin prizele stațiilor.

CONSUMURI STATII - CITIRI ianuarie 2015

ANEXA B-1

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
2155	Ocna Mures	AB	0	0	0	0	0	0
2156	Ocna Mures	AB	3.89	1.04	4.31	1.07	2.76	0.67
2162	Petresti	AB	6	3	6	3	6	3
2163	Gilceag	AB	0.36	0.28	0.37	0.26	9.12	1.09
2167	Cugir	AB	12.36	6.57	9.65	4.91	6.07	2.82
2170	Sebes	AB	15.29	2.58	14.01	1.05	8.53	2.12
2171	Barabant	AB	19	3	18	3	13	3
2172	Blaj	AB	11.1	3.5	10	3	7.2	1.6
2173	Cimpeni	AB	4.68	1.32	4.45	1.28	1.53	0.46
2174	Aiud	AB	7.5	1	8	1.5	4.5	0.5
2175	Turnatoria Alba Iuli	AB	0	0	0	0	0	0
2176	Zlatna	AB	1.58	0.45	1.45	0.41	1.13	0.17
2177	Intrep. Metalurgica	AB	0.3	0.01	0.5	0	0.5	0
2178	Baia de Aries	AB	1	0.2	1.2	0.2	0.7	0.2
2181	Teius	AB	8.31	2.28	7.97	1.92	5.28	2.06
2182	Lupsa	AB	1.55	0.54	3.9	1.21	3.43	1
2183	Cariera Rosia Poieni	AB	2.5	1.3	0.2	0.1	0.1	0
2185	Uz.de Prep. Rosia Po	AB	3.5	2.5	0.5	0.3	8.3	1.9
2186	Gura Rosie	AB	1.7	0.38	2.06	0.65	1.81	0.41
2188	MDF Sebes	AB	24	9	25	9	25	9
2189	Alba Iulia	AB	11	3	11	3	6	2
2252	CFR Teius	AB	0	0	0	0	0	0
2253	Sibot CFR	AB	0.8	0.2	0.7	0.2	0.5	0.1
2256	Tauni	AB	2.5	2	2.5	2	2.5	2
2278	Turnatoria Alba Iuli	AB	6	1	6	1	3	1
2279	Alba Iulia B2-110	AB	0	0	0	0	0	0
1501	Poltura	AR	14.17	0	13.3	0	8.55	0
1502	Pecica	AR	7.6	2.15	7.4	1.82	6.32	1.62
1503	UV Arad	AR	10.25	2.97	8.37	1.77	4.2	1.5
1504	Bujac	AR	17.19	8.32	17.12	8.29	12.87	6.22
1505	Gai	AR	5.41	1.25	4.82	1.1	4.1	0
1506	Muresel	AR	7.25	3.17	8.4	3.48	3.97	1.33
1507	Muresel	AR	7.5	1.35	8.8	1.82	4.65	0.77
1508	Padurice	AR	4.47	1.9	3.12	0.65	1.3	0.5
1509	Teba	AR	4.5	0	4.38	0	2.28	0
1510	Chisinau Cris	AR	9.62	3.36	11.22	3.54	7.2	2.43
1511	Sebis	AR	5.03	3.41	5.42	4.1	3	1.7
1513	Fintinele	AR	8.17	2.97	8.2	2.45	4.9	0.9
1514	Lipova	AR	8.93	2.45	8.42	1.77	4.8	0
1515	Semlac	AR	4.17	1.2	6.02	1.37	3.4	0.9
1516	Pincota	AR	7.72	2.07	9.02	1.99	5.12	1.32
1519	CFR Sofronea	AR	0.3	0.1	0.5	0.1	0.1	0
1563	Curtici	AR	8.1	1.7	8.5	1.3	5.6	0.7
1694	CFR Radna	AR	1.2	0.4	1.5	0.5	0.7	0.4
1695	CFR Varadia	AR	0.5	0.8	0.5	0.8	0.5	0.5
1702	CET Arad	AR	5.3	0	5.4	0	5.2	0
1124	Petrochimie 1 Bradu	AG	0.1	2.7	0.1	2.7	0.1	2.5
1125	Petrochimie 4 Bradu	AG	0.3	2	0.3	2	0.4	2

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
1126	Petrochimie 2 Pit. S	AG	0.1	4	0.1	4	0.1	4
1127	Petrochimie 3 Pit. S	AG	1.1	1.6	1.1	1.6	1	1.6
1128	CET 1 Bradu	AG	0	0	0	0	0	0
1129	Rafinarie 3 Bradu	AG	0.5	0	0.5	0	0.6	0
1130	CET 2 Pit. Sud	AG	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.2
1131	Rafinarie 4 Pit. Sud	AG	0	0	0	0	0	0
1132	Rafinarie 5 Pit. Sud	AG	0.7	0.1	0.7	0.1	0.7	0.2
1133	Pitesti Nord	AG	20	7	21	7	13	4
1134	Poiana Lacului	AG	7.73	3.25	9.97	4.12	7.39	3.11
1135	Pitesti Vest	AG	11	2	16	3	8	1
1136	Prundu	AG	7.32	3.08	6.41	2.7	6.46	2.72
1137	Textila	AG	3.48	1.46	2.77	1.17	2.4	1.01
1138	IME Pitesti	AG	14.1	4.6	14.1	4.1	10.9	2.9
1139	Topoloveni	AG	10.1	4.2	11.3	3.8	7.8	2.5
1140	Valcele	AG	5.12	2.16	5.54	2.33	4.58	1.93
1141	Arges Sud	AG	3.4	0.7	3.7	0.5	2.1	0.1
1145	Valea Danului	AG	2.1	0.5	2.7	0.7	1.5	0.4
1146	Electroarges	AG	9	4	7.3	3.1	4	1
1147	Aref	AG	0.6	0.8	2	0.6	1.5	1.2
1148	Campulung	AG	7.3	1.9	8.9	1.8	4.6	0.5
1150	CLC Campulung	AG	1.5	0.5	1.6	0.5	7.2	2.5
1152	IMM Campulung	AG	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1
1153	CFS Campulung	AG	0	0	0	0	0	0
1154	CFS Schitu Golesti	AG	0	0	0	0	0	0
1155	Schitu Golesti	AG	9.07	3.82	11.17	4.7	5.67	2.39
1156	Rucar	AG	2.5	1.14	2.9	1.2	2.1	1
1157	Mioveni	AG	15.69	6.6	19.18	8.07	11.63	4.9
1158	IA Pitesti	AG	44.31	18.65	47.49	20	39.51	16.63
1160	Turnatoria IAP	AG	0	0	0	0	0	0
1161	IRNE	AG	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2
1162	Patroaia	AG	9.9	3.5	9.9	2.8	9.6	3
1163	Mozaceni	AG	5.1	1.6	6.8	1.3	4.5	0.9
1164	Costesti	AG	6.83	2.88	6.89	2.9	4.66	1.96
1270	SPA Golesti	AG	0	0	0	0	0	0
1313	Bradul (B2-110)	AG	0	0	0	0	0	0
1315	IMM Schitu Golesti	AG	0	0	0	0	0	0
1319	Pitesti Sud TRAF01	AG	7.3	2.6	9.7	3	8	2
1321	Bradul -trafo T2	AG	2.8	0.4	3.2	0.5	2	0.2
501	Grozavesti	B	0	0	0	0	0	0
502	Grozavesti	B	0	0	0	0	0	0
503	Bucuresti Centru	B	13.5	1.5	13.5	1.8	8	0.5
504	Bucuresti Centru	B	13.5	11	13.7	11.5	6.5	7
505	Filaret	B	30	7	32	7	20	2
506	Filaret	B	35	11	36	10	21	4
507	Obor	B	51	15	53	14	33	7
508	Obor	B	0	0	0	0	0	0
509	Bucuresti Nord	B	40	10	37	10	21	2
510	Bucuresti Nord	B	49	10	47	9	31	3
511	IMG Bucuresti	B	18	10	7	3	8	5

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
512	IMG Bucuresti	B	0	0	0	0	0	0
513	Vacaresti	B	17.05	2.07	18.67	1.72	8.42	0.8
514	Vacaresti	B	12.07	0.2	12.77	0.8	6.17	0
515	Toporasi	B	23.8	1.7	28.65	2.39	17.49	0.92
516	Toporasi	B	17.42	2.14	21.45	2.32	12.25	0.85
517	FTIC	B	0.1	0	0.1	0	0.1	0
518	FTIC	B	0	0	0	0	0	0
519	Jilava	B	7.47	2.57	5.3	1.2	3.22	0
520	Jilava	B	0	0	0	0	0	0
521	Masini Grele Bucures	B	16.75	3.95	14.9	4.3	12.32	3.4
522	Masini Grele Bucures	B	3.2	0.3	2.7	0.3	3.2	0.3
523	Drumul Taberei	B	15.75	2.25	16.92	2.19	9	0.65
524	Drumul Taberei	B	21.32	3.2	25.67	3.7	13.94	1.67
525	Militari	B	10.95	0	14.42	1.72	7.74	0
526	Militari	B	18.47	3.24	15.74	1.95	7.65	0.8
527	Drumul Morarilor	B	0	0	0	0	0	0
528	Drumul Morarilor	B	24.8	3.7	28.8	4.6	16	1.2
529	IMUA Bucuresti	B	0	0	0	0	0	0
530	Fundeni	B	12	3	12	3	8	1
531	Fundeni	B	18	5	20	6	12	3
532	Titan	B	0	0	0	0	0	0
533	Titan	B	16.4	1.2	15.5	1	10.3	0.5
534	Solex	B	13.49	4.22	12.02	0	8.69	0
535	Solex	B	11	1.2	13.05	4.32	10	2.97
536	Bucuresti Sud	B	0	0	0	0	0	0
537	Bucuresti Sud	B	29	7	28	7	19	2
538	Dudesti	B	12.27	2.92	10.72	2.8	8.4	2.27
539	Dudesti	B	0	0	0	0	0	0
540	Pajura	B	22.5	5.5	22.5	4.5	16	3
541	Pajura	B	9	1.7	10.5	2	7	1.5
542	Laromet	B	5.67	1.67	6	1.7	4.69	1.07
543	Cringasi	B	8.55	1.12	9.15	1.3	5.3	0.82
544	Cringasi	B	16.45	1.9	18.42	2.05	11	0.67
545	Pipera	B	31.62	1.22	15.17	0.7	11.4	1.15
546	Pipera	B	24.25	1.9	32.97	1.7	18.25	0.7
547	Salaj	B	8.1	0	21.77	4.17	14.67	2.47
548	Salaj	B	19.15	3.8	10.02	0	4.82	0
549	Cotroceni	B	16.5	2	16	2	10.5	2
550	Cotroceni	B	18	5	16.5	5	10.5	3.5
551	Faur	B	6.3	1.2	4.8	0.7	3.9	0.5
552	Faur	B	0	0	0	0	0	0
553	FCME	B	0	0	0	0	0	0
554	FCME	B	12.65	2.62	11.45	2.07	10.22	2.22
555	Republica	B	0	0	0	0	0	0
556	Republica	B	0	0	0	0	0	0
557	IREMOAS	B	6.62	2.1	5.02	1.85	3.12	2.05
558	IREMOAS	B	5.15	1.7	3.65	0.9	1.15	0.87
559	Balta Alba	B	0	0	0	0	0	0
560	Balta Alba	B	19.67	8.05	24.05	9.35	12.4	4.45

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
561	Vulcan	B	5.67	1.05	5.52	1.02	3.3	0.45
562	Vulcan	B	7.8	0	9.4	0.15	4.87	0.65
565	INCREST	B	-7.3	0.15	-7.44	0.52	-10.8	-0.1
570	CET Progresul	B	0	0	0	0	0	0
782	Baneasa	B	0	0	0	0	0	0
873	Panduri	B	0	0	22.12	1.87	12.62	0.95
890	CET Progresul	B	0	0	0	0	0	0
923	Panduri	B	23.45	2.1	0	0	0	0
930	Baneasa	B	23.35	0	21.37	0	13	2.17
933	Mihai Bravu	B	15.75	2.1	16.72	2.22	9.55	0
934	Radu Zane	B	9.55	1.65	9.17	0	5.27	0
956	Mihai Bravu	B	10.57	0	10.72	0	6.35	1.57
957	Radu Zane	B	9.47	0	9.52	1.72	5.55	0.07
964	Timpuri Noi B2	B	11.7	0.7	11.5	0.5	6.3	0.7
965	Timpuri Noi B1	B	6.7	0	6.5	0	4.6	0.4
973	Razoare	B	6.4	1.42	0	0	0	0
974	Razoare	B	0	0	7.07	1.67	3.77	0.9
100	Borzesti 110 kV B1	BC	17.2	7.8	16.8	8.6	24.5	11.9
101	Borzesti 110 kV B2	BC	0	0	0	0	0	0
102	Gutinas B1	BC	9	4	10	4	0	0
103	Gutinas B2	BC	0	0	0	0	0	0
104	Darmanesti B1	BC	0.7	0.2	0.8	0.2	0.8	0.2
105	Moinesti B1	BC	14.8	5.4	17.6	2.9	12.6	4.8
106	Tarata B1	BC	2.4	1	2.9	1	2.4	1
107	Onesti B1	BC	16.5	7.9	8.2	2	10.6	6.2
108	Tg. Ocna B1	BC	7.9	2.5	19.5	9.2	4.8	0.1
109	Margineni B1	BC	8.2	1	8.2	2	5.1	0.5
110	Gheraesti B1	BC	25.2	7.1	26.2	6.4	15.9	3.7
111	Bacau Sud B1	BC	36.3	9.5	35	8	18	2
112	Glavanesti B1	BC	3.8	1.4	5.3	1	3.4	1.3
113	Siscani B1	BC	3.6	0.8	4.6	1.6	2.9	0.8
115	Buhusi B1	BC	8.3	2.2	8	1.2	4	1
116	Filipesti B1	BC	3.4	1.5	7.5	1.2	6.3	1.2
117	Tg.Trotus CFR B1	BC	0	0	0	0	0	0
118	Asau CFR B1	BC	0	0	0	0	0	0
119	Bolovanis B1	BC	2.1	1	2.6	1	2.1	0.7
120	Faraoani CFR B1	BC	0	0	0	0	0	0
121	Comanesti B1	BC	9.1	1.4	11.2	1.4	6.8	0.8
142	Racaciuni B1	BC	4	0.5	3.3	0.1	2.6	0.1
236	Contesti (Bc) B1	BC	1.7	0.5	1.9	0.3	1.4	0.2
293	Siscani B2	BC	0	0	0	0	0	0
1512	Virfuri	BH	1.3	0.5	1.6	0.7	0.7	0.2
1568	Baita B2	BH	0	0	0	0	0	0
1600	Oradea Sud	BH	7.4	2	10	2	6	1
1601	Salonta	BH	12.7	5.5	15	5	8	2
1602	Oradea Centru	BH	18	4	10.1	3.6	9.4	1.1
1603	Velenta	BH	9	2.7	6.8	1.6	4.6	0.8
1604	Alesd	BH	6.4	2.5	5.6	1.9	3.9	1.6
1605	Voivozi	BH	1.7	1.1	2	1	1	1

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
1606	Sacuieni	BH	10	6	8	4	4	2
1607	Vascau	BH	0.8	0.5	1	0.1	0.5	0
1608	Baita B1	BH	5	1.2	1.5	0.4	1.3	0.5
1609	STEI	BH	4	0.7	3.9	0.7	2.2	0.3
1610	Suplacu de Barcau	BH	2	1	2	1	1	0
1611	Tileagd	BH	2.7	1.1	3.2	0.8	1.8	0.6
1613	STEI	BH	0	0	0	0	0	0
1614	Palota	BH	12.2	5.1	10.2	3.3	6.9	2.8
1615	Iosia	BH	15.4	3.5	15.1	3.4	8.2	0.8
1616	Beius	BH	10	4	9.7	2.3	3.3	2.2
1617	Crisul	BH	11	2.9	9.7	1.6	7.3	1.4
1618	Oradea Nord	BH	13.2	5	13.2	3.6	7.2	2
1619	Suncuius	BH	4.3	1.3	4.6	1.3	2.8	0.9
1620	Marghita	BH	10.1	4.4	12	3.4	8	3.4
1621	Mecanica	BH	3	1	3	1	2	0.5
1622	Sudrigiu	BH	11.7	4.8	10.3	3.9	8.7	3.1
1623	SRA Suplac	BH	2	0	2	0	2	0
1624	Sinteza Oradea	BH	0	0	0	0	0	0
1625	CLA Alesd	BH	7	2	7	2	1	0
1626	CHE Remeti	BH	4	0.1	4	0.2	4	0.2
1696	Oradea Vest	BH	2.5	1	3.4	1.5	2.8	1.2
1705	SRA 2 Suplac	BH	13	6	13	6	13	5
1714	CET 2 Oradea	BH	7	1	7.9	0.9	4	0.1
1737	Aeroport Oradea	BH	1.6	0.2	2	0.2	0.4	0
1742	Biharia	BH	4.6	1.2	5	1.5	3.2	0.7
1743	Eurobusiness	BH	0	0	0	0	0	0
2215	Nasaud	BN	8	2.5	9.4	2.2	5.4	1
2216	Rodna	BN	8.2	3.4	8.5	3	4.9	2.4
2217	Bistrita	BN	20.6	5.9	19.4	7.7	11.4	1.7
2222	Beclean	BN	8.1	2.2	9.1	2.3	5	0.7
2223	CFR Coldau	BN	0	0	2.5	0.6	0	0
2224	CFR Sarata	BN	0	0	1.3	1.1	2.3	0.6
2225	Viisoara	BN	15.6	2.3	16	3.1	12.7	4.5
2232	Prundul Birgaului	BN	5	1.2	4.5	1.2	3.3	0.6
2236	Laminor Beclean	BN	2.2	0.5	2.4	0.6	2.4	0.7
2248	Lechinta	BN	5.1	1.4	6.2	1.4	3	0.6
2267	Unirea	BN	8	2.8	9.1	3	4.6	1.8
2273	CFR Lesul Ilvei	BN	0	0	0.4	0.4	0.4	0
193	Lacu Sarat B1-110	BR	0.8	0	1	0	0.8	0
194	CCH Chiscani B1	BR	0.3	0	0.3	0	0.3	0
195	CFA Braila B1	BR	0	0	0	0	0	0
196	Brailita B1	BR	7	3	6	2.5	3.7	1.2
197	Pisc B1	BR	6.2	1.1	6.2	1.2	4.1	0.2
198	Port Braila B1	BR	9	1.8	8.4	1	6.2	0.6
199	Hipodrom B1	BR	15.4	3	15	3	8.6	2
200	Braila Sud B1	BR	17	5	15.2	4	8.9	3
201	Urleasca B1	BR	2.3	0.6	1.8	0.3	2.3	0.2
202	Bordei Verde B1	BR	1.4	0	1.4	0	1.6	0
203	Faurei B1	BR	1.5	0.2	1.5	0.2	1.4	0.2

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
204	CFR Faurei B1	BR	1	0	1	0	1	0
205	Ianca B1	BR	4.5	0	4	0	3.5	0
206	Jugureanu B1	BR	1	0.1	1.2	0.1	1.2	0.1
207	Coltea B1	BR	0.8	0	0.8	0	0.7	0
208	Dudesti B1	BR	1.5	0	1.4	0	0.6	0
209	Baraganu B1	BR	0.5	0	0.5	0	0.7	0
210	Romanu B1	BR	0.9	0	0.8	0	0.7	0
211	Maxineni B1	BR	1.3	0.2	1.4	0.2	1.1	0.2
212	Gropeni B1	BR	3.3	0	3.3	0	2.8	0
213	Cuza Voda B1	BR	2	1	1.5	1	1.7	1
214	Insuratei B1	BR	1.2	0	1.2	0	1.2	0
215	KM. 221 B1	BR	0	0	0	0	0	0
216	Spiru Haret B1	BR	0	0	0	0	0	0
217	SRP1 A Braila B1	BR	0	0	0	0	0	0
218	Lunca B1	BR	0.5	0	0.5	0	0.5	0
219	Lebada B1	BR	1.5	0	0.8	0	0.8	0
220	Zatna B1	BR	0.5	0	0.5	0	0.5	0
221	CFR Lacu Sarat B1	BR	1	0	1	0	1	0
257	Jirlau (Braila) B1	BR	1.4	0	1.4	0	0.8	0
272	CFR Murgeanca B1	BR	0.4	0	0.4	0	0.4	0
284	Brailita B2	BR	0	0	0	0	0	0
12	Bucecea B1	BT	2.3	0.7	2	0.6	1.4	0.6
13	Dorohoi B1	BT	9	0.3	9.7	0.5	4.9	1.6
14	Darabani B1	BT	4.6	0.1	5.3	0.1	2.4	0.4
23	Botosani B1	BT	9.9	1.8	10.3	1.1	6.1	0.7
24	Catamaresti B1	BT	5.1	0.4	3.5	0.4	3.1	0.6
25	Blocuri B1	BT	8.8	0.1	9.3	0.1	4.7	1.2
26	Saveni B1	BT	4.5	0.9	5.1	0.8	2.4	0.5
27	Trusesti B1	BT	4.1	1.7	4.4	0.8	2.1	0.7
28	Stanca B1	BT	0	0	0	0	0	0
29	Ripiceni B1	BT	2.7	0.9	3.4	0.9	1.8	0.7
40	Mitoc B1	BT	0	0	0	0	0	0
41	Abator Botosani B1	BT	5.6	0.3	6	0.2	3.1	0.6
42	Hudum B1	BT	11.9	3.1	13.8	2.7	7.2	1.8
2090	Brasov	BV	0	0	0	0	0	0
2092	Dirste	BV	0	0	0	0	0	0
2093	Astra	BV	0	0	0	0	0	0
2094	Astra	BV	3.5	1	4	1	3	1
2095	Metrom	BV	0.5	2	1.5	0.5	2.5	0.5
2096	Metrom	BV	0	0	0	0	0	0
2099	IA Brasov	BV	1	1	1	1	0.5	0.5
2100	IA Brasov	BV	0	0	0	0	0	0
2101	Zizin	BV	15	5.9	15	5.9	10.5	1.5
2104	Sacele	BV	11	2.1	11.1	2.1	8.5	1
2105	TFST	BV	0	0	0	0	0	0
2106	TFST	BV	0	0	0	0	0	0
2107	Rulmentul	BV	0	0	0	0	0	0
2108	Rulmentul	BV	0	0	0	0	0	0
2109	Tractorul	BV	2.3	0.3	0	0	0	0

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
2110	Tractorul	BV	0	0	2.5	0.3	1.6	0.1
2111	Brasov Centru	BV	15.4	3.8	16.4	3.9	9.1	2.2
2112	Brasov Centru	BV	0	0	0	0	0	0
2113	ICA Ghimbav	BV	1.6	0.5	1.4	0.3	1.2	0.2
2114	Bartolomeu	BV	21.2	5.3	18.7	3.8	14.7	2.7
2115	Codlea	BV	8.2	2.5	9.2	2.8	6	2
2116	FS Risnov	BV	5	1.2	5.3	1.2	3.6	1
2118	Ciment Hoghiz	BV	0	0	0	0	0	0
2119	Ciment Hoghiz	BV	1	0	1	0	1	0
2120	Hoghiz 1B+2	BV	5	2.15	6	2.15	4	2
2123	Fagaras	BV	11	3	12	3	7	1.5
2124	UCEA	BV	0	0.5	2.5	0.5	2.3	0.5
2125	UCEA	BV	0	0	0	0	0	0
2126	CCH Victoria Tr.1	BV	0	0	0	0	0	0
2127	Tohan	BV	16	3.5	13.9	3.2	12.4	3.4
2128	Uzina R	BV	1.2	0.2	1.2	0.2	0.9	0.1
2130	Hidromecanica	BV	0	0	0	0	0	0
2131	Hidromecanica	BV	4	1	4	1	4	1
2132	IUS Brasov	BV	0	0	0	0	0	0
2133	IUS Zizin	BV	6	1.1	7	1.1	3	0
2135	Predeal	BV	2.2	1	2.4	1.2	2	1
2136	Ghimrav	BV	16	3.1	15	2.5	12	3.2
2137	Prejmer	BV	10.6	2.4	10.5	1.5	7.2	1.4
2138	IUC Fagaras	BV	0.95	0	0.6	0	0.17	0
2139	IUC Fagaras	BV	0	0	0	0	0	0
2144	CFR Rupea	BV	0	0	3	2	1	0
2146	CFR Maierus	BV	0	0	0	0	0	0
2147	CFR Maierus	BV	0.02	0	0.02	0	0.02	0
2148	CFR Predeal	BV	0	0	0	0	0	0
2149	Azot Fagaras	BV	0	0	0	0	0	0
2150	Azot Fagaras	BV	0.9	0.1	0.9	0.2	0.9	0.2
2152	Harman	BV	6.1	1	5.3	1	5.1	1
2245	Racadau	BV	4	1.2	5	1.2	3	0
2261	Pompe Olt	BV	1.1	0.5	1.1	0.5	0.9	0.5
2277	CCH Victoria Tr.2	BV	0	0	0	0	0	0
2280	Hoghiz 1A-110	BV	0	0	0	0	0	0
2285	CCH Victoria Tr.3	BV	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2
2287	Stupini	BV	20.1	4	19.3	3.5	10.2	6.5
2288	Noua	BV	6.99	1	7.38	1	3.95	1
2303	Cristian B1	BV	14.81	5.33	14.59	5.25	14.8	5.53
2304	Cristian B2	BV	5.36	2.45	4.58	2.07	3.9	1.78
2305	Poiana Brasov	BV	3.19	0.35	3.15	0	2.61	0
845	Buzau Nord	BZ	19.7	4.6	19.9	3.8	12	2.1
846	Buzau Sud	BZ	26.6	8.1	24.4	7.7	16.8	6
847	Buzau Est	BZ	4.1	3	4.1	3	3.4	2.3
848	Mase Plastice	BZ	3.3	0.3	3.6	0.3	2.7	0.3
849	Conctactoare	BZ	7.1	0	7.7	0	5.2	0
850	Patirlagele	BZ	4.2	1	4.5	1	3	1
851	Rm. Sarat	BZ	10	2.5	10.5	3	6.5	2

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
852	CFR Rm. Sarat	BZ	2	0.5	0.5	0.2	3.5	1.2
853	Satuc	BZ	9.5	3.5	10.2	3.8	8	3.5
854	Beceni	BZ	2.8	2	3.4	2.4	2.1	1.5
855	Metalurgica	BZ	0.5	0.2	0.5	0.2	0.4	0.2
856	Costieni	BZ	5.2	0.8	5.9	0.5	3.6	1.3
857	Buzau Cring	BZ	3.3	0.9	3.4	0.8	2.3	0.5
858	CFR Cring Buzau	BZ	1.5	0.5	1.5	0.3	2.2	0.7
859	Pogoanele	BZ	4.6	3.4	4.9	3.6	2.9	2.2
860	Stilpu	BZ	9.1	2.5	11.1	3.8	7	2.5
861	FUM Buzau	BZ	3	0.5	3	0.5	3	0.5
885	Nehoiasu	BZ	3.6	0.9	3.5	0.8	2	0.3
904	Maxenu	BZ	8.7	2.2	9	2	6	3
909	Vernesti	BZ	3.7	2.3	3.1	1.9	2.5	1.5
910	Sahateni	BZ	0	0	0	0	0	0
920	Stilpu	BZ	0	0	0	0	0	0
921	Buzau Nord	BZ	0	0	0	0	0	0
944	Buzau Sud B2-110	BZ	0	0	0	0	0	0
2200	Cluj Floresti	CJ	15.6	1.3	12.5	5	6.4	3
2202	Cluj Sud	CJ	15	3.7	15.7	3.8	9.4	1.6
2203	Manastur	CJ	11.1	2.5	11.3	3	6	2.1
2204	Cluj Centru	CJ	20.6	5.2	18.6	5	8.8	2.2
2205	Cluj Nord	CJ	11	3.4	8	2	4.5	0.7
2206	Aghires	CJ	4	1.2	4.5	1.3	2.6	0.9
2208	Jucu	CJ	13.3	5	14.8	2.7	9.8	2.5
2209	Turda	CJ	8.7	5.3	8.8	3.4	5.6	2.2
2210	Mihai Viteazu	CJ	6.6	1.6	7.7	1.7	5.1	0.8
2211	Poiana	CJ	7.8	3.1	7.9	2.8	5.5	2
2212	Cimpia Turzii	CJ	11	3.8	12	4	8.3	2
2213	Dej	CJ	9.7	2.3	10.7	0.3	6	0.7
2214	Baciu	CJ	15	4	13	7	8.3	1.2
2219	Clujana	CJ	1.7	0.5	1	0.3	0.2	0
2221	Huedin	CJ	5.3	1.3	6.5	0.8	3.4	1.1
2226	Cimpului	CJ	7	1.5	8	2	4.5	0.8
2228	Gherla	CJ	11.3	3.7	12.2	3	7.2	3.5
2229	Baisoara	CJ	1.6	0.5	1.6	0.5	1.4	0.4
2233	Comb.utilaj greu Clu	CJ	2	2	2	2	0.5	0.4
2234	Alverna	CJ	16	3.5	17	5	9	0.9
2235	Ind. Sirmei+SRA C.Tu	CJ	1.4	0.4	1.7	0.5	1.5	0.4
2237	CCH Dej	CJ	0	0	0	0	0	0
2238	Taga	CJ	0.9	0	0.9	0	0.9	0
2239	Polus	CJ	1.8	0.3	2.9	0.5	0.7	0.2
2249	CFR Apahida	CJ	2.2	0.44	0.88	0.44	1.76	0.88
2251	CFR Bunesti	CJ	0.44	0.44	0.88	0	0.88	0.44
2254	CFR Calarasi	CJ	2.42	0.57	1.8	0.39	3.03	1.05
2255	Celuloza	CJ	0	0	0	0	0	0
2259	Sacuieu	CJ	5	2	5	2	5	2
2289	Stadion	CJ	6	2	6	1.5	2.9	1.1
2302	Dej Sud	CJ	7.1	3.1	7.8	3.4	6.6	3.4
2207	Cluj Est	CJ	21	7	19	5	11	3

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
630	Mircea Voda	CL	7	0	7.6	0	4.1	0
632	Mostistea	CL	2.09	0.57	1	0.74	0.7	0.76
636	Oltenita Sud	CL	9	0.8	9.9	0.9	5.5	0.5
637	Oltenita Nord	CL	5.8	1.5	6.5	1.6	3.7	0.3
638	Pelicanu	CL	70	30	0	0	0	0
643	Pietroiu	CL	1.5	0	2	0	0.8	0
652	Solacolu	CL	0	0	0	0	0	0
659	Sultana	CL	0	0	0	0	0	0
661	Stefan Cel Mare	CL	1.7	0	1.7	0	1	0
663	Tamadau	CL	4.53	0.36	5.3	0.32	4.3	0.22
666	Turnatoria Oltenita	CL	0	0	0	0	0	0
672	Vlad Tepes	CL	3.8	0	4.4	0	3	0
673	Vlad Tepes RA	CL	0	0	0	0	0	0
882	Fundulea	CL	0.67	0.02	0.31	0.6	0.06	0.49
895	Faurei (Calarasi)	CL	0	0	0	0	0	0
958	Pelicanu 2 Donasid	CL	12	2	12	2	12	2
959	Saint Gobain	CL	10.8	0	9.9	0	9.7	0
1276	Iaz B2-110	CS	0	0	0	0	0	0
1551	Mociur	CS	2.37	0	2.55	0	1.62	-1
1552	Mociur	CS	0	0	0	0	0	0
1553	Birzava	CS	5.17	2.5	5.05	2.44	2.78	1.34
1554	Cilnic	CS	2.42	0	2.75	0	1.5	0
1555	Cilnicel	CS	0.4	0	0.3	0	0.2	0
1556	Bocsa	CS	4.75	1.45	4.8	0.87	2.5	0.3
1557	Anina	CS	1.1	0	1.17	0	0.17	0
1558	Ponor	CS	0.94	0	1	0	0.68	0
1559	Ciudanovita	CS	0.5	0	0.5	0	0.5	0
1560	Oravita	CS	4.79	0.52	5.29	2.81	5.85	0.59
1561	Toplet B1-110	CS	0	0	0	0	0	0
1562	Toplet B2-110	CS	6.89	0.86	6.84	0.71	6.09	1.33
1564	Otelu Rosu	CS	5.92	1.37	6.5	1.17	6.3	1.32
1565	Balta Sarata	CS	11.12	4.82	11.14	4.19	7.49	2.71
1569	Crusovat	CS	2.43	0.67	3.11	0.7	1.71	0
1570	Cozla	CS	0.85	0	0.97	0	0.5	0
1571	Moldova Noua	CS	3.12	0.32	3.5	0.32	2.17	0.2
1572	ICMR	CS	0	0	0	0	0	0
1573	Oxigen Resita	CS	4	3	4	3	4	2
1574	Oxigen Resita	CS	5	2	5	2	6	2
1575	Furnale Resita	CS	0	0	0	0	0	0
1576	Furnale Resita	CS	4	2	4	2	16	12
1577	Bluming Resita	CS	0	0	0	0	0	0
1578	Bluming Resita	CS	0	0	0	0	0	0
1579	SRA 1 Otelu Rosu	CS	1	0	0.9	0	0.8	0
1580	SRA 2 Otelu Rosu	CS	0	0	0	0	0	0
1584	CFR Cilnic	CS	0.5	0.3	0.3	0.2	0	0
1585	CFR Caransebes	CS	1.3	0.5	1.5	0.5	0.3	0
1586	CFR Toplet	CS	1.2	0.2	1.2	0.3	0.2	0
1587	CFR Poarta	CS	2.9	1.8	3	1.8	2.65	2.55
1597	Resita	CS	0	0	0	0	0	0

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
1599	Iaz	CS	0	0	0	0	0	0
1688	Armenis	CS	3.1	0.03	4.03	0.03	0.13	0.03
1716	Barzava B2-110	CS	0	0	0	0	0	0
1717	ICMR B1-110	CS	2.1	0	1.1	0.1	1.1	0.5
1720	Resita B2-110	CS	0	0	0	0	0	0
1729	Otelarie Resita220	CS	46	3	46	3	46	3
1740	CEE Sf. Elena	CS	0	0	0	0	0	0
2097	CFR Sf. Gheorghe	CV	1	0	1	0	1	0
2098	Sf. Gheorghe B1-110	CV	14	2.4	17	2.4	10	1
2102	Tg. Secuiesc	CV	10	2.7	11	2.2	5	1.5
2103	Covasna	CV	4.8	1.2	5.3	1.2	2.9	0
2117	Capeni	CV	4.2	0.9	5.2	1.1	2.9	0.9
2129	Intorsura Buzaului	CV	2.8	0.7	3.3	0.6	1.7	0.4
2134	IMASA Sf. Gheorghe	CV	0	0	0	0	0	0
2142	Cimpu Frumos Sf. Gh.	CV	0	0	0	0	0	0
2143	Cimpu Frumos Sf. Gh.	CV	5.4	1.1	6.2	0.8	4	0.2
2260	Valea Crisului	CV	1.9	0.6	2.3	0.5	1.3	0.2
2276	Sf.Gheorghe B2-110	CV	0	0	0	0	0	0
685	Basarabi	CT	8.81	0	10.99	0	6.9	0
686	Basarabi	CT	0	0	0	0	0	0
689	Constanta Nord	CT	0	0	0	0	0	0
690	Topalu	CT	0	0	0	0	0	0
691	Lumina	CT	0	0	0	0	0	0
692	Lumina	CT	6.9	1.45	7.16	1.52	4.88	0.36
693	Sinoe	CT	0	0	0	0	0	0
694	Mihai Viteazu	CT	0.17	0.07	0.3	0.05	0.01	0.07
695	Sacele	CT	2.97	0	3.84	0.25	2.56	0
696	Petrol Cta	CT	6.3	0.38	9.05	3.01	5.35	16.35
697	Port Constanta	CT	0	0	0	0	0	0
698	Port Conatanta	CT	2.72	1.2	2.38	0.64	2.16	0.33
699	S.N. CONSTANTA	CT	8.46	4.18	5.61	2.29	5.25	2
700	Constanta Centru	CT	16.59	1.94	17.57	2.73	10.39	0.77
701	Depozite Constanta	CT	11.16	2.28	9.27	1.66	5.98	0.86
702	Hirsova	CT	1.41	0.85	1.99	0.69	1.89	0.04
703	Hirsova	CT	0	0	0	0	0	0
706	Mircea Voda	CT	1.75	0.96	1.84	0.59	7.95	0.38
707	Medgidia	CT	0.46	11.49	0.42	9.27	0.7	5.86
708	Medgidia Nord	CT	5.23	1.42	5.57	1.34	3.82	0.84
709	Palas Sud	CT	8.28	4.05	6.34	3.01	6.27	2.68
710	Poarta Alba	CT	0	0	0	0	0	0
711	Baneasa	CT	2.37	0	3.24	0	1.65	0
712	Eforie Nord	CT	13.64	1.52	17.17	2.02	12.12	1.52
714	Tataru	CT	4.36	2.37	5.08	2.48	2.94	2.59
715	Neptun	CT	5.61	0.99	5.89	0.91	4.2	0.04
716	S.N. Mangalia	CT	19.84	8.77	14.53	5.16	12.9	4.16
724	Tomis Nord	CT	4.78	0	5.14	0	3.1	0
725	Tomis Nord	CT	15.66	4.14	17.79	4.55	10.23	2.51
726	RAUSAS	CT	0	0	0	0	0	0
727	Sitorman	CT	9.61	2.12	8.71	2.32	3	0.13

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
728	Pelinu	CT	0	0	0	0	0	0
729	Cuza Voda	CT	0	0	0	0	0	0
730	Capidava	CT	0	0	0	0	0	0
731	Dorobantu	CT	0	0	0	0	0	0
732	Fintinele	CT	0	0	0	0	0	0
734	N. Balcescu	CT	3.37	0.46	3.38	0.45	3.85	0.05
735	Nisipari	CT	0	0	0	0	0	0
736	Mangalia Nord	CT	11.62	2.26	13.66	2.76	8.4	1.04
737	Abator Constanta	CT	15.39	2.63	16.2	2.51	9.16	1.03
738	Rosova	CT	0.88	0	1.17	0.03	0.67	0
744	CFR Mircea Voda	CT	3.14	1.68	1.89	0.62	4.82	0.95
745	Faclia	CT	0	0	0.81	0	0	0
747	CFR Palas	CT	1.04	0.26	1.65	0.56	0.54	0.16
748	Siriu	CT	0	0	0	0	0	0
752	Nazarcea	CT	4.79	0.36	5.33	0.48	3.94	0
753	SRP1 Hirsova	CT	0	0	0	0	0	0
754	SPA Ghindaresti	CT	0	0	0	0	0	0
755	Tabacarie	CT	9.64	2.32	11.17	2.46	6.85	1
756	Cernavoda	CT	6.66	0	7.59	0	4.93	0
757	FCM2 Medgidia Sud	CT	6.06	3.03	14.14	5.05	19.19	7.07
758	Comb. Petr Midia Nav	CT	25.17	3.98	25.43	3.75	24.5	4.12
761	Galbiori	CT	1.02	0.58	0.77	0.29	5.81	0.26
762	Seimeni	CT	0	0	0	0	0	0
764	Medgidia Sud	CT	1.11	0.2	1.21	0.3	1.11	0.2
769	Baba Novac	CT	8.56	0.96	9.69	1.45	4.26	0
770	Ecluza Cernavoda	CT	0	0	0	0	0	0
771	Cobadin	CT	4.42	2.14	5.28	2.56	3.24	1.57
772	Basarabi Padure	CT	0	0	0	0	0	0
900	Ovidiu Constanta	CT	8.29	0.05	10.93	0.08	7.65	0.04
912	Navodari	CT	6.87	0.75	8.87	1.2	5	0.12
925	Costinesti	CT	1.87	0	2.3	0	1.72	0
928	Mihai Viteazu	CT	0	0	0	0	0	0
929	Constanta Nord	CT	0	0	0	0	0	0
931	Hirsova Oras	CT	5.08	0.94	5.13	0.15	3.77	0.14
950	Medgidia Sud B2	CT	0	0	0	0	0	0
952	Com.Ptchim.Midia B2	CT	18.98	11.29	19.61	12.33	19.84	11.86
998	CNE Cernavoda 110kV	CT	0	0	0	0	0	0
682	Port IV Constanta	CT	2.42	1.31	2.53	1.01	2.02	1.01
824	Tirgoviste	DB	10.9	4.2	10.9	4.2	9.9	3.2
825	Dumbrava	DB	9	0	10	0	9	0
826	Dumbrava	DB	8	8	6	4	5	4
827	Pucioasa	DB	3.5	0.8	3.9	1	1.3	0.6
828	Cuptoarele 1+3	DB	10	0	10	0	9	0
829	Cuptorul 2	DB	0	0	0	0	0	0
830	Dragaesti	DB	5.9	1.4	7.7	1.7	4.5	1.3
831	Teis	DB	4.8	1.1	5	1.2	3.5	0.8
832	Teis	DB	0	0	0	0	0	0
833	Valea Voievozilor	DB	5.5	4.1	5.8	4.3	3.2	2.2
834	Romlux	DB	13.8	4.2	14.2	4.4	10	3.2

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
835	Moreni	DB	12.4	5	13.8	4.4	9.2	3.1
836	Fieni	DB	5.1	1.3	5.6	1.4	5.1	1.3
837	Aninoasa	DB	3.1	1.1	3.6	1.1	2.4	0.7
838	Lespezi	DB	1.5	0.5	1.5	0.5	1.3	0.5
839	Gaesti	DB	11.7	3.5	11.8	3	7.6	2.2
840	Mavrodin	DB	8.2	2	9	2	6	1
841	Titu	DB	11.9	1	12.6	0.7	9.8	0.2
842	Mija	DB	1	0.5	0.5	0.2	0.5	0.3
843	Gura Ocnitei	DB	8	3	8.5	4	7.5	4
844	Potlogi	DB	8.4	1.7	9.7	1.5	6	1.1
863	Crovu	DB	4.4	2	3.5	2	4	2
864	UUP Tirgoviste	DB	2.3	0.3	2.2	0.1	2	0.1
883	SRAIES Titu	DB	15	6	14	5	14.8	5
955	BUTIMANU	DB	4.4	0.5	4.8	0.4	4.4	0.4
1044	CFR Jianca	DJ	5	2	5	2	5	2
1045	CFR Cernele	DJ	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.1
1050	Segarcea	DJ	6	3	6	3	4.2	2
1051	Bailesti	DJ	9.2	2.7	10.3	3.7	6.8	1.3
1052	Basarabi	DJ	0	0	0	0	0	0
1053	RA Basarabi	DJ	0	0	0	0	0	0
1054	Turnatoria Bailesti	DJ	0.26	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
1055	Galicea	DJ	2.8	0.5	2.8	0.5	2.2	0.4
1056	Calafat Sud	DJ	10	2.6	10.7	2.6	6.6	1
1059	CT Calafat	DJ	0	0	0	0	0	0
1060	Cetate	DJ	0.5	0.1	0.7	0.1	0.8	0.1
1061	SPA 2 Cetate	DJ	0	0	0	0	0	0
1062	Plenita	DJ	6	0.7	6.7	0.9	5.3	0.9
1063	Horezu Poenari	DJ	0.9	0.1	1.2	0.2	0.6	0.1
1064	Nedeia	DJ	2.1	0.2	2.4	0.2	1.5	0.2
1065	Bechet	DJ	3	1.2	3.4	1.4	1.8	0.8
1066	Amarasti	DJ	3.6	1.5	4.6	1.5	2.5	1.5
1067	Ocolna	DJ	0.2	0.2	0.4	0.2	0.4	0.2
1068	Dabuleni	DJ	2	1	2	1	1.6	1
1069	Filiasi	DJ	6	1	7.4	1.4	4.9	1.3
1070	Basarabi	DJ	5	1.2	5.9	1.4	3.4	1.7
1072	Moflesti	DJ	2.1	0.8	2.8	0.8	1.7	0.8
1073	Almaj	DJ	5.7	1.3	6.3	1.4	4.5	0.9
1074	Ghercesti	DJ	12	2.6	11.2	1.4	7.4	0.3
1075	Podari	DJ	4	0.5	3.5	0.2	2.8	0.4
1076	Craiova Centru	DJ	15.8	3.8	18.8	4.1	12.7	2.2
1077	Electroputere	DJ	2.8	1.7	3.6	1.9	1.9	0.8
1078	Electroputere	DJ	0.8	0.3	0.4	0.1	0.5	0.1
1079	Craiova Est	DJ	8.5	1.3	8.5	1.3	9.3	0.9
1080	Craiova	DJ	14.8	2.6	15.3	2.3	14.2	2.1
1081	Craiova Sud	DJ	14	3.4	14.1	3.4	9.1	1.6
1083	DIF	DJ	7.9	2.6	7.5	2.5	5.7	1.9
1085	Olcit	DJ	13	4	6	3	6	3
1086	Prefabricate	DJ	14.3	3.2	14.7	3.3	9.3	1.1
1087	CCh Isalnita	DJ	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
1088	CCh Craiova Nord	DJ	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1
1277	Leu	DJ	3	1	4	1	2.5	1
1008	Motru	GJ	6.3	1.7	6.3	1.4	6.3	1.5
1009	Lupoaia	GJ	3.7	2.3	10.5	9.3	9.1	8.5
1010	Valea Mare	GJ	0.1	0	0.1	0	0.1	0
1025	Rogojelu	GJ	13	6	10	5	10	5
1027	Jilt	GJ	23.6	19.1	16	11.7	17.6	12.4
1028	Rosia de Jiu	GJ	19	14.2	16.5	12	18.2	15.2
1029	Tg. Jiu Sud	GJ	11.9	3	13.3	3.3	7.7	2.3
1030	Targu Jiu Nord	GJ	4	0.4	2	0.7	2	0.7
1032	Birsesti 2	GJ	6.5	1.7	7.3	1.5	7.3	1.4
1033	Paring IRE	GJ	1.8	0.88	1.46	0.71	0.92	0.44
1034	IUM Tg. Jiu	GJ	7.5	2	6.5	1.4	4.2	0.4
1035	Godinesti	GJ	1.8	0.8	4.1	1.7	2.3	0.3
1036	SRA Cauciuc Tg. Jiu	GJ	2.4	0.7	2.1	0.6	2	0.5
1037	Sardanesti	GJ	1.8	0.9	1.8	0.6	1.5	0.5
1038	Pesteană	GJ	16.1	10.4	29.5	19.1	17	11
1040	Barbatesti	GJ	4.2	2.3	4.7	2.2	4	2
1041	Pojaru	GJ	5	2	6	2.5	6	2.5
1042	Carbunesti	GJ	2.4	1.2	2.3	1	2.1	1.2
1043	Turburea	GJ	8.8	1.4	9.1	1.5	8.8	1.5
1048	CFR Barbatesti	GJ	1.1	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2
1049	CFR Paring	GJ	1	0.4	1	0.3	1.1	0.3
1278	Timiseni	GJ	8.5	8.2	5.3	5	5.2	5.1
1279	Dragotesti	GJ	2	0.6	2.6	1	1.9	1.2
1284	Seciuri	GJ	0.8	0.8	1.2	1	0.7	0.4
1286	CFR Plopsor	GJ	1.1	0.2	4	1	5	1
1292	Stoina	GJ	2.2	1	1.8	0.8	1.8	0.8
1293	Rosiuta	GJ	11.9	6.9	6.5	3.6	13.9	11.5
1302	Pinoasa	GJ	5	3	7	5	7	5
165	Smirdan 110 kV B1	GL	1	0.4	0.9	0.5	0.5	0.3
166	Smirdan 110 kV B2	GL	104.6	19.3	113.3	26.7	100.8	16
173	Combinat 3 (1A)	GL	33	16.4	25.9	8.3	37.2	20.25
176	Filesti B1	GL	20.9	4.8	22	5.2	13.3	2.4
177	SN. Galati B1	GL	12.8	4.4	8.8	2	6.6	1.3
178	Galati Nord B1	GL	9.2	2.2	11.5	2.9	5.7	1.1
179	Laminor Galati B1	GL	10.5	3.2	9.8	2.9	7.1	2.1
180	INETOF B1	GL	0	0	0	0	0	0
181	Dunarea B1	GL	9.3	2.2	10.2	2.6	6.7	1.4
182	Port CSG B1	GL	3.9	0.9	3.9	0.8	2.7	0.2
183	CFR Barbosi B1	GL	0.8	0.1	0.6	0.1	0.2	0
184	Abator Galati B1	GL	3.4	1	2.5	0.6	1.8	0.4
185	Schela B1	GL	8.4	2.1	9.2	2	6.7	1.3
186	Liesti B1	GL	7	1.4	7.4	1.2	4.3	0.7
187	ICM Tecuci B1	GL	2	0.7	1.6	0.5	0.9	0.3
188	Tecuci B1	GL	14.1	2.8	18.8	5.9	10.2	3.4
189	Ionasesti B1	GL	0	0	0	0	0	0
190	Vinatori B1	GL	6.4	2	5.3	1.6	3.5	1.1
191	Foltesti B1	GL	3.1	0.8	3.6	0.9	1.8	0.5

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
192	Bujoru B1	GL	4.8	0.7	5.1	1.2	3.15	0.75
232	SPA Dunarea (Gl) B1	GL	0.6	0	0.7	0.2	0.5	0
233	SRP1 Vinatori(Gl) B1	GL	0	0	0	0	0	0
234	Pechea (Gl) B1	GL	3.8	1	4.4	1.1	2.2	0.9
251	Ivesti (Gl) B1	GL	0	0	0	0	0	0
252	Cudalbi (Gl) B1	GL	0	0	0	0	0	0
254	SRP2 T.Vladim. B1	GL	0	0	0	0	0	0
256	SRP5-Frumusita B1	GL	0.35	0	0	0	0.25	0.05
259	Chiraftei SRA 7 B1	GL	0	0	0	0	0	0
267	Liesti B2	GL	0	0	0	0	0	0
270	Uzina Apa Galati B1	GL	0	0	0.85	0.35	0	0
277	Combinat Galati SC11	GL	0	0	0	0	0	0
278	Filesti B2	GL	0	0	0	0	0	0
279	SN Galati B2	GL	0	0	0	0	0	0
280	Laminor Galati B2	GL	0	0	0	0	0	0
281	INETOF Galati B2	GL	0	0	0	0	0	0
282	Port CSGalati B2	GL	0	0	0	0	0	0
283	SPA Dunarea(Gl) B2	GL	0	0	0	0	0	0
302	Galati Centru	GL	11.1	2.3	11.2	2.3	6.9	0.8
303	Laminor Galati B3	GL	0	0	0	0	0	0
305	Tecuci Est	GL	1.3	0	1.1	0	0.7	0
499	Baleni	GL	0	0	0	0	0	7
589	Balaria	GR	0	0	0	0	0	0
591	Cama	GR	0	0	0	0	0	0
594	Clejani	GR	4.5	0	5.07	0	3.95	0
598	Clorosodice Giurgiu	GR	0	0	0	0	0	0
610	Cucuruzu	GR	1.82	0	2.6	0	1.6	0
617	Giurgiu Nord	GR	13.65	0.72	15.55	0.8	10	0
618	Giurgiu Vest	GR	11.52	0.5	11.94	0	7.77	0
619	Ghizdaru	GR	0.1	0	0	0	0	0
620	Ghizdaru	GR	0	0	0.7	0	0.8	0
623	Hotarele	GR	2.35	0	2.9	0	1.77	0
625	ICMUG	GR	3.75	0.5	2.3	0	1.67	0
626	Izvoru	GR	0.15	0	0.95	0	0.67	0
634	Mirsa	GR	1.72	0	0	0	2.6	0
640	Puieni	GR	0	0	0	0	0	0
641	Pietrisu	GR	2.57	0	3.2	0	1.5	0
642	Pietrisu RA	GR	0	0	0	0	0	0
647	Prundu	GR	2.87	0.92	3.82	1.35	2.65	0.8
657	Stanesti	GR	0	0	0	0	0	0
660	Sinteza Giurgiu	GR	0	0	0	0	0	0
667	Uzunu	GR	1.6	0	1.1	0	0.8	0
889	F-ca de zahar Giugi	GR	1.8	0	1.8	0	1.8	0
898	Cosoia	GR	0	0	0	0	0	0
907	Colibasi	GR	4.37	0	6.3	-0.75	4	-1.52
922	Titan Zirconiu GR	GR	1	1	1	1	0	0
937	Clorosod.Giurgiu B2	GR	0	0	0	0	0	0
977	Nicolae Caranfil T1	GR	0	0	0	0	0	0
978	Nicolae Caranfil T2	GR	0	0	0	0	0	0

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
979	Dimitrie Leonida	GR	0	0	0	0	0	0
1629	Hasdat	HD	0	0	0	0	0	0
1630	Pestis	HD	0	0	0	0	0	0
1631	Pestis	HD	0	0	0	0	0	0
1632	Brad	HD	8	0.97	8.45	0.92	4.3	0
1633	Orastie	HD	10.35	1.85	10.42	1.6	7	0
1634	Calan	HD	6.9	0	6.67	0	3.52	0
1635	Decebal	HD	6.1	1.97	5.77	1.72	3.2	0.6
1636	Deva	HD	7.42	0	7.35	0	4.2	0
1637	CFR Deva	HD	0.04	0.01	0.04	0.01	0.05	0.01
1638	Paulis	HD	0.3	0	0.41	0.2	0.17	0
1639	Ciment Chiscadaga	HD	2.02	0.71	1.64	0.58	1.4	0.46
1640	Laminoare B1-110**	HD	5.75	-5.16	3.72	-5.19	6.33	-5.81
1641	Laminoare B2-110	HD	67	55	67	55	67	55
1644	Teliuc	HD	2.23	0.02	2.46	0.02	0.66	0.02
1645	Hunedoara Oras	HD	10.6	3.17	11	2.77	5.9	1.9
1646	Ghelar	HD	0.4	0	0.5	0	0.4	0
1647	Hateg	HD	4.27	0	5.05	0	2.6	0
1648	Pui CFR	HD	0.02	0.01	0.02	0.01	0.03	0.01
1649	Petrila B1-110	HD	12.05	3.67	12.77	4.9	8.55	2.87
1650	Petrila B2-110	HD	1.6	0	1.8	0	1.3	0
1651	Vulcan	HD	9.32	3.92	6.8	1.67	6.1	2.1
1652	Petrosani CFR	HD	0.2	0.1	0.4	0.1	0.3	0.2
1653	Petrosani Sud	HD	6.25	1.47	6.72	1.7	4.3	1.3
1655	Oxigen	HD	4.42	2.92	4.5	2.87	4.4	2.9
1660	Retezat	HD	0	0	0	0	0	0
1661	Otelarie	HD	0	0	0	0	0	0
1662	Caprisoara	HD	5.82	0.7	7.85	0.62	7.8	3.3
1663	Lupeni Sud	HD	8.05	3.53	8.36	3.72	6.55	2.84
1664	Uricani	HD	5.25	1	5.37	0.62	4.5	0.8
1666	Simeria	HD	6.35	0	6.52	0	4.2	0
1667	Baru Mare	HD	0	0	0	0	0	0
1668	Ilia	HD	2.67	0	3.17	0	1.9	0
1669	Aninoasa	HD	0.35	0	0.5	0	0.22	0
1670	Arena Lupeni	HD	5	3.15	4.47	2.92	4.27	2.65
1671	IRUM Deva	HD	9.17	1.6	9.62	1.57	5.3	0
1672	Livezeni	HD	4.75	1.72	4.52	1.4	4	1.9
1674	Baita	HD	0.47	0.23	0.63	0.3	0.31	0.15
1675	Criscior	HD	1.5	0	1.7	0	1.1	0
1676	Certej	HD	0.51	0.25	0.65	0.31	0.3	0.14
1677	Petrosani Oras	HD	0	0	0	0	0	0
1679	Lonea	HD	4.04	1.86	3.8	1.56	3.17	1.56
1691	Mecanica Orastie	HD	2.12	0	2.37	0	1.6	0
1693	CFR Cimpuri Surduc	HD	0.01	0	0.02	0.01	0.02	0.01
1722	Oxigen HD.B2-110	HD	0	0	0	0	0	0
1724	Furnale Hd.B2-110	HD	0	0	0	0	0	0
1731	CHE Subcetate	HD	0	0	0	0	0	0
2051	Gheorghieni	HR	13.3	5.5	12.1	5	6.9	3
2052	Odorhei	HR	14.7	4	12.1	3	7.5	3

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
2053	Miercurea Ciu	HR	9.1	2.5	9	2.5	4.6	0.3
2054	Fagul Cetatii	HR	2.6	1.1	2.4	1	1.4	0.6
2055	Ciceu	HR	0.1	0.1	1	0.5	0.6	0.3
2056	Vaslobeni	HR	0.1	0.1	1	0.3	0.5	0.2
2057	Toplita	HR	4.6	2	4.7	2	2.8	1.1
2065	Tusnad	HR	2.2	1	2.1	0.8	0.8	0.3
2066	Vlahita	HR	3.6	1.5	3.7	1.5	1.8	0.7
2071	Balan	HR	0	0	0	0	0	0
2072	Oltul Miercur	HR	8.3	3.5	8.2	3.3	5.8	2.4
2073	Tabara	HR	6.5	2.6	5.3	2.1	2.4	1
2074	Homorod	HR	0	0	0	0	0	0
2075	Tractorul Mc.	HR	1.4	0.6	1.4	0.6	0.6	0.1
2077	Cristurul Sec	HR	5.3	2.2	5	2	2.7	1.1
2281	Bucin	HR	0.5	0.1	0	0	0.1	0
2292	Borsec	HR	3.2	1.2	3.1	1.2	2.3	1
563	Gura Ialomitei	IL	0	0	0	0	0	0
582	Barbulesti	IL	4.4	1.3	4.1	0.8	2.6	0.6
587	Bordusani	IL	1.3	0	1.5	0	0.8	0
590	Bucsa	IL	0	0	0	0	0	0
593	Cazanesti	IL	6.1	5.4	6.4	6.5	4.3	4.1
611	Fetesti	IL	7.1	1.7	8	1.2	4.5	0.5
612	CFR Fetesti	IL	2	1	2.3	0.4	2.8	1.5
615	Gh. Doja	IL	1.1	0	1.4	0	0.9	0
616	Gura Ialomitei	IL	1.3	0.4	1.9	0.7	0.9	0.4
621	Hagiesti	IL	0	0	0	0	0	0
648	Rasi	IL	0	0	0	0	0	0
653	Slobozia Nord	IL	13.95	4.63	13.1	4.32	8.8	2.5
654	Slobozia Sud	IL	5.6	1.1	5.4	0.7	3.4	0.5
655	Slobozia Sud	IL	2.3	1.2	2.5	0.8	1.5	0.9
665	Tandarei	IL	8.5	1.9	8.8	1.7	6.2	1.2
668	Urziceni	IL	7.81	1.3	8.5	1.4	5.11	0.9
896	Movilita	IL	6.56	1.13	7.3	0.36	4.8	0.06
44	Halaucesti B1	IS	0.9	0	0.8	0.2	0.9	0.4
45	Pascani B1	IS	11	2.7	13.4	2.9	7.3	1.5
46	Vatra B1	IS	5	1.3	4.2	0.9	3	0.4
47	Hirlau B1	IS	4.2	0.8	4.5	0.6	2.5	0.3
48	Tg. Frumos B1	IS	7.7	2.3	8.1	2.2	4.6	1.6
49	Belcesti B1	IS	2.7	0.1	3	0.1	1.6	0.3
50	Podul Iloaiei B1	IS	4.7	1.3	4.8	1	2.7	0.8
51	FAI 110 kV I B1	IS	13.2	5	15.5	5	8.8	3.2
52	FAI 110 kV II B2	IS	0	0	0	0	0	0
53	SRA IA Iasi B1	IS	2.7	1	2.5	0.8	2.1	0.7
54	Regie B1	IS	11.1	1.6	12.1	1.5	6.2	0
55	Centru B1	IS	17.5	4.5	16.7	4	9.8	2.1
56	Bahlui 4 B1	IS	10.4	2.9	12.4	2.2	5.9	1.8
57	Galata I B1	IS	0	0	0	0	0	0
58	Galata II B2	IS	6.1	0.1	7.7	0.4	4	0.5
59	SRA CUG Iasi B1	IS	1.5	0.4	1.3	0.4	1.2	0.3
60	Manta Rosie B1	IS	7.2	2.4	7.5	2.2	4.3	1.6

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
61	Bularga I B1	IS	19.7	5.6	20.5	5.1	11.6	2.5
62	Bularga II B2	IS	0	0	0	0	0	0
63	SRA CFS2 B1	IS	2	1	2	1	2	1
66	Tatarasi B1	IS	4.7	0.3	5.4	0.2	2.6	0.5
67	Laminor (IMI2) B1	IS	1.2	0	1.2	0	1.2	0
68	Iasi sud B1	IS	10.1	3.6	9	2.5	6.3	1.8
70	SRA IMI B1	IS	2.1	0.7	1.5	0.5	1.1	0.4
72	Tutora B1	IS	1.9	0.3	2.2	0.3	1.3	0.2
73	Raducaneni B1	IS	1.5	0.5	2.7	0.8	1.4	0.5
74	SRA Ulei B1	IS	5.2	1.5	5	1.2	3.2	1.1
75	SRA Tehnoton B1	IS	0	0	0	0	0	0
76	Breazu B1	IS	8.3	2.7	8.3	2.6	4.7	1.7
77	Trifesti B1	IS	2.5	0.7	3.3	0.8	1.8	0.5
93	Vladeni B1	IS	2.4	0.6	2.6	0.6	1.3	0.4
94	Tibanesti B1	IS	1.9	0.3	2.2	0.3	0.9	0.2
96	Comarna B1	IS	1.4	0.6	1.3	0.6	1	0.4
97	Gorban B1	IS	0.6	0.2	0.6	0.1	0.5	0.2
175	DELPHI	IS	5.5	2.1	5.8	2.3	5.6	2.1
240	Sculeni (Is) B1	IS	0	0	0	0	0	0
250	Razboieni (Iasi) B1	IS	0	0	0.8	0.4	0	0
253	Cetatuia B1	IS	1.1	0.6	1	0.5	1.5	0.7
271	Dancu B1	IS	2.8	0.8	2.4	0.7	2.2	0.7
1001	Tr.Severin	MH	14.4	2.1	15.8	1.9	9.9	1.1
1001	Banovita	MH	0	0	0	0	0	0
1002	Sant. Naval Drobeta	MH	7.6	2.1	6.4	1.6	4	1.1
1003	Aeroport Drobeta	MH	6.12	0.6	7.19	0.8	4.16	0.5
1004	Gura Vaii	MH	0.9	0.4	0.8	0.4	0.8	0.4
1005	Vinju Mare	MH	3.5	0.1	4.9	0.2	2.8	0.1
1006	Burila	MH	1.6	0.6	1.7	0.6	1.3	0.4
1007	Tiganasi	MH	0	0	0	0	0	0
1011	CCH Drobeta Tr. Seve	MH	0	0	0	0	0	0
1012	Anvelope Drobeta Tr.	MH	0.4	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1
1014	Gruia	MH	0.8	0.3	0.96	0.4	0.66	0.3
1015	Pristol	MH	0	0	0	0	0	0
1016	Cujmir	MH	3.6	0.9	4.22	1	2.72	0.7
1017	Forje Drobeta Tr. Se	MH	1	0.4	0.6	0.1	0.2	0
1018	Strehaia	MH	4.1	0.3	4.6	0.5	3	0.3
1019	Armaturi	MH	0	0	0	0	0	0
1020	Husnicioara	MH	5.2	2.1	2.7	1.2	1.5	0.6
1022	Laminor Dr. T. Sev.	MH	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.1
1023	Banovita	MH	8.7	2.9	11	4.5	7.5	3.4
1024	ROMAG	MH	14	7	14	7	14	7
1047	CFR Valea Alba	MH	1.2	0.7	0.6	0.1	2.8	1.5
2003	Baia Mare 2	MM	2.53	1.02	1.86	0.85	1.48	0.63
2004	Baia Mare 1	MM	6.11	1	5.49	1.64	3.02	0.44
2005	Baia Mare 4	MM	16.98	5.56	16.76	4.02	9.49	2.39
2006	Baia Mare 5	MM	19.22	4.4	20.23	3.37	11.46	1.68
2007	Tirgu Lapus	MM	6.33	0.52	7.82	0.41	3.75	0.88
2009	Somcuta	MM	7.06	1.45	8.7	1.65	5.24	1.61

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
2010	Seini	MM	9.25	2.79	9.19	3.05	5.06	1.69
2013	Baia Sprie	MM	2	0.94	2.41	0.89	1.34	0.68
2015	Cavnic	MM	2.1	0.92	2.83	1.01	1.39	0.75
2018	Sighet	MM	12.62	0.96	15.15	0.75	7.9	1.92
2019	Viseu	MM	10.89	4.3	13.39	4.21	6.37	1.84
2020	Baia Borsa	MM	1.1	0.36	1.26	0.28	0.87	0.41
2021	Sighet CEIL	MM	7.95	2.03	12.18	4.74	5.6	1.98
2027	Ferneziu	MM	0.68	0.26	0.91	0.27	0.63	1.14
2035	Horea	MM	2.41	0.99	2.04	0.53	1.7	0.45
2036	Sasar	MM	1.21	0.09	1.64	0.23	0.54	0.05
2039	Pietrosul	MM	4.21	1.26	5.21	1.28	2.88	0.84
2241	Tocila Baiut	MM	0	0	0	0	0	0
2258	Nistru	MM	2.94	0.73	2.93	0.45	2.1	0.31
2300	Dumbravita	MM	2.09	1.21	2.46	1.33	2.07	1.2
2046	Sighisoara	MS	18.27	5.51	17.4	4.42	13.52	3.26
2047	Fintinele	MS	0	0	0	0	0	0
2048	Fintinele	MS	4.96	1.94	5.6	2.07	3.79	1.29
2049	Ungheni	MS	33.16	13.32	33.32	12.87	28.3	11.28
2050	Ungheni	MS	0	0	0	0	0	0
2058	Tirnaveni	MS	0	0	0	0	0	0
2059	Tirnaveni	MS	8.96	2.19	9.79	2.52	6.19	1.74
2061	Tirgu Mures	MS	14.92	3.32	14.98	3.42	9.42	1.77
2062	Reghin	MS	26.57	6.12	29.56	4.58	22.1	3.87
2063	Mureseni	MS	11.05	0.15	9.75	0	6.06	0
2064	CIC Tg. Mures	MS	31.86	16.5	31.67	17.8	33.1	18.85
2067	Baraj	MS	8.19	2.09	7.03	1.55	4.99	1.27
2068	Baraj	MS	9.07	1.51	8.99	1.33	5.63	0.41
2069	Ludus	MS	10.44	2.4	11.14	2.27	6.98	1.16
2070	Deda	MS	0.05	0	0.74	0.26	0.64	0.31
2076	Livezeni	MS	18.45	4.95	19.15	4.57	12.12	2.95
2078	Sovata	MS	9.95	4.34	9.71	3.7	5.41	1.85
2079	Mureni CFR	MS	0.75	0.18	2.83	1.67	4.6	3.87
2080	Danes	MS	3.07	0.48	2.72	0.52	3.09	0.56
2081	Iernut	MS	0	0	0	0	0	0
2082	Iernut	MS	0	0	0	0	0	0
2246	Corunca	MS	5	0.95	5.64	1.25	5.64	1.46
2270	Rastolita	MS	2.48	0.94	2.73	0.9	1.67	0.65
2282	Raciu B1	MS	5.34	0.56	5.7	0.64	4.38	0.32
2283	Band B1	MS	0	0	0	0	0	0
2284	Band B2	MS	3.9	0.27	3.91	0.41	3.93	0.44
122	Dumbrava(SRA+CET Sav	NT	12.5	10.4	10	4	10	3
123	Roman	NT	32.8	9	36.5	12	27	9
124	Tupilati B1	NT	2.2	0.4	2.4	0.3	1.2	0.1
125	Ciritei B1	NT	6.1	1.6	5.6	0.8	3.5	0.2
128	Stejaru B1	NT	7.5	2.6	7.5	0.4	4.5	2.4
130	Roznov B1	NT	7.3	2	8.2	1.6	4.8	0.8
131	Sarata B1	NT	5.1	2.1	5.1	3	4.1	1.3
132	Piatra Neamt Cen. B1	NT	6.8	1.3	7.7	1.3	4.4	0.4
133	Tg. Neamt B1	NT	15	4.3	17.5	4	9.4	1.4

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
134	Izvoare B1	NT	14.3	5	15.6	4.6	9.3	2.3
135	Poiana Teiului B1	NT	3.1	1.4	4.1	1.3	2.2	0.9
247	Roman Vest B1	NT	3.1	0.5	3.2	0.4	2.1	0.2
263	Roman Nord B1	NT	4	0	3	0	3	0
268	CFR Timisesti B1	NT	0	0	0	0	0	0
1165	SRA Al. Etapa 6-AT4	OT	0	0	0	0	0	0
1166	SRA Et 6-L3(Milcov)	OT	0	0	0	0	0	0
1167	Gradiste ST	OT	8	2	8	2	8	2
1168	Intrep. Al. Slatina	OT	260	110	260	110	260	110
1169	Intrepr. Al. Slatina	OT	70	27	70	27	70	27
1170	SRA Al. Etapa 6-AT3	OT	0	0	0	0	0	0
1171	Gradiste SD Electric	OT	11.2	3.5	11.9	3.9	7	2.2
1172	IPC 1 Slatina-Milcov	OT	1.6	0.3	1.2	0.2	1.2	0.1
1173	IPC 2 Slatina	OT	7.6	2.2	1.2	0.2	6.2	1.7
1174	IPA 1	OT	5.1	0.5	6.7	1.4	7	0.8
1175	IPA 2 +SRA6Al(L 2)	OT	0	0	0	0	0	0
1176	Slatina Nord	OT	8.6	0.6	11.5	0.9	7.3	0.4
1177	IPTAPA	OT	1	0	1	0	1	0
1178	Scornicesti	OT	9.2	1.5	11.8	1.7	7.9	1.3
1179	Draganesti Olt	OT	9.2	2.9	12.3	2.5	8.7	2.7
1180	CFR Draganesti Olt	OT	0	0	0	0	0	0
1181	Caracal Sud	OT	6.9	0.6	9	1.1	5.1	0.4
1182	Vagoane Caracal	OT	0.3	0.1	0.5	0.1	0.2	0.1
1183	Anvelope Caracal	OT	0	0	0	0	0	0
1184	Caracal Vest	OT	4.92	1.6	6.39	2.08	3.77	1.23
1185	Studina	OT	4	0.4	4.5	0.4	2.4	0.2
1186	Corabia	OT	9.4	1.8	11	2.4	6.6	1.3
1187	IFP Corabia	OT	0	0	0	0	0	0
1188	Celei	OT	0	0	0	0	0	0
1189	Potelu	OT	1.4	0.4	1.8	0.2	0.9	0.1
1190	Bals	OT	0	0	9.2	1	5.5	0.3
1191	Prelucrare IOB Bals	OT	0	0	0	0	0	0
1192	Otelaria 1 IOB	OT	0	0	0	0	0	0
1194	Iancu Jianu	OT	2.7	0.9	3	1	2.7	0.9
1195	Icoana	OT	6.6	2	8.1	2	6.7	1.9
1196	Curtisoara	OT	2.1	0.3	2.7	0.4	1.8	0.2
1197	Mamura	OT	1.8	0.3	2.5	0.4	1.4	0.3
1280	SRP Caracal	OT	0	0	0	0	0	0
1281	Caracal Nord	OT	0	0	0	0	0	0
1282	SPA Farcasele	OT	0	0	0	0	0	0
1283	Intr. de Tevi Slatin	OT	6.2	2.4	7.1	2.8	6.9	2.7
1288	SPA Ipotesti	OT	0	0	0	0	0	0
1296	SPA Sprancenata	OT	0	0	0	0	0	0
1304	Coteana	OT	0	0	0	0	0	0
1305	Milcov	OT	4.8	0.3	7.7	1.6	5	0.7
1330	Pirelli	OT	26	7	26.9	7.4	28.2	7.5
785	Azuga	PH	1.7	0.4	1.8	0.4	1.2	0.2
786	Busteni	PH	4	0.6	5.1	1.1	4.1	0.8
787	Sinaia	PH	6.83	2.5	6.73	3.1	4.53	2.1

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
788	Valea Larga	PH	4	0	8	2	4	1
789	Valea Larga	PH	0	0	0	0	0	0
790	Breaza	PH	3.6	1.1	2.6	0.6	1.8	0.5
791	Cimpina	PH	14.04	4	14.49	3.7	8.26	2.7
792	Doftana	PH	10.94	4.5	9.36	3.2	8.15	2.9
793	Floresti	PH	11.15	3.2	10.57	2.1	6.54	2.5
794	IAV Floresti	PH	3	2	2	1	2	1
795	IAV Floresti	PH	3	2	3	0	2	1
796	Baicoi	PH	8.37	1.72	7.73	1.2	7.15	2.14
797	Ploiesti Nord	PH	26.5	6	30.7	7.2	20.2	4.2
798	Ploiesti Est	PH	5.4	1.5	4.9	1.3	4.5	1.2
799	Ploiesti Sud	PH	12.5	6	12	5.3	8.3	4
800	Scaieni	PH	8.16	2	8.42	1.7	7.31	2
801	Scaieni	PH	0	0	0	0	0	0
802	Valeni	PH	9.47	3.1	10.15	3.7	6.57	1.9
803	Plopeni	PH	2.4	0.6	1.1	0.5	8	0.4
804	Valea Calugareasca	PH	4.53	1.5	5.89	1.8	2.8	0.4
805	RA Valea Calugareasc	PH	0	0	0	0	0	0
806	Mizil	PH	10.7	1.5	11	2	6.1	1
807	CFR Mizil	PH	2	1	1	0.5	0.4	0.2
808	Brazi (1S)	PH	0	0	0	0	0	0
809	Brazi (2S)	PH	0	0	0	0	0	0
810	Brazi (SB)	PH	0.5	0.2	0.5	0.2	0.5	0.2
811	GIP Ploiesti	PH	0	0	0	0	0	0
812	Columbia	PH	21.3	4.1	22.3	4.3	13	0.6
813	Postirnac	PH	7.9	2.3	9.2	2.3	5.6	1.6
814	Pleasa	PH	2	0.6	1.9	0.5	1.2	0.2
815	Berceni	PH	5.68	5	2	2	2	2
816	Teleajen	PH	0	0	0	0	0	0
817	Mineciu	PH	5.1	0.5	5.6	0	3.9	0
818	Vega	PH	13.8	2.4	13.2	1.4	7.9	0.4
819	Tatarani	PH	5.4	2	7.9	2.9	4.8	1.5
820	Urlati	PH	11.33	0.2	13.2	1.3	9	0
821	Baltesti	PH	3.91	0.8	4	1	3.5	0.7
822	Cauciuc Brazi	PH	0	0	0	0	0	0
823	U Petrom	PH	6.9	3.3	1.7	0.8	0.8	0.4
862	Comarnic	PH	4.3	3	5.3	3	4.1	3
865	IUM Filipesti	PH	1	0	1	0	0	0
866	Rafinaria Teleajen	PH	11.2	3	16	9.4	16	10
867	Rafinaria Teleajen B	PH	11.2	3	10	2	10.5	3
868	Ploiesti Crang	PH	20.47	2.1	19.4	3.4	17.1	2.3
884	Olteni	PH	7.6	2.4	6.6	2.5	4.8	1.8
901	Dezvolt.rafin. Brazi	PH	0	0	0	0	0	0
902	Negoiesti	PH	0	0	0	0	0	0
940	Ploiesti Nord B2	PH	0	0	0	0	0	0
941	GIP Brazi B2	PH	0	0	0	0	0	0
942	Urlati B2	PH	0	0	0	0	0	0
943	Cauciuc Brazi B2	PH	0	0	0	0	0	0
945	Petroch.Teleajen B1	PH	2	0	2	0	2	0

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
946	Petroch.Teleajen B2	PH	0	0	0	0	0	0
947	PETROBRAZI	PH	40.4	25.2	40.5	25	39.8	25.7
980	Movila vulpii	PH	6.3	0.6	6.7	0.7	3.5	0.5
992	CFR Ploiesti Vest	PH	0	0	0	0	0	0
993	Ciorani	PH	0	0	0	0	0	0
564	Domnesti	SA	0	0	0	0	0	0
576	Arcuda	SA	24.25	1.42	27.2	2.2	18.55	1.15
578	Afumati	SA	33.92	3.24	29.65	1.77	21.02	0
579	CFR Pasarea	SA	0	0	0	0	5	2
584	Buftea	SA	4.92	0.87	5.7	0.97	4.02	0.72
595	Chitila	SA	8.85	0	8.92	0	6.32	0
596	CFR Chitila	SA	7	2	5	2	2	1
604	Domnesti	SA	9	1.5	12	2	9	2
605	Copaceni	SA	15.07	0.75	16.75	0.5	12.47	0
624	IFA	SA	17.94	1.4	20.02	1.47	15.04	0.3
631	Mihailesti	SA	4.62	1.1	5.7	0	0.87	-0.15
644	Popesti Leordeni	SA	7.05	1	6	0	4.22	0
645	Popesti Leordeni	SA	14.25	1.55	14.55	1.05	10.05	0
662	Tincabesti	SA	15.32	-1.62	16.82	-1.25	12.52	-1.95
684	Otopeni	SA	9.4	1.35	9.42	1.2	6.1	0.3
897	Caciulati	SA	22.6	1.72	22.85	1.35	16.72	0
918	Glina	SA	10.32	1.3	10.8	0.92	7.72	0
935	Buftea	SA	6.07	0.35	6.85	0.35	4.6	0.47
936	Chitila	SA	13.45	1.32	13.37	0.72	9.2	0
975	Dragomiresti	SA	8.5	2	7.1	1.6	6.5	1.9
976	Dragomiresti	SA	0	0	0	0	0	0
2154	Dumbraveni	SB	3.8	0	5	0	3	0
2157	Sibiu Sud	SB	11.5	3	14	4	8	2
2158	Sibiu Sud	SB	11.5	3	12	3	8	2
2159	Sibiu Nord	SB	23	1	25	1	15	3
2160	Aeroport Sibiu	SB	20	3.6	24.4	3.8	19.7	3.6
2161	Orlat	SB	10	0	7.2	0	7	0
2164	Cisnadie	SB	7.6	1.9	7.9	2.2	4.5	0.8
2165	Mirsa	SB	3.8	0	4.3	0	3.8	0
2166	Cirtisoara	SB	0.8	0	1	0	0.6	0
2168	Copsa Mica	SB	3.9	1	5	1	3.4	1
2169	Medias	SB	14.7	0	16	0	9	0
2179	Aurel Vlaicu Medias	SB	4.8	0	6	0	3	0
2180	Agnita	SB	3	0.2	4.4	0.8	2.4	1.1
2184	SR Copsa Mica	SB	1.1	0.2	1	0.2	1	0.2
2187	Independenta Sibiu	SB	0	0	0	0	0	0
2190	Micasasa CFR	SB	1.5	0	1.5	0	0.5	0
2191	CFR Dumbraveni	SB	0	0	0	0	0	0
2192	Dumbrava	SB	12	0.2	13.6	0.3	8	1.3
2002	Tihau	SJ	0	0	0	0	0	0
2008	Jibou	SJ	9.85	4	11.7	4.2	5.75	2.25
2022	Sarmasag	SJ	3.95	1.35	3.7	1.3	2.55	0.95
2023	Simleu	SJ	11.35	2	10.5	1.3	5.45	0.8
2024	Zalau	SJ	10.3	0.05	10.15	0.4	6.2	0.7

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
2028	Cehu Silvaniei	SJ	4.77	1.15	3.55	0.05	1.7	0.5
2029	Parolissum	SJ	7.82	1.75	8.16	1.6	4.01	0.15
2030	Armatura	SJ	3.6	0.85	1.8	0.35	0.35	0.05
2031	Tevi Zalau	SJ	15.3	2.75	13.95	2.05	15.05	3.05
2032	Anvelope	SJ	6.6	1.75	5.6	1.8	4.15	0.85
2038	Salaj	SJ	3.65	0.5	3	0.5	1.85	0.25
2290	Micheline Zalau	SJ	5	1.1	5.05	1.05	5	1.05
2011	Satu Mare 1	SM	13.6	5.2	12.8	4.9	6.1	2
2012	Turt	SM	3.6	1.4	4.5	1.2	2.1	0.7
2014	Vetis	SM	0	0	0	0	0	0
2016	Carei	SM	9.47	1.39	10.2	0.2	5.6	1.7
2017	Tasnad	SM	3.95	0.92	4	1.7	2.2	0.5
2025	Satu Mare 2	SM	12.8	2.5	11.3	1.5	6.1	1.8
2026	Satu Mare 2	SM	0	0	0	0	0	0
2033	Abator Satu Mare	SM	4.9	1.2	4.3	0.9	3	1.4
2034	Unio Carei	SM	4.5	0.3	5	0.4	3.1	0.9
2037	Negresti	SM	8.38	0.67	8.94	0.67	5.64	1.27
2040	Carpati Satu Mare	SM	14.05	3.4	14.6	3.1	8.4	2.3
2291	Satu Mare 5	SM	2.9	0.6	2.7	0.5	2.7	0.6
2301	Armonia	SM	0	0	0	0	0	0
1	Suceava 110 kV B1	SV	3.2	2.2	4.2	1.9	3.6	1.8
2	Suceava 110 kV B2	SV	0	0	0	0	0	0
3	Tricotaje RA B1	SV	0	0	0	0	0	0
4	Mirauti B1	SV	0	0	0	0	0	0
5	Combinat Suceava B1	SV	0	0	0	0	0	0
6	Iltcani B1	SV	8.1	1.3	9.6	1	5.3	1.6
7	Automecanica B1	SV	0	0	0	0	0	0
8	CFR - Iltcani B1	SV	0	0	0	0	0	0
9	Combinat - Iltcani B1	SV	12.3	5.8	12.1	5.2	10.8	4.6
10	Conexiuni Suceava B1	SV	0	0	0	0	0	0
11	Radiatoare B1	SV	0	0	0	0	0	0
15	Burdujeni B1	SV	3.8	0.7	4	0.6	2.3	0.3
17	Falticeni B1	SV	11.6	1.2	13	1.5	6.3	0.5
18	Pal Falticeni B1	SV	5.4	0.2	6.4	0.2	3.3	0.7
19	Mirauti B2	SV	0	0	0	0	0	0
20	Frasin B2	SV	4.4	2.3	7.2	2.7	3.4	1.4
21	Barnar B1	SV	2.2	0.9	2	0.8	1.8	0.7
22	Cimpulung Mold. B1	SV	7.7	0.6	8.5	0.9	5.7	0
30	Dolhasca - CFR B1	SV	0	0	0	0	0	0
31	Vatra Dornei B1	SV	12.5	1.8	13.7	1.5	8.4	0.6
33	Veresti B1	SV	4.6	0.1	5.3	0.1	2.5	0.4
34	Solca B1	SV	2.8	0.1	3.9	0.1	1.7	0.5
35	Radauti B1	SV	4.8	1.9	5.3	0.7	1.3	0
36	Siret B1	SV	5	0.7	4.9	0.1	2.7	0.1
37	Tarnita (Sv) B1	SV	0	0	0	0	0	0
38	Iacobeni B1	SV	0	0	0	0	0	0
39	Delnita B1	SV	1.2	0.4	1.4	0.5	0.7	0.3
230	Vicov (Sv) B1	SV	5.1	1.7	5.7	1.3	1	0.2
231	Dolhasca (Sv) B1	SV	0	0	0	0	0	0

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
235	Gura Humorului B1	SV	8	1	7.4	1.5	5.2	0.7
249	Rulmentul (Sv) B1	SV	1.9	1	1.3	0.6	1	0.6
255	Paltinoasa (Sv) B1	SV	1	0.5	1	0.5	0.2	0.1
262	Pojorita B1	SV	0.3	-0.5	0.5	-0.5	0.6	0
264	CFR Cosna B1	SV	-0.1	-0.6	-0.1	-0.6	-0.5	-0.3
265	E.Hurmuzachi B1	SV	2.1	0.2	3.7	0.2	2.3	0.2
273	Tricotaje Suceava B2	SV	10.4	0.8	11.3	1	5.6	0.2
274	Combinat Suceava B2	SV	0	0	0	0	0	0
299	MIRAUTI Itcani B1	SV	6.6	0.5	7.2	0.6	3.7	0.1
301	EGGER (Sv) B1 110	SV	2	1.3	24.1	8.4	4.2	1.5
687	Tulcea Vest	TL	1.51	0.71	2.87	1.39	1.64	0.71
688	Tulcea Vest	TL	0	0	0	0	0	0
704	Topologu	TL	0.6	0.01	0.7	0.01	0.57	0.01
705	Baia	TL	2.9	0.14	3.47	0.14	1.98	0.15
713	Zebil	TL	1.94	0.36	2.74	0.26	1.34	0.8
717	Alumina Tulcea	TL	0	0	0	0	0	0
718	Alumina Tulcea	TL	6.93	2.63	7.15	2.93	6.08	1.08
719	Tulcea Oras	TL	11.8	2.95	12.68	2.65	6.3	0
720	Feroaliaje	TL	0.2	0	0.2	0	0.2	0
721	Macin	TL	5.73	1.4	6.08	1.08	3	0.38
722	Crisan	TL	3.43	0	3.85	0	2.42	0
723	Sarinasuf	TL	3.11	0.07	4.87	0.51	1.51	0.08
733	6-Mar	TL	0.6	0	0.6	0	0.6	0
739	Traianu	TL	2.17	0.04	2.35	0.01	1.13	0
740	Marmura Tulcea	TL	10.01	0.84	10.32	0.91	5.89	0
741	S.N. Tulcea	TL	6.16	2.2	7.59	3.09	6.58	2.48
742	Isaccea	TL	2.63	0.29	2.6	0	1.5	0
759	Feroaliaje	TL	0	0	0	0	0	0
763	Ostrov	TL	0.51	0.03	0.72	0.01	0.37	0.02
766	Babadag	TL	2.79	0.29	2.9	0.33	1.61	0.36
768	RA Zebil	TL	0	0	0	0	0	0
775	Cismeaua Noua	TL	1.2	0	1.4	0.02	0.71	0
777	SPA Ostrov	TL	0	0	0	0	0	0
778	SRP1 Ostrov	TL	0	0	0	0	0	0
779	SRP2 Ostrov	TL	0	0	0	0	0	0
780	Sulina	TL	0	0	0	0	0	0
1520	Cetate	TM	19	2.15	19.67	2.35	11.35	0.65
1521	Dumbravita	TM	22.9	4.6	23.4	4.3	12.4	1.4
1522	Bucovina	TM	15.89	2.4	16.82	2.37	10.7	1.4
1523	Padurea Verde	TM	26.65	4.06	28.27	3.72	19.27	1.81
1524	IM Timisoara	TM	1.65	0.47	1.45	0.12	1.4	0.3
1525	Musicescu	TM	11.07	1.5	13.1	2.12	7.7	0
1526	Fratelia	TM	20.36	3.13	20.37	2.41	12.16	-2.3
1527	Freidorf	TM	13.4	2.43	12.57	1.98	8.9	1.13
1528	Victoria	TM	24.75	6.84	25.75	7.47	15.8	4.3
1529	Azur	TM	5.47	2.02	4.25	1.37	2.6	1.15
1530	Giulvaz	TM	7.01	2.47	7.42	2.02	4.05	1.05
1531	Gataia	TM	4.19	1.14	4.87	1.15	3	0.85
1532	Deta	TM	5.24	1.72	6.5	1.37	4.07	0.97

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
1533	Ortisoara	TM	8.76	2.77	8.17	1.83	5.7	1.32
1534	Calacea	TM	2.02	0.62	1.77	0.75	1.65	0.77
1535	Satchinez	TM	7.55	1.91	7.5	1.52	5.55	1.22
1536	Carpinis	TM	4.47	0.9	5.32	1	3.1	0.57
1537	Jimbolia	TM	5.87	0	6.4	0	4.4	0
1538	Lovrin	TM	5.52	2.63	5.87	2.2	3.82	0.57
1539	Sinnicolaul Mare	TM	14.67	1.66	15.5	1.4	12.1	1.08
1540	Buzias	TM	7.23	3	8.85	2.68	6.8	2.1
1541	Lugoj	TM	0	0	0	0	0	0
1542	Lugoj	TM	10.26	4.21	12.12	3.25	7.51	1.25
1543	IURT	TM	12.75	3.81	11.72	3.02	8.2	2.04
1544	IURT	TM	0	0	0	0	0	0
1545	Faget	TM	4.96	2.55	6.9	1.62	3.5	0.7
1548	CFR Lugoj	TM	0.8	0	0.33	0	0.78	0
1549	CFR Ghiroda	TM	1.02	0	0.61	0	1.37	0
1550	CFR Ortisoara	TM	0.28	0	2.76	0	0.28	0
1566	Nadrag	TM	0.37	0	0.35	0	0	0
1590	Sacalaz	TM	0	0	0	0	0	0
1594	Timisoara	TM	0	0	0	0	0	0
1698	CET Timisoara	TM	2.8	0.35	2.87	0.27	2.82	0.12
1712	Venus Timisoara	TM	2.94	0.01	3.2	0	2.15	0
1730	Continental	TM	15.06	-4.42	11.08	-3.32	13.75	-4.03
577	ALEXANDRIA	TR	3.8	1.7	3.5	1.5	2	1
580	AMONIA	TR	0	0	0	0	0	0
581	AZOT	TR	0	0	0	0	0	0
585	BOGDANA	TR	0	0	0	0	0	0
586	BLEJESTI	TR	3.2	1.5	3.6	1.3	3.1	1.2
597	CONTESTI + BUJORU	TR	0	0	0	0	0	0
600	CIUPERCENI	TR	0	0	0	0	0	0
601	DRAGANESTI VL.	TR	1.5	0.5	1.6	0.5	1	0.4
622	HIRLESTI	TR	6.9	1	8.7	0.8	5.1	0.8
633	MAGURA	TR	13	2.5	13.9	2.5	7.9	2.9
635	OLT	TR	3	1.4	3	1.4	1.8	0.9
639	PORT ZIMNICEA	TR	3.4	0.9	3.5	1	1.9	0.5
646	PIRITE	TR	0	0	0	0	0	0
649	ROSIORI	TR	11	2	15	2	6.9	1
650	CFR ROSIORI	TR	2.3	0.7	1.1	0.3	1.9	0.9
651	RULMENTUL	TR	10	2	10	2	8	2
656	SYBETRA	TR	3	1	3	0	2	0
658	SEGARCEA DEAL	TR	0	0	0	0	0	0
669	VIDELE	TR	6.8	1.5	8.5	1.5	5.7	1.2
670	CFR VIDELE	TR	4.6	6.1	1.8	2	0.4	0.5
671	VEDEA	TR	7.8	1	7.2	1	4	0
674	VIISOARA	TR	1.8	1	1.9	1	1.6	1.1
675	VIISOARA RA	TR	0	0	0	0	0	0
676	ZIMNICEA	TR	6.4	2.9	6.4	2.9	3.6	1.6
743	POIANA	TR	0	0	0	0	0	0
751	PANCIU	TR	0	0	0	0	0	0
887	TR.MAGURELE	TR	6.2	0.9	7.8	0.7	4.7	0.7

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
888	PREAJBA	TR	6.8	2.7	7.3	2.2	6.3	2.6
894	TRAIANU	TR	5.9	1	7.3	1	4.2	0.6
899	VIDELE VEST 1	TR	0	0	0	0	0	0
916	VIDELE VEST 2	TR	0	0	0	0	0	0
938	RULM. ALEXANDRIA	TR	0	0	0	0	0	0
939	VEDEA	TR	0	0	0	0	0	0
948	ALEXANDRIA	TR	0	0	0	0	0	0
1143	Jidoaia	VL	0.12	0	0.12	0	9.2	0
1144	Balintru Lotru Aval	VL	0.62	0	0.43	0	4.7	0
1151	Petrimanu	VL	0.11	0	0.12	0	10.6	0
1199	Traian	VL	3.4	0.6	3.7	0.5	2.3	0.1
1200	Petrochimie Stuparei	VL	6	3	6	3	6	3
1201	Petrochimie Raureni	VL	5	2	5	2	5	2
1202	Amine CET Govora	VL	1	0.5	1	0.5	1	0.5
1203	Amine Raureni	VL	2	1	2	1	2	1
1204	Soda Stuparei	VL	4	1	4	1	4	1
1205	Soda Raureni	VL	5	2	5	2	5	2
1206	Cazanesti	VL	10	3.3	9.5	3.1	8.3	2.7
1207	IUCF Rm. Valcea	VL	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3
1208	Ramnicu Valcea Nord	VL	16.2	3.7	17.2	3.5	9.2	1.7
1209	Ramnicu Valcea Sud	VL	12.5	2.5	14.3	2.8	8.6	0.9
1210	Marcea	VL	6.2	1.8	8.2	2	5.1	1.1
1211	Dragasani	VL	9	4.5	9	4.5	5	3
1212	Dragasani	VL	0	0	0	0	0	0
1213	Ladesti	VL	1.5	0.3	2.1	0.3	1.1	0.1
1214	Berbesti	VL	1.6	0.2	4.2	0.8	6.3	3.8
1215	Alunu	VL	0.6	0.3	10.5	8	8	5.3
1216	Horezu	VL	6.8	2.9	8.1	2.7	4	1.4
1217	Jiblea	VL	5.1	1.1	4.2	0.9	2.4	0.4
1219	Brezoi	VL	2.5	0.2	2.6	0.2	1.7	0.1
1271	Balcesti	VL	3.9	1.3	4.4	1.4	3.9	1.9
114	Adjud B1	VN	4.2	0.7	4.2	0.5	2.8	0.3
136	Vidra B1	VN	7	0.4	8.1	0.2	4.8	0
137	Gugesti B1	VN	8.6	2.8	9.8	2.8	6	2
138	Focsani Nord B1	VN	9.3	1.7	8	1.1	4.9	0.8
139	Vultururu B1	VN	2.5	0.5	2.6	0.3	1.5	0.4
140	Marasesti B1	VN	9.7	2	10.5	2	6.8	0.9
141	Focsani Vest B1	VN	8.9	2.1	9.2	1.7	5.8	0.9
237	Tataranu B1	VN	1.7	0.5	1.8	0.5	1.5	0.5
241	Laminorul	VN	4.4	3.1	3.6	1.2	4.3	1.9
244	CFR Focsani Nord	VN	2.9	1.4	1.7	0.4	1.5	0.5
266	Focsani Vest B2	VN	0	0	0	0	0	0
291	CCH Adjud B1	VN	5.1	1.1	5.5	1.3	4.9	0.6
292	CEIL Focsani B1	VN	12.8	5	10.8	4	6.8	2.3
294	Magura B	VN	17	3.6	16	3.2	9.7	1.8
295	CFR Adjud B1	VN	1.6	0.4	1.4	0.7	1.3	0.7
78	Delea B1	VS	4.7	0.7	4.7	0.4	2.4	0.3
79	Vaslui B1	VS	9.5	1.2	9.7	1.1	4.9	0.1
80	Munteni I B1	VS	4.6	1.3	5	1.1	2.7	0.6

NOD	NUME_BARA	SD	VD_PC	VD_QC	VS_PC	VS_QC	GN_PC	GN_QC
81	Munteni II B2	VS	0	0	0	0	0	0
83	Stanilesti B1	VS	1.5	0.5	1.8	0.6	1	0.4
84	Vetrisoaia B1	VS	1	0.4	1	0.4	0.5	0.2
85	Husi B1	VS	8.5	1.4	8.2	0.6	4.4	0.5
86	Rediu B1	VS	2	0.5	2	0.5	1.5	0.5
87	Negresti B1	VS	4.5	1.2	4.1	1	2.7	0.9
88	Birlad B1	VS	9.3	1.2	9.5	1.9	5.5	0.1
89	SRA IR Birlad B1	VS	0	0	0	0	0	0
90	Simila B1	VS	3.1	0.7	4	0.5	3.2	0.3
91	Murgeni B1	VS	2.8	0.5	3.4	0.4	1.7	0.3
92	Cring Is. B1	VS	10.6	1.8	10.5	1.1	6.2	0.3
95	Rosiesti B1	VS	2.5	1	2.6	0.8	1.5	0.6
242	CT Vaslui B1	VS	0	0	0	0	0	0
243	Falciu B1	VS	0.6	0.2	0.7	0.2	0.5	0.2

Anexa B-2 STATII

LISTA STAȚIILOR ATRIBUITE COMPANIEI NAȚIONALE DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A.

Nr. crt.	Denumirea stației	Tensiunea [kV]	Numar TRANSFORMATORE/AUTOTRANSFORMATORE defalcate																	Sn total [MVA]	SUCURSALA	Numar de unitati
			dupa puterea nominala aparenta Sn [MVA]																			
			1250	500	400	250	200	160	125	100	75	63	40	25	20	16	10	6.3				
1	Stația Isaccea	750/400	2																	2500	Constanta	2
2	Stația Arad	400/220/110																		850	Timisoara	3
3	Stația Bradu	400/220/110				2												2		1232	Pitești	6
4	Stația Brazi Vest	400/220/110				1														800	București	3
5	Stația București Sud	400/220/110				2														1326	București	6
6	Stația Gutinaș	400/220/110				2														1200	Bacau	4
7	Stația Iernut	400/220/110				1												1		656	Sibiu	4
8	Stația Lacu Sărat	400/220/110				2														1210	Constanta	5
9	Stația Mintia	400/220/110				2														1200	Timisoara	4
10	Stația Porțile de Fier	400/220/110			2	1														1410	Craiova	4
11	Stația Sibiu Sud	400/220/110				2	1													1100	Sibiu	5
12	Stația Suceava	400/220/110					1	1											2	482	Bacau	4
13	Stația Urechești	400/220/110				1		1												600	Craiova	2
14	Stația Roșiori	400/220				1														400	Cluj	1
15	Stația Slatina	400/220				2		2												1200	Pitești	4
16	Stația Bacău Sud	400/110					1													250	Bacau	1
17	Stația Focșani Vest *)	400/110						1											2	250	Bacau	3
18	Stația Munteni *)	400/110							1											232	Bacau	3
19	Stația Roman Nord	400/110								1										250	Bacau	1
20	Stația Brașov	400/110					2													500	Sibiu	2
21	Stația Cluj Est	400/110					1													330	Cluj	3
22	Stația Constanta Nord	400/110					2												2	500	Constanta	2
23	Stația Dârste	400/110					1													250	Sibiu	1
24	Stația Domnești	400/110					3													791	București	5
25	Stația Drăgănești Olt	400/110					1													300	Pitești	3
26	Stația Gura Ialomiței	400/110					2													532	București	4
27	Stația Medgidia Sud	400/110					2													510	Constanta	3
28	Stația Pelicanu	400/110					2													500	București	2
29	Stația Smârdan	400/110					2													510	Constanta	3
30	Stația Tulcea Vest	400/110					3													782	Constanta	5
31	Stația Oradea Sud	400/110					2													532	Cluj	4

Nr. crt.	Denumirea stației	Tensiunea [kV]	Numar TRANSFORMATORE/AUTOTRANSFORMATORE defalcate dupa puterea nominala aparenta Sn [MVA]																Sn total [MVA]	SUCURSALA	Numar de unitati
			1250	500	400	250	200	160	125	100	75	63	40	25	20	16	10	6.3			
32	Stația Tariverde	400/110				3													750	Constanta	3
33	Stația Cernavodă	400																	0	Constanta	0
34	Stația Rahman	400																	0	Constanta	0
35	Stația Stupina	400																	0	Constanta	0
36	Stația Gădălin	400																	0	Cluj	0
37	Stația Tănăreni	400																	0	Craiova	0
38	Stația Nădab	400																	0	Timisoara	0
39	Stația Alba Iulia	220/110				2							1						425	Sibiu	3
40	Stația Arefu	220/110				2									2				441	Pitești	4
41	Stația Baia Mare 3	220/110				2													400	Cluj	2
42	Stația Barboși	220/110				2													400	Constanta	2
43	Stația Baru Mare	220/110				1									1	1			226	Timisoara	3
44	Stația Calafat	220/110				1													200	Craiova	1
45	Stația Câmpia Turzii	220/110											1						25	Cluj	1
46	Stația Cetate	220/110				1							2						250	Craiova	3
47	Stația Cluj Florești	220/110				2							2						450	Cluj	4
48	Stația Craiova Nord	220/110				2													400	Craiova	2
49	Stația Dumbrava	220/110				2													400	Bacau	2
50	Stația FAI	220/110				2						1			3				473	Bacau	6
51	Stația Fântânele	220/110				1										1			210	Sibiu	2
52	Stația Filești	220/110				1													200	Constanta	1
53	Stația Fundeni	220/110			2								3						875	Bucuresti	5
54	Stația Gheorghieni	220/110				2						2							450	Sibiu	4
55	Stația Ghizdaru	220/110				2							2						420	Bucuresti	4
56	Stația Grădiște	220/110				2								2					450	Pitești	4
57	Stația Hășdat	220/110				2													400	Timisoara	2
58	Stația Iaz	220/110				2													400	Timisoara	2
59	Stația Ișalnița	220/110				2													400	Craiova	2
60	Stația Mostiștea	220/110				1													232	Bucuresti	3
61	Stația Paroseni	220/110				1									2				200	Timisoara	1
62	Stația Pitești	220/110				2						2							480	Timisoara	4
63	Stația Pitești Sud	220/110				1													232	Pitești	3
64	Stația Răureni	220/110				1													200	Pitești	1
65	Stația Reșița	220/110				2													400	Timisoara	2
66	Stația Săcălaz	220/110				1													200	Timisoara	1
67	Stația Sălaș	220/110				1							1						225	Cluj	2
68	Stația Sărdănești	220/110				1									2				232	Craiova	3

Nr. crt.	Denumirea stației	Tensiunea [kV]	Numar TRANSFORMATORE/AUTOTRANSFORMATORE defalcate																	SUCURSALA	Numar de unitati
			dupa puterea nominala aparenta Sn [MVA]																		
			1250	500	400	250	200	160	125	100	75	63	40	25	20	16	10	6.3			
69	Stația Stăpu	220/110					1									2			Bucuresti	3	
70	Stația Stupărei	220/110					1												Pitești	1	
71	Stația Târgoviște	220/110					3									2			Bucuresti	5	
72	Stația Târgu Jiu Nord	220/110					1					2							Craiova	3	
73	Stația Teleajen	220/110					1												Bucuresti	1	
74	Stația Tihău	220/110								1									Cluj	1	
75	Stația Timișoara	220/110					2												Timisoara	2	
76	Stația Turnu Măgurele	220/110					3						1		1				Bucuresti	5	
77	Stația Turnu Severin Est	220/110					2						2	1					Craiova	5	
78	Stația Ungheni	220/110					2						1		1				Sibiu	4	
79	Stația Vetiș	220/110					1								1	1			Cluj	3	
80	Stația Oțelărie **)	220/110																	Timisoara	0	
81	Stația Calea Aradului ***)	400(220)																	Timisoara	0	
Sn TOTAL [MVA]																					
NUMAR TOTAL TRAFIC/AT			2	2	22	31	81	0	0	1	0	2	7	26	1	33	9	0		37778	
																					217

*) Funcționează la 220 kV

**) Transformatorul 220/110 kV nu aparține TRANSELECTRICA

***) Funcționează la 220kV; Transformatoarele 220/20kV nu aparțin TRANSELECTRICA

Anexa B-2 LINII

**Lista Liniiilor Electrice Aeriene de 750 ÷ 110 kV atribuite
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.**

Denumire	Numar de circuite	Tens. constr. [kV]	Tens. de funct. [kV]	Lungime TRASEU [km]
LINII CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV				
Ucraina Sud-Isaccea	1	750	750	3.108
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV				3.108
LINII CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV				
Anina - Resita	1	400	220/20	41.150
Bacau Sud - Roman Nord	1	400	400	58.811
Brad - Brasov	1	400	400	150.700
Brasov - Dirste	1	400	400	13.200
Brazi Vest - Dirste	1	400	400	116.531
Brazi Vest - Teleajan	1	400	220	36.940
Brazi Vest - CCCC Brazi circ.1+2	2	400	400	3.012
Bucuresti Sud - Domnesti	1	400	400	34.367
Bucuresti Sud - Gura Ialomitei	1	400	400	139.437
Bucuresti Sud - Pelicanu	1	400	400	119.164
Bucuresti Sud - Slatina	1	400	400	177.300
Cernavoda - Medgidia Sud	1	400	400	21.000
Cernavoda-Constanta Nord	1	400	400	70.009
Cernavoda-Gura Ialomitei circ.1	1	400	400	62.922
Constanta Nord-Tariverde	1	400	400	49.460
Tariverde-Tulcea Vest	1	400	400	74.760
Domnesti - Brazi Vest	1	400	400	63.054
Gadalin - Cluj Est	1	400	400	19.920
Gadalin - Iernut	1	400	400	50.860
Gura Ialomitei - Cernavoda circ.2	1	400	400	66.600
Gutinas - Bacau Sud	1	400	400	55.282
Gutinas - Brasov	1	400	400	124.483
Gutinas - Smardan	1	400	400	136.300
Iernut - Ungheni circ. 2	1	400	220	29.133
Isaccea-Lacu Sarat	1	400	400	65.644
Isaccea-Smardan circ.1	1	400	400	57.045
Isaccea-Smardan circ.2	1	400	400	56.872
Isaccea-Rahmann	1	400	400	56.135
Isaccea-Stupina	1	400		83.004
Lacu Sarat - CET Braila TA4	1	400	400	9.350
Lacu Sarat-Gura Ialomitei	1	400	400	70.265
Lacu Sarat-Smardan	1	400	400	33.700
Mintia - Arad	1	400	400	137.705
Nadab - Arad	1	400	400	34.000
Pelicanu - CSC(400)	2	400	110	3.338
Pelicanu - Cernavoda	1	400	400	95.087
Portile de Fier - Slatina	1	400	400	171.000
Portile de Fier - Urechesi	1	400	400	84.700
Racord Focsani Vest	2	400	220	17.500
Racord Munteni	2	400	220	0.572
Roman Nord - Suceava	1	400	400	99.552
Rosiori - Gadalin	1	400	400	122.182
Rosiori - Oradea Sud	1	400	400	132.640
Sibiu Sud - Brasov	1	400	400	125.300
Sibiu Sud - Mintia	1	400	400	127.800
Sibiu Sud- Iernut	1	400	400	81.620
Slatina - Draganesti Olt	1	400	400	34.381
Tantareni - Bradu	1	400	400	196.900
Tantareni - Sibiu	1	400	400	263.800

Anexa B-2 LINII

**Lista Liniiilor Electrice Aeriene de 750 + 110 kV atribuite
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.**

Denumire	Numar de circuite	Tens. constr. [kV]	Tens. de funct. [kV]	Lungime TRASEU [km]
Tantareni - Slatina	1	400	400	87.800
Tantareni - Turceni G1+2;G3+4	2	400	400	10.000
Tantareni - Turceni G5+6;G7+8	2	400	400	10.000
Tantareni - Urechesi	1	400	400	70.000
Teleajan - Stilpu	1	400	220	53.480
Tulcea Vest - Isaccea	1	400	400	31.337
Urechesi - CTE Rovinari G3+4	1	400	400	15.000
Urechesi - CTE Rovinari G5+6	1	400	400	15.000
Urechesi - Domnesti	1	400	400	263.620
Racord U1-Cernavoda	1	400	400	0.500
Racord Cernavoda-Trafo1	1	400	400	0.500
Racord Cernavoda-Trafo2	1	400	400	0.500
LINII DE INTERCONEXIUNE CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV				
Arad - Sandorfalva	1	400	400	54.645
Rahman-Dobrudja	1	400	400	94.317
Stupina - Varna	1	400		67.794
Isaccea-Vulcanesti	1	400	400	4.563
Nadab - Bekescsaba	1	400	400	20.869
Portile de Fier - Djerdap	1	400	400	0.500
Rosiori - Mukacevo	1	400	400	39.700
Tantareni - Kozlodui circuit 1+2	2	400	400	101.000
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV				4,855.990
LINII CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 220 kV				
Alba Iulia - Galceag	1	220	220	58.183
Alba Iulia - Sugag	1	220	220	46.909
Aref - CHE Vidraru circ.1+2	2	220	220	5.600
Baia Mare 3 - Iernut	1	220	220	160.560
Baia Mare 3 - Tihau	1	220	220	58.300
Barbosi-Filesti	1	220	220	6.623
Barbosi-Focsani Vest	1	220	220	71.375
Baru Mare - Paroseni	1	220	220	20.221
Brad - Aref	1	220	220	71.400
Brad - Pitesti Sud	1	220	220	5.900
Brad - Stuparei	1	220	220	75.000
Brad - Targoviste 1+2	2	220	220	53.500
Bucuresti Sud - Fundeni 1+2	2	220	220	25.030
Bucuresti Sud - Ghizdaru 1/ Derivatia Mostistea	2	220	220	51.451
Bucuresti Sud - Ghizdaru 1+2	2	220	220	75.426
Brazi Vest - CCCC Brazi	1	220	220	2.749
Calea Aradului - Arad	1	220	220	47.500
Campia Turzii - Cupt.circ.1+2	2	220	220	2.200
Cetate - Calafat	1	220	220	38.000
Cluj Floresti - Alba Iulia	1	220	220	96.350
Cluj Floresti - Campia Turzii	1	220	220	53.625
Cluj Floresti - Mariselu	1	220	220	25.930
Cluj Floresti - Tihau	1	220	220	67.980
Craiova Nord - Isalnita circ.1	1	220	220	9.600
Craiova Nord - Isalnita circ.2	1	220	220	9.600
Craiova Nord - Sardanesti	1	220	220	70.600
Craiova Nord - Slatina	2	220	220	51.400
Craiova Nord - Turnu Magurele	1	220	220	125.000

Anexa B-2 LINII

**Lista Liniiilor Electrice Aeriene de 750 ÷ 110 kV atribuite
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.**

Denumire	Numar de circuite	Tens. constr. [kV]	Tens. de funct. [kV]	Lungime TRASEU [km]
Dumbrava - Stejaru	1	220	220	34.341
FAI - Suceava	1	220	220	116.072
Fantanele - Gheorghieni	1	220	220	80.069
Fundeni - Brazi Vest 1+2	2	220	220	69.961
Ghizdaru - Turnu Magurele	1	220	220	82.228
Gradiste - Slatina	1	220	220	23.300
Gutinas - Focsani Vest	1	220	220	69.151
Gutinas - TA7 Borzesti	1	220	220	2.982
Gutinas - TA8 Borzesti	1	220	220	2.772
Gutinas - AT1 Borzesti	1	220	220	2.905
Gutinas - AT2 Borzesti	1	220	220	2.898
Gutinas - Dumbrava	1	220	220	89.184
Gutinas - Munteni	1	220	220	116.843
Gutinas -FAI	1	220	220	190.607
Hasdat - Baru Mare	1	220	220	43.897
Hasdat - Otelarie	1	220	220	7.422
Iernut - Campia Turzii	1	220	220	64.415
Iernut - Ungheni circ. 1	1	220	220	30.155
Isalnita-Gradiste	1	220	220	61.500
Lacu Sarat-CET Braila TA1	1	220	220	9.390
Lacu Sarat-CET Braila TA2	1	220	220	9.380
Lacu Sarat-CET Braila TA3	1	220	220	9.380
Lacu Sarat-Filesti	1	220	220	29.428
Mariselu - CHE Mariselu TH 1,2	2	220	220	0.950
Mariselu - CHE Mariselu TH 3	1	220	220	0.950
Mintia - Alba Iulia	1	220	220	83.683
Mintia - Hasdat	1	220	220	25.519
Munteni - FAI	1	220	220	73.764
Pestis - Hasdat	1	220	220	16.688
Pestis - Mintia circ.1+2	2	220	220	18.675
Pestis - Otelarie	1	220	220	11.249
Portile de Fier - Cetate circ. 1+2	2	220	220	91.000
Portile de Fier - Resita 1+2	2	220	220	116.476
Portile de Fier - Turnu Severin 1	1	220	220	13.000
Portile de Fier - Turnu Severin 2	1	220	220	13.000
Raureni - Aref	1	220	220	46.200
Resita - Iaz	2	220	220	30.728
Resita - Timisoara	2	220	220	73.129
Rosiori - Baia Mare 3, 1+2	2	220	220	33.280
Rosiori - Vetis	1	220	220	34.120
Sacalaz - Calea Aradului	1	220	220	7.712
Sibiu - Lotru 1+2	2	220	220	85.133
Stejaru - Gheorghieni	1	220	220	59.552
Stuparei - Raureni	1	220	220	12.700
Targoviste - Brazi Vest 1+2	2	220	220	50.500
Targoviste - Cuptoare 1+3	2	220	220	1.800
Targoviste - Cuptoare circ. 2	1	220	220	1.800
Targoviste - Doicesti circ.1+2	2	220	220	15.660
Tg.Jiu Nord - Paroseni	1	220	220	38.000
Tihau - Salaj	2	220	220/110	27.000
Timisoara - Sacalaz	1	220	220	24.620

Anexa B-2 LINII

**Lista Liniiilor Electrice Aeriene de 750 ÷ 110 kV atribuite
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.**

Denumire	Numar de circuite	Tens. constr. [kV]	Tens. de funct. [kV]	Lungime TRASEU [km]
Timisoara - Arad	1	220	220	53.719
Timisoara - Mintia	1	220	220	130.091
Ungheni - Fantanele	1	220	220	29.371
Urechesi - CTE Rovinari G1+2	2	220	220	15.000
Urechesi - Sardanesti	1	220	220	68.000
Urechesi - Tg.Jiu Nord	1	220	220	22.000
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 220 kV				3,875.644
LINII DE INTERCONEXIUNE CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 110 kV				
Gura Vail - Sip	1	110	110	1.900
Husi - Cioara	1	110	110	15.408
Jimbolia-Kikinda	1	110	110	7.000
Siret - Porubnoe	1	110	110	2.700
Stanca - Costesti	1	110	110	0.180
Falciu-Gotesti	1	110	110	2.420
Tutura - Ungheni	1	110	110	10.810
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 110 kV				40.418
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV				3.108
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 400 kV				4,855.990
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 220 kV				3,875.644
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 110 kV				40.418
LUNGIME TOTALA LEA CU TENSIUNEA CONSTRUCTIVA 750 kV				3.108
LUNGIME TOTALA LEA IN FUNCTIE DE TENSIUNEA CONSTRUCTIVA				8,778.268

Anexa B-2 - BOBINE DE COMPENSARE

Bobine de compensare atribuite C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.

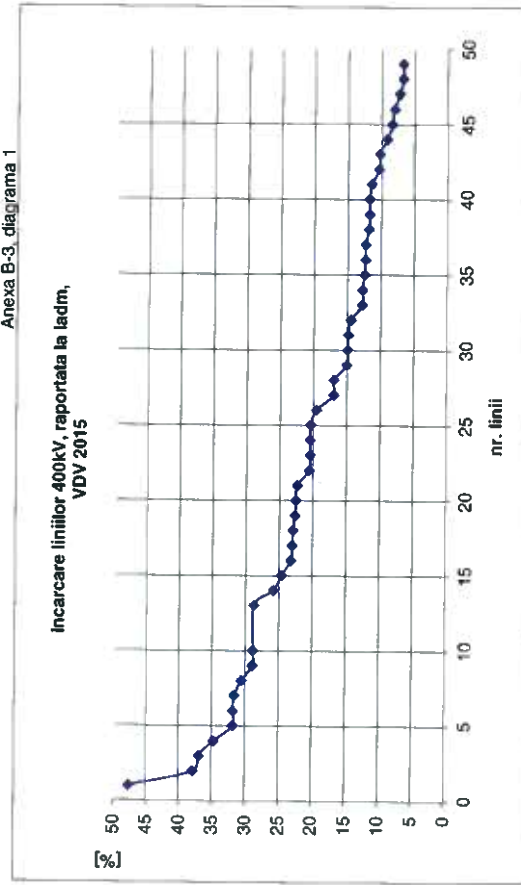
Nr.crt	Statia	Q _n	Q _{utilizat}	Nr.	Q _n (TOTAL)	Sucursala
		[MVar]	[MVar]		Bobine	
400 kV						
1	Urechesi	1x100	100	1	100	Craiova
2	CNE Cernavoda	2x100	2x100	2	200	Constanta
3	Tintareni	2x100	2x100	2	200	Craiova
4	Isaccea*	2x3x110	2x3x28,4	2	660	Constanta
5	Arad	1x100	1x100	1	100	Timisoara
6	Rosiori	1x100	1x100	1	100	Cluj
7	Smirdan	1x100	1x100	1	100	Constanta
8	Dirste	1x100	1x100	1	100	Sibiu
9	Mintia	1x100	1x100	1	100	Timisoara
10	Gutinas	1x100	1x100	1	100	Bacau
11	Suceava	1x100	1x100	1	100	Bacau
12	Bucuresti Sud	1x100	1x100	1	100	Bucuresti
13	Oradea Sud	1x100	1x100	1	100	Cluj
14	Gadalin	1x100	1x100	1	100	Cluj
110 kV						
15	Fundeni	1x100	1x100	1	100	Bucuresti
TOTAL GENERAL		2260	1,780.40	18	2260	

** - Bobine monofazate de 787/1,73 kV –110 MVar, (fabricatie Electroavod-Moscova), utilizate la 400/ kV. Puterea reactiva trifazata este de:
 $3 \times 110 \times (400/787) = 3 \times 28,4$ MVar

Anexa B-3, tabel 1

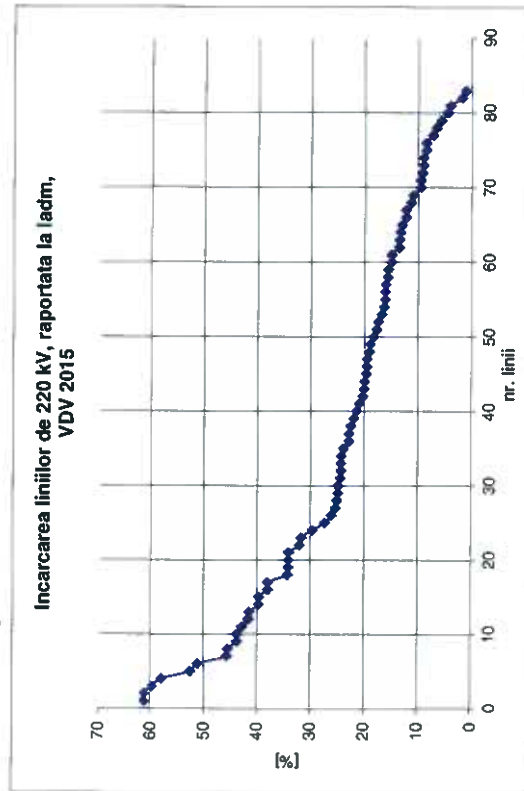
Nr. crt.	Linie 400kV	I [A]	Uadm [%]
1	PORTILE DE FIER	763.16	47.7
2	TULCEA VEST	604.19	37.8
3	LACU SARAT	589.9	36.9
4	DOMNESTI	416.89	34.7
5	GUTINAS	508.94	31.8
6	PELICANU	509.47	31.8
7	GURA IALOMITEI	505.39	31.6
8	GURA IALOMITEI	487.46	30.5
9	SIBIU SUD	462.7	28.9
10	IERNUT	461.42	28.8
13	TULCEA VEST	459.41	28.7
14	STUPINA	309.86	25.8
15	BUCURESTI SUD	393.2	24.6
16	DOMNESTI	277.84	23.2
17	IERNUT	276.04	23
18	BUCURESTI SUD	365.91	22.9
19	SMIRDAN	361.33	22.6
20	BRASOV	360.11	22.5
21	DOBRUDJA	268.05	22.3
22	ARAD	327.56	20.5
23	TANTARENI	326.79	20.4
24	CLUJ EST	162.97	20.4
25	DIRSTE	243.41	20.3
26	DOMNESTI	311.87	19.5
27	ROSiori	146.74	16.9
28	GUTINAS	271.16	16.9
29	ROMAN NORD	240.5	15
30	CONSTANTA NORD	238.63	14.9
31	SIBIU SUD	236.01	14.8
32	SLATINA	230.75	14.4
33	ARAD	203.23	12.7
34	ROSiori	203.14	12.7
35	SIBIU SUD	199.01	12.4
36	SLATINA	196.76	12.3
37	TANTARENI	197.55	12.3
38	NADAB	188.17	11.8
39	SMIRDAN	187.47	11.7
40	SMIRDAN	186.86	11.7
41	BRASOV	136.45	11.4
42	CONSTANTA NORD	164.42	10.3
43	RAHMAN	122.64	10.2
44	ROMAN NORD	146.16	9.1
45	ROSiori	132.89	8.3
46	SLATINA	113.47	8
47	SLATINA	114.94	7.2
48	TANTARENI	106.41	6.7
49	MEDGIDIA SUD	53.4	6.7
50	BRASOV	91.86	5.7
51	ARAD	61.81	3.9
52	PORTILE DE FIER	55.04	3.9
53	LACU SARAT	44.31	2.8

Anexa B-3, diagrama 1



Nr. crt.	Linie 220kV	I [A]	I/I _{lim} [%]
1	PORTILE DE FIER RESITA c1	489.22	61.2
2	PORTILE DE FIER RESITA c2	489.02	61.1
3	SLATINA GRADISTE	476.99	59.6
4	BARU MARE HASDAT	502.45	57.8
5	PAROSENII BARU MARE	418.86	52.4
6	BRADU STUPAREI	408.13	51
7	URECHESTI TG.JIU NORD	364.84	45.6
8	PAROSENII TG.JIU NORD	360.2	45.4
9	RESITA TIMISOARA c2	349.33	43.7
10	RESITA TIMISOARA c1	349.33	43.7
11	ISALNITA CRAIOVA NORD c1	341.41	42.7
12	BRADU AREFU	333.15	41.6
13	ISALNITA CRAIOVA NORD c2	360.61	41.4
14	BUCURESTI SUD FUNDENI c2	344.74	39.6
15	BUCURESTI SUD FUNDENI 1	344.6	39.6
16	BRADU TIRGOVISTE 2A	302.89	37.9
17	BRADU TIRGOVISTE 2B	303.2	37.9
18	SLATINA CRAIOVA	409.91	34.2
19	PORTILE DE FIER CETATE B	204.44	34.1
20	PORTILE DE FIER CETATE A	204.24	34
21	ALBA IULIA GILCEAG	168.84	34
22	BRAZI VEST TELEAJEN	192.05	32
23	ISALNITA GRADISTE	275.79	31.7
24	ALBA IULIA SUGAG	147.87	29.6
25	CLUJ FLORESTI ALBA IULIA	218.69	27.3
26	STILPU TELEAJEN	156.5	26.1
27	GUTINAS DUMBRAVA	220.16	25.3
28	AREFU CHE VIDRARU	217.21	25
29	ARAD TIMISOARA	198.07	24.8
30	BARBOSI FOCSANI VEST	198.27	24.8
31	TIMISOARA SACALAZ	195.63	24.4
32	TIRGOVISTE BRAZI VEST 2	194.19	24.3
33	ALBA IULIA MINTIA	194.84	24.3
34	TIRGOVISTE BRAZI VEST 1	193.75	24.2
35	CRAIOVA N. SARDANESTI	190.46	23.8
36	PESTIS HASDAT	182.09	22.8
37	IERNUT UNGHENI	198.03	22.8
38	GUTINAS FAI	134.37	22.4
39	HASDAT OTELARIE	175.58	21.9
40	LACU SARAT FILESTI	170.87	21.4
41	CETATE CALAFAT	125.63	20.9
42	GUTINAS MUNTENI VEST	161.99	20.2
43	BARBOSI FILESTI	159.66	20
44	TURNU MAGURELE CRAIOVA NORD	172.93	19.9
45	IERNUT UNGHENI	158.84	19.6
46	DUMBRAVA STEJARU	169.27	19.5
47	STEJARU GHEORGHENI	155.32	19.4
48	GHIZDARU BUC.SUD (D.MOSTISTEA) c1	152.33	19
49	HASDAT MINTIA	164.35	18.9
50	SACALAZ CALEA ARADULUI	145.31	18.2
51	STUPAREI RIURENI	141	17.6
52	BUCURESTI SUD GHIZDARU c2	151.36	17.4
53	BUCURESTI SUD GHIZDARU (D.MOSTISTEA) c1	133.79	16.7
54	AREFU RIURENI	130.69	16.3
55	CLUJ FLORESTI TIHAU	129.1	16.1
56	TURNU MAGURELE GHIZDARU	140.12	16.1
57	ARAD CALEA ARADULUI	128.29	16

Anexa B-3, diagrama 2

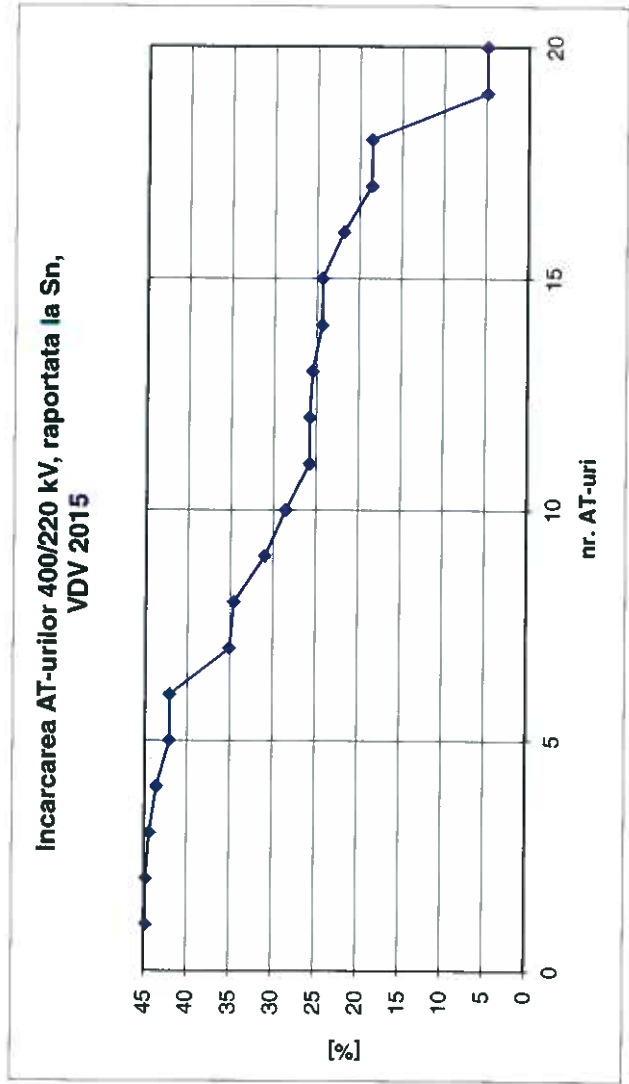


58	CLUJ FLORESTI	IERNUT	124.88	15.6
59	TIHAU	SALAJ	124.26	15.5
60	ROSIORI	VETIS	119.55	14.9
61	FINTINELE	UNGHENI	119.56	14.9
62	GUTINAS	FOCSANI VEST	107.93	13.5
63	BRADU	PITESTI SUD	116.47	13.4
64	FAI	MUNTENI	106.01	13.3
65	BAIA MARE	IERNUT	104.4	13
66	ROSIORI	BAIA MARE	97.43	12.2
67	ROSIORI	BAIA MARE	97.43	12.2
68	MINTIA	TIMISOARA	90.14	11.3
69	URECHESTI	SARDANESTI	87.19	10.9
70	FUNDENI	BRAZI VEST 1	82.53	9.5
71	FUNDENI	BRAZI VEST 2	82.66	9.5
72	FAI	SUCEAVA	73.88	9.2
73	MINTIA	PESTIS	71.88	9
74	PESTIS	MINTIA	71.77	9
75	LOTRU	SIBIU SUD	67.68	8.5
76	LOTRU	SIBIU SUD	67.63	8.5
77	PORTILE DE FIER	TURNU SEVERIN c2	43.23	7.2
78	BAIA MARE	TIHAU	52.5	6.6
79	RESITA	IAZ	45.59	5.7
80	PORTILE DE FIER	TURNU SEVERIN c1	26.76	4.5
81	FINTINELE	GHEORGHENI	32.02	4
82	HASDAT	RETEZAT	18.35	1.8
83	CLUJ FLORESTI	MARISELU	9.28	1.1

Anexa B-3, tabel 3

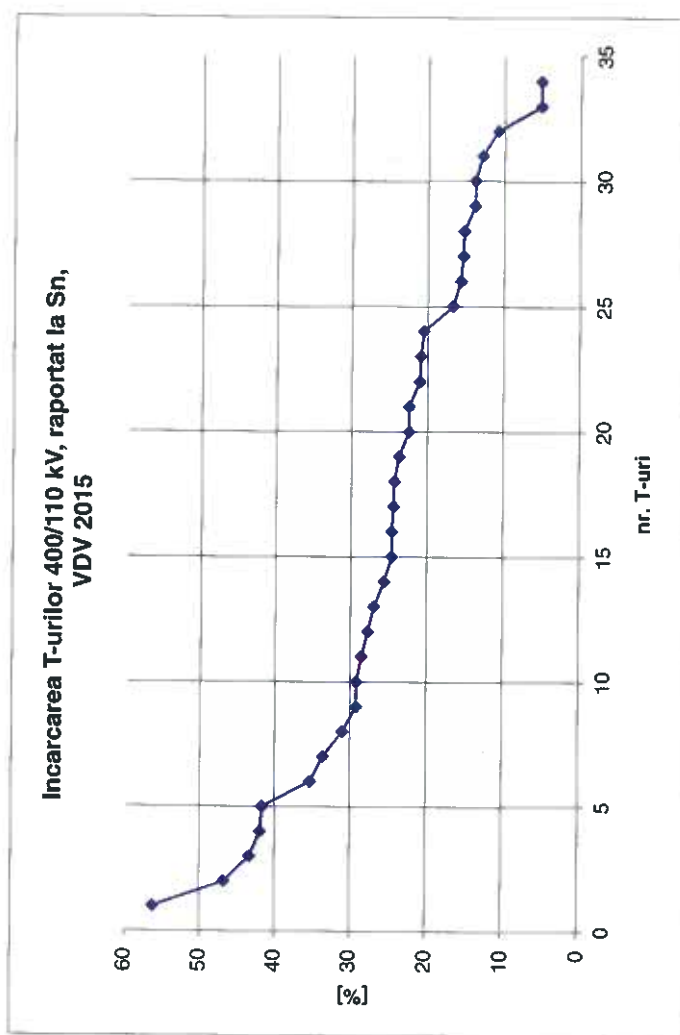
Nr. crt.	AT 400/220kV	S [MVA]	S/Sn [%]
1	AT3 BUCURESTI SUD	179	44.8
2	AT4 BUCURESTI SUD	179	44.8
3	AT3 ARAD	177.5	44.4
4	AT3 PORTILE DE FIER	174.2	43.6
5	AT1 PORTILE DE FIER	210.3	42.1
6	AT2 PORTILE DE FIER	210.3	42.1
7	AT LACU SARAT in functiune	140.5	35.1
8	AT1 IERNUT	138.5	34.6
9	AT ROSIORI	124.1	31
10	AT URECHESTI	114.6	28.6
11	AT5 GUTINAS	103	25.8
12	AT6 GUTINAS	103	25.8
13	AT MINTIA in functiune	101.8	25.5
14	AT3 BRADU	97.46	24.4
15	AT4 BRADU	97.46	24.4
16	AT3 BRAZIVEST	87.4	21.9
17	AT1 SLATINA	74.3	18.6
18	AT2 SLATINA	74.3	18.6
19	AT5 SIBIU SUD	19.7	4.9
20	AT6 SIBIU SUD	19.7	4.9

Anexa B-3, diagrama 3



Nr. crt.	T 400/110kV	S [MVA]	S/Sn [%]
1	T DRAGANESTI OLT	140.8	56.3
2	T7 CLUJ EST	116.8	46.7
3	T2 SMIRDAN	108.2	43.3
4	T2 SUCEAVA	104.8	41.9
5	T ORADEA SUD	104	41.6
6	T1 DOMNESTI	88.4	35.3
7	T2 DOMNESTI	83.9	33.6
8	T3 TARIVERDE	77.5	31
9	T1 TARIVERDE	77.9	29.2
10	T2 TARIVERDE	77.9	29.2
11	T ROMAN NORD	71.3	28.5
12	T DARSTE	69.25	27.7
13	T1 BRASOV	67.2	26.9
14	T1 PELICANU	64	25.6
15	T1 RAHMAN	61.4	24.6
16	T2 RAHMAN	61.4	24.6
17	T2 BRASOV	61	24.4
18	T5 DOMNESTI	68.7	24.3
19	T1 SMIRDAN	59.2	23.7
20	T1 TULCEA VEST	55.9	22.4
21	T2 TULCEA VEST	55.9	22.4
22	T2 CONSTANTA NORD	52.4	21
23	T1 CONSTANTA NORD	52.2	20.9
24	T2 PELICANU	51.3	20.5
25	T3 STUPINA	41.7	16.7
26	T4 SIBIU SUD	39.3	15.7
27	T MEDGIDIA SUD in functiune	38.4	15.4
28	T GURA IALOMITEI in functiune	38.3	15.3
29	T1 STUPINA	34.8	13.9
30	T2 STUPINA	34.8	13.9
31	T ARAD	32.2	12.9
32	T BACAU SUD	27	10.8
33	T1 CERNAVODA	13.35	5.3
34	T2 CERNAVODA	13.35	5.3

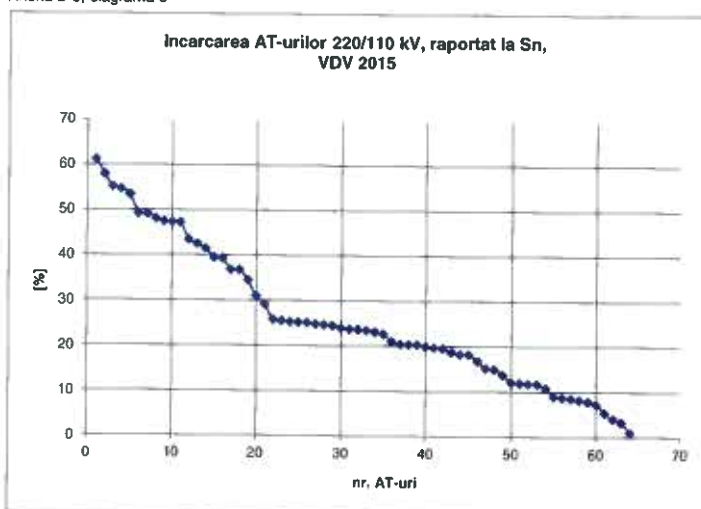
Anexa B-3, diagrama 4



Anexa B-3, tabel 5

Nr. crt.	AT 220/110kV	S (MVA)	S/Sn (%)
1	AT1 ARAD	122.8	61.4
2	AT CETATE	116.1	58.1
3	AT STUPAREI	110.6	55.3
4	AT GRADISTE in functiune	109.7	54.8
5	AT RIURENI	107.1	53.6
6	AT FAI in functiune	98.8	49.4
7	AT UNGHENI in functiune	98.7	49.3
8	AT1 BUCURESTI SUD	96.5	48.2
9	AT2 TIMISOARA	95.2	47.6
10	AT1 TIMISOARA	95	47.5
11	AT2 BUCURESTI SUD	94.8	47.4
12	AT2 FUNDENI	174.3	43.6
13	AT1 FUNDENI	170.6	42.7
14	AT BRADU in functiune	83.2	41.6
15	AT ISALNITA in functiune	79.2	39.6
16	AT SACALAZ	79.1	39.5
17	AT3 IERNUT	73.7	36.9
18	AT PAROSEN	46.2	36.9
19	AT GHIZDARU in functiune	69.2	34.6
20	AT STILPU	62.3	31.1
21	AT FINTINELE	58.6	29.3
22	AT GHEORGHIENI in functiune	51.8	25.9
23	AT1 ALBA IULIA	51.1	25.6
24	AT1 BAIA MARE	50.8	25.4
25	AT CALAFAT	50.6	25.3
26	AT2 ALBA IULIA	50.4	25.2
27	AT TIHAU	24.9	24.9
28	AT MINTIA in functiune	49.6	24.8
29	AT SALAJ	49.3	24.6
30	AT SARDANESTI	48.2	24.1
31	AT VETIS	47.7	23.8
32	AT2 BAIA MARE	47.4	23.7
33	AT PITESTI SUD	47.2	23.6
34	AT1 CLUJ FLORESTI	46.4	23.2
35	AT2 CLUJ FLORESTI	45.6	22.8
36	AT TARGU JIU	42.2	21.1
37	AT1 LACU SARAT	41	20.5
38	AT2 TIRGOVISTE	40.7	20.4
39	AT3 TIRGOVISTE	40.7	20.4
40	AT1 HASDAT	39.8	19.9
41	AT RESITA in functiune	39.3	19.7
42	AT2 BRAZI VEST	39.3	19.6
43	AT FOCSANI	37.4	18.7
44	AT BARU MARE	36.5	18.3
45	AT1 BRAZI VEST	36.9	18.2
46	AT2 LACU SARAT	33.5	16.8
47	AT MUNTENI	30.5	15.2
48	AT PESTIS in functiune	29.8	14.9
49	AT DUMBRAVA in functiune	27.6	13.8
50	AT GUTINAS in functiune	24.1	12.1
51	AT CRAIOVA in functiune	23.7	11.9
52	AT2 BORZESTI	23.6	11.8
54	AT TURNU MAGURELE in functiune	23.4	11.7
55	AT FILESTI	21.6	10.8
56	AT TELEAJEN	18	9
57	AT2 TR. SEVERIN	17.4	8.7
58	AT2 IAZ	17	8.5
59	AT2 BARBOSI	16.4	8.2
60	AT1 SUCEAVA	15.8	7.9
61	AT MOSTISTEA	14.3	7.2
62	AT1 TR. SEVERIN	10.8	5.4
63	AT LOTRU	6	4
64	AT STEJARU	6.5	3.3
65	AT1 AREF	1.9	1

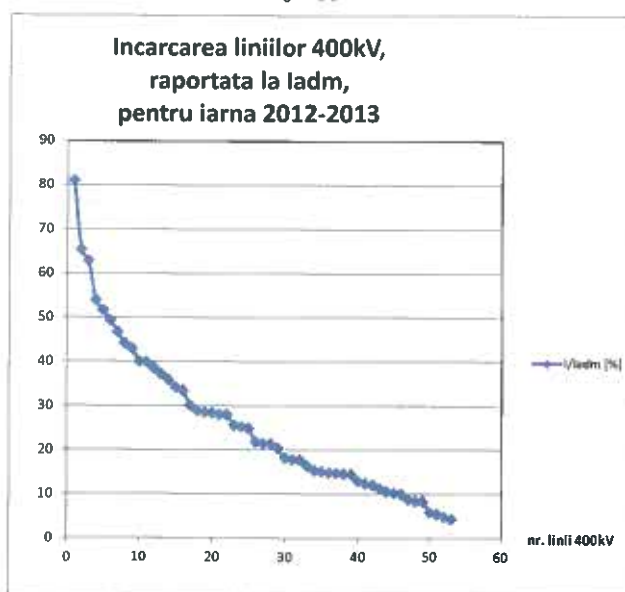
Anexa B-3, diagrama 5



Anexa B-4, tabel 1

Nr. crt.	Linie 400kV		I [A]	I/I _{adm} [%]
1	TULCEA VEST	ISACCEA	1298.3	81.1
2	GUTINAS	SMIRDAN	1045.6	65.4
3	DOMNESTI	BUC. SUD	754.5	62.9
4	BUC. SUD	G. IALOMITEI	864.4	54
5	PELICANU	CERNAVODA	826.7	51.7
6	BUC. SUD	PELICANU	790.7	49.4
7	STUPINA	VARNA	561.1	46.8
8	TULCEA VEST	TARIVERDE	707.9	44.2
9	IERNUT	SIBIU SUD	688.6	43
10	RAHMAN	DOBRUDJA	481.4	40.1
11	G. IALOMITEI	CERNAVODA 1	639.1	39.9
12	G. IALOMITEI	CERNAVODA 2	617.0	38.6
13	DOMNESTI	BRAZI	594.9	37.2
14	SIBIU SUD	TINTARENI	574.5	35.9
15	L. SARAT	G. IALOMITEI	547.0	34.2
16	IERNUT	GADALIN	402.4	33.5
17	CLUJ EST	GADALIN	241.1	30.1
18	TINTARENI	URECHESTI	462.9	28.9
19	SMIRDAN	ISACCEA 1	457.2	28.6
20	SMIRDAN	ISACCEA 2	455.2	28.4
21	PORTILE DE FIER	DIERDAP	449.6	28.1
22	DIRSTE	BRAZI VEST	337.4	28.1
23	SMIRDAN	L. SARAT	410.0	25.6
24	TINTARENI	BRADU	405.4	25.3
25	GUTINAS	BACAU SUD	398.6	24.9
26	ARAD	MINTIA	348.7	21.8
27	DOMNESTI	URECHESTI	258.0	21.5
28	ROMAN NORD	BACAU SUD	342.1	21.4
29	SIBIU SUD	BRASOV	326.4	20.4
30	SIBIU SUD	MINTIA	291.5	18.2
31	SLATINA	PORTILE DE FIER	252.2	17.8
32	MEDGIDIA SUD	CERNAVODA	142.1	17.8
33	BRASOV	GUTINAS	262.0	16.4
34	ARAD	NADAB	246.1	15.4
35	ROSIORI	ORADEA SUD	132.5	15.2
36	BRASOV	DIRSTE	179.2	14.9
37	STUPINA	ISACCEA	176.3	14.7
38	ROSIORI	MUKACEVO	233.9	14.6
39	NADAB	BECKESCSABA	233.5	14.6
40	BRASOV	BRADU	208.1	13
41	ROMAN NORD	SUCEAVA	199.7	12.5
42	G. IALOMITEI	FACAENI	193.5	12.1
43	ROSIORI	GADALIN	180.2	11.3
44	CONSTANTA N.	CERNAVODA	169.2	10.6
45	SLATINA	TANTARENI	164.4	10.3
46	L. SARAT	ISACCEA	162.2	10.1
47	TINTARENI	KOSLODUI	140.8	8.8
48	PORTILE DE FIER	URECHESTI	120.0	8.4
49	CONSTANTA N.	TARIVERDE	135.0	8.4
50	SLATINA	DRAGANESTI OLT	96.4	6
51	SLATINA	BUC. SUD	88.7	5.5
52	RAHMAN	ISACCEA	59.2	4.9
53	ARAD	SANDORFALVA	70.2	4.4

Diagrama 1



Observatii

Valoarea admisibila a curentului pe liniile de 400kV este valoarea minima dintre:

- curentul limita termic de lunga durata corespunzator sectiunii conductorului activ
- curentul nominal al infasurarilor primare al TC-urilor din celulele liniei in cele doua statii adiacente
- curentul nominal al echipamentelor de comutatie (intreruptor, separator) din statiile adiacente
- alte restrictii (puterea transportabila din punct de vedere al protectiilor prin relee, reglaje automatizari)

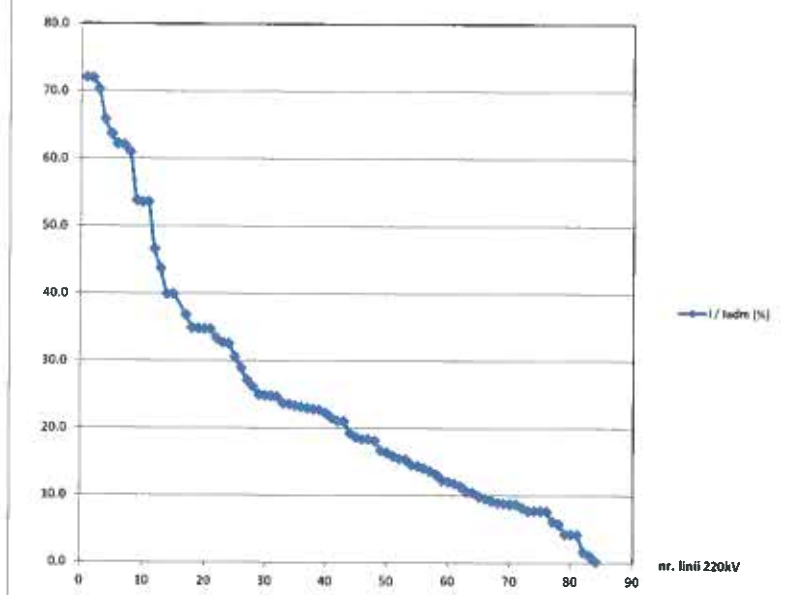
S-a considerat SEN interconectat cu reseaua europeana sincrona incluzand SE al vestului Ucrainei si al Turciei.

Anexa B-4, tabel 2

Nr. crt.	Linie 220kV	I [A]	I / I _{adm} [%]
1	PORTILE DE FIER RESITA 1	576.7	72.1
2	PORTILE DE FIER RESITA 2	576.1	72.0
3	URECHES TI TG. JIU NORD	562.5	70.3
4	BARU MARE HASDAT	573.1	65.9
5	PAROSEN I BARU MARE	510.0	63.7
6	BUC. SUD FUNDENI 2	540.7	62.2
7	BUC. SUD FUNDENI 1	540.6	62.1
8	PAROSEN I TG. JIU NORD	484.4	61.0
9	BARBOS I FILESTI	430.1	53.8
10	RESITA TIMISOARA 1	428.6	53.6
11	RESITA TIMISOARA 2	428.6	53.6
12	BARBOS I FOCSANI V.	372.9	46.6
13	L. SARAT FILESTI	349.5	43.7
14	GUTINAS DUMBRAVA	347.3	39.9
15	BRAZI TELEAJEN	279.3	39.9
17	ALBA IULIA GILCEAG	184.0	36.8
18	ALBA IULIA MINTIA	279.2	34.9
19	DUMBRAVA STEJARU	302.8	34.8
20	ALBA IULIA SUGAG	173.4	34.7
21	STEJARU GHEORGHENI	277.9	34.7
22	PESTIS HASDAT	267.5	33.4
23	SIBIU SUD LOTRU 1	261.3	32.7
24	SIBIU SUD LOTRU 2	261.1	32.6
25	CLUJ FLORESTI ALBA IULIA	244.5	30.6
26	TIMISOARA SACALAZ	232.4	29.0
27	GUTINAS IASI	163.1	27.2
28	ARAD TIMISOARA	209.9	26.2
29	GUTINAS FOCSANI VEST	199.8	25.0
30	IERNUT UNGHENI 2	216.9	24.9
31	BRADU TIRGOVISTE 2	198.1	24.8
32	BRADU TIRGOVISTE 1	197.3	24.7
33	GUTINAS MUNTENI	189.4	23.7
34	HASDAT MINTIA	205.6	23.6
35	CRAIOVA NORD ISALNITA 2	203.4	23.4
36	STALPU TELEAJEN	139.4	23.2
37	CRAIOVA NORD ISALNITA 1	184.0	23.0
38	CLUJ FLORESTI IERNUT	182.5	22.8
39	ROS IORI VETIS	181.9	22.7
40	AREFU VIDRARU	193.9	22.3
41	IERNUT UNGHENI 1	174.0	21.5
42	PORTILE DE FIER CETATE 1	126.6	21.1
43	PORTILE DE FIER CETATE 2	126.6	21.1
44	BAIA MARE 3 IERNUT	154.6	19.3
45	TR. MAGURELE CRAIOVA NORD	162.8	18.7
46	ROS IORI BAIA MARE 1	146.9	18.4
47	ROS IORI BAIA MARE 2	146.9	18.4
48	ISALNITA GRADISTE	158.2	18.2
49	SACALAZ CALEA ARADULUI	133.7	16.7
50	CLUJ FLORESTI TIHAU	130.8	16.4
51	IASI MUNTENI	127.6	15.9
52	BRADU AREFU	124.0	15.5
53	FINTANELE GHEORGHENI	122.9	15.4
54	ARAD CALEA ARADULUI	116.6	14.6
55	IASI SUCEAVA	115.0	14.4
56	BRADU STUPAREI	112.6	14.1
57	CETATE CALAFAT	82.4	13.7
58	TIHAU SALAJ	105.5	13.2
59	SLATINA CRAIOVA NORD	147.1	12.3
60	BRADU PITESTI SUD	105.4	12.1
61	FINTANELE UNGHENI	94.1	11.8
62	RESITA IAZ 1	91.6	11.4
63	MINTIA PESTIS 2	84.6	10.6
64	MINTIA PESTIS 1	83.7	10.5
65	URECHES TI SARDANESTI	79.4	9.9
66	GHIZDARU BUC. SUD -deriv. Mostistea	76.5	9.6
67	CRAIOVA NORD SARDANESTI	73.4	9.2
68	FUNDENI BRAZI 2	78.2	9.0
69	FUNDENI BRAZI 1	77.6	8.9
70	BUC. SUD GHIZDARU 2	76.3	8.8
71	PORTILE DE FIER DROBETA 1	52.8	8.8
72	STUPAREI RIURENI	65.6	8.2
73	SLATINA GRADISTE	62.3	7.8
74	TARGOVISTE BRAZI 2	62.4	7.8
75	TARGOVISTE BRAZI 1	62.2	7.8
76	BUC. SUD GHIZDARU -deriv. Mostistea	61.8	7.7
77	PORTILE DE FIER DROBETA 2	37.3	6.2
78	MINTIA TIMISOARA	46.5	5.8
79	BAIA MARE TIHAU	34.3	4.3
80	TR. MAGURELE GHIZDARU	37.6	4.3
81	AREFU RIURENI	34.4	4.3
82	HASDAT RETEZAT	16.6	1.7
83	CLUJ FLORESTI MARISELU	9.2	1.1
84	HASDAT OTELARI E	2.1	0.3

Diagrama 2

Incarcarea liniilor 220kV,
raportata la I_{adm},
iarna 2015-2016



Observatii

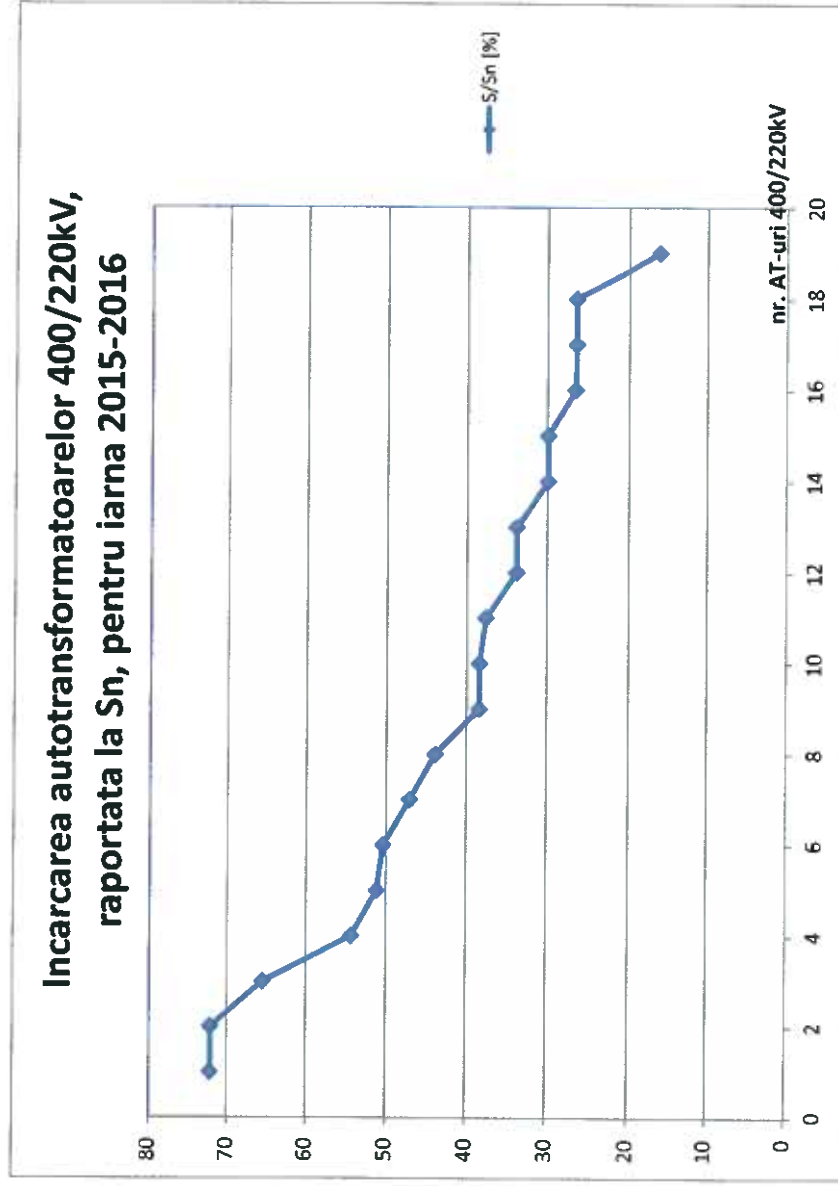
Valoarea admisibila a curentului pe liniile de 400kV este valoarea minima dintre

- curentul limita termic de lunga durata corespunzator sectiunii conductorului activ
- curentul nominal al infasurarilor primare al TC-urilor din celulele liniei in cele doua statii adiacente
- alte restrictii (puterea transportabila din punct de vedere al protectiilor prin relee, reglaje automatizari

Anexa B-4, tabel 3

Nr. crt.	AT 400/220kV	S [MVA]	S/Sn [%]
1	AT3 BUC. SUD	288.9	72.2
2	AT4 BUC. SUD	288.9	72.2
3	AT 400MVA URECHESTI	262.0	65.5
4	AT3 BRAZI VEST	217.6	54.4
5	AT L. SARAT in functiune	204.9	51.2
6	AT 400MVA IERNUT	201.8	50.4
7	AT ROSIORI	188.2	47.1
8	AT4 BRADU	175.4	43.9
9	AT1 SLATINA	153.4	38.4
10	AT2 SLATINA	153.4	38.4
11	AT3 ARAD	150.6	37.6
12	AT5 GUTINAS	135.2	33.8
13	AT6 GUTINAS	135.2	33.8
14	AT3 PORTILE DE FIER	149.5	29.9
15	AT1 PORTILE DE FIER	149.5	29.9
16	AT2 PORTILE DE FIER	106.2	26.5
17	AT4 SIBIU SUD	105.5	26.4
18	AT5 SIBIU SUD	105.5	26.4
19	AT MINTIA in functiune	63.9	16

Diagrama 3



Observatie

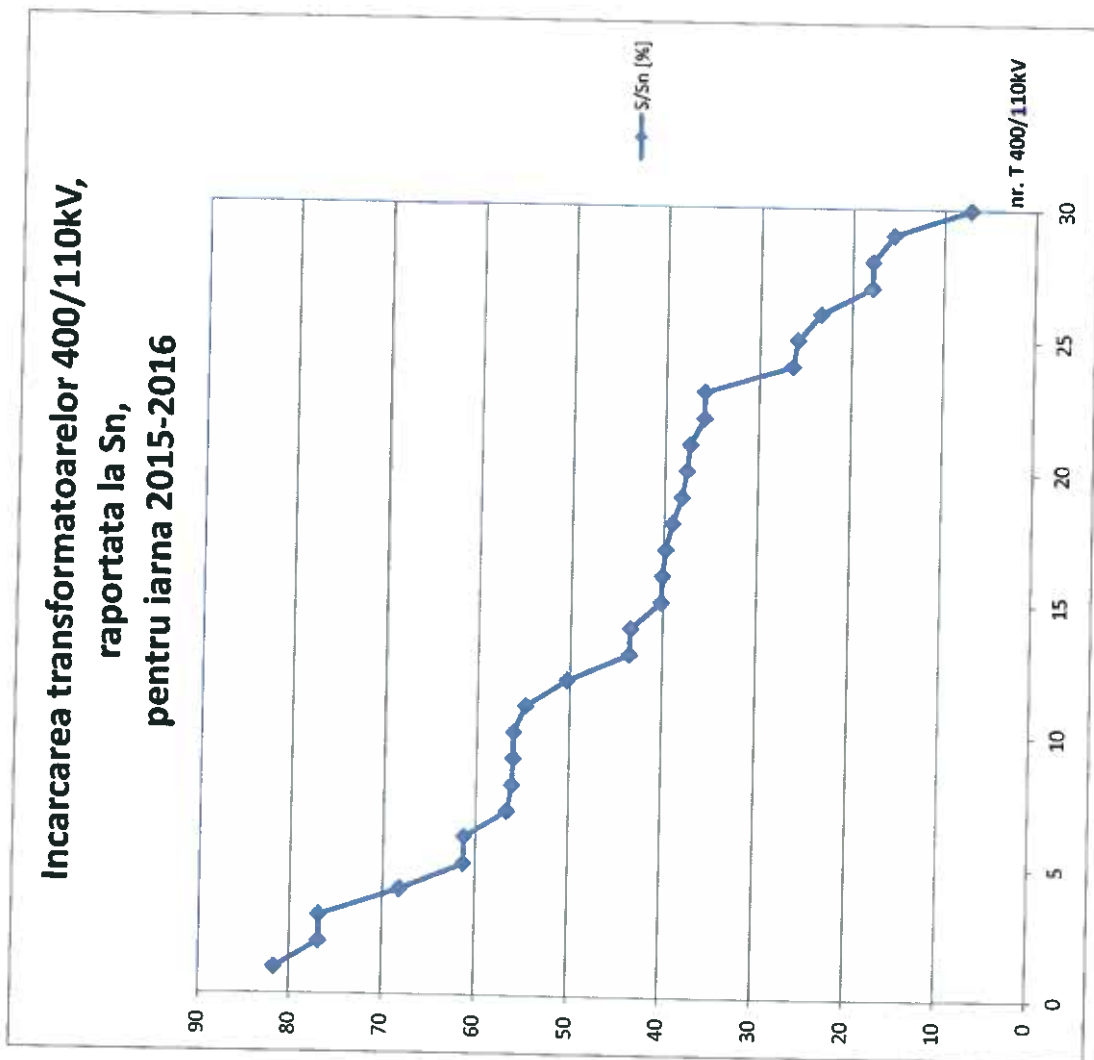
Sn=400MVA, cu exceptia AT1,2 Portile de Fier, pentru care Sn=500MVA

Anexa B-4, tabel 4

Nr. crt.	T 400/110kV	S [MVA]	S/Sn [%]
1	T1 TARIVERDE	204.3	81.7
2	T2 TARIVERDE	192.4	76.9
3	T3 TARIVERDE	192.4	76.9
4	T7 CLUJ EST	170.6	68.2
5	T1 RAHMAN	153.3	61.3
6	T2 RAHMAN	153.3	61.3
7	T2 SUCEAVA	141.7	56.7
8	T1 TULCEA VEST	140.4	56.2
9	T2 TULCEA VEST	140.3	56.1
10	T3 TULCEA VEST	140.3	56.1
11	T2 SMIRDAN	137.0	54.8
12	T4 SIBIU SUD	125.9	50.3
13	T1 DOMNESTI	109.0	43.6
14	T3 STUPINA (Crucea N.)	108.9	43.5
15	T DIRSTE	100.6	40.2
16	T MEDGIDIA SUD in functiune	100.1	40.1
17	T1 BRASOV	99.5	39.8
18	T ROMAN NORD	97.8	39.1
19	T2 DOMNESTI	95.2	38.1
20	T2 BRASOV	94.1	37.6
21	T ORADEA SUD 8in functiune	93.3	37.3
22	T1 STUPINA	89.4	35.8
23	T2 STUPINA	89.4	35.8
24	T5 DOMNESTI	66.0	26.4
25	T1 SMIRDAN	64.8	25.9
26	T DRAGANESTI OLT	58.5	23.4
27	T1 CONSTANTA NORD	44.5	17.8
28	T2 CONSTANTA NORD	44.6	17.8
29	T BACAU SUD	38.7	15.5
30	T G. IALOMITEI in functiune	17.9	7.1
31	T2 PELICANU	17.1	6.8
32	T ARAD	7.3	2.9
33	T1 PELICANU	1.1	0.4

Observatii
Sn=250MVA

Diagrama 4



Anexa B-4, tabel 5

Diagrama 5

Nr. crt.	AT 220/110kV	S [MVA]	S/Sn [%]
1	AT1 UNGHENI	119.69	59.8
2	AT1 ARAD	107.08	53.5
3	AT1 TIMISOARA	99.21	49.6
4	AT2 TIMISOARA	98.74	49.4
5	AT MINTIA in functiune	98.02	49
6	AT FAI in functiune	95.08	47.5
7	AT PESTIS in functiune	94.24	47.1
8	AT2 FUNDENI	187.02	46.8
9	AT1 FUNDENI	186.8	46.7
10	AT2 TIRGOVISTE B	90.61	45.3
11	AT3 TIRGOVISTE B	90.61	45.3
12	AT IERNUT	89.71	44.9
13	AT1 BAIA MARE 3	88.28	44.1
14	AT SACALAZ	81.07	40.5
15	AT2 BAIA MARE 3	79.13	39.6
16	AT FANTANELE	78.46	39.2
17	AT2 ALBA IULIA	76.3	38.2
18	AT1 ALBA IULIA	75.22	37.6
19	AT CETATE	73.98	37
20	AT FOCSANI VEST	74.09	37
21	AT1 BRAZI	73.34	36.7
22	AT2 BRAZI	72.2	36.1
23	AT VETIS	71.56	35.8
24	AT1 BRADU	67.92	34
25	AT2 CLUJ FLORESTI	66.48	33.2
26	AT PAROSEN	40.65	32.5
27	AT LOTRU	48.53	32.4
28	AT GHIZDARU in functiune	64.77	32.4
29	AT GHEORGHIEI in functiune	63.98	32
30	AT SARDANESTI	59.1	29.5
31	AT1 CLUJ FLORESTI	58.8	29.4
32	AT TELEAJEN	54.73	27.4
33	AT STALPU	53.88	26.9
34	AT ISALNITA in functiune	53.59	26.8
35	AT T. MAGURELE in functiune	53.1	26.5
36	AT2 BUCURESTI SUD	47.62	23.8
37	AT GRADISTE in functiune	45.32	22.7
38	AT1 BUCURESTI SUD	44.19	22.1
39	AT TIHAU	22.13	22.1
40	AT PITESTI SUD	42.56	21.3
41	AT TG. JIU NORD	42.11	21.1
42	AT SALAJ	41.47	20.7
43	AT RESITA in functiune	37	18.5
44	AT SUCEAVA	36.27	18.1
45	AT1 IAZ	36.23	18.1
46	AT GUTINAS in functiune	35.89	17.9
47	AT FILESTI	35.24	17.6
48	AT1 L. SARAT	34.7	17.4
49	AT2 L. SARAT	34.35	17.2
50	AT BORZESTI	33.6	16.8
51	AT CALAFAT	33.42	16.7
52	AT AREFU in functiune	30.76	15.4
53	AT BARU MARE	29.76	14.9
54	AT MUNTENI VEST	29.64	14.8
55	AT STUPAREI	28.71	14.4
56	AT1 BARBOSI	24.29	12.1
57	AT MOSTISTEA	22.1	11
58	AT1 DROBETA	21.38	10.7
59	AT DUMBRAVA in functiune	21.44	10.7
60	AT1 HASDAT	20.43	10.2
61	AT2 HASDAT	20.43	10.2
62	AT RIURENI	20.29	10.1
63	AT1 CRAIOVA	18.43	9.2
64	AT2 DROBETA	14.92	7.5
65	AT STEJARU	13.51	6.8
66	AT2 IAZ	1.58	0.8

Observatii

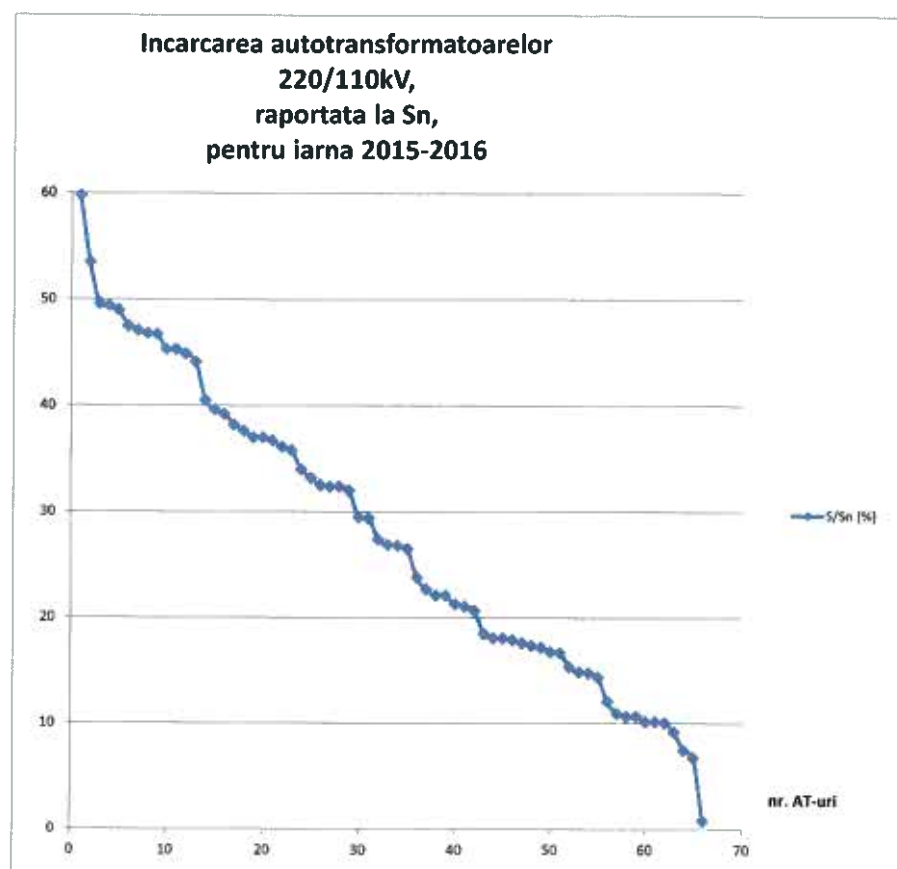
Sn=200MVA cu urmatoarele exceptii:

AT1,2 Fundeni: 400MVA

AT Lotru: 150MVA

AT Paroseni: 125MVA

AT Tihau: 100MVA (in rezerva)

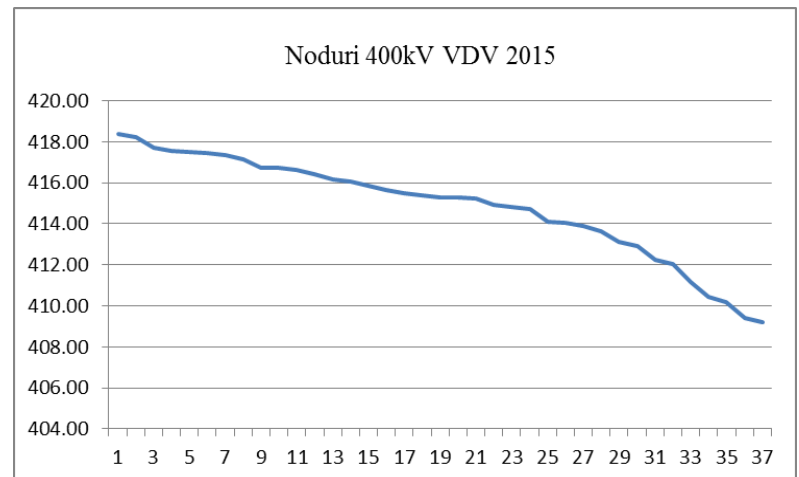


TENSIUNI RET – VDV 2015

Tabel 1

Nr. Crt .	Statia	U [kV]
1	Domnesti	418.38
2	Bucuresti Sud	418.21
3	Sibiu Sud	417.71
4	Facaeni	417.58
5	Gura Ialomitei	417.50
6	Darste	417.47
7	Brasov	417.35
8	Brazi Vest	417.14
9	Pelicanu	416.72
10	Lacu Sarat	416.71
11	Isaccea	416.65
12	Smardan	416.43
13	Tulcea Vest	416.14
14	Roman Nord	416.05
15	Cernavoda	415.84
16	Bacau Sud	415.66
17	Medgidia Sud	415.51
18	Tariverde	415.37
19	Rahman	415.30
20	Iernut	415.28
21	Mintia	415.23
22	Gutinas	414.93
23	Stupina	414.83
24	Gadalin	414.74
25	Constanta Nord	414.11
26	Suceava	414.03
27	Cluj Est	413.92
28	Rosiori	413.64
29	Draganesti Olt	413.13
30	Slatina	412.94
31	Tantareni	412.22
32	Urechesi	412.05
33	Portile de Fier	411.15
34	Nadab	410.42
35	Brad	410.16
36	Oradea	409.41
37	Arad	409.21

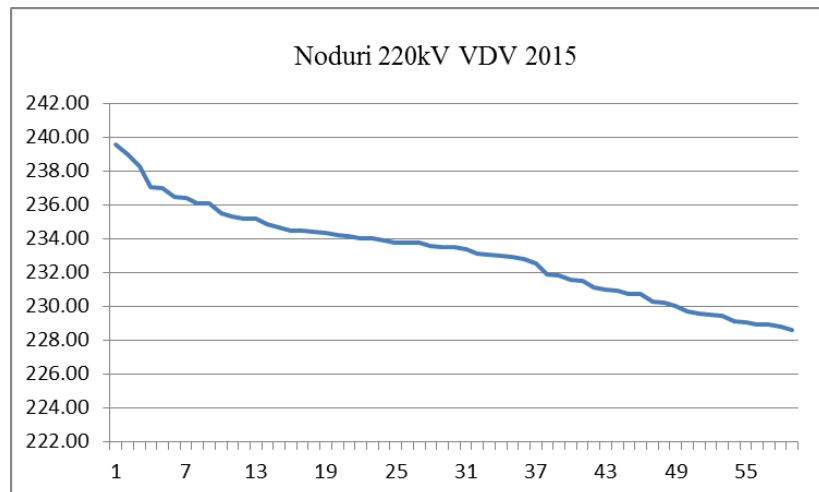
Diagrama 1



Tabel 2

Nr. Crt	Statia	U [kV]
1	Isalnita	239.58
2	Craiova	238.99
3	Sibiu Sud	238.30
4	Gradiste	237.09
5	Slatina	237.02
6	Alba Iulia	236.52
7	Lotru	236.42
8	Turnu Magurele	236.14
9	Lacu Sarat	236.10
10	Ghizdaru	235.54
11	Arefu	235.33
12	Barbosi	235.21
13	Filesti	235.19
14	Bucuresti Sud	234.90
15	Mostistea	234.71
16	Brad	234.50
17	Suceava	234.48
18	Sardanesti	234.44
19	Raureni	234.34
20	Arad	234.25
21	Focsani Vest	234.20
22	Stupareii	234.06
23	Pitesti Sud	234.06
24	Mintia	233.92
25	Gutinas	233.77
26	Munteni	233.77
27	Fundeni	233.76
28	Brazi Vest	233.57
29	Calea Aradului	233.56
30	Urechesi	233.50
31	Turnu Severin Est	233.40
32	Pestis	233.12
33	Cetate	233.06
34	Portile de Fier	233.04
35	Cluj Floresti	232.92
36	Targoviste	232.85
37	Calafat	232.57
38	Hasdat	231.93
39	Teleajen	231.87
40	Iernut	231.58

Diagrama 2



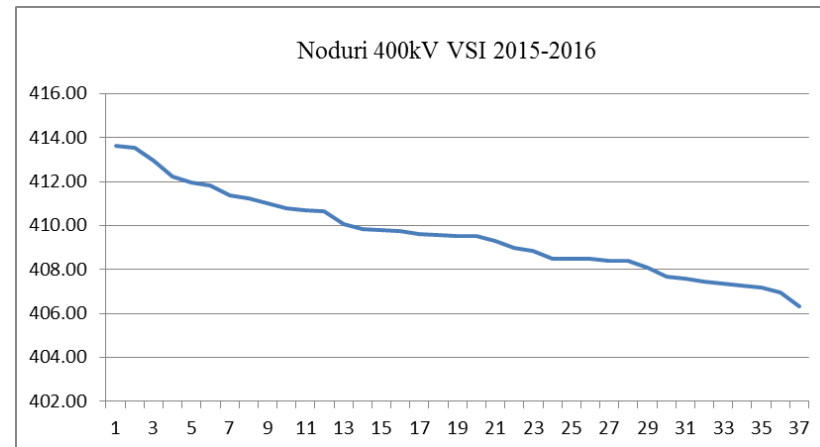
Nr. Crt.	Statia	U [kV]
41	Rosiori	231.51
42	Targu Jiu Nord	231.16
43	Dumbrava	231.04
44	Stejaru	230.98
45	FAI	230.76
46	Baia Mare 3	230.76
47	Tihau	230.33
48	Vetis	230.23
49	Ungheni	230.03
50	Stalpu	229.74
51	Gheorgheni	229.62
52	Fantanele	229.51
53	Baru Mare	229.45
54	Paroseni	229.16
55	Iaz	229.05
56	Salaj	228.96
57	Sacalaz	228.95
58	Resita	228.85
59	Timisoara	228.66

TENSIUNI RET – VSI2015/2016

Tabel 1

Nr. Crt.	Statia	U [kV]
1	Mintia	413.63
2	Sibiu Sud	413.54
3	Urechesi	412.96
4	Brasov	412.24
5	Darste	411.98
6	Nadab	411.82
7	Domnesti	411.36
8	Roman Nord	411.23
9	Iernut	411.01
10	Arad	410.78
11	Bacau Sud	410.70
12	Tantareni	410.65
13	Portile de Fier	410.05
14	Bucuresti Sud	409.84
15	Gutinas	409.81
16	Suceava	409.77
17	Draganesti Olt	409.62
18	Gadalin	409.58
19	Bradul	409.51
20	Stupina	409.51
21	Tariverde	409.32
22	Slatina	409.00
23	Brazi Vest	408.84
24	Pelicanu	408.50
25	Cluj Est	408.49
26	Isaccea	408.47
27	Rahman	408.41
28	Rosiori	408.40
29	Tulcea Vest	408.10
30	Lacu Sarat	407.66
31	Gura Ialomitei	407.58
32	Facaeni	407.47
33	Cernavoda	407.37
34	Smardan	407.29
35	Constanta Nord	407.19
36	Medgidia Sud	406.95
37	Oradea	406.34

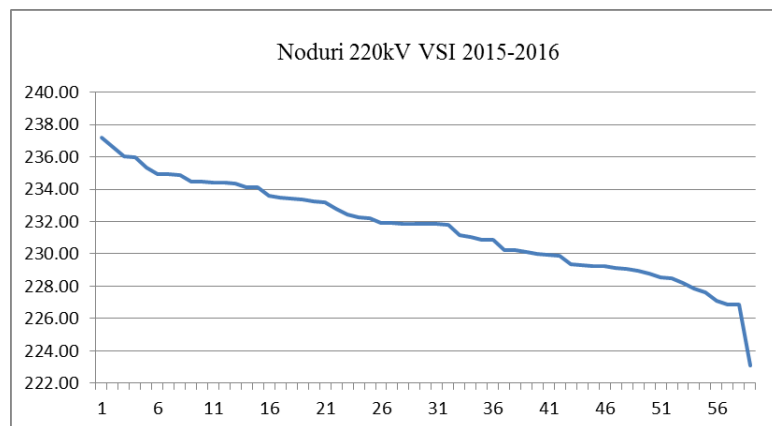
Diagrama 1



Tabel 2

Nr. Crt.	Statia	U [kV]
1	Lotru	237.17
2	Arad	236.64
3	Calea Aradului	236.02
4	Sibiu Sud	235.97
5	Arefu	235.33
6	Isalnita	234.94
7	Cetate	234.92
8	Craiova	234.87
9	Turnu Severin Est	234.46
10	Raureni	234.44
11	Slatina	234.41
12	Portile de Fier	234.38
13	Gradiste	234.34
14	Stupareii	234.10
15	Calafat	234.10
16	Suceava	233.59
17	Urechesi	233.50
18	Bradul	233.43
19	Turnu Magurele	233.37
20	Mintia	233.27
21	Pitesti Sud	233.18
22	Alba Iulia	232.77
23	Ghizdaru	232.46
24	Pestis	232.24
25	Sardanesti	232.19
26	Iernut	231.90
27	Sacalaz	231.89
28	Hasdat	231.87
29	Munteni	231.87
30	Lacu Sarat	231.85
31	Mostistea	231.83
32	Bucuresti Sud	231.80
33	Timisoara	231.13
34	Targu Jiu Nord	231.04
35	Gutinas	230.85
36	Fundeni	230.85
37	Targoviste	230.24
38	Filesti	230.24
39	Brazi Vest	230.11
40	Barbosi	229.97

Diagrama 2



Nr. Crt.	Statia	U [kV]
41	Ungheni	229.93
42	Cluj Floresti	229.89
43	Stejaru	229.35
44	Iaz	229.30
45	Resita	229.27
46	FAI	229.25
47	Dumbrava	229.11
48	Baru Mare 3	229.07
49	Fantanele	228.93
50	Paroseni	228.79
51	Focsani Vest	228.52
52	Rosiori	228.51
53	Gheorgheni	228.19
54	Tihau	227.86
55	Baia Mare 3	227.61
56	Vetis	227.09
57	Teleajen	226.86
58	Salaj	226.86
59	Stalpu	223.12

Anexa B-7				
Denumirea stației	Tensiunea nominală U _n [kV]	Valoarea curentului de scurtcircuit I ₃ [kA]	Puterea de scurtcircuit S ₃ [MVA]	Curent nominal de rupere al întreruptoarelor I _{rupere} [kA]
Țânțăreni	400	30.88	21394	50.0
Porțile de Fier	400	22.93	15890	40.0
Urechești	400	18.33	12701	50.0
Lacu Sărat	400	19.10	13230	40.0
Smârdan	400	18.44	12779	31.5
Cernavodă CNE	400	19.95	13824	50.0
Isaccea	400	19.12	13249	31.5
București Sud	400	17.89	12398	40.0
Slatina	400	17.65	12232	40.0
Gura Ialomiței	400	17.94	12427	40.0
Domnești	400	14.97	10372	31.5
Sibiu	400	15.23	10552	40.0
Brasov	400	13.98	9686	40.0
Gutinaș	400	12.66	8771	40.0
Tulcea	400	14.41	9984	40.0
Medgidia Sud	400	13.98	9686	31.5
Dârste	400	12.41	8598	31.5
Mintia	400	12.44	8619	40.0
Brazi	400	13.53	9374	40.0
Iernut	400	11.24	7787	40.0
Arad	400	14.03	9720	40.0
Constanța Nord	400	11.99	8307	40.0
Bradu	400	10.9	7552	40.0
Roșiori	400	11.26	7799	40.0
Drăgănești Olt	400	10.56	7316	31.5
Pelicanu	400	10.03	6949	31.5
Gădălin	400	9.19	6367	40.0
Nădab	400	13.71	9499	40.0
Bacău Sud	400	8.18	5667	40.0
Oradea Sud	400	10.19	7060	40.0
Cluj Est	400	7.73	5356	31.5
Roman Nord	400	6.15	4261	40.0
Tariverde	400	11.13	7711	40.0
Suceava	400	4.13	2861	40.0
Mintia	220	27.60	10517	40.0
Porțile de Fier I	220	29.41	11207	40.0
București Sud	220	24.07	9172	31.5
Lacu Sărat	220	20.21	7701	40.0
Pestiș	220	19.55	7450	40.0
Iernut	220	19.39	7389	40.0
Fundeni	220	17.24	6569	31.5
Hășdat	220	18.82	7171	31.5
Brazi	220	20.7	7888	40.0
Gutinaș	220	18.05	6878	40.0
Bradu	220	19.56	7453	40.0
Slatina	220	20.16	7682	40.0
Ișalnița	220	19.96	7606	40.0
SRA ALRO Slatina	220	20.02	7629	31.5
Craiova Nord	220	20.26	7720	31.5
Borzești	220	16.17	6162	31.5
Filești	220	13.45	5125	31.5
Turnu Severin	220	16.63	6337	31.5
Barboși	220	12.95	4935	31.5
Pitești Sud	220	14.94	5693	40.0
Grădiște	220	15.26	5815	31.5
Ungheni	220	14.03	5346	31.5
Urechești	220	13.99	5331	40.0
Hunedoara Oțelărie 2 (din Hasdat)	220	13.31	5072	31.5

Denumirea stației	Tensiunea nominală U _n [kV]	Valoarea curentului de scurtcircuit I ₃ [kA]	Puterea de scurtcircuit S ₃ [MVA]	Curent nominal de rupere al întreruptoarelor I _{rupere} [kA]
Târgoviște - B #	220	16.29	6207	40.0
Sibiu Sud	220	9.66	3681	40.0
Târgoviște - A #	220	16.18	6165	40.0
Hunedoara Oțelărie 1 (din Pestis)	220	11.8	4496	31.5
Reșița	220	12.12	4618	31.5
Timișoara	220	12.32	4695	31.5
Cluj Florești	220	12.29	4683	31.5
Arad	220	12.22	4656	31.5
Baru Mare	220	10.87	4142	31.5
Târgu Jiu	220	11.43	4355	40.0
Teleajen	220	11.25	4287	31.5
Alba Iulia	220	11.31	4310	40.0
Paroșeni	220	10.54	4016	40.0
Ghizdaru	220	12.71	4843	31.5
Stupărei	220	10.98	4184	40.0
Arefu	220	10.8	4115	31.5
Lotru*	220	10.61	4043	40.0
Râureni	220	10.83	4127	31.5
Oțelărie Reșița	220	10.22	3894	31.5
Retezat	220	9.07	3456	31.5
Râul Mare (statia se numeste CHE RETEZAT !) - gestiune CHE HATEG	220	9.07	3456	50.0
Fântânele	220	9.69	3692	40.0
Roșiori	220	9.71	3700	31.5
Calea Aradului	220	8.76	3338	40.0
Săcălaz	220	9.31	3548	31.5
Sărdănești	220	8.99	3426	40.0
Baia Mare	220	9.35	3563	40.0
Dumbrava	220	8.63	3288	31.5
Mostiștea	220	8.93	3403	40.0
Focșani Vest	220	7.59	2892	31.5
Mărișelu	220	8.24	3140	40.0
Câmpia Turzii	220	9.47	3609	31.5
Iaz	220	7.55	2877	31.5
Stejaru	220	8.04	3064	31.5
Iași FAI	220	7.5	2858	40.0
Turnu Măgurele	220	7.93	3022	40.0
Tihău	220	7.07	2694	31.5
Munteni	220	6.29	2397	31.5
Stâlpu	220	6.17	2351	40.0
Gheorghieni	220	6.67	2542	40.0
Șugag	220	5.69	2168	40.0
Vetiș	220	5.56	2119	40.0
Cetate	220	8.46	3224	40.0
Gâlceag	220	5.58	2126	40.0
Sălaj	220	5.08	1936	31.5
Calafat	220	5.48	2088	31.5
Suceava	220	4.83	1840	31.5
Rahman	400	10.92	7566	40.0
Stupina	400	10.27	7115	40.0

* LEA 220 kV Sibiu 1, 2 de 31.5 kA

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem

Serviciul tehnologic asigurarea rezervei de reglaj secundar:

Figura 1 - Furnizorul S.C. Hidroelectrica S.A:

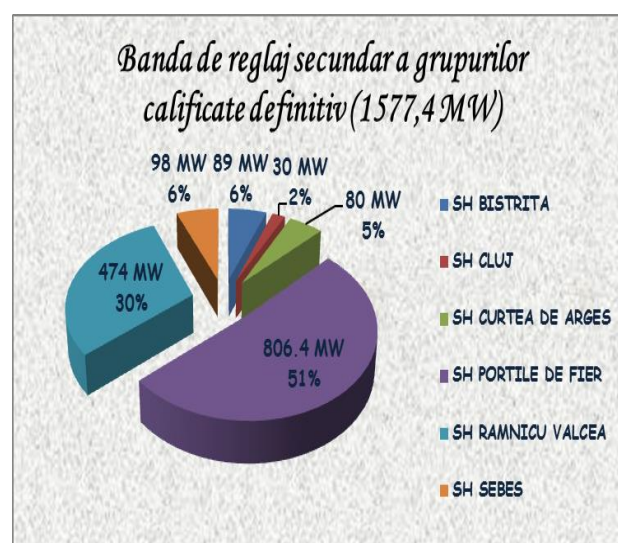
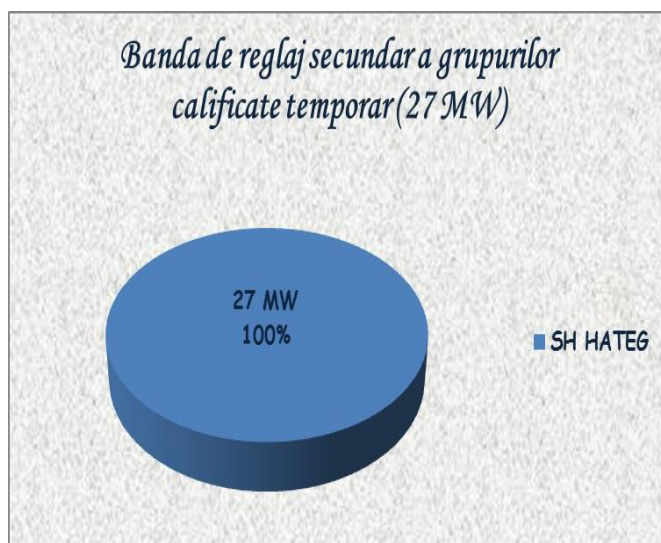
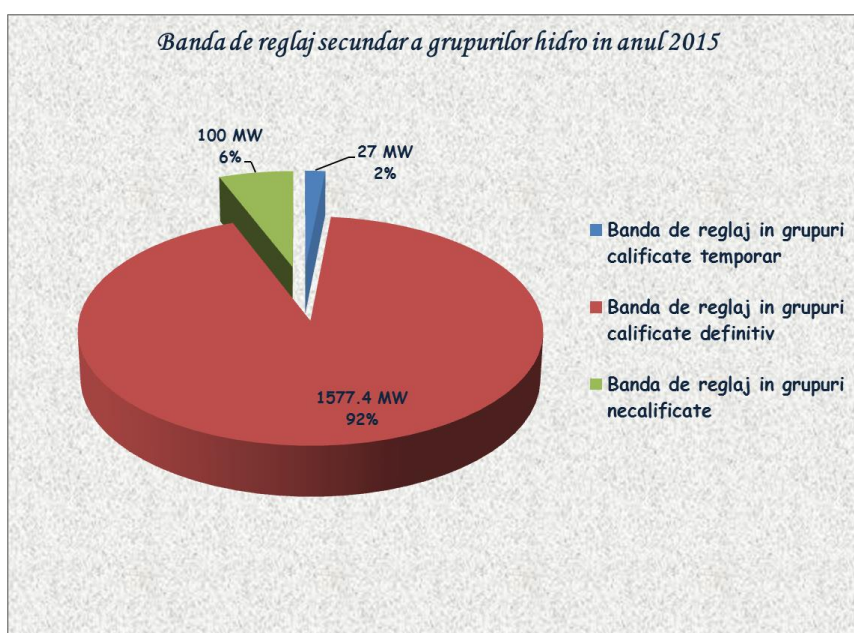
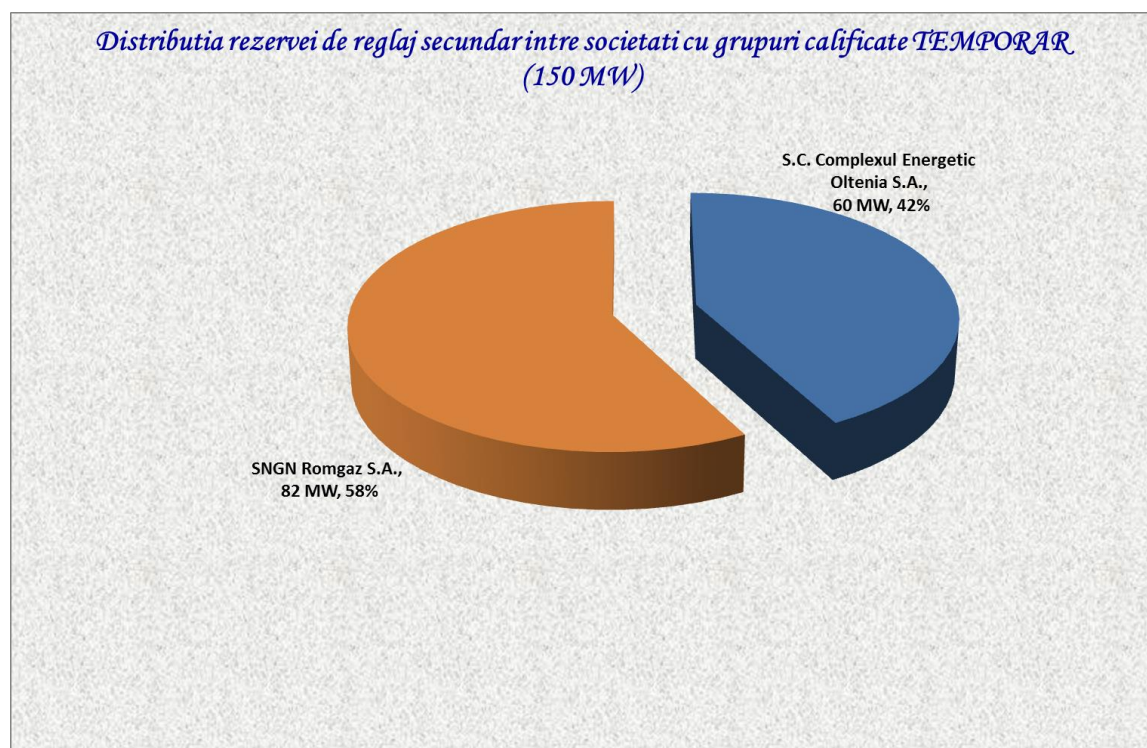
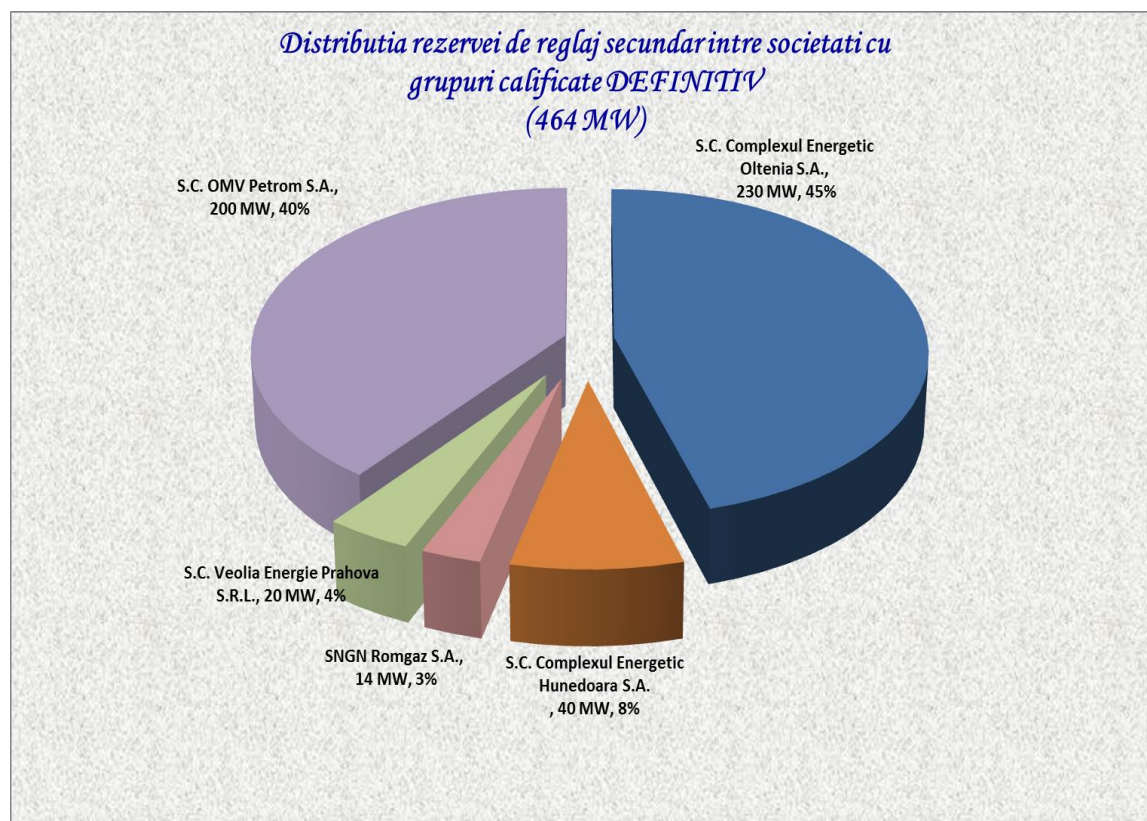


Figura 2 - Furnizorii S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A, S.C. OMV Petrom S.A., S.N.G.N. Romgaz S.A., S.C. Veolia Energie Prahova S.R.L.



Serviciul tehnologic asigurarea rezervei de reglaj terțiar rapid:

Figura 3 - Furnizorul S.C. Hidroelectrica S.A:

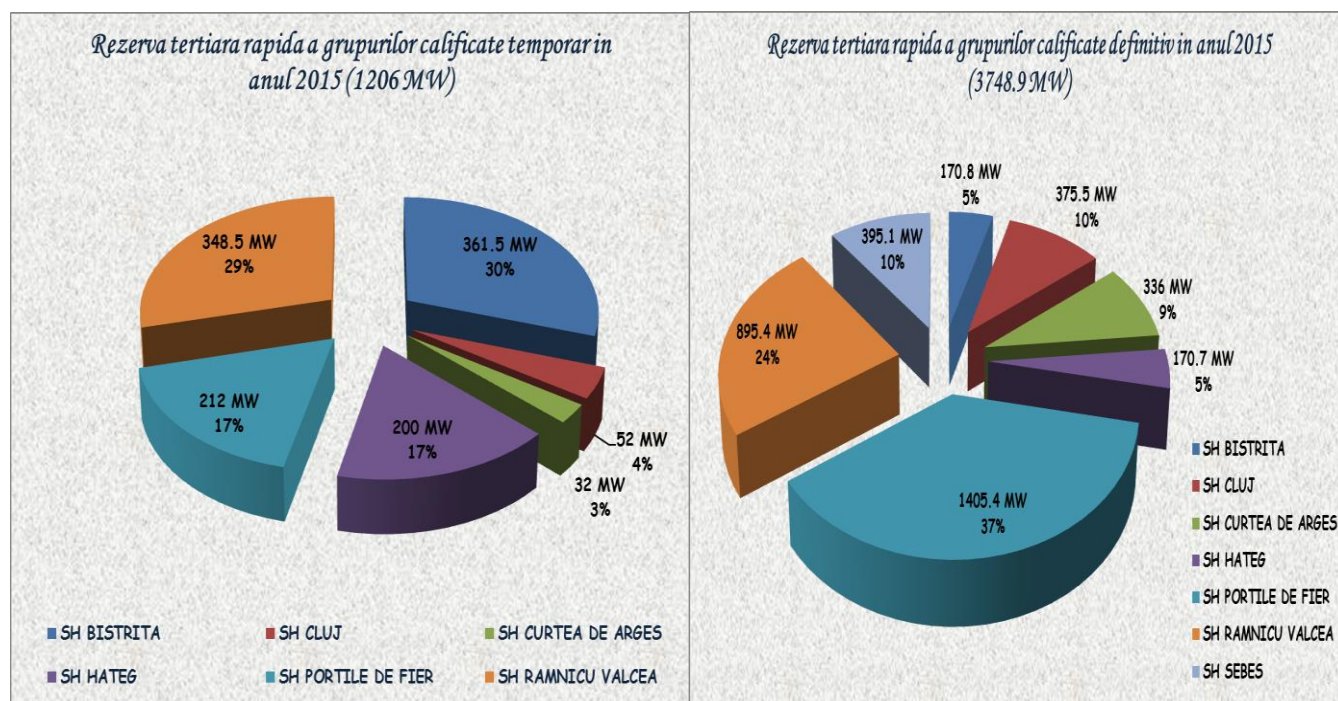
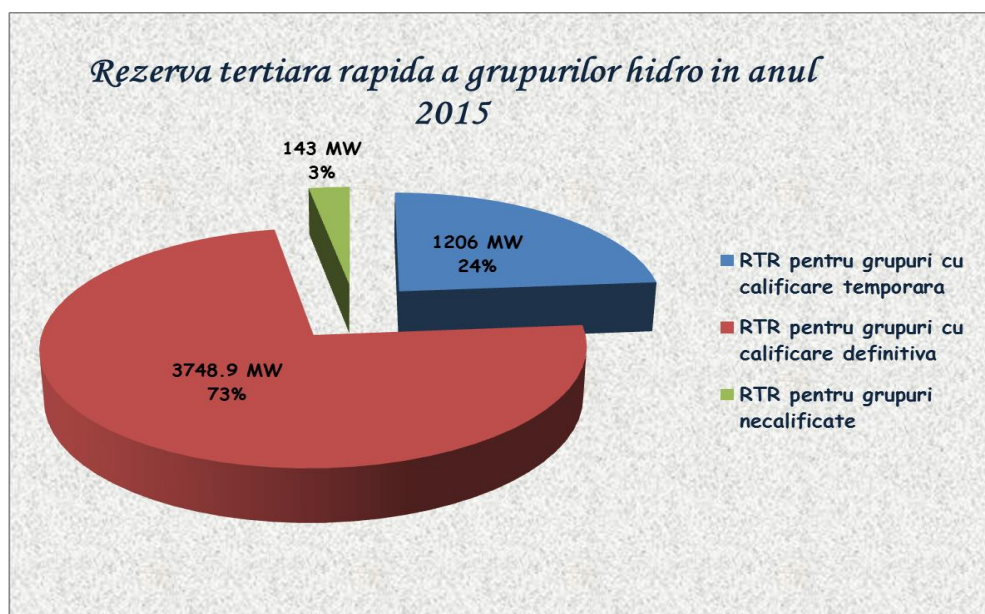
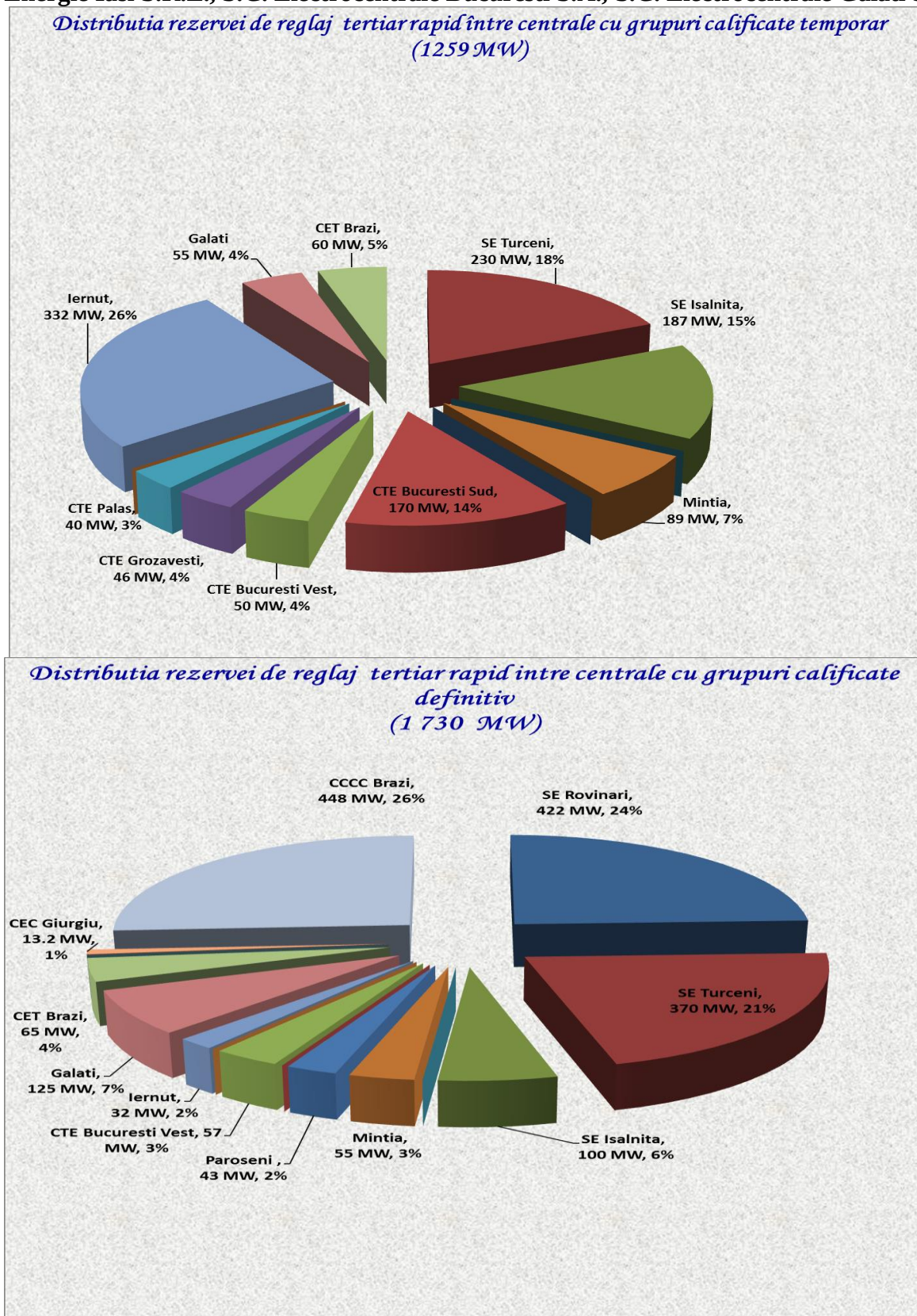
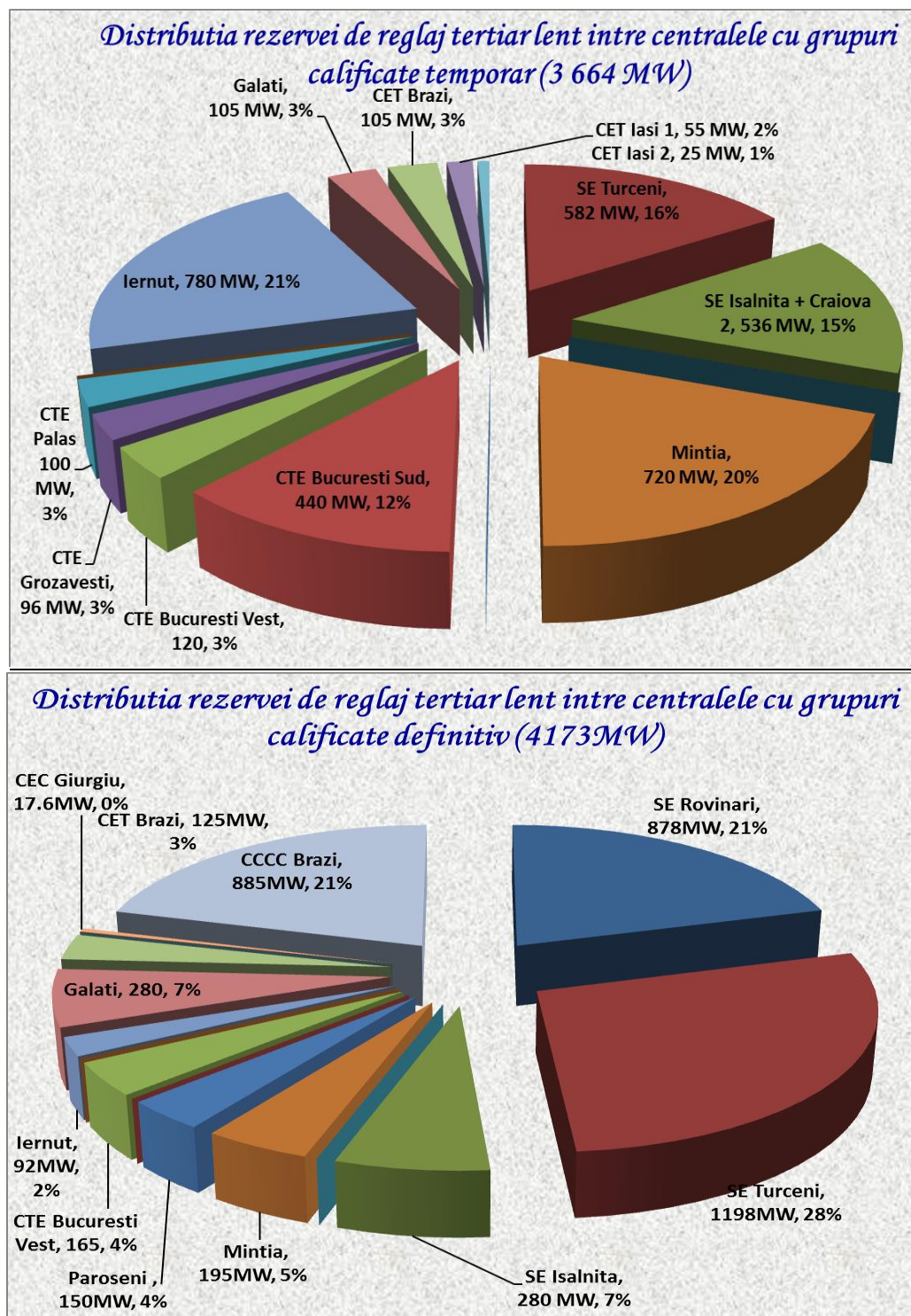


Figura 4 - Furnizorii S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A, S.C. OMV Petrom S.A., S.N.G.N. Romgaz S.A., S.C. Veolia Energie Prahova S.R.L., S.C. Veolia Energie Iasi S.R.L., S.C. Electrocentrale Bucuresti S.A., S.C. Electrocentrale Galati S.A.



Serviciul tehnologic asigurarea rezervei terțiare lentă:

Figura 5 - Furnizorii S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A, S.C. OMV Petrom S.A., S.N.G.N. Romgaz S.A., S.C. Veolia Energie Prahova S.R.L., S.C. Veolia Energie Iasi S.R.L., S.C. Electrocentrale Bucuresti S.A., S.C. Electrocentrale Galati S.A.



Serviciul tehnologic asigurarea puterii reactive în banda secundară de reglaj a tensiunii

Figura 6: Furnizorul S.C. Hidroelectrica S.A.

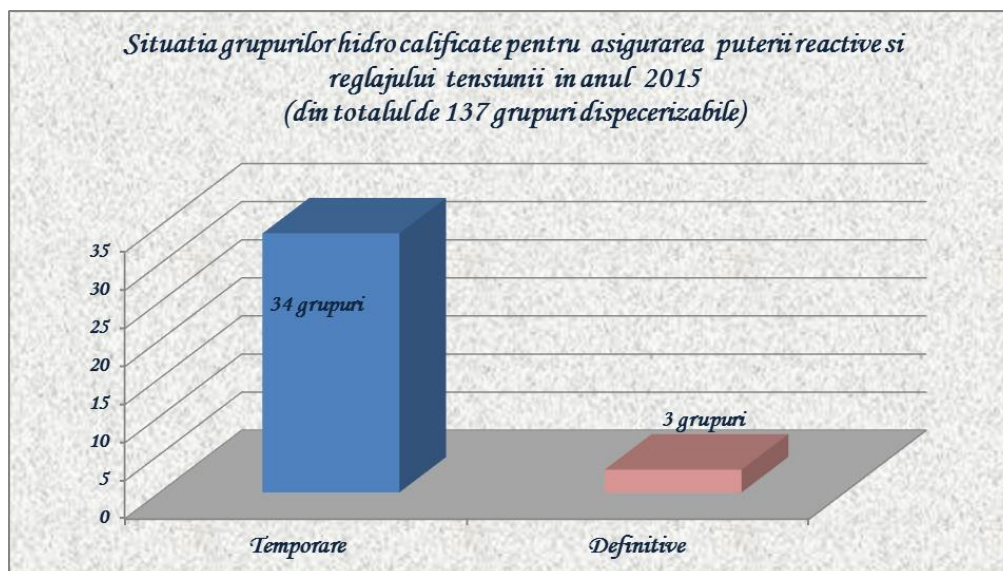
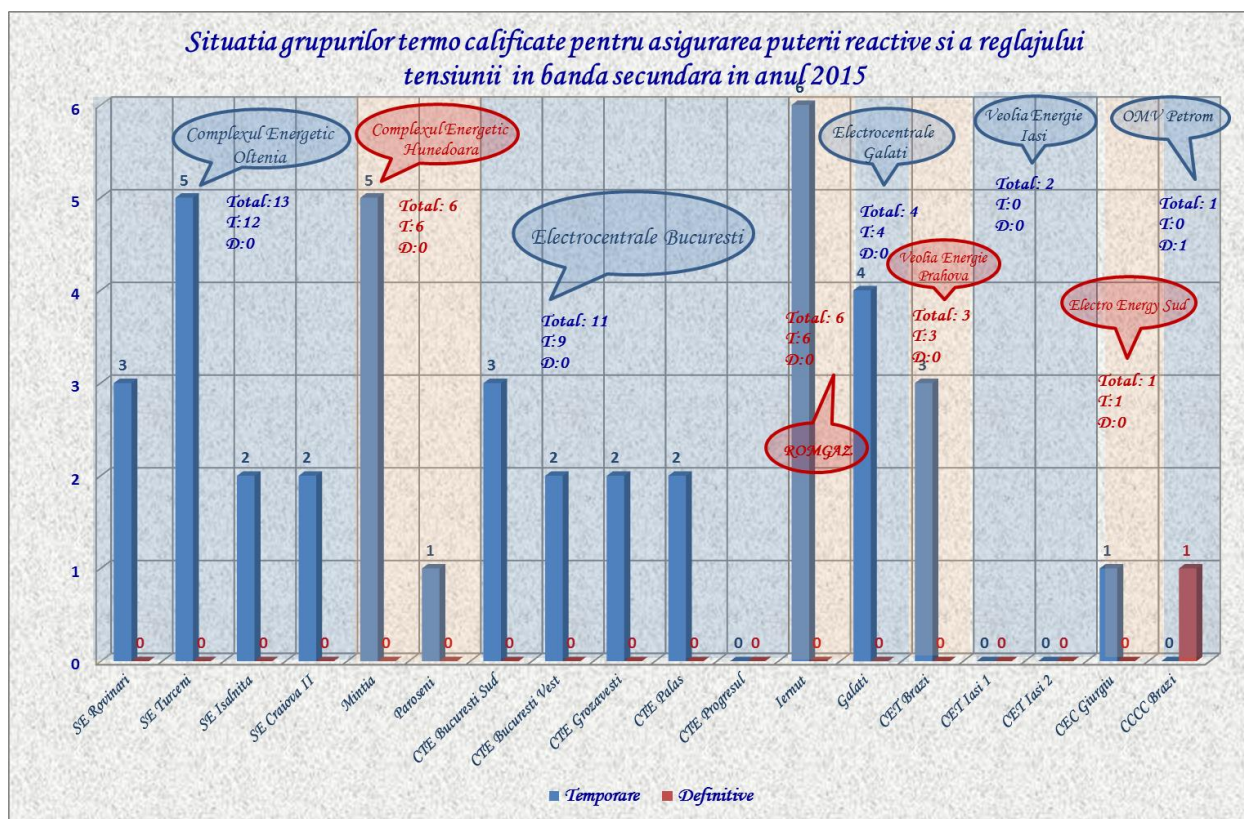


Figura 7: Furnizorii S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A, S.C. OMV Petrom S.A., S.N.G.N. Romgaz S.A., S.C. Veolia Energie Prahova S.R.L., S.C. Veolia Energie Iasi S.R.L., S.C. Electrocentrale Bucuresti S.A., S.C. Electrocentrale Galati S.A.



Serviciul tehnologic: restaurarea SEN la rămânerea fără tensiune, în cazul unor avarii extinse sau căderii totale a sistemului

Fig 8: Furnizorul S.C. Hidroelectrica S.A.

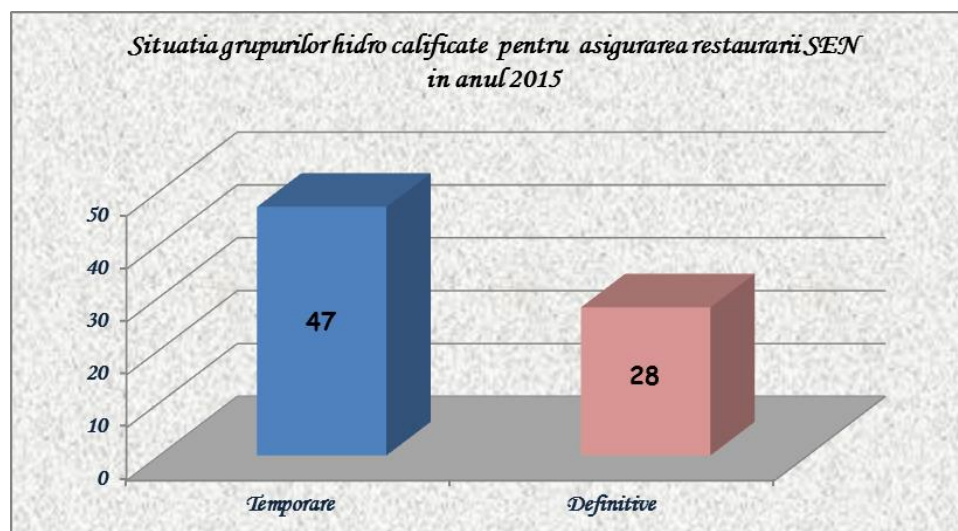
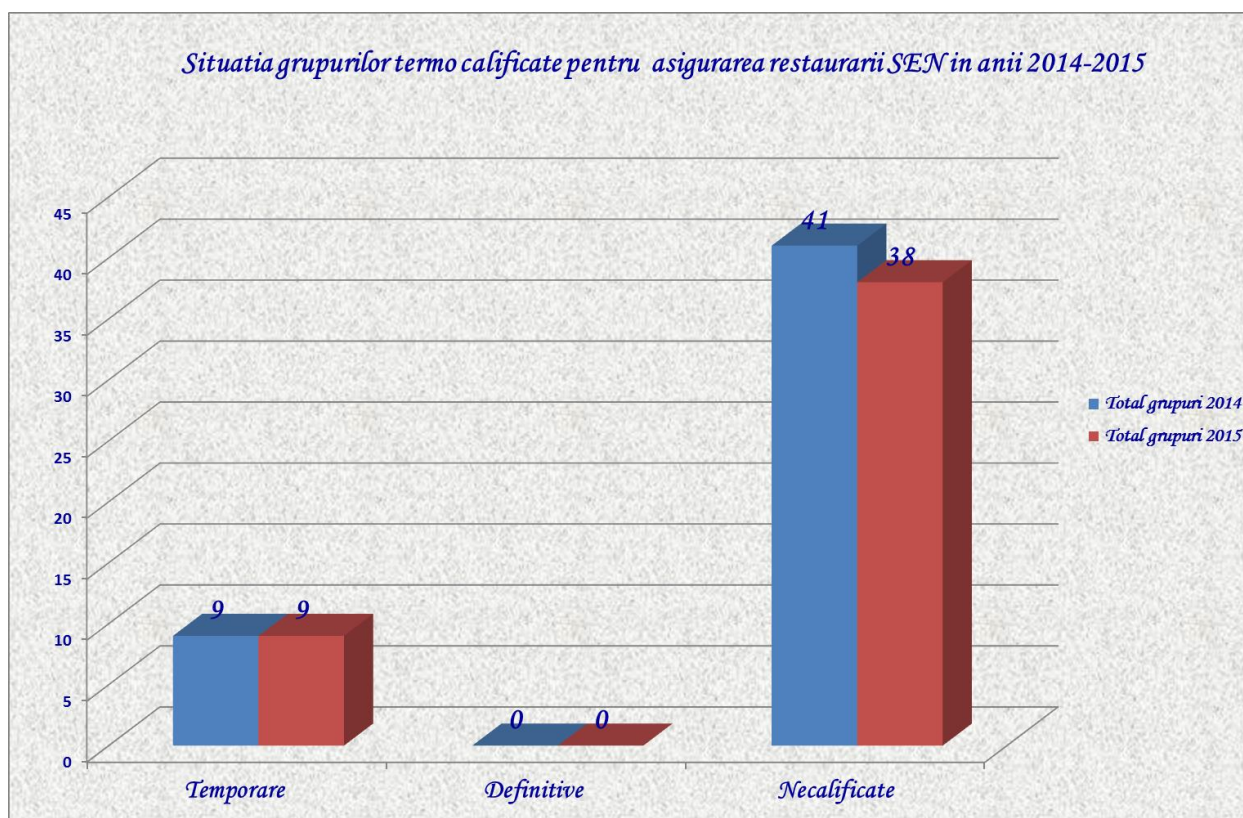


Fig 9: Furnizorii S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A., S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A, S.C. OMV Petrom S.A., S.N.G.N. Romgaz S.A., S.C. Veolia Energie Prahova S.R.L., S.C. Veolia Energie Iasi S.R.L., S.C. Electrocentrale Bucuresti S.A., S.C. Electrocentrale Galati S.A.



ANEXA C-1

Consumuri realizate pe statii [MW]

	PROGNOZA INCARCARE STATII 2016						PROGNOZA INCARCARE STATII 2020						PROGNOZA INCARCARE STATII 2025					
JUD	PVSI	QVSI	PVDV	QVDV	PGNV	QGNV	PVSI	QVSI	PVDV	QVDV	PGNV	QGNV	PVSI	QVSI	PVDV	QVDV	PGNV	QGNV
BACAU	210.18	70.11	171.57	59.67	101.94	42.93	220.70	73.43	178.16	63.33	138.52	53.80	255.20	65.67	185.17	67.43	116.70	44.21
BOTOSANI	74.31	12.46	46.77	15.90	24.74	5.87	84.68	14.62	51.67	13.10	32.81	7.50	85.61	13.40	53.21	12.70	25.58	5.92
IASI	216.63	64.20	154.16	51.25	69.84	19.64	235.85	64.22	166.16	56.00	103.68	29.89	267.74	72.90	189.11	59.51	82.80	24.63
NEAMT	153.25	50.51	137.66	41.98	82.21	22.72	160.91	43.27	142.85	43.94	110.01	29.01	195.89	51.93	170.61	49.80	86.92	22.25
SUCEAVA	194.66	35.18	152.74	41.47	81.21	20.10	205.96	36.20	162.24	45.38	94.92	30.86	215.39	50.53	174.50	55.49	75.57	25.07
VASLUI	75.45	10.45	52.27	11.82	25.22	5.41	79.81	10.94	54.67	12.38	32.71	6.91	86.97	11.47	59.72	13.68	25.36	5.34
EON	924.47	242.90	715.17	222.08	385.15	116.67	987.91	242.67	755.75	234.13	512.66	157.96	1106.81	265.90	832.32	258.61	412.93	127.40
PRAHOVA	349.22	133.01	299.35	125.81	172.05	72.40	346.63	130.92	293.56	123.39	188.59	78.80	332.81	126.36	282.80	118.53	144.69	60.47
DAMBOVITA	163.06	73.32	208.48	97.75	117.19	51.17	161.75	59.29	203.73	95.53	149.00	64.74	198.40	72.58	182.74	85.17	116.40	50.37
BUZAU	117.26	44.80	99.19	42.26	51.94	23.14	116.42	44.46	97.28	41.44	62.58	27.90	124.73	47.65	104.60	44.56	47.99	21.41
GALATI	267.30	98.17	239.31	80.50	155.45	55.92	262.48	96.45	233.17	78.52	152.48	47.32	249.54	92.53	217.83	80.03	142.90	43.61
BRAILA	82.06	17.57	93.82	27.20	50.06	13.45	81.47	17.42	92.01	26.67	60.31	16.21	87.29	18.68	98.93	28.68	46.26	12.44
VRANCEA	88.37	30.25	71.90	28.96	34.43	11.42	87.72	30.01	70.50	28.39	48.08	16.95	112.95	38.64	90.68	36.42	36.88	12.99
MUNTENIA	1067.27	397.10	1012.05	402.46	581.12	227.49	1056.47	378.54	990.25	393.94	661.04	251.92	1105.72	396.45	977.57	393.39	535.12	201.28
GIURGIU	63.90	29.84	40.92	10.53	17.90	8.62	71.63	32.03	43.95	11.29	28.20	13.22	78.18	35.27	46.36	11.19	22.11	10.36
BUCURESTI	949.30	318.98	802.37	299.72	318.33	110.23	1032.46	310.40	862.05	322.05	438.84	160.59	1126.35	338.61	943.98	352.64	342.65	125.38
ILFOV	222.80	105.71	182.57	82.13	86.99	38.05	242.30	106.74	196.17	88.27	119.25	50.57	264.32	116.14	214.86	96.67	93.14	39.49
MUNTENIA	1236.00	454.52	1025.86	392.38	423.22	156.91	1346.39	449.18	1102.17	421.61	586.30	224.38	1468.84	490.02	1205.19	460.50	457.90	175.23
ARAD	217.48	58.52	135.61	58.24	64.63	25.52	231.89	61.36	142.84	61.37	90.38	31.11	266.96	64.01	167.98	63.29	71.31	24.55
CARAS SEVERIN	167.89	28.82	112.28	60.97	74.05	11.35	162.37	29.32	128.75	31.47	123.16	42.62	227.38	64.18	175.16	63.98	109.76	38.99
HUNEDOARA	230.56	72.57	194.46	77.69	108.57	52.18	243.81	55.34	203.14	64.27	153.01	54.32	298.18	76.52	250.60	86.28	133.55	48.26
TIMISOARA	304.81	50.99	278.40	81.71	135.59	33.13	325.03	54.34	293.25	86.04	146.49	37.14	278.39	45.37	271.30	85.59	115.55	29.30
BANAT	920.75	210.89	720.75	278.61	382.84	122.19	963.09	200.36	767.98	243.15	513.03	165.19	1070.91	250.08	865.03	299.13	430.18	141.10
CONSTANTA	295.71	60.97	246.79	67.58	163.59	46.42	319.50	61.04	261.35	71.51	208.82	60.25	355.89	67.99	290.84	79.59	183.48	53.82
TULCEA	77.68	11.52	63.36	21.52	35.57	9.05	74.70	12.09	66.75	22.69	40.34	14.80	83.90	13.09	83.58	21.08	40.53	14.80
IALOMITA	74.72	21.07	74.41	27.83	44.27	16.51	80.29	19.05	79.02	29.53	80.84	28.44	98.18	21.91	118.81	43.05	50.91	18.95
CALARASI	144.09	36.17	108.23	27.24	88.77	30.79	152.58	38.03	114.04	28.70	76.25	32.84	160.17	40.81	119.54	40.56	94.18	39.09
DOBROGEA	592.20	129.72	492.79	144.17	332.19	102.76	627.05	130.21	521.16	152.42	406.25	136.33	698.14	143.81	612.78	184.28	369.10	126.66
BIHOR	209.84	64.61	182.57	84.41	91.66	38.55	226.33	69.57	194.29	89.72	119.47	50.11	248.78	75.66	216.03	99.39	95.21	39.76
BISTRITA	89.56	17.06	60.20	23.67	31.17	11.40	96.99	18.27	64.26	25.10	40.82	14.92	109.02	20.23	72.30	28.00	32.71	11.93
CLUJ	249.76	74.71	183.59	82.40	85.32	34.53	272.24	80.29	197.98	88.62	112.81	45.54	308.29	90.83	225.54	100.59	366.36	127.09
MARAMUROȘ	132.28	55.64	98.39	37.37	46.39	14.99	143.09	56.56	105.18	39.88	60.84	19.55	160.55	67.64	118.59	44.80	48.83	15.55
SALAJ	81.16	21.50	77.12	29.53	40.92	14.49	87.20	23.08	81.75	31.17	50.83	17.27	91.60	23.98	86.91	32.29	40.40	13.69
SATU MARE	93.42	31.10	80.30	38.68	36.57	15.63	101.40	33.72	86.21	41.48	50.58	22.08	119.71	39.63	101.95	49.28	40.77	17.76
TRANSILVANIA	856.02	264.62	682.17	296.05	332.03	129.59	927.26	281.49	729.66	315.98	435.34	169.46	1037.95	317.98	821.31	354.35	624.28	225.77
SIBIU	162.21	49.32	144.05	36.21	75.66	22.11	178.31	53.38	169.61	40.93	86.18	30.56	160.45	52.06	173.97	42.18	74.53	29.18
ALBA	174.49	35.68	142.23	45.88	96.91	34.05	195.73	35.15	158.49	49.87	145.15	53.91	233.96	37.90	190.82	61.45	131.26	50.91
BRASOV	241.55	71.38	203.19	69.14	119.29	35.61	267.56	67.39	221.67	73.20	168.10	50.62	324.83	78.31	265.44	89.38	139.89	42.16
COVASNA	43.51	9.52	32.14	10.80	19.35	4.57	46.33	9.71	32.77	11.14	26.71	6.04	50.86	10.55	34.81	11.94	22.52	4.86
HARGHITA	86.90	34.60	68.47	32.30	47.67	16.53	94.59	35.82	69.49	35.03	70.52	23.95	106.47	39.44	73.38	39.94	63.46	21.09
MURES	231.85	68.70	177.36	60.40	110.16	41.75	268.89	78.55	202.28	68.68	172.62	63.06	361.74	100.28	275.30	86.12	143.96	53.83

TRANSILVA	940.51	269.20	767.43	254.73	469.03	154.62	1051.41	280.01	854.30	278.84	669.27	228.14	1238.31	318.54	1013.71	331.01	575.62	202.03
ARGES	252.30	90.87	189.56	96.32	109.67	53.12	270.66	123.47	201.18	102.17	137.09	65.63	299.15	107.38	228.00	76.13	115.71	56.74
DOLJ	206.71	55.40	141.53	53.33	71.47	29.30	222.40	59.24	150.49	56.74	84.05	32.61	224.94	58.66	151.92	54.98	66.85	25.90
GORJ	217.28	113.69	190.64	104.88	52.85	24.96	233.77	122.34	202.70	111.51	72.29	34.91	268.41	137.25	231.68	127.06	57.51	27.75
MEHEDINT	83.11	27.23	59.59	22.16	28.69	10.45	88.98	29.10	63.13	23.49	36.75	13.26	98.01	31.90	69.45	25.70	30.03	10.88
OLT	500.89	189.63	486.84	191.88	451.33	182.75	517.16	193.13	498.60	196.28	428.95	191.48	504.86	209.10	464.95	206.69	413.40	190.13
TELEORMA	102.93	27.49	58.69	25.88	34.20	15.19	103.24	26.10	57.11	25.25	37.02	18.03	114.76	29.00	65.50	29.37	29.45	14.32
VALCEA	121.63	38.71	98.92	39.90	58.84	23.37	130.21	41.37	104.86	42.32	65.97	24.26	131.19	41.38	106.89	45.91	59.13	21.78
CEZ	1484.86	543.02	1225.77	534.35	807.04	339.14	1566.42	594.74	1278.06	557.75	862.12	380.18	1641.33	614.66	1318.38	565.84	772.08	347.50
TOTAL SEN	8022.08	2511.96	6641.99	2524.84	3712.61	1349.36	7898.95	2426.99	6478.18	2445.39	4239.76	1577.22	8669.87	2653.63	7033.51	2662.82	3808.11	1420.32

Tabelul 1. 1 Limite de stabilitate statică în secțiunea S1 – Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plim [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N			6401*	5886	5297	5079 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Slatina - București Sud	6248*	5744	5169	4691 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Urechești - Domnești	6128*	5633	5069	4508 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	6115*	5621	5059	4693 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5872**	5396	4856	4417 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	6375*	5861	5275	4794 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	6375*	5861	5275	4794 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6312*	5803	5223	5024 _{SLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6263*	5758	5182	4600 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6376*	5862	5276	3175 _{TGJISB-URECH5}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	6305*	5797	5217	4622 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6305*	5797	5217	4622 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6277*	5771	5194	4699 _{RP.D.F1}
N-1	LEA 400 kV Slatina - București Sud	LEA 400 kV Urechești - Domnești	5624*	5166	4649	4200 _{URE-DOM}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5561*	5108	4597	4426 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5549*	5097	4587	4203 _{TAN-SIB}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	6023*	5536	4982	4578 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	6023*	5536	4982	4578 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5998*	5512	4961	4760 _{PDF-XDJ}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6110*	5616	5054	4356 _{PDF-RES}
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5967*	5484	4935	3148 _{TGJ5-URE5}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5967*	5484	4935	4384 _{PDF-RES-1}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6016*	5529	4976	4442 _{PDF-RES-1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5889*	5411	4870	4429 _{PDF-RES-1}
	LEA 400 kV Urechești - Domnești	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	5478*	5031	4528	4298 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5576*	5122	4609	4066 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5944**	5462	4916	4457 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	5944**	5462	4916	4457 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5781**	5311	4780	4520 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5737**	5271	4744	4221 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5767**	5299	4769	2944 _{TGJ-URE}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5792**	5322	4789	4310 _{PDF-RES-2}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5792**	5322	4789	4310 _{PDF-RES-2}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5727*	5261	4735	4452 _{CRA-TRM}
	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5515*	5065	4559	4486 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5952**	5470	4923	4997 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	5964**	5481	4933	4997 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5804**	5333	4799	4995 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5750**	5283	4754	4838 _{RSLATI1}

		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5788**	5318	4786	3085 TGJ-URE
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5791**	5321	4789	4864RP.D.F1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5791**	5321	4789	4864RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5767**	5299	4769	4854RSLAT11
	LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	5971*	5487	4939	4378RP.D.F1
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	5971*	5487	4939	4378RP.D.F1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	5887*	5410	4869	4604PDF-XPJ
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5885*	5408	4867	4192RP.D.F1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5823*	5350	4815	2532TGJ-URE
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5937*	5456	4910	4212RP.D.F1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5937*	5456	4910	4212RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5822*	5349	4814	4290CRA-TMA
	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	6145**	5649	5084	4561RP.D.F1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6153*	5656	5090	4817RSLAT11
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6184*	5685	5116	4457PDF-RES
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6152*	5655	5089	3190TGJ-URE
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	6258*	5753	5178	4561RP.D.F1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6153*	5656	5090	4561RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6127*	5632	5069	4638CRA-TMA
	LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.2	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6170*	5672	5104	4856XPF-PDF
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6089*	5597	5037	4519PDF-RES
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6235*	5732	5159	3230TGJ-URE
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	6132*	5636	5073	4541PDF-RES-1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6132*	5636	5073	4541PDF-RES-1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6107*	5613	5052	4615RP.D.F1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5798**	5327	4794	3033PDF-RES-2
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	5938**	5457	4911	3055TGJ-URE
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	5933**	5452	4907	4512PDF-RES-1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	5933**	5452	4907	4512PDF-RES-2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5919**	5439	4895	4780RSLAT11
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6026*	5538	4984	2858TGJ-URE
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	6088*	5596	5036	2756PDF-RES-1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6088*	5596	5036	2756PDF-RES-2
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6010*	5524	4971	4475RP.D.F1
	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	6173*	5674	5107	4646RP.D.F1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6173*	5674	5107	4646RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6150*	5653	5088	4721RP.D.F1
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6262*	5757	5181	4638RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6074*	5583	5024	4445CRA-TMA
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6176*	5677	5109	4523RP.D.F1

SLAT11 Violare nivel de tensiune Slatina 400 kV

RP.D.F2 Violare nivel de tensiune Porțile de Fier 220 kV

CRA-TMA Supraîncărcare LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele

TGJ-URE Supraîncărcare LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu

PDF-RES Supraîncărcare LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 1.2 Limite de stabilitate statică în secțiunea S2 - Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		P _{ADMISIBIL} [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N			-6268**	-	-	-4396 _{DOMN}
		LEA 400 kV Urechești - Domnești	-5588**	-5081	5139.3009	-3686 _{DOMN}
		LEA 400 kV Slatina - București Sud	-5369**	-4878	-4390	-3765 _{DOMN}
		LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	-5569**	-5063	-4557	-3839 _{DOMN}
		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-5524*	-5021	-4519	-3900 _{BRAZ}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO)- Ustrem (BG)	-6143**	-5595	-5035	-4299 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	-6117**	-5571	-5013	-4286 _{DOMN}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-6196**	-5644	-5079	-4324 _{DOMN}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-6196**	-5644	-5079	-4324 _{DOMN}
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-6011**	-5472	-4925	-4027 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-6200**	-5647	-5083	-4328 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6200**	-5647	-5083	-4328 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6203**	-5650	-5085	-4312 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6203**	-5650	-5085	-4312 _{DOMN}
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6221**	-5667	-5100	-4365 _{DOMN}
N-1	LEA 400 kV Urechești - Domnești	LEA 400 kV Slatina - București Sud	-4672**	-4233	-3809	-3375 _{BRAZ}
		LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	-4831*	-4380	-3942	-3449 _{DOMN}
		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-5194**	-4716	-4244	-3385 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO)- Ustrem (BG)	-5610**	-5101	-4591	-3692 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	-5568**	-5062	-4556	-3667 _{DOMN}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-5822**	-5297	-4768	-3864 _{DOMN}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-5822**	-5297	-4768	-3863 _{DOMN}
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5433*	-4937	-4443	-3625 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-5864**	-5336	-4803	-3892 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-5864**	-5336	-4803	-3892 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-5843**	-5317	-4785	-3864 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-5843**	-5317	-4785	-3864 _{DOMN}
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5718**	-5201	-4681	-3840 _{DOMN}
	LEA 400 kV Slatina - București Sud	LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	-4702*	-4260	-3834	-3289 _{DOMN}
		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-4862**	-4408	-3968	-3406 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO)- Ustrem (BG)	-5499**	-4998	-4498	-3683 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	-5443**	-4946	-4452	-3684 _{DOMN}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-5710**	-5194	-4674	-3823 _{DOMN}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-5710*	-5194	-4674	-3820 _{DOMN}
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5214**	-4734	-4261	-3516 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-5776**	-5255	-4729	-3889 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-5776**	-5255	-4729	-3889 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-5763**	-5243	-4718	-3878 _{DOMN}
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-5763**	-5243	-4718	-3878 _{DOMN}
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5697**	-5182	-4663	-3883 _{DOMN}
	LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-4681*	-4241	-3817	-3212 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO)- Ustrem (BG)	-5565**	-5059	-4553	-3861 _{DOMN}
		LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	-5495**	-4995	-4495	-3792 _{BRAZ}
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-5730**	-5212	-4691	-3880 _{BRAZ}

		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-5730*	-5212	-4691	-3875BRAZ
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5336**	-4847	-4363	-3629DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-5835**	-5309	-4778	-3898BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-5835**	-5309	-4778	-3938BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-5830**	-5305	-4774	-3934BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-5830**	-5305	-4774	-3927BRAZ
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5625**	-5115	-4603	-3912BRAZ
	LEA 400 kV Sibiu-Brașov	LEA 400 kV Medgidia S (RO)- Ustrem (BG)	-5596**	-5088	-4579	-3808BRAZ
		LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	-5510**	-5008	-4508	-3807BRAZ
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-5755**	-5235	-4712	-3862BRAZ
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-5755**	-5235	-4712	-3864BRAZ
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5418**	-4923	-4431	-3663BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-5819**	-5295	-4765	-3891BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-5819**	-5295	-4765	-3891BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-5827**	-5302	-4772	-3888BRAZ
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-5827**	-5302	-4772	-3888BRAZ
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5547**	-5043	-4538	-3871BRAZ
	LEA 400 kV Medgidia S (RO)- Ustrem (BG)	LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	-5798**	-5275	-4748	-3992DOMN
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-6022**	-5483	-4934	-4118DOMN
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-6022**	-5483	-4934	-4118DOMN
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5985**	-5448	-4903	-3899DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-6185**	-5633	-5070	-4242DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6185**	-5633	-5070	-4242DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6160**	-5610	-5049	-4241DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6160**	-5610	-5049	-4241DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6079**	-5535	-4982	-4238DOMN
	LEA 400 kV Medgidia S (RO) - Varna (BG)	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	-6041**	-5500	-4950	-4050DOMN
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-6041**	-5500	-4950	-4061DOMN
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5892**	-5362	-4826	-3818DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-6098**	-5553	-4998	-4077DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6098****	-5553	-4998	-4077DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6077**	-5533	-4980	-4086DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6077**	-5533	-4980	-4086DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5966**	-5431	-4888	-4069DOMN
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-5878**	-5349	-4814	-4030DOMN
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5989**	-5452	-4907	-3913DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-6091**	-5546	-4992	-4105DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6091**	-5546	-4992	-4105DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6084**	-5540	-4986	-4127DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6084**	-5540	-4986	-4127DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6058**	-5516	-4964	-4092DOMN
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-5815**	-5291	-4762	-2998DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-6020**	-5481	-4933	-4090DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6020**	-5481	-4933	-4090DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6015**	-5476	-4928	-4081DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6015**	-5476	-4928	-4081DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5952**	-5418	-4876	-4049DOMN
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	-6073**	-5530	-4977	-3685DOMN
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6073**	-5530	-4977	-3684DOMN

		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6062**	-5520	-4968	-3678DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6062**	-5520	-4968	-4164DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5973**	-5437	-4893	-4197DOMN
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-6109**	-5563	-5007	-4214DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6090**	-5546	-4991	-4207DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6090**	-5546	-4991	-4207DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6080**	-5536	-4983	-4204DOMN
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-6071**	-5528	-4975	-4065DOMN
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6071**	-5528	-4975	-4065DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6054**	-5512	-4961	-4070DOMN
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	-6059**	-5517	-4965	-4087DOMN
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6052**	-5510	-4959	-4102DOMN
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-6042**	-5501	-4951	-4117DOMN

DOMN Violare nivel de tensiune Domnești 400 kV

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 1. 3 Limite de stabilitate statică în secțiunea S3 - Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	5141**	-	4232	4026RUTEMID1
		LEA 400 kV Pelicanu- București Sud	4791*	4378	3940	3717PEL-BUC
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	4715*	4307	3877	3781RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	4730*	4321	3889	3485RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	5019*	4589	4130	3842RGUTIN1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4910*	4488	4039	3770RGUTIN1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5166*	4725	4253	3971RGUTIN1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5019*	4589	4130	3851RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4930*	4507	4056	3938RPELIC1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5174**	4733	4259	4025RGUTIN1
N-1	LEA 400 kV Pelicanu- București Sud	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	4335*	3956	3560	3681RSTEJA2-RGHEOR2
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	4248*	3875	3488	3087RGUTIN1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	4624*	4223	3801	3540RGUTIN1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4505*	4113	3702	3417RGUTIN1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4805*	4391	3952	3660RGUTIN1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4624*	4223	3801	3549RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4548*	4153	3738	3683RGUTIN1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	4811*	4397	3957	3712RGUTIN1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	4262*	3888	3499	3157RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	4502*	4110	3699	3528RPELIC1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4431*	4045	3640	3414RPELIC1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4713*	4306	3875	3692RPELIC1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4540*	4146	3731	3587RPELIC1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4255*	3882	3494	3448RPELIC1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	4754*	4344	3909	3744RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	4502*	4110	3699	3185RPELIC1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4452*	4064	3658	3177RPELIC1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4738*	4329	3896	3463RPELIC1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4558*	4162	3746	3307RPELIC1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4485**	4095	3685	3343RPELIC1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	4747*	4337	3904	3467RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4350*	3970	3573	3240RGUTIN1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5029**	4598	4139	3792RGUTIN1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4958*	4533	4079	3678RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4755*	4345	3910	3750RPELIC1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5037**	4606	4145	3849RGUTIN1
	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4913*	4491	4042	3738RGUTIN1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	3572**	3249	2924	2715RPELIC1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4603*	4204	3784	3661XVA-MEG
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	4952*	4527	4074	3795RGUTIN1
	LEA 400 kV Ustrem (BG)- Medgidia (RO)	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4797**	4384	3945	3423RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5001**	4573	4115	3864RPELIC1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5143**	4704	4234	3952RGUTIN1

	LEA 400 kV Varna (BG)- Medgidia (RO)	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	4715*	4308	3877	3731RPELIC1
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5026**	4596	4136	3815RGUTIN1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	4953*	4528	4075	3946RGUTIN1

RSTEJAZ-RGHEOR2 LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru

RGUTIN1 Supraîncărcare LEA 110 kV Violare nivel de tensiune Gutinaș 400 kV

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 1.4 Limite de stabilitate statică în secțiunea S4 - Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		P ADMISIBIL [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	-2700*	-	-2207	-1474RIERNU1
		LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-1853*	-1668	-1502	-1126ORADE1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-2545**	-2309	-2078	-1416RIERNU1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	-2694*	-2447	-2202	-1400RCLUJ1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2450**	-2221	-1999	-1337RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2550**	-2314	-2082	-1410RIERNU1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2735*	-2485	-2237	-1483RIERNU1
N-1	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-1600*	-1434	-1291	-1152RIERNU1
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	-1867**	-1681	-1513	-1066ORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-1507*	-1348	-1213	-937ORADE1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-1641*	-1472	-1325	-1002ORADE1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-1964**	-1771	-1594	-1217ORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	-2313**	-2094	-1885	-1198RIERNU1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2253**	-2039	-1835	-1279RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2298**	-2080	-1872	-1345RIERNU1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2493**	-2261	-2035	-1469RIERNU1
	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2365**	-2143	-1928	-1165RIERNU1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2448**	-2219	-1997	-1232RIERNU1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2661*	-2417	-2175	-1301RIERNU1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2250**	-2036	-1832	-1208RIERNU1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2458*	-2229	-2006	-1328RIERNU1
	LEA 220 kV Cluj Florești - Alba Iulia	LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2522*	-2288	-2059	-1412RIERNU1

RIERNU1 Violare nivel de tensiune Iernut 400 kV

ORADE1 Violare nivel de tensiune Oradea 400 kV

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 1.5 Limite de stabilitate statică în secțiunea S5 - Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	-2298**	-	-1876	-1185 _{RSUCEA1}
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-1893**	-1710	-1539	-925 _{RSUCEA1}
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-1895**	-1712	-1540	-987 _{RSUCEA1}
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-2194**	-1988	-1790	-1060 _{RSUCEA1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2045**	-1851	-1665	-1125 _{RSUCEA1}
N-1	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-782**	-681	-613	-534 _{RFOCSA2 -RBARBO2}
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-1627**	-1463	-1317	-883 _{RSUCEA1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1618**	-1455	-1310	-931 _{RSUCEA1}
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 220 kV Barboși - Focșani	-1707**	-1538	-1384	-973 _{RSUCEA1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1581**	-1421	-1279	-1014 _{RSUCEA1}
	LEA 220 kV Barboși - Focșani	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-1884**	-1701	-1531	-1060 _{RSUCEA1}

SUCEA1 - Violare nivel de tensiune Suceava 400 kV
 RFOCSA2 -RBARBO2- Supraincarcare LEA 220 kV Barboși - Focșani
 * Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare
 ** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 1.6 Limite de stabilitate statică în secțiunea S6 - Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	5087**	-	4204.1	4018 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Pelicanu - București Sud	4903*	4501	4051	3753 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	4570*	4192	3773	3689 _{RFOCSA2 -RBARBO2}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	4859*	4460	4014	3746 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	5045**	4632	4169	3854 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5010*	4600	4140	3797 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5101**	4684	4216	3963 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5039**	4627	4164	3863 _{RINDEP1}
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5032**	4620	4158	3815 _{RINDEP1}
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5114**	4696	4227	4013 _{RINDEP1}
N-1	LEA 400 kV Pelicanu - București Sud	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	4303*	3945	3551	3420 _{RFOCSA2 -RBARBO2}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	4553*	4177	3759	3371 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	4843*	4445	4001	3681 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4709*	4321	3889	3570 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4925**	4521	4069	3789 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4835*	4438	3994	3692 _{RINDEP1}
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	4883*	4482	4034	3646 _{RINDEP1}
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	4935**	4530	4077	3835 _{RINDEP1}

	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	4286*	3930	3537	3275RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	4501*	4129	3716	3457RFOCSA2-RBARBO2
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4436*	4068	3662	3477RFOCSA2-RBARBO2
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4631**	4249	3824	3632RFOCSA2-RBARBO2
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4522*	4148	3733	3547RFOCSA2-RBARBO2
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	4301*	3943	3549	3477RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	4669**	4284	3856	3660RFOCSA2-RBARBO2
	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	4726*	4337	3903	3632RPELIC1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4703*	4316	3884	3536RINDEP1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4856**	4457	4012	3746RINDEP1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4767*	4375	3937	3651RINDEP1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	4793**	4399	3959	3650RINDEP1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	4870**	4470	4023	3793RINDEP1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4533*	4158	3742	3481RINDEP1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5021**	4610	4149	3889RINDEP1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4958*	4552	4097	3790RINDEP1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	4951**	4545	4091	3788RINDEP1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5034**	4622	4160	3938RINDEP1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	4959**	4553	4097	3807RINDEP1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4894*	4492	4043	3708RINDEP1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	4892**	4491	4042	3707RINDEP1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	4973**	4566	4109	3856RINDEP1
	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	4507*	4134	3721	3567RINDEP1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	4979**	4571	4114	3762RINDEP1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5054**	4641	4177	3949RINDEP1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	LEA 220 kV Barboși- Focșani	4894**	4492	4043	3683RINDEP1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	4974**	4567	4110	3873RINDEP1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5005**	4595	4136	3852RINDEP1

RFOCSA2 -RBARBO2 Supraîncărcare LEA 220 kV Barboși- Focșani

RINDEP1 Violare nivel de tensiune Independența 400 kV

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 1.7 Limite de stabilitate statică în secțiunea S7 – Termen mediu

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PADMISIBIL [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	-5146**	-	-4247	-2721RSUCEA1
		LEA 400 kV Bekescsaba - Nădab	-4825**	-4422	-3980	-2592RSUCEA1
		LEA 400 kV Sandorfalva - Arad	-4819**	-4417	-3975	-2590RSUCEA1
		LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	-4953**	-4541	-4087	-2587RSUCEA1
		LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-4530**	-4149	-3734	-2435RSUCEA1
		LEA 400 kV Independența - Gutinaș	-3726**	-3405	-3064	-2044RGUTIN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-4909**	-4500	-4050	-2456RMINTI1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4516**	-4136	-3722	-2521RMINTI1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4822**	-4419	-3977	-2516RMINTI1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4819**	-4417	-3975	-2586RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4814**	-4412	-3971	-2511RARAD1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4887**	-4480	-4032	-2597RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-4757**	-4359	-3923	-2535RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4816**	-4414	-3972	-2687RSUCEA1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4603**	-4217	-3795	-2601RSUCEA1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4984**	-4569	-4112	-2704RSUCEA1
N-1	LEA 400 kV Bekescsaba - Nădab	LEA 400 kV Sandorfalva - Arad	-4752**	-4355	-3919	-2288RARAD1
		LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	-4737**	-4341	-3907	-2479RSUCEA1
		LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-4436**	-4062	-3656	-2336RMINTI1
		LEA 400 kV Independența - Gutinaș	-3531**	-3224	-2902	-1944RGUTIN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-4815**	-4413	-3972	-2352RSUCEA1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4424**	-4051	-3646	-2323RMINTI1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4727**	-4331	-3898	-2317RMINTI1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4724**	-4329	-3896	-2687RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4719**	-4324	-3892	-2452RARAD1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4694**	-4301	-3871	-2352RARAD1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4563**	-4180	-3762	-2435RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4620**	-4232	-3809	-2688RMINTI1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4409**	-4037	-3633	-2403RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4788**	-4388	-3949	-2705RSUCEA1
	LEA 400 kV Sandorfalva - Arad	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	-4736**	-4340	-3906	-2483RSUCEA1
		LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-4426**	-4053	-3647	-2357RMINTI1
		LEA 400 kV Independența - Gutinaș	-3591**	-3280	-2952	-1944RGUTIN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-4808**	-4406	-3966	-2357RSUCEA1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4489**	-4111	-3700	-2365RARAD1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4717**	-4322	-3890	-2359RMINTI1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4713**	-4318	-3887	-2530RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4709**	-4315	-3883	-2212RARAD1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4683**	-4291	-3862	-2221RARAD1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4555**	-4172	-3755	-2436RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4687**	-4294	-3865	-2531RSUCEA1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4377**	-4007	-3607	-2347RARAD1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4777**	-4378	-3940	-2705RSUCEA1
	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-4466**	-4090	-3681	-2274RMINTI1
		LEA 400 kV Independența - Gutinaș	-3570**	-3260	-2934	-1905RGUTIN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-4751**	-4354	-3918	-2355RSUCEA1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4325**	-3959	-3563	-2361RMINTI1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4635**	-4246	-3822	-2352RMINTI1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4664**	-4273	-3846	-2446RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4684**	-4292	-3862	-2304RROSIO1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4645**	-4255	-3830	-2304RSUCEA1

		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4496**	-4118	-3706	-2354RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4661**	-4270	-3843	-2528RMINTI1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-4324**	-3958	-3562	-2343RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4727**	-4331	-3898	-2702RSUCEA1
LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu		LEA 400 kV Independența - Gutinaș	-3389**	-3093	-2783	-1782RGUTIN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-4475**	-4098	-3688	-2227RSUCEA1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-3527**	-3220	-2898	-1955RHOGHI5A-RFAGAR5
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4530**	-4149	-3734	-2230RMINTI1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4512**	-4132	-3719	-2320RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4507**	-4128	-3715	-2324RMINTI1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4428**	-4055	-3649	-2231RMINTI1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4325**	-3959	-3563	-2256RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4419**	-4046	-3642	-2179RRRESIT2A-RTIMIS2 - 1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-3970**	-3630	-3267	-2242RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4473**	-4096	-3687	-2479RSUCEA1
LEA 400 kV Independența - Gutinaș		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-2088**	-1888	-1699	-1270RGUTIN1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4043**	-3698	-3328	-1799RSUCEA1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4224**	-3866	-3479	-1988RSUCEA1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4212**	-3855	-3469	-1978RSUCEA1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4187**	-3831	-3448	-1980RSUCEA1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4093**	-3744	-3370	-1988RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-3651**	-3335	-3002	-1610RGUTIN1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4119**	-3768	-3392	-1919RSUCEA1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-3870**	-3538	-3184	-1856RSUCEA1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4196**	-3840	-3456	-1922SUCEA1
LEA 400 kV Gutinaș - Brașov		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4294**	-3930	-3537	-2182RSUCEA1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4640**	-4251	-3826	-2335RSUCEA1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4634**	-4245	-3821	-2348RSUCEA1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4631**	-4243	-3818	-2351RSUCEA1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4522**	-4142	-3727	-2259RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4403**	-4031	-3628	-2111RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4653**	-4263	-3837	-2350RSUCEA1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-4420**	-4047	-3642	-2268RSUCEA1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4700**	-4306	-3876	-2363RSUCEA1
LEA 400 kV Brașov - Sibiu		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-4575**	-4191	-3772	-2303RMINTI1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4561**	-4178	-3760	-2464RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4558**	-4175	-3757	-2398RARAD1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4439**	-4065	-3658	-2276RARAD1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4372**	-4003	-3602	-2302RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4398**	-4027	-3624	-2253RRRESIT2A-RTIMIS2
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-3937**	-3600	-3240	-2215RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4416**	-4043	-3639	-2623RSUCEA1
LEA 400 kV Iernut - Gădălin		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-4632**	-4243	-3819	-2617RMINTI1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4683**	-4291	-3862	-2488RMINTI1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4556**	-4173	-3756	-2293RMINTI1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4559**	-4176	-3758	-2289RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4616**	-4229	-3806	-2483RMINTI1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-4482**	-4105	-3694	-2307RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4687**	-4294	-3865	-2682RSUCEA1
LEA 400 kV Gădălin- Roșiori		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-4612**	-4225	-3802	-2337RMINTI1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4605**	-4218	-3797	-2243RMINTI1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4555**	-4172	-3755	-2284RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4614**	-4227	-3804	-2551RMINTI1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Poroșeni	-4400**	-4029	-3626	-2374RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4779**	-4380	-3942	-2608RSUCEA1

	LEA 400 kV Roșiori-Oradea	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-4530**	-4149	-3734	-1293RORADE1A
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4548**	-4166	-3749	-2351RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4608**	-4221	-3799	-2547RARAD1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4395**	-4024	-3622	-2370RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4772**	-4373	-3936	-2674RSUCEA1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-4476**	-4099	-3689	-2326RSUCEA1
		LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4532**	-4151	-3736	-2592RMINTI1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4313**	-3948	-3553	-2416RMINTI1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4686**	-4293	-3864	-2644RSUCEA1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	LEA 220 kV Timișoara-Reșița circ. 1,2	-4668**	-4277	-3849	-2449RSUCEA1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4364**	-3995	-3596	-2305RSUCEA1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4700**	-4306	-3876	-2464RSUCEA1
	LEA 220 kV Timișoara - Reșița circ. 1	LEA 220 kV Timișoara - Reșița circ. 2	-4588**	-4203	-3782	-2681RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4468**	-4092	-3682	-2112RRESIT2A-RTIMIS2
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4799**	-4398	-3958	-2702RSUCEA1
	LEA 220 kV Timișoara - Reșița circ. 2	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-4468**	-4092	-3682	-2112RRESIT2A-RTIMIS2
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4799**	-4398	-3958	-2702RSUCEA1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-4589**	-4204	-3783	-2618RSUCEA1

GUT-INDP Supraîncărcare LEA 400 kV Gutinaș - Independența

DRA-SLO Supraîncărcare LEA 110 kV Dragoș Vodă - Slobozia Sud

FOCS-BARB Supraîncărcare LEA 220 kV Focșani - Barboși

XVA-MEDG Supraîncărcare LEA 400 kV Medgidia-Varna

XDO-MEDG Supraîncărcare LEA 400 kV Medgidia-Dobruja

GRIA-BUCS Supraîncărcare LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud

UBARB Violare nivel de tensiune Barboși 220 kV

Tabelul 2. 7 Limite de stabilitate statică în secțiunea S1 - TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N			6968*	-	5807	5724 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Slatina - București Sud	6514*	5990	5391	5324 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Urechești - Domnești	6452*	5932	5339	5046 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	6640*	6107	5496	5340 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	6601*	6070	5463	5184 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	6699*	6161	5545	5206 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6897*	6345	5710	5511 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6515*	5991	5392	5139 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6876*	6325	5693	5426 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Urechești - Țânțăreni	6795*	6250	5625	5290 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6814*	6268	5641	4516 _{TGJ15B-URECH5}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6745*	6204	5583	5418 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6725*	6185	5567	5274 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6917*	6363	5727	5572 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6917*	6363	5727	5572 _{RSLATI1}
N-1	LEA 400 kV Slatina - București Sud	LEA 400 kV Urechești - Domnești	5560**	5107		4836 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	6101*	5607		5100 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5789**	5319		4933 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	6201**	5700		4936 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6139**	5643		5411 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6034**	5545		4962 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6112**	5618		5225 _{RP.D.F1}
		LEA 400 kV Urechești - Țânțăreni	6186**	5686		5138 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6107**	5613		4283 _{RTG.J15B-RURECH5}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6077**	5585		5189 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6367**	5854		5053 _{RP.D.F1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6077*	5585		5423 _{RP.D.F1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6220*	5718		5423 _{RP.D.F1}
	LEA 400 kV Urechești - Domnești	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	6162**	5664		4733 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5756**	5288		4638 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	6185**	5685		4619 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6392*	5877		5058 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	6045**	5556		4516 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	4378*	4012		4840 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Urechești - Țânțăreni	4357*	3993		2828 _{RURECH2 -RURECH1}
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6383**	5869		4145 _{RTG.J15B-RURECH5}
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6376**	5862		4923 _{RSLATI1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6275**	5769		4834 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6391*	5876		5088 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6392*	5877		5125 _{RSLATI1}
	LEA 400 kV Țânțăreni - Bradu	LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu	5755*	5287		4842 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Țânțăreni - Koslodui, circ.1	6242*	5738		4798 _{RSLATI1}
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap	6558*	6031		5290 _{RSLATI1}

		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5527*	5076		4819	RSLATI1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6606*	6075		5091	RSLATI1
		LEA 400 kV Urechești - Tântăreni	6524*	5999		5213	RSLATI1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6474*	5953		4341	RTG.JI5B-RURECH5
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6470*	5949		5141	RSLATI1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6470*	5949		5002	RSLATI1
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6692*	6155		5427	RSLATI1
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6692*	6155		5427	RSLATI1
	LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	LEA 400 kV Tântăreni - Koslodui, circ.1	6240*	5736		4750	RP.D.F1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Dierdap	6550*	6023		5295	RP.D.F1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5685*	5222		4819	RP.D.F1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6554*	6027		5158	RP.D.F1
		LEA 400 kV Urechești - Tântăreni	6547*	6020		5102	RP.D.F1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6395*	5880		3942	RTG.JI5B-RURECH5
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6458*	5938		5089	RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6458*	5938		5076	RP.D.F1
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6641*	6107		5324	RP.D.F1
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6641*	6107		5369	RP.D.F1
	LEA 400 kV Tântăreni - Koslodui, circ.1	LEA 400 kV Porțile de Fier - Dierdap	6559*	6032		5050	RSLATI1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5600*	5144		4641	RP.D.F1
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6638*	6105		4906	RSLATI1
		LEA 400 kV Urechești - Tântăreni	6624*	6092		4905	RSLATI1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6547*	6020		4205	RTG.JI5B-RURECH5
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6512*	5988		4900	RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	5983*	5498		4823	RSLATI1
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6737*	6196		5196	RP.D.F1
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6737*	6196		5196	RP.D.F1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Dierdap (cu circuitul 2 de la Tântăreni - Koslodui conectat)	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	5621*	5163		3770	RP.D.F2A-RRESIT2A
		LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6899*	6346		5377	RP.D.F1
		LEA 400 kV Urechești - Tântăreni	6701*	6163		5168	RP.D.F1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6776*	6232		4449	RTG.JI5B-RURECH5
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6592*	6062		5334	RP.D.F1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6692*	6155		5090	RSLATI1
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6799*	6254		5474	RP.D.F1
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6798*	6253		5474	RP.D.F1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	6439*	5920		4933	RP.D.F1
		LEA 400 kV Urechești - Tântăreni	6325*	5815		3210	RRURECH2 - RURECH1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6294*	5786		3716	RTG.JI5B-RURECH5
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	5802*	5331		2830	RP.D.F2A-RRESIT2A-1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6315*	5806		4860	RSLATI1
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6580*	6051		5273	RP.D.F1
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6580*	6051		5273	RP.D.F1
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	LEA 400 kV Urechești - Tântăreni	6683*	6146		4989	RP.D.F1
		LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6774*	6231		4493	RTG.JI5B-RURECH5 -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6540*	6014		5192	RP.D.F1

		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6618*	6086		5048 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6758*	6216		5494 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6858*	6308		5494 _{RSLATI1}
	LEA 400 kV Urechești - Țânțăreni	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	6770*	6227		4283 _{PBIRSE51-RROGOJ5} -1
		LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6547*	6020		5321 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6695*	6157		5077 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6780*	6236		5470 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6876*	6325		5469 _{RSLATI1}
	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1,2	6580*	6051		5318 _{RP.D.F1}
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6625*	6093		5074 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6777*	6233		5456 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6873*	6322		5456 _{RSLATI1}
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.1	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	6503*	5980		3287 _{RP.D.F2A-RP.D.F1} -1
		LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6700**	6162		5168 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6753*	6211		5496 _{RP.D.F1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6898*	6345		5496 _{RP.D.F1}
	LEA 220 kV Porțile de Fier- Reșița, circ.2	LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	6700*	6162		5168 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6853*	6304		5496 _{RP.D.F1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6898*	6345		5496 _{RP.D.F1}
	LEA 220 kV Craiova - Turnu Măgurele	LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	6845*	6296		5464 _{RSLATI1}
		LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6842*	6294		5461 _{RSLATI1}
	LEA 110 kV Urechești - Târgu Jiu	LEA 110 kV Birsești - Rogojelul	6876*	6325		5469 _{RSLATI1}

_{RSLATI1} Violare nivel de tensiune Slatina 400 kV

_{RP.D.F1} Violare nivel de tensiune Potile de Fier 400 kV

_{RP.D.F2A-RP.D.F1} -1 Supraîncărcare transformator 220/400 kV Potile de Fier, circ.1

_{RRURECH2} -_{RURECH1} Supraîncărcare transformator 220/400 kV Urechești , circ.1

_{PBIRSE51-RROGOJ5} -1 Supraîncărcare LEA 110 kV Birsești - Rogojelu, circ. 1

_{RTG.JI5B-RURECH5} Supraîncărcare LEA 110 kV Târgu Jiu- Urechești

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 2. 8 Limite de stabilitate statică în secțiunea S2 – TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PADMINISIBIL [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N			-5168**	-4687	-4218	-2983RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Urechești - Domnești	-4813*	-4358	-3923	-2664RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Slatina - București Sud	-4876*	-4417	-3975	-2635RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	-4558*	-4122	-3710	-2664RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-4866*	-4408	-3967	-2583RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Ustrem	-4957*	-4492	-4043	-2630RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Varna	-4932*	-4469	-4022	-2689RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4903*	-4442	-3998	-2694RSUCEA1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4910*	-4448	-4003	-2681RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4828*	-4372	-3935	-2682RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4914*	-4452	-4007	-2601RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4928*	-4465	-4018	-2683RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-5008*	-4539	-4085	-2599RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4988*	-4521	-4068	-2676RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-5120*	-4643	-4178	-2684RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-5120*	-4643	-4178	-2682RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghiz-Făgăraș	-5112*	-4635	-4172	-2684RSUCEA1 -RSUCEA5B
N-1	LEA 400 kV Urechești - Domnești	LEA 400 kV Slatina - București Sud	-4397*	-3973		-2570RDOMNE1
		LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	-4182*	-3774		-2492RDOMNE1
		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-4428*	-4002		-2458RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Ustrem	-4720*	-4272		-2551RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Varna	-4678*	-4233		-2452RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4573*	-4136		-2476RDOMNE1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4789*	-4336		-2452RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4641*	-4199		-2453RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4646*	-4204		-2552RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4672*	-4228		-2454RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4863*	-4405		-2579RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4555*	-4120		-2447RDOMNE1
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4874*	-4415		-2454RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4874*	-4415		-2453RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4840*	-4383		-2456RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Slatina - București Sud	LEA 400 kV Țânțăreni- Bradu	-4314**	-3896		-2593RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-4567**	-4131		-2404RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Ustrem	-4804**	-4350		-2509RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Varna	-4783**	-4331		-2410RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4579**	-4142		-2511RDOMNE1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4796**	-4343		-2410RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4701**	-4255		-2418RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4709**	-4262		-2509RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4714**	-4267		-2411RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4803**	-4349		-2410RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4740**	-4291		-2406RSUCEA1 -RSUCEA5B

		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4916**	-4454		-2431RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4916**	-4454		-2454RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4804**	-4350		-2413RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Tântăreni- Bradu		LEA 400 kV Sibiu - Brașov	-4712*	-4265		-2402RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Ustrem	-4862*	-4404		-2584RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Varna	-4823*	-4368		-2401RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4770*	-4319		-2595RSUCEA1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4722*	-4274		-2484RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4718*	-4271		-2455RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4731*	-4283		-2574RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4762*	-4311		-2489RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4862*	-4404		-2402RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4788*	-4335		-2484RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4981*	-4514		-2413RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4980*	-4513		-2482RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4862*	-4404		-2485RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Sibiu - Brașov		LEA 400 kV Medgidia - Ustrem	-4852*	-4395		-2504RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Medgidia - Varna	-4759**	-4308		-2506RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4496*	-4065		-2579RDOMNE1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4657**	-4214		-2471RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4613*	-4173		-2416RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4678**	-4233		-2505RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4783**	-4331		-2407RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4775**	-4323		-2318RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4748**	-4298		-2400RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4985**	-4518		-2407RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4985**	-4518		-2406RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4884**	-4424		-2408RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Medgidia - Ustrem		LEA 400 kV Medgidia - Varna	-4817*	-4362		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4679*	-4234		-2552RSUCEA1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4701*	-4255		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4731*	-4283		-2468RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4753*	-4303		-2567RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4758*	-4308		-2469RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4854*	-4396		-2389RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4723**	-4275		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4961*	-4496		-2569RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4960*	-4495		-2468RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4842*	-4385		-2470RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Medgidia - Varna		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-4688**	-4243		-2591RSUCEA1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4708**	-4261		-2518RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4736**	-4287		-2474RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4759**	-4308		-2515RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4765**	-4314		-2518RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4860**	-4402		-2398RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4757**	-4307		-2475RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4967**	-4501		-2482RSUCEA1 -RSUCEA5B

	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4967**	-4501		-2481RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4848**	-4391		-2483RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Suceava - Gădălin	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	-4722**	-4274		-2514RSUCEA1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4638**	-4196		-2561RSUCEA1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4662**	-4219		-2515RSUCEA1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4718**	-4271		-2517RSUCEA1
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4711**	-4264		-2459RSUCEA1
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4774**	-4322		-2456RSUCEA1
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4923**	-4460		-2441RSUCEA1
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4923**	-4460		-2440RSUCEA1
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4852**	-4395		-2442RSUCEA1
LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 2	-5057*	-4584		-2673RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4739*	-4290		-2475RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4750*	-4300		-2573RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4756*	-4306		-2475RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4852*	-4395		-2392RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4848*	-4391		-2469RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4960*	-4495		-2475RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4960*	-4495		-2455RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4841*	-4384		-2477RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 2	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	-4738*	-4289		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4748*	-4298		-2565RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4738*	-4289		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4851*	-4394		-2466RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4863*	-4405		-2461RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4938*	-4474		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4909*	-4447		-2467RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4840*	-4383		-2469RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	-4606*	-4167		-2461RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4619**	-4179		-2463RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4605*	-4166		-2311RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4602*	-4163		-2421RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4779*	-4327		-2429RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4907*	-4446		-2429RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4887*	-4427		-2431RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	-4771*	-4320		-2480RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4866*	-4408		-2397RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4880*	-4421		-2474RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4973*	-4507		-2480RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4973*	-4507		-2480RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4854*	-4396		-2482RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 1, 2	-4869*	-4410		-2397RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4884*	-4424		-2405RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-4979*	-4512		-2480RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-4976*	-4509		-2470RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4857*	-4399		-2482RSUCEA1 -RSUCEA5B
LEA 220 kV Iernut- Ungheni, circ. 1	LEA 220 kV Iernut-Ungheni, circ. 2	-5160*	-4680		-2595RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4885*	-4425		-2475RSUCEA1 -RSUCEA5B

		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-5077*	-4603		-2481RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-5083*	-4608		-2472RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4960*	-4495		-2483RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Iernut- Ungheni, circ. 2	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	-4855**	-4397		-2422RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-5048**	-4576		-2527RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-5049*	-4577		-2427RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4933**	-4470		-2463RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 220 kV Craiova- Turnu Măgurele	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1, 2	-5056*	-4583		-2486RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-5056*	-4583		-2476RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-4931*	-4468		-2429RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 1	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	-5068*	-4595		-2583RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-5076*	-4602		-2581RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5059*	-4586		-2584RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- CIC, circ. 2	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1, 2	-5077*	-4603		-2580RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5059*	-4586		-2583RSUCEA1 -RSUCEA5B
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 1	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	-5060*	-4587		-2578RSUCEA1 -RSUCEA5B
		LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5053*	-4581		-2585DOMN
	LEA 110 kV Iernut- Târnăveni, circ. 2	LEA 110 kV Hoghița-Făgăraș	-5053*	-4581		-2585DOMN

RSUCEA1 Violare nivel de tensiune Suceava 400 kV

RSUCEA1 -RSUCEA5B Incalcare limite putere aparenta in transformatorul 400/110 kV Suceava

* mentinerea stabilitatii unghiulare la grupurile generatoare

** pierderea stabilitatii de tensiune

Tabelul 2. 9 Limite de stabilitate statică în secțiunea S3 – TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează		Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PADMISIBIL [MW]
					P 8 %	P 20 %	
N		-		5995*	-	4941	4433RPELIC1
		LEA 400 kV Pelicanu- București Sud		5472*	5006	4505	4294ROMAN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov		5614*	5137	4624	4087RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	Fără reglaj U	5400*	4939	4445	3594RPELIC1
			Cu reglaj U	5454*	4989	4490	3989RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp		5600*	5124	4612	4076RPELIC1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp		5507*	5038	4534	3923RPELIC1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)		5798*	5308	4777	4248RPELIC1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)		5651*	5172	4654	4158RPELIC1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin		5605*	5129	4616	4162RPELIC1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2		5809*	5318	4786	4251RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat		5802*	5311	4780	4234RPELIC1
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea		5926*	5426	4884	4230RPELIC1
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea		5829*	5336	4803	4222RPELIC1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru		5619*	5142	4628	4163RPELIC1
LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă		5927*	5427	4884	4335RPELIC1		
N-1	LEA 400 kV Pelicanu- București Sud	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov		5278*	4830		4140RROMAN1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud		5040*	4610		3817RGUTIN1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp		5254*	4808		4122RROMAN1
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp		5150*	4712		3830RGUTIN1
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)		5355*	4902		4072RROMAN1
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)		5258*	4812		4092RROMAN1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin		5285*	4837		4067RSUCEA1
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2		5364*	4967		4134RROMAN1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat		5385*	4986		4246RROMAN1
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea		5386*	4987		4143RROMAN1
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea		5353*	4956		4197RROMAN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru		5342*	4890		4267RSUCEA1

	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5324*	4873		4345RROMAN1
LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	5152*	4710		3462RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	5248*	4798		3747RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5194*	4748		3663RPELIC1
	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5524*	5054		3994RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5392*	4932		3911RPELIC1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	5231*	4783		3813RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5616*	5139		4034RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5599*	5123		4037RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5675*	5194		4104RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5587*	5112		4099RPELIC1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5380*	4921		3952RPELIC1
	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5633*	5155		4108RPELIC1
LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	5059*	4623		3307RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	Fără reglaj U	5041*	4607	3163RPELIC1
		Cu reglaj U	5091*	4653	3510RPELIC1
	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5319*	4864		3605RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5189*	4744		3457RPELIC1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	5162*	4719		3529RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5478*	5011		3610RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5479*	5012		3612RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5501*	5033		3679RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5369*	4910		3607RPELIC1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5263*	4812		3596RPELIC1
	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5454*	4989		3613RPELIC1
LEA 400 kV Gura Ialomiței - Stâlp	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	4813*	4396		3289RPELIC1
	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5494*	5026		3978RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5361*	4903		3827RPELIC1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	5362*	4904		3878RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5639*	5160		3987RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5643*	5164		3991RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5646*	5167		4057RPELIC1

	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5552*	5080		3983RPELIC1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5420*	4958		3974RPELIC1
	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5603*	5127		4061RPELIC1
LEA 400 kV Cernavodă - Stâlpu	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5467*	5001		3897RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5290*	4837		3743RPELIC1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	5311*	4857		3798RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5504*	5096		3825RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5563*	5151		3908RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5563*	5151		3904RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5487*	5081		3899RPELIC1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5395*	4935		3887RPELIC1
	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5578*	5104		3910RPELIC1
LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5034*	4600		3749RPELIC1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	5556*	5084		4092RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5712*	5228		4107RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5750*	5263		4282RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5872*	5376		4272RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5731*	5246		4205RPELIC1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5659*	5179		4199RPELIC1
	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5831*	5338		4283RPELIC1
LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	5426*	4963		4001RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5660*	5241		4082RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5715*	5292		4090RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5720*	5296		4156RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5626*	5209		4081RPELIC1
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5529*	5119		4072RPELIC1
	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5721*	5236		4160RPELIC1
LEA 400 kV Suceava - Gădălin	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5670*	5189		4127RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5664*	5184		4135RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5724*	5239		4131RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5636*	5158		4126RPELIC1

		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5364*	4906		3967 ^{RPELIC1}
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5687*	5205		4136 ^{RPELIC1}
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 2	5789*	5299		4054 ^{RPELIC1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5745*	5259		4210 ^{RPELIC1}
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5858*	5363		4207 ^{RPELIC1}
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5777*	5288		4201 ^{RPELIC1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5676*	5195		4125 ^{RPELIC1}
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5877*	5381		4212 ^{RPELIC1}
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 2	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5745*	5259		4210 ^{RPELIC1}
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5859*	5364		4207 ^{RPELIC1}
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5779*	5290		4201 ^{RPELIC1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5676*	5195		4125 ^{RPELIC1}
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5877*	5381		4212 ^{RPELIC1}
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5834*	5341		4286 ^{RPELIC1}
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5795*	5305		4212 ^{RPELIC1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5689*	5207		4206 ^{RPELIC1}
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5891*	5394		4291 ^{RPELIC1}
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5816*	5324		4275 ^{RPELIC1}
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5681*	5199		4200 ^{RPELIC1}
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5918*	5419		4286 ^{RPELIC1}
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	5605*	5129		4122 ^{RPELIC1}
		LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5816*	5324		4206 ^{RPELIC1}
	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	LEA 110 kV Slobozia Sud- Dragoș Vodă	5874*	5378		4283 ^{RPELIC1}

RPELIC1 Violare nivel de tensiune Pelicanu 400 kV

RGUTIN1 Violare nivel de tensiune Gutinaș 400 kV

* menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 2. 10 Limite de stabilitate statică în secțiunea S4 – TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PADMISIBIL [MW]	
				P 8 %	P 20 %		
N		-	-2871*	-	-2347	-1513RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA 400 kV Sibiu - Iernut	-2206*	-1992	-1793	-1127RORADE1	
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-2478*	-2244	-2020	-1073RORADE1	
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	-2746*	-2492	-2243	-1460RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 1	-2742*	-2488	-2240	-1401RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 2	-2742*	-2488	-2240	-1401RORADE1	
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-2695*	-2445	-2200	-1461RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-2690*	-2440	-2196	-1178RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	Fără reglaj U	-2192*	-1979	-1781	-976RORADE1
			Cu reglaj U	-2827*	-2567	-2310	-1385RORADE1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2610*	-2366	-2130	-1539RORADE1	
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2736*	-2483	-2235	-1502RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2639*	-2393	-2154	-1256RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2756*	-2501	-2251	-1416RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
N-1	LEA 400 kV Sibiu - Iernut	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-1858**	-1670	-1503	-796RORADE1	
		LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	-2102*	-1896	-1706	-1108RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 1	-2056*	-1853	-1668	-1045RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 2	-2056*	-1853	-1668	-1045RORADE1	
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-1812*	-1627	-1465	-698RCLUJ1-RCLUJ 51	
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-2167*	-1956	-1760	-996RORADE1	
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-2181**	-1969	-1772	-683RORADE1	
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2327*	-2104	-1894	-1194RORADE1	
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2218**	-2003	-1803	-1178RORADE1	
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-1988*	-1790	-1611	-1010RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2158*	-1948	-1753	-1131RORADE1	
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	-2310**	-2088		-667RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 1	-2410**	-2181		-994RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 2	-2410**	-2181		-994RORADE1	
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-2477**	-2243		-1109RORADE1	
		LEA 400 kV Gădălin - Rosiori	Fără reglaj U	-2320**	-2098		-565RORADE1
			Cu reglaj U	-2992**	-2720		-802RORADE1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	Fără reglaj U	-2992**	-1840		-1169RCLUJ 1 -RCLUJ 51
			Cu reglaj U	-2634**	-2720		-1659RCLUJ 1 -RCLUJ 51
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2525**	-2287		-1026RORADE1	
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2517**	-2280		-1074RORADE1	
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2308**	-2087		-994RORADE1	
	LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2410**	-2181		-1002RORADE1		
	LEA 400 kV Mukacevo (UA) - Roșiori(RO)	LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 1	-2661*	-2413		-1250RORADE1	
		LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 2	-2661*	-2413		-1250RORADE1	
LEA 400 kV Iernut - Gădălin		-2451*	-2219		-1367RORADE1		
LEA 400 kV Gădălin- Roșiori		-2515**	-2278		-834RROSIO1		

		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-2088*	-1883		-896RORADE1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2575**	-2334		-1306RORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2562**	-2322		-1344RORADE1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2558*	-2318	-1131RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2703**	-2452		-1323RORADE1
	LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 1	LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 2	-2557**	-2317		-1334RORADE1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-2499*	-2263		-1400RORADE1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-2704*	-2453		-1216RORADE1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-2087*	-1882		-865RORADE1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2561*	-2321		-1427RORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2502*	-2266		-1448RORADE1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2521*	-2284		-1189RORADE1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2696**	-2446		-1316RORADE1
	LEA 400 kV Mintia - Târnița, circ 2	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-2499*	-2263		-1400RORADE1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-2704*	-2453		-1216RORADE1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-2087*	-1882		-865RORADE1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2561*	-2321		-1427RORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2502*	-2266		-1448RORADE1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2521*	-2284		-1189RORADE1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2696*	-2446		-1316RORADE1
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-2675*	-2426	-1159RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-2071*	-1867		-973RORADE1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2558*	-2318		-1560RORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2510**	-2274	-1448RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2605*	-2362	-1187RCLUJ1-RCLUJ51-1	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2683*	-2434	-1468RCLUJ1-RCLUJ51-1	
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-2071**	-1867		-888RORADE1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2501*	-2265		-1380RORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2521**	-2284	-1193RCLUJ1-RCLUJ51-1	
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2531**	-2293	-942RCLUJ1-RCLUJ51-1	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2562**	-2322	-1179RCLUJ1-RCLUJ51-1	
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2517**	-2280		-931RORADE1
		LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2466*	-2233		-988RORADE1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2514*	-2277		-976RORADE1
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2543**	-2304		-984RORADE1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	-2596*	-2353		-1499RORADE1
		LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2409*	-2180	-1075RCLUJ1-RCLUJ51-1	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2688*	-2438		-1307RORADE1
	LEA 220 kV Stejaru - Gheorghieni	LEA 220 kV Cluj Florești -Alba Iulia	-2637*	-2391	-1125RCLUJ 1 -RCLUJ 51	
		LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2673*	-2424	-1365RCLUJ1-RCLUJ51-1	
	LEA 220 kV Cluj Florești - Alba Iulia	LEA110 kV Salonta - Chișinău Criș	-2699*	-2449		-1145RCLUJ1-RCLUJ51-1

RORADE1 Violare nivel de tensiune Oradea 400 kV

RCLUJ1-RCLUJ51-1 Supraîncărcare transformator 110/400 kV Cluj, circ.1

* Menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** Pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 2. 11 Limite de stabilitate statică în secțiunea S5 – TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PADMISIBIL [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	-2571**	-2335	-2102	-1444RSUCEA1 - RSUCEA5B-1
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-2439**	-2213	-1992	-1221RGUTIN1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-2353**	-2133	-1920	-1225RGUTIN1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-2400**	-2177	-1959	-1150RGUTIN1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2404**	-2181	-1963	-851RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-2373**	-2152	-1937	-1228RGUTIN22- RGUTIN1 -1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2473**	-2245	-2020	-1439RSUCEA1 - RSUCEA5B-1
N-1	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-2115*	-1913		-831RGUTIN1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-1854*	-1671		-831RFOCSA2 -RBARBO2 -1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2227*	-2017		-606RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-2199*	-1991		-972RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2307*	-2091		-1243RGUTIN1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-2041*	-1845		-758RGUTIN1
		LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2089*	-1889		-687RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-2118*	-1916		-1040RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2209*	-2000		-1244RGUTIN1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	-2193**	-1985		-606RSUCEA1
		LEA 220 kV Barboși - Focșani	-2189**	-1982		-971RGUTIN1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2297**	-2082		-1178RGUTIN1
	LEA 400 kV Suceava - Gădălin	LEA 220 kV Barboși - Focșani	-2166*	-1960		-610RSUCEA1
		LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2203*	-1995		-826RSUCEA1
	LEA 220 kV Barboși - Focșani	LEA 220 kV Gheorghieni - Stejaru	-2257**	-2045		-1233RGUTIN22- RGUTIN1 -1

RSUCEA1 -RSUCEA5B-1 Incalcare limite putere aparenta in transformatorul 400/110 kV Suceava

RSUCEA1 Violare nivel de tensiune Suceava 400 kV

RGUTIN1 Violare nivel de tensiune Gutinaș 400 kV

* mentinerea stabilitatii unghiulare la grupurile generatoare

** pierderea stabilitatii de tensiune

Tabelul 2. 12 Limite de stabilitate statică în secțiunea S6 – TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	6046*	-	5002	4974 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Pelicanu - București Sud	5731*	5266	4739	4875 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	5845*	5371	4834	4776 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	Fără reglaj U	5687*	5225	4492 _{RPELIC1}
			Cu reglaj U	5971*	5488	5345 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	5828*	5356	4820	4717 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5734*	5269	4742	4608 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5886*	5409	4868	4780 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5787*	5318	4786	4751 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5811*	5340	4806	4741 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5844*	5370	4833	4806 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	6084*	5593	5033	4845 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	6070*	5580	5022	4839 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5996*	5511	4960	4798 _{RPELIC1}
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5997*	5512	4961	4837 _{RPELIC1}
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	6090*	5598	5038	4874 _{RPELIC1}
N-1	LEA 400 kV Pelicanu - București Sud	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	5576*	5122		4577 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	5351*	4914		4299 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	5536*	5085		4571 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5363*	4925		4426 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5694*	5232		4688 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5473*	5027		4633 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5564*	5111		4494 _{RINDEP1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5664*	5204		4627 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5839*	5366		4734 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5820*	5348		4670 _{RGR.IA1}
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5748*	5282		4694 _{RGR.IA1}
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5749*	5282		4621 _{RINDEP1}
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5816*	5344		4772 _{RGR.IA1}
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	5467*	5021		4286 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	5588*	5133		4576 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5516*	5067		4410 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5714*	5250		4569 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5516*	5067		4597 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	4980*	4570		4470 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5787*	5318		4670 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5823*	5351		4627 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5718*	5254		4723 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5753*	5286		4581 _{RPELIC1}
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5612*	5156		4669 _{RPELIC1}
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5831*	5358		4629 _{RPELIC1}
	LEA 400 kV Gura Ialomiței- București Sud	LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	5550*	5098		4347 _{RPELIC1}
		LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5382*	4943		4337 _{RPELIC1}

	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5706*	5243		4417RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5483*	5036		4369RPELIC1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5536*	5085		4362RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5711*	5247		4470RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5891*	5414		4472RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5716*	5252		4487RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5721*	5257		4444RPELIC1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	5629*	5171		4469RPELIC1
	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5813*	5342		4492RPELIC1
LEA 400 kV Gura Ialomiței- Stâlp	LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	5108*	4689		4343RPELIC1
	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5765*	5297		4685RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5683*	5221		4627RPELIC1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5663*	5203		4615RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5753*	5286		4718RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5855*	5381		4751RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5762*	5294		4750RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5879*	5403		4671RPELIC1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	5775*	5307		4713RPELIC1
	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5961*	5479		4754RPELIC1
LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp	LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	5782*	5313		4675RPELIC1
	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5581*	5127		4616RPELIC1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5586*	5132		4520RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5690*	5228		4651RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5876*	5400		4746RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5779*	5310		4641RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5773*	5305		4561RPELIC1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	5790*	5320		4721RPELIC1
	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5880*	5404		4748RPELIC1
LEA 400 kV Ustrem (BG) - Medgidia (RO)	LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	5244*	4815		4500RPELIC1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5688*	5226		4693RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	Fără reglaj U 5703*	5240		3854RINDEP1
		Cu reglaj U 5988*	5504		4586RINDEP1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5844*	5370		4713RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5866*	5391		4711RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5856*	5382		4628RPELIC1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	5747*	5281		4761RPELIC1
	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5967*	5484		4796RPELIC1
LEA 400 kV Varna (BG) - Medgidia (RO)	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	5615*	5158		4640RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5745*	5279		4700RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5875*	5399		4775RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5805*	5334		4751RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5802*	5332		4690RPELIC1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	5787*	5318		4723RPELIC1
	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5987*	5503		4757RPELIC1
LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1,2	5760*	5293		4679RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5873*	5397		4750RPELIC1

		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5821*	5349		4719RPELIC1
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5840*	5367		4692RPELIC1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5729*	5264		4749RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5922*	5443		4734RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 1	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 2	5868*	5393		4990RPELIC1
		LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5878*	5402		4726RPELIC1
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5893*	5416		4727RPELIC1
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5898*	5420		4664RPELIC1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5794*	5324		4722RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5917*	5438		4756RPELIC1
	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomiței, circ 2	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	5864*	5389		4768RPELIC1
		LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5890*	5413		4766RPELIC1
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5893*	5416		4683RPELIC1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5786*	5317		4717RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5992*	5507		4773RPELIC1
	LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	5801*	5331		4713RPELIC1
		LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5820*	5348		4632RPELIC1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5769*	5301		4782RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5903*	5425		4719RPELIC1
	LEA 400 kV Lacu Sărat - Isaccea	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	5860*	5385		4653RPELIC1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	5747*	5281		4765RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5396*	4956		4720RPELIC1
	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea	LEA 220 kV Barboși- Focșani	5761*	5294		4734RPELIC1
		LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5961*	5479		4768RPELIC1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	LEA 110 kV Dragoș Vodă- Slobozia Sud	5920*	5441		4768RPELIC1

RPELIC1 Violare nivel de tensiune Suceava 400 kV

RINDEP1 Violare nivel de tensiune Gutinaș 400 kV

* menținerea stabilității unghiulare la grupurile generatoare

** pierderea stabilității de tensiune

Tabelul 2. 13 Limite de stabilitate statică în secțiunea S7 – TERMEN LUNG

Schema	LEA retrasă din exploatare	Element care declanșează	Plimită [MW]	Prez. normată [MW]		PAdmisibil [MW]
				P 8 %	P 20 %	
N		-	-6277**	-	-5157	-3866RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Bekescsaba - Nădab	-6008**	-5481	-4933	-3673RORADE1
		LEA 400 kV Sandorfalva - Arad	-6084**	-5551	-4996	-3673RORADE1
		LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	-6057**	-5526	-4974	-3762RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Săcălaz - Reșița	-5890**	-5372	-4834	-3399RTIMIS1
		LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-5700**	-5196	-4676	-3307RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Timișoara - Reșița	-6055**	-5524	-4972	-3677RTIMIS1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5817**	-5304	-4774	-3657RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-6001**	-5474	-4927	-3760RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5853**	-5337	-4804	-3745RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5591**	-5095	-4585	-3397RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5944**	-5422	-4879	-3771RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5934**	-5412	-4871	-3408RORADE1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5816**	-5303	-4773	-2695RORADE1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5945**	-5423	-4880	-3051RORADE1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5912**	-5392	-4853	-3762RGUTIN22-RGUTIN1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5684**	-5181	-4663	-3487RTIMIS1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-6100**	-5566	-5009	-3775RTG.JI2-RPAROS2-1
N-1	LEA 400 kV Bekescsaba - Nădab	LEA 400 kV Sandorfalva - Arad	-5990**	-5464		-3302RORADE1
		LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	-5950**	-5427		-3577RORADE1
		LEA 400 kV Săcălaz - Reșița	-5703**	-5198		-3193RTIMIS1
		LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-5682**	-5179		-3279RORADE1
		LEA 400 kV Timișoara - Reșița	-5959**	-5435		-3584RORADE1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5699**	-5195		-3566RORADE1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5803**	-5291		-3668RORADE1
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5751**	-5243		-3569RORADE1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5466**	-4979		-3282RORADE1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5835**	-5321		-3772RTG.JI2-RPAROS2-1
		LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5747**	-5239		-3112RORADE1
		LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5625**	-5126		-1949RORADE1
		LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5738**	-5231		-3020RORADE1
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5804**	-5292		-3674RORADE1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5523**	-5032		-3387RORADE1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5899**	-5380		-3676RORADE1
	LEA 400 kV Sandorfalva - Arad	LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	-5956**	-5433		-3662RORADE1
		LEA 400 kV Săcălaz - Reșița	-5799**	-5287		-3195RSACAL1
		LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-5684**	-5181		-3281RTIMIS1
		LEA 400 kV Timișoara - Reșița	-5929**	-5408		-3495RTIMIS1
		LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5701**	-5197		-3556RARAD1
		LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5811**	-5298		-3664RORADE1
		LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5757**	-5248		-3660RARAD1
		LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5468**	-4981		-3284RTIMIS1
		LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5813**	-5300		-3774RTG.JI2-RPAROS2-1

	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5734*	-5227		-3209RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5730*	-5223		-2251RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5744**	-5236		-3022RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5805**	-5293		-3565RORADE1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5599**	-5102		-3389RTIMIS1
	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5900**	-5381		-3678RORADE1
LEA 400 kV Mukacevo - Roșiori	LEA 400 kV Săcălaz - Reșița	-5733*	-5226		-3170RORADE1
	LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-5635**	-5135		-3167RORADE1
	LEA 400 kV Timișoara - Reșița	-5974*	-5449		-3358RORADE1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5644**	-5144		-3426RORADE1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5855**	-5339		-3521RORADE1
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5688**	-5185		-3430RORADE1
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5444**	-4959		-3254RORADE1
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5801**	-5289		-3701RORADE1
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5698**	-5194		-2283RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5715**	-5210		-2478RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5796*	-5285		-2998RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5845**	-5330		-3527RORADE1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5543**	-5050		-3259RORADE1
	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5952**	-5429		-3623RORADE1
LEA 400 kV Săcălaz - Reșița	LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	-5443**	-4958		-2969RTIMIS1
	LEA 400 kV Timișoara - Reșița	-5302**	-4827		-2496RTIMIS1
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5625**	-5126		-3289RTIMIS1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5822**	-5309		-3433RTIMIS1
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5669**	-5167		-3336RTIMIS1
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5352**	-4873		-3062RTIMIS1
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5756**	-5248		-3491RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5623**	-5124		-3068RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5635**	-5135		-2235RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5772*	-5262		-2938RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5728**	-5222		-3439RTIMIS1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5435**	-4950		-3021RTIMIS1
	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5845*	-5330		-3495RTIMIS1
LEA 400 kV Tântăreni - Sibiu	LEA 400 kV Timișoara - Reșița	-5623**	-5124		-3237RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5414**	-4931		-3220RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5663**	-5161		-3321RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5456**	-4970		-3223RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-4823**	-4384		-2679RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5689**	-5185		-3327RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5712**	-5207		-3139RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5674**	-5172		-2414RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5525**	-5034		-2959RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5539**	-5047		-3324RTG.JI2 -RPAROS21
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5169**	-4704		-3044RTIMIS1
	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5662**	-5160		-3336RTG.JI2 -RPAROS21
LEA 400 kV Timișoara - Reșița	LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	-5651**	-5150		-3567RTIMIS1
	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5833**	-5319		-3670RTIMIS1
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5776**	-5266		-3570RTIMIS1
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5510**	-5020		-3202RTG.JI2 -RPAROS2

	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5774**	-5264	-3594RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5775**	-5265	-3209RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5751**	-5243	-2210RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5880**	-5362	-2923RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5852**	-5336	-3586RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5517**	-5026	-3206RCARAD1
	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5920**	-5399	-3654RCARAD1
LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș	LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	-5616**	-5118	-3286RGUTIN1
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5025**	-4571	-3171RGUTIN1
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5386**	-4905	-3281RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5882**	-5364	-3666RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5877**	-5360	-3289RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5641**	-5141	-2171RGUTIN1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5678**	-5175	-2910RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5506**	-5016	-3564RGUTIN1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5447**	-4961	-3372RTIMIS1
LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5839**	-5324	-3671RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gutinaș - Independența	-5548**	-5055	-3372RGUTIN1
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5319**	-4843	-3276RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5854**	-5338	-3762RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5841**	-5326	-3386RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5560**	-5066	-2014RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5860**	-5344	-2914RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5727**	-5221	-3661RGUTIN1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5512**	-5022	-3369RTIMIS1
LEA 400 kV Gutinaș - Independența	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5998**	-5472	-2567RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Brașov - Sibiu	-5408**	-4925	-3283RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5716**	-5210	-3668RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5813**	-5300	-3290RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5741**	-5234	-2186RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5724**	-5218	-2911RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5563**	-5069	-3567RGUTIN1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5471**	-4984	-3374RTIMIS1
LEA 400 kV Brașov - Sibiu	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5873**	-5356	-3673RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Iernut - Gădălin	-5449**	-4963	-3403RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5499*	-5010	-3094RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5473*	-4985	-2424RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5292**	-4818	-2830RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5313**	-4837	-3319RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5002**	-4549	-3063RTIMIS1
LEA 400 kV Iernut - Gădălin	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5338**	-4860	-3330RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	-5641**	-5141	-3301RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5598**	-5101	-2367RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5743**	-5235	-3210RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5807**	-5295	-3565RGUTIN22-RGUTIN1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5491**	-5002	-3379RTIMIS1
LEA 400 kV Gădălin- Roșiori	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-6094**	-5560	-3578RTG.JI2 -RPAROS2
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	-5867*	-5350	-2522RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5740**	-5233	-2912RTG.JI2 -RPAROS2

		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5814**	-5301		-3534RORADE1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5507**	-5017		-3253RORADE1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-6048*	-5518		-3634RORADE1
	LEA 400 kV Roșiori- Oradea	LEA 400 kV Oradea - Nădab	-5276**	-4803		-2867RTG.JI2 -RPAROS2
		LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5883**	-5365		-2742RORADE1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5588**	-5092		-2445RORADE1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-6070**	-5538		-2748RORADE1
	LEA 400 kV Oradea - Nădab	LEA 220 kV Barboși- Focșani	-5762**	-5253		-3025RORADE1
		LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5565**	-5071		-2828RORADE1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5938**	-5416		-3034RORADE1
	LEA 220 kV Barboși- Focșani	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	-5531**	-5039		-3368RORADE1
		LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5868**	-5351		-3567RGUTIN22 -RGUTIN1
	LEA 220 kV Târgu Jiu- Paroșeni	LEA 110 kV Făgăraș- Hoghiz	-5678**	-5175		-3622RTIMIS1

RTG.JI2-RPAROS2-1 Supraîncărcare LEA 400 kV Târgu Jiu- Paroșeni

RORADE1 Violare nivel de tensiune Oradea 400 kV

RGUTIN1 Violare nivel de tensiune Gutinaș 400 kV

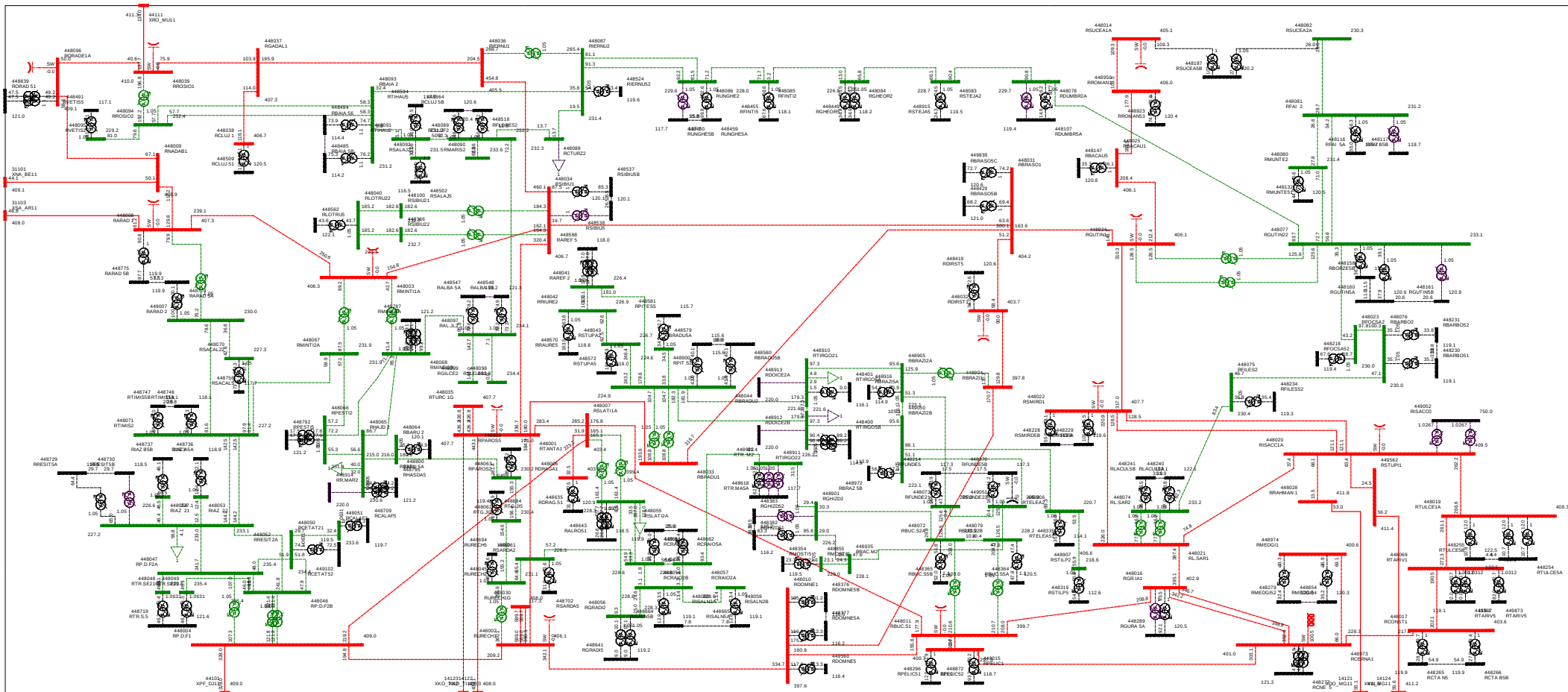
* mentinerea stabilitatii unghiulare la grupurile generatoare

** pierderea stabilitatii de tensiune

Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2014 și 2016

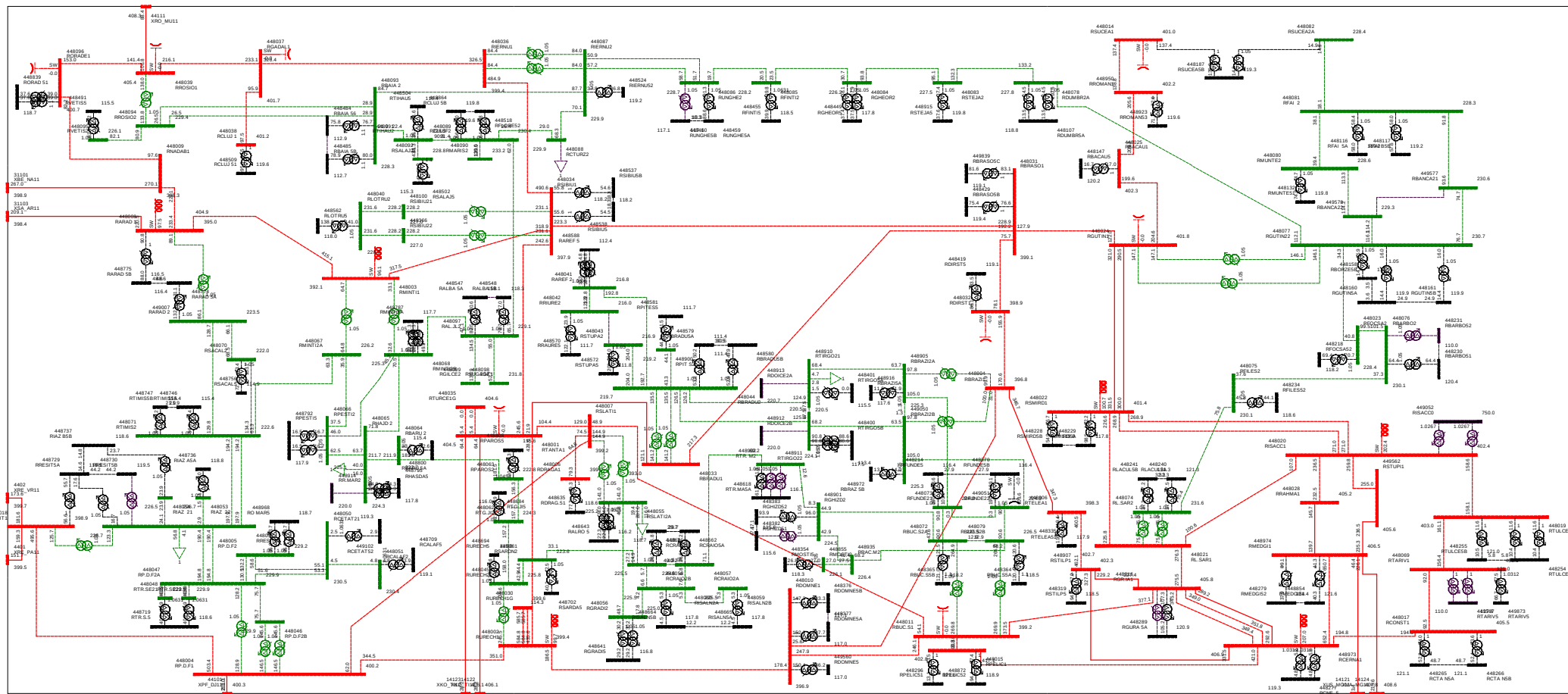
Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2014- 2023	An estimat PIF perioada 2016- 2025	Decalare	Stadiul fata de PD 2014	Observatii fata de pozitiile din PD 2014
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE					
1	Marirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - Înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)	2015	2016	1	in curs cu intarziere	
2	Retehnologizare stația Lacu Sărat 400 / 220 / 110 / 20 kV	2014	2014	0	finalizat	
3	Retehnologizare stația Mintia 220 / 110 kV	2014	2014	0	finalizat	
4	Retehnologizare stația Brașov 400 / 110 kV / MT	2014	2014	0	finalizat	
5	Retehnologizare stația Barboși 220/110 kV	2014	2014	0	finalizat	
6	Retehnologizare stația Tulcea Vest 400 / 110 kV / MT	2015	2015	0	finalizat	
7	Retehnologizare stația 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	2017	2018	1	in curs cu intarziere	
8	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	2018	2018	0	in termen	
9	Retehnologizarea stației 220;110 / 20 kV Câmpia Turzii	2017	2017	0	in termen	
10	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	2016	2017	1	in curs cu intarziere	
11	Retehnologizare stația 400/110/20 kV Domnești	2018	2019	1	cu termen amanat	
12	Inlocuiri AT-uri și trafo în stații electrice (1)	2013	2013	0	finalizat	
13	Inlocuiri AT-uri și T în stații electrice (2)	2020	2021	1	cu termen amanat	
14	Inlocuiri AT-uri și T în stații electrice (3)		2023	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
15	Retehnologizare stația 220 / 110 / 20 kV Ungheni	2019	2019	0	in termen	
16	Modernizare sisteme comanda-control (în statiile 220/110 kV Arefu, Raureni si Hasdat)	2016				comasat cu poz.A16 si A17 din PD 2014
17	Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu	2016	2019	3	cu termen amanat	comasat cu poz.A15 din PD 2014
18	Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni	2016	2018	2	cu termen amanat	comasat cu poz.A15 din PD 2014
19	Modernizare statia 400/110 kV Cluj Est	2016	2017	1	in curs cu intarziere	comasat cu poz.A44 din PD 2014
20	Modernizare statia 220 / 110 kV Dumbrava	2016	2019	3	cu termen amanat	
21	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	2020	2022	2	cu termen amanat	
22	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	2021	2019	-2	cu termen devansat	
23	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2018	2019	1	cu termen amanat	
24	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2020	2021	1	cu termen amanat	
25	Retehnologizare stația 110 kV Sacalaz	2023	2023	0	in termen	
26	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	2019	2020	1	cu termen amanat	
27	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	2019	2019	0	in termen	
28	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	2017	2019	2	cu termen amanat	
29	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	2016	2018	2	cu termen amanat	
30	Retehnologizare stația Teleajen 110 kV	2020				comasat cu poz.C3+D9+D10 din PD 2014
31	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	2018	2019	1	cu termen amanat	
32	Modernizare statia 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	2022	2020	-2	cu termen devansat	comasat cu poz.A45 din PD 2014
33	Retehnologizare statia Grădiște 220/ 110 kV/ MT	2023				inlocuit cu poz. actuala 43 din PD 2016
34	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 /110 kV / MT	2023	2023	0	in termen	
35	Retehnologizare statia 400/110 kV Darste		2027		proiect nou	pozitie noua in PD 2016
36	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	2019	2019	0	in termen	poz.D.3 din PD 2014
37	Modernizare statia 220/110 kV Tihau - Echipament primar		2017	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
38	Modernizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova		2019	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
39	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - inlocuire 2 BC, celule af. si celula LEA 400 kV Stupina	2017	2019	2	cu termen amanat	
40	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare statie 400 kV)	2020	2022	2	cu termen amanat	
41	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu		2022	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
42	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	2023	2019	-4	cu termen devansat	
43	Modernizare celule 110 kV si medie tensiune in statia electrica Stalpu		2020		proiect nou	pozitie noua in PD 2016
44	Organizare sistem de teleconducere al instalatiilor RET	2014	2014	0	finalizat	
45	Centru de cercetare si dezvoltare a tehnologiilor LST si interventie rapida in SEN	2020	2018	-2	cu termen devansat	
46	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	2016	2017	1	cu termen amanat	
47	Conectarea statiilor Turnu Magurele , Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	2016	2016	0	in termen	
48	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2015	2018	3	cu termen amanat	
49	Modernizare sistem de comandă-control- protecție al stației de 220/110/20 kV Sărdănești	2016	2018	2	in curs cu intarziere	
50	Modernizare sistem de comandă-control- protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV si retehnologizarea medie tensiune si servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2016	2018	2	cu termen amanat	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2014- 2023	An estimat PIF perioada 2016- 2025	Decalare	Stadiul fata de PD 2014	Observatii fata de pozitiile din PD 2014
51	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetiş	2015	2016	1	in curs cu intarziere	
52	Modernizarea sistemului de control protecție al stației 220/110 kV Tihău	2015	2015	0	finalizat	
53	Modernizarea sistemului de control protecție al stației 400/110 kV Cluj Est	2015				comasat cu poz.A18 din PD 2014
54	Modernizare sistem comandă-control-protecții 220 kV, 110 kV, servicii interne și celule 20 kV stația Munteni	2016				comasat cu poz.A31 din PD 2014
55	Modernizarea sistemelor de comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Draganesti Olt		2018	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
56	Modernizarea sistemelor de comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Gradiste		2017	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
57	Inlocuire sistem comanda control protectie in 7 statii		2020	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
58	Inlocuire sistem comanda control protectie in 15 statii		2025	-	proiect nou	pozitie noua in PD 2016
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI					
1	Montare Trafo 1 - 250 MVA, 400 / 110 kV Oradea Sud	2013	2013	0	finalizat	
2	T3 Sibiu Sud - 250 MVA, 400 / 110 kV	2015	2018	3	cu termen amanat	
3	Extindere statie si racordare AT4 Brazi Vest - 400 MVA, 400/220 kV	2017				comasat cu poz.A.29+D9+D10 din PD 2014
4	AT2 Iernut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	2017	2019	2	cu termen amanat	
5	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV d.c. Bucuresti Sud - Fundeni	2018	2020	2	cu termen amanat	
6	Inlocuirea trafo T3 si T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV 40 MVA in statia electrica Fundeni	2016	2016	0	in termen	
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA					
1	Racordarea LEA400 kV Isaccea-Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud - Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia	2016	2017	1	in curs cu intarziere	
2	Racordarea LEA400 kV Isaccea-Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud - Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	2016	2018	2	cu termen amanat	
3	LEA 400 kV d.c. (1ce) Smardan - Gutinas	2020	2020	0	in termen	
4	Extinderea stației 400 kV Cernavodă (racordare linii noi si inlocuire bobine)	2019	2019	0	in termen	
5	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Gura Ialomitei - Stalpu si racord la statia 400 kV Gura Ialomitei (linie nouă)	2019	2020	1	cu termen amanat	
6	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomitei cu două celule LEA 400 kV Cernavodă și Stâlpu	2018	2019	1	cu termen amanat	
7	Statia 400 kV Stalpu (stație nouă)	2019	2020	1	cu termen amanat	
8	Statia 400 kV Teleajen (stație nouă)	2019				comasat cu poz.A29+C3+D10 din PD 2014
9	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest -Teleajen - Stalpu	2018	2020	2	cu termen amanat	comasat cu poz.A29+C3+D9 din PD 2014
10	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta N - Medgidia S	2020	2022	2	cu termen amanat	
11	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fantanele	2020	2020	0	in termen	
12	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2021	2021	0	in termen	
12	LEA 400 kV d.c. (1c.e.) Stalpu - Brasov (linie nouă)	2023	2025	2	cu termen amanat	
14	Marirea capacitatii de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8km)	2021	2021	0	in termen	
15	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda Pelicanu (53 km)	2021	2021	0	in termen	
E	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE					
1	Stația Cetate 220 kV (stație nouă)	2013	2013	0	finalizat	
2	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	2016	2019	3	cu termen amanat	
3	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2016	2019	3	cu termen amanat	
4	Reconductorare tronsoane LEA 220 kV (9.6 km) Isalnita - Craiova circ.1	2019	2016	-3	cu termen devansat	
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE ȘI INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE					
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad - Etapa I: LEA 400 kV Porle de Fier-Resita + statie 400 kV Resita+extindere statii existente	2017	2018	1	in curs cu intarziere	
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad - Etapele II si III: LEA 400 kV d.c. Resita-Timisoara-Sacalaz-Arad + statia 400 kVTimisoara + statia 400 kV Sacalaz+extindere statii existente	2023	2023	0	in termen	
3	LEA 400kV d.c. Resita (RO)- Pancevo (Serbia) (LEA nouă)	2015	2017	2	in curs cu intarziere	
4	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă)	2022	2023	1	cu termen amanat	
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	2021	2023	2	cu termen amanat	
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA	2018	2020	2	cu termen amanat	
H	Modernizare sistem de teleconorizare al pieții angro de energie electrică	2016	2018	2	cu termen amanat	



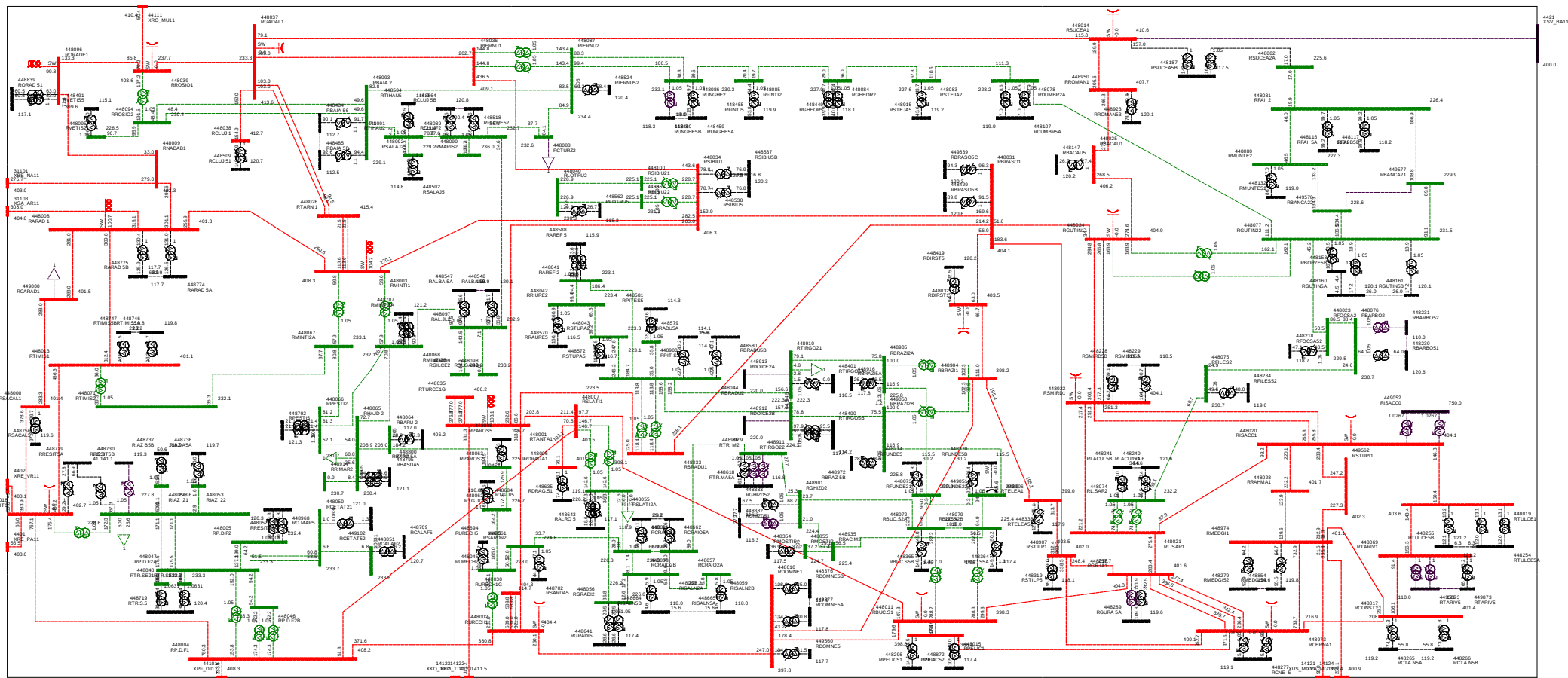
2016-RMB-VSI



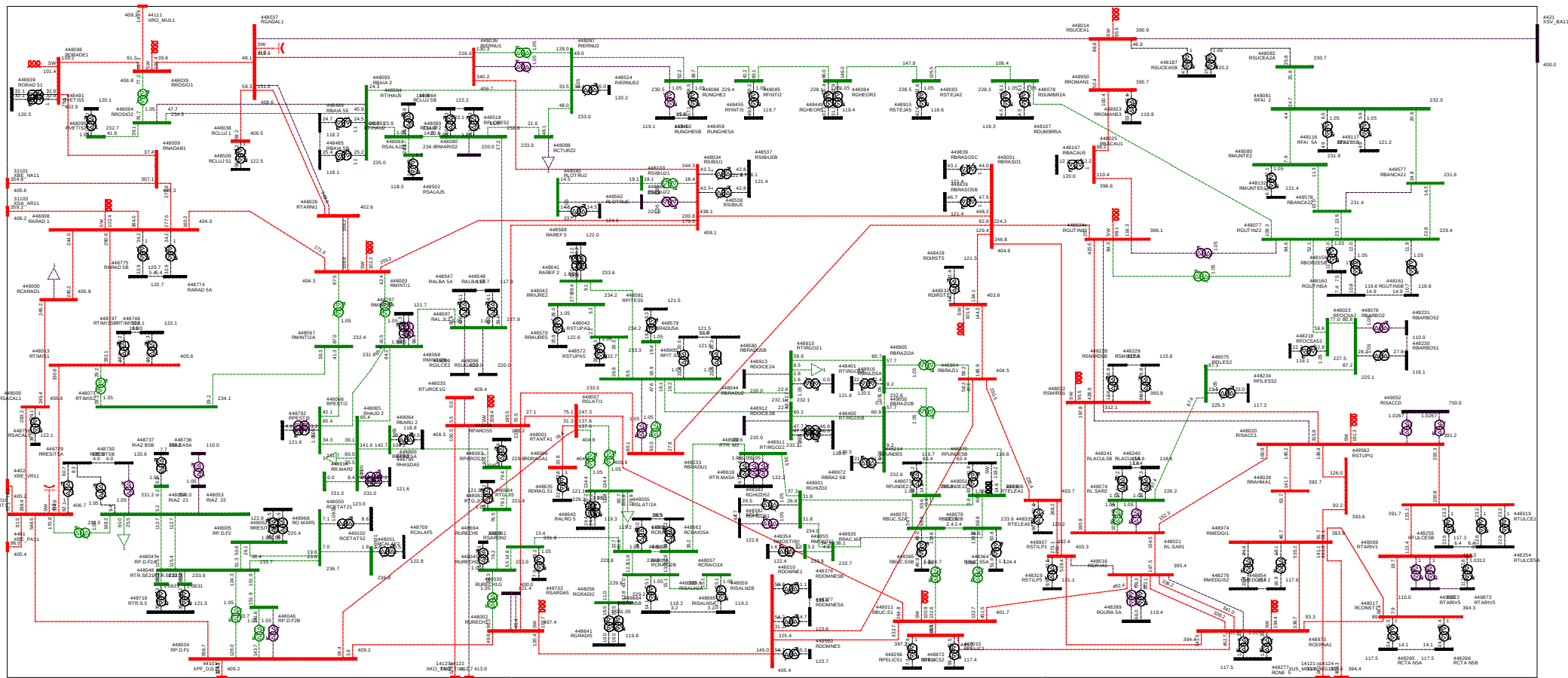


2020-RMB-VSI





2025-RMB-VSI



2025-RMB-GNV