Directorat

Nr. 44705/29.10.2018

NOTĂ
privind aprobarea de către
Adunarea Generală a Acționarilor a
"Planului de Dezvoltare a rețelei electrice de transport (RET)
pe 10 ani (perioada 2018 – 2027)"

I. Generalități

"Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027" (denumit, în continuare PDRET) a fost elaborat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (1) și alin. (2) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, potrivit cărora "operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de investitii si de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică și a surselor, inclusiv a importului și a exportului de energie electrică".

II. Justificare

Conform competențelor şi atribuţiilor stabilite prin Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, Codul Tehnic al RET şi Condiţiile asociate Licenţei nr. 161 pentru Transportul de energie electrică si furnizarea serviciului de sistem, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. realizează activitatea de planificare privind dezvoltarea Reţelei Electrice de Transport (RET).

În acest sens, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare a RET pentru următorii 10 ani succesivi, document ce este supus aprobării autorităților decidente.

Planul de Dezvoltare constituie o prezentare cuprinzătoare a aspectelor legate de funcţionarea reţelei electrice de transport, integrată în contextul Sistemului Energetic Naţional şi al pieţei de energie electrică, destinată clienţilor pieţei de energie electrică, autorităţilor de reglementare şi forurilor de decizie din sectorul electroenergetic. Lucrarea cuprinde informaţii referitoare la sectoarele de producere şi consum ale energiei electrice, caracteristicile şi performanţele reţelei electrice de transport, precum şi alte informaţii utile în vederea evaluării oportunităţilor de piaţă existente sau potenţiale.

Conținutul *PDRET*, condițiile și principiile de elaborare a acestuia, sursa și structura datelor utilizate și criteriile aplicate în elaborarea planului sunt conforme prevederilor din Capitolul IV al *Codului tehnic al rețelei electrice de transport*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare și cu principiile stabilite de către ENTSO-E în vederea elaborării planului la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei TYNDP - *Ten Year Network Development Plan*.

De asemenea, elaborarea la fiecare doi ani a Planului de dezvoltare a RET este în concordanță cu obligația C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. de a participa, în calitate de membru al asociației OTS europeni ENTSO-E, prin elaborarea, documentului *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP).

În acest sens sunt prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 *privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (Regulamentul nr. 714/2009)*, care prevăd că ENTSO-E adoptă și publică, la fiecare doi ani, un plan la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei, care cuprinde modelarea rețelei integrate, scenariul de dezvoltare, o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităților de producere, precum și evaluarea flexibilității sistemului, bazandu-se pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planuri regionale de investiții.

La data de 04.04.2018, prin adresa nr. 11429, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a transmis Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei (ANRE) spre aprobare PDRET.

Ulterior, **ANRE a aprobat PDRET prin Decizia nr. 1604**/05.10.2018, emisă în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare și în temeiul prevederilor art. 5 alin (1) lit. d) și art. 9 alin. (1) lit. v) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare, cu anumite obligatii pentru Companie, prevazute în anexă.

Art. 2 din Decizia ANRE nr. 1604/2018 stipulează următoarele:

"În termen de 90 de zile de la data comunicării prezentei decizii, CNTEE Transelectrica SA transmite ANRE hotărârea AGA de aprobare a Planului de dezvoltare prevăzut la art. 1".

III. Propuneri

Față de cele prezentate, în temeiul art. 2 din Decizia ANRE nr. 1604/05.10.2018, precum si al art.14, alin.2, lit. n) din Actul Constitutiv al Companiei, propunem Adunării Generale a Acționarilor Companiei:

- **aprobarea "Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027".**

Directorat,

Președinte

Adrian - Constantin IUSU

Membri,

Andreea Georgiana FLOREA

Adrian-Mircea TEODORESCU

Viorel VASILI

Constantin SARAGEA

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018 - 2027

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

Responsabil de lucrare:
Oana Raluca Mânicuță
Expert rețele electrice

Aviz CTES Transelectrica: nr. 30 /2018

Aprobat,

Directorat:

Preşedinte	*Membru*	*Membru*	*Membru*	*Membru*
Adrian Constantin RUSU	Constantin SARAGEA	Viorel VASIU	Adrian Mircea TEODORESCU	Andreea Georgiana FLOREA

Cuprins

Lista de Anexe 6
Prescurtări 7
1. Scopul şi obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani 9
2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport 10
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 10
2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice ante și post 2020 - Proiecte de Interes Comun (PCI) 13
2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2016 14
3. Cadrul de reglementare 17
3.1 Legislaţia primară 17
3.2 Legislaţia secundară 21
4. Principii şi metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET 24
4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET 24
4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET 24
5. Analiza situaţiei actuale a RET şi infrastructurii asociate– perioada 2016-2017 26
5.1 Capacităţi de producere a energiei electrice 26
5.2 Adecvaţa sistemului la vârful de sarcină 27
5.3. Capacităţi interne de transport al energiei electrice şi interconexiuni cu alte sisteme 34
5. 4 Gradul de încărcare a elementelor RET 38
5.4.1 Vara 2017 38
5.4.2 Iarna 2016-2017 40
5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne 42
5.4.3.1 Palier VSV (vara 2017) 42
5.4.3.2 Palier VSI (iarna 2016-2017) 43
5.4.4 Capacităţile de transfer totale şi bilaterale pe granițe 43
5.4.4.1 Tipuri de capacităţi nete de schimb calculate/estimate 43
5.4.4.2 Capacităţi nete de schimb maxime 45
5.4.4.3 Capacităţi nete de schimb lunare 47
5.4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităţilor maxime negarantate şi ale capacităţilor de schimb ferme anuale şi lunare 48
5.4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme 2014-2017 50
5.4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb 52
5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii 53
5.6 Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină şi energie electrică anuală, în RET 56
5.7 Nivelul curenţilor 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
5.8.1.1. Premize de calcul 60
5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică 62
5.8.1.3. Analiza secţiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condiţiilor de stabilitate statică 64
5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire 65
5.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul 65
5.8.2.2 Analize efectuate 66
5.8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire 66
5.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport 67
5.10. Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN 73
5.11. Serviciile de sistem tehnologice 75

5.12. Sistemele de contorizare a energiei electrice şi monitorizare a calităţii energiei electrice ____78
5.13. Sistemul de telecomunicaţii ____79
6. Securitatea instalaţiilor şi managementul situaţiilor de urgenţă ____81
7. Protecţia mediului asociată RET ____82
7.1 Impactul reţelelor de transport asupra mediului ____82
7.2 Cerinţe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei ____83
7.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2018 - 2027 ____86
8. Starea tehnică a Reţelelor Electrice de Transport şi de Distribuţie ____88
8.1. Starea tehnică a Reţelei Electrice de Transport ____88
8.2. Starea tehnică a Reţelei Electrice de Distribuţie ____104
9. Scenarii privind evoluţia SEN în perspectivă – perioada 2018 – 2022 - 2027 ____107
9.1. Principii generale de construire a scenariilor ____107
9.2 Scenarii privind evoluţia consumului de energie electrică în SEN ____108
9.3. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică ____111
9.4. Scenarii privind evoluţia parcului de producţie ____111
9.5. Analiza adecvanţei parcului de producţie din SEN în perioada 2018-2022-2027 ____115
9.6. Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – cazuri analizate pentru verificarea adecvanţei RET ____119
10. Analiza regimurilor de funcţionare a RET în perspectivă ____121
10.1. Analiza regimurilor staţionare ____122
10.1.1. Analiza zonei Dobrogea ____ 125
10.1.2. Analiza zonelor Dobrogea și Moldova ____ 126
10.1.3 Analiza zonei Moldova ____ 129
10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord ____ 129
10.1.5 Analiza zonei de Sud-Vest ____ 130
10.1.6 Analiza pentru zona Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord denumită secțiunea Nord-Sud ____ 132
10.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului Bucureşti ____ 133
10.1.8. Oportunitatea înlocuirii conductorului activ de pe anumite LEA de 220 kV de la 400mm^2 cu unul de secțiune 450mm^2 ____ 134
10.1.9. Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2016-2025 şi incluse în RMB ____ 135
10.2. Gradul de încărcare a elementelor RET ____138
10.3. Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii şi compensarea puterii reactive ____138
10.4. Pierderi de putere în RET, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină ____139
10.5. Solicitările la scurtcircuit ____141
10.6. Verificarea RET la condiţii de stabilitate statică ____142
10.6.1. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen mediu ____ 142
10.6.2. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen lung ____ 143
10.7. Stabilitatea tranzitorie şi măsuri de protecţie în nodurile RET ____148
10.8. Concluzii privind regimurile de funcţionare a RET în perspectivă ____152
11. Strategia de mentenanţă a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani ____154
11.1. Strategia de mentenanţă a instalaţiilor din componenţa RET ____154
11.1.1. Aspecte generale privind activitatea de mentenanţă–componentă a Managementului Activelor ____ 154
11.1.2. Programul de mentenanţă al instalaţiilor RET (staţii şi linii electrice) ____ 160
11.2. Strategia de mentenanţă a sistemelor de contorizare si monitorizare a calitatii energiei electrice ____164
12. Strategia acţiunilor de dezvoltare a activelor fixe ____165
12.1 Evoluţii care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe ____165
12.2 Strategia de dezvoltare a RET ____168
12.2.1 Necesităţi de întărire a RET determinate de evoluţia SEN în perioada 2018-2027 ____ 168
12.2.2 Incertitudini privind evoluţia SEN şi tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET ____ 171
12.2.3 Programul de dezvoltare, retehnologizare/ modernizare a instalaţiilor din RET ____ 173
12.2.4 Estimarea indicatorilor de beneficiu specifici pentru proiectele RET ____ 185

12.2.5 Soluţii tehnice promovate prioritar 186
12.3. Sisteme asociate RET 187
12.3.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA – DEN 187
12.3.2 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice şi a sistemului de monitorizare a calităţii energiei electrice 190
12.3.3 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicaţii 195
12.3.4 Strategia de dezvoltare a protecţiei infrastructurii critice 196
12.3.5. Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării 197
12.3.5.1. Provocări prezente și viitoare pentru operatorii de transport și sistem (OTS) 197
12.3.5.2. Obiectivele Strategiei în domeniul Cercetării şi Inovării 199
12.3.5.3. Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport si de Sistem (OTS) 201
12.3.5.4. Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid 202
13. Evaluarea cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET 203
14. Surse de finanţare 205
14.1. Veniturile CNTEE Transelectrica SA 205
14.2. Sursele de finanţare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie 206
15. Direcţii de analiză pentru etapa următoare 210
Bibliografie 211

Lista de Anexe

Anexa A	**Construirea cazurilor şi analiza regimurilor de funcţionare în vederea dimensionării RET**
Anexele B	**Analiza regimurilor actuale de funcţionare a RET**
Anexa B-1	Consumuri realizate pe staţii
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2017
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2016-2017
Anexa B-5	Tensiuni în staţiile din RET VDV 2017
Anexa B-6	Tensiuni în staţiile din RET VSI 2016-2017
Anexa B-7	Curenţi și puteri de scurtcircuit - 2017
Anexa B-8	Situaţia calificării grupurilor şi a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexele C	**Prognoza balantei productie/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2018 – 2027**
Anexa C-1	Prognoza consumului de energie electrică pe zone 2018 – 2027
Anexa C-2	Evoluţia parcului de producţie (nu se publică)
Anexa C-3	Încărcări grupuri la paliere caracteristice (nu se publică)
Anexele D	**Analiza stabilităţii statice**
	Tabelele 1.1 - 1.6 - Analiza stabilităţii statice - TM
	Tabelele 2.1 - 2.6 - Analiza stabilităţii statice - TL
Anexele E	**Strategia acţiunilor de mentenanţă a RET**
Anexa E-1	Eşalonarea lucrărilor şi cheltuielilor de mentenanţă LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Eşalonarea lucrărilor şi cheltuielilor de mentenanţă staţii (nu se publică)
Anexele F	**Strategia acţiunilor 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	Eşalonarea cheltuielilor pentru investiţii (nu se publică)
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2016 și 2018
Anexa F-4	Prezentarea beneficiilor urmărite prin realizarea proiectelor de investiții
Anexa G	Încărcări elemente RET 2018, 2022 , 2027
Anexa H	**Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării**
Anexa H-1	Opțiuni Piloni domeniu cercetare în cadrul CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-2	Obiective generale aferente domeniilor cheie de interes TEL pentru structurarea sesiunilor de prezentare a conceptelor, solutiilor, tehnologiilor si echipamentelor
Anexa H-3	Structura grupelor și obiectivelor specifice aferente strategiei cercetării și inovării
Anexa H-4	Arhitectura de Referință SMART GRID specifică CNTEE Transelectrica SA
Anexa H-5	Lista sistemelor principale care fac parte din standardul “Smart Grid” și numărul de corespondență din arhitecturile “Smart Grid”

Prescurtări

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
AF	Ansamblu Funcțional
ANRE	Autoritatea Naţională 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 şi de Termoficare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompare
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule şi Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
CV	Certificate Verzi
DEN	Dispecerul Energetic Naţional
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întrerupător
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere şi achiziţie date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Reţeaua europeană a operatorilor reţelelor de transport pentru electricitate)
GNV	Gol de Noapte Vară
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru Sub Tensiune
LSS	Limite de Stabilitate Statică
MT	Medie Tensiune
OMEPA	Operatorul pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe piata angro
OPCOM	S.C. OPCOM S.A. - Operatorul pieţei de energie electrică din România
OTS	Operator de Transport şi de Sistem
OUG	Ordonanţă de Urgenţă a Guvernului
PAM	Programul de Asigurare a Mentenanţei
PAR	Programul Anual de Retrageri
PCI	Proiect de Interes Comun (Project of Common Interest)
PDB	Protecţie Diferenţială de Bară
Pi	Putere instalată
PMU	Phase Measurement Unit (unitate de măsurare a fazei)
PNAER	Planul Naţional de Acţiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile
POS-CCE	Program Operaţional Sectorial - Creşterea competitivităţii economice
PRE	Părți Responsabile cu Echilibrarea
PSS	Stabilizator de oscilatii de putere
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RD	Regim de Dimensionare

RED	Reţea Electrică de Distribuţie
RES	Surse regenerabile de energie
RET	Reţea Electrică de Transport
RK	Reparaţie capitală
RMB	Regim Mediu de Bază
RTU	Remote Terminal Unit
SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Iniţiativa 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 Dimineaţă Vară
VSI	Vârf de Seară Iarnă

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

Conform competenţelor şi atribuţiilor stabilite prin Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare şi Condiţiilor specifice asociate Licenţei nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica" S.A. planifică dezvoltarea RET, ţinând seama de stadiul actual şi evolutia prognozată a consumului, parcului de producţie şi schimburilor de energie electrică şi elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE şi proprietarului reţelei.

La baza elaborării Planului de dezvoltare au stat Strategiile și Politicile Guvernului României, obiectivele noii politici a Uniunii Europene pentru o Energie Competitivă și Sigură, studii asigurate de CNTEE Transelectrica SA.

Planificarea dezvoltării RET urmăreşte următoarele obiective:

a. Funcţionarea în siguranţă a SEN şi transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condiţiilor normate de *Codul tehnic al RET* şi *Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem*;
b. Dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată şi tranzitată;
c. Creșterea capacității de interconexiune a reţelelelor energetice;
d. Sustenabilitatea prin integrarea energiei din surse regenerabile în rețea și prin transportul energiei generate din surse regenerabile până la principalele centre de consum;
e. Integrarea şi funcţionarea pieţei interne a energiei;
f. Asigurarea accesului nediscriminatoriu al solicitanţilor la reţeaua de interes public, în condiţiile prevăzute de normele în vigoare;
g. Minimizarea cheltuielilor de investiţii la alegerea soluţiilor 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 situaţia actuală şi dezvoltarea preconizată a RET în contextul SEN pentru următorii zece ani. Acest document este pus de CNTEE Transelectrica SA la dispoziţia tuturor părţilor interesate pentru a facilita:

– informarea asupra capabilităţii, actuale şi în perspectivă, a reţelei de transport, de a răspunde cerinţelor utilizatorilor şi interesului public, având în vedere obiectivele Strategiei şi Politicii Energetice Naţionale şi legislaţia în vigoare;
– crearea condiţiilor pentru corelarea, între OTS şi participanţii la piaţă, pe termen mediu şi lung, a acţiunilor/investiţiilor care pot avea impact asupra performanţelor de siguranţă a SEN;
– informarea asupra oportunităţilor zonale pentru racordarea la RET şi utilizarea RET, în funcţie de prognozele de evoluţie a consumului şi capacităţilor de producţie;
– informarea asupra evoluţiei capacităţilor de schimb de energie cu sistemele vecine în contextul pieţei interne europene de electricitate;
– nivelul de rezervă în SEN pentru asigurarea acoperirii cererii cu producţie şi transportul energiei electrice la vârf de consum;
– necesarul de resurse pentru dezvoltarea RET şi 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 funcţionării pieţei interne a energiei electrice și a comerţului transfrontalier, precum și în asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatări coordonate și a unei evoluţii tehnice sănătoase a reţelei europene de transport de energie electrică. În conformitate cu articolul 8 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 în cadrul ENTSO-E se elaborează și se adoptă „Ten-Year Network Development Plan" – TYNDP. Acest plan se elaborează şi se publică, la fiecare doi ani, fiind un plan neobligatoriu la nivel comunitar de dezvoltare a reţelei 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 reţelei europene, elaborarea de scenarii şi să evalueze rezilienţa sistemului.

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

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

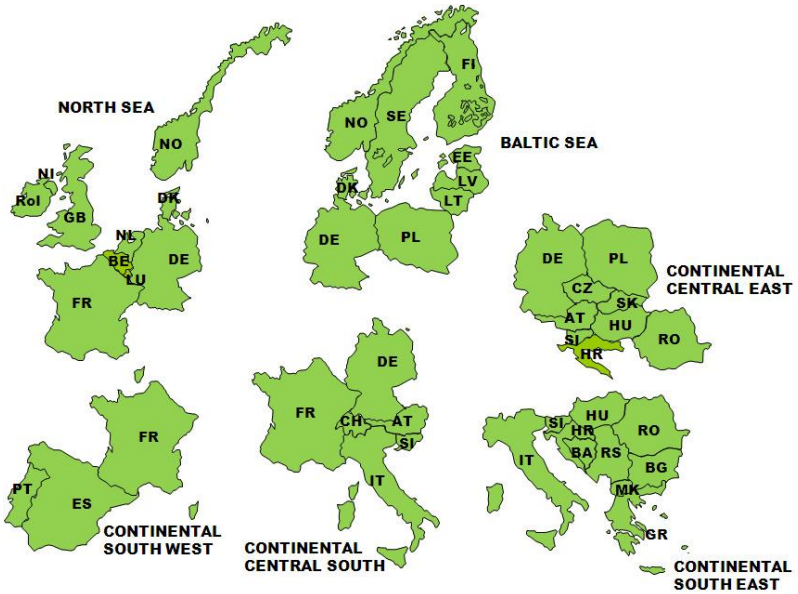


Fig. 2.1– Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

CNTEE Transelectrica SA face parte din Grupurile Regionale: Continental Central Est şi Continental Sud Est.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2016 [16], s-au bazat pe politicile naționale și pe îndeplinirea țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2020/2030/2050:

- pentru orizontul de timp **2020**:
  - ***"Best Estimate Scenario of Expected Progress"*** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.
- pentru orizontul de timp **2030**:
  - ***Viziunea 1 „Slowest Progress"*** și ***Viziunea 3 „National Green Transition"*** sunt construite pe baza datelor furnizate de OTS.
  - ***Viziunea 2 „Constrained Progress"*** și ***Viziunea 4 „European Green Revolution"*** sunt construite pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.

Scenariile analizate în cadrul TYNDP 2018 [30], s-au bazat pe politicile naționale și pe îndeplinirea țintelor energetice ale Uniunii Europene pentru 2020/2030/2050:

- pentru orizontul de timp **2020 și 2025**
  - ***"Best Estimate Scenario"*** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.
- pentru orizontul de timp **2030**:
  - **„Sustainable Transition (ST)"** – construit pe baza datelor furnizate de OTS.
  - **„Distributed Generation (GT)"** construit pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.
  - **„EUCO 30 – External Scenario"** construit pe baza unui scenariu de la Comisia Europeană care urmărește îndeplinirea țintelor mai vechi pentru 2030 stabilite de Consiliul European în 2014 dar include ținta de eficiență de 30%.
- pentru orizontul de timp **2040** (pentru a face tranziția către **2050**):
  - **„Sustainable Transition (ST)"** – construit pe baza scenariului „Sustainable Transition (ST)" 2030.
  - **„Distributed Generation (GT)"** - construit pe baza scenariului „Distributed Generation (GT)" 2030.
  - **„Global Climate Action (GCA)"** construit pe baza scenariului „Sustainable Transition (ST)" 2030.

Scenariile pentru 2040 au fost utilizate pentru identificarea de noi proiecte de dezvoltare a rețelei de transport europene iar scenariile pentru 2025 și 2030 pentru estimarea beneficiilor aduse de proiectele introduse în TYNDP 2018.

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" [22], stabilește criteriile de selecţie a Proiectelor de Interes Comun (PCI) la nivel european, criteriile de evaluare a costurilor şi beneficiilor proiectelor/investitiilor, în scopul elaborării Planurilor Regionale de Investiţii şi a Planului de dezvoltare pe zece ani al ENTSO-E, criterii ce au la bază obiectivele energetice strategice ale Uniunii Europene: asigurarea competivităţii economiei UE, asigurarea dezvoltării durabile a sectorului electroenergetic, creşterea siguranței în alimentarea cu energie:

► Beneficii:

GTC – Creșterea capacității transfrontaliere (MW)
B1. Siguranţa în alimentare cu energie electrică (MWh)
B2. Bunăstare socială şi economică (€)
B3. Integrare RES (MWh)
B4. Reducerea pierderilor de energie electrică (€)
B5. Reducerea emisiilor de CO_2 (kt)
B6. Rezilienţă/siguranţa sistemului (++/--)
B7. Flexibilitate (++/--)

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

Conform procedurilor şi criteriilor ENTSO-E, în Planul European pe zece ani de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice – "Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016", elaborat de ENTSO-E conform Regulamentului Comisiei Europene nr.714/2009 au fost incluse, ca și Proiecte de Interes Comun, următoarele clustere de investiţii care se regăsesc şi în ediția curentă a Planului de dezvoltare – perioada 2018-2027:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor"

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaş;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieşire în Gura Ialomiţei;

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor"

- LEA 400 kV d.c. Reşiţa (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porţile de Fier – Reşiţa şi extinderea staţiei 220/110 kV Reşiţa prin construcţia staţiei noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reşiţa –Timişoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea staţiilor de 400 kV Timişoara şi Săcălaz.

Proiectele menționate mai sus se integrează în efortul armonizat, al tuturor Operatorilor de Transport şi de Sistem (OTS) europeni, de a dezvolta reţelele transeuropene şi 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 şi regional în cadrul ENTSO-E, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare a reţelei 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 şi proiecte al căror interes este doar regional, iar planurile naţionale cuprind şi proiecte cu impact mai mic asupra celorlalte sisteme, dar necesare pe plan naţional. 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 şi al Consiliului privind liniile directoare pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune un set de măsuri pentru atingerea obiectivelor UE în domeniu, ca: integrarea şi funcţionarea pieţei interne a energiei, asigurarea securităţii energetice a UE, promovarea şi dezvoltarea eficienţei energetice şi a energiei din surse regenerabile şi promovarea interconectării reţelelelor energetice.

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

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: ***"Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală şi din Europa de Sud-Est"(„NSI East Electricity"):*** interconexiuni şi linii interne în direcţiile nord-sud şi est-vest pentru finalizarea pieţei interne şi pentru integrarea producţiei provenite din surse regenerabile. State membre implicate: Bulgaria, Republica Cehă, Germania, Grecia, Croaţia, Italia, Cipru, Ungaria, Austria, Polonia, România, Slovenia, Slovacia.

În 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 şi depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a reţelei 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 prezent, valoarea de 7% a capacităţii de interconexiune prezentată în Raportul de ţară al României, Semestrul european 2017, a fost calculată de către grupul de experți stabilit de către Comisia Europeană cu referire la țintele de interconectare în domeniul energiei electrice (interconnection target group), utilizând datele transmise de către CNTEE Transelectrica SA pentru raportul de adecvanţă semestrială *Winter outlook 2016-2017*. Valoarea de 7 % a rezultat din împărţirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacităţii nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

Nivelul de interconectare al României ar creşte de la nivelul actual de 7 % la peste 9 %, fiind aşadar, mai aproape de obiectivul de 10%, prin realizarea interconexiunii cu Serbia în anul 2018.

În ce priveşte atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030, se intentionează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor şi respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

Având în vedere contribuţia la implementarea priorităţilor strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Proiectul 138 "Black Sea Corridor" şi Proiectul 144

"Mid Continental East Corridor" au fost incluse de Comisia Europeană în cea de a treia listă Europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), în coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică: "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală şi din Europa de Sud-Est"(„NSI East Electricity"): interconexiuni şi linii interne în direcţiile nord-sud şi est-vest pentru finalizarea pieţei interne şi pentru integrarea producţiei provenite din surse regenerabile.

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2016

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 şi 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.

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

De asemenea, prin intermediul implementarii 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 [23], în cadrul TYNDP 2016 sunt prezentate în tabelul 2.3.1*):

Tabelul 2.3.1*) (sursa TYNDP 2016)

Nr. investiție (TYNDP 2014)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
273	**Cernavodă**	**Stâlpu**	LEA nouă 400 kV d.c. între stațiile existente Cernavodă și Stâlpu cu un circuit intrare/ieșire în stația 400 kV Gura Ialomitei; lungime: 159 km.
275	**Smârdan**	**Gutinaș**	LEA nouă 400 kV d.c. (cu un circuit echipat) între stațiile existente Smârdan și Gutinaș; lungime: 140 km.
715	**Stâlpu**	**-**	Extinderea stației 220/110 kV Stâlpu prin contruirea stației 400/110 kV, 1x250MVA.

Scenariu	ΔGTC Direcția RO→BG (MW)	ΔGTC Direcția BG→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2020	**1200**	**1000**	Neglijabil sau mai putin de 15 km	Neglijabil sau mai putin de 15 km
2030	**1350**	**800**		

Scenariu	B1 SoS (MWh/an)	B2 SEW (M€/an)	B3 RES (GWh/an)	B4 Pierderi (GWh/an)	B4 Pierderi (M€/an)	B5 Emisii CO_2 (kT/an)
2020	-	60±10	<10	50±25	2±1	700±100
Viziunea 1-2030	-	80±10	<10	25±25	1±2	1100±200
Viziunea 2-2030	-	50±10	<10	125±25	6±1	700±100
Viziunea 3-2030	-	40±10	30±10	-125±25	-8±2	-900±100
Viziunea 4-2030	-	270±40	140±30	-150±25	-10±2	-900±100

*) 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 şi 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 Romania, permiţând integrarea mai puternică a pieţelor şi creşterea securităţii alimentării consumului în zona de sud-est a Europei.

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 144, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [23], în cadrul TYNDP 2016 sunt prezentate în tabelul 2.3.2*):

Tabelul 2.3.2*) (sursa TYNDP 2016)

Nr. investiție (TYNDP 2014)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
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).
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.
270	**Reșița**	**Timișoara-Săcălaz-Arad**	Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
701	**Reșița**	**-**	Extinderea stației 220/110 kV Reșița prin contruirea stației noi 400/220/110 kV Reșița, 1x250MVA+1x400 MVA.
704	**Timișoara**	**-**	Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin contruirea stației noi 400/220/110 kV, 2x250MVA+1x400MVA.

Scenariu	ΔGTC direcția RO→RS,HU (MW)	ΔGTC direcția RS, HU→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2020	**950**	**500**	15 – 50	Neglijabil sau mai putin de 15 km
2030	**950**	**750**		

Scenariu	B1 SoS (MWh/an)	B2 SEW (M€/an)	B3 RES (GWh/an)	B4 Pierderi (GWh/an)	B4 Pierderi (M€/an)	B5 Emisii CO_2 (kT/an)
2020	-	50±10	<10	25±25	1±1	900±50
Viziunea 1-2030	-	90±10	<10	325±32	17±2	1700±300
Viziunea 2-2030	-	60±10	<10	125±25	6±1	1100±200

Viziunea 3-2030	-	<10	30±10	75±25	4±2	±100
Viziunea 4-2030	-	60±40	120±20	75±25	5±2	-400±100

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

Informațiile și datele 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 2016 – 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 2018-2027 elaborat de CNTEE Transelectrica SA, este în curs de consultare publică ediția viitoare a ENTSO-E TYNDP 2018.

3. Cadrul de reglementare

3.1 Legislaţia primară

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

- Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare ;
- Legea nr. 220/2008 „Lege pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie”, modificată şi completată prin OUG nr. 24/2017;
- Legea nr. 199/2000 cu privire la utilizarea eficientă a energiei, republicată cu modificările şi completările ulterioare;
- Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes naţional, judeţean şi 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. 557/2016 privind managementul tipurilor de risc;

În ceea ce priveşte dezvoltarea reţelei de transport, Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr.123/2012 prevede următoarele:

„Art. 35 Planuri de dezvoltare

(1) Operatorul de transport şi de sistem are obligaţia de a elabora planuri de investiţii şi de dezvoltare a reţelei de transport pe 10 ani, în concordanţă cu stadiul actual şi evoluţia viitoare a consumului de energie şi a surselor, inclusiv importurile şi exporturile de energie.

(2) Planurile de dezvoltare prevăzute la alin. (1) conţin modalităţile de finanţare şi realizare a investiţiilor privind reţelele de transport, cu luarea în considerare şi a planurilor de amenajare şi sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condiţiile respectării normelor de protecţie a mediului.

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

.....

Art. 36 Obligaţiile operatorului de transport şi de sistem

...

(7) Operatorul de transport şi de sistem desfăşoară, în principal, următoarele activităţi:

a) asigură capacitatea pe termen lung a reţelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică şi exploatează, întreţine, reabilitează şi dezvoltă în condiţii economice reţeaua de transport pentru a-i asigura siguranţa, fiabilitatea şi eficienţa, cu respectarea normelor privind protecţia mediului;

b) garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligaţiilor de serviciu public;

c) contribuie la realizarea siguranţei în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacităţi de transport adecvate şi prin menţinerea fiabilităţii acestora;

.....

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

.....

Art. 37 Atribuţiile proprietarului reţelei de transport în cazul operatorilor de transport şi de sistem care gestionează o reţea electrică de transport:

(1) În cazul operatorilor de transport şi de sistem care gestionează o reţea electrică de transport, proprietarul reţelei de transport:

a) cooperează cu operatorul de transport şi de sistem în vederea îndeplinirii atribuţiilor acestuia, furnizând toate informaţiile relevante atât acestuia, precum şi către ANRE, care monitorizează schimbul de informaţii dintre operatorul de transport şi sistem şi proprietar;

b) finanţează şi/sau îşi dă acordul asupra modalităţii de finanţare a investiţiilor în reţeaua electrică de transport, stabilite de operatorul de transport şi de sistem şi aprobate în prealabil de ANRE, care are obligaţia să efectueze consultări atât cu acesta, cât şi cu celelalte părţi interesate;

c) deţine răspunderea privind activele reţelei de transport, cu excepţia răspunderii privind atribuţiile operatorului de transport şi de sistem;

d) oferă garanţii privind facilitarea finanţării eventualelor extinderi ale reţelei, cu excepţia investiţiilor pentru care şi-a dat acordul să fie finanţate de către orice parte interesată, inclusiv de către operatorul de transport şi de sistem, potrivit prevederilor lit. b).”

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

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

- DIRECTIVA 2009/72/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piaţa internă a energiei electrice şi de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009 al Parlamentului European şi al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condiţiile de acces la reţea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică şi de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003;
- DIRECTIVA 2005/89/CE a Parlamentului European si 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 investiţii în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene şi 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 investiţii în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene;

– REGULAMENTUL (UE) NR. 347/2013 AL Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directoare 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 piaţa internă de electricitate (cuprinzând DIRECTIVA 2009/72/CE, REGULAMENTUL (CE) NR. 713/2009 şi REGULAMENTUL (CE) NR. 714/2009), intrat în vigoare în martie 2011 prevede cerinţe de cooperare europenă în domeniul energetic, în scopul dezvoltării infrastructurii şi schimburilor transfrontaliere.

Articolele 4 și 5 ale REGULAMENTULUI (CE) NR. 714/2009 prevăd constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni, în scopul promovării finalizării și funcţionării pieţei interne a energiei electrice și a comerţului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatări coordonate și a unei evoluţii tehnice sănătoase a reţelei europene de transport de energie electrică. Art. 8 alin. (3) litera b) prevede că ENTSO-E adoptă un plan neobligatoriu la nivel comunitar de dezvoltare a reţelei pe zece ani (planul la nivel comunitar de dezvoltare a reţelei), inclusiv o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităţilor de producere, la fiecare doi ani. Planul la nivel comunitar de dezvoltare a reţelei, conform prevederilor art. 8 alin. (10) din Regulament, cuprinde modelarea reţelei integrate, scenariul de dezvoltare, o evaluare europeană cu privire la adecvarea capacităţilor de producere, precum și evaluarea flexibilităţii sistemului, bazat pe planuri naţionale de investiţii, luând în considerare planuri regionale de investiţii.

Planul european trebuie să aibă în vedere modelul integrat al reţelei europene, elaborarea de scenarii şi să evalueze rezilienţa sistemului.

O prioritate actuală a Uniunii Europene este reducerea emisiilor de carbon şi încurajarea consumului de energie electrică din surse regenerabile. Pachetul legislativ privind schimbările climatice şi energiile din surse regenerabile, apărut în 23.01.2008, îşi 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 şi completările ulterioare, stabileşte, printre alte măsuri de promovare a energiei din surse regenerabile, prioritatea acestor producători din punctul de vedere al accesului la reţelele de interes public şi al transportului:

„Art. 9 (1) Operatorul de transport și sistem și operatorii de distributie 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) Investitiile realizate de operatorii de transport și/sau distribuție în baza prevederilor alin. (2) se consideră active reglementate, recunoscute în acest sens de către ANRE.
.....”

Legea nr. 220/2008 a fost modificată şi completată cu prevederile OUG nr. 24/2017, vizând modificarea regulilor de funcționare ale schemei de sprijin cu certificate verzi. Cele mai semnificative modificări sunt:

- Modificarea formulei de calcul a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi:
  - Pentru a asigura cererea pentru întregul număr de certificate verzi emise producătorilor de energie electrică din surse regenerabile, se calculează cantitatea statică anuală de certificate verzi. Cantitatea statică este un număr fix, care va fi revizuit o dată la doi ani, începând cu 2018. Cota anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi se stabilește de către ANRE ținând cont de cantitatea statică de certificate verzi și consumul final de energie electrică estimat pentru anul următor, fără a depăși impactul mediu în factura consumatorului final de energie electrică de 11,1 euro/MWh. Prin Ordinul ANRE nr. 27/2017 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, pentru perioada 1 aprilie - 31 decembrie 2017 a fost fixată la 0,358 certificate verzi/MWh.
- Extinderea duratei de valabilitate a certificatelor verzi de la 12 luni până la data de 31 martie 2032;
- Tranzacționarea certificatelor verzi:
  - Începând cu data de 1 septembrie 2017, certificatele verzi vor putea fi tranzacționate fie pe piețele centralizate anonime de certificate verzi (de tip spot sau la termen) fie pe piața centralizată pentru energia electrică susținută prin schema de ajutor de stat, piața pe care energia electrică este vândută în mod asociat cu certificatele verzi asociate cantității de energie electrică tranzacționate.
  - De la data intrării în vigoare a OUG nr.24/2017 până la 31 martie 2032 valoarea de tranzacționare a certificatelor verzi se modifică și se încadrează între:
    - O valoare minină de tranzacționare de 29,4 euro/certificat și
    - O valoare maximă de tranzacționare de 35 euro/certificat.

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

Uniunea Europeana a stabilit abordarea unitară a protecţiei infrastructurilor energetice ("Protecţia infrastructurilor critice în lupta împotriva terorismului" adoptată de CE în 2004). La nivelul UE, a fost elaborată Cartea Verde pentru un Program European privind Protecţia Infrastructurilor Critice (COM (2005) 576 final), care identifică reţeaua de transport printre infrastructurile critice.

În contextul importanţei securităţii energetice pentru securitatea naţională, CNTEE Transelectrica SA acordă toată atenţia implementării legislaţiei aferente sistemelor integrate de securitate a protecţiei informaţiilor clasificate şi a protecţiei infrastructurii critice:

1. Legea nr. 333 din 8 iulie 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor;

2. Hotărârea de Guvern nr. 301 din 11 aprilie 2012 (pentru aprobarea normelor metodologice de aplicare a Legii 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 naţionale de protecţie a informaţiilor clasificate în România;

6. Hotărârea de Guvern nr. 718 din 13 iulie 2011 pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice;

3.2 Legislaţia secundară

Legislaţia secundară în domeniu cuprinde acele instrumente de reglementare obligatorii pentru participanţii la sectorul energetic, pentru ca acesta să funcţioneze coordonat şi sincronizat. Următoarele reglementări reprezintă legislaţie secundară cu impact asupra dezvoltării şi 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 pieţei angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004;
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 103/01.07.2015;
- Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 Iulie 2015 de stabilirea unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor și Regulamentul (UE) 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilirea unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (CACM);
- Regulamentul (UE) nr. 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilirea unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
- Regulamentul (UE) nr. 631/2016 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituirea unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (RfG),
- Regulamentul (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilirea unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (DCC);
- Regulamentul (UE) nr. 1447/2016 al Comisiei din 26 august 2016 de instituirea unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în current continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în current continuu (HVDC);
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilirea unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (OS);
- Regulamentul (UE) nr. 2195/2017 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energia electrică;
- Regulamentul (UE) nr. 2196/2017 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electronergetic;
- Licenţe şi Autorizaţii: activitatea CNTEE "Transelectrica" - S.A. se desfăşoară în baza Condiţiilor specifice asociate Licenţei 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. 802 din 18.05.2016;

- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la reţelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.59/2013;
- Ordin ANRE nr. 63/2014 pentru modificarea si completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr 59/2013;
- Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la reţelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr.11/2014;
- Ordin ANRE nr. 87/2014 privind modificarea si completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014;
- Regulament de conducere şi organizare a activităţii de mentenanţă - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016;
- Standardul de performanţă pentru serviciul de distribuţie a energie electrice, aprobat prin Ordin ANRE nr. 11/2016;
- Ordin ANRE nr. 49/22.06.2017 privind modificarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2016;
- Ordine şi decizii pentru reglementarea tarifelor pentru activităţile de monopol (transport şi distribuţie) precum şi pentru energia electrică produsă pe piaţa reglementată;
- Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 53/2013 al preşedintelui ANRE;
- Ordin ANRE nr.16/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin Ordinul nr. 53/2013 al preşedintelui ANRE;
- Ordin nr. 45/2017 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem;
- Regulamentul privind stabilirea soluţiilor de racordare a utilizatorilor la reţelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul nr. 102 / 1 iulie 2015 al preşedintelui ANRE;
- Procedura operaţională "Mecanismul de compensare a efectelor utilizării reţelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport şi de sistem" aprobată prin Ordinul nr. 6/11 februarie 2010 al preşedintelui ANRE;
- Ordinul nr. 29/ 2013 al preşedintelui ANRE, privind modificarea şi completarea Normei tehnice „Condiţii tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene" aprobată prin Ordinul nr. 51/3 aprilie 2010 al preşedintelui ANRE;
- Ordinul nr. 30/2013 al preşedintelui ANRE, privind aprobarea Normei tehnice „Condiţii tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice";
- Ordinul nr. 32/2013 al preşedintelui ANRE, privind aprobarea Regulamentului de programare a unităţilor de producţie şi a consumatorilor dispecerizabili;

- Ordinul nr. 60/2013 al preşedintelui ANRE, privind aprobarea instituirii unor reguli pe piaţa de echilibrare;
- PE 134/1995 “Normativ privind metodologia de calcul al curenţilor de scurtcircuit în reţelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”;
- PE 026-92 “Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național”;
- Decizia ANRE nr. 1424 din 21.10.2006 pentru aprobarea “Normativului privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice” cod: NTE 005/06/00;
- Ordinul Ministrului Economiei şi Comerţului nr. 660/2004 privind aprobarea Ghidului de identificare a elementelor de infrastructură critică din economie;
- Hotărârea nr. 1349 din 27.10.2010 privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate;
- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediul de Afaceri nr. 1226/2010 actualizat prin Ordinul Ministrului Economiei, Comerțului și Turismului nr. 175/12.02.2015 prin care se aprobă ”Instrucțiunile privind accesul cetățenilor români și/sau străini în obiectivele, sectoarele și locurile care prezintă importanță deosebită pentru protecția informațiilor secrete de stat/sectoarele speciale ale operatorilor economici aflați în subordinea, sub autoritatea sau în coordonarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.”
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificatr SECRETE DE STST, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE si SUCURSALE și termenele de menținere a acestora în nivelurile de secretizare.
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE SERVICIU, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și SUCURSALE.
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA P.I.C2.
- Norme interne privind protecția informațiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA.,P.I.C.1, înregistrate cu nr. 21611/15.06.2017.

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

4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

Planificarea RET urmăreşte menţinerea, în condiţii de eficienţă economică, a calităţii serviciului de transport şi de sistem şi a siguranţei în funcţionare a sistemului electroenergetic naţional, în conformitate cu reglementările în vigoare şi cu standardele asumate în comun, la nivel european, de OTS asociaţi în cadrul ENTSO-E.

CNTEE Transelectrica SA dezvoltă şi modernizează în condiţii economice reţeaua electrică de transport pentru a asigura adecvarea acesteia la necesităţi rezultate din evoluţia SEN:

- evoluţia consumului;
- apariţia unor noi grupuri producătoare;
- evoluţia cererii pentru schimburile de energie electrică transfrontaliere;
- uzura fizică şi morală a echipamentelor de transport;
- retragerea din exploatare a unor capacităţi de producţie;
- modificări ale fluxurilor dominante de putere în reţea.

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

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluţia sistemului şi a cadrului economic, se caută soluţii robuste şi flexibile, care să facă faţă mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Pentru fiecare proiect, se are în vedere reducerea impactului asupra mediului înconjurător, în funcţie de ultimele performanţe tehnologice accesibile şi legislaţia în vigoare.

Sunt de asemenea urmărite câteva direcţii strategice care au drept scop creşterea eficacităţii şi eficienţei serviciului prestat:

- realizarea mentenanţei bazate pe fiabilitate a RET;
- implementarea tehnologiilor noi performante;
- promovarea teleconducerii instalaţiilor din staţiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanţă cu nivelul de dezvoltare a pieţei de energie electrică;
- promovarea soluţiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- reducerea congestiilor în RET.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerinţele şi priorităţile prevăzute în Strategia şi Politica energetică naţională [2], [4]. Acestea constituie referinţe determinante pentru identificarea direcţiilor prioritare şi prognoza tendinţelor de evoluţie 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 şi a nivelului de putere electrică (activă şi reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf şi gol de sarcină în sezoanele de iarnă şi vară), în profil teritorial şi pentru fiecare staţie;
- Prognoze de import/export/tranzit de energie şi putere electrică;
- Estimarea disponibilităţii capacităţilor de producţie, considerând programele de casări, reabilitări şi instalare de grupuri noi;
- Elaborarea balanţelor de puteri active şi reactive pe noduri ale RET şi zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- Analiza regimurilor de funcţionare a RET în perioada de referinţă:
  - circulaţiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii şi extreme;
  - pierderile de putere în RET;
  - asigurarea stabilităţii tensiunii şi a încadrării între limitele minime şi maxime admisibile în nodurile RET prin posibilităţile şi mijloacele de reglaj existente şi prin dezvoltarea acestora;
  - limitele şi valorile curenţilor şi puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
  - analiza şi asigurarea rezervelor de stabilitate statică şi a stabilităţii tranzitorii în funcţionarea SEN;
- Evaluarea stării tehnice a instalaţiilor din reţeaua de transport a energiei electrice;
- Evaluarea importanţei staţiilor de transport;
- Calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Stabilirea acţiunilor şi întăririlor (proiectelor noi) necesare pentru a asigura adecvarea reţelei şi satisfacerea performanţelor normate ale serviciului de transport;
- Stabilirea soluţiilor tehnice optime tehnico-economic de modernizare şi dezvoltare a RET şi a măsurilor de reducere a impactului asupra mediului;
- Stabilirea priorităţilor şi a programelor de realizare a modernizării/dezvoltării RET şi a infrastructurii asociate;
- Identificarea surselor posibile de finanţare pentru investiţiile din Planul de dezvoltare a RET.

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

5. Analiza situaţiei actuale a RET şi infrastructurii asociate– perioada 2016-2017

5.1 Capacităţi de producere a energiei electrice

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

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unităţile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcţiune 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 Porţile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variaţie a puterii unitare instalate: de la câţiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensaţie pe lignit din centralele Rovinari şi 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 staţia de 400 kV Tariverde este racordată şi funcţionează 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 la sfârșitul anului 2017 a fost 3030 MW, iar Pi în CEF atingea 1375 MW, la sfârșitul anului 2017;
- tot la sfârșitul anului 2017 centralele pe biomasă totalizau 130 MW;
- Capacitatea electrică de înaltă eficiență totală, cu acreditare finală, în data de 29.05.2017 a fost de 1528 MW din care din care eligibilă pentru schema de prijin pentru cogenerare a fost de 1501 MW.

În tabelul 5.1.1 sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil și puterile instalate în centralele electrice.

Puterea instalată în SEN la data de 01.01.2018 a fost de 24738 MW cu 24 MW mai mare decât cea instalată la data de 01.01.2017, creștere foarte mică, determinată, în principal, de evoluția puterii instalate în surse regenerabile (centrale electrice eoliene – creștere de 5 MW, centralele electrice fotovoltaice - creștere de 4 MW).

Tabelul 5.1.1

Tip centrală	**Putere instalată* [MW]**		
	01.01.2016	**01.01.2017**	**01.01.2018**
TOTAL	24541	24714	24738
Cărbune	6435	6240	6240
Hidrocarburi	5562	5792	5789
Nucleară	1413	1413	1413
Hidro	6731	6744	6761
Eoliană	2978	3025	3030
Fotovoltaică	1301	1371	1375
Biomasă	121	129	130

** Nu sunt incluse grupurile aflate in conservare si grupurile retrase din exploatare pentru o perioada mai mare de un an care se afla in reabilitare. Sunt incluse si grupurile aflate in probe tehnologice in vederea punerii in functiune.*

5.2 Adecvaţa sistemului la vârful de sarcină

După ce, în perioada 2000 ÷ 2008, cu excepţia anului 2002, consumul mediu brut intern a crescut anual cu valori cuprinse între 0,42 % ÷ 4,47 %, în anul 2009 consumul brut intern a scăzut cu 8,3 % faţă de anul 2008, ca urmare a crizei economice şi financiare. Scăderile lunare au fost de 3,5 % ÷ 14,0 %, comparativ cu lunile similare ale anului 2008. În perioada octombrie - noiembrie 2009, descreşterea consumului s-a mai redus, iar din luna decembrie s-a reluat un trend de creştere. În continuare, anul 2010 a înregistrat o creştere cu 5,4 % a consumului net (4,8% consum brut), faţă de anul 2009, iar în anul 2011 consumul brut a crescut cu 3,7 % faţă de 2010. Din anul 2012 consumul mediu brut a început din nou să scadă, înregistrând o scădere de 1,5 % faţă de 2011, respectiv o scadere de 4,4 % a anului 2013 faţă de anul 2012. Începând cu anul 2014, consumul mediu brut intern a înregistrat un trend pozitiv, crescând comparativ cu anii predecenţi, cu valori medii cuprinse între cu 0,7 % ÷ 2,3 %.

În fig. 5.2.1 este prezentată evoluţia consumului mediu brut, pe baza datelor primite de la producători. Aceste valori se regăsesc în rapoartele lunare și anuale elaborate de CNTEE Transelectrica SA. Unele date stocate pe site-ul www.transelectrica.ro sunt date operative, spre deosebire de cele din rapoarte, care conțin declarațiile producătorilor.

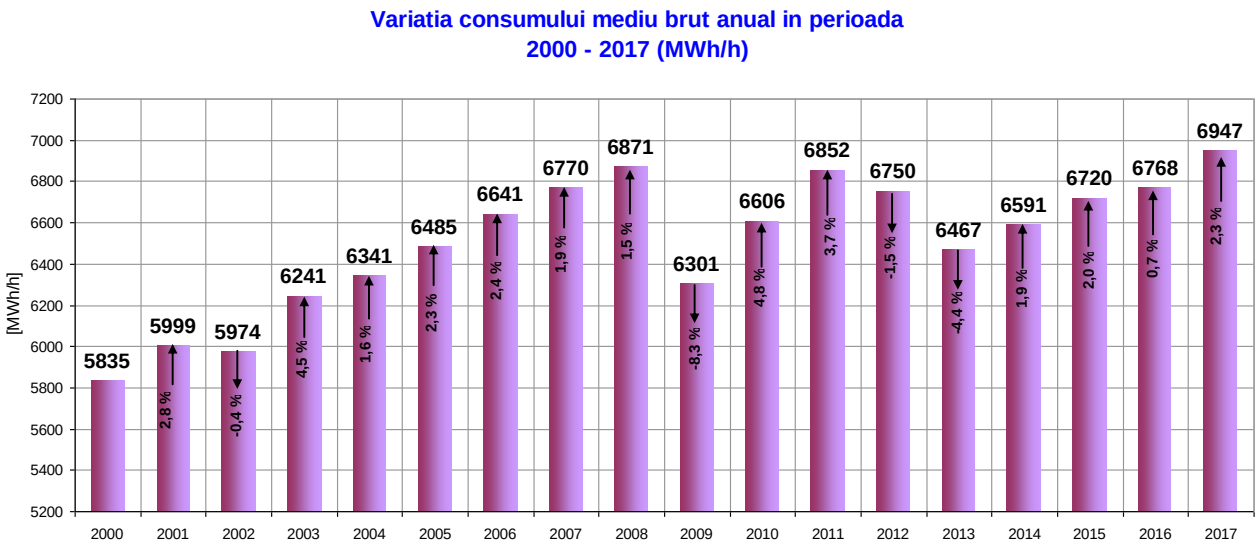


Fig. 5.2.1

Valoarea maximă brută a consumului instantaneu în anul 2017 a fost cu 160 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în 2016 și cu 452 MW mai mare decât vârful de consum al anului 2015. Astfel, consumul maxim brut a fost 9931 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 10 ianuarie 2017, în intervalul 19. Valoarea minimă brută a consumului (4383 MWh/h) s-a înregistrat în data de 5 iunie 2017 în intervalul 06 (Rusalii) (Fig. 5.2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea *Consum – Producție - Sold*).

Evolutia consumului (MWh/h) mediu, minim si maxim in anii 2015 - 2017

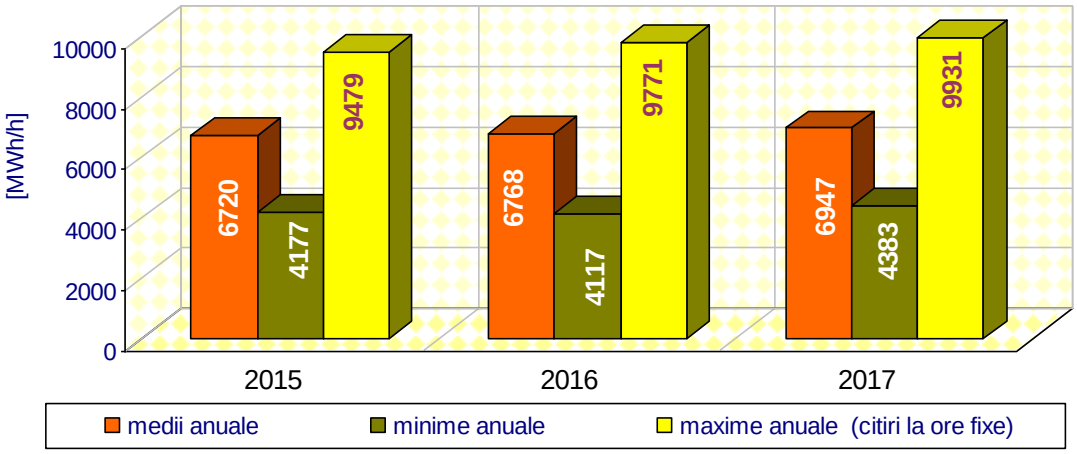


Fig. 5.2.2

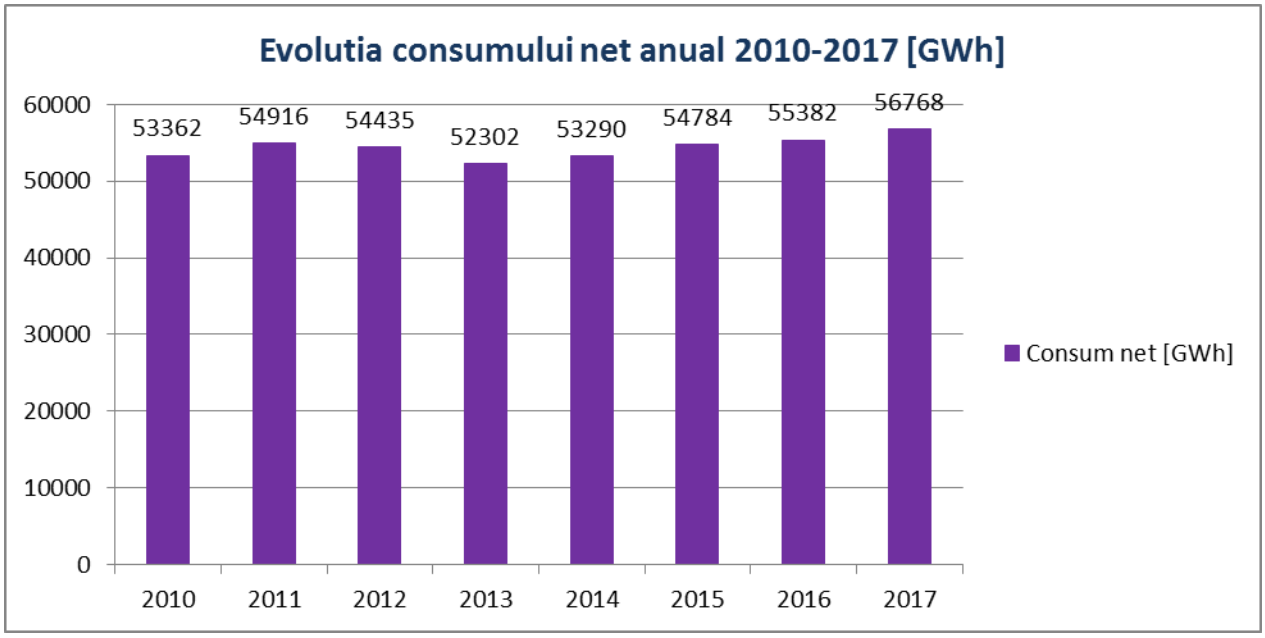


Fig. 5.2.3

Din evoluţia consumului net din perioada 2010 – 2017, ilustrată în Fig. 5.2.3, se constată că între anii 2010 şi 2011 consumul net a crescut cu 1554 GWh iar între anii 2012 şi 2013 a scăzut cu 2133 GWh. Între anii 2014 – 2017 se remarcă o creştere de la 53290 GWh în anul 2014 la 56768 GWh în 2017.

Schimburile fizice de energie electrică cu sistemele vecine (ore CET) sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile şi importurile realizate în baza contractelor între participanţii la piaţa de energie electrică, la care se adaugă schimburile tehnice datorate circulaţiilor în buclă între sistemele interconectate şi schimburilor pentru reglajul frecvenţei (Fig. 5.2.4 şi 5.2.5).

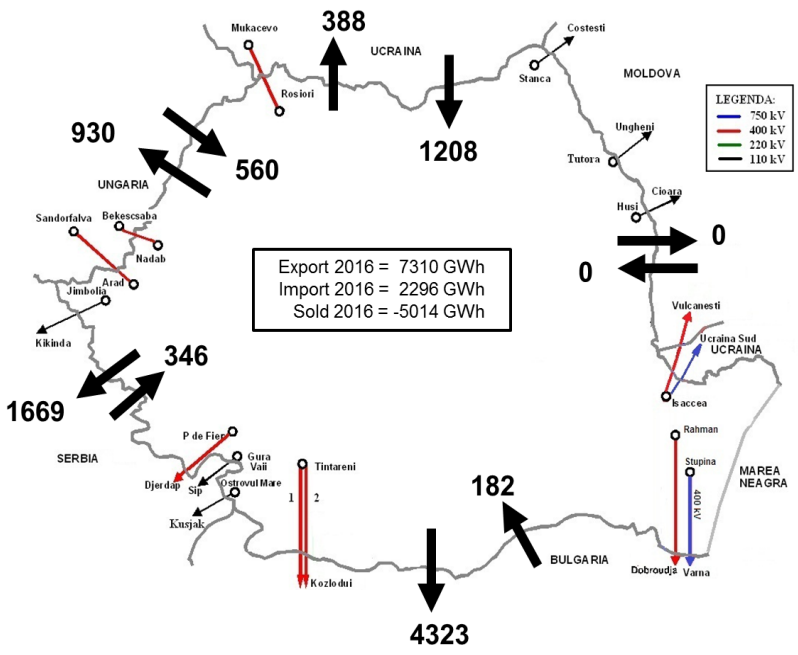


Fig. 5.2.4 – Schimburile de energie realizate pe granițe în anul 2016

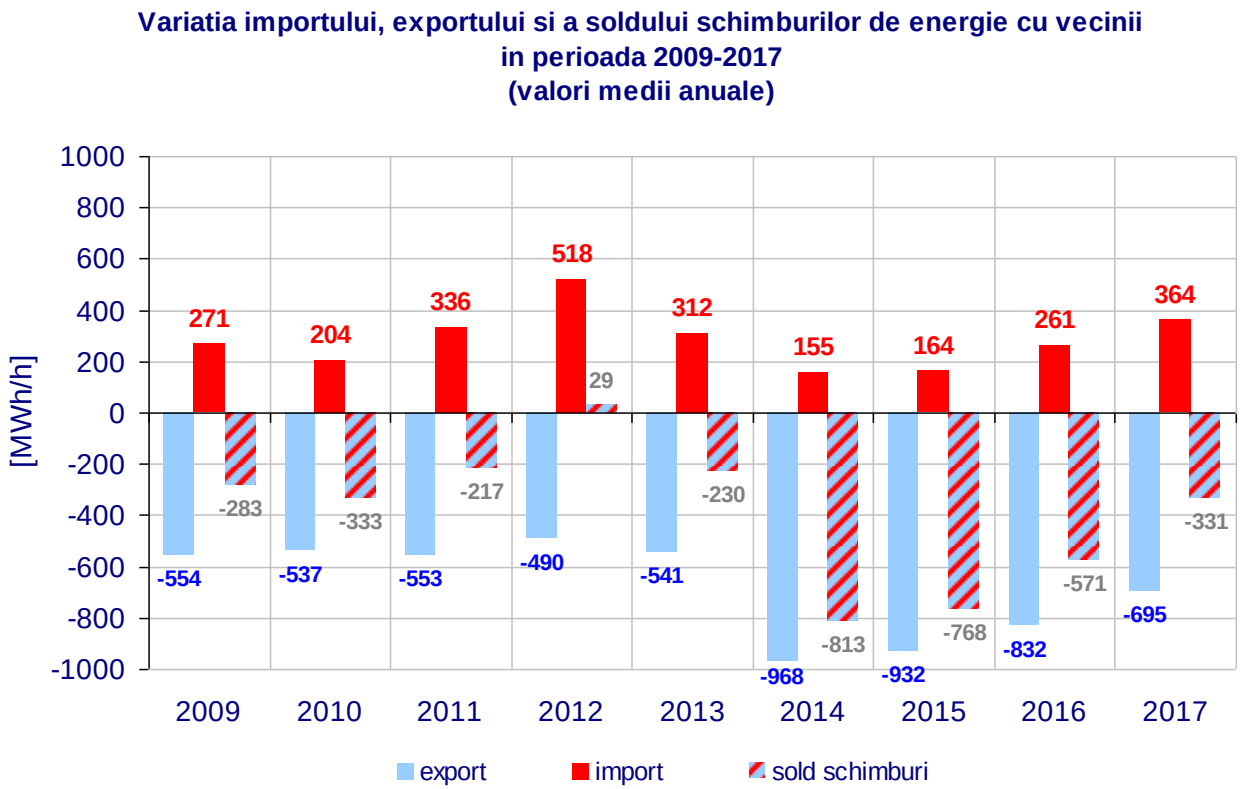


Fig. 5.2.5

Soldul schimburilor SEN s-a menţinut în fiecare an pe export, cu excepţia anului 2012, când exportul de energie electrică a fost mai mic decât importul, rezultând import net. În schimb, anul 2017 s-a încheiat cu un export net de 331 MWh/h.

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

În ceea ce priveşte structura pe resurse primare a producţiei de energie electrică, în 2009 s-a înregistrat o scădere accentuată a contribuţiei centralelor electrice pe cărbune şi hidrocarburi (scădere a producţiei cu 16%, respectiv 19% faţă de anul 2008) la acoperirea consumului.

În 2010, contribuţia centralelor electrice pe cărbune şi hidrocarburi a fost chiar mai mică, scâzând cu 5%, respectiv 8% faţă de 2009, deoarece s-a înregistrat o hidraulicitate foarte bună şi producţia centralelor hidroelectrice a crescut cu 30% faţă de anul anterior.

În anul 2011, alături de creşterea accentuată a contribuţiei centralelor electrice eoliene de la 0,5% din total producţie în 2010 la 2% din total producţie în 2011, se remarca o creştere a producţiei 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 producţiei hidroelectrice cu 10% în 2011, comparativ cu 2010. În 2010, producţia centralelor eoliene a crescut cu 39%, comparativ cu 2009, corelat cu o creştere a puterii instalate la 323 MW.

În 2012 se remarcă creşterea semnificativă a contribuţiei centralelor electrice eoliene (5% din total producţie în 2012) comparativ cu anul 2011 (2% din total producţie).

În 2013 se remarcă creşterea în continuare a contribuţiei centralelor electrice eoliene (8% din total producţie în 2013) comparativ cu anul 2012 (5% din total productie). Ca urmare a creşterii producţiei hidroelectrice cu 5%, s-a înregistrat o scădere a ponderii producţiei 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, aceasta ajungând la 9,56% din total producție, comparativ cu anul 2013. Se remarcă de asemenea o creștere a ponderii producției de energie fotovoltaică, respectiv 2,52 % ca urmare a creșterii puterii instalate în acest tip de centrale.

În anul 2015, consumul brut intern a crescut în medie cu 2,0 % comparativ cu anul 2014. Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe semnificative comparativ cu anul 2014, astfel: producția nucleară a înregistrat o ușoară scădere (0,26 %), respectiv cea hidroelectrică (3,88 %), creșterile înregistrându-se la cărbune (0,02 %) și biomasă (0,02 %), fotovoltaic (0,53 %), eolian (1,21 %), respectiv hidrocarburi (2,37 %). Scăderea producției hidroelectrice a fost influențată și de debitul fluviului Dunărea, acesta înregistrând o valoare medie de 4905 mc/s în anul 2015, comparativ cu 6024 mc/s în anul 2014.

În anul 2016, consumul brut intern a crescut în valori medii cu 0,7 % comparativ cu anul 2015. Referitor la mixul de resurse, acesta nu a înregistrat diferențe semnificative comparativ cu anul 2015, comparând ponderea fiecarui tip de resursă, astfel: producția nucleară a înregistrat o ușoară scădere (0,24 %), cărbune (3,01 %), eoliană (0,54 %), biomasă (0,10 %), fotovoltaică (0,23 %), ușoare creșteri înregistrându-se la producția hidro (3,00 %) și respectiv hidrocarburi (1,12 %). Creșterea producției pe hidrocarburi a fost influențată de intrarea în vigoare a „Codului rețelei pentru Sistemul

Național de Transport al gazelor naturale", prin care utilizatorii rețelei de gaze naturale sunt obligați să nominalizeze cantitatea de gaz introdusă/extrasă în/din rețeaua de transport, ceea ce a condus la asigurarea cantităților de gaz necesare funcționării centralelor pe hidrocarburi. Pe de altă parte, producția hidroelectrică a înregistrat creșteri si ca urmare a mobilizărilor de rezerva terțiară din Piața de Echilibrare, în vederea asigurării echilibrului producție - consum - putere de schimb, ca urmare a serviciului de sistem.

Având în vedere faptul că producția din surse regenerabile este foarte volatilă (poate prezenta variații mari de producție de la un interval la altul de dispecerizare (de peste 1000 MW), sau chiar în cadrul aceluiasi interval) integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost înlesnită, în mare măsură, de structura de producţie existentă în România, în special a producției în centralele hidroelectrice, deoarece acestea au viteză mare de încărcare și permit preluarea cu succes a variațiilor de producție indus de centralele electrice eoliene.

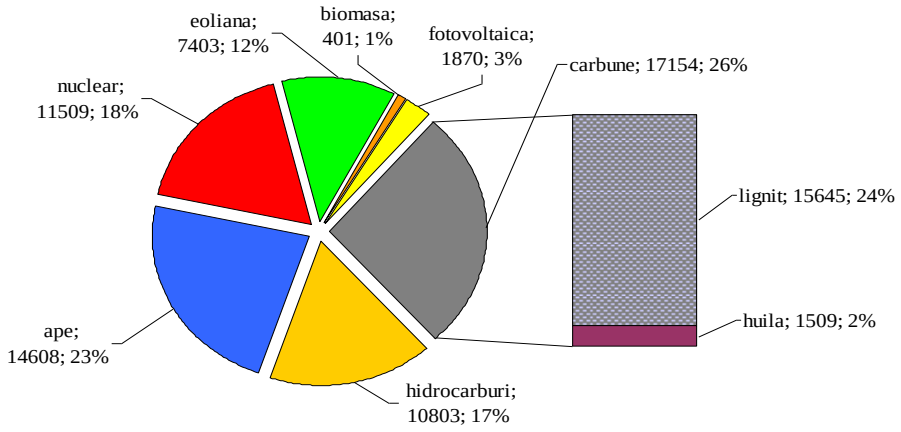
Structura producţiei este prezentată în Tabelul 5.2.1. şi figura 5.2.6.

Tabelul 5.2.1

	anul 2017			anul 2016		
	[GWh]	[MW]	[%]	[GWh]	[MW]	[%]
TOTAL PRODUCTIE, din care:	63748	7277	100.0	64472	7340	100.0
Centrale pe carbune, din care:	17154	1958	26	16091	1832	25
lignit	15645	1786	24	14417	1641	22
huila	1509	172	2	1674	191	3
hidrocarburi	10803	1233	17	9959.8	1134	15
ape	14608	1668	23	18272	2080	28
nuclear	11509	1314	18	11286	1285	18
eoliana	7403	845	12	6590	750	10
biomasa	401	46	1	453	52	1
fotovoltaica	1870	213	3	1820	207	3

În anul 2017, comparativ cu anul 2016, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri cu valori cuprinse între 0,11 % (pentru energia din surse fotovoltaice), respectiv 1,95 % (pentru energia din combustibili fosili – carbune). Creșteri semnificative s-au înregistrat și în ceea ce privește producția pe hidrocarburi (1,5 %), precum și cea eoliană (1,39 %), respectiv producția nucleară (0,54 %). S-au înregistrat în schimb scăderi ale producției pe biomasă (0,11 %), respectiv hidroelectrica (5,42 %). Scăderea importantă a energiei din surse hidroelectrice a fost generată de hidraulicitatea energetică mai scazută înregistrată în anul 2017 atât pe râurile interioare, cât și pe fluviul Dunarea, anul 2017 fiind un an secetos, spre deosebire de anul 2016 care a fost un an normal.

Structura pe resurse primare [GWh;%] a productiei brute de energie electrica in anul 2017



Structura pe resurse primare [GWh;%] a productiei brute de energie electrica in anul 2016

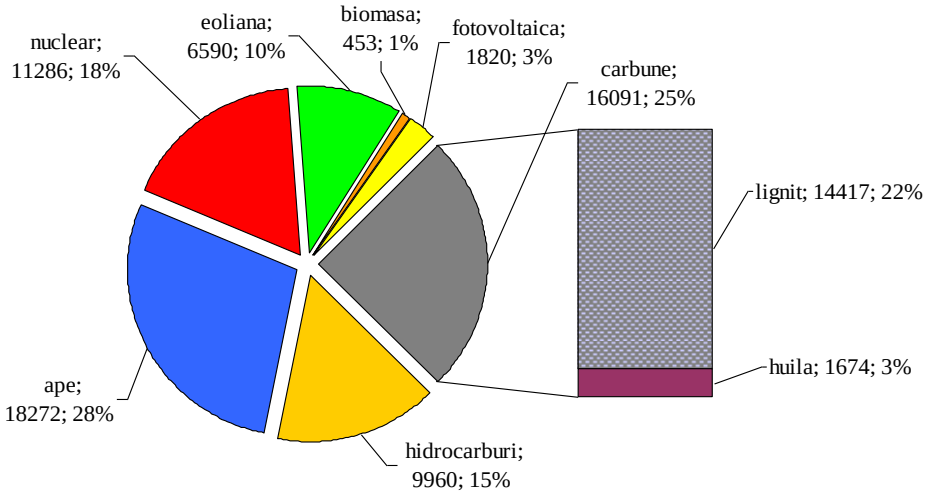


Fig. 5.2.6

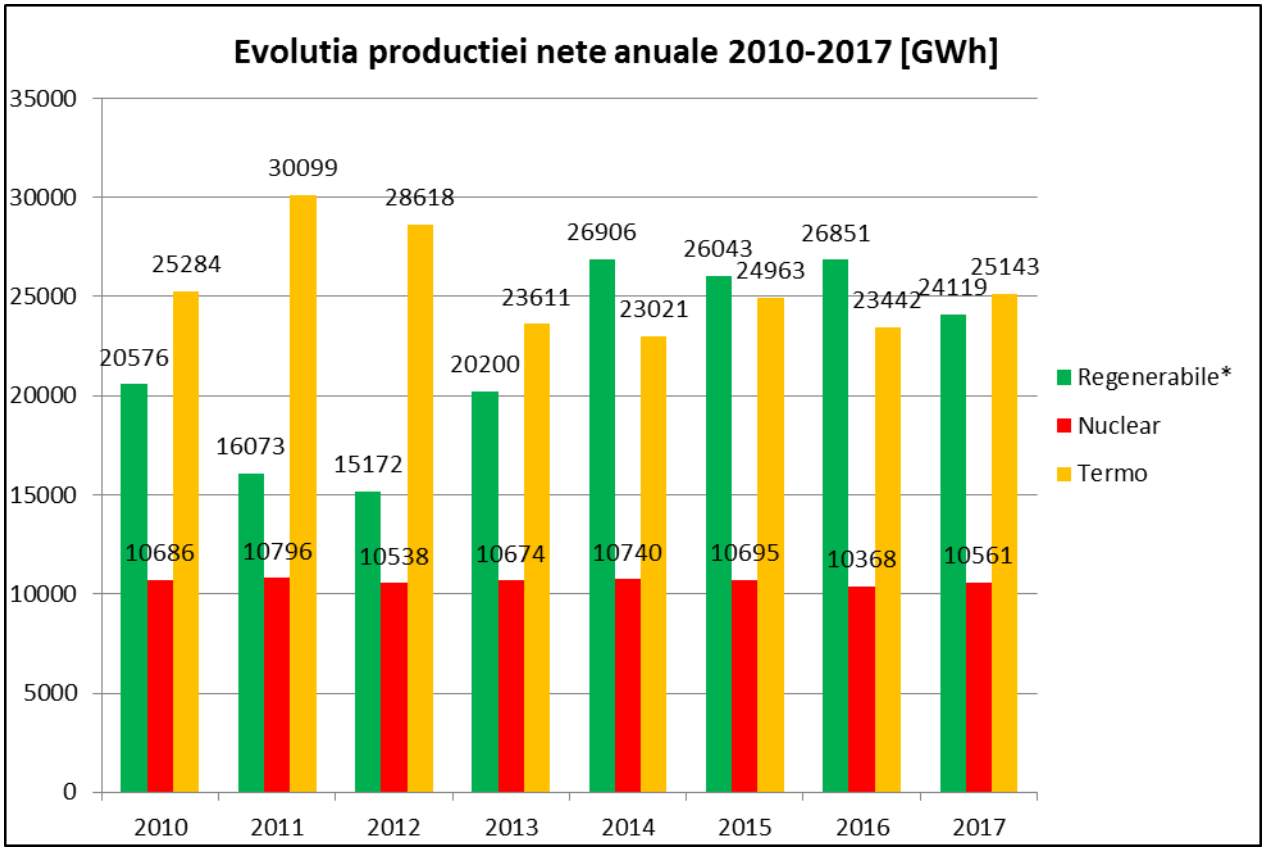


Fig. 5.2.7

*sunt incluse: CHE, CEE, CEF, centralele electrice pe biomasă

Din evoluţia producţiei nete din perioada 2010 – 2017, ilustrată în Fig. 5.2.7, se constată că Fig. 5.2.7 energia produsă de CNE Cernavodă a fost aproape constantă în decursul anilor 2010 – 2017. Începând din anul 2014 energia produsă de sursele regenerabile a depăşit energia produsă de centralele ce funcţionează cu combustibili fosili.

Din Tabelul 5.2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvanţei sistemului, determinată conform metodologiei ENTSO-E de elaborare a Raportului anual de statistică și adecvanță (Guidelines for Yearly Statistics and Adequacy Retrospect – 2017 version) capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din decembrie 2016 şi a exportului, în condiţii de siguranţă în funcţionare a SEN. Valoarea capacităţii rămase, în luna decembrie 2016, a reprezentat cca 22% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 5.2.2

Nr. crt.	**Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2016 - ora 12 RO (ora 11 CET)**	**[MW]**
1	centrale hidroelectrice	6405
2	centrale nucleare	1300

3	centrale termoelectrice convenţionale	8186
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4384
5	alte centrale	0
6	**Capacitatea de producţie netă [6=1+2+3+4+5]**	**20275**
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3673
8	Putere în reparaţie planificată	1086
9	Putere în reparaţie accidentală	1271
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1714
11	**Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]**	**12531**
12	**Consum intern**	**8056**
13	**Abatere consum faţă de consumul maxim al lunii**	**696**
14	**Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]**	**4475**
	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	207
16	Export	607
17	**Sold Import-Export [17 = 15 - 16]**	**-400**
18	**Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]**	**4075**

5.3. Capacităţi interne de transport al energiei electrice şi interconexiuni cu alte sisteme

Reţeaua electrică este ansamblul de linii, staţii electrice şi alte echipamente electroenergetice conectate între ele, inclusiv elementele de susţinere, control şi protecţie a acestora.

Conform Legii energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, reţeaua electrică de transport (RET) este reţeaua electrică de interes naţional şi strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV. RET realizează interconectarea între producători, reţelele de distribuţie, consumatorii mari şi sistemele electroenergetice învecinate.

Reţeaua 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 şi condiţiilor asociate licenţei pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

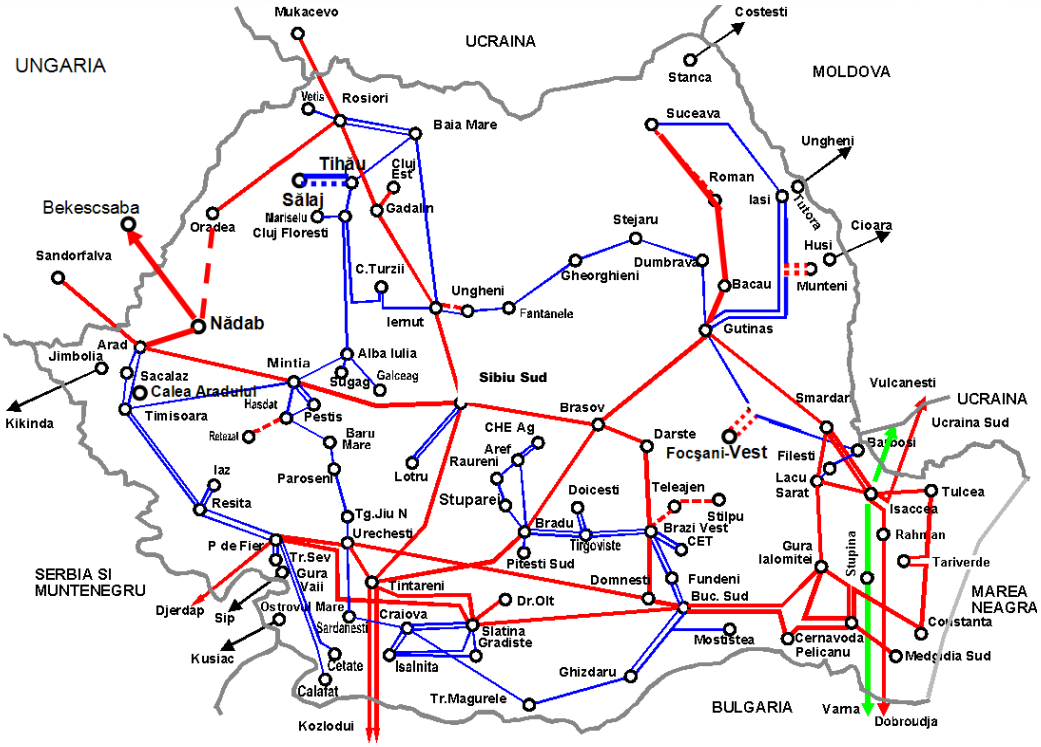


Fig. 5.3 Reţeaua Electrică de Transport – octombrie 2017

LEGENDĂ:

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

În Tabelul 5.3.1 este prezentată sintetic componenţa RET conform Deciziei ANRE nr.802/2016 pentru modificarea Licenţei nr.161pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, iar în Anexa B-2 (Linii, Statii, Bobine) sunt prezentate în detaliu elementele RET: linii, transformatoare, bobine pe care CNTEE Transelectrica SA le exploatează în calitate de concesionar, proprietar sau în baza altui temei legal, conform Licenţei.

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

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV şi staţii electrice având tensiunea superioară de 750 kV, 400 kV şi 220 kV, conform tabelului 5.3.1.

Tabelul 5.3.1 Instalaţiile RET

Tensiunea [kV]	STAŢII			LEA [km]
	Staţii [nr.]	Unităţi de transformare >=100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
750	1	2	1250	3,108
400	38	2 20 31	500 400 250	4915,2*
220	42	2 81 1	400 200 100	3875,64
110	0	0	0	40,418
TOTAL	**81**	**139**	**36100**	**8834,4**

**) În valoarea totală a LEA 400 kV în anul 2016 a fost inclusă LEA Oradea Sud-Nădab-59,2 km*
Notă: lungimea liniilor este defalcată în funcţie de tensiunea constructivă

Lungimea totală a reţelei electrice de transport este de 8834,4 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 426,9 km.

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

A început și continuă un amplu program de retehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja retehnologizate circa 56% (45 de stații) din totalul de 81 de stații.

Au continuat lucrările de retehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET; lucrări de implementare a sistemului de comandă – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protectiilor, după cum urmează:

- în anul 2015: stația 400/110/20 kV Tulcea Vest, extindere stație 400 kV Cernavodă - etapa 1 - înlocuire bobine de compensare, înlocuire transformator 25 MVA 110/10 kV cu transformator 40 MVA în stația 220/110 kV Fundeni și modernizare sistem control - protecție în stația 220/110/20 kV Tihău;

- în anul 2016 au fost realizate următoarele lucrări:

- Stația București Sud: Trafo 1 – 63 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Fundeni: Trafo 3 – 40 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Gheorgheni: Trafo 1 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Grădiște: Trafo 2 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Statia Râureni: AT 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Ungheni: AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Vetiș: modernizare sistem control-protecție

- LEA 220 kVIșalnița – Craiova Nord circ. 1, înlocuirea conductoarelor active, cu conductor activ cu capacitate de transport mărită (tip ACSS, S = 558 mm^2, Ol/Al, fabricație Iproeb)

- în anul 2017 au fost realizate lucrări de retehnologizare în stația 220; 110/20 kV Câmpia Turzii și în stația 220/110 kV Tihău - echipament primar, au fost înlocuite AT 200 MVA în stațiile 220/110 kV Craiova Nord și 220/110 kV Pestiș, au fost înlocuite transformatoarele T1 și T2 2x16 MVA în stația 220/110/20 kV Vetiș, Modernizare sistem SCADA stația Constanța Nord.

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 şi executie, 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 anuale de mentenanță RET. Aceste activități au avut ca obiect proiecte aflate în fazele de proiectare /demarare proceduri achiziție respectiv derulare contracte, după cum urmează:

- Stații-Analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită.
- LEA-documentații de proiectare: „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; „RC LEA 220 kV Gutinaș - Focșani Vest”; „RK LEA 400 kV București Sud – Pelicanu”; „RC - LEA 220kVIșalnița – Grădiște”; „RC - LEA 400kV Țânțăreni – Urechești”; RC LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest; RC LEA 220 kV Filești-Lacu Sărat; RC LEA 400 kV CNE-Constanța Nord st. 1-66; RC LEA 400 kV CNE Cernavodă-Gura Ialomiței circ.1 st. 1-64; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare3”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV d.c. Cluj Florești - Alba Iulia: Cluj Florești - Câmpia Turzii: Iernut - Câmpia Turzii”; „Mentenanță majoră LEA 400(220) kV Retezat – Hășdat”.
- LEA-execuție lucrări: „RK LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Fântânele-Gheorgheni”; „Mentenanță majoră LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni”; „RC LEA 220kV Bradu – Stupărei”
- Transformatoare: “Reabilitare izolație cu tratare ulei la AT1 200 MVA din stația Hășdat”; Expertizare și măsurători speciale unități de transformare, RC Trafo 2 250 MVA, 400/110/20 kV Smârdan.

S-au finalizat noi linii de interconexiune (Nădab – Beckescsaba, pe relația cu Ungaria), iar pentru altele este în curs de finalizare execuția (Reșița – Pancevo, pe relația cu Serbia).

Investiţiile efectuate până în prezent au permis menţinerea la un nivel corespunzător a infrastructurii de conducere prin dispecer şi a infrastructurii necesare funcţionării pieţelor de electricitate: reţea naţională de fibră optică, sistem de monitorizare şi conducere EMS-SCADA, sistem de măsurare a cantităţilor de energie electrică tranzacţionate pe piaţa angro, platforme IT de tranzacţionare şi decontare. Este în curs de desfăşurare programul de modernizare a întregii reţele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de modernizare şi retehnologizare a staţiilor electrice cele mai importante din RET, precum şi de dezvoltare a capacităţii de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/retehnologizare efectuate în reţea au urmărit în permanenţă adoptarea de echipamente la nivelul tehnic al perioadei respective, ceea ce a permis şi alegerea unor scheme de conexiuni simplificate pentru staţiile electrice. Transformatoarele şi autotransformatoarele noi instalate în staţiile retehnologizate se caracterizează prin parametri de funcţionare îmbunătăţiţi şi soluţii constructive fără unităţi de reglaj sau unităţi monofazate, mărind siguranţa în funcţionare şi

reducând semnificativ costurile de mentenanţă, impactul negativ asupra mediului şi pierderile de energie electrică în reţea.

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 studiată : iarna 2016-2017 [7] și vara 2017 [6]. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de retea 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 statiile electrice, citite la palierul caracteristic de consum VSV (vârf seara 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.

Rezultatele analizelor, ce sunt prezentate în continuare, sunt preluate din studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN pentru perioadele: iarnă 2016-2017 [7] și vară 2017 [6]:

5.4.1 Vara 2017

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru vara 2017 [6] este realizată pentru producţie de cca. 96%*Pinst în CEE şi pe o reţea cu următoarele caracteristici:
- LEA 110 kV Războieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Târgu Frumos şi LEA 110 kV Bârlad-Glăvăneşti se menţin în funcţiune;
- LEA 110 kV Ostrov-Zatna-Lebăda-Lunca-Lacu Sărat, circ.1 si 2 va fi deconectată;
- RTh stația 110 kV Suceava este în evoluție pe parcursul mai multor luni;
- RTh Dumbrava, pe rând câte un AT 220/110 kV Dumbrava retras;
- LEA 110 kV Basarabi-Băltăgeşti este deconectată;

Se funcţionează cu:
- LEA 110 kV Hârşova-Topolog cu derivaţie Cişmeaua Nouă, deconectată în staţia Hârşova;
- LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivaţie Fântanele, deconectată în staţia Baia;
- LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectată în statia Mihai Viteazu;
- RTh staţia Medgidia Sud, T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare;
- LES 110 kV Fundeni-Obor, c2 echipat cu conductor nou;
- Staţii noi 110 kV: Liviu Rebreanu, Academia Militară, Parc Drumul Taberei;
- Staţia Bucuresti Centru nouă: LES 110 kV Panduri este în funcţiune, LES Bucureşti Nord în rezerva (la fel ca în iarna 2016-2017), CT 110 kV Centru conectată;
- CT 110 kV Sălaj conectată, LES 110 kV Vulcan-Sălaj deconectată;
- LES 110 kV Panduri-Cotroceni deconectată;
- Stația Pajura: LES 110 kV Băneasa este în funcţiune, LES 110 kV Timpuri Noi în rezervă.
- LEA 110 kV Argeş Sud-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivaţie Gura Lotrului sunt în funcţiune;
- Se va funcționa cu AT 220/110 kV Urechești, iar AT 220/110 kV Târgu Jiu Nord va fi în rezervă;

- CT 110 kV Vaşcău şi buclă LEA 110 kV Salonta-Ch. Criş sunt în funcţiune; LEA 110 kV Beiuş şi Brad în funcţiune pe B1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu şi Virfurile în funcţiune pe B2–110 kV;
- Nu este încă finalizată şi dată în exploatare LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud;
- Consumatorul Cuptoare (Oţelu Roşu) alimentat din staţia 110 kV Iaz este oprit, în insolvenţă;
- Consumatorii Oţelărie Reşiţa (alimentat din staţia 220 kV Reşita) şi Otelărie Hunedoara (alimentat din staţia 220 kV Haşdat / Pestiş) în funcţiune;
- În staţia Hăşdat este indisponibil AT2 220/110 kV Hăşdat. Ca urmare, în staţia Laminoare se conectează LEA 110 kV Hăşdat c1 si c2 şi se deconectează CT 110 kV. Se menţin în funcţiune LEA 110 kV Pestiş c1 şi c2. Astfel, zona Hăşdat va fi buclata cu zonele Pestiş şi Mintia. LEA 110 kV Simeria-Călan se conectează în Călan;
- RTh statia Câmpia Turzii finalizată și se pune în funcţiune AT 220/110 kV Câmpia Turzii;
- Zona 110 kV Câmpia Turzii va funcţiona buclat cu zona Alba Iulia, se va funcţiona cu un singur AT 220/110 kV Alba Iulia şi cu CT 110 kV Alba Iulia conectată;

Calculele s-au efectuat cu producția în centralele electrice eoliene de 2790 MW (cca. 96%*Pinst), iar producția în centralele electrice fotovoltaice 0 MW. Soldul a fost de 1250MW export.

În regim staționar, circulațiile 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 staţionar analizat, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală (Pnat=450-500 MW) în proporție de cca. 83% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii de 400kV sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea (cca. 900 MW)
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș (cca. 675 MW)
- LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu (cca. 645 MW)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-București Sud (cca. 630 MW)

În regimurile staționare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală (Pnat=120MW) în proporție de cca. 90% din totalul LEA.

Cele mai încărcate linii de 220 kV sunt:

- LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu (cca. 240 MW)
- LEA 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni (cca. 235 MW)
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1, c2 (cca. 205 MW)
- LEA 220 kV Paroșeni-Baru Mare (cca. 200 MW)

Încărcarea AT şi T (% din Sn) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor de 400 kV şi 220 kV (% 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 şi din considerente de reducere a cpt.

Tabelul 5.4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%Sn)		Încărcare AT 220/110 kV (%Sn)		Încărcare T 400/110 kV (%Sn)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSV 2017	70	35	62	26	81	39

Tabelul 5.4.2

Regim	Linii 400 kV (%I_{adm})		Linii 220 kV (%I_{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSV 2017	81	24	63	22

5.4.2 Iarna 2016-2017

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este realizată, pentru iarna 2016-2017 [7], pe o rețea cu următoarele caracteristici:

- liniile 110 kV Războieni-Roman Nord , Vatra-Tg. Frumos și Bârlad–Glăvănești în funcțiune;
- linia 110 kV Ostrov-Zatna-Lebăda-Lunca-Lacu Sărat, circ.1 si 2 deconectată în stația Ostrov;
- RTh stația 110 kV Suceava este în evoluție pe parcursul mai multor luni;
- linia 110 kV Basarabi-Băltăgești este deconectată.
- Se funcționează cu:
  - linia 110 kV Harșova-Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, deconectată în stația Hârșova;
  - linia 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivație Fântânele, deconectată în stația Baia;
  - linia 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectată în stația Stejaru;
- RTh stația Medgidia Sud:
  - T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare;
- Stația București Centru (nouă): LES 110 kV Panduri este în funcțiune, LES București Nord în rezervă;
- Stația Pajura: LES 110 kV Băneasa este în funcțiune, LES 110 kV Timpuri Noi în rezervă.
- liniile 110 kV Argeș Sud - Jiblea, Valea Danului - Cornetu cu derivație Gura Lotrului sunt în funcțiune;
- linia 110 kV Poiana Lacului-Căzănești este în rezervă în Poiana Lacului;
- linia 110 kV Pojaru-Berbești este în rezervă în Pojaru;
- RTh stația Bradu:
  - Se consideră în funcțiune un singur AT 400/220 kV în stația Bradu (AT4), datorită lucrărilor de RTh din această stație;
  - AT 220/110 kV Pitesti Sud retras din exploatare, se va funcționa cu ambele AT 220/110 kV în stația Bradu.
- CT 110 kV Vașcău și bucla LEA 110 kV Salonta-Chișinău Criș sunt în funcțiune;
- Nu este încă finalizată și data în exploatare LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud;

- Consumatorul Cuptoare (Oțelu Roșu) alimentat din stația 220 kV Iaz este oprit.
- Consumatorii Oțelărie Reșița (alimentat din stația 220 kV Reșița) și Oțelărie Hunedoara (alimentat din stația 220 kV Hășdat / Pestiș) în funcțiune;
- În stația 220 kV Hășdat este indisponibil AT2 220/110 kV Hășdat. Ca urmare, în stația Laminoare se conectează LEA 110 kV Hășdat c1 și c2 și se deconectează CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestiș c1 și c2. Astfel, zona Hășdat va fi buclată cu zonele Pestiș și Mintia. LEA 110 kV Simeria-Călan se conectează în Călan.
- RTh stația Câmpia Turzii finalizată și se pune în funcțiune AT 220/110 kV Câmpia Turzii;
- Zona 110 kV Câmpia Turzii va funcționa buclat cu zona Alba Iulia, se va funcționa cu un singur AT 220/110 kV Alba Iulia;
- linia 110 kV Tăuni-Blaj se menține deconectată.

Calculele s-au efectuat cu producția în centralele electrice eoliene de 2835 MW (cca.98%*Pinst), iar producția în centralele electrice fotovoltaice 0 MW. Soldul este de 800 MW export.

În regimurile staţionare, 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 unităţilor de transformare şi sunt prezentate în Anexa B-4, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

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

În regimurile staţionare analizate, unele LEA 400 kV sunt încărcate peste puterea naturală (Pnat= 450-500 MW), restul de cca. 81% dintre liniile de 400 kV fiind încărcate sub puterea naturală.

Cele mai încărcate linii 400kV sunt:

- linia 400 kV Tulcea Vest-Isaccea (cca. 922 MW)
- linia 400 kV Gutinaș-Smârdan (cca. 701 MW)
- linia 400 kV Pelicanu-Cernavodă (cca. 625 MW)
- linia 400 kV București Sud-Gura Ialomiței (cca. 595 MW)
- linia 400 kV Iernut-Sibiu Sud (cca. 517 MW)
- linia 400 kV Domnești-București Sud (cca. 515 MW)
- linia 400 kV București Sud-Pelicanu (cca. 503 MW)
- linia 400 kV Tulcea Vest-Tariverde (cca. 501 MW)

În regimurile staţionare analizate, LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală (Pnat= 120 MW) în proporţie de cca. 86% din totalul LEA.

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

- linia 220 kV Baru Mare-Hășdat (cca. 248 MW)
- linia 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1, c2 (cca. 242 MW)
- linia 220 kV Paroșeni-Baru Mare (cca. 222 MW)
- linia 220 kV Urechești-Târgu Jiu (cca. 219 MW)
- linia 220 kV București Sud-Fundeni c1, c2 (cca. 216 MW)

Încărcarea AT și T (procente din Sn) 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(%Sn)		Încărcare AT 220/110kV (%Sn)		Încărcare T400/110kV (%Sn)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2016/2017	75	42	64	28	80	41

Tabelul 5.4.4

Regim	Încărcare linii 400kV ($\%I_{adm}$)		Încărcare linii 220kV ($\%I_{adm}$)	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2016/2017	82	26	74	25

5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

5.4.3.1 Palier VSV (vara 2017)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 83% încărcate sub puterea lor naturală. În condiţiile unei producţii mari în CEE cele mai încărcate linii 400kV sunt: LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu, LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud.
- Se constată că liniile de 220kV funcționează în proporție de cca. 90% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate linii 220 kV sunt: LEA 220kV Urechești-Târgu Jiu, LEA 220kV Târgu Jiu-Paroșeni, LEA 220kV Paroșeni-Baru Mare, LEA 220kV Porțile de Fier-Reșița c1, c2.

- 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 indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN. Starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din codul RET) este starea de funcţionare în care sunt satisfăcute: *criteriul de siguranţă (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.*

- Se menţionează că regimul pe baza căruia s-au furnizat rezultatele de mai sus (palier VSV 2017) este caracterizat prin producția maximă (cca 96 % *Pinst.) în CEE posibil a fi evacuată în condițiile respectării criteriului N-1 în RET și RED în schema completă și pentru palierul de consum și soldul de export analizat. Reducerea este necesară pentru evitarea unor congestii din RED 110 kV zona Dobrogea. În funcționarea reală au existat perioade cu producție a centralelor eoliene în apropierea valorii puterii instalate, dar sub 96% * P_{inst} Din punctul de vedere al schemelor de funcţionare cu un echipament retras din exploatare, se ţine cont ca acestea să se realizeze în perioade cu o prognoză de producţie redusă, astfel incât nu au fost necesare măsuri de reducere de puteri produse în CEE. În cazul unor retrageri din exploatare accidentale s-ar fi aplicat măsurile de reducere a puterii produse, însa nu au fost asemenea regimuri de funcţionare în perioada analizată

5.4.3.2 Palier VSI (iarna 2016-2017)

- Se constată că liniile de 400 kV funcționează în proporție de cca. 81% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate linii de 400kV sunt: LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea, LEA 400 kV Gutinaș - Smârdan, LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomiței, LEA 400 kV Pelicanu - Cernavodă.
- Se constată că liniile de 220 kV funcționează în proporție de cca. 86% încărcate sub puterea lor naturală. Cele mai încărcate linii de 220kV sunt: LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ.1 și circ.2, LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu, LEA 220 kV Baru Mare - Hășdat, LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare.
- Gradul de utilizare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor (I_{adm} 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 siguranţă (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 2016-2017) prezintă o imagine a unei situații valabile pentru ipoteza considerată din punct de vedere al balanței propuse, al palierului de consum considerat, precum și a producției în centralele eoliene la valoarea maxim admisibilă în condițiile respectării criteriului N-1 în RET și RED pentru schema completă (fara retrageri din exploatare). Rezultatele calculelor de regimuri indică că nu se poate evacua în schema completă cu respectarea criteriului N-1, producţia de energie electrică corespunzătoare puterii instalate (cca 311 MW) în CEE din zona Hârșova – Medgidia. Puterea maximă admisibilă care se poate produce în CEE din această zonă este de 250 MW.

5.4.4 Capacităţile de transfer totale şi bilaterale pe graniţe

5.4.4.1 Tipuri de capacităţi nete de schimb calculate/estimate

În cadrul managementului congestiilor generate de schimburi transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA aplică prevederi din urmatoarele documente din legislaţia natională, proceduri operaţionale şi convenţii internaţionale cu OTS vecine MAVIR, EMS, ESO EAD:

- Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare ;
- Codul Comercial aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25 din 22.10.2004;
- Codul Tehnic al Reţelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20 / 27.08.2004 şi completat prin Ordinul ANRE nr. 35 / 06.12.2004;
- Politica nr. 4 a Manualului de Operare al asociaţiei ENTSO – E;
- Metodologie pentru determinarea şi armonizarea capacităţilor nete de interconexiune (NTC), avizată cu Aviz ANRE nr. 16 din 29.07.2010;
- Convenţiile de exploatare ale liniilor de interconexiune, incheiate cu OTS vecine;
- Convenţiile bilaterale de alocare a NTC pe graniţe, încheiate cu OTS vecine;

Obligaţiile care îi revin C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. sunt de a determina valorile nete de interconexiune (NTC), de a le conveni cu OTS vecine şi de a le furniza către piaţa de capacităţi NTC, în vederea alocării la nivel: anual, lunar, zilnic şi intra – zilnic.

CNTEE Transelectrica SA calculează următoarele tipuri de capacităţi nete de interconexiune(NTC), având în vedere obiectivul principal de a optimiza valorile nete de interconexiune (NTC), ţinând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea criteriului de siguranţă N-1:

a) NTC anuale maxime negarantate

a.1 Se calculează sezonier capacităţile nete de schimb (NTC) maxime negarantate în interfaţa de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor. Valorile NTC maxime anuale pentru anul următor se calculează pe modelul sezonier de iarnă.

Calculele se fac pentru topologie normală, luând în considerare şi punerile în funcţiune 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.

a.2. Se calculează capacităţi de schimb totale între România şi reţeaua europeană interconectată și se distribuie pe granițe funcție de scenariile de schimb considerate.

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

Se menţine o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni, pentru a permite întrajutorarea sistemelor la nivel european prin acţionarea reglajului primar în caz de incident şi pentru acomodarea abaterilor regimurilor faţă de regimurile medii modelate. Conform celor convenite cu partenerii, pentru calculul capacităţilor nete de schimb coordonate adiţionabile în interfaţa României, valoarea TRM s-a stabilit la 100MW/fiecare graniță, ceea ce conduce la valorile 300/400MW pe interfaţa României export/import.

Valorile NTC maxime anuale sunt **indicative**, **negarantate** nu sunt furnizate către piață de capacități NTC şi sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil. Pentru unele granite valorile NTC bilaterale maxime anuale se utilizează pentru definirea unui plafon pentru alocare lunară, armonizat cu partenerul (C.N.T.E.E Transelectrica S.A - MAVIR).

b) NTC anuale şi 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 aceeaşi direcţie export/import, cu rezervele de fiabilitate (TRM) convenite în convenţiile bilaterale, fără periclitarea securităţii sistemului:

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

Ţinând seama de:

- necesitatea furnizării NTC anuale ferme înaintea elaborării planului de retrageri anual al SEN şi a planurilor de retragere coordonată în interconexiune,
- reprogramarea retragerilor pe parcursul anului,

- incertitudini legate de prognoza producţiei în puncte cheie care afectează valorile NTC (CHE Porţile de Fier+Djerdap etc.) şi de respectarea termenelor PIF.

NTC anuale ferme se estimează luând în considerare:

- Experienţa anului curent şi anterior privind programele simultane de reparaţii în interconexiune şi a posibilităţilor de schimb: cele mai mici valori NTC lunare ferme obţinute;
- Calcule suplimentare, care se efectuează numai dacă sunt prevăzute:
  - programe de retehnologizare în anul următor care pot duce la valori NTC ferme semnificativ mai mici;
  - puneri în funcţiune semnificative (linii şi staţii de interconexiune etc.) în intervalul între estimarea NTC anuale şi începerea anului următor, care pot duce la creşterea valorilor NTC.

NTC lunare ferme pe graniţe se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul CNTEE Transelectrica SA– Dispecerul Energetic Naţional pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în reţele buclate: NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor NTC compozite în interfaţa de interconexiune a SEN şi alte interfeţe utilizate în comun cu partenerii, principiu convenit cu toţi partenerii.

Pentru fiecare lună, CNTEE Transelectrica SA calculează şi furnizează pentru piaţa de energie în luna anterioară valori NTC ferme pe graniţe, utilizabile simultan în întreaga interfaţă de interconexiune a SEN în condiţii de siguranţă, luând în considerare:

- Schimburile prognozate, NTC anuale ferme, incertitudinea sursa/destinaţia şi posibilitatea realocărilor succesive, eliminarea soldării, utilizarea comună a interfeţelor;
- Programele de reparaţii pentru luna respectivă; prognoza de producţie şi consum;
- Statutul automaticilor, măsuri operative preventive/postavarie.

Calculul NTC la nivel lunar se face pe subperioade cu rezoluţie până la săptămână şi zi, funcţie de programele de retrageri din luna respectivă, şi ca atare valorile NTC obţinute sunt adecvate şi pentru alocare saptămânală, zilnică şi intra-zi.

Situaţia istorică a congestiilor comerciale generate de schimburile transfrontaliere de energie electrica se află în pagina de web a C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. la adresa www.transelectrica.ro/web/tel/355, unde se regăsesc rapoartele anuale de congestii.

5.4.4.2 Capacităţi nete de schimb maxime

Capacităţi nete de schimb maxime în perioada 2010-2017:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Iarna 2016-2017	Vara 2017
	NTC*) maxime negarantate (prognoza) [MW]							
RO export	**1900**	**2050**	**2400**	**2300**	**2700**	**2750**	**2650**	**2250**
RO import	**1900**	**2100**	**2300**	**2100**	**2300**	**2700**	**2200**	**2050**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Iarna 2016-2017	Vara 2017
	NTC*) maxime negarantate (prognoza) [MW]							
RO->HU	1100	700	700	800	900	1350	1100	1100
HU->RO	600	700	700	700	800	1000	600-800	950
RO->RS	600	700	800	700	800	950	850	600
RS->RO	300	500	600	550	600	800	600-500	400
RO->BG	600	600	700	650	800	350	550	450
BG->RO	600	600	800	550	600	750	750-550	400
RO->UA	300	200	200	150	200	100	150	100
UA->RO	400	400	300	300	300	150	250-350	300

*) Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5
https://www.transelectrica.ro/web/tel/380

Pentru iarna 2016-2017 s-au determinat valori NTC maxime negarantate pentru regim de bază cu / fără CTE Mintia și diferite scenarii (în număr de 3) de schimb simultan cu partenerii:

Scenarii	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp3-M
NTC)	**R3**	**R3**	**R3**	**R3-M**
Export RO	**2350**	**2650**	**2150**	**1550**
Import RO	**2200**	**2200**	**2100**	
RO->HU	850	1100	1100	750
HU->RO	600	800	900	
RO->RS	750	850	650	550
RS->RO	600	500	600	
RO->BG	650	550	300	200
BG->RO	750	550	400	
RO->UA	100	150	100	50
UA->RO	250	350	200	

**) Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5
https://www.transelectrica.ro/web/tel/380

Pentru vara 2017 s-au determinat valori NTC maxime negarantate pentru regim de bază în diferite scenarii (în număr de 7) de schimb simultan cu partenerii.

Scenarii	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5	exp6/ imp6	exp7/ imp7
Export RO	**2050**	**2000**	**2200**	**2150**	**2150**	**2250**	**1950**
Import RO	**1950**	**2000**	**1850**	**2000**	**2050**		
RO->HU	800	800	1000	1100	1050	1100	850
HU->RO	700	700	650	800	950		
RO->RS	750	600	650	600	700	600	700
RS->RO	500	400	550	400	400		
RO->BG	400	500	450	300	300	450	300
BG->RO	500	600	400	500	400		
RO->UA	100	100	100	150	100	100	100
UA->RO	250	300	250	300	300		

Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5
https://www.transelectrica.ro/web/tel/380

5.4.4.3 Capacităţi nete de schimb lunare

	Valori maxime ale profilelor NTC lunare ferme armonizate [MW]							
	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
RO export	**1400**	**1575**	**1550**	**1550**	**1650**	**1650**	**1700**	**1700**
RO import	**1300**	**1650**	**1500**	**1500**	**1700**	**2100**	**2150**	**2450**
RO->HU	500	550	450	650	700	700	700	700
HU->RO	600	700	600	650	700	700	700	700
RO->RS	550	650	700	600	700	700	700	700
RS->RO	300	300	350	500	600	800	800	800
RO->BG	300	325	350	200	200	400	300	300
BG->RO	200	300	350	250	300	400	300	300
RO->UA	50	50	50	100	50	100	100	300
UA->RO	200	350	200	100	100	200	550	650

Sursa: Studiile sezoniere de planificare operationala, cap.3.5
https://www.transelectrica.ro/web/tel/380

În funcţie de actualizarea informaţiilor privind desfăşurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificari semnificative, valorile NTC garantate sunt recalculate şi armonizate la nivel de subperioade. Capacităţile suplimentare se pot aloca în licitaţiile comune zilnice şi intra-zi pe graniţele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

5.4.4.4 Factori ce influenţează valorile capacităţilor maxime negarantate şi ale capacităţilor de schimb ferme anuale şi lunare

Analiza referitoare la factorii cu influenţă asupra NTC, valori maxime negarantate, se bazează pe rezultate şi concluzii care provin din Studiile sezoniere de planificare operaţională a funcţionării SEN, respectiv cap. 3.5. din cuprinsul studiilor.

https://www.transelectrica.ro/web/tel/380

Următorii factori au influenţat semnificativ valorile capacităţilor maxime anuale de schimb din SEN şi ale capacităţilor de schimb ferme anuale şi lunare în perioada 2010-2017:

- Modificarea limitei de curent pe LEA 400 kV Porţile de Fier-Djerdap:
  - reducerea limitei de curent de vară în Djerdap la 1300 A din 2011, cu efect negativ asupra capacităţii de export în perioada de vară.
  De exemplu, în vara 2017 capacitatea maximă negarantată de export s-a redus cu 400 MW față de iarna 2016-2017.
- Scăderea volumului unor schimburi la nivel european datorită recesiunii economice (2009-2011), determinând reducerea circulaţiilor paralele nord-sud prin SEN, cu efect pozitiv asupra capacităţii de export şi import a 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 funcţiune a centralelor eoliene în sud-estul ţării a mărit contribuţia axei 400 kV Isaccea – Rahman - Dobrudja şi axei 400 kV Isaccea – Stupina - Varna la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacităţii de export. Valoarea NTC de export pe interfaţa României este cu atât mai mare cu cât este mai mare producţia în CEE din zona Dobrogea Această concluzie se bazează pe analiza comparativă a unor regimuri cu producţii diferite în CEE, regimuri care au fost efectuate în cadrul Studiilor semestriale de planificare operaţională a funcţionării SEN;
- Funcţionarea cu producţie în CTE Iernut şi deficit redus în zona de nord determinând creşterea NTC de import.
- Funcţionarea fără producţie în CTE Mintia determină o încărcare mai mare a axei Porţile de Fier-Reşiţa-Timişoara-Arad şi poate duce la o reducere semnificativă a valorilor NTC de export pe graniţa cu Ungaria şi în interfata RO (cca. 600MW în iarna 2016-2017).

Valorile maxime ale capacităţilor nete de transfer lunare ferme sunt mai mici decât valorile maxime indicative din mai multe cauze:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulţi parteneri prin interfeţe multilaterale comune şi alocări succesive pe mai multe graniţe, determinând solicitarea preferenţială a unor graniţe ale SEN;
- Desfăşurarea unor programe de lucrări în RET care au necesitat retrageri din exploatare a unor linii semnificative din RET şi reţeaua externă chiar în perioada de iarnă. De exemplu, retragerea din exploatare a LEA 400 kV Gădălin - Iernut în iarna 2016 - 2017 pentru remedierea urmărilor unor condiţii meteo severe asupra echipamentului;Nivele de producţie maximă în anumite centrale şi zone, semnificativ diferite de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime, de exemplu în centralele termoelectrice din zona Oltenia și/sau CHE din Amenajarea Hidroenergetică Olt;

- Nivel de producție considerat în centralele electrice eoliene 1000-1500 MW din puterea instalată, diferit de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime;
- Variaţia structurii schimburilor partenerilor de interconexiune şi a circulaţiilor paralele.

Valorile NTC în interfaţa României pot varia pe parcursul anului, sub influenţa unor factori ca:

● Retragerea unor linii de interconexiune şi linii interne care influentează valorile NTC;

● Diferenţa de temperatură sezonieră, determinând:

- trecerea la reglaje de vară reduse pentru unele protecţii de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie/mai – septembrie/octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
- curenţi limită termică admisibili mai mari pe diferite linii din SEN și rețeaua externă, care influenţează pozitiv valorile NTC de import şi export în perioada noiembrie - februarie. Curenții limită termici sunt mai mari în sezonul de iarnă, deoarece corespund unor temperaturi mai mci. Cuatificarea efectului propriu al temperaturilor este greu de realizat deoarece se suprapun și mulți alți factori de influență. De exemplu efectul temperaturii poate fi alterat/amplificat de faptul că în timpul sezonului de iarnă sunt mult mai puține retrageri din exploatare. O astfel de analiză de sensibilitate, a fiecărui factor în parte, nu este realizată în cadrul procesului de determnare a NTC; deoarece nu conduce la maximizarea NTC.

▪ Producţia în centrale cheie: CHE Porţile de Fier şi Djerdap în special în perioada de vară, CTE Iernut în perioada de iarnă, CTE Mintia.

În ultimii ani, gama de variaţie a valorilor NTC lunare ferme în interfaţa de interconexiune a SEN s-a redus datorită următorilor factori:

▪ Creşterea producţiei 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;

▪ Îmbunătăţirea coordonării programelor de retrageri din exploatare semnificative (în paragraful 5.4.4.5. sunt precizate liniile cu influenta asupra NTC) între partenerii de interconexiune, în sensul că pe durata unei o singure perioade de retrageri din exploatare a unei linii cu influență în interconexiune, trebuie să se execute toate lucrările, evitându-se și alte perioade de retrageri din exploatare;

▪ Implementarea de scheme de funcționare specifice la parteneri de interconexiune în cazul unor retrageri cu efect semnificativ sau al circulațiilor paralele mari.

În particular pentru iarna 2016-2017 se pot observa următoarele influențe referitoare la valorile NTC maxim negarantat:

- Funcţionarea cu producţie mare în CEE din Dobrogea determină o creştere a încărcării LEA de interconexiune din Dobrogea şi limitarea NTC la declanşarea LEA 400 kV Rahman-Dobrudja şi încărcarea LEA 400kV Stupina–Varna la limita impusă de automatica din Varna.

- Creşterea exportului spre Bulgaria peste 600MW poate determina reducerea NTC total în interfaţa României; reducerea cotei de export spre Bulgaria (datorită convenirii la valorile minime inpuse de Bulgaria) a făcut posibilă creşterea semnificativă a NTC de export total în interfaţa RO şi a NTC pe celelalte graniţe.

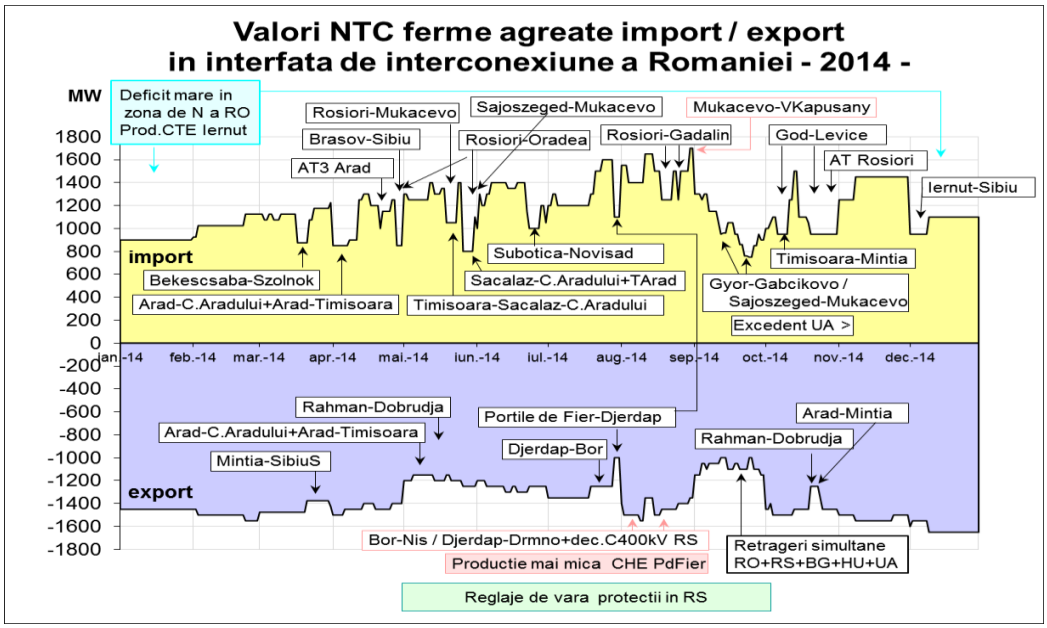
- Dacă o cotă mare din export este direcţionată spre Ungaria, NTC de export este de asemenea limitat şi de declanşarea unui circuit al LEA 220kV d.c. Porţile de Fier-Reşita şi încărcarea celui de-al doilea circuit; ţînând seama de posibilităţile de reducere rapidă a producţiei în CHE Porţile de Fier, s-a considerat posibilă funcţionarea de scurtă durată cu un circuit Porţile de Fier-Reşița încărcat până la curentul termic limită la 20° și 120% încărcare a TC.

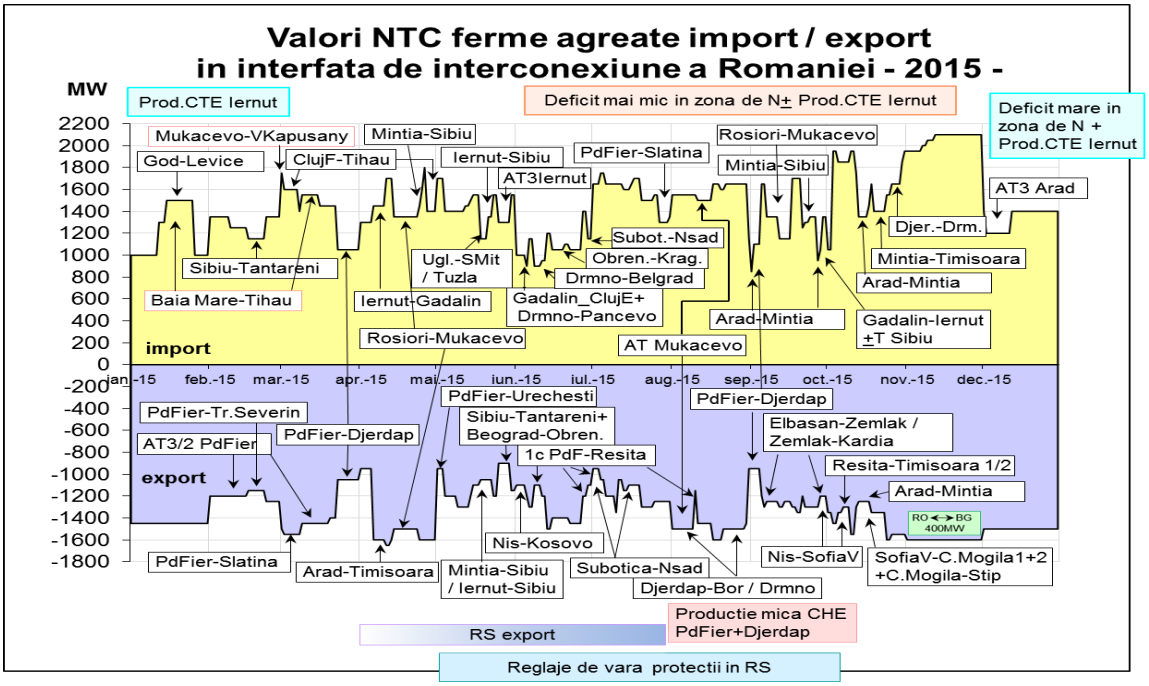
- Funcţionarea fără producţie în CTE Mintia determină o încărcare mai mare a axei Porţile de Fier-Reşita-Timişoara-Arad şi poate duce la o reducere semnificativă a valorilor NTC de export pe graniţă cu Ungaria (cu 350 MW) şi în interfaţa RO (cu 600 MW).

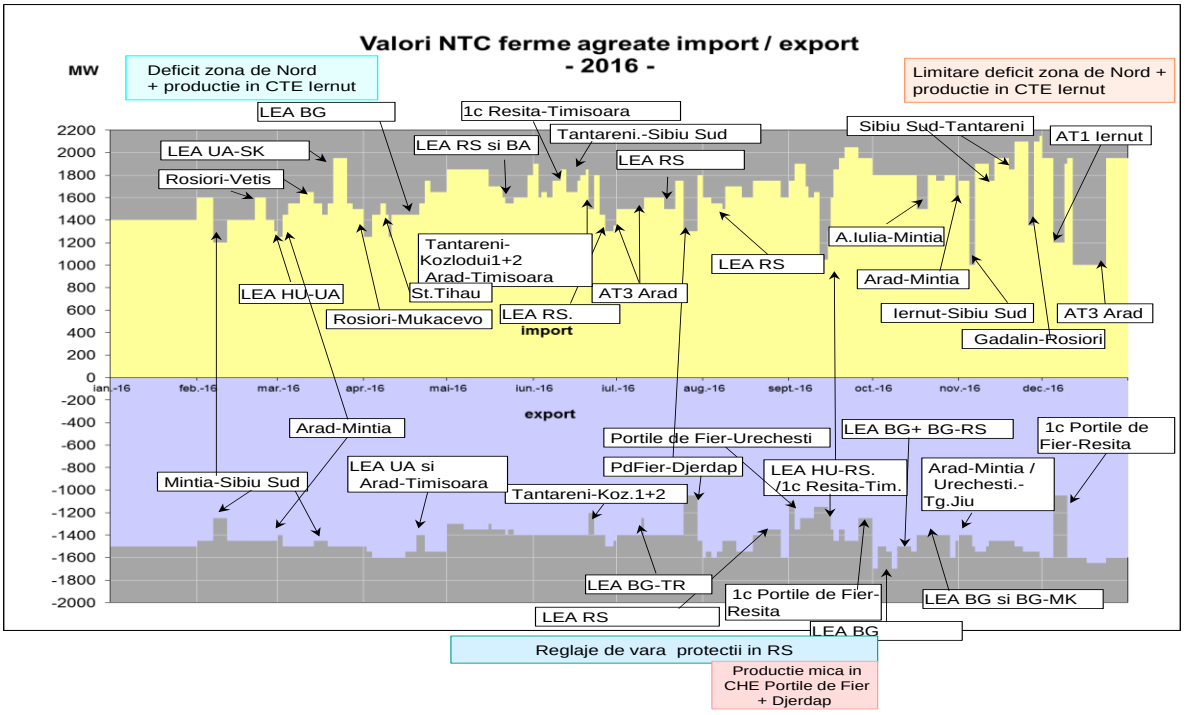
- O structură a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria şi Serbia determină creşterea valorii NTC total în interfaţa SEN. Limitarea importului din Bulgaria de către partener nu poate fi compensată de o creştere similară a importului din Ungaria şi Ucraina, care are un efect mult mai semnificativ asupra zonei de nord a SEN.

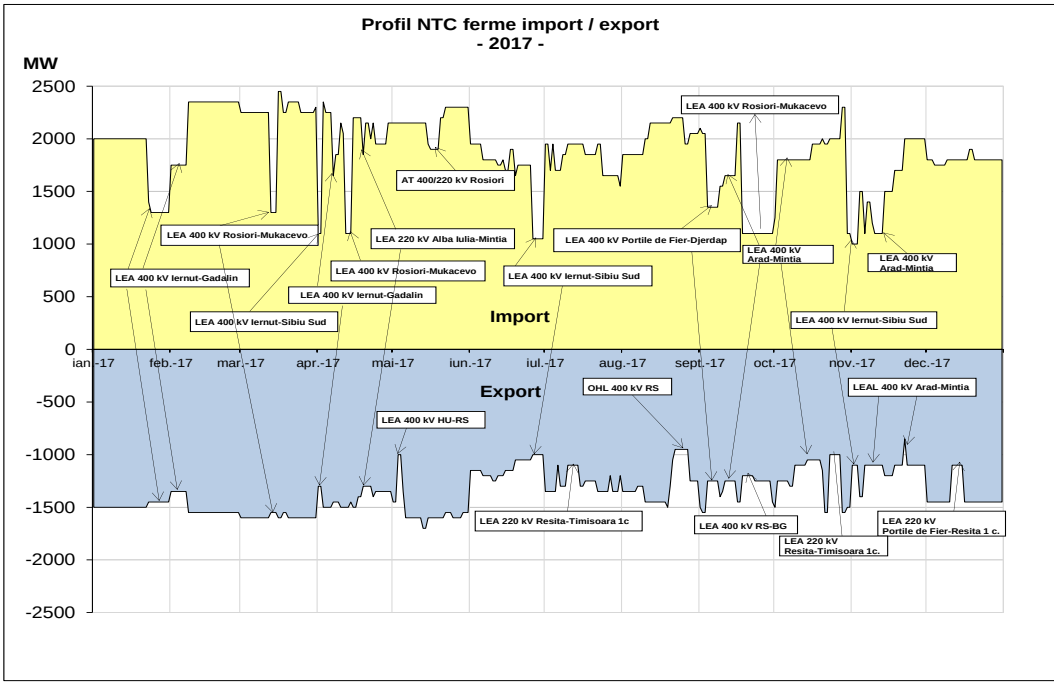
5.4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme 2014-2017

Reprezentarea profilului NTC, din graficele următoare, indică care sunt echipamentele a căror retragere din exploatare influenţează valorile NTC pe interfaţa României. Se constată că reducerea valorilor NTC este datorată nu numai retragerilor din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau ale unor echipamente interne din RET, dar şi ale unor echipamente interne ale OTS din interconexiune.




Valori NTC ferme agreate import / export
in interfata de interconexiune a Romaniei - 2015 -
MW
import
export
Prod.CTE Iernut
Deficit mai mic in zona de N± Prod.CTE Iernut
Deficit mare in zona de N + Prod.CTE Iernut
Mukacevo-VKapusany
God-Levice
ClujF-Tihau
Mintia-Sibiu
Iernut-Sibiu
AT3Iernut
PdFier-Slatina
Rosiori-Mukacevo
Mintia-Sibiu
AT3 Arad
Djer.-Drm.
Subot.-Nsad
Obren.-Krag.
Drmno-Belgrad
Ugl.-SMit / Tuzla
Sibiu-Tantareni
Baia Mare-Tihau
Iernut-Gadalin
Gadalin_ClujE+ Drmno-Pancevo
Rosiori-Mukacevo
AT Mukacevo
Arad-Mintia
Gadalin-Iernut ±T Sibiu
Mintia-Timisoara
Arad-Mintia
PdFier-Tr.Severin
AT3/2 PdFier
PdFier-Djerdap
PdFier-Urechesti
Sibiu-Tantareni+ Beograd-Obren.
1c PdF-Resita
PdFier-Djerdap
Elbasan-Zemlak / Zemlak-Kardia
Resita-Timisoara 1/2
Arad-Mintia
RO ←→ BG 400MW
PdFier-Slatina
Arad-Timisoara
Mintia-Sibiu / Iernut-Sibiu
Nis-Kosovo
Subotica-Nsad
Djerdap-Bor / Drmno
Nis-SofiaV
SofiaV-C.Mogila1+2 +C.Mogila-Stip
Productie mica CHE PdFier+Djerdap
RS export
Reglaje de vara protectii in RS
ian.-15
feb.-15
mar.-15
apr.-15
mai.-15
iun.-15
iul.-15
aug.-15
sep.-15
oct.-15
nov.-15
dec.-15

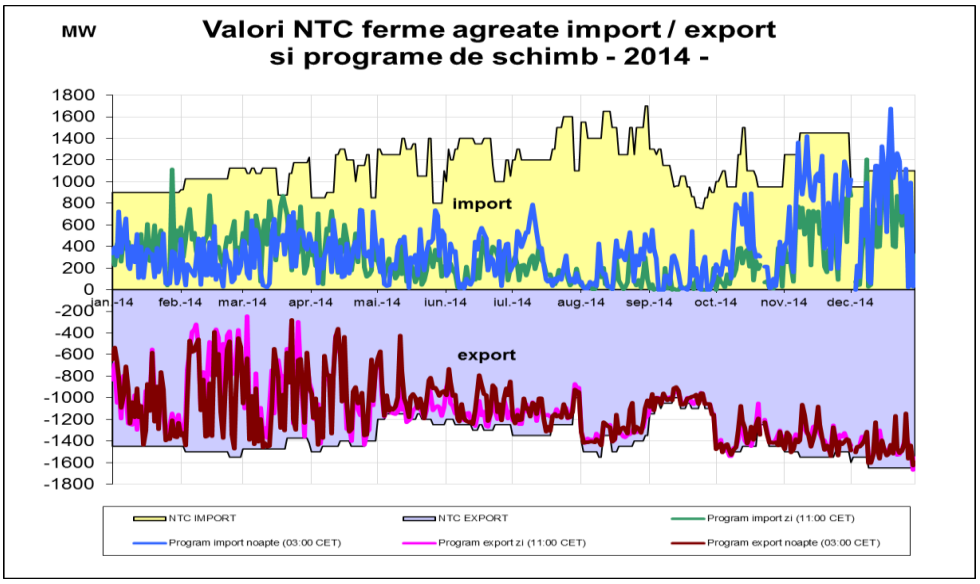

Valori NTC ferme agreate import / export
- 2016 -
MW
Deficit zona de Nord + productie in CTE Iernut
Limitare deficit zona de Nord + productie in CTE Iernut
LEA BG
1c Resita-Timisoara
Tantareni.-Sibiu Sud
Sibiu Sud-Tantareni
AT1 Iernut
LEA UA-SK
LEA RS si BA
LEA RS
Rosiori-Vetis
A.Iulia-Mintia
Tantareni-Kozlodui1+2 Arad-Timisoara
LEA RS
Arad-Mintia
LEA HU-UA
St.Tihau
AT3 Arad
Iernut-Sibiu Sud
AT3 Arad
Rosiori-Mukacevo
LEA RS.
Gadalin-Rosiori
import
export
Arad-Mintia
Portile de Fier-Urechesti
LEA BG+ BG-RS
1c Portile de Fier-Resita
Mintia-Sibiu Sud
LEA UA si Arad-Timisoara
PdFier-Djerdap
LEA HU-RS. /1c Resita-Tim.
Arad-Mintia / Urechesti.-Tg.Jiu
Tantareni-Koz.1+2
LEA BG-TR
1c Portile de Fier-Resita
LEA BG si BG-MK
LEA RS
LEA BG
Reglaje de vara protectii in RS
Productie mica in CHE Portile de Fier + Djerdap
ian.-16
feb.-16
mar.-16
apr.-16
mai-16
iun.-16
iul.-16
aug.-16
sept.-16
oct.-16
nov.-16
dec.-16

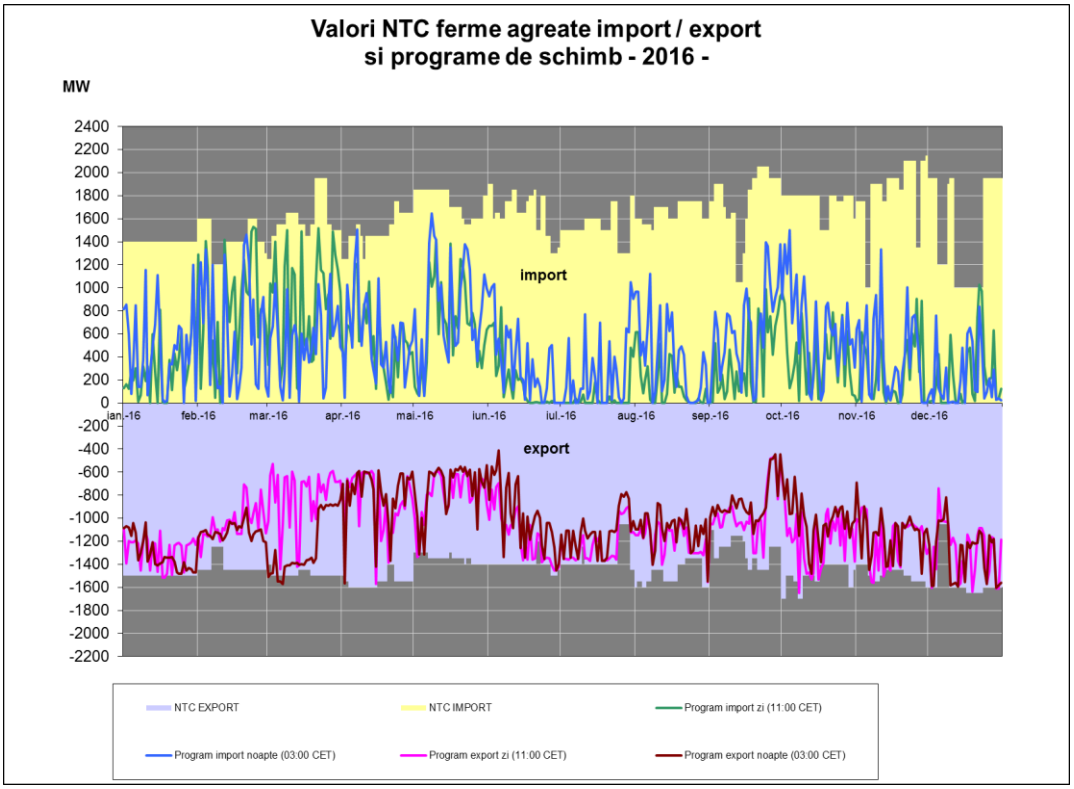


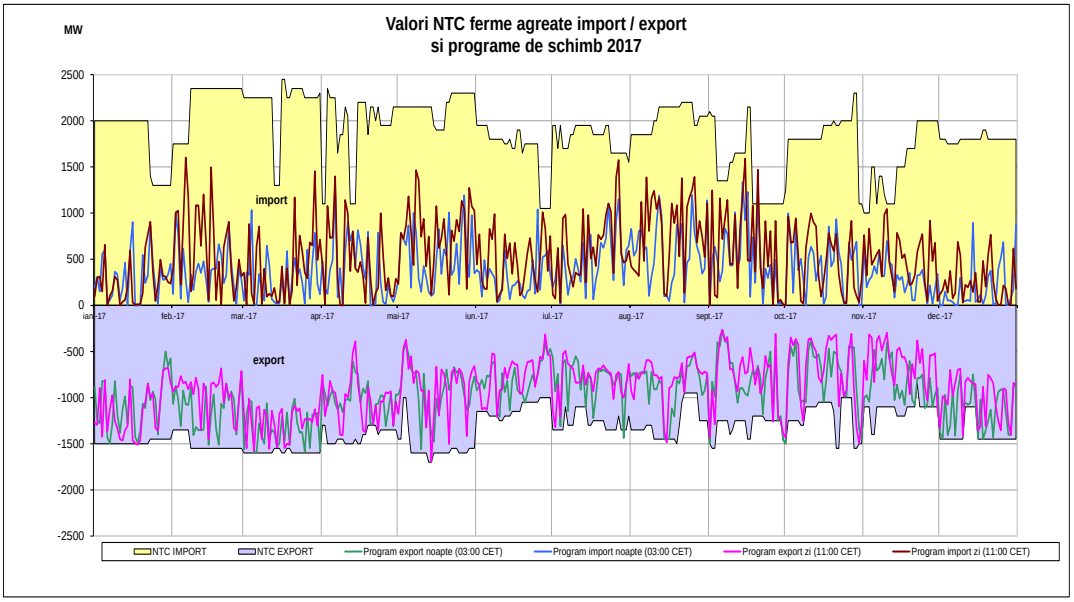
5.4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În continuare se pot observa profilele NTC în interfaţa SEN, armonizate cu partenerii, și programele de schimb în anii 2014-2017 (la golul de noapte ora 3 CET și vârf de dimineață ora 11:00 CET; se obțin 4 curbe care explicitează gradul de utilizare a NTC la aceste momente reprezentative ale zilei).

Din reprezentările grafice care urmează se constată pentru interfaţa României un grad de alocare de cca. 85-90 % a valorilor de NTC de export în comparatie cu cele de import, pentru anii 2014 si 2015. În anii 2016 şi 2017 gradul de alocare a valorilor NTC de export a scăzut comparativ cu anii precedenţi 2014 şi 2015.







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 de bloc;
- Baterii de condensatoare.

Ca măsură 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 2017, respectiv pentru iarna 2016 - 2017.

În regimul de vârf de sarcină pentru vara 2017, pentru menţinerea tensiunilor în banda de valori admisibile s-a determinat prin calcule necesitatea menținerii în funcțiune a bobinelor de compensare din stațiile 400 kV: Cernavodă (o BC), Țântăreni (două BC), Urechești și Roșiori iar în regimul pentru iarna 2016-2017 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile Cernavodă (o BC), Țântăreni (două BC), Urechești și Roșiori.

În regimurile de gol de sarcină, s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a tuturor bobinelor de compensare disponibile din stațiile 400 kV (BC 400 kV Arad și Smârdan indisponibile). De asemenea, la reglajul tensiunii este necesară utilizarea şi a altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unităţile de transformare, funcţionarea unor generatoare sincrone 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 şi a transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 5.5.1

Regim		Tranzit soldat RET–>RED
		P
		MW
Iarna 2016/2017	VSI	3934
Vara 2017	VDV	3616

Consumatorii alimentați din RED reprezintă cca. 91,89% din consumul total de putere activă la palierul de VSV 2017 și 92,78% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2016-2017.

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.

Bobina de compensare din staţia 400 kV Arad este indisponibilă din 29.06.2017, cea din staţia 400 kV Smârdan din 09.01.2017, iar cea din stația 400 kV București Sud din ianuarie 2017. Se vor achiziționa trei bobine de compensare noi 100 MVAr, 400 kV care se vor monta în stațiile 400/220/110 kV Arad, 400/110 kV Smârdan și 400/220/110 kV București Sud în locul celor indisponibile (a se vedea cap. 12.2.3).

Înlocuirea bobinelor de compensare monofazate de 180 (3x60) MVAr din stația de conexiuni 400 kV Cernavodă cu bobine noi trifazate de 100 MVAr.

Calitatea tensiunii în RET

În data de 30.03.2016 a intrat în vigoare „Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem” elaborat de ANRE.

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

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) şi 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 relaţiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori şi utilizatori în ceea ce priveşte asigurarea diferitelor servicii.

În ceea ce priveşte monitorizarea calităţii tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calităţii energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calităţii energiei electrice gestionat de DM-OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât şi printr-un program de supraveghere a calităţii curbei de tensiune la cerere sau în situaţii solicitate de către DEN (măsurători temporare), în staţiile 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 interfaţa RET/RED, la marii consumatori şi la centralele electrice eoliene conectate direct la RET. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe staţii învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator şi a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătăţirii calităţii 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 cerinţele standardelor actuale (EN 50160) și asigurarea mentenaței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare[1] contracte/convenţii de exploatare a unor cerinţe şi penalităţi privind respectarea cerinţelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte şi după racordarea consumatorilor mari şi potenţial perturbatori racordaţi în staţiile 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 interfată 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 cerinţei ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispecerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calităţii energiei electrice, cu echipamente[2] de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performanţă și opțional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de reţea 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 funcţionare, se constată că CEE și CEF monitorizate nu introduc perturbatii în reţea, acestea încadrându-se în limitele admise de Standardul de Performanţă.

5.6 Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină şi energie electrică anuală, 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 o dată cu creșterea tensiunii rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă aceasta este mare.

Pierderile de energie electrică în reţeaua 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 şi înfăşurările de cupru ale transformatoarelor şi bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izolaţii ale elementelor aflate sub tensiune;

---

[1] Ordinul ANRE nr.51/2009 modificat și completat cu Ordinul ANRE nr.29/2013, Ordinul ANRE nr.30/2013, Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016.

[2] Standardul SR EN 61000-4-30, Norma Tehnică NTI-TEL-M-002-2011.

- pierderilor în componentele din fier cauzate de curenţii Foucault şi de histerezis;
- pierderilor prin descărcări electrice care au loc în urma ionizării aerului din jurul conductoarelor care funcţionează la înaltă tensiune.

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producţia şi consumul din fiecare stație, cu modificările de configuraţie a reţelei ca urmare a lucrărilor de mentenanţă sau a incidentelor în reţea şi odată cu schimbarea valorii tensiuni în staţii.

În Tabelul 5.6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierele caracteristice VDV 2016 şi VSI 2016-2017, pe total SEN şi defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV si 400 kV şi respectiv pe T, AT de sistem si bobine de compensare. Sunt precizate pierderile calculate pentru întreaga rețea modelată (inclusiv rețeaua de distribuție de 110 kV), $DP_{total(400-220-110kV)}$, pentru fiecare palier caracteristic. Pierderile totale în RET (DP_{RET}) reprezintă suma dintre pierderile totale (Joule și corona) pe liniile de transport ($DP_{LEA\ 400-220\ kV}$), pierderile în unitățile de transformare (DP_{trafo}) și pierderile în bobine (DP_{bobinr}). DP_{corona} reprezintă partea de pierderi corona din totalul pierderilor calculate pe liniile de 220 și 400 kV (sunt incluse în $DP_{LEA\ 400-220\ kV}$).

Tabelul 5.6.1

			DP RET					
An	Palier	$DP_{total(400-220-110kV)}$	DP_{RET}	$DP_{LEA\ 400-220\ kV}$	DP_{corona}	DP_{trafo}	DP_{bobine}	$DP_{RET}/P_{intr.RET}$
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2016-2017	VSI	385	249	222	56	21	6	3.87%
2016	VDV	256	173	149	30	18	6	3.29%

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 şi putere injectată din RED.

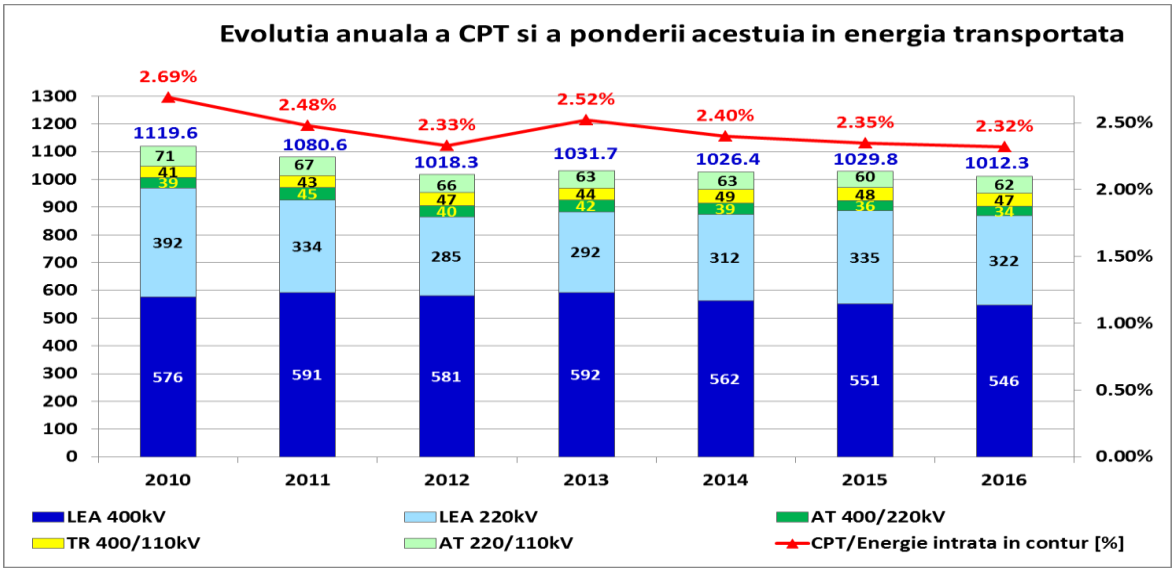
Tabelul 5.6.2

An	Palier	$P_{intr\ in\ RET}$ (*)	$P_{intr\ interconex}$	$P_{generata\ in\ RET}$		Aport RED→RET		$P_{gen.RET}/P_{gen\ SEN}$(**)
		MW	MW	MW	$\%P_{intr\ RET}$	MW	$\%P_{intr\ RET}$	%
2016-2017	VSI	6437	100	5352	83.15%	985	15.30%	65.68%
2016	VDV	5253	0	4419	84.12%	834	15.88%	60.38%

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

Se constată preponderenţa surselor de putere activă care debitează direct în RET (83,15 %) în totalul puterii transportate, faţă de aportul de putere din RED care reprezintă (15,30 %), pentru palierul caracteristic VSI 2016 - 2017 şi (84,12 %) surse din RET faţă de aportul de putere din RED, care reprezintă (15,88 %) pentru palierul VDV 2016.

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



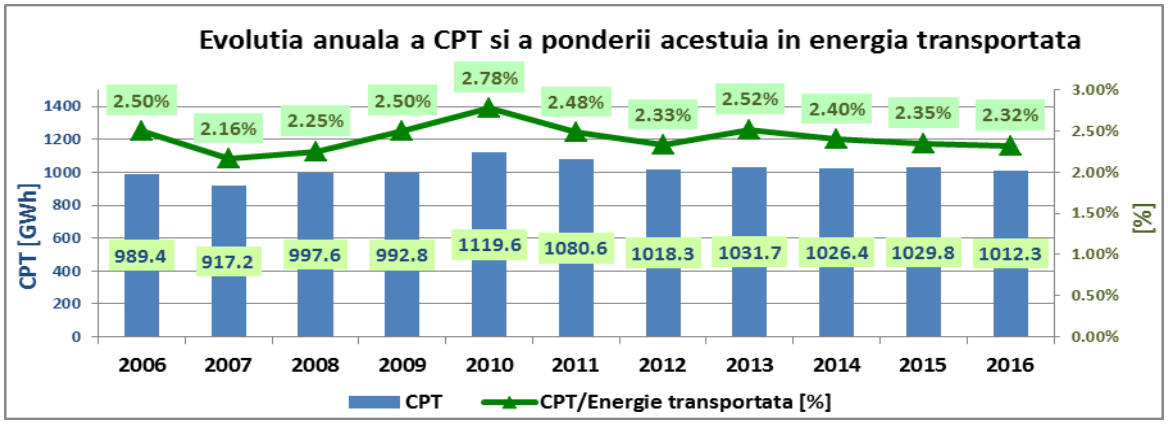


Fig. 5.6

Pierderile în reţea sunt influenţate în cea mai mare măsură de distanţa dintre centrele de producţie şi cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem şi de volumul şi destinaţia schimburilor internaţionale. Graficul de mai sus reflectă situaţia favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producţie şi soldului în anii 2007 și 2008, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendinţa pe termen lung.

Începând cu anul 2014 ponderea CPT în energia transportată a scăzut constant.

Principalii factori care au condus la scăderea CPT în anul 2016 comparativ cu 2015 au fost:

- creşterea producţiei în centralele electrice cu influenţă de reducere asupra CPT (CCCC OMV Petrom – cu 10,6 %, de la 2557 GWh la 2827 GWh, hidrocentralele cu lac de acumulare – cu 4,9 %, de la 2572 GWh la 2697 GWh, pentru cele care debitează direct în RET, respectiv cu 12 %, de la 7092 GWh la 7946 GWh la nivelul întregului SEN), respectiv scăderea producţiei în centralele electrice cu influenţă de creştere asupra CPT (centralele pe cărbune situate în zona excedentară Oltenia – cu 10,9 %, de la 12718 GWh la 11336 GWh pentru cele care debitează direct în RET, respectiv cu 14,3 %, de la 14176 GWh la 16207 GWh la nivelul

întregului SEN: centralele care debitează în zona excedentară Dobrogea: CEE – cu 5,9 %, de la 3072 GWh la 2890 GWh pentru centralele care debitează direct în RET şi CNE Cernavodă – cu 3,1 %, de la 10694 GWh la 10367 GWh);

- reducerea cu 0,2 % a energiei intrate în RET;

- creşterea soldului export pe granița cu Bulgaria, situată într-o zona excedentară, de la 3.974 GWh în anul 2015 la 4.141 GWh în anul 2016, care a facilitat evacuarea productiei din zona excedentara Oltenia cu pierderi mai mici;

- creşterea soldului import pe granița cu Ucraina, situată într-o zonă deficitară, de la 685 GWh în anul 2015 la 820 GWh în anul 2016, a influențat favorabil pierderile în RET, prin reducerea transportului de energie pe distanțe mari;

- scăderea soldului export pe granița cu Ungaria, situată într-o zonă deficitară, de la 1.109 GWh în anul 2015 la 370 GWh în anul 2016, a influențat favorabil pierderile în RET prin reducerea transportului de energie pe distanțe mari;

CNTEE Transelectrica SA urmăreşte în permanenţă reducerea pierderilor, în fazele de proiectare a reţelei, de programare a funcţionării şi de exploatare în timp real. Principalele măsuri aplicate sunt: reglarea nivelului de tensiune al reţelei corelat cu condiţiile atmosferice şi achizitionarea de echipamente moderne cu performanţe superioare din punct de vedere al pierderilor specifice. Începând din 2011, au fost introduse centrele de cost nodale, pentru a furniza informaţii cu privire la modul de alocare a cheltuielilor cu CPT fiecărui nod al RET, în vederea identificării oportunităţilor de investire.

5.7 Nivelul curenţilor de scurtcircuit în nodurile RET

Valorile curenţilor maximi de scurtcircuit trifazat, monofazat şi 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 curenţilor de scurtcircuit în reţelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”, ediţie ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripţii în prevederile Comisiei Electrotehnice Internaționale.

Valorile curenţilor de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalaţiilor existente şi determinarea etapei în care trebuie înlocuite echipamentele cu performanţe la scurtcircuit nesatisfăcătoare ;
- dimensionarea instalaţiilor noi corespunzător solicitărilor dinamice şi termice care pot apărea în reţea;
- stabilirea reglajelor protecţiilor prin relee şi automatizărilor de sistem;
- determinarea influenţei liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicaţii şi a curenţilor prin priza staţiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menţinerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalatiile existente;
- stabilirea performanţelor necesare ale echipamentelor şi aparatajului ce urmează a fi asimilate în SEN.

Calculele de dimensionare a echipamentelor şi aparatajului din instalaţiile electrice, a prizelor de pământ şi a protecţiei liniilor de telecomunicaţie sunt efectuate pentru regimul maxim de funcţionare.

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

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

Valorile de scurtcircuit calculate pentru staţiile 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.

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N și N-1 elemente în funcţiune în ipotezele de balanță corespunzătoare palierului vârf de vară, respectiv vârf de iarnă, a schemei de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-au verificat condiţiile de stabilitate statică în schema de durată, în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea și cu 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 Padm în sectiune 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 zilnică a regimurilor de funcţionare a SEN.

5.8.1.1. Premize de calcul

Conform Codului tehnic al Reţelei Electrice de Transport, reţeaua electrică de transport interzonal trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configuraţie cu N elemente în funcţiune şi de minimum 8% cu N-1 elemente în funcţiune.

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

Secţiunea S1 – zona Oltenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Slatina – Bucureşti Sud;
- LEA 400 kV Urecheşti – Domneşti;
- LEA 400 kV Ţânţăreni – Bradu;
- LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu;
- LEA 400 kV Ţânţăreni – Kozlodui (d.c.);
- LEA 400 kV Porţile de Fier – Djerdap;
- LEA 220 kV Porţile de Fier – Reşiţa (d.c.);
- LEA 220 kV Târgu Jiu – Urechesti;
- LEA 220 kV Craiova – Turnu Măgurele.

Secţiunea S2 (la est de axa Iernut – Sibiu, Ţânţăreni – Slatina), delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Urecheşti – Domnești;
- LEA 400 kV Slatina – Bucureşti Sud;
- LEA 400 kV Braşov – Sibiu;
- LEA 400 kV Ţânţăreni – Bradu;
- 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 Nord – Copșa Mică;
- LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz.

Secţiunea S3 – zona Moldova, Dobrogea şi o parte din Muntenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Braşov – Gutinaş;
- LEA 400 kV Bucureşti Sud – Pelicanu;
- LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei;
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina –Varna;
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru;
- LEA 110 kV Dragoş Vodă – Slobozia Sud.

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

- LEA 400 kV Sibiu – Iernut;
- LEA 400 kV Roşiori – Mukacevo;
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru;
- LEA 220 kV Cluj Floreşti – Alba Iulia;
- LEA 400kV Nădab – Oradea Sud.

Secţiune S5 – zona Moldova, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Braşov – Gutinaş;
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş;
- LEA 220 kV Barboşi – Focşani;
- LEA 220 kV Gheorghieni – Stejaru

Secţiune S6 – zona Dobrogea şi parţial Muntenia, delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş;
- LEA 220 kV Barboşi – Focşani;
- LEA 400 kV Bucureşti Sud – Pelicanu;
- LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei;
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina – Varna;
- LEA 110 kV Dragoş Vodă – Slobozia Sud.

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

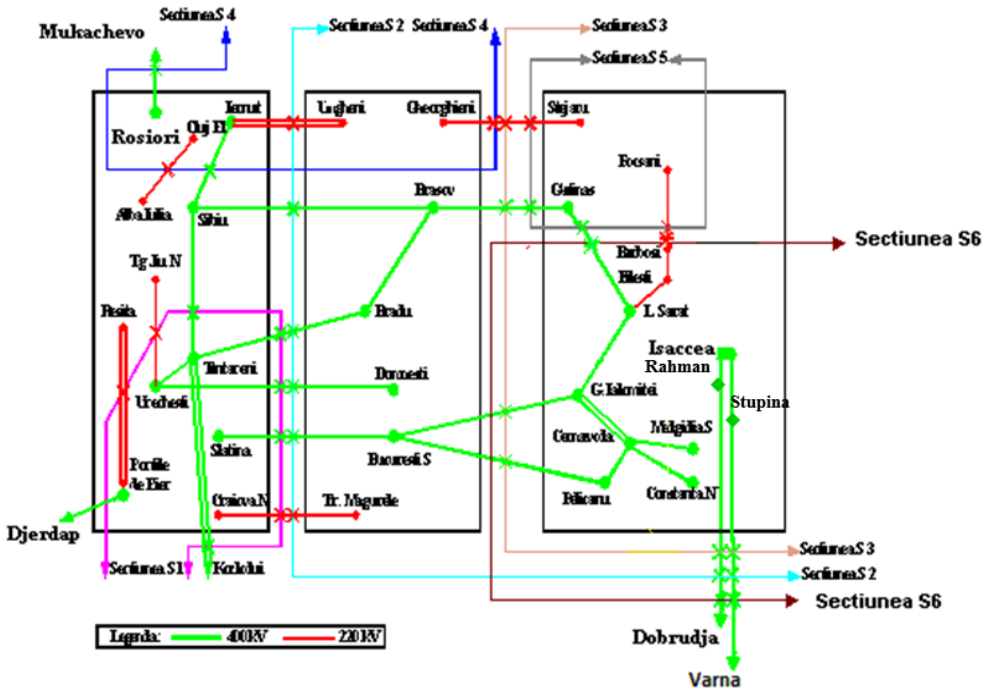


Fig. 5.8. Secţiuni caracteristice pentru analizele de stabilitate statică ale SEN

5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru ultimele patru sezoane de analiză este prezentată dupa cum urmează:

Tabelul 5.8.1 pentru palierul de iarnă 2015-2016

Nr. crt.	Secţiunea	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	-	-	Declanşarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3380	2170	Declanşarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
3	S 3	-	-	590	490	Declanşarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1260	1000	Declanşarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
5	S 5	-	-	930	630	Declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S6	4860	2980			Declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș

Tabelul 5.8.2 pentru palierul de vara 2016

Nr. crt.	Secţiunea	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	5710 1) 4260 1)	3440 1) 2660 2)	-	-	Declanşarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3510 1)	1850 1)	Declanşarea LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Magurele
3	S 3	-	-	1110 1)	920 1)	Declanşarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1250 2)	1010 2)	Declanşarea LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori
5	S 5	-	-	880 1) 870 2)	800 1) 330 2)	Declanşarea LEA 400 kV Brasov – Gutinaș 1), LEA 400 kV Smardan – Gutinaș 2)
6	S6	4500 2)	2940 2)			Declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș

1) Fără producție în CEE; 2) cu producție în CEE .

Tabelul 5.8.3 pentru palierul de iarnă 2016-2017

Nr. crt.	Secţiunea	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	5480 2)	2650 2)	-	-	Declanşarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (s.c.)
2	S 2	-	-	3160 1)	2320 1)	Declanşarea LEA 400 kV Urechesti – Domnesti
3	S 3	-	-	530 1)	520 1)	Declanşarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1280 2)	880 2)	Declanşarea LEA 400 kV Iernut – Gădălin
5	S 5	-	-	860 1) 620 2)	850 1) 510 2)	Declanşarea LEA 400 kV Brasov – Gutinaș 1), LEA 400 kV Smardan – Gutinaș 2)
6	S6	4850 2)	3060 2)			Declanşarea LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș

Tabelul 5.8.4 pentru palierul de vară 2017

Nr. crt.	Secţiunea	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	5600[2)]	2200[2)]	-	-	Declanşarea LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	3770[1)]	2600[1)]	Declanşarea LEA 400 kV Sibiu-Brasov
3	S 3	-	-	1140[1)]	960[1)]	Declanşarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
4	S 4	-	-	1170[2)]	820[2)]	Declanşarea LEA 400 kV Sibiu-Iernut
5	S 5	-	-	840[1)] 930[2)]	760[1)] 440[2)]	Declanşarea LEA 400 kV Roman Nord –Bacau Sud[1)], Declanşarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș[2)]
6	S6	4800[2)]	2920[2)]			Declanşarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș[2)]

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

5.8.1.3. Analiza secţiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condiţiilor de stabilitate statică

Secţiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată este 4260 MW (stabilită în regimul de vară 2016 cu producție în CEE), iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secţiunii (S1 Oltenia) este de 2200 MW (stabilită în regimul de vară 2017 cu producție în CEE). Limite se înregistrează la declanşarea LEA 220 kV Porţile de Fier-Resita (d.c.), fiind cazul cel mai restrictiv. Pentru un tranzit de peste 1990 MW se depăşeşte curentul TC pe LEA 220 kV Urechesti – Târgu Jiu.

Secţiunea S2

Puterea cu rezervă normată în S2 este de cca. 3160 MW (stabilită în regimul de iarna 2016-2017), iar valoarea puterii admisibile minime este de 1850 MW (stabilită în regimul de vară 2016), valoare peste care se depăşeşte tensiunea normată. Limitele se înregistrează la declanşarea LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Măgurele.

Secţiunea S3

Puterea cu rezervă normată în S3 este de cca. 530 MW (stabilită în regimul de iarnă 2016-2017), respectiv 490 MW (stabilită în regimul de iarnă 2015-2016). Limite se înregistrează când declanşează LEA 400 kV Brașov-Gutinaș în regim de deficit în S3 (fără producție în CEE).

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

Secţiunea S4

Puterea cu rezervă normată în S4 pentru care tensiunile în reţea sau circulaţiile de curenţi pe elementele reţelei se situează în afara limitelor normate este de cca. 1170 MW (stabilită în regimul de vară 2017), iar valoarea puterii admisibile minime este de 820 MW (stabilită în regimul de vară 2017). Ambele limite se înregistrează când declanşează LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut**.**

Secţiunea S5

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 840 MW (stabilită în regimul de vara 2017 fără producție în CEE) obținută la declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava.

Valoarea puterii admisibile minime este de 330 MW (stabilită în regimul de vară 2016 cu producție în CEE), corespunzând declanșării LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Secţiunea S6

Valoarea cea mai restrictivă a puterii cu rezervă normată a fost 4500 MW (stabilită în regimul de vară 2016) obținută la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Valoarea puterii admisibile minime este de 2920 MW (stabilită în regimurile de vara 2017, corespunzând declanşării LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, valoare peste care se depăşeşte valoarea de 100% a curentului TC pe LEA 220 kV Filești – Barboși.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilităţii 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;

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

5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire

5.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul

În studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN pentru perioada 2016 - 2017 s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie urmărind:

- verificarea stabilității tranzitorii în zonele cu centrale electrice mari care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii (Porțile de Fier, Cernavodă);
- identificarea punctelor și scenariilor de defect periculoase;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea unei zone, stabilitatea SEN și a interconexiunii;
- identificarea retragerilor din exploatare care impun restricții de producție;
- 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 logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- comportarea dinamică a centralelor eoliene și efectul creșterii producției eoliene asupra stabilității grupurilor din zona Dobrogea;
- verificarea stabilității în secțiunea de interconexiune a SEN și identificarea limitelor de stabilitate și actionare a automatizărilor de sistem.

Verificarea stabilității tranzitorii și a automatizărilor de sistem s-a făcut pentru funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă prin LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap, LEA 400 kV Țânțăreni-Kozlodui circ. 1, LEA 400 kV Rahman-Dobrudja, LEA 400 kV Stupina-Varna, LEA 400 kV Arad-Sandorfalva, LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba și LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a facut pe scheme de funcţionare a reţelei ce au inclus retragerile din exploatare incluse în Programul Anual de Retrageri (PAR), necesare lucrărilor de retehnologizare din SEN din perioada respectivă.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor și punerea în funcțiune de grupuri noi sau retehnologizate.

Modelul de regim permanent pentru sistemul extern 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 considerând:

- număr maxim de grupuri în funcțiune în centralele din zona analizată încărcate la puterea nominală, diferite variante de producție în CEE (0-100% din puterea instalată);
- schema de funcționare de durată, diferite scheme cu 1-2 elemente retrase din exploatare 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 cu scurtcircuit trifazat metalic pe bară colectoare, linie sau (auto)transformator, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întreruptoarelor prin protecție diferențială de bară, respectiv protecții de distanță cu teleprotecție dacă există sau protecții diferențiale de linie sau de (auto)transformator. Calculele s-au efectuat fără și cu acționarea automatizărilor de sistem.

A fost utilizat programul de simulare dinamică EUROSTAG versiunea 5.1.

5.8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a funcționării SEN din perioada 2016 - 2017 s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- Verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții eoliene instalate în SEN prognozată pentru perioada respectivă, identificarea posibilităților de acordare a 1-2 retrageri din exploatare în zona Dobrogea și a eventualelor restricții de producție necesare în schema completă și scheme cu indisponibilități în RET, evaluarea sensibilității analizei la palier de sarcină, efectul implementării reglajului de tensiune la nivel de CEE;
- Verificarea stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și a interconexiunii, verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem, identificarea eventualelor restricții de producție în scheme cu două elemente retrase din exploatare.

Analizele s-au făcut pentru regimuri medii de vârf și gol de sarcină în diferite ipoteze privind soldul pe LEA 400 kV de interconexiune sincronă ale SEN.

5.8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire

- **<u>Zona Cernavodă</u>**
  - La palier de vârf de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă, retragerea din exploatare a unei LEA 400 kV din Cernavodă sau din zonă poate conduce la necesitatea limitării producției în CEE pentru a asigura păstrarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care duce la o

configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției CEE din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând zona Dobrogea și unele sau toate zonele Gura Ialomiței, Lacu Sărat și Smârdan, Rahman, Stupina;

- La palier de gol de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă poate apare necesitatea limitării producției în CEE din zona Tulcea chiar în schema completă pentru asigurarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat fără temporizare care conduce la un regim greu apropiat de limita de stabilitate pe termen scurt și instabil pe termen mediu. Restricțiile de producție în CEE pentru scheme cu un element retras din exploatare sunt mai semnificative la gol de noapte decât la vârf de sarcină;
- Timpul mare de eliminare a defectelor din stațiile Isaccea și Smârdan.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în zona Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua de 110 kV. Conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud și o nouă LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan conduce la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Se recomandă să se dea prioritate retehnologizării stațiilor 400 kV Isaccea și 400/110 kV Smârdan.

- **Zona Porțile de Fier:**
- Există scheme cu 2 retrageri din exploatare simultane în nodul Porțile de Fier și Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea tranzitorie a zonei și a interconexiunii și care impun coordonarea retragerilor cu producția din CHE Porțile de Fier și Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile de îmbunătățire a stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și interconexiune sunt: realizarea axei de 400 kV Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara – Arad și realizarea unei noi LEA 400 kV de interconexiune cu Serbia;

5.9. Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcţionare reprezintă unul dintre parametrii calităţii serviciilor de transport si de sistem. Evaluarea nivelului de siguranţă în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiţii normale de funcţionare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către CNTEE Transelectrica SA a serviciului de transport performant şi pentru buna funcţionare a pieţei de energie electrică.

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

Timpul mediu de întrerupere *(TMI)*

Parametru de performanţă care se calculează în felul următor:

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

sau

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

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:

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

unde *NI* este numărul de incidente produse în RET, însotite 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:

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

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

Aceşti parametri sunt sintetizați, pentru perioada 2012-2016, în tabelul 5.9.1 şi figura 5.9.1.

Tabelul 5.9.1 Indicatori de performanță pentru RET

Anul	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11
Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0,06	0,03	0,034	0,03	0,10
Indicatorul "minute sistem" [minute sistem]	0,75	0,29	0,59	0,27	1,54

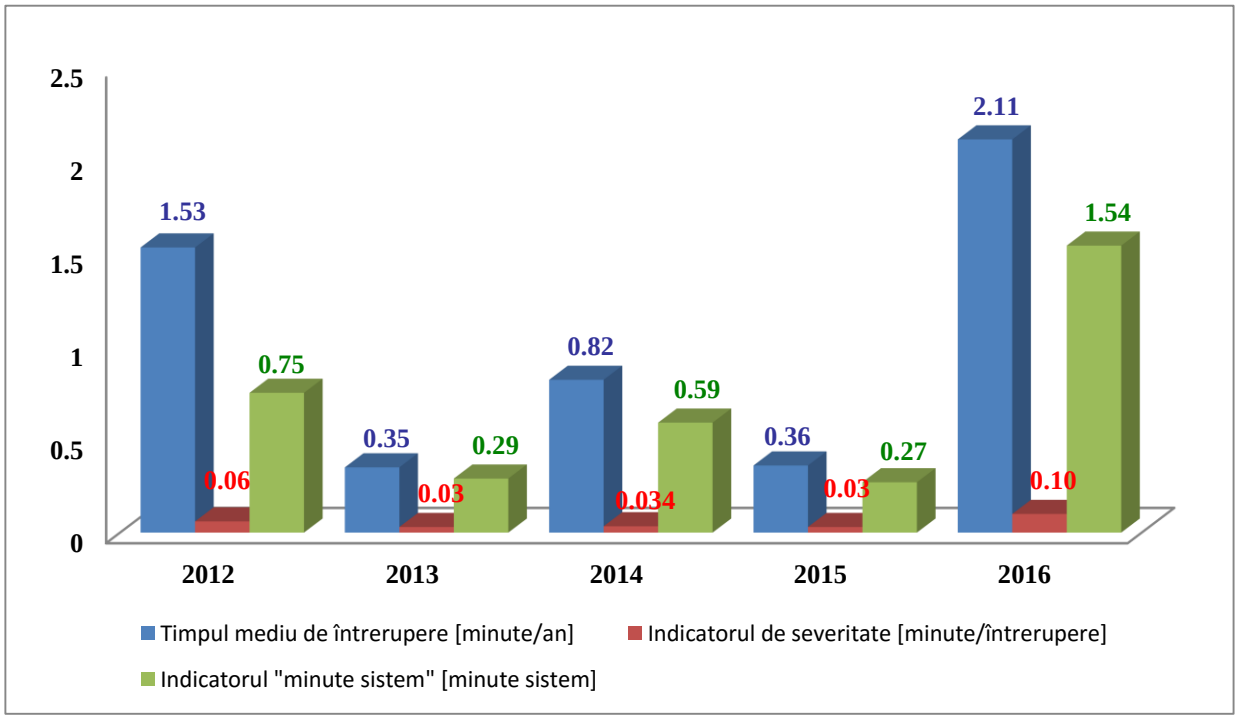


Fig. 5.9.1 Indicatori de performanță la nivel SEN

Evoluția indicatorilor de severitate (IS), a minutelor sistem (MS) și a timpului mediu de întrerupere (TMI/AIT) este aleatorie, indicatorii reflectând în principal numărul de incidente cu energia nelivrată consumatorilor. Astfel, în anul 2016 a avut loc un număr total de incidente mai mic față de 2015 cu 5%, dar energia nelivrată a crescut față de anul 2015. Timpul mediu de întrerupere în 2016 a crescut față de anul 2015 ca de altfel și indicatorul de severitate al SEN. Principalele cauze care au condus la aceste rezultate au fost în general condiții meteorologice nefavorabile (ploaie cu descărcări electrice și intensificări ale vântului cu aspect de vijelie), vegetație crescută, hidraulicitate ridicată în amenajările unor râuri.

CNTEE Transelectrica SA raportează la ANRE indicatorii de performanţă conform cerinţelor „Standardului de performanţă pentru serviciile de transport şi de sistem ale energiei electrice”– aprobat cu Ordinul Autorităţii Naţionale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) nr. 12/2016. Conform acestui Standard, se raportează informaţiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea şi exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanţă prezentaţi în tabelul de mai jos.

Tabelul 5.9.2

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016
➢ Indisponibilitatea medie în timp a LEA şi Trafo / AT					
▪ LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	203,3	114,52	142,59	184,63	186,79
Neprogramata (accidentală)	24,72	11,44	27,97	36,68	16,88
Programată	178,58	103,08	114,62	147,95	169,91
▪ Trafo / AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	190,35	171.58	112,18	155,01	204,29
Neprogramata (accidentală)	9	3,27	8,52	8,9	4,91
Programată	181,35	168,31	103,66	146,11	199,38

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016
➢ Număr de incidente	609	473	527	574	548
➢ Energia nelivrată utilizatorilor/energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	137,44	30,89	82,51	38,36	224,69/ 264,70
➢ Număr de incidente însoţite de energie nelivrată	21	12	24	14	28
➢ Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11/ 2,49

După o evoluție crescătoare în perioada 2013-2015, se constată la nivelul anului 2016 o scădere a indicatorilor pentru întreruperile neplanificate.

Pentru întreruperile planificate, în cazul liniilor electrice, după o scădere la nivelul anului 2013, se evidențiază o creștere a duratei medii de întrerupere în intervalul 2013-2016. În cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor se constată o creștere a duratei medii de întrerupere în perioada 2014-2016 față de evoluția descrescătoare din perioada anterioară.

Evoluția acestor indicatori se explică prin lucrări de mentenanță cu perioadă prelungită pentru aducerea în parametrii tehnici ai unităților de transformare și liniilor electrice (12 lucrări), datorită vechimii, lucrări de investiții pentru înlocuirea unităților mari de transformare conform programului de investiții.

Măsuri: corelarea programelor de mentenanță cu programele de investii pentru reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor, analize și expertize pentru unitățile de transformare și liniile electrice aeriene cu perioadă normată depășită, care se mențin în exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire și reparații majore, realizarea de provizorate, utilizarea stâlpilor de intervenție, utilizarea celulelor mobile, inspecții multispectrale cu intervenții rapide și punctuale.

Referitor la indicatorii de continuitate a serviciului (ENS si AIT), valorile înregistrate în anul 2016 au fost influențate în mod decisiv de un incident singular ce a avut un aport negativ substanțial asupra indicatorilor. În data de *01.06.2016* în intervalul orar 15:58–16:33, ca urmare a temperaturilor caniculare, a vegetației crescute în luna mai, a hidraulicității ridicate în amenajările râurilor Olt, Argeș și Dâmbovița și a retragerii accidentale a LEA 220 kV Bradu–Arefu, în zona județelor Vâlcea și Argeș s-au produs mai multe declanșări succesive în rețeaua de transport și în cea de distribuție a energiei electrice, fapt care a condus la rămânerea fără alimentare cu energie electrică a zonelor de nord ale celor două județe, întreruperea fiind resimțită inclusiv în zona industrială a municipiilor Râmnicu Vâlcea, Curtea de Argeș și Câmpulung Muscel. Utilizatorii afectați au fost consumatori (industriali și casnici) și centrale electrice. Acest incident a avut cel mai mare aport la indicatorul ENS. Incidentul a avut ca efect nelivrarea unei cantități de energie electrică de 135,49 MWh la consumatori (cca. 60% din ENS total anual la consumatori) și neproducerea unei cantități de energie de energie electrică de 209,90 MWh (cca. 79% din ENS total anual la producători). Având în vedere cauzele care au stat la baza producerii acestui incident, propagarea incidentului declanșator din RET la nivelul RED cât și dimensiunea consecințelor cuantificate prin indicatorul energie nelivrată, pentru atribuirea energiei electrice nelivrate operatorilor implicați în declanșarea și propagarea incidentului a fost realizat un raport de analiză comun, întocmit de

societățile CNTEE Transelectrica SA, CEZ Distribuție și SPEEH Hidroelectrica. Situația indicatorului ENS în anul 2016, recalculat prin excluderea incidentului menționat mai sus, este următoarea: ENS la consumatori 89,20 MWh (față de 224,69 MWh raportat cu incidentul inclus), ENS la producători 54,80 MWh (față de 264,70 MWh raportat cu incidentul inclus). Situația indicatorului AIT în anul 2016, recalculat prin excluderea energiei nelivrate corespunzatoare incidentului menționat mai sus, este următoarea: AIT la consumatori 0,84 min (față de 2,11 min raportat cu incidentul inclus), AIT la producători 0,52 min (față de 2,49 min raportat cu incidentul inclus).

Cauzele evoluției indicatorilor ENS si AIT:
- Uzură tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare;
- Manifestări extreme ale naturii.

Măsuri pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS si AIT:
- Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice:
    - Revizia normativului de proiectare LEA, NTI-TEL 003/04: *Normativ pentru constructia liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V.*
    - Analiza prin programe de calcul moderne a capabilității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

      Verificările constau în analiza cu programe de calcul, aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare. Astfel, programul de calcul permite o modelare 3-D a întregii structuri LEA, incluzând și elementele ce țin de topografia terenului și oferă întreaga gama de funcții necesare verificării și analizei unei linii electrice aeriene, precum:
        - analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
        - simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicitari mecanice sau electrice, etc.);
        - stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
        - upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
        - calcule de câmp electric și magnetic;
        - calcule privind capacitatea de transport a LEA.
- Înlocuirea în cadrul programului de mentenață și investiții a echipamentelor uzate cu echipamente performante.

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 siguranţă pentru fiecare nod al RET [12]. Prin calculul acestor indicatori se cuantifică nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor staţiilor electrice apartinând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul urmatorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

(a) durata medie de întrerupere;
(b) numărul mediu de întreruperi urmate de reparaţii;
(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 faţă de utilizatori, prin luarea in considerare a indicatorilor de

fiabilitate asociaţi conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcţionare oferită de reţelele electrice care fac legătura între staţiile RET şi punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranţă permite atât operatorului de retea, cât şi utilizatorilor, să aprecieze influenţa modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranţă asociată), precum şi a conexiunii proprii a nodului şi a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranţă 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 siguranţă determinaţi pentru fiecare din staţiile electrice aparţinând CNTEE Transelectrica SA sunt următorii:

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

Din analiza rezultatelor obţinute [12] se poate constata:

- Retehnologizările de staţii prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătăţirea indicatorilor nodali de siguranţa pentru toate staţiile supuse retehnologizării. În cazul în care staţia retehnologizată este nod sursă pentru alte staţii, se observă o îmbunătăţire a valorilor indicatorilor şi pentru aceste staţii.
- Pentru staţiile retehnologizate de 400 kV şi 220 kV cu bare duble şi transfer, la care s-a renunţat la bara de transfer, îmbunătăţirea este evidentă la numărul de întreruperi şi durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de acelaşi ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru staţiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranţei asociate. Astfel, efectul retehnologizării staţiilor 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 priveşte nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru staţiile neretehnologizate/nemodernizate menţinerea indicatorilor apropiaţi de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanţei preventive şi corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin retehnologizarea/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 şi conducerea SEN, CNTEE Transelectrica SA utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziţia şi prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării şi conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanţă în condiţii de siguranţă a elementelor de acţionare din staţiile retehnologizate.

Sistemul este susţinut logistic de o reţea complexă de comunicaţii precum şi de procesul de modernizare şi retehnologizare a staţiilor din RET. Astfel, în 2001 CNTEE Transelectrica SA a început construirea întregii infrastructuri tehnice pentru a susţine un management eficient al sistemului de transport şi al S.E.N., care a inclus sistemul EMS/SCADA (instalat în anul 2003 şi devenit funcţional integral în 2005, după perioada de testare), liniile de comunicaţii şi echipamentele de telecomunicaţii pe suport de fibră optică, modernizarea staţiilor şi sistemul de metering dedicat pieţei angro.

Reţeaua de telecomunicaţii se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel naţional (cca. 5800 km), în tehnologie OPGW şi OPUG, cu 36 de fibre optice. Informaţiile sunt transportate folosind o reţea de telecomunicaţii de tip SDH cu o capacitate de 2.5 Gbps realizata în tehnologie inelara cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât şi echipamentele de tip SDH asigura redundanţă informaţiilor vehiculate în reţeaua de telecomunicaţii. 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 staţii se realizează prin echipamente la reţeaua de telecomunicaţii SDH principală.

În locaţiile 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 foloseşte pentru a transporta datele la DET/DEC linii de telecomunicaţii clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. CNTEE Transelectrica SA extinde în continuare această infrastructură de telecomunicaţii prin instalarea, pe liniile electrice aeriene de 220 kV şi de 400 kV, a conductoarelor de protecţie cu miez de fibră optică, tip OPGW şi OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizată în acest mod).

Reţeaua de fibră optică la nivel naţional cuprinde pe lângă reţeaua internă OPGW şi interconexiunile optice cu companiile electrice vecine din Ungaria, Bulgaria şi Serbia precum şi conexiunile optice metropolitane şi conexiunile optice cu alte companii/operatori interni.

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

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează:

- Dispecerul Energetic Central (DEC);
- Dispecerul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicaţie redundante cu DEC;
- Cinci centre de dispecer teritoriale (DET) existente în ţară;
- Un Centru de Dispecer de Urgenţă (CDU) aflat într-o altă locaţie, a cărui scop este să poată asigura conducerea operaţională a SEN în cazul unui dezastru în locaţia DEC. La CDU rulează acelaşi software ca şi la DEC;
- Două interfeţe similare celor de la DET pentru funcţia de AGC (reglajul secundar automat al frecventei - puterii de schimb) aferente DEC şi Centrului de Dispecer de Urgenţă.

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

De asemenea, sunt asigurate aceleaşi tipuri de legături de 2 Mbps la fiecare DET pentru funcţionarea în condiţii similare a locaţiei CDU.

Toate semnalele din staţiile electrice sunt transmise către Centrele de Dispecer Energetice Teritoriale, cu excepţia centralelor participante la reglajul secundar automat al frecvenţei şi a liniilor de interconexiune cu vecinii, care din motive de sporire a securităţii sunt transmise către 2 interfeţe similare celor de la dispeceratele teritoriale. Astfel, staţiile de interconexiune şi centralele cu grupuri în AGC comunică direct cu Dispecerul Energetic Central. Informaţiile ajunse la Dispeceratele Teritoriale sunt retransmise către Dispeceratul Energetic Central prin legături de tip E1, utilizând reţeaua principală.

Aplicaţia pentru Piaţa de Echilibrare funcţionează pe baza unei platforme informatice separate, dedicate.

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

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcţiile principale specifice: achiziţie de date, monitorizare, alarmare şi gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvenţă – putere de schimb, optimizarea şi siguranţa funcţionării sistemului energetic naţional, comanda de la distanţă a echipamentelor, arhivare precum şi un mediu software complex pentru instruirea dispecerilor. În acelaşi timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informaţii cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare şi control din staţii, sistemele de piaţă precum şi cu sistemele externe, formând o structură operaţională globală compusă. Pentru acest sistem redundant de servere cu funcţionalităţi dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a accesului, controlului şi securităţii sistemului. Echipamentul sistemului, serverele şi concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

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

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicaţii aferente precum şi nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicaţiilor software sunt depăşite fizic şi moral, acestea fiind la limita capacităţii lor privind asigurarea suportului funcţional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menţinerea lor în stare de funcţionare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricaţie 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 faţă de cea existentă. În prezent se află în derulare un proiect de reabilitare hardware şi software a sistemului în vederea măririi şi asigurării capacităţii funcţionale până la achiziţia şi instalarea unui nou sistem, în următorii 5 – 6 ani.

În aceeaşi măsură, interfaţa de date dintre sistemele constitutive are la bază tehnologii învechite. Echipamentele şi tehnologiile IT şi de comunicaţii au progresat substanţial de la punerea în funcţiune a sistemului EMS/SCADA (începută în anul 2003 când s-a iniţiat perioada de testare) şi de la realizarea interfeţelor cu echipamentele producătorilor, staţiilor şi ale ENTSO-E. În mod

fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serială şi schimburile de fişiere, pe cînd tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP şi integrarea sistemelor de acest tip.

5.11. Serviciile de sistem tehnologice

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

Serviciile tehnologice de sistem realizează disponibilizarea unor rezerve de sistem (de reglaj secundar, terţiar rapid şi terţiar lent, rezervă de capacitate), necesare funcţionării sigure a SEN în condiţiile de calitate a energiei electrice.

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

- compensarea variaţiei de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenţei şi a soldului SEN;
- compensarea diferenţelor faţă de programul de funcţionare a grupurilor SEN, respectiv menţinerea de capacităţi de rezervă de putere activă;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcţionării SEN după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem tehnologice sunt realizate cu următoarele resurse:

- sistemele de reglaj primar a frecvenţei ale grupurilor generatoare;
- sistemul de reglaj secundar automat frecvenţă-putere;
- rezervele de putere;
- sistemele locale de reglare a tensiunii;
- sistemele automate de izolare pe serviciile proprii şi de autopornire a grupurilor în vederea restaurării funcţionării SEN după un colaps total sau al unei zone;
- consumatorii dispecerizabili care îşi reduc sarcina sau pot fi deconectaţi la dispozitia Transelectrica.

CNTEE Transelectrica SA prestează serviciul de sistem pentru toate componentele SEN, plătind pentru fiecare hMW un tarif reglementat de ANRE pentru cantităţile de rezerve achiziţionate în regim reglementat şi de asemenea organizează licitaţii pentru acoperirea diferenţei dintre cantităţile necesare şi cantităţile reglementate de ANRE, plătind fiecare hMW la preţul de închidere a licitaţiei pentru fiecare interval orar şi 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 şi care ţine cont de costurile justificate ale producătorilor, cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în Codul tehnic al RET. Acestea acoperă cheltuielile cu serviciile tehnologice şi funcţionale de sistem şi cu operarea pieţei de echilibrare.

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

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

Situaţia calificării grupurilor şi a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem pentru anul 2017 este prezentată în Anexa B-8.

În perioada 2012÷2017, s-au achiziţionat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât şi în regim concurenţial (licitaţii) în vederea acoperirii necesarului.

Situaţia achiziţionării şi realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2012÷2017 este prezentată în continuare:

Anul 2012

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3507500	3156750	3304115	2713293	82,12%	77,36%	-
Rezervă Terţiară Rapidă	hMW	7905600	6324480	7019187	5259502	74,93%	66,53%	-
Rezervă Terţiară 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)*

Anul 2013

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3499000	3121380	3167320	3124232	98,64%	89,29%	-
Rezervă Terţiară Rapidă	hMW	7884000	6307200	6307200	6289129	99,71%	79,77%	-
Rezervă Terţiară 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)*

Anul 2014

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3756000	1662940	3607950	3586381	99,40%	95,48%	-
Rezervă Terţiară Rapidă	hMW	6337200	700800	5792491	5768300	99,58%	91,02%	-
Rezervă Terţiară 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)*

Anul 2015

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3988700	767310	3903935	3891079	99,67%	97,55%	-
Rezervă Terţiară Rapidă	hMW	6408100	480890	6142920	6127188	99,74%	95,62%	-
Rezervă Terţiară Lentă	hMW	7655920	6304000	7358320	7351514	99,91%	96,02%	-
Energie Reactivă	hMVAr	15223	15223	15223	15223	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

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

Anul 2016

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3966700	175680	3966700	3958198	99,79%	99,79%	-
Rezervă Terţiară Rapidă	hMW	6360950	175680	6360890	6347988	99,80%	99,80%	-
Rezervă Terţiară Lentă	hMW	6537600	4775040	6537600	6511710	99,60%	99,60%	-
Energie Reactivă	hMVAr	18047	18047	18047	18047	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	562176				-	100%	-

** conform regulilor ENTSO - E (64 hMW/h)*

Anul 2017

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat faţă de contract	Realizat faţă de necesar	Număr de situaţii în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3960300	123360	3960240	3939488	99,81%	99,47%	-
Rezervă Terţiară Rapidă	hMW	6117650	175200	6117650	6077904	98,93%	99,35%	-
Rezervă Terţiară Lentă	hMW	6468000	4417440	6467280	6423330	99,67%	99,31%	-
Energie Reactivă	hMVAr	16070	16070	16070	16070	100%	100%	-

La solicitarea făcută în baza licenţei de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, obligatoriu pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu obligaţiile stabilite prin Codul tehnic al RET şi impuse de respectarea regulilor ENTSO - E privind siguranţa în funcţionare şi reglajul frecvenţei şi a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor a respectat cerinţa de repartiţie cât mai uniformă şi a reprezentat în total minim 57 MW în 2015 și respectiv 64 MW în 2016, conform obligaţiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E. Rezerva de reglaj primar solicitată a fost respectată în programarea zilnică a funcţionării.

În perioada 2013 - 2017 CNTEE Transelectrica SA nu a achiziționat Rezervă de Capacitate.

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

Direcția de Măsurare OMEPA, este o entitate organizatorică distinctă la nivelul Companie și îndeplinește funcția de Operator de Măsurare la nivelul pieţelor angro de energie electrică.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, DM-OMEPA îndeplinește funcţia de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator de monitorizare a calităţii energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

DM-OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice şi monitorizare a calităţii energiei electrice ce este desfăşurată atât la punctul central, cât și în teritoriu prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme măsurare DM-OMEPA.

DM-OMEPA este administratorul Codului de măsurare a energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA fiind responsabilă de modul în care sunt respectate prevederile conținute în cadrul Codului.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea sistemului de metering pentru piaţa angro de energie electrică;
- managementul local al sistemelor de contorizare locală;
- monitorizarea calităţii energiei electrice;
- managementul laboratorulului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

Funcţia de *„Operator de măsurare şi agregare a datelor măsurate”* pe piața angro de energie electrică, realizată de DM-OMEPA, în cadrul Transelectrica, tratează următoarele componente:

- *telecontorizarea* punctelor de măsurare de categoria „A” (conform Codului de măsurare a energiei electrice) și a celor de categoria B pentru serviciile interne din stațiile Transelectrica;
- *telecontorizarea* de siguranţă (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) ;
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea şi verificarea balanţelor de energie electrică activă şi reactivă pe nivele de tensiune în staţiile electrice ;
- *colectarea si agregarea datelor* de măsurare pentru piaţa angro de energie electrică.
- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanţilor* la piaţa angro de energie, funcţie pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare şi 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” .

DM-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 DM-OMEPA în cadrul laboratoarelor de metrologie asigură autonomie Companiei în privinţa necesităţilor proprii de verificări metrologice.

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

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare, DM-OMEPA efectuează măsurători asupra calităţii energiei electrice în staţiile 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 şi din standardele de calitate a energiei în vigoare.

5.13. Sistemul de telecomunicaţii

Reţeaua de comunicaţii reprezintă un element de bază al sistemului informatic, pe care se pot implementa şi dezvolta servicii şi aplicaţii informatice care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea şi implementarea unui design corect al acesteia determină capacitatea reţelei de a suporta implementarea diverselor servicii şi aplicaţii necesare desfăşurării activităţilor din companie.

Din punct de vedere al infrastructurii de comunicaţii, CNTEE Transelectrica SA deţine una din cele mai întinse reţele naţionale de fibră optică (aproximativ 5800 Km) având şi 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 protecţie 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.

Reţeaua de fibră optică la nivel naţional cuprinde reţeaua optică internă OPGW, interconexiunile pe fibră optică cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia, conexiunile pe fibră optică metropolitane şi 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 deservesc 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 telecomunicaţii actual se bazează în principal pe infrastructura proprie, iar în secundar pe capacități de comunicații închiriate de la furnizori de servicii de comunicaţii.

Este utilizată, de asemenea, o infrastructură bazată pe microunde, care asigură comunicaţii operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de măsurare a energiei electrice şi pentru piaţa 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 curenţi purtători (PLC) instalate pe liniile electrice de transport, care asigură comunicaţii de joasă frecvenţă aferente transmisiilor echipamentelor de achiziţie date de proces din staţii şi centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalelor de teleprotecţie pe liniile de transport, precum şi interfaţarea sistemului privat de telecomunicaţii al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

6. Securitatea instalaţiilor şi managementul situaţiilor de urgenţă

În contextul internaţional marcat de intensificarea acţiunilor teroriste, mai ales asupra statelor democratice care fac parte din UE, trebuie luat în considerare riscul de ţară al României - din perspectiva securităţii naţionale, ca posibilă ţintă a organizaţiilor de tip terorist. Prin efectele pe care le poate avea un atac teorist asupra obiectivelor CNTEE Transelectrica SA, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localităţi izolate) şi mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastroase atât asupra populaţiei, cât şi asupra economiei în ansamblu, instalaţiile RET operate de CNTEE Transelectrica SA reprezintă o ţintă predilectă a unor posibile acţiuni teroriste. De asemenea, în cadrul societăţii româneşti a crescut fenomenul infracţional manifestat atât prin furturi, cât şi prin intruziuni neautorizate în reţelele 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 şi managementul situaţiilor de urgenţă, în conformitate cu sarcinile legale, anume cu:

a. Ordonanţa de urgenţă nr. 98 din 3 noiembrie 2010 privind identificarea, desemnarea şi protecţia infrastructurilor critice;
b. Ordonanţa de urgenţă nr. 21 din 15 aprilie 2004 privind Sistemul Naţional de Management al Situaţiilor de Urgenţă, 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 şi completarea OU nr. 88/2001 privind înfiinţarea, organizarea şi funcţionarea serviciilor publice comunitare pentru Situaţii de Urgenţă;
d. Legea nr. 481 din 8 noiembrie 2004 privind protecţia civilă;
e. Legea nr. 307 din 12 iulie 2006 privind apărarea împotriva incendiilor precum și cu normele juridice subsecvente;
f. HG nr. 718/2011 referitoare la Strategia națională privind protecția infrastructurilor critice.

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 9 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 legatura 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 şi managementul situaţiilor de urgenţă sunt:

1. Elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea PSO pentru fiecare ICN aflat în operarea companiei;

2. Organizarea şi coordonarea activităţii de management al situaţiilor de urgenţă (protecţie civilă şi prevenire şi stingere a incendiilor).

7. Protecţia mediului asociată RET

7.1 Impactul reţelelor de transport asupra mediului

Reţelele electrice de transport au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viaţa, începând cu etapa „construcţie-montaj" (Tabelul 7.1), continuând cu etapa „exploatare-mentenanţă" (Tabelul 7.2), până la etapa finală de „dezafectare".

Tabelul 7.1 Impacturile semnificative determinate de activitatile de construcţie – montaj al instalatiilor CNTEE Transelectrica SA:

Tipul impactului	Modalităţi de manifestare (efecte)
Fizic	• deschiderea unor noi căi de acces, decopertări şi excavaţii ale solului • afectarea florei (prin defrişări) şi faunei (prin fragmentarea habitatului) • ocuparea terenului cu organizarea de şantier, inclusiv depozite • generarea de deşeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje etc.)
Chimic	• utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenţi, reactivi etc.) • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei şi alte substanţe chimice din echipamente • emisii de gaze de ardere (COx, SOx, Nox, COV, pulberi) în atmosferă de la instalaţiile de încălzire sau mijloace de transport • emisii de hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanşeităţilor echipamentelor
Sonor	• zgomot produs de funcţionarea echipamentelor şi de mijloacele de transport
Socio-economic	• perturbarea unor activităţi sociale, inclusiv mutaţii de populaţie

Tabelul 7.2 Impacturile semnificative determinate de activitatile de exploatare – mentenanţă al instalatiilor CNTEE Transelectrica SA

Tipul impactului	Modalităţi de manifestare (efecte)

Tipul impactului	Modalităţi de manifestare (efecte)
Fizic	• ocuparea terenului cu traseele LEA şi amplasamentele staţiilor • defrişarea sistematică a vegetaţiei • afectarea habitatului faunei sălbatice • obstacole în calea zborului păsărilor • potenţiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări • efectele sonore şi luminoase ale fenomenului corona • perturbaţii ale sistemelor de radio şi televiziune • influenţe asupra instalaţiilor de telecomunicaţii sau a altor reţele electrice la încrucişările şi apropierile de acestea • efectele câmpului electromagnetic asupra fiinţelor vii
Vizual	• afectarea peisajului
Sonor	• zgomotele produse de funcţionarea sau vibraţia elementelor RET • zgomot produs de fenomenul corona (la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de funcţionarea echipamentelor şi de transportul auto
Psihic	• teama provocată de apropierea şi de efectele vizuale şi sonore ale RET
Chimic	• poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei şi alte substanţe chimice • poluarea aerului prin emisii de la : instalatii de incalzire ,mijloace de transport, baterii de acumulatoare, hexafluorură de sulf • generarea de ozon şi oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune
Mecanic	• pericol potenţial 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 izolaţiei sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetaţie uscată

7.2 Cerinţe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

Principalele reglementări naţionale privind protecţia mediului, aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea RET sunt:

- OUG nr. 195/2005 privind protecţia mediului, cu modificările şi completările ulterioare; Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecţia Mediului;
- OMMP nr. 135/2010 – pentru aprobarea Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice şi private;
- HGR nr. 445/2009 – privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice şi private asupra mediului;
- HGR nr. 1.076 / 2004 – privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe;
- OMMDD nr. 1.798 /2007 – pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizaţiei de mediu;

- Ordin al Minsterului Economiei si Comertului nr.175/2005 privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecţie a mediului de către agenţii economici cu activitate industrială, cu modificările şi completările ulterioare;
- Ordin al Ministrului Economiei nr. 1918/2009, pentru modificarea Ordin MEC nr. 175/2005; Legea nr. 107/1996 – Legea apelor, cu modificările şi completările ulterioare;
- HG nr. 173/2000 – pentru reglementarea regimului de gestionare şi control a bifenililor policloruraţi si ale altor compusi similari, cu modificările şi completările ulterioare;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condiţiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările şi completările ulterioareLegea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenţia privind conservarea vieţii sălbatice şi a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- OMSP nr. 1193 / 2006 – pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- LEGE nr. 249 / 2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor şi a deşeurilor de ambalaje;
- HG nr. 235/2007 – privind gestionarea uleiurilor uzate;
- Legea nr. 211 / 2011 privind regimul deşeurilor;
- OUG nr. 5 / 2015 privind deşeurile de echipamente electrice şi electronice;
- 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 şi completările ulterioare;
- Legea nr. 105/2006 pentru aprobarea OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu;
- Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător;
- OMS nr. 119/ 2014 pentru aprobarea Normelor de igienă şi sănătate publică privind mediul de viaţă al populaţiei;
- HG nr. 856/2002 – privind evidenţa gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările şi completările ulterioare;
- HGR 124/2003 – privind prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările şi completările ulterioare;
- HGR 170 / 2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- HG 349/2005 – privind depozitarea deşeurilor;
- 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 şi completările ulterioare;
- LEGE nr.59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accidente majore în care sunt implicate substanţe periculoase;
- HGR nr. 1.403/2007 privind refacerea zonelor în care solul, subsolul şi ecosistemele terestre au fost afectate;
- HGR nr. 1.408/2007 privind modalităţile de investigare şi evaluare a poluării solului şi subsolului;
- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor şi acumulatorilor şi al deşeurilor de baterii şi acumulatori;
- LEGE nr. 278 / 2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările şi completările ulterioare;

- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice, modificată şi completată de OUG nr. 154 /2008;
- OMAPM nr. 462/1993– pentru aprobarea Conditiilor tehnice privind protecţia atmosferei si Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staţionare;
- OMAPPM nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosinţele de apă potenţial poluatoare;
- OMMGA nr. 662/ 2006 – privind aprobarea Procedurii și a competențelor de emitere a avizelor și autorizatiilor de gospodărire a apelor;
- OMM nr. 1026/2009 – privind aprobarea condiţiilor de elaborare a raportului de mediu, raportului privind impactul asupra mediului, bilanţului de mediu, raportului de amplasament, raportului de securitate şi studiului de evaluare adecvată;
- OMMP nr. 19 / 2010 – pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potenţiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
- OMMP nr. 794/ 2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje şi deşeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenţiei de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale reţelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

Datorită apartenenţei României la UE, regulamentele europene se aplică în ţara noastră fără a mai fi transpuse în legislaţia naţională.

Principalele regulamente europene aplicabile activităţii 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 şi al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea şi restricţionarea substanţelor chimice (REACH), de înfiinţare a Agenţiei Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE şi de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului şi a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum şi a Directivei 76/769/CEE a Consiliului şi a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE şi 2000/21/CE ale Comisiei
- Regulamentul (CE) nr. 1.272/2008 privind clasificarea, etichetarea şi ambalarea substanţelor şi amestecurilor, de modificare şi de abrogare a directivelor 67/548/CEE şi 1999/45/CE, precum şi de modificare a Regulamentului (CE) nr. 1.907/2006, cu modificările ulterioare
- Regulamentul (UE) nr. 2066/2015 de stabilire, în temeiul Regulamentului (UE) nr. 517/2014 al Parlamentului European şi al Consiliului, a cerinţelor minime şi a condiţiilor pentru recunoaştere reciprocă în scopul certificării persoanelor fizice care efectuează instalarea, asigurarea service-ului, întreţinerea, repararea sau scoaterea din funcţiune a întrerupătoarelor electrice care conţin gaze fluorurate cu efect de seră sau recuperarea gazelor fluorurate cu efect de seră din întrerupătoare electrice fixe

Principalele reglementări internaţionale aplicabile sistemului de management de mediu sunt standardele din seriile: ISO 14001 şi 19011.

În conformitate cu legislaţia naţională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcţionarea reţelelor electrice de transport este permisă numai pe bază de Autorizaţie de mediu şi de Gospodărire a apelor.

Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcţii – montaj care schimbă specificaţiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obţinerea Avizului de mediu pentru planuri şi programe, Acordului de mediu şi a Avizului de gospodărire a apelor. Aceste documente se emit de către Autorităţile pentru protecţia mediului, pe baza documentaţiei de fundamentare depusă de titularul activităţii. Procesul de obţinere al acestor aprobări de dezvoltare este mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor şi pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

În perioada următoare, în contextul apartenenţei României la UE şi al funcţionării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, sunt necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impactului negativ asupra mediului produse de construcţia, mentenanţa şi funcţionarea RET şi pentru obţinerea avizelor, acordurilor şi autorizaţiilor de mediu şi de gospodărire a apelor.

7.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2018 - 2027

Trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autorităţile pentru protecţia mediului, atât cele cuprinse în programele de conformare, care constituie condiţii de acordare a autorizaţiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât şi cele rezultate în urma controalelor efectuate de Autorităţile de reglementare şi control pe amplasamentele Companiei;

Se va continua îmbunătăţirea funcţionării Sistemului de Management de Mediu şi se va urmări menţinerea certificării acestuia conform cerinţelor standardului ISO 14001:2015;

Documentaţiile privind executarea lucrărilor de investiţii şi mentenanţă vor conţine un capitol referitor la protecţia mediului cu cerinţe legale, aspectele şi impactul asupra mediului şi măsuri/acţiuni pentru eliminarea/reducerea impactului asupra mediului, care vor fi evidenţiate fizic şi valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un „Plan de management de mediu”, care va include acţiuni de reducere a impactului asupra mediului şi de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcţiei, exploatării/mentenanţei precum şi la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acţiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare şi se vor menţiona înregistrările necesare. Devizele generale pentru investiţii/mentenanţă vor conţine cheltuielile pentru protecţia mediului.

Se va continua evaluarea furnizorilor de servicii şi lucrări ai CNTEE Transelectrica SA având în vedere cerinţele legale de protecţie a mediului şi cerinţele standardelor privind managementul de mediu;

Se va îmbunătăţi managementul de mediu şi în special managementul deşeurilor şi al apelor uzate rezultate din activităţile Companiei;

O atenţie specială se va acorda îmbunătăţirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanţului de ulei pe fiecare staţie electrică, colectarea în condiţii de siguranţă pentru mediu şi valorificarea uleiurilor uzate cu firme autorizate;

Se va continua monitorizarea calităţii apelor uzate evacuate din staţiile electrice şi se vor întreprinde acţiuni 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 şi măsurarea/monitorizarea zgomotului la limita staţiilor electrice;

În vederea îmbunătăţirii continue a performanţelor de mediu ale Companiei vor trebui folosite toate posibilităţile de informare şi schimb de experienţă în domeniul protecţiei mediului cu parteneri naţionali şi internaţionali;

Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu se va elabora un Capitol privind protecția mediului cuprins în „Raportul anual" al Companiei.

Toate aceste măsuri de reducere a impactului asupra mediului sunt cuprinse în Programul de management de mediu aprobat anual la nivel de Companie.

8. Starea tehnică a Reţelelor Electrice de Transport şi de Distribuţie

8.1. Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport

Durata de funcţionare a instalaţiilor

a. Linii electrice aeriene

Tabelul 8.1 - Durata de funcţionare a LEA

Perioda PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie	Lungime (km)	% din total categorie
1960-1979	8,9	0,22%	3764,3	97,1%	3613,67	73,5%	-	0	7387	83,6%
1980-1999	29,1	0,72%	61,1	1,6%	1150,07	23,4%	3,11	1	1243	14,1%
2000-2017	2,42	0,06%	50,3	1,3%	151,5	3,1%	-	0	204	2,3%

Din totalul LEA, 83,6% din liniile aeriene au anul punerii în funcțiune între perioada 1960 - 1979, 14,1% între anii 1980 și 1999, iar cca. 2,3% după anul 2000. Se constată un procent redus de puneri în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcţionare a acestora şi durata de viaţă normată (48 ani) şi este prezentat în Tabelul 8.2:

Tabelul 8.2

	Perioda PIF	**Categorie LEA**			
		110 kV	**220 kV**	**400 kV**	**750 kV**
Grad de utilizare (%)	1960-1979	110,42 %	95,97 %	95,43 %	-
	1980-1999	61,21 %	75,00 %	69,63 %	64,58 %
	2000-2017	8,33 %	18,18 %	16,62 %	-

Notă:
Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA
În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.
Gradul de utilizare pe categorie de LEA s-au calculat ca medie ponderată cu lungimile liniilor.

b. Transformatoare şi autotransformatoare:

Tabelul 8.3 – Puneri în funcțiune transformatoare/autotransformatoare

	Perioada PIF	Puterea aparenta a trafo [MVA]												TOTAL	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	[MVA]	%
Numar Trafo [buc]	1960-1979	6	16	1	6	2	-	1	31	1	2	-	-	66 buc. 7916 MVA	21
	1980-1999	-	11	-	13	3	-	-	13	11	-	-	2	53 buc. 8471 MVA	22
	2000-2017	2	6	-	6	4	2	-	38	19	20	2	-	99 buc. 21902 MVA	57

Din puterea totală instalată în transformatoare / autotransformatoare cca. 21% din a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 22% între anii 1980 și 1999, iar 57% după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcţionare a acestora şi durata de viaţă normată (24 ani) şi este prezentat în Tabelul 8.4.

Tabelul 8.4 - Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoare

	Perioada PIF	Puterea aparenta a trafo [MVA]											
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250
Numar Trafo [%]	1960-1979	182,64	176,04	229	179,17	183,33	-	171	178,63	158	181,25	-	-
	1980-1999	-	130,3	-	136,86	127,78	-	-	136,86	119,7	-	-	131,25
	2000-2017	12,5	19,44	-	11,11	26,04	20,83	-	31,47	37,94	41,66	50,69	-

Notă:
Gradele de utilizare s-au calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare pentru fiecare (auto)transformator în parte.

Programul de mentenanţă

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 8.5:

Tabelul 8.5 – Gradul de realizare a programului de mentenanţă pe tip de lucrări

Program de mentenanţă		**Realizare program în anul 2016 [%]**		**Realizare program în anul 2017 [%]**	
Majoră	Reparatii Capitale (RK)	43	46	62	64
	Reparatii Curente (RC)	48		65	
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	58	76	82	79
	Inspecții tehnice (IT)	92		99	
	Lucrări speciale (LS)	83		75	
	Materiale	42		29	
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)	85		89	
	Revizii tehnice (RT)	96		97	
Total		66		74	

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul 8.6:

Tabelul 8.6 - Gradul de realizare a programului de mentenanţă pe categorii de instalaţii

	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]
Stații	75	77
LEA	53	70
Transformatoare/Autotransformatoare	86	81
Clădiri	64	50
Total	66	74

În anul 2017, din punct de vedere valoric, programul de mentenanţă s-a realizat în proporţie de 74%, comparativ cu valoarea de 66% a anului anterior.

Cel mai mare procent de realizare se înregistrează la mentenanţa minoră, respectiv 79% faţă de program, în timp ce programul de mentenanţă majoră (RK şi RC) a fost realizat în proporţie de 64%.

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET a stat mentenanța preventivă minoră (IT, RT) realizată în proporție de peste 90% respectiv reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) realizate în proporție de 89%.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001)* și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. De asemenea, acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor intervenții accidentale (IA), în anul 2017 fiind necesară utilizarea a 82% din suma alocată.

În ceea ce privește mentenanța majoră (RK, RC), aceasta se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale.

În vederea creșerii procentului de realizare a mentenanței majore pot fi luate în considerare măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- mai buna corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor;
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate.

Starea tehnică a Reţelei Electrice de Transport este reflectată şi în statistica incidentelor produse la echipamentele componente ale acesteia. În Tabelul 8.7 se prezintă evoluţia numărului de incidente.

Tabelul 8.**7** - Număr de incidente în RET

Instalaţii	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
LEA	46	44	72	45	55	85	102	85
Staţii	770	561	537	428	472	489	447	461
Total RET	816	605	609	473	527	574	549	546

Se constată în 2017 faţă de 2016 o creştere a numărului total de evenimente accidentale la barele staţiilor, precum şi o scădere a numărului de evenimente accidentale pe liniile electrice ca urmare a unor acţiuni externe (conform NTE 004/05/00 – loviri / atingeri conductoare, obiecte căzute pe instalaţii, sustrageri etc.). Din totalul de 85 incidente pe LEA, 40% s-au datorat evenimentelor cauzate de intemperii/fenomene meteo, iar din totalul de 461 incidente în stații, 6% s-au datorat aceloraşi cauze.

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2017 studiul ”*Analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET*” [24] care are următoarele obiective:

- Realizarea unei metodologii unitare de evaluare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET - dezvoltarea unei metodologii de evaluare a stării tehnice a echipamentelor primare (transformatoare de putere, bobine de reactanță shunt, întreruptoare, separatoare, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, descărcătoare de protecție la supratensiuni) și instalațiilor electrice (linii electrice aeriene) de înaltă tensiune din RET, pe baza unor criterii prestabilite;
- Implementarea metodologiei propuse prin utilizarea unei aplicații software de care dispune Prestatorul sau o foaie de calcul Excel, pentru a evalua spre exemplificare starea tehnică a unui întreruptor și a unui transformator de putere din fiecare stație a RET (un exemplu de calcul);
- Stabilirea cerințelor principale pentru achiziția unei aplicații software care să realizeze analiza stării tehnice a echipamentelor primare (transformatoare de putere, bobine de reactanță shunt, întreruptoare, separatoare, transformatoare de curent, transformatoare de tensiune, descărcătoare de protecție la supratensiuni) și instalații electrice (linii electrice aeriene) de înaltă tensiune din RET.

Metodologia și aplicația software aferentă vor permite aprecierea gradului de uzură a echipamentelor și instalațiiilor electrice din RET, respectiv fundamentarea deciziilor de realizare a lucrărilor de mentenanță și modernizare, estimându-se următoarele beneficii:

- reducerea numărului de evenimente accidentale;
- preîntâmpinarea deteriorării unor echipamente din componența LEA și stațiilor electrice, cu consecințe grave asupra funcționării în siguranță a sistemului electroenergetic;
- optimizarea costurilor de exploatare și mentenanță;
- creșterea siguranței în exploatare a SEN;
- reducerea costurilor economice și sociale legate de nefurnizarea energiei electrice

Metodologia de determinare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor din RET gestionate de CNTEE Transelectrica SA

Cunoscând că Managementul Activelor (M.A.) reprezintă circa 20÷30% din cheltuielile de capital ale unei companii de transport, utilizate pentru exploatare rezultă ca o necesitate optimizarea acestora fără să se reducă disponibilitatea rețelei de transport.

Pentru a reduce costurile și a îmbunătăți fiabilitatea rețelei orice companie de transport trebuie să-și optimizeze strategia de mentenanță și să maximizeze costurile de investiții pe durata de viață a activelor și a componentelor critice (ansambluri și subansambluri funcționale).

Astfel se constată că la începutul perioadei de viață utilă a activelor, M.A. se concentrează pe o mentenanță de rutină (ex. MBT) apoi activul este supus reabilitărilor, retehnologizărilor și apoi înlocuirii ca urmare a uzurii fizice și morale a acestuia.

Cunoscând factorii care conduc la uzura fizică, companiile de transport a energiei electrice trebuie să optimizeze M.A. prin aplicarea unor strategii de mentenanță trecând etapizat de la Mentenanța Bazată pe Timp (MBT) la Mentenanța Bazată pe Condiții/stare tehnică (MBC), Mentenanță Centrată pe Fiabilitate (MCF) și de la analiza bazată pe risc (ABR) la Mentenanța Bazată pe Risc (MBR).

În figura 8.1 se prezintă "Durata de viață" a unui activ și activitățile întreprinse în fiecare fază a duratei/ciclului de viață.

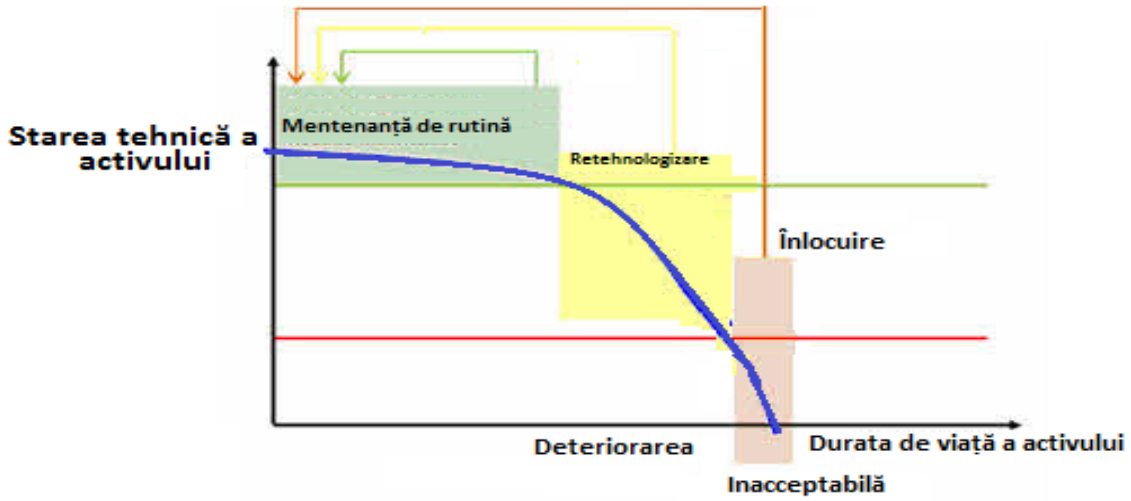


Fig. 8.1. Durata de viață a activului și activități necesare fiecărei faze

În aplicarea mentenanței bazată pe condiții/stare tehnică calcularea indicilor de stare tehnică pe componente este esențială în depistarea componentelor critice pentru sistem și asigurarea fiabiltății sistemului.

În baza indicatorilor de stare/sănătate ai activelor și a evaluării cazurilor critice ținând seama și de importanța activului în rețea, conducerea Companiei ia decizii și alocă fonduri fie pentru mentenanță, fie pentru înlocuire, ținând seama de constrângerile financiare precum și de cerințele părților interesate.

În cadrul CNTEE "Transelectrica"-SA Managementul Activelor (M.A.) cuprinde: înregistrarea/contabilizarea activelor, sisteme de planificare privind retehnologizarea, mentenanța, diagnosticarea, monitorizarea off-line, controlul ativelor, sisteme informatice și baze de date cu istoricul activelor precum și date în timp real obținute prin SCADA și monitorizarea on-line a activelor.

Procesul de management al activelor aferente sistemelor de transport al energiei electrice necesită instrumente suport ale deciziilor de management, pentru alegerea celei mai bune opțiuni în cazul unui număr de opțiuni alternative. Acest lucru poate fi privit ca un proces de decizie continuu bazat pe informații tehnice, economice și sociale. Acest proces de decizie se desfășoară etapizat (step by step) pe trei niveluri separate, așa cum este ilustrat în Figura 8.2.

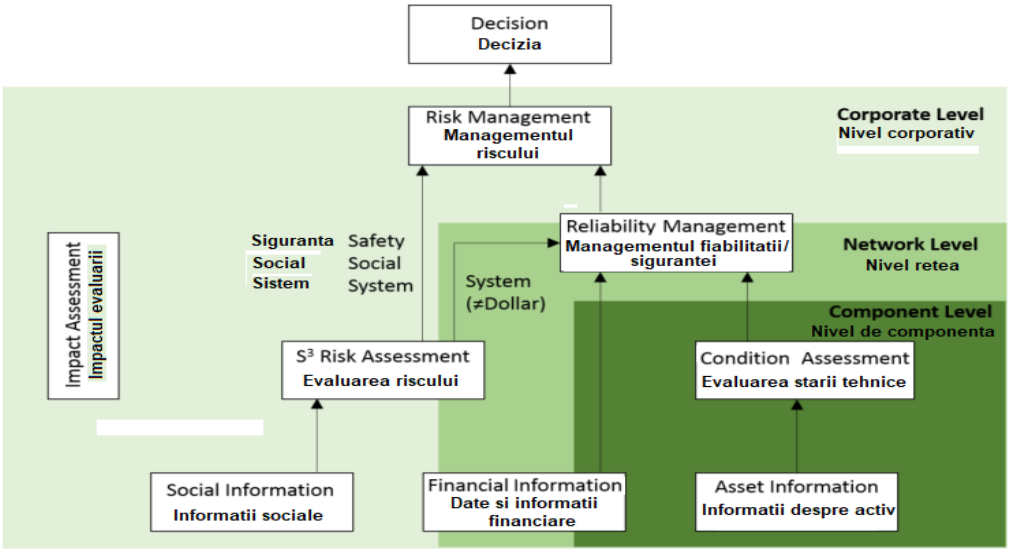


Fig. 8.2. Procesul de decizie în managemenul activelor în sistemul de transport al energiei electrice

Managemenul Activelor din RET cuprinde de regulă trei etape principale:

- *Nivel active* (evaluarea stării tehnice a fiecărui echipament și aparataj primar, linie electrică aeriană);
- *Nivel de rețea* (care ține seama de: starea tehnică a activelor RET menționate, riscul de defectare a acestora și implicațiile privind siguranța în funcționare a RET, etc.);
- *Nivel Corporativ* (care ține seama de starea tehnică a componentelor, riscurile de defectare, performanțele sistemului de transport al energiei electrice, costuri, politica companiei în domeniul mentenanței și al investițiilor, angajamentele contractuale, etc.).

Criterii pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune din RET

Determinarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face având la bază următoarele criterii principale:

- particularitățile constructive care influențează durata de viață a echipamentului/aparatului (activului);
- parametrii de stare și de funcționare care caracterizează starea tehnică momentană a activului și încadrarea activului în una din urmatoarele categorii de stare: Bună/Acceptabilă/Proastă/Inacceptabilă;
- limitele tehnice și criteriile de încadrare a activului în una din categoriile de stare tehnică mentionate;
- nomenclatorul probelor/măsurătorilor/verificărilor/analizelor necesare pentru evaluarea stării tehnice momentane;
- vârsta activului;
- istoricul de funcționare și mentenanță a activului;
- criteriile de stabilire a indecșilor de stare tehnică și generală pentru activul respectiv;

- propunerile de măsuri de exploatare și mentenanța în funcție de categoria de stare tehnică momentană a activului;
- metodologia de evaluare a trecerii activului dintr-o stare în alta și de predicție a intervalului de timp până la execuția unui anumit tip de lucrare de mentenanță sau de înlocuire a activului, etc.

Dacă la una din probe se obține o valoare corespunzătoare stării inacceptabile aceasta implică declararea stării generale a activului ca fiind inacceptabilă.

Datele de intrare pentru determinarea stării tehnice

Evaluarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face în baza rezultatelor prelucrării următoarelor date de intrare:

- parametri de funcționare și de stare;
- evoluția în timp a parametrilor de funcționare și compararea acestora cu parametrii/limite prestabilite în procedurile tehnice de evaluare;
- comportarea în exploatare (incidente, avarii, goluri de tensiune, etc.);
- vechimea echipamentelor ținând seama de anul de fabricație, PIF, RK, Retehnologizare etc. și de uzura fizică și/sau morală;
- importanța echipamentului/aparatului sau a LEA pentru RET și SEN;
- costuri asociate mentenanței, etc.

Algoritmi pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor primare

Pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor și aparatajelor primare, respectiv a liniilor electrice aeriene de înaltă tensiune din RET se pot folosi algoritmii specifici.

Rezultatele fiecărei analize/măsurători/verificări sunt comparate cu valorile limită stabilite în procedura tehnică și sunt încadrate în patru categorii de stare (bună, acceptabilă, proastă, inacceptabilă) cărora li se alocă un punctaj de stare.

La stabilirea indexului global de stare tehnică a echipamentelor și aparatajelor primare se ia în considerare de asemenea istoricul de funcționare și vârsta lor, întrucat uzura tehnică și morală pot afecta deciziile privind menținerea lor în exploatare.

În funcție de punctajele acordate se determină punctajul total de stare tehnică a echipamentelor și aparatajelor primare, indicator care permite ierarhizarea acestora, natura și respectiv urgența lucrărilor de mentenanță, în funcție de starea lor tehnică momentană.

Cunoscând indexul de stare tehnică a fiecărui echipament primar din statie se poate determina indexul general al statiei electrice, care poate reprezenta un important criteriu de ierarhizare a lucrărilor de retehnologizare și de mentenanță.

Pentru testarea metodologiei cu ajutorul aplicației software a consultantului, pentru managementul activelor din cadrul CNTEE Transelectrica SA s-a creat o bază de date de testare, cuprinzând 80 transformatoare de putere, 81 întreruptoare și 54 linii electrice aeriene de 110 kV - 400 kV.

Sistemul Informatic pentru Managementul Activelor a prelucrat informațiile din baza de date stabilind indexul de stare tehnică momentană la un număr de 80 transformatoare de putere din totalul de 139 aflate în gestiunea Transelectrica (câte unul din fiecare stație) conform tabelului 8.8.

Tabelul 8.8 Lista cu 80 transformatoarele de putere din baza de date, evaluate de Sistemul Informatic și cu punctaj de stare

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
1	Autotransformator, AT3 400 MVA	143176/2016	ATUS-OFAF	EPC	PT	81.14	buna	BRADU
2	AT 200 MVA	9417/2015	ATUS-OFAF	Retrasib	PT	81.14	buna	CAMPIA TURZII
3	Autotransformator. AT1 231/121/10.5 kV	142701/2009	ATUS - OFAF	EPC	PT	75.12	buna	ISALNITA
4	Transformator,T1 110/20kV	104642/1980	TTUS-NS	EPC	PT	74.79	acceptabila	DRAGANESTI -OLT
5	Transformator,TRAFO2 400/121/20kV	140838/1997	TTUS-OFAF	EPC	PT	74.63	acceptabila	SMARDAN
6	AT 4 400 MVA	339044/2006	OFAF	Siemens	PT	71.66	acceptabila	BUCURESTI-SUD
7	Trafo 250 MVA	142652/2008	TTUS-OFAF	EPC	PT	71.43	acceptabila	ROMAN NORD
8	AT 220/110/10.5kV 200 MVA	67503/1970/R04	ATUS-OFAF	EPC	PT	71.18	acceptabila	FOCSANI VEST
9	TRAFO 400/110 KV 250 MVA	142651/2007	OFAF	EPC	PT	70.44	acceptabila	BACAU SUD
10	Autotransformator, AT4 400/220/20kV	339042/2005	2ARZ400000-420	Siemens	PT	70.29	acceptabila	MINTIA
11	Autotransformator, AT 220/110kV	142592/2007	ATUS-OFAF	EPC	PT	68.72	acceptabila	PAROSENI
12	Autotransformator, AT1 220/110/10.5kV	24703/1965	ATUS-FS	EPC	PT	68.67	acceptabila	PESTIS
13	Autotransformator, AT1 220/110/10.5kV	83913/72R05/1972	ATUS-OFAF	EPC	PT	68.26	acceptabila	FILESTI
14	Autotransformator, AT2 220/110/10kV	97746/1977	ATUS-FS	EPC	PT	67.55	acceptabila	GHIZDARU
15	Autotransformator, AT4 400/231/22 kV	9205/2010	ATUS-OFAF	Retrasib	PT	67.01	acceptabila	LACU SARAT
16	AT3 400 MVA	339043/2005	OFAF	Siemens	PT	66.95	acceptabila	BRAZI VEST
17	Autotransformator, AT 231/121/20 kV	9486/2016	ATUS-ONAF	EPC	PT	66.00	acceptabila	RAURENI
18	AT2 200 MVA 220/110 kV	96243/1975	ATUS-FS	EPC	PT	65.78	acceptabila	F.A.I.
19	AT5 400 MVA 400/220/20 kV	8329846/2005	TCP335T	ABB	PT	65.38	acceptabila	GUTINAS
20	Transformator, Trafo1-16MVA	97969/1977	TTUS-NS	EPC	PT	63.81	acceptabila	GURA IALOMITEI
21	Transformator,TRAFO2 250MVA 400/110/20 kV	3247PG18509/2009	TC2454E-OFAF	AREVA,Franta	PT	62.51	acceptabila	TARIVERDE
22	Autotransformator, AT 220/110/10 kV	55622/1991	ATUS-FS	EPC	PT	62.03	acceptabila	MOSTISTEA
23	Transformator, T1 250 MVA 400/121/20 kV	9344/2013	TTUS-OFAF	Retrasib	PT	61.47	acceptabila	TULCEA VEST
24	Autotransformator, AT5 400 MVA 400/220/20 kV	8674248/2006	ATUS - OFAF	ABB	PT	59.53	acceptabila	SIBIU SUD
25	Autotransformator, AT3 200 MVA, 220/110/10.5 kV	40079/1966/RK2004	ATUS-FS	EPC	PT	59.50	acceptabila	TR.MAGURELE
26	AT 200 MVA, 220/110/10.5 kV	65999/1969 (R2002)	ATUS-OFAF	EPC	PT	59.06	acceptabila	SUCEAVA

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
27	Transformator, Trafo2 250 MVA 400/121/20 kV	30N081216.02/2011	TTUS-OFAF	Siemens	PT	58.66	acceptabila	BRASOV
28	Transformator,Trafo2-16MVA 110/20 kV	96811/1976	TTUS-NS	EPC	PT	58.58	acceptabila	GURA IALOMITEI
29	Autotransformator, AT1 220/110/10.5kV	94794/1974	ATUS-FS	EPC	PT	57.77	acceptabila	CRAIOVA NORD
30	Autotransformator, AT1- 400 MVA 400/231/22kV	8329806/2004	TCP335T	Suedia	PT	57.33	acceptabila	SLATINA 400/220
31	Autotransformator, AT3- 200 MVA 231/121/10,5kV	142432/2005	ATUS-OFAF	EPC	PT	57.33	acceptabila	SLATINA 400/220
32	Transformator, Trafo2 250 MVA 400/121/20 kV	9182/2010	TTUS-FS OFAF	Retrasib	PT	57.00	acceptabila	ORADEA SUD
33	Autotransformator, AT 400 MVA-UP 400/231/22 kV-	85765/1972	ATU-FS	EPC	PT	56.75	acceptabila	URECHESTI
34	Autotransformator, AT4 400 MVA-UP 400/231/22 kV-	96565/1975	ATUS-FS	EPC	PT	56.67	acceptabila	BRADU
35	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110kV/10.5 kV	95915/1974	ATUS-FS	EPC	PT	56.60	acceptabila	IAZ
36	Transformator,T4 250 MVA 400/110 kV	119548/2000	TTUS-FS	EPC	PT	56.00	acceptabila	DRAGANESTI -OLT
37	AT1 200 MVA 220/110/10.5 kV	95428/1974	ATUS-FS	EPC	PT	55.82	acceptabila	DUMBRAVA
38	ATUS-OFAF 200/200/60 MVA	9181/2010	ATUS-OFAF		PT	55.18	acceptabila	GHEORGHIENI
39	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110 kV	71903/1970	ATUS-FS	EPC	PT	54.67	acceptabila	BARU MARE
40	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110/10.5 KV	95385/1974	ATUS-FS	EPC	PT	54.62	acceptabila	TIMISOARA
41	Autotransformator , AT1 200 MVA, 231/121/10.5 kV	C-0476D/ 2010	ATUS-ODAF	EFACEC SA	PT	54.00	acceptabila	BARBOSI
42	Transformator,Trafo4 250 MVA 400/110 kV	140433/1993	TTUS-FS	EPC	PT	53.54	acceptabila	GURA IALOMITEI
43	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5kV	101716/1980	ATUS-FS	EPC	PT	53.54	acceptabila	CALAFAT
44	Autotransformator, AT 400 MVA 400/220/20 kV	339041/2005	2ARZ 400000-420	Siemens	PT	53.54	acceptabila	ROSIORI
45	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5 kV	97062/1977	ATUS-FS	EPC	PT	53.20	acceptabila	CETATE
46	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110kV/10.5kV	94403/1973	ATUS-FS	EPC	PT	52.80	acceptabila	RESITA
47	Autotransformator, AT1	96723/1976	ATUS-FS	EPC	PT	52.61	acceptabila	STALPU

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
	200 MVA, 220/110/10kV							
48	Transformator,TRAFO1 250 MVA 400/110 kV	104128/1981	TTUS-OFAF	EPC	PT	51.96	acceptabila	CONSTANTA N
49	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110kV	142477/2005	ATUS-FS	EPC	PT	51.56	acceptabila	PITESTI SUD
50	AT 200 MVA, 220/110 kV	9194/2010	ATUS-OFAF	Retrasib	PT	51.56	acceptabila	SALAJ
51	Autotransformator, AT 220/110kV	74397/2010	ATUS-FS	EPC	PT	51.56	acceptabila	SARDANESTI
52	Transformator,Trafo2 250 MVA 400/110 kV	99821/1979	TTUS-FS	EPC	PT	51.56	acceptabila	PELICANU
53	Transformator,Trafo2 250 MVA 400/110 kV	107780/1995	TTUS-FS	EPC	PT	51.05	acceptabila	DOMNESTI
54	Trafo7 250 MVA 400/110/20 kV	114543/1985	TTUS-FS	EPC	PT	51.05	acceptabila	CLUJ EST
55	AT1 200 MVA 220/110 kV	62689/1969	ATUS-FS	0	PT	48.94	proasta	BAIA MARE 3
56	TRANSFORMATOR, AT1 200 MVA 220/110KV	95002/1974	ATUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	UNGHENI
57	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110 kV	114786/1984	ATUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	FANTANELE
58	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110KV	98978/1978	ATUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	SACALAZ
59	Transformator,TRAFO1 250 MVA 400/110/20kV	104127/1981	TTUS-FS	EPC	PT	48.13	proasta	MEDGIDIA SUD
60	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110/10.5kV	88554/1973	ATUS-FS	EPC	PT	47.45	proasta	HASDAT
61	Autotransformator, AT2 220/110/10 kV	105791-81/1981	ATUS-FS	EPC	PT	46.34	proasta	TELEAJEN
62	Autotransformator, AT2 500 MVA 400/220kV-UP,faza T	141925/2004	AMUS-OFAF	EPC	PT	46.00	proasta	PORTILE DE FIER
63	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5 kV	106288/1982	ATUS-FS	EPC	PT	46.00	proasta	TG.JIU NORD
64	Autotransformator, AT2 200 MVA220/110/10.5 kV	79398/1984	ATUS-FS	EPC	PT	45.61	proasta	TR.SEVERIN EST
65	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110 kV	97061/1977	ATUS-FS	EPC	PT	45.45	proasta	ALBA IULIA
66	AT 200 MVA 220/110/10.5kV	64588/1969/R01	ATUS-OFAF	EPC	PT	44.79	proasta	MUNTENI
67	Transformator,Trafo2 110/20kV	110726/1982	TTU-NS	EPC	PT	43.58	proasta	STALPU
68	Autotransformator, AT2 200 MVA 220/110 kV	99380/1978	ATUS-OFAF-UP	EPC	PT	43.50	proasta	TARGOVISTE
69	Autotransformator, AT 200 MVA 220/110/10.5 kV	114785 / 1984	ATUS-FS	EPC	PT	43.00	proasta	STUPAREI
70	Transformator,Trafo1 110/20 kV	95640/1974	TTUS-FS	EPC	PT	42.86	proasta	MOSTISTEA
71	AT2 200 MVA 220/110/10.5 kV	96340/1975	ATUS-FS	EPC	PT	41.76	proasta	CLUJ FLORESTI

Nr. crt	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip Constructiv	Nume Fabrica	Tip_ ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
72	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110 kV	52701/1967	ATUS	EPC	PT	41.25	proasta	AREF
73	Transformator,Trafo2 110/20kV	103378/1980	TTUS-FS	EPC	PT	40.57	proasta	MOSTISTEA
74	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110kV	95003/1974	ATUS-FS	EPC	PT	40.56	proasta	TARGOVISTE
75	Autotransformator, AT 400 MVA 400/220/20kV-UP	96780/2000	ATU-OFAF	EPC	PT	36.73	proasta	ARAD
76	AT 200 MVA 220/110/10.5kV	101717/1980	ATUS-FS	EPC	PT	36.01	proasta	VETIS
77	AT1 200 MVA 220/110kV	76421/1971	ATUS-FS	EPC	PT	33.01	proasta	TIHAU
78	Transformator,Trafo1 110/20kV	96809/1976	TTU-NS	EPC	PT	32.04	proasta	STALPU
79	Autotransformator, AT1 200 MVA 220/110/10.5kV	101715/1979	ATUS-FS	EPC	PT	28.68	proasta	GRADISTE
80	Autotransformator, AT3 400/231/22kV-UP	96574/1976	ATUS-OFAF	EPC	PT	23	proasta	Portile de Fier

Aplicația software poate detecta stări inacceptabile, în care nu se acordă punctaj de stare, dacă:

a) cel puțin unul din parametri nu corespunde limitelor stabilite de criteriile de evaluare a stării tehnice (de normative);
b) cel puțin unul din parametri obligatorii de măsurat nu are completat câmpul cu date de la măsuratori, conform categoriei de probe prestabilită (probe la Revizie tehnică);
c) cel puțin unul din parametri are date completate incorect sau măsurate incorect;
d) durata de viață a echipamentului a depășit durata de viață limită, prestabilită prin documente tehnice avizate de CNTEE Transelectrica SA (de exemplu 50 ani la transformatoarele de putere, 40 ani la întreruptoare).

În baza de date a aplicației au fost încărcate (din formularele Excel primite de la sucursale CNTEE Transelectrica SA) și prelucrate, datele pentru 81 întreruptoare de 110kV, 220 kV și 400 kV, cu izolație în ulei sau SF6 (tabelul 8.9).

Tabelul 8.9 Lista cu 81 întreruptoare de înaltă tensiune din baza de date, evaluate de Sistemul Informatic și cu punctaj de stare

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
1	Intreruptor,110kV AT1-200MVA	35119676/2011	3AP1FG 145	Siemens	I	70.5	acceptabila	GRADISTE
2	Intreruptor,LEA 400 kV MUKACEVO	1HSB0507009/2005	LTB-420E2	ABB	I	67.5	acceptabila	ROSIORI
3	Intreruptor, 110 kV Darste	888092/2011	GT CB1	CG Electric Systems Hungary ZRT	I	67.5	acceptabila	BRASOV
4	Intreruptor, 220 kV AT1	1HSB0902009/2009	LTB 245 E1	ABB	I	67.5	acceptabila	GHEORGHIENI
5	Intreruptor,400kV T1	HA2278636/2012	ELK3-SP3	ABB-SW	I	65.5	acceptabila	STUPINA
6	Intreruptor,400kV Trafo1	123581 0010 01/2009	GL 316-420kV	AREVA-Fr	I	65.5	acceptabila	TARIVERDE
7	Intreruptor	35114353/2010	3AP1 FI	SIEMENS	I	65.5	acceptabila	CALAFAT

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
8	Intreruptor 220 kV CUPLA 1-4	35142368/2016	3AP1 F1 245	SIEMENS	I	65	acceptabila	TIHAU
9	Intreruptor , I9M 400 kV	17960/2016	3AP2 FI	SIEMENS	I	65	acceptabila	CERNAVODA
10	Intreruptor	35111207/2009	3AP1 FI	Siemens	I	65	acceptabila	TG.JIU NORD
11	Intreruptor, 220 kV AT	35102265/2008	3AP1FI 245	SIemens	I	65	acceptabila	STUPAREI
12	Intreruptor disjunctor cu SF6 , TRAFO 7	1961560010/2016	GL316	Alstom	I	65	acceptabila	CLUJ EST
13	Intreruptor I LEA 220 kV IERNUT	35139043/2015	3AP1 FI	SIEMENS	I	65	acceptabila	CIMPIA TURZII
14	Intreruptor, Porti de fier 1	35119489/2011	3AP1FI	SIEMENS	I	65	acceptabila	CETATE
15	Intreruptor, AT 200 MVA/ 220 kV	35116337/2010	3AP1 - FI		I	65	acceptabila	SARDANESTI
16	Intreruptor, I 8DQ - 0 Trafo 4	3029000131 - 08	DB10	SIEMENS	I	65	acceptabila	GURA IALOMITEI
17	Intreruptor,110 kV TRAFO 1 -25 MVA	3008781/14/2003	GL 311 F1	ALSTOM	I	65	acceptabila	SALAJ
18	Intreruptor,220 kV AT1-200 MVA	40006823/2006	SB6m	NMG	I	62.5	acceptabila	CLUJ FLORESTI
19	Intreruptor, Celula 220 kV Craiova N1	IHSB0803I54/2008	LTB 245 E1	ABB	I	62.5	acceptabila	ISALNITA
20	Intreruptor, 400 kV Trafo 1	143013 0100 05 / 2014	GL316	Alstom	I	62.5	acceptabila	TULCEA VEST
21	Intreruptor, 220 kV AT1	1HSB0833139/2008	LTB245E1	ABB	I	62.5	acceptabila	PESTIS
22	Intreruptor, 220 kV Cupla 41,I41	1HSB0722011/2007	LTB 420 E2	ABB	I	62.5	acceptabila	CALEA ARADULUI
23	Intreruptor,400 kV BC	119522-0020-01/2009	GL 316	AREVA	I	62.5	acceptabila	SUCEAVA
24	Intreruptor,220 kV AT	27069184-86-88/2006	GL 314-245kV	AREVA	I	62.5	acceptabila	PAROSENI
25	Intreruptor, Lotru 1	1138190010/2005	GL314	AREVA	I	62.5	acceptabila	SIBIU SUD
26	Intreruptor 400 kV Slatina	35093146/2006	3AP2 F1	Siemens	I	62.5	acceptabila	BUCURESTI-SUD
27	Intreruptor, 400 kV Trafo1	1HSB01129022/2011	LTB 420E2	ABB	I	62.5	acceptabila	RAHMAN
28	Intreruptor I 220 kV AT1	1HSB01310005-13/2013	LTB-245E1	ABB Suedia	I	62.5	acceptabila	BARBOSI
29	Intreruptor, LEA 220 kV Tihau	6939-41-43/2008	GL 314	AREVA Franta	I	62.5	acceptabila	BAIA MARE 3
30	Intreruptor, 400 kV I12 AT1	1HSB0436006/2004	HPL 420B2	ABB	I	62.5	acceptabila	SLATINA 400/220
31	Intreruptor , 220 kV Suceava	120036.0010.03/2008	RESORT	AREVA - FRANTA	I	62.5	acceptabila	F.A.I.
32	Inreruptor, 400 kV Cupla 12	35099714A/2007	3AP2FI	Siemens	I	59.53	acceptabila	NADAB
33	Intreruptor, Celula 400 kV Brasov	T-1HSB01139196 A/	LTB 420 E2	ABB	I	59.5	acceptabila	BRADU
34	Intreruptor LEA 400 kV Rosiori	1HSB00934261/2009	LTB420E2	ABB Ludvika	I	59.5	acceptabila	GADALIN
35	Intreruptor, AT3 400 kV	1241630011-03/2009	GL 316	Alstom	I	59.5	acceptabila	LACU SARAT
36	Intreruptor,400 kV CNE Cernavoda	8659326/2002	LTB 420E2-420kV	ABB	I	58.6	acceptabila	CONSTANTA NORD
37	Intreruptor,LEA 400 kV Beckescsaba	35077815/2003	3 AP2 FI	SIEMENS	I	57.5	acceptabila	ORADEA SUD

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
38	Intreruptor I AT1 220 kV	1HSB0514031 / 2005	LTB 245 E1	ABB - Suedia	I	57.5	acceptabila	FUNDENI
39	Intreruptor,400 kV AT-1 400/220kV	40003733/2005	420 MHMe-2Yh	VA Tech	I	57.5	acceptabila	IERNUT
40	Intreruptor, I AT3 400/220 kV	5950156/2005	GIS	TOSHIBA	I	57.5	acceptabila	BRAZI VEST
41	Intreruptor, 220 kV AT 200 MVA	8665981/2003	LTB 245 E1	ABB	I	57	acceptabila	PITESTI SUD
42	Intreruptor, 400 kV KOSLODUI 1 EST	8422967C/2000	HPL420-B2	ABB	I	57	acceptabila	TINTARENI
43	Intreruptor,I1M, 400 kV Median 1	IHSB052009/2005	LTB-420-F2-400 kV	ABB	I	57	acceptabila	GUTINAS
44	Intreruptor,400kV AT3	K35015853/1997	3AQ2E1-400kV	SIEMENS	I	57	acceptabila	MINTIA
45	Intreruptor, I AT1 220 kV	113818-0010-03/09053108/09053110/09053112/2005	GL 314	AREVA T&D FRANTA	I	57	acceptabila	TARGOVISTE
46	Intreruptor I AT2 220 kV	8683 6/31		ABB	I	57	acceptabila	TR. MAGURELE
47	Intreruptor 220 kV Cupla 1-4	1123950010/2004	GL 314	Alstom	I	51.96	proasta	VETIS
48	Intreruptor, 220 kV AT	401309/1984/1984	IO-400kV	EPC	I	49	proasta	MUNTENI
49	Intreruptor, 220 kV AT1-200 MVA	149215/1970	IO-220kV	EPC	I	48.5	proasta	TR.SEVERIN EST
50	Intreruptor, 400 kV Tulcea Vest	401631/1985	IO-400kV	EPC	I	48.5	proasta	ISACCEA
51	Intreruptor,400 kV Trafo2 400/110kV	85003/1970	HPF-516q/8E	ALSTOM	I	48.5	proasta	DARSTE
52	Intreruptor,110 kV Trafo 250 MVA	418318/1995	IO-110kV	EPC	I	43	proasta	ROMAN NORD
53	Intreruptor,400 kV Slatina	417476/1991	IO-400kV	EPC	I	43	proasta	DRAGANESTI -OLT
54	Intreruptor,110 kV FILIASI	418369/1995	H14	EPC	I	43	proasta	CRAIOVA NORD
55	Intreruptor, 220 kV TIMISOARA	393831/1978	IO-220kV	EPC	I	41.5	proasta	SACALAZ
56	Intreruptor, 220 kV Gutinas	400576/1983	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	FOCSANI VEST
57	Intreruptor, 400kV Bucuresti Sud	394579/1978	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	PELICANU
58	Intreruptor, 400 kV Trafo1	400013/1981	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	DOMNESTI
59	Intreruptor, 220kV Iernut1	400578/1972	IO-220kV	EPC	I	41.5	proasta	UNGHENI
60	Intreruptor, 220kV AT1	400008/1982	IO-220kV	EPC	I	41.5	proasta	AREF
61	Intreruptor, 400 kV CTf	403218/1987	IO-400kV	EPC	I	41.5	proasta	SMARDAN
62	Intreruptor, 220 kV Trafo1 Pestis	393731/1977	IO-245	EPC	I	41.5	proasta	OTELARIE
63	Intreruptor, 220 kV Stejaru	391329/1974	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	DUMBRAVA
64	Intreruptor, 220 kV Tr.Magurele	393188/1977	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	GHIZDARU
65	Intreruptor,220kV AT1	152800/1970	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	HASDAT
66	Intreruptor, 220 kV Sacalaz	390061/1973	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	ARAD
67	Intreruptor, 110 kV Trafo 400/110 kV 250 MVA	395083/1980	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	BACAU SUD

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricatie	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Statie
68	Intreruptor, 220kV AT1	391715/T/1974	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	IAZ
69	Intreruptor, 400 kV AT3-400 MVA	AA/01872500101/1999	FXT16-400kV	ALSTOM	I	40.5	proasta	PORTILE DE FIER
70	Intreruptor, 220 kV RESITA 1	159898/1971	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	TIMISOARA
71	Intreruptor, 110 kV Medgidia1	393321/1977	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	MEDGIDIA SUD
72	Intreruptor, 220 kV Lacu Sarat	112/199/1966	DELLE-220kV	DELLE	I	40.5	proasta	FILESTI
73	Intreruptor, 22 0kV AT 200 MVA	391156/1973	IO-220kV	EPC	I	40.5	proasta	RAURENI
74	Intreruptor, 220 kV AT 220/110 kV	K-31239762/1991	3AQ1-EE	SIEMENS	I	40.5	proasta	FANTANELE
75	Intreruptor, 110 kV Sebes2	393107/1976	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	ALBA IULIA
76	Intreruptor, 110 kV Gurbanesti	3952248/1980	IO-110kV	EPC	I	40.5	proasta	MOSTISTEA
77	Intreruptor,400 kV Portile de Fier	8425446A/1999	HPL420-1B	ABB	I	40	proasta	URECHESTI
78	Intreruptor,220 kV AT1	145814/1970	IO-220kV	EPC	I	37.5	proasta	RESITA
79	Intreruptor,220 kV Cupla 1-3	400426/1982	IO-220kV	EPC	I	36.16	proasta	TELEAJEN
80	Intreruptor,110 kV Rm.Sarat Simileasca	392198/1975	IO-110kV	EPC	I	35.16	proasta	STALPU
81	Intreruptor,220 kV AT	392945/1976	IO-220kV	EPC	I	30.16	proasta	BARU MARE

În baza de date a Sistemului Informatic pentru Managementul Activelor au fost introduse date pentru 54 linii electrice aeriene de înaltă tensiune, (tabelul 8.11) din totalul de 154 dintre care 2 sunt cu punctaj de stare, rezultat în urma măsurătorilor efectuate cu prilejul expertizelor tehnice.

Cele două linii sunt LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă 2 (punctaj de stare tehnică 62.25, Tabel 8.11) și respectiv LEA 400 kV Cernavodă – Constanța Nord (punctaj de stare tehnică 62.61, Tabel 8.11).

Având în vedere fie lipsa de date, fie faptul că datele sunt precizate într-un mod incompatibil cu sistemul expert și cu normativele care au stat la baza algoritmilor (de exemplu gradul de degradare a protecției anticorozive: în norme se indică în % din suprafață, în tabelul Excel s-a menționat: Corespunde), fie că durata de viață este mai mare decât durata de viață limită prescrisă (50 ani) sistemul indică Stare Inacceptabilă (fără punctaj de stare).

Tabelul 8.10 Lista cu cele 52 LEA din baza de date, evaluate de Sistemul Informatic, cu Stare Inacceptabilă (fără punctaj de stare)

LEA_STARE_TEHNICA.xls [Read-Only] [Compatibility Mode] - Microsoft Excel

Transpower ----- LEA cu stare SI ----- Data exportarii: 01/03/2018 13:05:13

Nr_Crt	ID	ID_SUCURSALA	Denumire LEA	Cod Unic	Lungime(km)	Punctaj	Stare Tehnica	Tip linie	Tensiune nominala proiectare	Tensiune nominala exploatare	Sucursala	Proprietar
1	14	1	Rosiori - Baia Mare 3		33,280	SI	SI	DUBLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
2	15	1	Baia Mare 3 - Tihau		58,300	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
3	18	1	Cluj Floresti - Alba Iulia		56,925	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
4	34	6	Mintia - Alba Iulia		50,143	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST TIMISOARA	TRANSELECTRIC
5	43	7	Bacau Sud - Roman Nord		58,811	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
6	44	7	Roman Nord - Suceava		99,552	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
7	49	7	Gutinas - Focsani Vest		86,651	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
8	55	7	Dumbrava - Stejaru		34,341	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
9	56	7	Stejaru - Gheorghieni		31,879	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST BACAU	TRANSELECTRIC
10	65	2	Isaccea - Tulcea Vest		32,132	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
11	67	2	Isaccea - Smardan circ.2		56,872	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
12	68	2	Isaccea - Smardan circ.1		57,045	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
13	69	2	Lacu Sarat - Smardan		31,918	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
14	71	2	CNE - Gura Ialomitei circ.1		62,922	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
15	72	2	Cernavoda - Constanta Nord		70,009	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRIC
16	83	3	Urechesti - Domnesti		52	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
17	86	3	Tantareni - Bradu		76	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
18	87	3	Tantareni - Urechesti		70	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
19	88	3	Portile de Fier - Urechesti		84,7	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
20	89	3	Portile de Fier - Slatina		130	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
21	90	3	Tantareni - Kozlodui circ.1+2		101	SI	SI	DUBLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
22	94	3	Tantareni - Turceni 1+2;3+4		10	SI	SI	DUBLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
23	103	3	Isalnita - Gradiste		29	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CRAIOVA	TRANSELECTRIC
24	113	4	Urechesti - Domnesti		163	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
25	117	4	Tantareni - Bradu		120,9	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
26	118	4	Portile de Fier - Slatina		41	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
27	119	4	Slatina - Bucuresti Sud		59	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
28	124	4	Bradu - Stuparei		75	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
29	126	4	Aref - Raureni		46,2	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
30	133	4	Aref - CHE Vidraru circuit 1+2		5,6	SI	SI	DUBLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
31	134	4	Isalnita - Gradiste		32,5	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST PITESTI	TRANSELECTRIC
32	143	5	Iernut - Sibiu		81,620	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
33	147	5	Fantanele - Gheorghieni		80,069	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
34	148	5	Alba Iulia - Cluj Floresti		39,425	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
35	149	5	Gheorghieni - Stejaru		27,673	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
36	150	5	Mintia - Alba Iulia		33,540	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
37	151	5	Alba Iulia - Sugag		46,909	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
38	152	5	Alba Iulia - Galceag		58,183	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
39	154	5	Iernut - Ungheni circ.1		30,155	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST SIBIU	TRANSELECTRIC
40	159	6	Retezat (Piaul Mare) - Hasdat		41,286	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST TIMISOARA	TRANSELECTRIC
41	160	6	Portile de Fier - Resita		116,476	SI	SI	DUBLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST TIMISOARA	TRANSELECTRIC
42	163	8	Domnesti - Urechesti		48,620	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
43	165	8	Brazi Vest - Darste		116,531	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
44	166	8	Bucuresti Sud - Gura Ialomitei		139,437	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
45	167	8	Bucuresti Sud - Pelicanu		119,164	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
46	168	8	Bucuresti Sud - Slatina		118,289	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
47	169	8	Bucuresti Sud - Domnesti		34,367	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
48	170	8	Gura Ialomitei - Cernavoda 2		66,608	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
49	174	8	Pelicanu - CSC		3,338	SI	SI	DUBLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRIC
50	178	1	Rosiori - Gadalin		122,182	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
51	179	1	Rosiori - Mukacevo		39,700	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC
52	201	1	Rosiori - Vetis		34,2	SI	SI	SIMPLU CIRCUIT	220kV	220kV	ST CLUJ	TRANSELECTRIC

Tabel 8.11. Lista liniilor electrice aeriene din baza de date a Sistemului Informatic la care s-au determinat indecșii de stare tehnică (Tabel Excel furnizat de Sistemul Informatic)

Transpower ----- LEA cu punctaje stare tehnica ----- Data exportarii: 14/03/2018 10:14:20

Nr_Crt	ID	ID_SUCURSALA	Denumire LEA	Cod Unic	Lungime(km)	Punctaj	Stare Tehnica	Tip linie	Tensiune nominala proiectare	Tensiune nominala exploatare	Sucursala	Proprietar
1	72	2	Cernavoda - Constanta Nord		70.009	62.61	acceptabila	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST CONSTANTA	TRANSELECTRICA
2	170	8	Gura Ialomitei - Cernavoda 2		66.608	62.25	acceptabila	SIMPLU CIRCUIT	400kV	400kV	ST BUCURESTI	TRANSELECTRICA

8.2. Starea tehnică a Rețelei Electrice de Distribuție

Operatorii de Distribuție (OD) – reprezentați de ACUE (Federația Asociatiilor Companiilor de Utilități din Energie) au contractat un Consultant care, în perioada septembrie 2016 - aprilie 2017, a elaborat studiul ”*Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România”* [25] care realizează o radiografie a situației curente a rețelelor de distribuție de energie electrică, oferind o perspectivă completă asupra performanțelor acestora și asupra stării curente a activelor.

Pentru a îndeplini aceasta cerință, în cadrul fazei 1 a studiului s-au stabilit următoarele obiective:

- Evaluarea stării rețelelor de distribuție – realizarea evaluării generale a stării rețelelor de distribuție de energie electrică din Romania (linii de distribuție, stații de transformare, etc) – atât la nivel național, cât și individual, pentru fiecare OD
- Analiza comparativă cu alte jurisdicții
- Colectarea datelor şi analiza pentru un nou sistem de monitorizare a performanței

Nivelul de performanță al serviciului de distribuție

Monitorizarea, măsurarea şi raportarea în ceea ce privește continuitatea alimentării la nivelul rețelei de distribuție de energie electrică sunt instrumente importante pentru a compara performanța dintre diferite companii şi pentru a identifica zonele unde sunt necesare îmbunătăţiri. Doi dintre cei mai des utilizați indicatori cheie de performanță (ICP) sunt următorii:

- SAIDI: durata medie a întreruperii pentru fiecare client deservit, măsurată în minute;
- SAIFI: numărul mediu de întreruperi per client.

Ca și în alte țări europene, și în România există diferențe semnificative între Operatorii de Distribuție în ceea ce privește caracteristicile generale ale rețelei – de exemplu: zona de serviciu (suprafața deservită variază de la 5,300 km^2 până la 34,000 km^2), numărul de clienți, densitatea consumatorilor (variază de la 25 de consumatori/km^2 până la 223 consumatori/km^2), lungimea rețelei (doi dintre OD au o lungime totală a rețelei care este aproape dublă comparativ cu media celorlalți șase OD), proporția între clienți în mediul rural și clienți în mediul urban (50% clienti în mediul rural versus 16% clienti în mediul rural), etc**.** Aceste diferențe structurale contribuie la variații în cadrul performanțelor obținute de respectivii Operatori de Distribuție.

Există diferențe între OD-uri și în ceea ce privește baza activelor reglementate. De exemplu, în cazul stațiilor de transformare (ÎT/MT, MT/MT); există trei OD care dețin şi operează mai mult de 200 de stații de transformare (ST), unul dintre aceştia având chiar 250 ST. În schimb, există un OSD care are mai puțin de jumătate din acest număr, respectiv 106. În mod similar, numărul Posturilor de transformare MT/JT (PT) variază între 10.900 şi aproape jumătatea acestui număr, respectiv 5.900. În cazul Punctelor de alimentare (PA), gama de variaţie este între 235, pentru un OD, şi 16 pentru un altul. Și aceaste diferențe semnificative au impact asupra performanței fiecărei rețele de distribuție.

Starea rețelelor de distribuție și a activelor

Este important de notat că baza de active a operatorilor este în general învechită, cu o proporție semnificativă de active mai vechi de 35 de ani (peste 58%).

Și în ceea ce privește reabilitarea sau înlocuirea activelor există diferențe. În conformitate cu datele furnizate de OD, în ultimii 10 ani, jumătate dintre stațiile de transformare (ÎT/MT, MT/MT) au fost reabilitate. Procentajul stațiilor de transformare (ST) reabilitate variază de la un minim de 18% pentru un OD, până la un maxim care depășește 60% pentru un alt OD. Alte active precum PT-urile au fost reabilitate și/sau reînnoite în proportie mult mai mică. Pentru acest activ, media procentului de reabilitare din ultimii 10 ani este de doar 15%, variind între operatori de la 7% pana la 34%.

La nivel european, analiza cauzelor SAIDI datorat incidentelor petrecute la diferite niveluri de tensiune a relevat faptul ca ”nivelul Medie Tensiune (MT)” are o contributie covârșitoare. Această analiză evidențiază faptul că aproape 75% din SAIDI este rezultatul întreruperilor din rețeaua MT. Același tipar a fost observat şi în România. În cazul SAIDI, studiul arată că în România media contribuției la acest indicator se aliniază mediei europene (ex. aproximativ 75% din contribuția SAIDI vine de la rețelele MT). În cazul SAIFI, cea mai semnificativă contribuție vine, din nou, de la nivelul MT, deși în acest caz media contribuției în România este peste media europeană, respectiv aproape 86%.

Romania monitorizează în mod regulat continuitatea alimentării la fiecare nivel de tensiune al reţelei de distributie şi înregistrează orice întreruperi. În România există 10 categorii (grupe) majore definite pentru cauzele defectărilor; şi în fiecare categorie există câteva subcategorii (sub-grupe) – care contribuie la definirea unei granularităţi mai ridicate în interpretarea defecțiunii. În conformitate cu datele colectate, cea mai frecventă cauză a incidentelor pe liniile MT este declarată ”calitatea necorespunzătoare a materialelor”, iar în cadrul grupei, cele mai multe defecte sunt alocate sub-grupei ”deprecierea tehnică a materialelor, în condiții standard sau la sfârșitul duratei de viață”.

Performanțele diferite ale OD, reflectate prin SAIDI si SAIFI, se explică atât prin prisma diferențelor enumerate mai sus, cât și prin faptul ca abordarea societăților de distributie în stabilirea numărului exact de clienți afectați, în fiecare faza de remediere a defecțiunilor, apare a fi diferită.

Managementul activelor; noi indicatori de performanță

Conform rezultatelor studiului, activele rețelelor de distribuție din Romania se apropie, în marea lor majoritate, de sfârșitul duratei standard de viață, de aceea operatorii ar trebui să analizeze unele strategii alternative de investiție, asociate înlocuirii acestor active îmbătrânite. Pentru unele dintre aceste active, durata de viață în funcțiune poate fi extinsă în mod sigur şi fiabil, în timp ce altele trebuie neapărat înlocuite. Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea şi optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

Gradul de automatizare al rețelelor; Sisteme de Măsurare Inteligente

Dezvoltarea Rețelelor Inteligente în Romania este într-o faza incipientă. Luând în considerare datele furnizate de companiile de distribuție, studiul a evaluat nivelul de implementare a unui număr de măsuri pentru implementarea Rețelei Inteligente. Aceasta include integrarea în SCADA a liniilor ÎT, nivelul de înregistrare a elementelor rețelei de distribuţie în GIS, şi nivelul de automatizare şi influența sa asupra nivelurilor de performanţă a reţelei. Concret, în medie, nivelul de integrare al liniilor de înaltă tensiune la staţii integrate în SCADA este de aproximativ 72%, variind între 47% - minim, şi un maxim de aproape 90%.

Recomandările fazei 1:

- Îmbunătățirea raportării actuale:
  - Stabilirea unei metodologii clar definite de raportare (SAIDI, SAIFI, AIT, și ENS).
  - Evaluarea independentă a procesului de raportare
- Introducerea noilor metrice de raportare:
  - Introducerea indicatorului de stare tehnică, alături de riscul de rețea, va promova bunele practici de gestionare a activelor și va asigura că investițiile OD reprezintă valoarea corespunzătoare pentru banii cheltuiţi de consumator.
  - Implementarea Rețelelor Inteligente, pornind de la măsuri care au ca scop decarbonizarea, descentralizarea (producției) și digitalizarea sectorului energetic.
- Revizuirea mecanismelor de recunoaștere a costurilor:

- Introducerea unui plan de stimulente financiare pentru performanţă - performanța rețelei, mai bună (sau mai rea) decât ce a fost inițial convenit şi decât obiectivele inițial hotărâte, va fi recompensată sau penalizată.
- Revizuirea regimului cheltuielilor „neconvenționale" - introducerea unui stimulent asociat cu cheltuielile neconvenționale.

În acest moment este în curs de elaborare Faza 2 a studiului "*Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România"*, în care se analizează următoarele obiective:

- Evaluarea stării actuale a rețelelor electrice de distribuție
- Metodologia de stabilire a noilor investiții
- Estimarea investițiilor viitoare necesare în rețeaua de distribuție.

9. Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă – perioada 2018 – 2022 - 2027

9.1. Principii generale de construire a scenariilor

Având în vedere faptul că separarea sectoarelor de producţie, furnizare, transport şi distribuţie a introdus pentru OTS un grad mare de incertitudine asupra evoluţiei viitoare a producţiei şi consumului, regimurile de funcţionare a reţelei sunt analizate pentru un scenariu de bază şi câteva scenarii alternative.

Scenariile utilizate la analiza necesităţilor de dezvoltare a RET sunt elaborate de CNTEE Transelectrica SA, pornind de la informaţiile disponibile de la Ministerul de resort, institutele de prognoză, utilizatorii RET, alte părţi interesate şi OTS europeni.

Scenariul de bază reprezintă prognoza de consum, sold şi acoperire a acestora cu capacităţi de producere, cea mai credibilă în contextul informaţiior deţinute la momentul elaborării Planului şi corespunzătoare, din punct de vedere al solicitării reţelei, 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 şi anul curent + 10 ani. Pentru regimul de sarcină minimă, se modelează golul de noapte vara, în zi de sărbătoare. Golul extrem, de Paşti, pentru care se iau de regulă măsuri excepţionale de programare a funcţionării, se modelează în cadrul unor studii speciale, cu orizont de timp mai scurt.

Scenariile alternative au în vedere ipoteze diferite faţă de scenariul de bază, în ceea ce priveşte:

- rata de creştere a consumului;
- schimbul de energie electrică cu alte sisteme;
- instalarea de capacitaţi de producţie noi şi 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 soluţiilor de dezvoltare faţă de mai multe evoluţii posibile;
- de a oferi criterii de ajustare ulterioară a planului de dezvoltare în funcţie de evoluţiile din sistem.

Considerarea sistemelor externe interconectate cu SEN

Studiile de sistem se realizează ţinând sema de funcţionarea SEN interconectată cu sistemele electroenergetice europene.

Scenariile de bază şi unele scenarii alternative privind consumul, producţia, schimburile de energie electrică şi configuraţia reţelei la nivel european se elaborează în comun de operatorii de reţea în cadrul ENTSO-E.

Pentru calculele de analiză a încărcării reţelei, se utilizează modele de regim staţionar şi 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 organizaţiilor de cooperare regională şi la nivel european: ENTSO-E.

9.2 Scenarii privind evoluţia consumului de energie electrică în SEN

La elaborarea scenariilor de evoluție a consumului de energie electrică pe termen mediu și lung necesare analizelor de modelare a pieței de energie electrică din România ce stau la baza *Planului de dezvoltare pe 10 ani,* s-a analizat *„Prognoza preliminară de toamnă 2016”* elaborată de Comisia Naţională de Prognoză – CNP în septembrie 2016 (revizuită ulterior în creștere, în ianuarie 2017), care estima o creștere continuă a Produsului Intern Brut până în anul 2020, cu ritmuri medii anuale de 4,8% în 2016, 4,3% în 2017, 4,5% în 2018, 4,7% în 2019, respectiv 4,2% în 2020, față de anul precedent.

Tabelul 9.2.1 [%]

Ritm anual de creștere PIB	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
CNP septembrie 2016	3.8	4.8	4.3	4.5	4.7	4.2
CNP ianuarie 2017	3.9	4.8	5.2	5.5	5.7	5.7

Trebuie menționat că, după recuperarea declinului cauzat de criza economică și consolidarea evoluțiilor pozitive ale Produsului Intern Brut, a fost din ce în ce mai accentuată decuplarea evoluției cererii de energie electrică de creşterea economică. În timp ce PIB a înregistrat ritmuri de creștere medii anuale între 3% și 4,8 % în perioada 2013 - 2016, creșterea consumului de energie electrică a fost mai puțin accentuată (având valori între 1,9% - 1,1%), atât datorită ajustărilor structurale ale economie naționale, cât și a îmbunătăţirii eficienţei energetice în sectoarele utilizatorilor finali.

Se observă că, decuplat de creșterea macroeconomică, consumul intern net de energie electrică a înregistrat în primele zece luni ale anului 2016 aceeași valoare ca în aceeași perioadă a anului 2015. Pe fondul condițiilor meteorologice extreme, ultimele două luni ale anului 2016 au adus însă stoparea trendului cvasiconstant de evoluție a consumului, înregistrându-se creșteri semnificative (5,4% în noiembrie și respectiv 7,8% în decembrie, comparativ cu aceleași luni din 2015), astfel ca, pe total, să avem o creștere medie anuală de 1,1%.

Tendința de creștere a cererii de energie electrică a continuat și pe parcursul anului 2017.

Scenariile de evoluție a consumului intern net, respectiv a soldului și producției nete de energie electrică în perioada 2018-2027 sunt prezentate în tabelul 9.2.2. şi fig. 9.1:

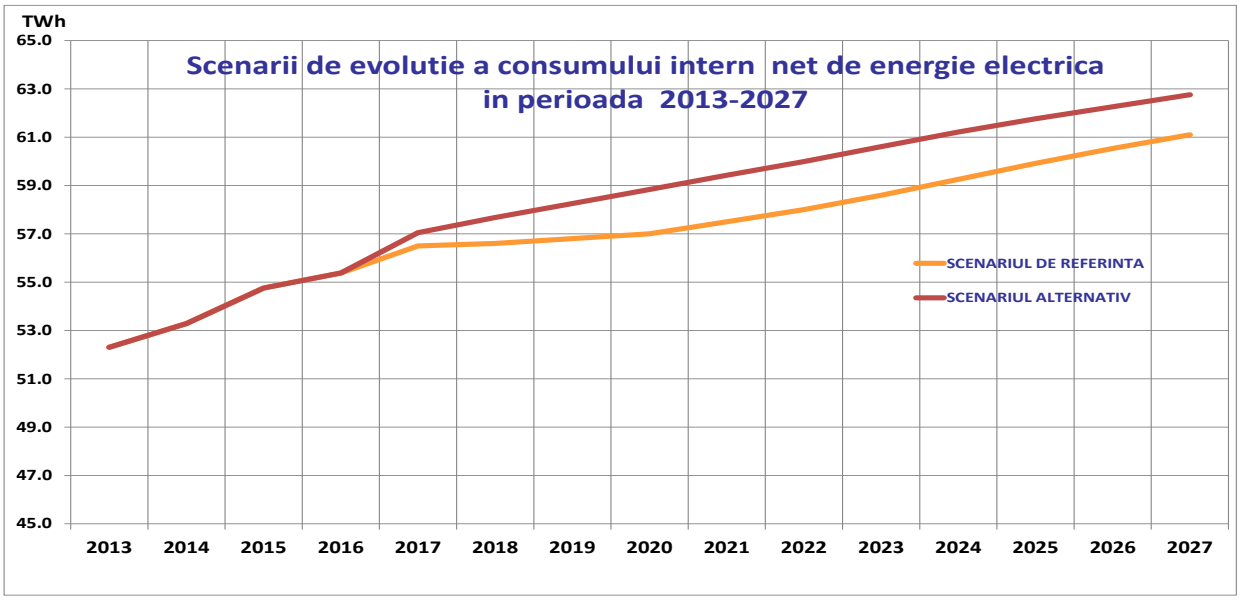


Figura 9.1

Tabelul 9.2.2 Scenariile de dezvoltare energetică a României în perioada 2018-2027

	U.M.	2013	2014	2015	2016	2017 *	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		realizari				prognoza										
SCENARIUL DE REFERINTA																
Consum intern net de energie electrica	TWh	52.3	53.3	54.8	55.4	56.5	56.6	56.8	57.0	57.5	58.0	58.6	59.3	59.9	60.5	61.1
ritm anual de crestere	%	*-3.9*	*1.9*	*2.7*	*1.1*	*2.0*	*0.2*	*0.4*	*0.4*	*0.9*	*0.9*	*1.0*	*1.1*	*1.1*	*1.0*	*0.9*
Puterea de varf neta - consum	MW	8312	8522	8488	8752	8840	8855	8889	8965	9080	9185	9293	9400	9500	9600	9690
Consum pompe	TWh	*0.17*	*0.25*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*
Sold export-import	TWh	2.02	7.13	6.72	5.01	3.00	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
Productie neta de energie electrica	**TWh**	**54.5**	**60.7**	**61.7**	**60.6**	**59.7**	**60.3**	**60.5**	**60.7**	**61.2**	**61.7**	**62.3**	**62.9**	**63.6**	**64.2**	**64.8**
SCENARIUL ALTERNATIV																
Consum intern net de energie electrica	TWh	52.3	53.3	54.8	55.4	57.1	57.7	58.3	58.8	59.4	60.0	60.6	61.2	61.8	62.3	62.8
ritm anual de crestere	%	*-3.9*	*1.9*	*2.7*	*1.1*	*3.0*	*1.1*	*1.0*	*1.0*	*1.0*	*1.0*	*1.0*	*1.0*	*0.9*	*0.8*	*0.8*
Puterea de varf neta - consum	MW	8312	8522	8488	8752	9000	9040	9145	9270	9385	9500	9596	9695	9777	9858	9940
Consum pompe	TWh	*0.17*	*0.25*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*	*0.19*
Sold export-import	TWh	2.02	7.13	6.72	5.01	3.20	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Productie neta de energie electrica	**TWh**	**54.5**	**60.7**	**61.7**	**60.6**	**60.4**	**61.9**	**62.4**	**63.0**	**63.6**	**64.2**	**64.8**	**65.4**	**66.0**	**66.5**	**67.0**

* Datele realizate până în noiembrie 2017 prefigurează o creștere medie anuală de cca. 2,5% a consumului net de energie electrică.

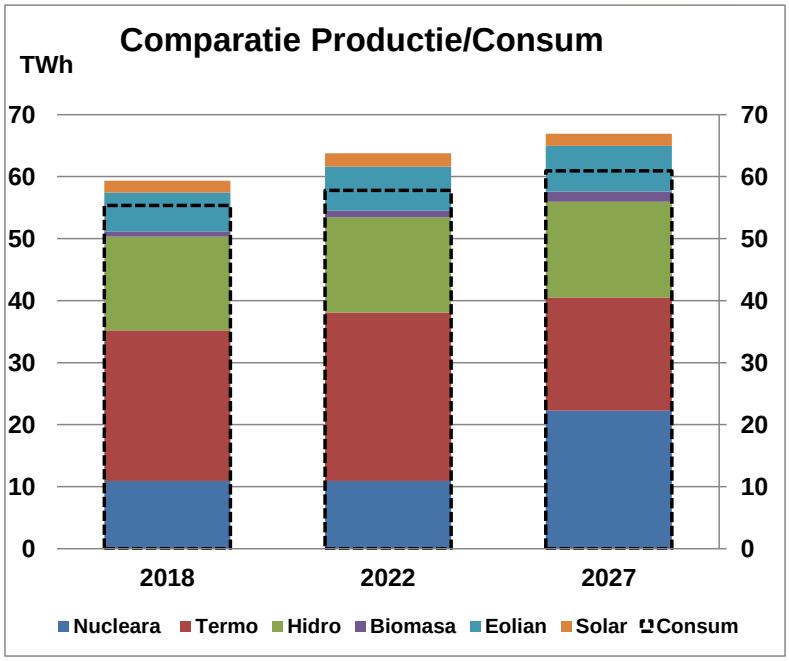


Fig. 9.2

Scenariul de referință estimează o creștere moderată a penetrării surselor regenerabile de energie și a noilor tehnologii de producere (fig.9.2).

Odată cu intrarea în funcțiune a grupurilor 3 și 4 de la Cernavodă, contribuția centralei nucleare în mixul de producere se dublează, în timp ce producția pe bază de combustibili fosili își continuă trendul scăzător.

Producția hidro este cvasiconstantă pe întreaga perioadă analizată.

Scenariile analizate sunt coerente cu scenariile corespunzătoare orizonturilor 2025 și 2030 analizate în cadrul ENTSO-E pentru studiile de modelare a pieței de energie electrică la nivelul pan-european necesare elaborarii *Planului de dezvoltarea a rețelei electrice de transport europene* (TYNDP 2018), în sensul că au fost construite pe baza aceloraşi informații primite de la producători privind evoluția parcului de centrale electrice.

Pornind de la scenariile de mai sus, au fost estimate valorile consumului la palierele de sarcină caracteristice, considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcţionare din punct de vedere al circulaţiilor normale în reţea.

Astfel, s-au modelat şi analizat în detaliu regimurile de funcţionare pentru palierele caracteristice prezentate în Tabelul 9.2.3, corespunzătoare scenariilor *de referință* și *alternativ* privind evoluției consumului și capacităţii instalate, respectiv:

- consumul maxim în SEN, înregistrat la vârful de seară iarna (VSI);
- vârful de dimineaţă vara (VDV), pentru verificarea reţelei de alimentare a zonelor deficitare unde consumul de vară are valori apropiate celui de iarnă, iar centralele cu termoficare îşi reduc sezonier puterea (ex: Bucureşti);
- golul de noapte vara (GNV), pentru verificarea mijloacelor de reglaj al tensiunii şi a capaciţătii de evacuare a puterii centralelor eoliene din zonele excedentare.

Tabelul 9.2.3 [MW]

	2018 SCENARIUL DE REFERINTA			2022 SCENARIUL DE REFERINTA			2022 SCENARIUL FAVORABIL			2027 SCENARIUL DE REFERINTA			2027 SCENARIUL FAVORABIL		
	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrica	8855	7480	4553	9185	7830	4720	9500	8100	4880	9690	8260	4975	9940	8480	5120
Sold export-import	800	700	550	1000	800	650	1000	800	650	1200	900	750	1200	900	750
Productie neta de energie electrica	**9655**	**8180**	**5103**	**10185**	**8630**	**5370**	**10500**	**8899**	**5530**	**10890**	**9160**	**5725**	**11140**	**9380**	**5871**

La modelarea distribuţiei consumului total pe judete şi pe consumatori individuali, s-a pornit de la consumurile măsurate în fiecare staţie, la palierele caracteristice, în anii anteriori (Anexa B-1) şi de la prognoza transmisă de operatorii de distribuţie (Anexa C-1), scalând procentual pentru a obţine valoarea prognozată pentru întregul SEN.

9.3. Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică

Volumul schimburilor de energie electrică variază permanent, în funcţie de evoluţii pe termen mai lung sau mai scurt ale pieţei de energie electrică. În scenariile analizate, s-a luat în considerare un export la vârf de sarcină ce variază între 800 și 1200 MW în orizonturile analizate, respectiv, între 700 și 900 MW la vârful de vară şi între 550 și 750MW la golul de noapte de vară, atât pentru scenariul de referinţă, cât şi pentru scenariul alternativ.

9.4. Scenarii privind evoluţia parcului de producţie

La solicitarea CNTEE Transelectrica SA, producătorii au comunicat, fără a declara un angajament ferm, intenţiile de retehnologizare sau casare a unităţilor existente şi de instalare de grupuri noi.

Trebuie menționat că 80% din grupurile termoenergetice existente au durata de viaţă normată depăşită. Până în prezent, s-au realizat retehnologizări şi/sau modernizări pentru grupuri termoelectrice din SEN, însă foarte puţine grupuri sunt echipate cu instalaţii pentru reducerea emisiilor care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană. În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administraţiei şi Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul naţional de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot şi pulberilor provenite de la instalaţiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice trebuie să se încadreze în cerinţele de mediu impuse pentru a rămâne în funcţiune.

Astfel, pentru perioada 2018-2027, analiza dezvoltării reţelei 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 viaţă sau datorită neîncadrării în cerinţele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 4996 MW putere netă disponibilă, dintre care 2714 MW până în 2022 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenţia de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante, capacităţile noi trebuie să aibă o eficienţă globală ridicată, să fie flexibile și să asigure conformarea la condițiile impuse prin codul de rețea și reglementările conexe, la nivel european.

Conform acestui scenariu de dezvoltare, în aceeaşi perioadă vor fi repuse în funcţionare, după reabilitare, patru grupuri de la Turceni, trei grupuri de la Rovinari, un grup la Craiova, și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în retehnologizare pentru prelungirea duratei de viaţă), însumând o putere netă disponibilă de 2841 MW.

În ceea ce priveşte intenţiile de instalare de grupuri noi, conform informaţiilor transmise de producătorii existenţi, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 2306 MW, exclusiv proiectele bazate pe RES.

În figura 9.4.1 sunt evidenţiate proiectele de reabilitare şi grupuri noi, pentru etapele 2018-2022, respectiv 2023-2027, corespunzătoare scenariului de referinţă de evoluţie a parcului de producere.

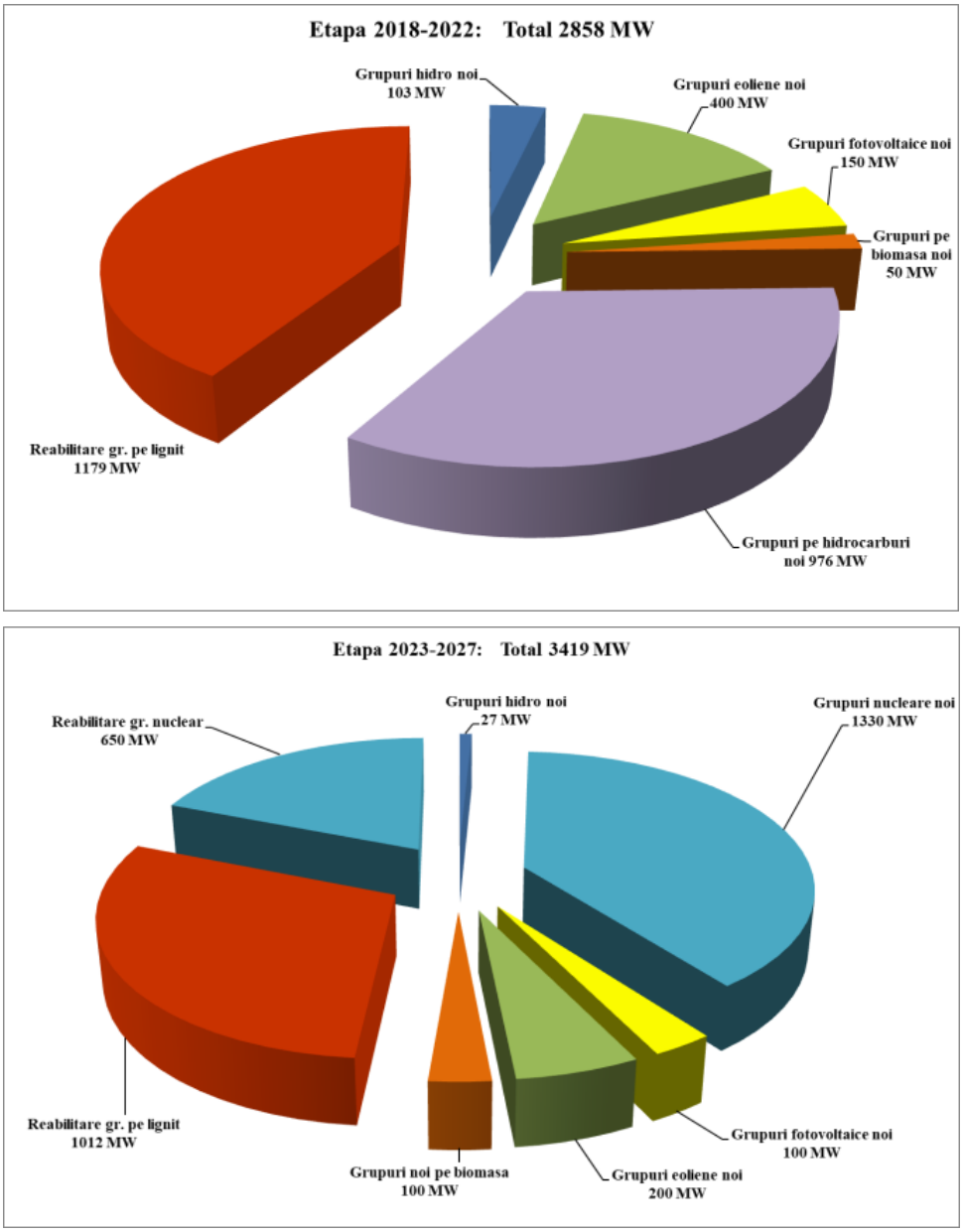


Fig.9.4.1 Proiecte de reabilitare şi grupuri noi

Proiectele de grupuri noi includ:
- finalizarea grupurilor nucleare 3 şi 4 de la CNE Cernavodă, disponibile pentru orizontul 2027;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensaţie (Compania Romgaz derulează un proiect de investiţii într-o centrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, cu capacitate de 400 MW) sau cogenerare (Bucureşti));
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuţie;
- alte grupuri noi RES intermitente: eoliene, solare (fotovoltaice);
- alte grupuri noi RES pe biomasă.

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

Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților, s-a analizat și un *Scenariu favorabil („verde”),* caracterizat prin condiţii economice şi financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiţii majore, integrarea surselor regenerabile, creşterea eficienţei energetice, reducerea emisiilor de CO2, dezvoltarea maximă a soluţiilor de tip Smart Grid şi a capacităţilor de stocare a energiei), specific *Scenariului Favorabil* de evoluție a consumului.

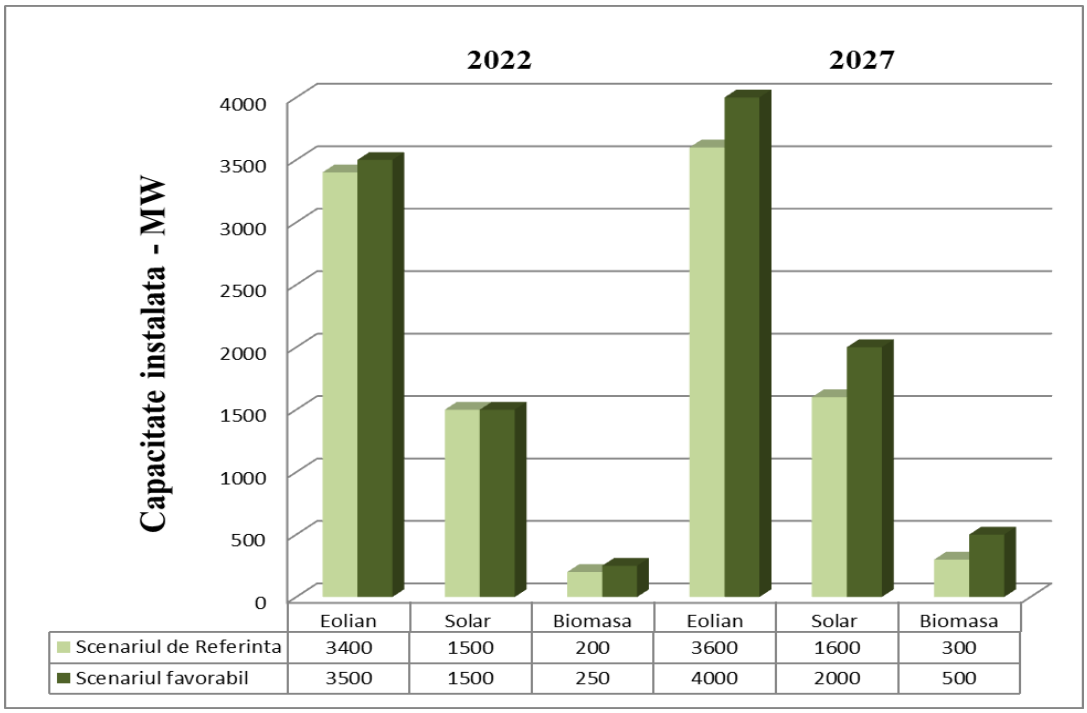


Fig.9.4.2 Evoluția capacităților de producere

Evoluția RES

Un element caracteristic etapei actuale este interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidroelectrică, energia solară şi energia eoliană.

Legea nr. 220/2008 a fost modificată şi completată cu prevederile OUG nr. 57/2013, vizând aplicarea schemei de promovare a RES şi procesul de racordare la reţelele electrice de interes public. Prin aceasta s-au amânat parţial acordarea CV în funcţie de tipul de RES (după 01.04.2017 pentru MHC şi CEF, respectiv 01.01.2018 pentru CEE), s-au introdus în procesul de racordare garanţii

finaciare al căror cuantum îl va stabili ANRE şi s-a limitat volumul RES care beneficiază de sistemul de promovare la nivelul capacităţilor 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 au fost mult mai drastice.

În decembrie 2017, puterea instalată în CEE totaliza 3030 MW, concentraţi preponderent în zonele Dobrogea şi Moldova, iar puterea instalată în centrale fotovoltaice totaliza 1375 MW.

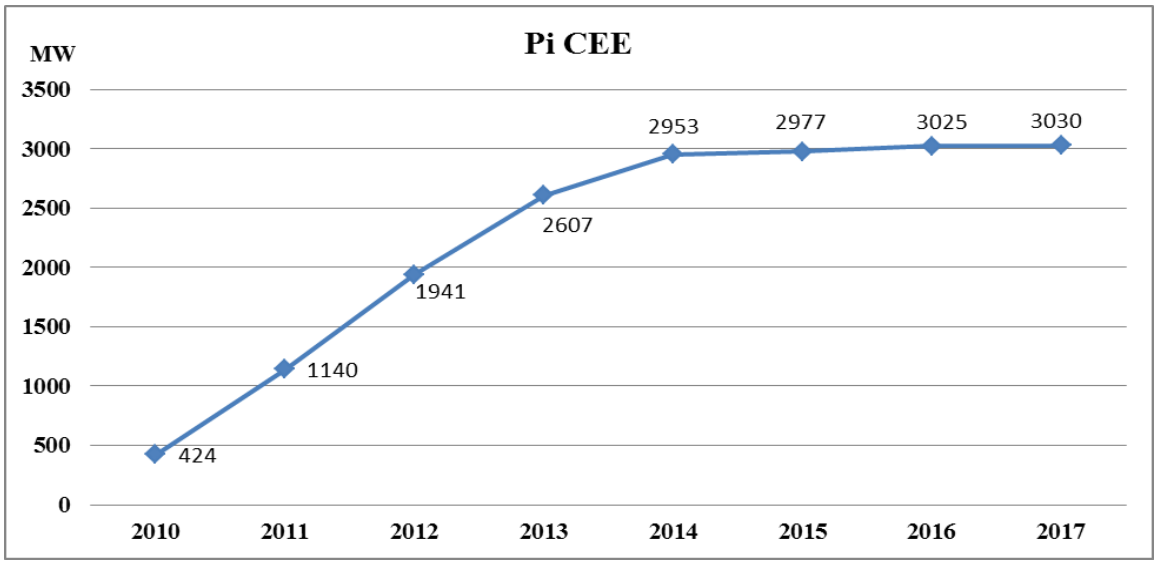


Fig. 9.4.3 Evoluţia Pi în CEE cu PIF

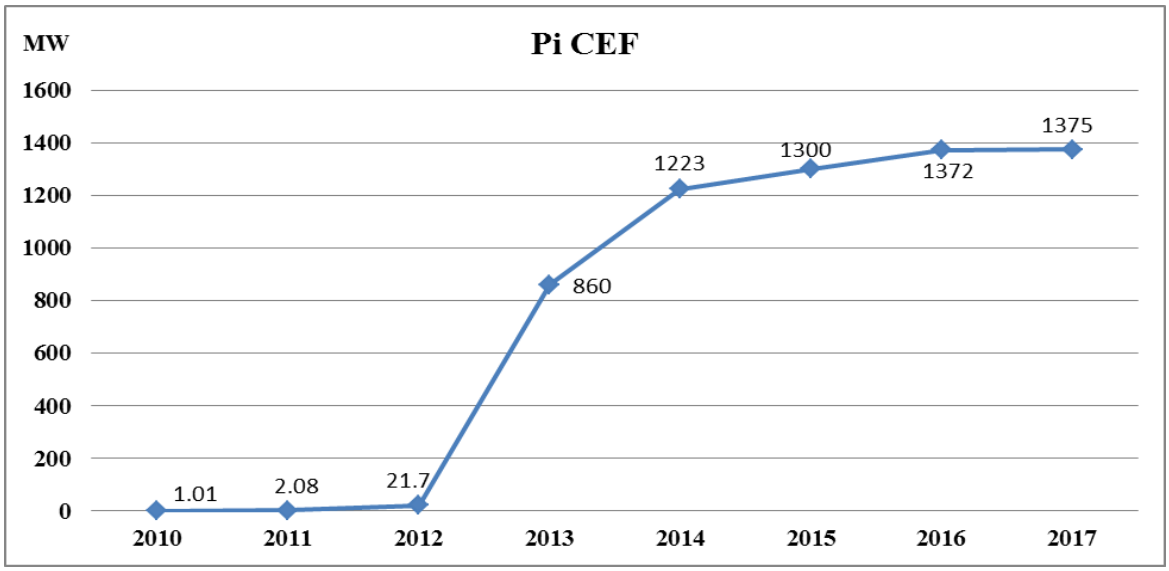


Fig. 9.4.4 Evoluţia Pi în CEF cu PIF

Se observă un trend de creştere rapidă a puterii instalate în CEE şi CEF în perioada 2010-2014, ceea ce denotă viteza mare de realizare a acestor tipuri de centrale ca o consecinţă a stimulentelor oferite de legislaţia în vigoare la acel moment şi în special de sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie instituit prin Legea 220/2008, modificată şi

completată prin Legea 139/2010, Ordonanţa de urgenţă a Guvernului nr. 88/2011 şi Legea 134/2012 pentru aprobarea acesteia. Începînd cu anul 2014 tendința de realizare a CEE și CEF a fost una foarte moderată, 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 au fost mult mai drastice.

Accesul în schema de sprijin actuală pe bază de certificate verzi s-a încheiat la 31 decembrie 2016, astfel încât investiții noi în capacități eoliene, fotovoltaice, microhidrocentrale sau pe bază de biomasă pot avea loc într-un ritm mai lent în perioada 2018-2027, în special cele care primesc co-finanțare din fonduri structurale europene. În total, creșterea capacităților instalate pe bază de SRE între 2018 și 2027 va fi mai mică decât în perioada 2010-2017.

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

9.5. Analiza adecvanţei parcului de producţie din SEN în perioada 2018-2022-2027

Adecvanța sistemului urmărește măsura în care capacitățile de producere din SEN pot acoperi cererea de energie electrică în toate stările staţionare în care se poate afla sistemul.

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

Conform acestei metodologii, se consideră că, pentru acoperirea în condiţii de siguranţă 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 reparaţii şi întreţinere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parţiale, temporare sau definitive ale disponibilităţii, din diferite cauze.

De asemenea, trebuie menţinută în permanenţă la dispoziţia OTS o rezervă operaţională. În prezent, aceasta este dimensionată pentru echilibrarea rapidă a balanţei la variaţiile continue ale consumului şi la declanşarea neaşteptată 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 şi viteze de încărcare mici.

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

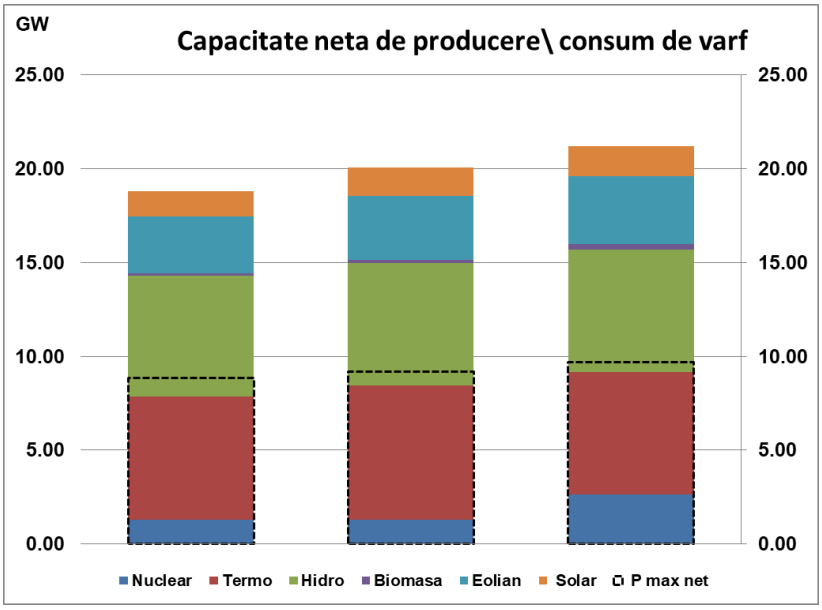
Odată cu instalarea unui volum semnificativ de putere în centrale electrice eoliene, caracterizate prin dependenţa producţiei de viteza vântului, rezerva terţiară rapidă va trebui suplimentată pentru a compensa şi imprecizia prognozei producţiei în aceste centrale.

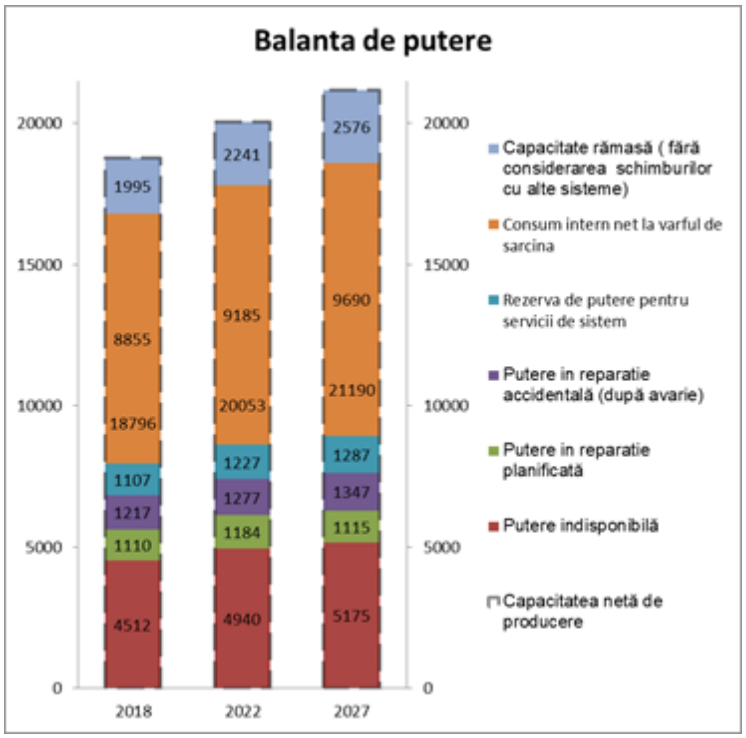
Principalii factori care vor influenţa în următorii ani necesarul de rezervă de putere vor fi ameliorarea indicatorilor de fiabilitate ai grupurilor, care va acţiona în sensul diminuării sale, şi instalarea de centrale electrice eoliene în sistem, care va acţiona în sensul creşterii.

Tabelul 9.5.1 include estimarea adecvanţei sistemului de producere pentru orizonturile analizate, 2018-2022-2027, în *Scenariul de Referinţă* corespunzător variației consumului, respectiv a capacităților de producere:

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

				MW
	Putere netă in SEN	**2018**	**2022**	**2027**
1	centrale nucleare	**1300**	**1300**	**2630**
2	centrale termoelectrice conventionale	**6559**	**7148**	**6529**
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	**4500**	**5100**	**5500**
	• eoliene	3000	3400	3600
	• fotovoltaice	1350	1500	1600
	• biomasa	150	200	300
4	centrale hidroelectrice	**6436**	**6505**	**6532**
	• CHEAP			
5	**Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]**	**18796**	**20053**	**21190**
6	Putere indisponibilă totala	7946	8628	8924
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5175
	• Putere in reparatie planificată	1110	1184	1115
	• Putere in reparatie accidentală (după avarie)	1217	1277	1347
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1287
7	**Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]**	**10850**	**11425**	**12266**
8	Consum intern net la varful de sarcina	8855	9185	9690
9	**Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)**	**1995**	**2241**	**2576**
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-800	-1000	-1200





În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 11% din capacitatea netă de producere în 2018, valoare ce se menține cvasiconstanta și după punerea în funcţiune a unităţilor 3 şi 4 de la Cernavodă (12 %), datorită reducerii graduale a capacității pe bază de combustibili fosili, pe de-o parte și a creșterii consumului, pe de altă parte.

Tabelul 9.5.2 include estimarea adecvanţei sistemului de producere pentru orizonturile 2018-2022-2027, în *Scenariul alternativ* de variație a consumului și *Scenariului „verde"* de evoluție a capacităților de producere.

Tabelul 9.5.2. Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum / Scenariul „verde" capacități

				MW
	Putere netă in SEN	**2018**	**2022**	**2027**
1	centrale nucleare	**1300**	**1300**	**2630**
2	centrale termoelectrice conventionale	**6559**	**7148**	**6529**
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	**4500**	**5100**	**6500**
	• eoliene	3000	3400	4000
	• fotovoltaice	1350	1500	2000
	• biomasa	150	200	500
4	centrale hidroelectrice	**6436**	**6505**	**6532**
	• CHEAP			
5	**Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]**	**18796**	**20053**	**22190**
6	Putere indisponibilă totala	7946	8666	9738
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5815
	• Putere in reparatie planificată	1110	1179	1135
	• Putere in reparatie accidentală (după avarie)	1217	1321	1382
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1407
7	**Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]**	**10850**	**11387**	**12452**
8	Consum intern net la varful de sarcina	8855	9500	9940
9	**Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)**	**1995**	**1886**	**2512**
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-800	-1000	-1200

Și în acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem se menține la circa 11% din capacitatea netă de producere. Creșterea de putere neutilizabilă se datorează componentei impredictibile asociată producţiei crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

Prognoza adecvanţei a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene şi solare are drept consecinţă creşterea ponderii puterii indisponibile, ca o consecinţă a specificului funcţionării intermitente a acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime.

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene şi solare este limitată în cursul anului şi producţia lor nu este controlabilă aşa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvanţei este neapărat necesară și existenţa unui anumit volum de putere în centrale clasice de vârf cu pornire rapidă și/sau capacități de stocare a energiei (de ex.centrale hidro cu acumulare prin pompaj, baterii, etc).

Integrarea CEE și CEF în curba de sarcină impune ca centralele convenţionale să asigure funcţia de reglaj de frecvenţă şi pentru compensarea variaţiilor puterii produse de acestea ca urmare a variaţiilor vitezei vântului, crescând semnificativ frecvenţa situaţiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcţioneze cu sarcina parţială sau să fie oprite şi apoi repornite. Este deci necesară instalarea în sistem de centrale de vârf, deoarece acest mod de funcţionare are implicaţii negative asupra costurilor de producţie şi duratei de viaţă a grupurilor destinate funcţionării în bază.

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

Deoarece reţeaua de transport este descărcată şi diferenţele între scenariile de consum considerate se distribuie pe toată suprafaţa ţării, s-a constatat că aceste diferenţe nu influenţează semnificativ soluţiile de dezvoltare a reţelei. 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 şi participarea la acoperirea sarcinii poate conduce la modificări importante în regimul de funcţionare a reţelei şi la necesităţi de dezvoltare diferite. Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluţia parcului de producţie, s-a acordat o atenţie deosebită elaborării unui număr suficient de cazuri de studiu, urmărindu-se reflectarea adecvată a regimurilor la care va trebui să facă faţă reţeaua în situaţii de funcţionare care pot fi considerate normale.

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

La elaborarea **scenariului de evoluție a prețurilor combustibililor** fosili în perioada de analiză s-au considerat diferite ipoteze și surse ale datelor.

Astfel, pentru orizonturile 2018 și 2022 au fost extrapolate datele transmise de producători și disponibile CNTEE Transelectrica SA din rulările de modelare a pieței pentru anul 2017 cu programul Powrsym, utilizate pentru fundamentarea de către ANRE a datelor din contractele de energie electrică de pe piață. Modelarea a inclus reprezentarea detaliată a prețurilor la centrale, la nivel de grup (ținând cont de rețeta de combustibil medie pentru fiecare grup și de prețul transportului), valorile medii pe categorii de combustibili fiind incluse în tabelul 9.6.1.

Ca urmare, nu se estimează o schimbare a ordinii de merit a grupurilor în perioada 2017-2022.

Pentru analizele de modelare a pieței pentru orizontul 2027 au fost utilizate diferite scenarii de evoluție a prețului combustibililor (tabelul 9.6.1), respectiv a costului emisiilor de CO_2 (tabelul 9.6.2), similare celor utilizate la nivelul ENTSO-E pentru TYNDP2018, desprinse din scenariile elaborate de IEA.

Tabelul 9.6.1. - Pretul combustibililor (Euro/Net GJ)

	2027	
	sc. de referinta	sc. verde
Lignit	1.10	1.10
Huila	2.45	2.70
Gaze naturale	8.10	8.80
Pacura	16.60	17.90

Tabelul 9.6.2. - Costul emisiilor de CO2 (Euro/tona)

2027	
sc. de referinta	sc. verde
40.00	50.00

La profilarea orară a energiei productibile în centralele electrice eoliene și fotovoltaice s-a utilizat baza de date climatice PECD (*Pan-European Climate Database*) disponibilă în ENTSO-E pentru studiile de piață, ce include serii de timp cu indicii de variație orară a producției de energie eoliană și respectiv solară, corespunzători a 34 de ani climatici, determinați pe baza măsurătorilor din perioada 1982-2015, referitoare la viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare.

Unul dintre efectele climatice cu impact asupra sectorului energetic este și variabilitatea hidrologică. Analizele de piață au modelat producția hidrologică disponibilă în diferitele orizonturi de timp corespunzător anului mediu din punct de vedere al caracteristicilor hidrologice.

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 referinţă.

Pornind de la cazul corespunzător regimului mediu de bază, s-au construit cazuri care conduc la regimurile de funcţionare cele mai dificile care pot apărea în condiţii normale de funcţionare a SEN şi la care reţeaua trebuie să facă faţă – 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 şi 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 locaţii.

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

10. Analiza regimurilor de funcţionare a RET în perspectivă

Pentru a evalua adecvanţa RET şi necesităţile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcţionare în parametrii normaţi, prin efectuarea de calcule de regim stationar [14], stabilitate statică, stabilitate dinamică şi evaluarea curenţilor de scurtcircuit [5]. Sunt calculaţi şi indicatorii de fiabilitate pe barele staţiilor electrice din RET [12].

Calculele şi analizele se realizează pentru scenariul de bază şi pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluţia consumului, componenţa parcului de producţie la diferite orizonturi de timp şi încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului şi soldului de schimb cu sistemele vecine.

Reţeaua funcţionează în prezent cu un grad scăzut de încărcare (a se vedea cap.5.4). În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale ţării şi odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest şi de est, reţeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată şi nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate şi cerinţele din Standardul de performanţă al serviciilor de transport şi de sistem.

Pentru identificarea necesităţilor de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [5], [8], [12], [13], [14], [19], [20], [22], [24], [26], [29], care au verificat încadrarea regimurilor de funcţionare a RET în condiţiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) şi lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staţionare, condiţiile de stabilitate statică şi tranzitorie, regimurile de scurtcircuit. De asemenea, au fost avute în vedere concluziile studiilor de soluţie de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET privind racordarea unor centrale noi şi proiectele de creştere a capacităţii de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de reţea vecini.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcţionare:

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

Calculele s-au efectuat pe modele ale sistemului corespunzând scenariilor de evoluţie a SEN considerate pentru perspectiva de cinci şi zece ani, în scopul verificării adecvării reţelei şi identificării necesităţii dezvoltării acesteia.

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

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

10.1. Analiza regimurilor staţionare

În vederea realizării calculelor şi analizelor de sistem s-au elaborat modele de calcul corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcţionare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcţionare cele mai dificile care pot apărea în condiţii normale de funcţionare a SEN şi la care reţeaua trebuie să facă faţă - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB şi RD s-au construit pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineaţa vară (VDV) şi gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare din cele 3 orizonturi de prognoză: 2018, 2022 și 2027.

În construirea Regimurilor Medii de Bază (RMB) s-a avut în vedere implementarea dezvoltărilor de rețea planificate de CNTEE Transelectrica SA cât și a dezvoltărilor de rețea comunicate de către operatorii de distribuție, prevăzute a fi puse în funcțiune în perioada 2018-2027:

***Etapa 2018*:**
CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV d.c. Reșița – Pancevo (Serbia);

SDEE Transilvania Nord SA:

- Stația de transformare 110/20 kV Ruscova racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Sighet CEIL – Baia Borșa, 16MVA;
- Stația de transformare 110/20 kV Tetarom IV racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Cluj Sud – Poiana, 25MVA.

E-Distribuție Banat SA:

- Stație de conexiune 110 kV Continental:
  - LES 110 kV IMT – Continental Al 630mm^2;
  - LES 110 kV Continental – Pădurea Verde Al 630 mm^2.

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Parc Drumul Taberei, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Salaj – Drumul Taberei 2;
- Stație 110/20 kV Academia Militară, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Panduri – Răzoare;
- Stație 110/20 kV Park Lake, 2x16 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Dudești – Balta Albă:
  - LES nou 110 kV Dudești – Park Lake, Al 630 mm^2;
  - LES nou 110 kV Balta Albă – Park Lake, Al 630 mm^2;
- LES nou 110 kV Fundeni – București Nord, Al 1600 mm^2;
- LES 110 kV Fundeni – Obor, Al 1600 mm^2, reconductorare

Etapa 2022:
CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara – Săcălaz – Arad);
- Racordarea LEA 400kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia printr-o LEA 400kV d.c.;
- Racordarea LEA 400kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud printr-o LEA 400kV d.c.;
- Al II-lea TR 250MVA, 400/110kV în stația Sibiu Sud;
- Racordarea stației 220kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Al II-lea AT 400MVA, 400/220kV în stația Iernut;
- Al II-lea AT 400MVA, 400/220kV în stația Brazi Vest;
- LEA 400kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu;
- trecerea la tensiunea de 400kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord;

E-Distribuție Banat SA:

- Stația de transformare 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Pâncota – Sebiș:
  - LEA 110 kV Pâncota – Ineu OlAl 185/32 mm^2;
  - LEA 110 kV Sebiș - Ineu OlAl 185/32 mm^2.
- Stație de transformare 110/20 kV Iulius Mall:
  - LES 110 kV Dumbravița – Iulius Mall Al 630 mm^2.

E-Distribuție Dobrogea SA:

- LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, reconductorare;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Mircea Vodă Nord, reconductorare;
- LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog, reconductorare;
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord, reconductorare;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea, reconductorare.

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Expoziției, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Pajura – Băneasa;
- Stație 110/20 kV Pantelimon, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Titan – Republica – FCME;
  - LES nou 110 kV Pantelimon – FCME, Al 1600 mm^2;
  - LES nou 110 kV Pantelimon – Titan, Al 1600 mm^2.
- Stație 110/20 kV Giulești, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Cotroceni – Radu Zane;
- Stație 110/20 kV Barbu Văcărescu, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Fundeni – Otopeni.
- LES 110 kV București Centru – București Nord, Al 1600 mm^2, reconductorare;
- LES 110 kV București Nord – Grozăvești, Al 1600 mm^2, reconductorare;
- LES 110 kV Grozăvești – Răzoare, Al 1600 mm^2, reconductorare;
- LES 110 kV Răzoare – Militari, Al 1600 mm^2, reconductorare;
- LES 110 kV Grozăvești – Militari, Al 1600 mm^2, reconductorare.

Etapa 2027:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400kV a axului Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara – Săcălaz – Arad);
- LEA 400kV s.c. Gădălin – Suceava;
- LEA 400kV s.c. Suceava – Bălți;
- LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat);

SDEE Transilvania Nord SA:

- Stația de transformare 110/20 kV Someșeni racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Cluj Sud – Jucu, 25MVA;
- Stația de transformare 110/20 kV Satu – Mare 6 racordată în sistem intrare – ieșire pe LEA 110 kV Vetiș - Abator, 16MVA.

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Traian, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV CET Sud – Centru;
- Stație 110/20 kV Bragadiru, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Domnești – Militari 1;
- Stație 110/20 kV Moșilor, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Panduri – Centru;
- Stație 110/20 kV Voluntari, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare – ieșire pe LES 110 kV Fundeni – Barbu Văcărescu.

Distribuție Energie Oltenia SA și **Delgaz Grid SA** nu au prevăzute dezvoltări ale rețelei de distribuție în perioada 2018-2022-2027.

SDEE Transilvania Sud SA și **SDEE Muntenia Nord SA** nu au furnizat informații privind dezvoltările de rețea pentru perioada 2018-2022-2027.

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

S-au efectuat verificări ale regimului staţionar de funcţionare a RET în regimurile de dimensionare (RD), prin calcule cu N și N-1 elemente de reţea în funcţiune. Pentru evacuarea puterii din CNE Cernavodă s-au verificat şi regimurile cu N-2 elemente în funcţiune. De asemenea s-au efectuat și regimuri cu deconectarea simultană a liniilor RET care sunt dublu circuit pe o porțiune mai mare de 10 km.

Dezvoltarea reţelei trebuie să aibă în vedere soluţii care să permită eliminarea congestiilor pe direcţiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producţie din estul ţării şi centrele de consum şi stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport:

1. Culoarul N-S de legătură între Dobrogea şi Moldova;
2. Culoarul E-V de legătură între Dobrogea şi Bucureşti + zona limitrofă;
3. Culoarul E-V de legătură între Moldova şi SEN spre vest.

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

- Racordarea în schema intrare-ieşire în staţia 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobrudja şi Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în staţiile 400 kV Rahmanu şi Stupina;

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaş (iniţial cu un circuit echipat);
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit racordat intrare-ieşire în staţia Gura Ialomiţei şi cu trecerea la tensiunea de funcţionare de 400 kV a LEA Stâlpu-Teleajen-Brazi Vest, care a fost construită cu gabarit de 400 kV, dar funcţionează la 220 kV;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin – Suceava.

10.1.1. Analiza zonei Dobrogea

Analiza zonei Dobrogea s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, cu o putere instalată în CEE și CEF conform scenariului de referință, față de care s-au introdus următoarele modificări: CEE în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 70% Pinstalat și respectiv la circa 90%Pinstalat.

Alte ipoteze privind capacităţi de producţie noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcţiune cele două unităţi existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcţiune a unităţilor 3 şi 4 (de la orizontul de Termen lung);
- în CET Galați s-a considerat un grup de 50 MW;
- în CET Palas s-a considerat un grup nou de 32 MW pe gaze pe ciclu combinat;
- CEF în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni la deconectarea LEA 400kV Sibiu Sud - Iernut. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV s.c. Suceava - Gadălin. O creştere a puterii instalate în surse regenerabile în zona Dobrogea cu cca. 100MW în ipoteza considerând CEE din zonă încărcate la 90% din Pinstalat conduce la suprasarcini pe LEA 400kV Constanţa Nord – Tariverde şi pe LEA 400kV Constanţa Nord - Medgidia Sud. Se menţionează faptul că în prezent există CEE cu Contracte de Racordare în vigoare în zona Dobrogea totalizând 1800MW, din care în zona Tulcea – Tariverde cca. 843MW. Rezultă oportună și necesară înlocuirea LEA 400 kV s.c Isaccea – Tulcea Vest existentă cu o nouă LEA 400 kV dublu circuit.

La palierul de gol de noapte vară – GNV - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pe termen mediu, s-a analizat un regim de dimensionare la palierele VSI și VDV în ipoteza unui import din Republica Moldova spre Bulgaria și Ungaria, de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, în ipoteza cu producție în CEE 90% din Pinstalat în zona Dobrogea:

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

- În regimurile cu verificarea criteriului N-1 elemente în funcţiune la VDV s-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Stejaru - Gheorgheni la deconectarea unor linii de 400 kV: LEA 400kV Sibiu Sud – Ienut, LEA 400 kV Gutinaș – Brașov, LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Este deci necesară, întărirea capacităţii de transport a reţelei pentru evacuarea puterii din zonele excedentare spre centrele de consum şi stocare.

Termen lung

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pe termen lung, s-a analizat un regim de dimensionare la palierele VDV în ipoteza unui import din Republica Moldova spre Bulgaria și Ungaria, de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, în ipoteza cu producție în CEE 90% din Pinstalat în zona Dobrogea:

- în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de gol de noapte vară – GNV - în regimul cu N elemente în funcţiune, se constată faptul că nu există nici o depăşire a curenţilor admisibili sau a benzii admisibile de tensiune, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET/RED. În regimurile cu N-1 şi N-2 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidenţiază supraîncărcarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă, suprasarcină care se elimină la conectarea unuia dintre cele două circuite ale LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă deconectate din regimul RMB.

10.1.2. Analiza zonelor Dobrogea și Moldova

Analiza zonelor Dobrogea și Moldova s-a făcut considerând regimul de dimensionare, construit pornind de la RMB, cu o putere instalată în CEE și CEF conform scenariului de referință, față de care s-au introdus următoarele modificări: CEE în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 70% Pinstalat și respectiv la circa 90%Pinstalat.

Alte ipoteze privind capacităţi de producţie noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcţiune cele două unităţi existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcţiune a unităţilor 3 şi 4 (de la orizontul pe Termen lung);
- în CET Galați s-a considerat un grup de 50 MW;
- în CET Palas s-a considerat un grup nou de 32 MW pe gaze pe ciclu combinat;
- în CET Suceava s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 37 MW;
- în CET Bacău s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 47 MW;
- în CET Iași s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 80 MW;
- CEF în zona Dobrogea au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară - VSI – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE 70% și respectiv 90% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producția în CEE la 0% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție maximă în Dobrogea (CEE la 70% din Pinstalat) și producție minimă în Moldova (CEE la 0% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție mimină în Dobrogea (CEE la 0% din Pinstalat) și producție maximă în Moldova (CEE la 70% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară - VDV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE la 70% și respectiv la 90% din Pinstalat, producția în CEF la 80% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune. În regimurile cu N-1 şi N-2 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe LEA 220kV Stejaru – Gheorgheni la deconectarea LEA 400kV Sibiu Sud – Iernut și LEA 400 kV Brașov – Gutinaș. Rezultă oportună realizarea LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin sau reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni cu un curent de 150%Imax.

– considerând producția în CEE și CEF la 0% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție maximă în Dobrogea (CEE la 70% din Pinstalat și CEF la 80% din Pinstalat) și producție minimă în Moldova (CEE și CEF la 0% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

– considerând producție mimină în Dobrogea (CEE și CEF la 0% din Pinstalat) și producție maximă în Moldova (CEE la 70% din Pinstalat și CEF la 80% din Pinstalat), în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de gol de noapte vară - GNV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE la 90% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pe termen mediu, s-a analizat un regim de dimensionare la palierele VSI și VDV, în ipoteza unei producții minime CEE și CEF la 0% din Pinstalat și a unui export în Republica Moldova de 600 MW prin stația 400 kV Isaccea, cu utilizarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești:

- în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.
- Din analiza zonei excedentare Dobrogea+Moldova rezultă necesitatea realizării LEA 400kV Suceava – Gădălin.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de dimineață vară - VDV* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

– suplimentar, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipotezele fără producția CEE din zona Dobrogea+Moldova 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 elemente în funcţiune se constată faptul că nu există nici o depăşire a curenţilor admisibili sau a benzii admisibile de tensiune, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET / RED.
- În regimurile cu N-1 şi N-2 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidenţiază suprasarcini pe LEA 400kV Medgidia Sud – Cernavodă şi a LEA 400 kV Gura Ialomiţei – Lacu Sărat, suprasarcini care se accentuează la sensibilitatea suplimentară considerând CEE cu 0% din puterea instalată şi export 1000MW în Republica Moldova prin staţia 400kV Isaccea şi staţia 400kV Suceava; suprasarcinile pe aceste LEA se pot elimina prin reconductorarea acestor linii.

– suplimentar, s-a efectuat un regim de dimensionare în ipotezele unei producții maxime (CEE 70%Pinstalat și CEF 80%Pinstalat) în zona Dobrogea+Moldova și cu un export în Republica Moldova de 1000 MW prin staţia 400kV Isaccea şi staţia 400kV Suceava:

- În regimul cu N elemente în funcţiune se constată faptul că nu există nici o depăşire a curenţilor admisibili sau a benzii admisibile de tensiune, nu au fost semnalate supraîncărcări pe elementele RET / RED.
- În regimurile cu N-1 şi N-2 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidenţiază suprasarcini pe LEA 220kV Stejaru – Gheorgheni la deconectarea LEA 400kV Suceava – Gădălin, pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței și pe TR 400/110 kV Cluj Est.

La palierul de gol de noapte vară - GNV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția în CEE la 70% din Pinstalat, în regimurile cu N elemente în funcţiune nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune. În regimurile cu N-1 şi N-2 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidenţiază supraîncărcarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă, suprasarcină care se elimină la conectarea unuia dintre cele două circuite ale LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavodă deconectate din regimul RMB.

Din analiza zonei excedentare Dobrogea+Moldova rezultă necesitatea realizării LEA 400kV Suceava – Gădălin.

10.1.3 Analiza zonei Moldova

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Moldova considerată deficitară s-au considerat următoarele ipoteze privind capacităţile de producţie în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcţiune cele două unităţi existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcţiune a unităţilor 3 şi 4 (de la orizontul pe Termen lung);
- CET Iași s-a considerat un singur grup în funcțiune;
- în CET Suceava s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 37 MW;
- în CET Bacău s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 47 MW;
- în CET Iași s-au considerat două grupuri cu o putere totală de 80 MW;
- CEE și CEF în zona Moldova au fost considerate încărcate la 0% din Pinstalat;

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI – și *palierul de vârf de dimineață vară – VDV* - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Termen lung

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Transilvania de Nord considerată deficitară s-au considerat următoarele ipoteze privind capacităţile de producţie în zonă:

- În CET Iernut s-a considerat considerat 6 grupuri noi de 372 MW pe gaze pe ciclu combinat;
- în CET Oradea s-a considerat un grup de 22 MW;
- CEE au fost considerate încărcate la 70% din Pinstalat;
- CEF au fost considerate încărcate la 80% din Pinstalat;

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CTE Ienut oprit) - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. În scenariile în care nu este în funcţiune CTE Iernut şi se înregistrează o hidraulicitate scăzută, astfel că CHE din Transilvania de Nord sunt încărcate la 10% din Pdisponibilă, capacitatea transformatoarelor de injecţie de la 400 kV spre 220 sau 110 kV fiind insuficientă. Aceste congestii se pot elimina prin instalarea unui transformator suplimentar în stația 400/110 kV Cluj Est.

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CEF, CTE Ienut oprit și hidraulicitate minimă) în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Din analiza zonei deficitare Ardealul de Nord, considerând cea mai mare centrală termo din zonă CTE Iernut oprită, dar şi CHE din zonă încărcate la 10% Pdisponibilă rezultă necesitatea montării celui de al II-lea TR 400/110 kV în staţia Cluj Est.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de seară iarna – VSI* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

Suplimentar, în scenariul ”verde” s-a efectuat o analiză de sensibilitatea care a avut în vedere punerea în funcţiune, în etapa de termen lung, a CHEAP Tarniţa Lăpuștești 1000 MW, cu funcţionare în regim de generator la palierul VSI şi de pompaj la palierul GNV.

Scenariu ”verde” este caracterizat prin condiţii economice şi financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiţii majore, integrarea surselor regenerabile, creşterea eficienţei energetice, reducerea emisiilor de CO2, dezvoltarea maximă a soluţiilor de tip Smart Grid şi a capacităţilor de stocare a energiei).

Rezultatele analizei au confirmat că, în regimurile cu N şi (N-1) elemente în funcţiune racordarea CHEAP Tarniţa Lăpuștești prin:

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

este corespunzătoare.

10.1.5 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, 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 Porţile de Fier – Reşiţa, staţia de 400/220 kV Reşiţa şi LEA 400 kV d.c. Reşiţa – Pancevo, la care se adaugă pe termen lung trecerea la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reşiţa – Timişoara – Arad.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă excedentară cu evacuarea puterii spre zona Bucuresti - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT 400 MVA 400/220 kV Porțile de Fier la deconectarea LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Reșița (c1 si c2). Rezultă necesitatea înlocuirii acestuia cu un AT 500 MVA 400/220 kV în stația Porțile de Fier.

Suplimentar în cazul sensibilităţii fără CTE Mintia și CET Paroșeni se evidenţiază suprasarcina pe AT 400 MVA 400/220 kV Urechești.

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă excedentară cu evacuarea puterii spre zona Banat - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT 400 MVA 400/220 kV Porțile de Fier, pe AT 400 MVA 400/220 kV Urechești, pe LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara și pe LEA 220 kV Tg.Jiu Nord – Paroșeni, care se accentuează la sensibilitatea suplimentară fără considerarea în funcţiune a CTE Mintia și CET Paroșeni. Rezultă necesitatea înlocuirii AT 400 MVA cu un AT 500 MVA 400/220 kV în stația Porțile de Fier și devansarea realizării axului de vest de la etapa pe termen lung. Până la realizarea acestor întăriri de rețea este necesară limitarea puterii evacuate din CHE Porțile de Fier 1 sau din CTE Rovinari.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - excedentară cu evacuarea puterii spre zona Bucuresti - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidenţiază necesitatea înlocuirii AT 400 MVA cu unul de AT 500MVA 400/220 kV Porţile de Fier, se evidenţiază supraîncărcări pe LEA d.c. 220kV Porţile de Fier – Reşiţa, respectiv LEA d.c. 220kV Reşiţa – Timişoara, care se accentuează la sensibilitatea suplimentară fără considerarea în funcţiune a CTE Mintia și CET Paroșeni.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - excedentară cu evacuarea puterii spre zona Banat - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidenţiază supraîncărcări mai mari pe LEA d.c 220kV Porţile de Fier – Reşiţa, pe LEA d.c 220kV Reşiţa – Timişoara, LEA 220kV Tg.Jiu – Urecheşti şi LEA 220kV Paroşeni – Baru Mare – Hăjdat, care se accentuează la sensibilitatea suplimentară fără considerarea în funcţiune a CTE Mintia și CET Paroșeni.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de dimineață vară – VDV* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

Propunerea de reconductorare pentru toate tronsoanele LEA 220kV ale LEA 220kV Urecheşti – Tg. Jiu Nord – Paroşeni – Baru Mare – Hăjdat, nu rezolvă toate suprasarcinile care pot apărea în RET fiind necesare reduceri de putere suplimentare ale surselor din zona de Sud-Vest; este necesară și o analiză a stării tehnice a LEA 220 kV privind posibilitatea de reconductorare corelat cu lucrările de investiții pe Axul 400 kV ”Banat” (termen de PIF 2027).

O nouă LEA 400 kV Urechești – Mintia rezolvă suprasarcinile din zonă (pe artera 220 kV Urechești-Tg.Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat) dar din analiza eficienței economice această nouă investiție a rezultat ineficientă. Mai mult este necesară o analiză detaliată a posibilităților fizice de realizare a unei noi LEA 400 kV în zona Retezat – Valea Jiului.

La etapele analizate, din regimurile de dimensionare au rezultat:

- Necesitatea înlocuirii AT 400 MVA 400/220kV, cu un AT 500MVA în staţia Porţile de Fier;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Reşiţa-Timişoara-Săcălaz-Arad.

10.1.6 Analiza pentru zona Transilvania Nord, Moldova și 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/reduse 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 injecteje putere din zonele excedentare din sudul țării (Dobrogea și Oltenia). CEF în secțiunea Nord-Sud au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CTE Ienut oprit) - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. În scenariile în care nu este în funcţiune CTE Iernut şi se înregistrează o hidraulicitate scăzută, astfel că CHE din zonă sunt încărcate la 10% din Pdisponibilă, capacitatea transformatoarelor de injecţie de la 400 kV spre 220 sau 110 kV fiind insuficientă. Aceste congestii se pot elimina prin instalarea unui transformator suplimentar în stația 400/110 kV Cluj Est. Suplimentar se evidenţiază suprasarcina pe AT 400/220kV Urecheşti care se elimină la realizarea axului de vest (LEA 400kV d.c Reşiţa – Timişoara – Săcălaz – Arad), de asemenea se evidenţiază o suprasarcină redusă pe LEA 220kV Tg.Jiu Nord – Paroşeni.

La palierul de vârf de seară iarna – VSI - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Supraîncărcarea pe AT 400MVA, 400/220kV din staţia Sibiu Sud la deconectarea unui circuit al LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud sau la deconectarea celuilalt AT 400/220kV apare ca urmare a considerării CHE Lotru la Pdisponibil. Aceste suprasarcini dispar în cazul evacuării din CHE Lotru a unei puteri de maxim 375MW.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CEF, CTE Ienut oprit și hidraulicitate minimă) - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Suprasarcina pe un circuit al LEA 220kV Timişoara – Reșița la deconectarea celuilalt circuit se elimină la realizarea axului de vest (LEA 400kV d.c Reşiţa – Timişoara – Săcălaz – Arad). În cazul considerării CEF din zonă încărcate la 40%Pdisponibil această încărcare se reduce la 99,2%.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Supraîncărcarea fiecărui AT 400MVA, 400/220kV din staţia Sibiu Sud la deconectarea unui circuit al LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud sau la deconectarea celuilalt AT 400/220kV apare ca urmare a considerării CHE Lotru la Pdisponibil. Aceste suprasarcini dispar în cazul evacuării din CHE Lotru a unei puteri de maxim 265MW.

Termen lung

Din analizele de la *palierul de vârf de seară iarna – VSI* – se mențin rezultatele de la Termen mediu.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - zonă deficitară (producție 0 MW în CEE și CEF, CTE Ienut oprit și hidraulicitate minimă) - în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea, dar nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. Se evidențiază suprasarcini pe TR 400/110 kV Cluj Est, pe LEA 220 kV Urechești – Tg.Jiu Nord și pe LEA 220 kV Tg.Jiu Nord – Paroșeni.

La palierul de vârf de dimineață vară – VDV - producție maximă în CTE Iernut, CEE încărcate la 70% din Pinstalat și hidraulicitate maximă în zonă - se mențin rezultatele de la Termen mediu.

10.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului Bucureşti

În prezent, ca urmare a condiţiilor specifice de dezvoltare economică în zona metropolitană Bucureşti se constată o creştere a consumului de energie electrică mai ridicată decât media pe ţară. Această tendinţă se prognozează că se va menţine şi pentru perioada următoare.

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

Având în vedere şi alte aspecte specifice ale zonei: lipsa terenului disponibil pentru lucrări de dezvoltare şi preţul 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 producţie din Dobrogea, având drept consecinţă creşterea fluxurilor de putere care tranzitează staţiile care alimentează oraşul Bucureşti, în această zonă este necesară realizarea unor proiecte de întărire / dezvoltare a RET-RED.

Termen mediu

La palierul de vârf de seară - VSI și la palierul de vârf de dimineață vară - VDV – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția minimă în zona București (CET București Sud, CET Progresu și CET Grozăvești oprite, CET București Vest în funcțiune cu 112 MW), alimentarea consumului dinspre zona Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune și nu apar depășiri pe elementele de rețea. În regimurile cu N-1 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT3 400/220 kV București Sud, T1 și T5 400/100 kV Domnești, AT 1 220/110 kV Bucuresti Sud. Rezultă oportună realizarea unei stații 400/110 kV în zona centrală a Municipiului Bucuresti (Grozăvești), racordată prin două LES de 400 kV cu stația Domnești respectiv București Sud.

– considerând producția maximă în zona București, evacuarea puterii spre Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 şi N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Se reconfirmă necesitatea realizării unor injecții de 400 kV în zona Metropolitană București corelat cu evoluția consumului.

Termen lung

La palierul de vârf de seară – VSI – s-au analizat următoarele regimuri:

– considerând producția minimă în zona București (CET București Sud, CET Progresu și CET Grozăvești oprite, CET București Vest în funcțiune cu 122 MW), alimentarea consumului dinspre zona Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcţiune se respectă limitele admisibile de tensiune și nu apar depășiri pe elementele de rețea. În regimurile cu N-1 elemente în funcţiune nu este respectat criteriul obligatoriu N-1. S-au identificat suprasarcini pe AT 400/220 kV București Sud, pe TR 400/100 kV Domnești și AT 220/110 kV Bucuresti Sud. Suprasarcinile sunt eliminate la limită la considerarea soluţiei de întărire a zonei metropolitane Bucureşti şi anume realizarea staţiei 400/110kV Grozăveşti şi realizarea staţiei 400/110kV Filaret. Soluţia constă în realizarea unei staţii de 400/110kV la Grozăveşti, racordată prin două LES 400kV cu staţia Domneşti, respectiv Bucureşti Sud şi realizarea suplimentară unei staţii de 400/110kV la Filaret, racordată intrare – ieşire în cablul realizat în etapa anterioară de la Grozăveşti la Bucureşti Sud.

– considerând producția maximă în zona București, evacuarea puterii spre Dobrogea/Oltenia, în regimurile cu N elemente în funcţiune, în regimurile cu verificarea criteriului N-1 și N-2 elemente în funcţiune, nu apar depășiri de capacitate ale elementelor de rețea sau ale limitelor admisibile de tensiune.

Pentru identificarea măsurilor concrete de întărire a RET cât și a RED din zona Municipiului București CNTEE Transelectrica SA a avizat în anul 2015 în cadrul CTES Companie lucrarea: „*Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva 10 ani*“ [8]. Acest studiu a reconfirmat prin concluziile sale necesitatea realizării a două stații de 400/110 kV, una în centrul de consum al Municipiului București (Grozăvești) pe termen mediu iar cea de a doua în zona Filaret pe termen lung. Demersul pe care CNTEE Transelectrica SA l-a întreprins pentru dobândirea drepturilor pentru un teren situat în București, zona Grozăvești, asupra căruia Societatea ELCEN București SA deține titlu, nu s-a soluționat cu un răspuns favorabil.

10.1.8. Oportunitatea înlocuirii conductorului activ de pe anumite LEA de 220 kV de la 400mm^2 cu unul de secțiune 450mm^2

În acest sens creşterea capacităţii unei LEA de 220kV poate avea în vedere:

- uniformizarea secţiunii conductorului de 450mm^2 a unei LEA de 220kV care are şi tronsoane de 400mm^2;
  sau
- reconductorarea astfel încât să fie posibilă eliminarea suprasarcinii pe LEA respectivă.

Oportunitatea înlocuirii conductorului activ de secţiune 400mm^2 cu unul de secţiune 450mm^2 pe LEA 220kV Alba Iulia – Mintia şi LEA 220kV Alba Iulia – Cluj Floreşti

Având în vedere faptul că nici în cele mai defavorabile situaţii încărcarea acestor linii nu depăşeşte 85% din capacitatea de 400mm^2, poate fi pusă în discuţie o investiţie numai din punct de vedere al criteriului de dimensionare (uniformizarea secţiunii conductorului).

Oportunitatea creşterii capacităţii de transport a axei 220kV Urecheşti – Târgu Jiu Nord – Paroşeni – Baru Mare – Hăjdat (cel puţin prin înlocuirea conductoarelor active de secţiune 400mm^2 cu unele de secţiune 450mm^2) având în vedere oprirea definitivă a grupurilor din CTE Mintia şi CET Paroşeni

Pentru toate tronsoanele LEA 220kV ale LEA 220kV Urecheşti – Tg. Jiu Nord – Paroşeni – Baru Mare – Hăjdat, propunerea de reconductorare nu rezolvă toate suprasarcinile care pot apărea în RET și în care situaţii sunt necesare reduceri de putere suplimentare ale surselor din zona de Sud-Vest. O nouă LEA 400 kV Urecheşti – Mintia rezolvă suprasarcinile din zonă dar din analiza eficienței economice această nouă investiție a rezultat ineficientă.

Se vor continua analizele pentru găsirea unei soluții acceptabile care să conducă la creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor importanți din Valea Jiului, precum și creșterea capacității de interconexiune a SEN.

Oportunitatea creşterii capacităţii de transport a axei 220kV Lacu Sărat – Fileşti – Barboşi – Focşani Vest – Gutinaş (cel puţin prin înlocuirea conductoarelor active de secţiune 400mm^2 cu unele de secţiune 450mm^2) având în vedere suprasarcinile care apar la producţii mari în CEE din secţiunea S6

Decizia de reconductorare trebuie luată corelat cu punerea în funcţiune a primului circuit al LEA noi d.c 400kV Smârdan – Gutinaş, cu evoluţia puterii instalate în CEE în zona Dobrogea, dar şi cu posibilităţile concrete de reconductorare, ţinând seama de dificultatea de lucru în zona oraşelor și după o analiză a stării tehnice a LEA privind posibilitatea și capacitatea de reconductorare.

Oportunitatea investiţiei de reconductorare a unor LEA de 220kV din axa 220kV Ungheni – Gutinaş având în vedere evoluţiile actualizate a racordărilor la SEN a centralelor bazate pe surse regenerabile

Pentru tronsonul LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele se consideră oportună creşterea secţiunii conductorului cu cel puţin 50%, corelat cu apariţia LEA 400kV Suceava – Gădălin şi evoluţia puterii instalate în CEE în zona secţiunii S3.

Pentru LEA 220 kV Ungheni – Fântânele, LEA 220 kV Stejaru – Dumbrava și LEA 220 kV Dumbrava – Gutinaș nu se consideră necesară reconductorarea acestor LEA.

10.1.9. Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2016-2025 şi incluse în RMB

<u>Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune al LEA 400kV Porţile de Fier – Reşiţa</u>

Amânarea termenului de punere în funcţiune al LEA 400kV Porţile de Fier – Reşiţa conduce creşterea suprasarcinilor la palierele VSI și VDV, pe LEA d.c 220kV Porţile de Fier – Reşiţa, implicând astfel reduceri mai mari ale puterii din CHE Porţile de Fier (faţă de situaţia cu linia în funcţiune), la creşterea pierderilor din secţiunea S1 între 6,7MW şi 11,8MW în funcţie de palierul analizat. De asemenea, în regimurile de sensibilitate fără considerarea în funcțiune a CTE Mintia și

CET Paroşeni este necesară şi reducerea puterii în CTE Rovinari (89MW la VSI şi respectiv 109MW la VDV).

La ambele paliere analizate (VSI şi VDV) se evidenţiază scăderea exportului în regimul cu N elemente în funcţiune pe LEA d.c Reşiţa – Pancevo (cu până la 409MW la VSI şi cu până la 353MW la VDV).

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a racordării LEA 400kV Stupina – Varna (Bulgaria) şi a LEA 400kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud prin două LEA 400kV d.c.

Amânarea termenului de punere în funcţiune a racordării celor două linii de interconexiune (cu Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud conduce la toate paliere analizate (VSI, VDV şi GNV) la o creştere a fluxului de putere spre zona Bucureşti, implicând astfel reduceri ale puterii din CEE din zonele Medgidia și Constanța de cca. 139MW la VSI, cca. 716MW la VDV și respectiv cca. 202MW la GNV.

Amânarea termenului de punere în funcţiune a racordării celor două linii de interconexiune (cu Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400kV Medgidia Sud conduce, de asemenea, la creşterea pierderilor din secţiunea S6 între 4,7MW şi 14MW în funcţie de palierul analizat.

La toate paliere analizate (VSI, VDV şi GNV) se evidenţiază scăderea exportului în regimul cu N elemente în funcţiune pe LEA 400kV Stupina – Varna şi LEA 400kV Rahman – Dobrudja (cu până la 103MW la VSI, cu până la 109MW la VDV şi cu până la 126MW la GNV).

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș

Amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaş conduce la apariţia suprasarcini ale LEA 220kV Fileşti – Barboşi la deconectarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaş existentă la următoarele paliere: VSI considerând CEE la 90% din Pinstalat şi tranzit 600MW prin România din Republica Moldova spre Bulgaria/Ungaria, VDV considerând CEE la 90% din Pinstalat cu şi fără tranzit 600MW din Republica Moldova, GNV considerând CEE la 90% din Pinstalat.

Pentru eliminarea suprasarcinii este necesară limitarea puterii evacuate din CEE din secţiunea S6 şi/sau reducerea puterii importate/tranzitate (acolo unde este cazul) din staţia 400kV Isaccea dinspre Republica Moldova.

La palierele analizate (VSI, VDV şi GNV), în regimul cu N elemente în funcţiune, amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaş conduce la o creştere semnificativă a pierderilor de putere în zona analizată, între 3MW şi 8,7MW, în funcţie de palierul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiţei – Stâlpu şi trecerea la tensiunea de 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu

Amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiţei – Stâlpu şi a trecerii la tensiunea de 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu conduce la palierul considerând CEE la 90% din Pinstalat cu și fără import/tranzit 600MW din Republica Moldova apariţia unei suprasarcini pe LEA 400kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei şi chiar pe LEA 400kV Pelicanu – Cernavodă (la regimul cu import/tranzit).

Pentru eliminarea suprasarcinii este necesară limitarea puterii evacuate din CEE din secţiunea S6 şi/sau reducerea puterii importate/tranzitate (acolo unde este cazul) din staţia 400kV Isaccea dinspre Republica Moldova.

La palierele analizate (VSI, VDV şi GNV), în regimul cu N elemente în funcţiune, amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiţei – Stâlpu şi a trecerii la tensiunea de 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu conduce la o creştere semnificativă a pierderilor de putere în zona analizată, între 8,6MW şi 24,2MW, în funcţie de palierul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord

La palierele analizate (VSI, VDV şi GNV), în regimul cu N elemente în funcţiune, amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV Medgidia Sud – Constanţa Nord conduce la o creştere a pierderilor de putere în zona analizată, între 0,6MW şi 3,7MW, în funcţie de palierul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune al trecerii la 400kV a axului de vest – etapa 2 – realizarea LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad

Amânarea termenului de punere în funcţiune al trecerii la 400kV a axului de vest – etapa 2 – realizarea LEA 400kV d.c. Reșița – Timișoara/Săcălaz – Arad conduce în primul rând la suprasarcini mari pe LEA 220kV d.c Reşiţa – Timişoara a căror eliminare necesită reduceri semnificative ale puterii din CHE Porţile de Fier I (până la sub 200MW) și respectiv în CTE Turceni. De asemenea se evidențiază creşterea pierderilor între 14MW şi 27,4MW în funcţie de regimul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune al LEA 400kV Gădălin – Suceava

Amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV Gădălin – Suceava asupra zonei Ardeal (secțiunea 4) a evidenţiat la creşterea pierderilor între 1,4MW şi 8MW în funcţie de regimul analizat.

Amânarea termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV Gădălin – Suceava asupra secțiunii 3 conduce la creșterea semnificativă a suprasarcinilor pe LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni și LEA 220 kV Gheorgheni-Fântânele, a căror eliminare necesită reduceri semnificative ale puterii evacuate din CEE. Se evidențiază și creşterea pierderilor între 2,5MW şi 15MW în funcţie de palierul şi regimul analizat.

Impactul asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcţiune a LEA 400kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat)

Amânarea termenului de punere în funcţiune al LEA 400kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat) conduce la creşterea pierderilor între 0,4MW şi 6MW în funcţie de palierul şi regimul analizat.

Necesitatea punerii în funcţiune a acestei LEA 400kV este legată de creşterea excedentului de putere generată în secţiunea S6 (centrale eoliene suplimentare, respectiv grupurile 3 şi 4 de la CNE Cernavodă).

*

În ceea ce priveşte staţiile ce urmează a fi retehnologizate se precizează importanţa creşterii nivelului de siguranţă al funcţiilor pe care le îndeplinesc aceste staţii ce urmează a fi retehnologizate şi anume:

- reducerea cheltuielilor de exploatare la maxim 1%;
- tranzitul de putere
- racordarea şi evacuarea puterii unei surse
- staţie de transformare şi siguranţa alimentării zonelor de consum

10.2. Gradul de încărcare a elementelor RET

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

Trebuie avut în vedere, însă, faptul că, în exploatare, regimurile de funcţionare se pot îndepărta semnificativ de RMB, ca urmare a modificării permenente a nivelului şi structurii consumului şi productiei şi datorită retragerilor din exploatare pentru reparaţii planificate şi accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele reţelei.

De asemenea, este obligatorie o rezervă, deoarece elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina suplimentară, în cazul declanşării 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 şi compensarea puterii reactive

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

Tabelul 10.3 [kV]

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

Verificările efectuate pentru regimurile cu N-1 elemente în funcţiune la VSI şi GNV au evidenţiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

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

Valorile obţinute din calcule pentru pierderile de putere activă, în regimuri medii de bază cu toate elementele de reţea în funcţiune, la palierele caracteristice de sarcină sunt prezentate în tabelele 10.4.1 și 10.4.2:

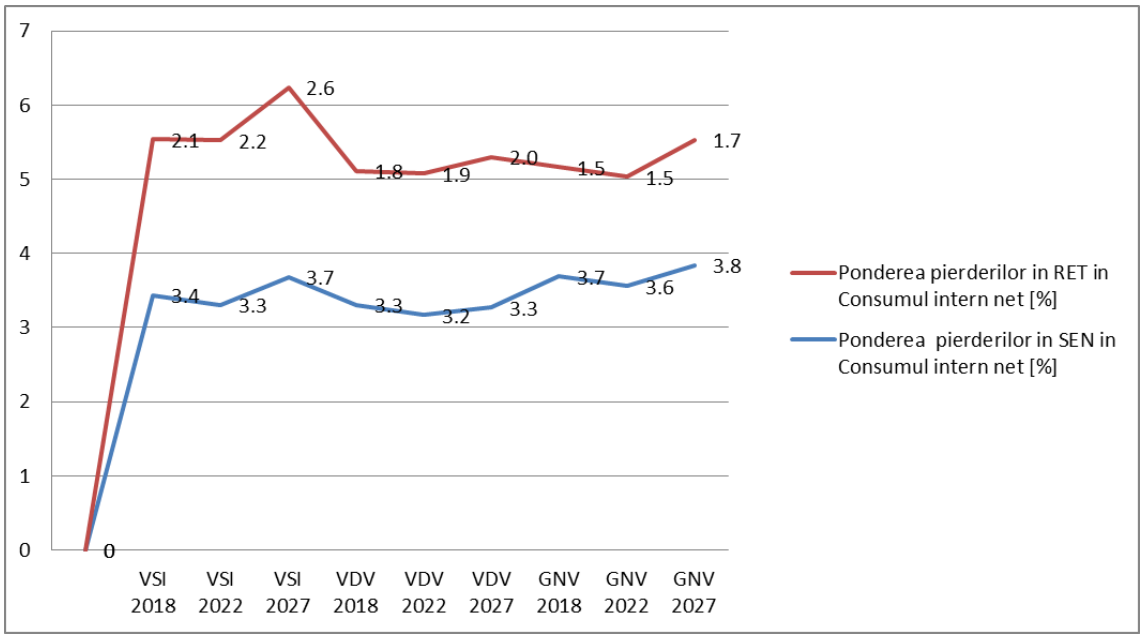
Tabelul 10.4.1- Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	VSI 2018		VDV 2018		GNV 2018		VSI 2022		VDV 2022		GNV 2022		VSI 2027		VDV 2027		GNV 2027	
	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]	Total pierderi SEN [MW]	Total pierderi RET [MW]
Total	301	184	247	158	168	129	304	194	248	167	168	129	357	224	270	178	191	148

Tabelul 10.4.2 – Ponderea pierderilor de putere în RET pe elemente de rețea

Palier	VSI 2018		VDV 2018		GNV 2018		VSI 2022		VDV 2022		GNV 2022		VSI 2027		VDV 2027		GNV 2027	
Element de retea	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
LEA 400 kV	92	50	78	49	75	58	105	54	88	53	75	58	141	63	106	60	104	70
LEA 220 kV	68	37	58	36	34	26	64	33	55	33	34	26	56	25	46	26	23	16
TR 400/110 kV	9	5	8	5	7	5	9	5	8	5	7	6	11	5	10	6	9	6
AT 400/2200 kV	5	3	5	3	5	4	6	3	6	4	5	4	6	3	6	3	5	3
AT 220/110 kV	10	5	10	6	8	6	10	5	10	6	8	6	10	5	10	6	8	5
Total pierderi in RET [MW] / [%]	184	100	158	100	129	100	194	100	167	100	129	100	224	100	178	100	148	100

Figura 10.4 - Evoluția ponderii pierderilor în consumul intern net de energie electrică



Pierderile în diferite regimuri de funcţionare pot varia mult faţă de cele calculate pentru regimurile medii, în special ca urmare a modificării încărcării centralelor. Astfel, în intervalele cu producţie mare în CEE/CFE din Dobrogea sau/şi Moldova, se estimează că pierderile în RET vor creşte cu circa 20 MW în 2022 și respectiv cu circa 16 MW în 2027, față de regimul mediu de bază, datorită concentrării producţiei departe de zonele principale de consum.

Eficiența Energetică în cadrul C.N.T.E.E.Transelectrica S.A are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, și anume :

- *Directiva UE 32/2006;*
- *Directiva UE 27/2012;*
- *Legea 121/2014* a fost propusă pentru punerea în aplicare a Directivei 27/2012 privind eficiența energetică la utilizatorii finali și serviciile energetice;
- *Planul National de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. III 2014 – 2020);*
- *Legea 372/2005* privind performanța energetică a clădirilor;

Abordarea eficienței energetice la nivelul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A are în vedere două aspecte importante și anume:

- Îmbunătățirea eficienței energetice la nivelul instalațiilor și echipamentelor din rețeaua electrică de transport
- Îmbunătățirea eficienței energetice a clădirilor din patrimoniu.

Legea 121/2014 încadrează operatorii economici în diverse categorii din punct de vedere al consumului de energie final astfel încât C.NT.E.E. Transelectrica S.A se regăsește în categoria consumatorilor industriali cu peste 1000 tep (tone echivalent petrol), acest fapt datorându-se în cea mai mare parte consumului propriu tehnologic (CPT). Deci, practic CPT în rețeaua de transport este dat în general de distribuția de sarcină din SEN și necesitatea funcționării în condiții normale cu asigurarea continuității serviciului de transport și a calității energiei electrice.

CNTEE Transelectrica SA are în vedere accelerarea programului de modernizare și retehnologizare a stațiilor electrice existente, prin introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne, în scopul creșterii siguranței funcționării și scăderii consumului de energie electrică din stații:

- Dotarea stațiilor Transelectrica cu panouri fotovoltaice care să furnizeze o parte din energia necesară alimentării serviciilor interne (acolo unde este posibil, de regulă după retehnologizare).
- Optimizarea alimentărilor cu energie electrică a sediilor Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).

Măsuri prevăzute în exploatare:

• debuclarea optimă a reţelelor de distribuție;

• stabilirea numărului optim de unităţi de transformare în funcțiune și în rezervă – cu respectarea condiţiilor de siguranţă – astfel încât să se reducă la minim pierderile în acestea;

• optimizarea schemei normale pentru regimurile de gol de sarcină (ca linii şi unităţi de transformare în funcţiune);

• reducerea duratei lucrărilor de întreţinere şi reparaţii care necesită scoaterea de sub tensiune a instalaţiilor;

• extinderea utilizării tehnologiei de lucru sub tensiune (LST) pe linii şi staţii la toate nivelurile de tensiuni.

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

– înlocuirea bobinelor de compensare uzate moral, cu pierderi mari;
– înlocuire unităţilor de transformare vechi, cu pierderi mari;
– utilizarea configuraţiei şi secţiunii 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 reţea.

10.5. Solicitările la scurtcircuit

În conformitate cu PE 026, nivelurile curenţilor de scurtcircuit în reţelele de 400 kV, 220 kV şi 110 kV, luate în considerare la dimensionarea instalaţiilor 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

Calculele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

➢ Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:

- Cernavodă 400 kV, I3 = 22,9 kA;
- Portile de Fier 220 kV, I3 = 30,4 kA;
- Grozăveşti 110 kV, I3 = 46,99 kA.

➢ Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:

- Cernavodă 400 kV, I1 = 27,2 kA;
- Portile de Fier 220 kV, I1 = 38,3 kA;
- Domnești 110 kV, I1 = 56 kA.

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

- Cernavodă, Constanța Nord, Medgidia Sud 400 kV, I2p = 26 kA;
- Portile de Fier 220 kV, I2p = 37, kA;
- Domnești 110 kV, I2p = 53,7 kA.

Valorile curenţilor 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 în 38 de stații electrice de 110kV din zona București și în stația 110kV Medgidia Sud. Prin debuclarea rețelei și funcționare la schema normală aceste depășiri de rezolvă.

Termen lung

Calculele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

➢ Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:

- Cernavodă 400 kV, I3 = 28,5 kA;
- Porțile de Fier 220 kV, I3 = 30 kA;
- Militari 110 kV, I3 = 42,7 kA.

➢ Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:

- Cernavodă 400 kV, I1 = 37 kA;
- Porțile de Fier 220 kV, I1 = 40,1 kA;
- Domnești 110 kV, I1 = 51,9 kA.

➢ Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pamântul se înregistrează în următoarele staăii electrice:

- Cernavodă 400 kV, I2p = 36,2 kA;
- Porțile de Fier 220 kV, I2p = 39,9 kA;
- Domnești 110 kV, I2p = 48,1 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:

- Medgidia Sud 400kV I1 =32,2 kA, I2p=31,5 kA
- Porțile de Fier B 220kV I1 = 40,13 kA, I2p = 40,03 kA;
- Medgidia Sud 110kV I1 = 37 kA, I2p = 37,8 kA;
- Stația 110 kV Constanța Nord I1=32,18 kA

De asemenea au rezultat depășiri în 40 de stații de 110kV din zona București care se rezolvă prin debuclarea rețelei și funcționare la schema normală.

10.6. Verificarea RET la condiţii de stabilitate statică

10.6.1. Rezultatele analizelor de stabilitate statică – termen mediu

Verificarea RET la condiţiile de stabilitate statică şi tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate [5].

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secţiuni 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 secţiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	1963
S2	Deficitar	200
S3	Excedentar	1133
S4	Deficitar	667
S5	Deficitar	321
S6	Excedentar	1454
S7	Deficitar	1247

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secţiunile 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 secţiuni 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 secţiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	**Caracter**	**VSI Termen lung**
S1	Excedentar	1324
S2	Excedentar	943
S3	Excedentar	2460
S4	Deficitar	876
S5	Deficitar	231
S6	Excedentar	2713
S7	Deficitar	1594

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

Pentru fiecare dintre secţiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staţionar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 10.6.3:

Tabelul 10.6.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secţiunile caracteristice

Secţiunea	Termen mediu		Termen lung	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	551	48	1299	326
S2	2099	1666	1886	784
S3	1684	1296	1590	900
S4	504	0	139	50
S5	380	0	891	676
S6	1103	927	1991	1209
S7	423	17	1640	1014

Cu ajutorul datelor prezentate în Tabelul 10.6.3 pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staţionar mediu de bază:

În cazul funcționării în configurație de durată N:

– Pe termen mediu, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune (minim 380MW – S5 și maxim 2099MW – 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.

– Pe termen lung, 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 S4 – 139MW, iar cea mai mare fiind pentru secțiunea S6 – 1991MW;

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

– Pe termen mediu, toate secțiunile caracteristice (S1 – S7) prezintă rezervă de stabilitate din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune cu excepția secțiunilor S4 și S5; Respectarea condițiilor tehnice de funcționare (Padm în secțiune) impune ca în configurație cu N-1 elemente în funcțiune, încărcarea minimă a grupurilor din secțiune să fie cel puțin cea din regimul mediu de bază pentru S4 și S5, aceste secțiuni aflându-se la limita de stabilitate în această configurație. 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.

– Pe termen lung, 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 S4 - 50MW și cea mai mare fiind pentru secțiunea S6 – 1209MW. 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.

Evoluția limitelor de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în regimul cu N elemente în funcțiune este prezentată în tabelul 10.6.4. Se poate observa că în general realizarea proiectelor de dezvoltare a RET duce la creșterea limitelor de stabilitate statică sau a puterilor maxim admisibile prin secțiunile caracteristice:

Tabelul 10.6.4

Secțiunea	**Caracteristici ale secțiunii**	**Etapa**		
		2018	***2022***	***2027***
S1	**LSS**	4972	5669	7784
	$P_{max\ adm}$	**3140**	**2514**	**2623**
	Elemente noi in secțiune/*în zona aferentă*	-	- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița - *LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo* - *Stația 220 kV Ostrovu Mare*	*LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/ Săcălaz – Arad*
S2	**LSS**	3798	4749	4437
	$P_{max\ adm}$	**2819**	**2299**	**2829**

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	***2022***	***2027***
	Elemente noi in secțiune/*în zona aferentă*	-	*- Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;* *- Racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșite în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;* *- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu;* *- LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu cu funcționare la 400 kV* *- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;* *- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Brazi Vest* - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud – Constanța Nord; - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele; - Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu; - Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu.	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava; *- LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat);*
S3	**LSS**	3282	3280	7908
	$P_{max\ adm}$	**2656**	**2817**	**3360**
	Elemente noi in secțiune/	-	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	***2022***	***2027***
	elemente care influențează zona aferentă secțiunii		- Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia - *LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu cu funcționare la 400 kV* - *Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele;* - *Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu;* - *Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu* - *LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș*	- *LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat)*
S4	**LSS**	1943	2255	1805
	$P_{max\ adm}$	**1171**	**1171**	**1015**
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	-	- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele;	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava
S5	**LSS**	1459	1799	1534
	$P_{max\ adm}$	**708**	**701**	**1122**
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	-	- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș - Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele;	- LEA 400 kV Gădălin – Suceava
S6	**LSS**	3305	3789	6316
	$P_{max\ adm}$	**2728**	**2557**	**4704**

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2018	***2022***	***2027***
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	-	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpu - Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia - *LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu cu funcționare la 400 kV* - Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu; - Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș	*-LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat)*
S7	**LSS**	3141	3742	3996
	$P_{max\ adm}$	**1768**	**1670**	**3234**
	Elemente noi in secțiune/*elemente care influențează zona aferentă secțiunii*	-	*- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița* *- LEA 400 kV d.c. Reșița – Pancevo* *- Stația 220 kV Ostrovu Mare* *- Al 2-lea T 250 MVA, 400/110 kV în stația Sibiu Sud;* *- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut* - LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș; *- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni – Fântânele;*	- LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara/*Săcălaz – Arad*; *- LEA 400 kV Gădălin – Suceava;* *- LEA 400 kV d.c. Stâlpu – Brașov (1 circuit echipat);*

Secţiunea	Caracteristici ale secţiunii	Etapa		
		2018	*2022*	*2027*
			- Mărirea capacităţii de transport a LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru.	

10.7. Stabilitatea tranzitorie şi măsuri de protecţie în nodurile RET

Având în vedere impactul major al calităţii instalaţiilor de protecţie asupra siguranţei SEN, la un cost relativ mic (faţă de costul echipamentelor primare), CNTEE Transelectrica SA a adoptat ca strategie echiparea tuturor staţiilor cu sisteme moderne, performante, de comandă, control şi protecţie. Aceste sisteme se introduc atât cu prilejul retehnologizării staţiilor de transport, cât şi printr-un program special de modernizare aplicat în restul staţiilor. De asemenea, se utilizează teletransmisia pe liniile RET şi, cu prilejul retehnologizării staţiilor, se instalează întrerupătoare moderne, cu timpi mici de acţionare. Aceste acţiuni conduc la îmbunătăţirea stabilităţii tranzitorii în SEN.

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

Pentru perspectiva de cinci şi 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 funcţionării sigure şi stabile a SEN şi de a identifica eventuale probleme majore, a căror rezolvare trebuie pregătită din timp, prin analize mai exacte şi detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilităţii tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staţionare caracterizate prin rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat în calcule o durată acoperitoare de eliminare a defectelor - referinţă de lucru - de 200ms (semnificativ mai mare decât timpii reali). Pentru scurtcircuite pe barele centralelor, s-a utilizat un timp - referinţă de lucru - de eliminare a defectului, care ia în considerare timpul total cerut de toate acţionările asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecţii şi automatizări, de 100ms. S-a ţinut seama de faptul că declanşarea prin PDB în staţie este transmisă ca declanşare directă prin teleprotecţie în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanşare (t = 100ms).

Analiza stabilităţii tranzitorii – palierul VSI - 2018

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situaţiile potenţial periculoase din punct de vedere al stabilităţii tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, Pi = 2 x 706,5 MW;

- CTE Turceni, Pi = 2 x 330 MW;
- CTE Rovinari, Pi = 3 x 330 MW;
- CTE Iernut, Pi = 2 x 100 MW + 2 x 200 MW;
- CCC OMV Brazi, Pi = 2 x 305 MW + 1 x 315 MW;
- CTE Șalnița, Pi = 2 x 315 MW;
- CHE Porțile de Fier I, Pi = 6 x 194,4 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 şi 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 10.7.1:

Tabelul 10.7 – Timpi critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2018

Nod electric	TCED[1)]		DED[2)]	RS[3)]		Maşini restrictive
	t_{stabil}	$t_{instabil}$				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	389	397	100	297	75	G2
Turceni 400 kV	498	506	100	406	80	G4
Urechești 400 kV	561	569	100	469	82	G4
Porţile de Fier 400 kV	327	334	100	234	70	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porţile de Fier 220 kV A	241	248	100	148	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porţile de Fier 220 kV B	241	248	100	148	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Işalniţa 220 kV	209	217	100	117	54	G7
OMV Brazi 400 kV	317	327	100	227	69	G2
OMV Brazi 220 kV	519	530	100	430	91	G3
Iernut 220 kV	233	241	100	141	59	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

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 54 % în CTE Șalnița, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 82 % în CTE Rovinari, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secţiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilităţii tranzitorii, situaţiile periculoase ce pot apare în funcţionarea SEN atunci când secţiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ţinând seama de limitele admisibile ale circulaţiilor prin

secţiuni din punct de vedere al stabilităţii statice, au fost analizate cele şapte secţiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiţii:

- Secţiunea S1, excedent, $P_{8\%}$ = 4384 MW;
- Secţiunea S2, deficit, $P_{8\%}$ = 3328 MW;
- Secţiunea S3, excedent, $P_{8\%}$ = 2791 MW;
- Secţiunea S4, deficit, $P_{8\%}$ = 1493 MW;
- Secţiunea S5, deficit, $P_{8\%}$ = 1201 MW;
- Secţiunea S6, excedent, $P_{8\%}$ = 2833 MW;
- Secţiunea S7, excedent, $P_{8\%}$ = 2616 MW;

Analizele efectuate au permis evidenţierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 524 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 160 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 510 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 160 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Analiza stabilității tranzitorii – palierul VSI – 2022

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situaţiile periculoase din punct de vedere al stabilităţii tranzitorii posibil a fi identificate în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, Pi = 2 x 706,5 MW;
- CTE Turceni, Pi = 3 x 330 MW;
- CTE Rovinari, Pi = 4 x 330 MW;
- CCC OMV Brazi, Pi = 2 x 285 MW + 1 x 315 MW;
- CTEIșalnița, Pi = 2 x 315 MW;
- CHE Porțile de Fier I, Pi = 6 x 194,4 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 şi 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 10.7.2:

Tabelul 10.7.2 – Timpi critici de eliminare defect pe barele centralelor

Nod electric	TCED[1)]		DED[2)]	RS[3)]		Maşini restrictive
	t_{stabil}	$t_{instabil}$				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	389	397	100	297	75	G2
Turceni 400 kV	358	366	100	266	73	G7
Urechesti 400 kV	342	350	100	250	71	G3, G4
Porţile de Fier 400 kV	342	350	100	250	71	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porţile de Fier 220 kV A	264	272	100	172	63	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porţile de Fier 220 kV B	256	264	100	164	52	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Işalniţa 220 kV	225	233	100	133	57	G7
OMV Brazi 400 kV	545	553	100	453	82	G2
OMV Brazi 220 kV	313	322	100	222	68	G3

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

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 57 % în CTEIșalnița, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 82 % în CCC OMV Brazi, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secţiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilităţii tranzitorii, situaţiile periculoase ce pot apare în funcţionarea SEN atunci când secţiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ţinând seama de limitele admisibile ale circulaţiilor prin secţiuni din punct de vedere al stabilităţii statice, au fost analizate cele şapte secţiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiţii:

- Secţiunea S1, excedent, $P_{8\,\%}$ = 5189 MW;
- Secţiunea S2, deficit, $P_{8\,\%}$ = 3386 MW;
- Secţiunea S3, excedent, $P_{8\,\%}$ = 2823 MW;
- Secţiunea S4, deficit, $P_{8\,\%}$ = 1725 MW;

- Secţiunea S5, deficit, $P_{8\%}$ = 1107 MW;
- Secţiunea S6, excedent, $P_{8\%}$ = 3165 MW;
- Secţiunea S7, excedent, $P_{8\%}$ = 2858 MW;

Analizele efectuate au permis evidenţierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 578 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 564 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).

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 trifazat simetric în RET.

10.8. Concluzii privind regimurile de funcţionare a RET în perspectivă

Analiza regimurilor de funcţionare a RET a identificat necesitatea întăririi acesteia, în vederea asigurării calităţii normate a serviciului în ipotezele de evoluţie a SEN preconizate.

Necesităţi de întărire a RET, corelat cu evoluţia parcului de producţie în Dobrogea

Dezvoltarea reţelei trebuie să aibă în vedere soluţii care să permită eliminarea congestiilor pe direcţiile principale ale fluxurilor de putere între centrele de producţie din estul ţării şi centrele de consum şi stocare din vest, corespunzând următoarelor culoare de transport:

1. culoarul N-S de legătură a între Dobrogea şi Moldova;
2. culoarul E-V de legătură între Dobrogea şi Bucureşti + zona limitrofă;
3. culoarul E-V de legătură între Moldova şi 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 evoluţie a SEN pe termen mediu şi lung:

- Racordare în schema intrare-ieşire în staţia 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobrudja şi Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în staţia 400 kV Rahmanu şi Stupina;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan – Gutinaş;

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit racordat în staţia Gura Ialomiţei şi trecerea la tensiunea de funcţionare de 400 kV a LEA funcţionând la 220 kV Stâlpu-Teleajen-Brazi Vest;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin;
- LEA 400 kV (1 c.e) Medgidia Sud – Constanţa Nord;
- Mărirea capacităţii de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni prin înlocuirea conductoarelor;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit.

Necesităţi de întărire a RET, corelat cu insuficienţa producţiei în zone deficitare

Din analizele de stabilitate statică rezultă că secţiunile S4 (Transilvania de N-V) și S5 (Moldova) prezintă un risc ridicat de funcţionare în apropierea puterii maxim admisibile în secţiune atât pe termen mediu, cât şi pe termen lung, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secţiuni. În acest sens, întărirea reţelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est şi Nord-Vest a SEN este benefică în ceea ce priveşte creşterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secţiunile S4 şi S5 cât şi pentru secţiunea S3.

Au fost identificate şi câteva zone cu probleme locale de siguranţă a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacităţi suplimentare de injecţia din reţeaua de 400 kV spre reţeaua de tensiune inferioară (Iernut, Cluj, Brazi, Sibiu).

Necesităţi de întărire a RET, pentru creşterea capacităţii de schimb transfrontalier la graniţa de vest a ţării şi pentru transportul excedentului de producţie din zona Porţile de Fier – Reşiţa spre centrele de consum

Pentru a asigura creşterea capacităţii de schimb cu Serbia şi vestul Europei şi evacuarea puterii din centralele fotovoltaice şi amenajările hidroelectrice din zona Porţile de Fier – Reşiţa, este necesară întărirea reţelei de transport pe axul de vest (Porţile de Fier-Reşiţa- Timişoara-Arad). Ca soluţii de întărire a reţelei de transport, s-au identificat ca oportune următoarele investiţii:

- LEA 400 kV d.c. Reşiţa (România) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV s.c. Porţile de Fier – Reşiţa;
- Staţia 400 kV Reşiţa;
- mărirea capacităţii LEA 220kV d.c. Reşiţa-Timişoara-Arad prin trecerea la 400kV, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz;
- înlocuirea AT3 400 MVA 400/220kV, cu 500 MVA în staţia Porţile de Fier.

Necesităţi de întărire a RET, corelat cu scăderea producţiei şi creşterea consumului în municipiul Bucureşti

Pentru asigurarea alimentării în condiţii de siguranţă, pe termen mediu și lung, a municipiului Bucureşti, a rezultat oportună realizarea unor noi injectii de putere din RET spre reţeaua de distribuţie a oraşului Bucureşti şi întărirea reţelei de distribuţie astfel încât să fie posibilă preluarea consumului de pe o zonă pe alta. Din analize, au rezultat ca oportune următoarele proiecte:

- S-a reconfirmat necesitatea realizării a două staţii de 400/110 kV, una în zona Centrală a Municipiului Bucureşti (Grozăveşti) pe termen mediu, iar cea de a doua în zona Filaret pe termen lung.

În cadrul analizelor de stabilitate tranzitorie, s-au căutat situaţiile periculoase ce pot apare în funcţionarea SEN atunci când secţiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată.

Analizele de stabilitate tranzitorie nu au pus în evidenţă potenţiale situaţii periculoase.

Calculul indicatorilor nodali de siguranţă arată următoarele:

- Retehnologizările de staţii conduc la îmbunătăţirea indicatorilor nodali de siguranţa pentru toate staţiile supuse retehnologizării. În cazul în care staţia retehnologizată este nod sursă pentru alte staţii, se observă o îmbunătăţire a valorilor indicatorilor şi pentru acestea.
- Pentru staţiile retehnologizate de 400 kV şi 220 kV cu bare duble şi transfer, la care s-a renunţat la bara de transfer, îmbunătăţirea este evidentă la numărul de întreruperi şi durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de acelaşi ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru staţiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranţei asociate.

11. Strategia de mentenanţă a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

11.1. Strategia de mentenanţă a instalaţiilor din componenţa RET

11.1.1. Aspecte generale privind activitatea de mentenanţă–componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanţă se înscrie în concepţia CNTEE Transelectrica SA de management al activelor şi este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia.

Conform cerinţelor ANRE, activitatea de mentenanţă se desfăşoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanţei (PAM), care realizează planificarea activităţii si introducerea unei concepţii moderne de optimizare şi desfăşurare a acesteia. PAM înglobează şi menţine toată documentaţia referitoare la activitatea de mentenanţă, asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea si/sau actualizarea acesteia, în funcţie de necesităţi.

Punerea în aplicare a PAM şi gestionarea activităţii de mentenanţă se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica SA în baza *procedurilor operaţionale, prescripţiilor, fişelor tehnologice, normelor tehnice interne şi a instrucţiunilor de lucru specifice.*

În activitatea de mentenanţă se respectă cerinţele documentelor specifice, în special:

- Regulament de conducere şi organizare a activităţii de mentenanţă - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Standardul de performanţă pentru serviciul de transport al energiei electrice şi pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016;
- NTE 010/2011/00 – „Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110 – 750 kV”;

- Regulamentul de mentenanţă preventivă la instalaţiile şi echipamentele din RET – NTI–TEL–R–001–2007-04;
- Planul de dezvoltare a RET;
- Alte reglementări specifice.

Starea tehnică a instalaţiilor RET se menţine la un nivel corespunzător pentru asigurarea funcţionării în condiţii de siguranţă, ca urmare a desfăşurării în Companie a unui program riguros de *mentenanţă* şi a unui program susţinut de *investiţii (retehnologizare / modernizare, dezvoltare)* a instalaţiilor RET.

Programele acţiunilor de mentenanţă preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiţii* (retehnologizare / modernizare, dezvoltare), atât la nivelul staţiilor electrice, cât şi al liniilor electrice aeriene (LEA), pe baze ştiinţifice, prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanţă sau investiţii.

În condiţiile actuale de producere şi consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Naţional (SEN), luând în considerare tehnologiile utilizate sau aspecte de legislaţie, proprietate etc., se urmăreşte promovarea soluţiilor noi, de mentenanţă a RET (alegerea tipului şi modul de dimensionare a conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor de siguranţă existente, tehnici de lucru sub tensiune - LST, tratarea on-line a izolaţiei la unităţile de transformare pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare şi evitarea costurilor cu congestiile şi consumul propriu tehnologic, inspectia multispectrala a LEA, etc).

Principii şi obiective privind strategia de mentenanţă în cadrul Transelectrica - S.A.

Modul de abordare a activităţii de mentenanţă a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activităţi, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele activităţii de mentenanţă

➢ ***Obiectivele strategice generale*:**

1. Asigurarea disponibilităţii ridicate a activelor din RET;
2. Creşterea flexibilităţii în funcţionare;
3. Realizarea optimizării costurilor;
4. Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanţei;

➢ ***Obiectivele strategice specifice*** pentru activitatea de mentenanţă (derivând din cele strategice generale) sunt:

1.1. reducerea numărului şi duratei evenimentelor accidentale / consecinţelor acestora;
1.2. reducerea numărului și duratei acţiunilor de mentenanţă preventivă - planificată;
1.3. adoptarea de soluţii pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare şi evitare a congestiilor;
1.4. creşterea calităţii acţiunilor de mentenanţă;
1.5. responsabilizarea personalului operativ în ceea ce priveste utilizarea sistemelor de monitorizare active;
1.6. implementarea managementului riscului - identificarea, analiza, evaluarea şi tratarea riscurilor;
1.7. asigurarea şi întreţinerea culoarelor de siguranţă LEA;

1.8. definirea de indicatori de performanţă ambiţioşi în contractele de mentenanţă şi investiţii (garanţie şi post garanţie) cu efecte în ceea ce privește reducerea duratelor de remediere a neconformitatilor;
1.9. creșterea capacității de răspuns la apariția unor evenimente cu impact deosebit asupra securității și funcționării RET, inclusiv efectuarea de exerciții de simulare, instruire și testare a capabilităților Companiei.

2.1. utilizare tehnologii moderne (ex. LST, inspecţii multispectrale, celule mobile, stâlpi de intervenţie);
2.2. eficientizarea, programarea şi execuţia programului de retrageri din exploatare;
2.3. adaptarea acţiunilor de mentenanţă la specificul noilor instalaţii şi tehnologii;

3.1. optimizarea stocurilor;
3.2. proceduri de achiziţii concurenţiale;
3.3. introducere tehnologii noi;
3.4. creşterea intervalelor de efectuare a mentenanţei, suplinite de acţiuni de inspecţie şi monitorizare;
3.5. achiziţionare serviciilor de mentenanţă odată cu modernizarea şi înfiinţarea activelor critice (instalaţii cu tehnologie GIS, platforme informatice de proces EMS-SCADA şi metering etc).
3.6. digitalizarea proceselor care asigura implementarea standardelor de management al activelor.
3.7. consolidarea parteneriatelor cu furnizorii de lucrari, solutii, produse si servicii.

4.1. creştere competenţe personal adaptate progresului tehnologic;
4.2. instruire personal simultan cu acţiunile de modernizare / introducere noi tehnologii;
4.3. monitorizare şi evaluare performanţe / competenţe personal prestator.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanţă sunt cuantificate printr-un **set de indicatori – KPI** (**K**ey **P**erformance **I**ndicators), care pot fi folosiţi pentru monitorizarea performanţelor activităţii de mentenanţă. De asemenea, aceşti indicatori pot fi utilizaţi şi pentru o analiză a componentelor activităţii în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătăţire.

Indicatorii sunt cuantificabili şi pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la consecinţele incidentelor care pot apărea în funcţionarea RET sau la acţiunile de mentenanţă planificată) şi aspectele economice, după cum urmează :

1. Indicatori - KPI - tehnici:
- Indisponibilitatea accidentală şi planificată a instalaţiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- Energia nelivrată consumatorilor (intrerupta) în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Intrerupere (AIT)

2. Indicatori - KPI - economici:
- Costurile de mentenanţă.

Evoluția acestor indicatori evidenţiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanţă.

Principiile strategiei de mentenanţă aplicate în cadrul CNTEE „Transelectrica" - SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activităţii de mentenanţă, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanţă cu cel de investiţii pe ansamblul activităţilor şi la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, securitate şi sănătate ocupaţională;
- Managementul stocurilor de mentenanță.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanţă s-a elaborat ca normă specifică internă, Regulamentul de mentenanţă preventivă la instalaţiile şi echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007-04).

Întrucât s-a evidenţiat necesitatea existenţei unui flux unic şi transparent de date şi informaţii privitoare la activitatea de mentenanţă, care să pună la dispoziţie toate datele disponibile şi facilităţi de control al calităţii acestora, s-a creat o bază de date de echipamente specifică, pentru gestionarea, optimizarea şi coordonarea tuturor acţiunilor de mentenanţă. Inventarele ansamblurilor funcţionale (AF) se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul staţiei electrice şi al celulei electrice, utilizându-se şi un mod de codificare ierarhizat. Sistemul de management al mentenanţei este organizat pe baza acestor nomenclatoare şi conţine instrumentele necesare pregătirii, lansării şi desfăşurării acţiunilor de mentenanţă, urmăririi cheltuielilor, gestionării aparatajului de rezervă.

De asemenea, ansamblurilor funcţionale din cadrul RET li se asociază informaţii pentru identificare, localizare, caracteristici tehnice şi constructive, precum şi informaţii privitoare la evenimentele (aleatoare şi deterministe) necesare pentru crearea şi menţinerea unei baze de date tehnice unitare, utilizabilă în scopuri multiple, inclusiv în activitatea de mentenanţă pentru alegerea, programarea şi desfăşurarea lucrărilor/serviciilor.

În CNTEE Transelectrica SA se efectuează, după caz, servicii/lucrări de mentenanţă:

- **corectivă** - după detectarea defectării, incluzând toate acţiunile destinate repunerii unei instalaţii în starea care-i permite să-şi îndeplinească funcţia specificată;
- **preventivă** - profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilităţii de defectare sau degradării, urmărindu-se obţinerea unui echilibru corespunzător între aceste activităţi, în funcţie de influenţa diferitelor categorii de ansambluri funcţionale / sisteme, instalaţii, structuri, componente (SISC) asupra obiectivelor propuse în cadrul RET:
    - siguranţă în funcţionare;
    - disponibilitate;
    - eficienţă.

În cadrul programelor, serviciile / lucrările de mentenanţă preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezintă gradul de complexitate al conţinutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori / executanţi etc.

Nivelurile 1 şi 2 reprezintă servicii încadrate în categoria de **mentenanţă minoră** (de regulă inspecţii / revizii tehnice și controale periodice).

Nivelurile 3 şi 4 reprezintă lucrări de **mentenanţă majoră** (de regulă reparaţii curente şi capitale).

Mentenanţa **preventivă** este bazată, după caz, pe:

- **timp,** în cazul mentenanţei minore, prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanţă preventivă la instalaţiile şi echipamentele din RET) în funcţie de categoria lor, tensiunea şi de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcţie de stare, respectiv, după caz, de condiţiile locale, specifice şi de importanţă.
- **stare**, în funcţie de condiţia tehnică a echipamentelor / instalaţiilor, determinată prin diferite procedee.

Fundamentarea programului de mentenanţă se face în mod diferenţiat pentru fiecare ansamblu funcţional, cu aplicarea principiilor de Mentenanţă Bazată pe Fiabilitate – MBF (Reliability Centred Maintenance - RCM) - metodologie care poate servi şi la orientarea unor propuneri asupra necesarului de noi investiţii. În cadrul metodologiei se cuantifică şi se conjugă rezultatele privind *starea tehnică* a ansamblurilor funcţionale şi *importanţa* acestora din punct de vedere al siguranţei în funcţionare în cadrul SEN.

Pentru programarea şi planificarea lucrărilor / serviciilor, având în vedere prioritătile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu şi lung) şi pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ţine evidenţa costurilor / volumelor planificate şi realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru şi determinarea oportunităţii acţiunilor utilizând lucrul sub tensiune (LST) se analizează comparativ costurile, luând în considerare şi componentele determinate de consumul propriu tehnologic şi congestii.

În conformitate cu principiile şi criteriile enunţate, implementarea strategiei de mentenanţă şi elaborarea Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii paşi:

- Generarea şi structurarea Programului de mentenanţă în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare (cu luarea în considerare a serviciilor / lucrărilor în tehnologie LST) corelat cu Programele anuale de mentenanţă şi investiţii;
- Stabilirea bugetului de mentenanţă, pe baza programelor întocmite;
- Achiziţia şi contractarea serviciilor / lucrărilor de mentenanţă în conformitate cu legislaţia în vigoare şi criterii de selecţie riguroase proprii C.N.T.E.E. „Transelectrica”-SA;
- Derularea Programului de mentenanţă la nivelul Sucursalelor de transport coordonate metodologic de catre Directia de profil din Executivul Companiei cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat şi utilizând facilităţile oferite de pachetele software specializate;
- Actualizarea Programului de mentenanţă având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a Programului de investiţii şi respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularităţile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservesc sub raportul mentenanţei, dar se încadrează în mod unitar în strategia şi conceptul de coordonare a mentenanţei la nivelul CNTEE „Transelectrica”- SA.

Există şi situaţii în care este necesară rectificarea după caz, a duratei / valorilor programului de mentenanţă stabilit iniţial, ca urmare a efectuării unor lucrări de mentenanţă corectivă, în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de diverşi factori, cum ar fi: apariţia unor condiţii meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente ale instalațiilor electrice degradarea fizică și morală a unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situaţii care au apărut pe parcursul derulării Programelor de mentenanţă anuale şi care au impus necesitatea suplimentării sau realocarea fondurilor prevăzute iniţial, astfel:

- efectuarea inspecţiilor şi reviziilor tehnice pe fondul creşterii tarifelor şi preţurilor unitare pentru echipamentele din staţiile neretehnologizate / nemodernizate;
- intervenţii în regim de urgenţă pentru rezolvarea situaţiilor apărute accidental (înlocuiri de elemente sustrase la LEA, consolidare fundaţii borne LEA afectate de viituri, taiere vegetaţie pentru întreţinere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor, în special unităţi de transformare;
- efectuarea unor lucrări de înlocuire a izolaţiei pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune, pentru reducerea timpilor de retragere din exploatare a instalaţiilor electroenergetice şi menţinerea în stare normală de funcţionare, tarifele pentru lucru sub tensiune fiind mai mari decât cele pentru lucrări efectuate cu retragerea instalaţiilor din exploatare.

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN – apariţia surselor regenerabile, cu precădere a celor eoliene – s-a constituit ca o provocare găsirea de soluţii alternative de mentenanţă, cum ar fi lucrul sub tensiune (LST) sau inspecțiile aeriene multispectrale ale LEA.

Criterii de prioritizare ale acţiunilor de mentenanţă majoră / retehnologizare / modernizare în instalaţiile existente

Volumul mare al instalaţiilor care necesită lucrări de retehnologizare / modernizare şi mentenanţă majoră, coroborat cu situaţia favorabilă (încărcări încă relativ reduse) preconizată în RET în următorii ani, justifică un efort investiţional şi financiar sporit în această perioadă, motivat și de menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice și standardele existente, respectiv de funcţionarea interconectată cu sistemul european ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acţiunilor de retehnologizare / modernizare şi mentenanţă majoră, se realizeaza o analiză pe baza aplicării metodologiei de MBF, ţinând seama de:

- **starea tehnică a AF şi componentelor acestora**, cuantificată pe baza informaţiilor privind frecvenţa şi durata indisponibilităţilor accidentale, evoluţia parametrilor şi caracteristicilor de funcţionare, istoria mentenanţei, costuri, etc.
- **importanţa AF** din punct de vedere al asigurării siguranţei / stabilităţii în cadrul SEN (determinată prin calcule de regimuri staţionare - curenţi în laturi, tensiuni în noduri -, energii nelivrate la consumatori/ blocate în centrale/ netranzitate între zone de sistem, calcule de stabilitate statică şi tranzitorie, etc. precum şi prin criterii care descriu însemnătatea instalaţiei: nivel de tensiune, asigurarea serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanţi, evacuare putere din centrale interconexiune etc.)

Acţiunile de mentenanţă preventivă majoră la ansamblurile funcţionale şi componentele acestora se planifică pe bază de stare, fundamentat prin aplicarea metodologiei de MBF. Acţiunile de mentenanţă preventivă majoră la categoriile de instalaţii / echipamente, altele decât ansamblurile funcţionale (de exemplu clădiri, elemente de construcţie, rezervoare, conducte, împrejmuiri etc) se planifică pe bază de timp şi stare, fundamentat pe baza inspecţiilor tehnice periodice, a documentaţiilor tehnice şi a experienţei de exploatare.

Managementul riscului

La planificarea / prioritizarea acţiunilor de mentenanţă se au în vedere principii ale MR (Managementul Riscului), ţinându-se seama de aspectele conjugate privind:

- comportarea în exploatare constatată pe baza înregistrării şi prelucrării anuale a datelor statistice;
- starea tehnică a AF şi componentelor acestora;
- importanţa AF şi componentelor acestora în cadrul SEN,
- riscuri ale indisponibilizărilor (probabilitate, impact) unor AF

Importanta AF se stabilește / actualizează de către UnO-DEN ori de cate ori au loc modificări esențiale în configurația SEN.

11.1.2. Programul de mentenanţă al instalaţiilor RET (staţii şi linii electrice)

Stabilirea Programului de mentenanţă de perspectivă se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acţiunile de mentenanţă majoră se orientează, prioritar, la instalaţiile de transport al energiei electrice care realizează :

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între staţii electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere şi creşterea capacităţii de transport).

Programul de mentenanţă pentru LEA şi pentru staţii electrice se elaborează în corelare reciprocă şi, de asemenea, aşa cum s-a arătat cu privire la strategia de mentenanţă, corelat cu Programul de investiţii (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 situaţii de urgenţă create de inundaţii, alunecări de teren, vandalisme etc.

Mentenanţa majoră

Programul de lucrări de mentenanţă majoră pentru perioada 2018 ÷ 2027 ţine seama de prioritizarea staţiilor pe criteriul stării tehnice (vechimii) şi al importanţei, dar şi de localizarea geografică a staţiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în staţii situate în aceaşi zonă geografică. Această cerinţă rezultă din obligaţia CNTEE "Transelectrica"- S.A. de a menţine siguranţa şi continuitatea în funcţionare a SEN, pe durata lucrărilor în staţii, la nivelul standard şi de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în reţea. De asemenea, planificarea în acelaşi timp a mai multor lucrări în aceeaşi zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

Mentenanţa minoră şi lucrări speciale

În afara lucrărilor de mentenanţă majoră, în instalaţiile RET se mai realizează programat, servicii/ lucrări de mentenanţă preventivă minoră (de rutină) conform normei tehnice interne Regulament de mentenanță la instalațiile și echipamentele din cadrul RET precum și servicii / lucrări speciale, cu impact asupra securităţii şi siguranţei în funcţionare a instalaţiilor (în tehnologii speciale, provizorate, etc) .

Soluţii tehnice moderne, inovative

Se are în vedere dezvoltarea tehnologiile de lucru sub tensiune (LST) şi intervenţie rapidă în SEN, în scopul creşterii capacităţii de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanţă şi diminuării pierderilor de putere în RET ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatare a LEA şi staţiilor.

Proiectele de mentenanţă majoră pentru stații electrice și liniile electrice aeriene pentru perioada 2018 ÷ 2027 sunt prezentate în tabelele 11.2 şi 11.3 şi respectiv în Anexele E-1 (nu se publică) şi E-2 (nu se publică).

Impactul nerealizării programelor de mentenanță asupra siguranței SEN. Măsuri

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET (SEN) stă mentenanța preventivă și corectivă minoră: inspecții și revizii tehnice, controale periodice (CP) respectiv reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT). Statistic se constată că, aceste tipuri de mentanță se realizează fizic și valoric în proporție de circa 90%.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza Regulamentului de mentenanță preventivă NTI-TEL-R-001și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. În cazurile în care, din considerente de sistem, nu pot fi retrase pentru acțiuni de mentenanță preventivă anumite ansambluri funcționale, se retrag operativ altele, pe cât posibil de același tip. Acest tip de mentenanță influentează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor acțiuni de mentenanță de genul intervențiilor accidentale (IA).

În ceea ce privește mentenanța majoră (reparații curente și capitale), aceasta se realizează pe bază de contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale. În acest fel, având în vedere complexitatea și durata activităților pregătitoare necesare încheierii unor asemenea contracte, diferențele între valorile estimate programate și cele realizate pot deveni semnificative.

Printre cauzele care ar putea să conducă la nerealizări ale programelor de mentenanță majoră, se pot enumera:

- valorile adjudecate în urma procedurilor concurențiale sunt mai scăzute față de valorile estimate și programate sau valorile decontate au fost mai mici decât cele programate;
- au existat dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare / reprogrămari ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);
- au apărut condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare);
- s-au constatat dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului (primării, inspectorate, agenții, etc);
- a fost necesară reluarea proceselor (laborioase) de achiziție publică a unor contracte de reparații din cauza lipsei ofertanților.

În ceea ce privește impactul nerealizării programelor de mentenanță asupra siguranței SEN, *pe termen scurt și mediu* acesta poate fi considerat mic, dat fiind că la baza asigurării siguranței în funcționare a RET stă, în cea mai mare parte, mentenanța preventivă și corectivă minoră. În schimb, nerealizarea programelor de mentenanță majoră poate avea impact negativ semnificativ, *pe termen lung*.

În vederea creșterii procentului de realizare a mentenanței majore pot fi luate în considerare măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate
- o mai bună corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții
- simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate.

Tabel 11.2 Programul lucrărilor de mentenanţă majoră pentru staţiile aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA - perioada 2018-2027

Nr. Crt.	TRANSPORT - STATII	Total estimat	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
T1	**TOTAL** (RK Statii *)											
2	Proiecte RC statii											
3	Proiecte RK, RC Transformatoare											
4	Proiecte RK, RC Cladiri											
T2	**TOTAL Mentenanta majora** (RK si RC) Statii, Transformatoare, Cladiri											
5	Servicii/lucrari strategice in instalatii **Statii, Trafo, Cladiri**											
T3	**TOTAL Mentenanta** (majora si minora) Statii, Transformatoare, Cladiri											

Tabel 11.3 Programul lucrărilor de mentenanţă pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE „Transelectrica”- SA – perioada 2018 - 2027

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	Total estimat	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	LEA 220 kV Gutinas - Focsani Vest											
2	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G1+2											
3	LEA 400 kV Tantareni - Turceni G3+4											
4	LEA 220 kV Isalnita - Gradiste											
5	LEA 220 kV Tihau-Baia Mare 3											
6	LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo											
7	LEA 400 kV Rosiori-Gadalin											
8	LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
9	LEA 400 (220) kV Retezat-Hasdat											
10	LEA 220 kV Lacu Sarat - Filesti											
11	LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest											
12	LEA 220 kV Aref-Raureni											
13	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 1											
14	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
15	LEA 400 kV Roman Nord - Suceava											
16	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu											
17	LEA 400 kV CNE - Pelicanu											
18	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.2											
19	LEA 400 kV Urechesti - Domnesti											
20	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Slatina											
21	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste											
22	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Domnesti											
23	LEA 400 kV Rosiori - Vetis											
24	LEA 400 kV Lacu Sarat - Smardan											
25	LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.1+2											
26	LEA 400 kV CNE - Constanta Nord											
27	LEA 400 kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat											
28	LEA 400 kV Porti de Fier - Urechesti											
29	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
30	LEA 220 kV Mintia - Alba Iulia											
31	LEA 220 kV Alba Iulia-Sugag											
32	LEA 220 kV Alba iulia - Galceag											
33	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											
34	LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circ.1+2											
35	LEA 400 kV Tantareni-Bradu											
36	LEA 400 kV Tantareni-Urechesti											
37	LEA 400 kV CNE - Gura Ialomitei circ.1											
38	LEA 220 kV Aref-CHE circ.1+2											
39	LEA 220 kV Portile de Fier-Resita											
40	LEA 400 kV Mintia-Arad											
41	LEA 220 kV Mintia-Timisoara											
42	LEA 110 kV Tutora-Ungheni											
43	LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde											
44	LEA 220 kV Cluj Floresti-Tihau											
45	LEA 220 kV Rosiori-Baia Mare3											
46	LEA 400 kV Tantareni-Sibiu											
47	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 2											
48	LEA 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin 1											
49	LEA 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin 2											
50	Inspectie aeriana multispectrala din elicopter a LEA 110-750 kV											
51	Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola											
T1	**Total Mentenanta majora** (RK si RC) LEA											
52	Servicii/lucrari strategice in instalatii LEA											
T2	**Total Mentenanta** (majora si minora) LEA											

11.2. Strategia de mentenanţă a sistemelor de contorizare si monitorizare a calitatii energiei electrice

DM-OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și al sistemului de monitorizare a calității energiei electrice, realizează mentenanţa acestor sisteme în funcţie de caracteristicile lor tehnice şi utilizând metode moderne, precizate prin proceduri sau prescripţii tehnice. Programele de mentenanţă au în vedere contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicaţie tip modem, echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor, instrumentele de măsurare şi etalon, echipamentele de monitorizare a calităţii 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-001-2007-004”, la nivelul DM-OMEPA se întocmesc anual programe de mentenanţă preventivă pentru echipamentele menţionate pe fiecare tip de ansamblu și subansamblu funcțional. Periodicitatea verificărilor în instalaţii precum şi a celor metrologice este procedurată conform legislaţiei specifice.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreţinute de DM-OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanţei preventive şi corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon).

Se menţionează că, în prezent, costurile asociate activităţii de mentenanţă preventivă şi corectivă sunt încă ridicate din cauza multiplelor intervenţii locale la echipamente depăşite tehnologic (contoare electromecanice) şi din imposibilitatea urmăririi de la distanţă a acestora. Pentru îmbunătățirea performantelor tehnice ale acestora, CNTEE Transelectrica SA își propune înlocuirea acestor echipamente până la finalul anului 2025.

Având în vedere că, pentru piata 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 care reprezintă aproxinativ 20% din numărul total de contoare (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 activităţii.

12. Strategia acţiunilor de dezvoltare a activelor fixe

Investiţiile pentru dezvoltarea RET reprezintă componenta principală a Planului de investiţii în active fixe al CNTEE Transelectrica SA, asigurând retehnologizarea/ modernizarea echipamentelor din staţii uzate fizic şi moral şi creşterea capacităţii de transport a reţelei. Acestor investiţii li se adaugă investiţii în sistemele asociate RET, care asigură îndeplinirea, la nivelul stabilit de performanţă, a cerinţelor privind monitorizarea şi controlul reţelei şi a SEN, măsurarea cantităţilor de energie electrică, protecţia infrastructurii critice.

12.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe

Evoluţiile determinante care conduc la investiţii pentru dezvoltarea activelor fixe sunt:

- uzura fizică și morală a echipamentelor;
- modificarea nivelului şi/sau localizării consumului şi producţiei de energie electrică în SEN şi ale exporturilor/importurilor/ tranzitelor transfrontaliere;
- modificarea regulilor pieţei de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanţei producţie-consum, cu influenţă asupra nivelului şi volatilităţii fluxurilor de putere prin reţea;
- modificarea caracteristicilor tehnice ale instalaţiilor utilizatorilor, care impune adecvarea sistemelor de monitorizare şi control şi modificarea condiţiilor la interfaţa între aceştia şi RET .

Uzura fizică si morală a echipamentelor

Instalaţiile de transport au durate normale de funcţionare (corelate cu duratele de amortizare aferente regimului de amortizare liniar), aprobate prin Hotărârea de Guvern nr. 2139/2004, actualizată, privind clasificarea şi duratele normale de funcţionare a activelor fixe.

Uzura fizică şi morală influenţează negativ costurile de mentenanţă, 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 teleconducerii în staţii.

Deşi în ultimii ani s-a desfăşurat un program intens de modernizare/ retehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică şi morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 20 de ani vechime) şi fiind bazate pe soluţii tehnologice depăşite. În aceste condiţii, o mare parte din instalaţiile SEN trebuie reparate sau, acolo unde se justifică, retehnologizate/ modernizate.

Spre exemplificare, se arată în tabelele de mai jos care este vechimea întreruptoarelor și unităților de transformare de putere, acestea fiind și cele mai importante echipamente primare din stațiile RET. După cum se poate observa, 1/3 din totalul întreruptoarelor (31%) și 1/2 din totalul T/AT (50%) au duratele de funcționare peste duratele normale precizate în “Catalogul privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE “Transelectrica”-SA.

Tabel 12.1 Vechime întreruptoare

Vechime (ani)	MT	110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	Total
Vechime < 18 ani	527	588	260	164		1539

Vechime (ani)	MT	110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	Total
Vechime ≥ 18 ani	183	350	79	82	6	700
Total	710	938	339	246	6	2239

Tabel 12.2 Vechime Transformatoare si Autotransformatoare

Putere (MVA)	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	Total
Vechime < 24 ani	2	8		7	5	2		39	22	20	2		107
Vechime ≥ 24 ani	6	25	1	18	2		1	43	9	2		1	108
Total	8	33	1	25	7	2	1	82	31	22	2	1	215

Se are în vedere înlocuirea echipamentelor vechi cu:

- aparate de comutaţie cu putere şi viteză de rupere a arcului mărite, permiţând creşterea vitezei şi selectivităţii eliminării defectelor;
- sisteme de protecţii rapide, selective, cu logică flexibilă şi complexă, controlabile de la distanţă;
- echipamente primare compacte şi nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- transformatoare cu pierderi în cupru şi în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, permiţând creşterea capacităţii de transport, în situaţiile în care nu se poate asigura în timp util construcţia de linii suplimentare;
- sisteme de conducere şi control adaptate la numărul în creştere de noduri şi la caracteristicile tehnice noi ale instalaţiilor monitorizate;
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerinţele funcţionării pieţei de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calitaţii energiei electrice, prioritar în staţiile la care sunt racordaţi consumatori cu specific de funcţionare potenţial perturbator.

Evoluţii ale nivelului şi/sau localizării consumului şi producţiei de energie electrică în SEN şi ale exporturilor/importurilor transfrontaliere

Modificarea nivelului şi/sau localizării consumului şi producţiei are ca efect modificarea fluxurilor prin elementele de reţea, putând conduce la suprasarcini sau la fenomene de instabilitate a tensiunilor şi neîncadrare a acestora în limitele admisibile în anumite zone.

Creşterea schimburilor de energie electrică între sistemele electroenergetice din regiune, ca urmare a dezvoltării pieţei de energie electrică, este un alt element care conduce la încărcarea reţelei.

Modificarea regulilor pieţei de electricitate

Introducerea unor instrumente noi de piaţă în sectorul energiei electrice impune, pentru a putea fi aplicate, dezvoltarea corespunzătoare a instalaţiilor de monitorizare şi conducere a sistemului şi a sistemelor de măsurare a energiei electrice. Aceasta permite încadrarea în standardele actualizate de performanţa a serviciilor de transport şi de sistem şi implementarea etapizată a conceptului de reţea inteligentă în SEN.

Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalaţiilor utilizatorilor

Creşterea rapidă a volumului de centrale electrice cu funcţionare intermitentă, în special eoliene, impune dotarea cu instrumente noi, de prognoză a producţiei în Centralele Electrice Eoliene din SEN, de integrare a acesteia în programarea operativă a funcţionării centralelor şi de control rapid al producţiei/ consumului în caz de necesitate.

Încadrarea în sistem a unui volum important de centrale cu funcţionare intermitentă necesită dotarea reţelelor electrice de transport şi distribuţie a energiei electrice cu elemente specifice asociate conceptului de reţea inteligentă (smartgrid): infrastructură performantă de telecomunicaţii, sisteme inteligente de măsurare a energiei electrice, dispozitive şi echipamente electrice inteligente, cu aplicaţii informatice dedicate, care să permită transformarea reţelelor dintr-o zonă pasivă a sistemului electroenergetic în zone active capabile să sesizeze modificarea unor parametri de stare importanţi şi să-şi modifice configuraţia şi parametrii proprii pentru a răspunde optim noilor condiţii. CNTEE Transelectrica SA a demarat procesul de consolidare a strategiei privind implementarea conceptului de reţea inteligentă - Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027) [27] și Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027) [28].

12.2 Strategia de dezvoltare a RET

12.2.1 Necesităţi de întărire a RET determinate de evoluţia SEN în perioada 2018-2027

Planul de dezvoltare a RET se elaborează pornind de la necesitatea satisfacerii cerinţelor utilizatorilor, în condiţiile menţinerii calităţii serviciului de transport şi de sistem şi a siguranţei în funcţionare a SEN în conformitate cu reglementarile în vigoare.

Dezvoltarea adecvată a RET este o componentă a dezvoltării durabile, contribuind la susţinerea bunăstării sociale, prin punerea la dispoziţia societăţii a unei infrastructuri favorabile dezvoltării economiei şi scăderii preţurilor energiei electrice ca umare a creşterii competitivităţii pe pieţele de electricitate.

Principalele direcţii de evoluţie a SEN, care determină necesitatea întăririi RET în perioada 2018-2027, sunt:

- Apariţia de noi capacităţi de producţie, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotoelectrice, biomasă), o mare parte cu funcţionare intermitentă şi regim prioritar, racordate atât la RET, cât şi în reţeaua de distribuţie;
- Dezvoltarea Pieţei de energie electrică, la nivel naţional, regional şi european;
- Dispariţia sau diminuarea producţiei sau creşterea consumului, până la un nivel la care este periclitată alimentarea consumatorilor din anumite zone la parametrii normaţi de calitate şi siguranţă;

În capitolul 10 au fost prezentate rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate pe orizont de timp mediu (5 ani) şi lung (10-15 ani) şi soluţiile de întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de reţea.

Principalele zone în care, din studiile de sistem şi simulare a pieţei, a rezultat necesară dezvoltarea RET, sunt prezentate în continuare.

<u>Zona Dobrogea</u>

Parcul de producţie din zona Dobrogea cunoaşte o dezvoltare accentuată. Au apărut şi continuă să apară centrale electrice eoliene şi fotovoltaice.

Sunt preconizate unităţile nucleare 3 şi 4 de la Cernavodă (2x700 MW), ca o componentă a strategiei guvernului de dezvoltare a sectorului energiei electrice. Instalarea unităţilor nucleare 3 şi 4 impune creşterea capacităţii de evacuare a puterii din staţia Cernavodă, pentru satisfacerea criteriului N-2 elemente în funcţiune.

Chiar dacă nu se vor materializa toate proiectele, este de aşteptat încărcarea peste limita admisibilă a secţiunilor caracteristice de transport S3 (evacuarea puterii din zona de est a sistemului Dobrogea+Moldova) şi S6 (evacuarea puterii din zona Dobrogea).

Este necesară întărirea acestor secţiuni, care asigură transportul puterii excedentare din est spre centrele de consum şi stocare situate la vestul lor.

Deoarece încărcarea reţelei va creşte în viitor, este oportună reparaţia capitală sau retehnologizarea cu prioritate a staţiilor care asigură evacuarea şi tranzitul de putere din zonă spre restul sistemului. Acţiunea a fost demarată cu câţiva ani în urmă şi trebuie continuată în ritm susţinut.

Zona de Vest a SEN

Analiza regimurilor în perspectivă indică necesitatea eliminării congestiilor preconizate atât pe direcţia E - V la graniţa cu Ungaria şi Serbia, cât şi pe direcţia de tranzit N- S, prin întărirea "axului de vest" Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara - Săcălaz – Arad (parte a cluster-ului *„România - Serbia* – cunoscut sub denumirea *"Mid Continental East Corridor"*)

Congestiile sunt determinate atât de evacuarea puterii din centralele fotovoltaice preconizate în zona de sud-vest a ţării (Banat) şi din amenajarea hidroelectrică Porţile de Fier existentă, cât şi de creşterea schimburilor şi a tranzitului de energie prin zonă.

Interconexiunea cu alte sisteme

Atât istoria schimburilor în ultimii ani, cât şi simulările de piaţă la nivel regional şi european au indicat faptul că, în balanţa SEN domină tendinţa spre export, dar există şi situaţii de import, în funcţie de sitaţia energetică a sistemelor din regiune. Reţeaua de transport asigură, totodată, conform regulilor de funcţionare interconectată sincronă, tranzitul de energie între sisteme vecine României, în special pe direcţia N→S.

În vederea creşterii capacităţii 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 şi promovare:

– *Creşterea capacităţii de schimb pe graniţa cu Serbia* - Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia (LEA 400 kV d.c. Reşiţa-Pancevo) - parte a cluster-ului *„România - Serbia* – cunoscut sub denumirea *"Mid Continental East Corridor"*.

  Pentru construirea LEA 400 kV pe teritoriul Romaniei, a fost semnat contractul de executie C 212/04.06.2014, între CNTEE Translectrica SA și SC Electromontaj SA Bucuresti. 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 31.03.2018.
  În prezent lucrările sunt în curs de execuție. Din cei 206 stâlpi, un nr. de 203 stâlpi au fost ridicați pe fundație. Au fost realizate 206 fundații.

– *Creşterea capacităţii de schimb pe graniţa cu Bulgaria*:
  Pe teritoriul României au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport :
  ▪ PCI *„Grupul Bulgaria–România, creşterea capacităţii"*, cunoscut sub denumirea „*Black Sea corridor*", care include următoarele proiecte de interes comun:
    ▪ LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaş;
    ▪ LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpu, cu un circuit intrare/ieşire în Gura Ialomiţei.

– *Creşterea capacităţii de schimb de energie electrică cu Republica Moldova*:
  – Până la întrunirea condițiilor pentru contractarea unui studiu comun care să analizeze regimurile de funcționare pe ansamblul sistemelor electroenergetice ale României și Republicii Moldova, având la bază ipoteze convenite de părți, privind nivelul exportului și modul de rezervare în cazul unor indisponibilități în rețea, CNTEE

Transelectrica SA a inițiat un studiu preliminar, care a fost elaborat de Tractebel Engineering S.A.
Au fost analizate următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații "back to back" situate pe teritoriul Republicii Moldova şi anume: LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcăneşti (RM); LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălţi (RM) – pentru care există un Memorandum de înţelegere semnat şi analize preliminare realizate; și LEA 400 kV Iaşi (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.

Studiul nu a avut în vedere costurile și duratele necesare pentru realizarea întăririlor de rețea pe teritoriul Republicii Moldova.

– În anul 2016 Ministerul Economiei din Republica Moldova prin OTS Moldelectrica a lansat realizarea unui studiu de fezabilitate finanțat de BERD („*Interconectarea sistemelor electroenergetice dintre România și Moldova*"). Licitația a fost câștigată de către ISPE SA București. Studiul de fezabilitate a analizat toate cele trei proiecte propuse de interconectare:
  - LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcăneşti (RM) - Chişinău simplu circuit, staţie Back to Back la Vulcăneşti,
  - LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălţi (RM) simplu circuit şi staţie Back to Back la Bălţi,
  - LEA 400 kV Iaşi (RO) – Ungheni- Străşeni (RM) simplu circuit şi staţie Back to Back la Străşeni.

  Ca proiect prioritar este recomandat proiectul de interconectare prin staţie Back to Back la Vulcăneşti şi LEA 400kV Vulcăneşti - Chişinău.
  Studiul de fezabilitate pentru stație Back to Back la Vulcănești și LEA 400 kV Vulcănești – Chișinău a arătat că proiectul este fezabil din punct de vedere tehnic şi economic. Acest studiu a fost prezentat la Chișinău în 2016 și 2017. Partea moldovenească a estimat că proiectul se va finaliza în anul 2022.
  Specialiștii din Transelectrica au colaborat cu specialiștii din Moldelectrica și cu cei de la ISPE pentru stabilirea lucrărilor și echipamentelor necesare pe teritoriul României și pentru specificarea acestora în cadrul studiului de fezabilitate. Pe teritoriul României vor fi necesare lucrări de instalare fibră optică pe linia electrică existentă 400kV Isaccea (RO) - Vulcănești (MD) până la graniţă, instalare protecții și teleprotecţii în staţia Isaccea, integrare în regulatorul frecvenţă-putere a datelor achiziţionate din staţia Isaccea pentru linia de interconexiune, etc. Aceste lucrări vor fi realizate de CNTEE Transelectrica SA și se vor corela cu proiectul de retehnologizare a stației 400 kV Isaccea.

– De asemenea, Ministerul Economiei din Republica Moldova prin Banca Mondială a lansat un nou studiu de fezabilitate „*Studiu de analiza pentru interconexiunea sistemului energetic din Moldova*" realizat de EKC Serbia, în care s-au analizat aceleași trei proiecte de interconexiune. În urma studiului a rezultat că cea mai bună soluţie de interconetare asincronă este LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcăneşti (RM) - Chişinău simplu circuit, staţie Back to Back la Vulcăneşti.

– LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălţi (RM) – pentru care există un Memorandum de înţelegere semnat şi analize preliminare realizate.

Zone de consum deficitare

S-au analizat necesităţile de dezvoltare determinate de: creşterea consumului în Bucureşti cu o rată peste media pe ţară, informaţiile şi solicitările privind amplificarea consumului unor mari consumatori şi apariţia unor consumatori noi în zonele Tulcea, Braşov, Constanţa.

S-a analizat creșterea siguranței în funcționare a RET în zona Argeș - Vâlcea fie prin întărirea racordării zonei la RET și/sau prin măsuri de reconductorare și reconfigurare a rețelei de distribuție din zonă.

Un alt element important avut în vedere în analizele realizate este casarea anunţată a unor grupuri, care va amplifica deficitul unor zone (ex.: Bucureşti, Transilvania).

Ţinând seama de estimările de creştere a consumului şi intenţiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărire a capacităţii de transport şi a capacităţii de injecţie spre reţeaua de distribuţie în anumite zone în care acestea au ajuns, sau vor ajunge la limită, în următorii 10 ani:

- zona municipiului Bucureşti şi limitrofă;
- nordul Transilvaniei;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecţii din RET.

12.2.2 Incertitudini privind evoluţia SEN şi tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET

În conformitate cu *Legea energiei electrice şi a gazelor naturale* nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare , Planul de dezvoltare a RET trebuie să asigure planificarea pe termen lung a necesarului de investiţii în capacităţi de transport, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a sistemului şi a asigurării livrărilor către clienţi, în concordanţă cu stadiul actual şi evolutia viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie, în condiţiile legislaţiei aplicabile.

Cunoaşterea cât mai exactă a volumului şi localizării geografice a consumului, producţiei şi schimburilor este foarte importantă pentru dimensionarea optimă a reţelei, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resursle pentru dezvoltare acolo unde va fi necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru întăriri nejustificate. De aceea, estimările puterii medii şi energiei consumate şi generate anual la nivelul întregului SEN, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanţa limitată asupra studiilor de dimensionare a reţelei.

În ceea ce priveşte consumul, având în vedere ritmul lent de evoluţie a acestuia şi capacitatea existentă a reţelei, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în staţii, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluţiei globale a consumului pe SEN, conduc la estimări cu erori fără consecinţe majore asupra planului de dezvoltare a reţelei. De obicei, programul de investiţii poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor faţă de prognoză, deoarece timpul necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecţie spre reţeaua de distribuţie nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea reţelei constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluţiei parcului de producţie, deoarece au fost declarate un număr mare de intenţii de instalare de centrale noi, iar dezvoltarea parcului de producţie se desfăşoară descentralizat, ca o consecinţă a planurilor de afaceri ale investitorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluţia parcului de producţie cu evoluţia consumului şi care să poată pune la dispoziţia OTS un grafic de evoluţie în

timp pe care să se bazeze planificarea dezvoltării reţelei. Sursa principală de informare pentru OTS sunt comunicările de intenţii primite la solicitarea sa de la producătorii existenţi şi cererile de racordare la reţea primite de la potenţiali utilizatori conform legislaţiei în vigoare privind accesul la reţea.

Intenţiile de dezvoltare sau reducere a activităţii producătorilor sunt, însă, informaţii sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reuşita finanţării, deci credibilitatea informaţiilor primite de OTS este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor şi nerespectarea programului propriu anunţat nu prezintă nici un risc pentru aceştia.

Timpul necesar construcţiei unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producţie sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcţiei liniilor înainte de demararea investiţiei utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica S.A.

Pentru a creşte gradul de încredere al prognozei pe care se bazează Planul de dezvoltare, OTS susţine implementarea unor metodologii care să responsabilizeze utilizatorii RET în relaţia cu OTS.

Având în vedere elementele numeroase şi 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 evoluţie a consumului şi acele proiecte ale utilizatorilor şi 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 capacităţilor de producţie [4] cu impact major asupra RET:

- Punerea în funcţiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de:
  - 3400 MW până în 2022 și 3600 MW până în 2027 în Scenariul de Referință;
  - 3500 MW până în 2022 și 4000 MW până în 2027 în Scenariul verde;
- Punerea în funcţiune a unor centrale fotovoltaice (solare) însumând o putere instalată de:
  - 1500 MW până în 2022 și 1600 MW până în 2027 în Scenariul de Referință;
  - 1500 MW până în 2022 și 2000 MW până în 2027 în Scenariul verde;
- Punerea în funcţiune a unităţilor 3 şi 4 de la CNE Cernavodă, menţionată în documentele privind Strategia Energetică a Guvernului; Strategia prevede realizarea a două reactoare noi, în condiții de eficiență economică și de respectare a condiționalităților tehnice și de mediu convenite la nivel european.

O dificultate nouă privind analiza regimurilor de funcţionare ale RET, apărută în ultimii ani, este instalarea unui volum important de putere în centrale eoliene și fotovoltaice, a căror disponibilitate este aleatorie, în funcţie de viteza vântului și radiația solară.

În contextul prezentat mai sus, pentru a stabili necesităţile de dezvoltare a RET, CNTEE Transelectrica SA a analizat mai multe scenarii privind apariţia în timp a centralelor noi, asociate cu diferite scenarii încărcare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii şi cu mai multe scenarii de export.

Deoarece, toate proiectele sus-menţionate conduc la o creştere a producţiei în zona Dobrogea cu 1450MW în anul 2027 față de 2018 în scenariul de referință și cu 1520 MW în 2027 față de 2018 în scenariul ”verde”, secţiunea S6 de evacuare a puterii existente în prezent, ca şi unele linii interne zonei, nu vor putea face faţă la fluxurile de putere preconizate (o analiză mai detaliată este prezentată în capitolul 10).

Din analizele efectuate de CNTEE Transelectrica SA şi consultanţi (menţionăm contribuţia semnificativă a ISPE S.A. şi 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 şi stocare.

S-a optat pentru realizarea cu prioritate a proiectelor care au rezultat utile în scenariul de bază şi în mai multe scenarii alternative posibile.

Menționăm că proiectele rezultate ca fiind necesare pentru evacuarea puterii din zona Dobrogea ramân valabile în cazul în care evoluția parcului de centrale din zonă se va dovedi în viitor a fi diferită de cea analizată și anume în cazul în care nu se vor construi grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă dar va crește puterea instalată în CEE mult peste estimările făcute la realizarea studiilor de sistem ce au stat la baza întocmirii acestui Plan de Dezvoltare.

În ceea ce priveşte oportunităţile de racordare a utilizatorilor la RET, rezervele determinate pentru fiecare din secţiunile caracteristice ale SEN (cap. 10.6.2) oferă informaţiile necesare pentru identificarea zonelor în care racordarea de noi consumatori sau producători nu ridică probleme deosebite.

12.2.3 Programul de dezvoltare, retehnologizare/ modernizare a instalaţiilor din RET

Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2018 față de ediția anterioară 2016

În perioada scursă de la aprobarea Planului de dezvoltare anterior, s-au finalizat următoarele proiecte:

- ***Retehnologizare/modernizare RET:***
  - *Retehnologizare staţia 220; 110/20 kV Câmpia Turzii;*
  - *Modernizare staţia 220/110 kV Tihău – echipament primar;*
  - *Modernizarea sistemului comandă control protecţie şi a staţiei 20 kV din staţia 220/110/20 kV Vetiş;*
  - *Modernizare sistem SCADA în staţia 400/110 kV Constanţa Nord;*
  - *Înlocuiri AT şi T în staţii – etapa 2 – faza 1*:
    - Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Ungheni
    - Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Râureni
    - Înlocuire T2 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Grădiște
    - Înlocuire T1 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Gheorgheni
    - Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110 kV Craiova Nord
    - Înlocuire AT2 - 200 MVA din stația 220/110 kV Pestiș
    - Înlocuire T1 - 16 MVA și T2 10 MVA din stația 220/110/20 kV Vetiș

- ***Siguranța alimentării consumului***:
  - *Inlocuirea trafo T3 si T4 110/10kV, 25 MVA cu transformatoare 110 / (20)10 kV, 40 MVA in statia electrica Fundeni*;

❖ ***Integrarea producţiei din centrale – alte zone:***

- *Reconductorare LEA 220 kV Işalniţa - Craiova (circuitul 1);*

În actuala ediție a Planului de dezvoltare s-au introdus următoarele proiecte noi de investiții:

❖ ***Retehnologizare/modernizare RET:***

- *Modernizare stația 220/110/20 kV Vetiș – echipament primar*

  Necesitatea și oportunitatea investițiilor în stația 220/110/20 kV Vetiș a rezultat din faptul că acesta nu își mai poate desfășura activitatea în condiții normale, exploatarea și mentenanța majorității echipamentelor din dotare fiind dificilă, determinată de performanțe slabe și starea tehnică a acestora, aflată la nivelul anilor 1980. Pe parcursul exploatării stației au rezultat o serie de disfuncționalități care au condus la cheltuieli ridicate și performanțe scăzute din punct de vedere tehnic.

- *Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN*

  În prezent, echipamentul existent este considerat uzat fizic și moral și cu o siguranță limitată în funcționare. Modernizarea electroalimentării la sedille UNO-DEN este importantă pentru menținerea la parametri funcționali ai instalațiilor de conducere a SEN, pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță în funcționare a Sistemului Energetic National, rezultând astfel creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice și creșterea siguranței în deservirea utilizatorilor rețelei electrice de transport.

- *Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV*

  În prezent există în cadrul CNTEE Transelectrica SA un număr mare de proiecte de investiții majore care, pentru realizarea lor, necesită utilizarea de celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV. Aceste celule mobile se utilizează pe parcursul lucrărilor de investiții, pentru realizarea unor provizorate care sunt necesare având în vedere condițiile de spațiu insuficient uneori pentru realizarea în condiții de securitatea muncii a lucrărilor sau în cazul în care condițiile de retragere din exploatare a echipamentelor nu permit retrageri din exploatare pe durate lungi și se poate asigura astfel o creștere a siguranței în funcționare a SEN.

- *Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud şi 400/220/110/20 kV Bradu*

  Necesitatea acestui obiectiv de investiții a rezulatat ca urmare a provocărilor noi la care este supus SEN şi anume:

  - Dezvoltarea centrelor de consum în afara zonelor de producţie, SEN cuprinzând din punct de vedere al balanţei producţie – consum atât zone puternic deficitare, cât şi zone puternic excedentare. De asemenea, sursele de producţie în SEN sunt repartizate dezechilibrat între jumătatea de nord şi cea de sud a ţării, aproximativ 80 % din producţia de energie electrică regăsindu-se în partea de sud;
  - Intensificarea schimburilor transfrontaliere conduce la apariţia de circulaţii de putere paralele între sistemele electroenergetice sincrone din ENTSO – E şi variaţii rapide de sold import/ export;
  - Integrarea producţiei foarte mari de energie electrică din surse regenerabile (4535 MW putere instalată la 31.12.2017 în centrale electrice eoliene, fotovoltaice şi pe biomasă) și concentrarea producţiei din centralele electrice eoliene în zona de sud – est a SEN (aproximativ 80% din puterea instalată de 3030 MW în centralele electrice

eoliene la 31.12.2017), determină modificarea fluxurilor de putere în intervale scurte de timp.

Aceste provocări necesită un reglaj rapid al nivelului de tensiune şi adecvat regimului respectiv de funcţionare al SEN. Introducerea mijloacelor moderne de compensare a puterii reactive, capabile să regleze tensiunea în noduri de reţea reprezintă un mijloc foarte bun de a îmbunătăţi profilul tensiunii şi limita de stabilitate de tensiune a sistemului datorită răspunsului foarte rapid, cu reglaj fin al puterii reactive al acestor echipamente, la modificarea stării de funcţionare a sistemului.

- *Înlocuire 3 unități BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smârdan și București Sud* și *Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații*

❖ ***Siguranța alimentării consumului***:

- *Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier*

  Deoarece pe parcursul exploatării autotransformatorului AT3 au rezultat o serie de disfuncționalități, care au condus la cheltuieli ridicate de mentenanță corectivă (RC, IA, LS) și performanțe tehnice scăzute, prin acțiunea de înlocuire se creează premizele reducerii costurilor de mentenanță și se asigură monitorizarea. Având în vedere și uzura fizică și morală avansată, vârsta de 40 de ani a unității principale și de 34 de ani a unității de reglaj, care au depășit cu mult durata normală de funcționare și că o reparare în atelier specializat nu se justifică din cauza numărului mare de componente ce trebuie înlocuite, s-a considerat necesară înlocuirea AT-ului 400/400/160 MVA cu unul nou 500/500/80 MVA care să funcționeze în condiții normale.

- *Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea statiei 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV*

  Necesitatea creșterii nivelului de siguranță în funcționare a zonei de rețea Argeș - Vâlcea a fost identificată prin studiul dedicat ”Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea” [29] și prin raportul de analiză a incidentului care a avut loc în data de 01.06.2016, când evenimentele accidentale care au avut loc în Stația 220 kV Bradu au condus la rămânerea fără tensiune a stațiilor 220/110 kV Stupărei, 220/110 kV Râureni și 220/110/20 kV Arefu, 20 stații aparținând CEZ Distribuție SA, una stație 220 kV și 23 stații 110 kV aparținând Hidroelectrica SA, 1 stație 110 kV aparținând CET Govora și 3 stații 110 kV de consumator Oltchim să - Vâlcea, CIECH Sodă România să - Govora și C1MUS - Câmpulung (fiind afectate județele Vâlcea - integral și Argeș - jumătatea de nord).

❖ ***Integrarea producției din SRE și centrale noi – Dobrogea și Moldova:***

- *Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit*

  În cadrul regimurilor analizate în ”Studiul privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027)”[14] a rezultat că dublarea legăturii între staţiile Isaccea şi Tulcea este oportună, aceasta eliminând riscul unor încărcări foarte mari a LEA 400kV Isaccea - Tulcea Vest existentă şi a LEA 400kV Constanţa Nord – Tariverde.

Față de ediția aprobată a Planului în actuala ediție au fost excluse următoarele proiecte de investiții:

- *Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c București Sud – Fundeni*

  Având în vedere reducerea numărului de utilizatori care solicită racordarea la rețeaua electrică a unui loc consum și/sau de producere nou, multe din solicitările de racordare nu au fost finalizate (de exemplu racordarea CHPP UNIEL 120 MW, CEE Platonești 136 MW, CEE Giurgeni 300 MW), sau au fost realizate la capacități mai mici nu se mai justifică necesitatea și oportunitatea realizării obiectivului de investiții ”Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c București Sud-Fundeni”. Anularea acestei investiții din Planul de investiții CNTEE Transelectrica SA a fost aprobată de Directoratul Transelectrica prin Nota justificativă nr.40235/30.10.2017.

- *Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru*

  În cadrul regimurilor analizate în ”Studiul privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2018-2022-2027)”[14] a rezultat că nu se consideră necesară reconductorarea LEA 220kV Stejaru – Dumbrava. Această LEA s-a încărcat în regimurile cu N – 1 elemente în funcţiune până la 72,5% la deconectarea LEA 400kV Sibiu Sud – Iernut, în regimul de dimensionare din etapa 2022 pentru secţiunea excedentară S3, palier VDV, considerând secţiunea S3 încărcată la maxim cu 90%Pinst în centrale eoliene.

În Anexa F-3 se prezintă o analiză comparativă a proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – ediția 2018 față de ediția anterioară a Planului aprobat, în care sunt prezentate informații specifice fiecărui proiect referitor la următoarele aspecte: stadiul implementării, etapa de realizare a fiecărui proiect, motivele eventualelor întârzieri ale punerii în funcțiune față de perioada programată.

Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018 - 2027

Pentru a păstra adecvarea reţelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată şi tranzitată în condiţiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani şi se vor realiza două categorii de investiţii:

- retehnologizarea staţiilor existente;
- extinderea RET prin construcţia de linii noi, creşterea capacităţii de transport a liniilor existente, extinderea staţiilor existente şi creşterea capacităţii de transformare în staţii.

❖ **<u>Retehnologizarea şi modernizarea staţiilor existente</u>**

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

Starea tehnică reală a instalaţiilor s-a menţinut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanţă desfăşurat, cât şi printr-un un program susţinut de retehnologizare şi modernizare a instalaţiilor şi echipamentelor.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de retehnologizare aflate în derulare şi se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică şi importanţa staţiilor.

Proiecte de retehnologizare/modernizare aflate în derulare :

- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației 400/220/110/10 kV Bucureşti Sud - înlocuire echipament 10 kV;
- Retehnologizare staţia 400/220/110/20 kV Bradu;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Turnu Severin Est;
- Modernizare stația 110 kV și 20 kV Suceava;
- Retehnologizare stația 400/110/20 kV Domnești;
- Înlocuiri AT şi T în staţii – etapa 2 – faza 2.
- Retehnologizare stația 220/110/20 kV Ungheni;
- Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni;
- Modernizare stația 400/110/10 kV Cluj Est;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Dumbrava;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa I) - eliminarea unor strangulări, prin aducerea capacităţii racordurilor în Isaccea ale LEA 400 kV Varna şi Dobrudja la capacitatea liniilor respective şi înlocuirea bobinelor de reactanţă;
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Modernizare sistem comandă control protecție al stației 220/110/20 kV Sărdănești;

Proiecte de retehnologizare/modernizare a stațiilor aflate în procedură de achiziție/proiectare:

- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220 kV Oţelărie Electrică Hunedoara;
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Craiova Nord;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat;
- Modernizare stația 400 (220)/11020 kV Munteni;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecţie-metering 220 kV, 110 kV în staţia 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 electroalimentare la sediile UNO DEN;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;

Sunt prevăzute, de asemenea, proiectele pentru care nu s-a demarat procedura de achiziție/proiectare:

- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II)
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Alba Iulia;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Dârste;
- Înlocuiri AT şi T în staţii – etapa 3:
  - AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2);
  - AT 220/110 kV 100 MVA Tihău;
  - Trafo2 110/20 kV 40 MVA în statia Tg.Jiu Nord si Trafo2 110/10 kV 40 MVA în statia Cluj Est ;
  - Trafo 110/20 kV 25 MVA: T1 si T2 în statia Cluj Florești, T2 în stația Sălaj, T2 în stația Câmpia Turzii, T1 în stația Turnu Severin Est;
  - Trafo 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 220/110 kV Calafat, 220/110/20 kV Fântânele, 400 kV Cernavodă, 220/110/10 kV Fundeni, 220/110 kV Paroșeni, 400 kV Țânțăreni, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400/220/110kV/MT Urechești, 400 kV Nădab, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 400/220/110 kV București Sud, 220/110 kV Turnu Măgurele, 220/110/20 kV Gheorgheni, 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Târgoviște, 400/110/20 kV Oradea Sud, 220/110 kV Pestiș.

❖ **Creşterea capacităţii de interconexiune transfrontaliere**

➢ *Creşterea capacităţii de schimb pe interfaţa de vest a României* sunt planificate următoarele dezvoltări ale reţelei:

Având în vedere contribuţia la implementarea priorităţilor strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia Europeană a introdus pe cea de a treia listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reşiţa şi Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
  - LEA 400 kV d.c. Reşiţa (RO) – Pancevo (Serbia);
  - LEA 400 kV Porţile de Fier – Reşiţa şi extinderea staţiei 220/110 kV Reşiţa prin construcţia staţiei noi de 400 kV;
  - trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reşiţa –Timişoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea staţiilor de 400 kV Timişoara şi Săcălaz.

Aceste proiecte vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcţia E - V la graniţa cu Ungaria şi Serbia, cât şi pe direcţia N- S, prin întărirea culoarului Porţile de Fier – Reşiţa – Timişoara – Arad.

Proiectele vor permite şi integrarea în SEN a producţiei din centralele fotovoltaice preconizate în zona de sud-vest a ţării (Banat) şi din amenajarea hidroelectrică Porţile de Fier existentă.

- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud – Nădab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab

- *Creşterea capacităţii de schimb pe interfaţa de sud a României* (granița cu Bulgaria) *pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum şi stocare* sunt planificate următoarele dezvoltări ale reţelei:

Având în vedere contribuția semnificativă, prin creşterea capacităţii de interconexiune dintre România și Bulgaria şi prin întărirea infrastructurii care va susţine transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre şi coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic, Comisia Europeană a introdus pe cea de a treia listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul Bulgaria–România, creşterea capacităţii”, cunoscut sub denumirea „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
  - LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan – Gutinaş;
  - LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpu, cu un circuit intrare/ieşire în Gura Ialomiţei.

- *Pentru creşterea capacităţii de schimb pe interfaţa cu Republica Moldova*:

S-au analizat dar ***fără a fi însă planificate ca și dezvoltări ulterioare*** următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor staţii “back to back” situate pe teritoriul Republicii Moldova şi anume:

- LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcăneşti (RM) – Chișinău (RM);
- LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălţi (RM); Utilizarea acestui proiect la capacitate maximă este condiţionată şi de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.

❖ **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.

- Racord intrare – ieşire LEA 400 kV Stupina – Varna şi LEA 400 kV Rahman – Dobrudja în staţia 400 kV Medgidia Sud;
- Extinderea staţiei de 400/110 kV Medgidia Sud şi retehnologizarea staţiei de 110 kV, pentru creşterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creşterea curentului de scurtcircuit;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin – Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlpu – Braşov;
- Trecerea la tensiunea de funcţionare 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen – Stâlpu (construită pentru 400 kV), inclusiv construcţia staţiilor de 400 kV Stâlpu şi Teleajen;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Medgidia Sud – Constanţa Nord;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin;
- Reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni – Fântânele;

- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km cu secţiune mai mică pe LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secţiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu.
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit.

❖ **Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale**

Sunt programate următoarele lucrări:

- Pentru evacuarea în condiţii de siguranţă a puterii de la CHE Porţile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrica SA evacuarea la 220 kV, prin construcţia staţiei de 220 kV Ostrovul Mare, şi a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porţile de Fier - Cetate.

❖ **Siguranţa alimentării consumului din zone deficitare**

- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV, 250 MVA în staţia 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecţii din RET în zona Sibiu;
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în staţia Iernut, pentru asigurarea alimentării consumului în zona de N-V a ţării, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zonă;
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea – prin realizarea unei stații noi 400 kV Arefu, 1AT 400/220 kV 400 MVA și racord în LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud printr-o LEA 400 kV d.c. de aproximativ 0,05 km.

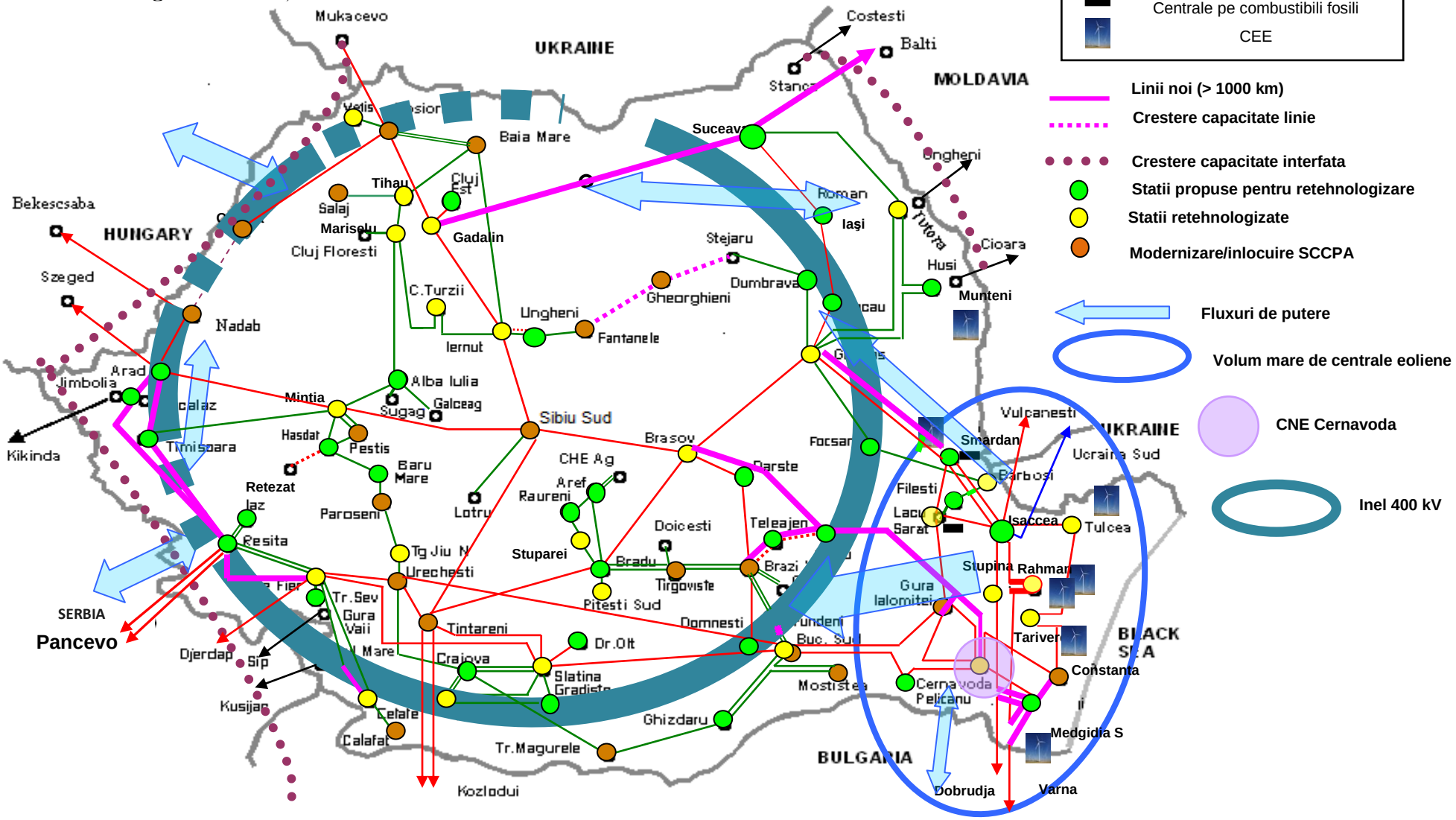
O situaţie specială există în reţeaua de alimentare a municipiului Bucureşti. Evoluţia prognozată a consumului conduce la necesitatea realizării unei stații de 400/110 kV în centrul de consum al Municipiului București, pentru creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică. Pentru includerea acestor proiecte în planul de dezvoltare, este necesar să se convină cu operatorul de distribuţie din zonă staţiile de distribuţie în care se vor realiza injecţiile din RET şi un plan comun de acţiune. Până atunci, în Planul de dezvoltare nu a fost inclusă dezvoltarea RET de alimentare a municipiului Bucureşti.

Programul de dezvoltare a RET nu acoperă în întregime necesităţile, în special din punct de vedere al termenelor de finalizare a proiectelor, care depăşesc, uneori cu mai mulţi ani, orizontul de timp în care este anunţată de utilizatori finalizarea noilor capacităţi de producţie.

În cazul în care vor fi identificate la timp soluţii permise de cadrul de reglementare (ex.: finantare rambursabilă furnizată de utilizatorul RET, taxa de racordare extinsă pentru acoperirea lucrărilor necesare pentru întărirea RET în amonte, alte soluţii), 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 2018 - 2027, iar în Tabelul 12 este prezentată etapizarea acestor lucrări. Eşalonarea anuală estimată a cheltuielilor este detaliată în Anexa F-2 (nu se publică).

Fig.12-Necesităţi dezvoltare RET – 2018-2027



Tabelul 12 – Eșalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții – perioada 2018-2027

SECTIUNEA I - Esalonarea lucrarilor si cheltuielilor de investitii - perioada 2018 - 2027														
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimata	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 2018-2027
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE													
1	Marirea gradului de siguranţă a instalaţiilor aferente staţiei Bucureşti Sud 400/220/110/10 kV - *Înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)*	N												
2	Retehnologizarea staţiei 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	N												
3	Retehnologizare staţia 220/110 kV Turnu Severin Est	N												
4	Modernizare staţia electrică 110 kV şi 20 kV Suceava	N												
5	Retehnologizarea staţiei 400/110/20 kV Domneşti	N												
6	Inlocuiri AT şi Trafo în staţii electrice *(etapa 2), din care:*	N												
	faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 si 25 MVA)													
	faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)													
7	Inlocuiri AT şi Trafo în staţii electrice *(etapa 3) 6 AT & 8 T*													
8	Retehnologizarea staţiei 220 / 110 / 20 kV Ungheni	N												
9	Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu	N												
10	Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni	N												
11	Modernizare statia 400/110 kV Cluj Est	N												
12	Modernizare statia 220 / 110 kV Dumbrava	N												
13	Retehnologizare staţia 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N												
14	Retehnologizare staţie 220 / 110 kV Craiova Nord	N												
15	Retehnologizare staţia 220 / 110 / MT kV Baru Mare	N												
16	Retehnologizare staţia 220 / 110 kV Iaz	N												
17	Retehnologizare staţia 220 / 110 kV Hăşdat	N												
18	Retehnologizare staţia 220 kV Oțelarie Hunedoara	N												
19	Retehnologizare staţia 220 / 110 kV Fileşti	N												
20	Modernizare statia 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	N												
21	Retehnologizare staţia Alba Iulia 220 /110 kV/MT	N												
22	Retehnologizare statia 400/110 kV Darste	N												
23	Retehnologizare staţia Medgidia Sud 110 kV	N												
24	Modernizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	N												
25	Retehnologizarea staţiei 400 kV Isaccea *(etapa I - inlocuire 2 BC, celule af. si celula LEA 400 kV Stupina*	N												
26	Retehnologizarea staţiei 400 kV Isaccea *(etapa II - retehnologizare statie 400 kV)*	N												
27	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	N												
28	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din staţia Focşani Vest	N												
29	Modernizare sistem de comandă-control-protecţie al staţiei de 220 / 110 / 20 kV Sărdăneşti	N												
30	Modernizare sistem de comandă-control-protecţie-metering 220 kV, 110 kV în staţia 220/110/20 kV si retehnologizarea medie tensiune şi servicii interne c.c. şi c.a. în staţia 220/110/20 kV Ghizdaru	N												
31	Modernizare sistem comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Draganesti-Olt	N												
32	Modernizare sistem comanda-control-protectie si integrare in CTSI a statiei Gradiste	N												
33	Modernizare staţia 220/110/20 kV Vetiş - echipament primar	N												
34	Modernizare staţia 220/110/20 kV Fântânele	N												
35	Modernizare statie 220/110 kV Calafat	N												
36	Modernizare SCADA in statia 400/110/20 kV Oradea Sud	N												
37	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220 kV Rosiori	N												
38	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Salaj	N												
39	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Baia Mare 3	N												
40	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Cluj Floresti	N												
41	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Tantareni	N												
42	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV/MT Urechesti	N												
43	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Paroseni	N												
44	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Pestis	N												

45	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Nadab	N												
46	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Calea Aradului	N												
47	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Mintia	N												
48	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20kV Targoviste	N												
49	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Fundeni	N												
50	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud	N												
51	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Turnu Magurele	N												
52	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Gheorgheni	N												
53	Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Cernavoda	N												
54	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN	N												
55	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	N												
56	Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV	N												
57	Inlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV in statiile Arad, Smardan si Bucuresti Sud.	N												
58	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații	N												
B	ALTE INVESTIŢII LA NIVEL DE SUCURSALE ŞI EXECUTIV (planificate anual)	N												
C	SIGURANŢA ALIMENTĂRII CONSUMULUI													
1	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în stația 400/110 kV Sibiu Sud	E												
2	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 statiei 400/220/110/6 kV Iernut	E												
3	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier	E												
4	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea statiei 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV.	E												
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA													
1.1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	E												
1.2	Racordarea LEA 400 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	E												
2	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest	E												
2.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu	E												
2.2	Extinderea statiei Brazi Vest (inclusiv AT4)	E												
2.3	Statia 400 kV Teleajen si retehnologizare statia 110 kV	E												
3	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud	E												
4	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	E												
5	Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fantanele	N												
6	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	N												
7	Marirea capacitatii de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8 km)	N												
8	Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53 km)	N												
E	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE													
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	N												
2	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	N												

F	CREŞTEREA CAPACITĂŢII DE INTERCONEXIUNE													
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. *Etapa I:* Extindere statie 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Portile de Fier - Resita; statia 400 kV Resita	E												
1.1	LEA 400 kV Portile de Fier - Resita	E												
1.2	Statia 400 kV Resita	E												
1.3	Extindere statie 400 kV Portile de Fier	E												
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + statia 400 kV Timisoara + statia 110 kV Timisoara	E												
2.1	Retehnologizare staţia 110 kV Timişoara şi Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Anina - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Staţia 400 kV Timişoara	E												
2.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz	E												
3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + statia 400/110 kV Sacalaz + extindere statia 400 Arad	E												
3.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad	E												
3.2	Statia 400 kV Sacalaz si retehnologizare statia 110 kV Sacalaz	E												
3.3	Extindere statie 400 kV Arad si retehnologizare statia de 110 kV Arad	E												
4	LEA 400 kV de interconexiune Reşiţa (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)	E												
5	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan	E												
6	Extinderea staţiei 400 kV Cernavodă, et. II: racordare linii noi	E												
7	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie nouă)	E												
8	Extinderea staţiei 400 kV Gura Ialomiţei cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 şi LEA 400 kV Stâlpu	E												
9	Statia 400 kV Stalpu (staţie nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	E												
10	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	E												
11	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru portiunea de pe teritoriul Romaniei)*)	E												
12	LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab	E												
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA + Inlocuire componente suport ale platformei piata de echilibrare	N												
H	Sistem de contorizare şi de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piaţa angro	N												
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ŞI TELECOMUNICAŢII	N												
K	INFRASTRUCTURA CRITICA	N												
L	ALTE CHELTUIELI DE INVESTITII													
	TOTAL SECTIUNEA I													

*) estimarea anuala a lucrarilor si cheltuielilor se va face numai dupa aprobarea oficiala a finantarii de catre Republica Moldova

SECTIUNEA II - Investitii care nu sunt incluse in Plan; se vor include in functie de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul partilor interesate

Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimata	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 2018-2027
II a	TOTAL - Investiţii pt. racordare CHEAP Tarnita													
1	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Mintia	N												
2	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Gadalin	N												
3	Statie 400 kV Tarnita	N												
II b	TOTAL - Investiţii pt. alimentare Municipiul Bucuresti													
1	Statia Grozavesti 400 kV (staţie nouă)	N												
2	LEC 400 kV s.c. Domnesti - Grozavesti (linie nouă)	N												
3	LEC 400 kV s.c. Bucuresti Sud-Grozavesti (linie nouă)	N												
4	Statia Filaret 400 kV (staţie nouă)	N												
5	Racord 400 kV d.c. statia Filaret la LEC Grozavesti - Bucuresti Sud	N												
II c	Creşterea capacităţii de transport a axei 220 kV Urecheşti - Târgu Jiu Nord - Paroşeni - Baru Mare - Hăşdat - Mintia	N												
II d	Sediu nou CNTEE "Transelectrica" SA	N												
	TOTAL Sectiunea II													
	TOTAL Sectiunea I + Sectiunea II													

12.2.4 Estimarea indicatorilor de beneficiu specifici pentru proiectele RET

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2017 studiul ”*Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET*” [23] în care se vor evalua beneficiile proiectelor de investiții din categoriile „Siguranța alimentării consumului‟, „Integrarea producției din centrale noi în Dobrogea și Moldova‟, „Integrare producție din centrale – alte zone‟ și „Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE‟. În prezent, studiul este în curs de elaborare.

Indicatorii de beneficiu cuprinși în metodologia „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” [22] sunt definiți după cum urmează, mai jos.

B1. Creșterea siguranței în alimentare: este abilitatea sistemului electroenergetic de a asigura o alimentare adecvată și sigură cu energie electrică în condiții obișnuite, într-o zonă de analiză anume. Conturul zonei poate fi definit de o serie de noduri de rețea ale unei subzone/regiuni de consum sau a unei arii semi-izolate.

Indicatorul B1 măsoară îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică (Security of Supply – SoS) pe care o aduce dezvoltarea proiectului, comparativ cu situația în care proiectul nu este implementat. B1 se calculează prin intermediu indicatorilor energia așteptatată a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied - EENS) sau durata așteptată a pierderii sarcinii (Loss of Load Expectation - LOLE). B1 se poate exprima valoric prin intermediul valorii energiei nelivrate (Value of Lost Load - VOLL).

B2. Bunăstarea socio - economică: sau integrarea pieței, se caracterizează prin abilitatea sistemlui electroenergetic de a reduce congestiile și de a oferi capacitatea adecvată de transfer a rețelei (GTC) astfel încât pe piețele de energie electrică să se poată tranzacționa energia electrică într-o manieră eficientă economic.

B2 se poate determina prin două metode/abordări: metoda a costului de generare, respectiv metoda surplusurilor. Indiferent de abordarea aleasă, B2 se calculează ca diferență între situația cu dezvoltarea proiectului respectiv, comparativ cu situația în care proiectul nu este implementat.

B3. Integrarea surselor regenerabile de energie (SRE): sprijinul pentru integrarea surselor regenerabile de energie (SRE) se definește ca fiind abilitatea sistemului electroenergetic de a permite racordarea unor noi centrale SRE și de a debloca producția "verde" existentă și viitoare. De asemenea, se consideră creșterea capacității de transfer a energiei verzi din secțiunea de analiză către secțiunile învecinate.

B4. Variația pierderilor (eficiență energetică) se caracterizează prin evoluția pierderilor din sistem. Este un indicator al eficienței energetice și este corelat cu B2. La același nivel al producției/consumului/transferului între zone, dezvoltarea proiectului conduce la reducerea pierderilor.

Anumite proiecte pot conduce de asemenea la o distribuție mai eficientă a circulațiilor de puteri care scurtează distanța dintre producție și consum, cu rezultatul unor pierderi în rețea mai reduse.

B5. Variația emisiilor de CO2 se caracterizează prin evoluția emisiilor de CO2 din sistemul electroenergetic. Este o consecință a surselor regenerabile de energie (deblocarea producției cu conținut redus de carbon), care în situația cu proiect modifică mix-ul energetic prin creșterea ponderii energiei verzi care se produce/consumă la nivelul întregului sistem.

Toți indicatorii menționați mai sus se calculează ca diferență între situația cu dezvoltarea proiectului respectiv, comparativ cu situația în care proiectul nu este implementat.

B6. Reziliența tehnică/siguranța sistemului este capacitatea unui sistem de a rezista condițiilor extreme sistemului. Estimarea cantitativă a rezilienței se realizează prin intermediul unor Key Performance Indicators – KPI. Indicatorii-cheie de preformanță examinează comparativ în situațiile cu și fărăr proiect respectarea criteriilor de funcționare stabilă în condițiile indiponibilității surselor / elementelor de rețea aflate în regim de mentenanță (R1), a pierderii consumului (R2) și a variației tensiunii (R3).

B7. Flexibilitatea este capacitatea de consolidare propusă de a fi adecvată în diferite căi de dezvoltare sau scenarii viitoare posibile, inclusiv comerțul de servicii de echilibrare.

Pentru stabilirea impactului proiectului asupra societății sunt definiți următorii indicatori:

S.1. Impactul de mediu caracterizează impactul proiectului evaluat prin studii preliminare și își propune să ofere o măsură a sensibilității de mediu asociate proiectului.

S.2. Impactul social caracterizează impactul proiectului asupra populației (local) care este afectată de proiect așa cum a fost evaluat prin studii preliminare și își propune să ofere o măsură a sensibilității sociale asociate proiectului.

GTC. Capacitatea de transfer a rețelei (GTC) reflectă abilitatea rețelei de a transporta energie peste o graniță sau secțiune de rețea. GTC se calculează proiectul analizat, cu și fără acest proiect.

În Anexa F-4 sunt prezentate sintetic valorile obținute din prima fază a studiului în care s-au evaluat proiecte de dezvoltare a RET la etapa de timp cea mai apropiată de termenul de punere în funcțiune, urmând ca în faza a 2-a să se evalueze proiectele la etapa de perspectivă 2027.

12.2.5 Soluţii tehnice promovate prioritar

Se promovează prioritar următoarele soluţii tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluţie constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate iniţial în funcţie de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Staţiile electrice vor fi proiectate cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5 – 2 întrerupătoare pe circuit, în funcţie de importanţă şi de încadrarea lor în sistem.
- Se va lua în considerare renunţarea la bara de transfer în toate staţiile la care se realizează retehnologizare/ modernizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne şi fiabile, reducându-se astfel amprenta asupra mediului;
- Se vor adopta soluţii care să reducă pierderile în reţea;
- Se vor adopta soluţii care să permită alimentarea serviciilor proprii ale staţiilor CNTEE Transelectrica SA din reţeaua proprie;
- Planificarea lucrărilor se realizează considerându-se toate nivelurile de tensiune existente în staţia respectivă, într-un proiect unitar.

În toate staţiile în care se prevăd lucrări, se au în vedere şi retehnologizarea/ modernizarea sistemelor de control protecţie şi automatizare şi 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 mentenanţa majoră sau modernizarea/ retehnologizarea cu prioritate a staţiilor 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 soluţii 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 reţea inteligentă (Smart Grid).

Din mai multe soluţii posibile de întărire a RET, se alege varianta estimată drept cea mai bună, luând în considerare:

- Cheltuielile;
- Reducerea pierderilor în reţea;
- Capacitatea de a face faţă unor evenimente în sistem a căror gravitate depăşeşte condiţiile normate de dimensionare, corelat cu consecinţele acestora;
- Adecvarea la un număr cât mai mare de scenarii de evoluţie posibilă a SEN;
- Impactul social;
- Impactul asupra mediului;
- Acceptabilitatea proiectului pentru comunităţile locale afectate;
- Fezabilitatea din punct de vedere al obţinerii drepturilor asupra terenurilor şi autorizaţiilor 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 şi a elementelor logistice suport (echipamentele şi reţeaua de telecomunicaţii, tipul şi nivelul tehnologic al echipamentelor din staţiile electrice de transport), aşa cum a fost descrisă succint în subcapitolul 4.10, impune derularea unui program de înlocuire şi extindere a sistemului actual şi de modernizare a echipamentelor suport. Având în vedere că durata ciclului de viaţă a unui astfel de sistem informatic de proces este de aproximativ 10 – 15 ani, acest program este corelat cu evoluţiile strategice şi cu proiectele existente la nivel de Companie pentru cel puţin următorii 15 ani.

Corelarea cu programul de retehnologizare a staţiilor 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 staţiilor electrice aparţinând Transelectrica S.A., astfel încât la final să fie atins obiectivul realizării teleconducerii integrale a acestora în condiţiile monitorizării şi telecontrolului atât de la nivelul centrelor de teleconducere şi supraveghere cât şi de la nivelul centrelor de conducere operativă (dispecer). Finalizarea retehnologizării staţiilor şi implicit a implementării sistemelor de comandă-control din staţii (micro-SCADA) va conduce la o integrarea şi funcţionalitatea integrală a sistemului EMS/SCADA – DEN. Sistemele micro-SCADA, introduse în staţiile retehnologizate, sunt implementate în tehnologie redundantă, cu inele de fibră optică realizate local în interiorul staţiilor, liniile de comunicaţie folosite de traductori fiind de asemenea redundante şi asigurând interfaţarea directă cu sistemul EMS/SCADA, fără echipamente terminale suplimentare de conversie. Astfel, sistemele vor interacţiona la nivel de servere cu sistemul EMS/SCADA furnizând acestuia în mod selectiv doar informaţiile care îi sunt necesare pentru conducerea operativă a Sistemului Electroenergetic

Naţional. Schimbul de date şi integrarea completă în sistemul EMS-SCADA se va face într-o primă etapă pe baza obligaţiei de a folosi protocolul de comunicaţie IEC 60870-5-101 ”Transmission Protocols - companion standards especially for basic telecontrol tasks” şi apoi prin trecerea la protocolul IEC 60870-5-104 ”Transmission Protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles”.

Corelarea cu procesul de integrare a producţiei din resurse regenerabile

Dezvoltarea intensivă şi integrarea în SEN a producţiei din resurse regenerabile care beneficiază de sistemul reglementat de promovare şi susţinere – în special centralele electrice eoline şi cele fotovoltaice, atât sub forma producţiei distribuite şi dispersate la nivelul RED cât şi prin apariţia unor centrale de foarte mare putere (ordinul sutelor de MW) racordate direct în RET – conduce la necesitatea de acţiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA – DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite cât şi ca surse mari concentrate, fapt care va impune dimensionarea corespunzătoare a echipamentelor hardware pentru asigurarea achiziţiei şi prelucrării unui volum foarte mare de date.

Caracterul specific al acestui tip de producţie, dat de gradul ridicat de variabilitate şi volatilitate cu implicaţiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN şi de modul de operare în piaţa de echilibrare impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/ASCADA şi asigurarea monitorizării şi a managementului energetic specific (prin funcţii şi aplicaţii EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat). Sunt deja adoptate soluţii integrate de comunicare între platforma DEC şi sistemele de comandă-control şi de management energetic al CEE şi CFE.

Totodată, acest context reprezintă un argument în plus pentru necesitatea unei corelări funcţionale şi informatice mult mai strânse între aplicaţiile informatice ale pieţei de echilibrare şi aplicaţiile din EMS/SCADA pentru asigurarea funcţionării optime şi cât mai aproape de operarea în timp real a pieţei de echilibrare şi a pieţei serviciilor de sitem, mai ales în condiţiile apariţiei noii pieţe 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 şi cu soluţiile practice de ultimă generaţie oferite de către dezvoltatorii de sisteme informatice de proces.

Opţiunea 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 staţii, dispozitivele inteligente din reţea şi facilităţile de comunicaţii care le conectează) este o necesitate pentru CNTEE Transelectrica SA spre a beneficia de tehnologiile actuale de IT şi comunicaţii şi pentru a se menţine la nivelul tehnologic al partenerilor/OTS din interconexiune. În plus, piaţa românească de electricitate se maturizează şi se extinde şi necesită funcţii tot mai complexe şi integrate pentru a susţine operarea sistemului. Actualmente noile aplicaţii de piaţă se introduc prin proceduri adaptate sau prin extinderi slab integrate funcţional în contextul facilităţilor suport existente.

Din punct de vedere strategic CNTEE Transelectrica SA recunoaşte această evoluţie iar viziunea sa de viitor cuprinde:

- dezvoltarea unor comunicaţii sigure şi de mare viteză pe bază de IP pentru a achiziţionarea datelor din staţii şi de la echipamentele din teritoriu. Acest lucru necesită interfeţe de date

(inclusiv protocoale) la nivelul dispozitivelor RTU din staţii, care acum au la bază protocoale seriale şi trebuie modernizate sau dotate cu convertoare de interfaţare. Mai mult, vor fi necesare adaptări ale echipamentelor de telecomunicaţii folosit pentru telemetrie. De asemenea trebuie elaborate politici şi tehnici aferente privind securitate cibernetică şi prevederea de echipamente aferente;

• decongestionarea traficului de telecomunicaţii 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 distribuţie-producători);

• înlocuirea ierarhiei EMS/SCADA pe bază de schimb de fişiere cu un mediu de computerizare integrat şi distribuit, în care sistemul regional devine parte integrantă a unui singur sistem de tip EMS/SCADA care poate funcţiona şi cu servere „virtuale”;

• stabilirea/adoptarea unei interacţiuni sistematizate între EMS/SCADA şi sistemele de automatizări din staţii;

• facilitarea schimbului de informaţii cu participanţii la piaţă şi 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.;

• creearea posibilităţii integrării sau interfaţării directe a sistemului de metering cu sistemul EMS/SCADA;

• dezvoltarea aplicaţiilor de organizare a muncii, pe principiul corelării activității de întreţinere cu starea reală a reţelei electrice;

• facilitarea planificării coordonate a activităţii de mentenanţă prin intermediul funcţiilor performante de programare ale noului sistem EMS/SCADA;

• permiterea optimizării economice a producerii, transportului şi furnizării energiei electrice;

• crearea condiţiilor pentru integrarea celor mai noi dispozitive inteligente de monitorizare şi control al reţelei, precum cele din sistemul de sincrofazori PMU;

Ideea de referinţă este de a implementa o platformă integrată pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piata de echilibrare, sistem metering, nod ENTSO-E, sistem PMU ş.a.), care urmează să fie implementată în următorii 5-7 ani. Se doreşte ca această platformă să răspundă noilor necesităţi impuse de legislaţia actuală referitoare la conducerea prin dispecer a SEN şi operarea pieţelor de echilibrare, alocare de capacităţi şi servicii tehnologice de sistem. Această platformă va fi proiectată şi realizată astfel încât să asigure cel mai ridicat nivel de redundanţă posibil, cu funcţii identice cu sistemele de bază (sau îmbunătăţite), funcţii suplimentare pentru situatii de urgenţă, sa aibă un grad de fiabilitate ridicat şi să fie protejată corespunzator împotriva atacurilor informatice.

Nivelul de integrare, structura funcţională şi arhitectura finală a platformei informatice vor fi decise în urma unui proiect de consultanţă internaţională în funcţie de cerinţele funcţionale exprimate la momentul derulării proiectului – în strânsă corelare cu evoluţia dezvoltării SEN şi a pieţelor de energie la nivel naţional şi european (cuplarea pieţelor), de nivelul de dezvoltare al sistemelor informatice de proces la nivel internaţional, de evoluţia tehnologică a sistemelor extinse

de monitorizare a sistemelor electroenergetice, de evoluţia sistemelor inteligente de măsurare şi de posibila apariţie şi implementare a noilor soluţii şi aplicaţii de tip *SMART GRID* la nivelul SEN.

Modernizarea achiziţiei şi schimbului de date

Finalizarea instalării reţelei de fibră optică pe toate liniile CNTEE Transelectrica SA şi trecerea infrastructurii de comunicaţii către tehnologiile noi care permit schimburi de informaţii de ordinul a 100 MB/s sau mai mult va conduce la creşterea semnificativă a capacităţii acesteia. Această conversie necesită însă modernizarea echipamentelor de telecomunicaţii precum şi a interfeţelor de date din centrele de dispecer subordonate, a terminalelor RTU şi a celorlalte echipamente/dispozitive inteligente, sau chiar înlocuirea echipamentelor cu dispozitive capabile să funcţioneze cu noile tehnologii.

Este important ca schimbul de date dintre sistemul central EMS/SCADA şi cele teritoriale să fie revizuit, structura ierarhică având la bază principii ieşite din uz, ceea ce implică o abordare puternic integrată pe bază tehnologiilor moderne. Totodată se vor reevalua comunicaţiile dintre sistemele de control ale societăţilor de producere, a operatorilor de piaţă şi a participaţilor externi asociaţi şi sistemul EMS/SCADA - DEN pentru a identifica oportunităţile de îmbunătăţire a proceselor operaţionale interactive. În acest context, integrarea sistemelor DMS/SCADA ale tuturor operatorilor de distribuţie reprezintă un obiectiv principal pe termen mediu.

Se vor adopta soluţii noi de modernizare şi reconcepţie a sistemului de comunicaţii cu interconexiunea ENTSO-E, denumit ”ENTSO-E node”, la nivelul Transelectrica prin modernizări atît la nivel de sistem informatic cît şi la nivel de comunicaţii în deplin acord cu cerinţele ENTSO-E, având în vedere că magistrala de date ENTSO-E a suferit mai multe modificări şi adaptări pe parcursul anilor, impuse de creşterea volumului de date în cadrul schimburilor inter-TSO iar procesul de modernizare şi adaptare este dinamic şi continuu.

Securitatea sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA

Strategia de securitate energetică adoptată de Transelectrica va impune adaptarea arhitecturii sistemului EMS/SCADA conform cu cerinţele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP) şi a ultimelor standarde de securitate specifice sistemelor de proces EMS/SCADA (IEC 62351, ISO/IEC 27001), precum şi necesitatea înfiinţării unei structuri organizatorice dedicată pentru prevenirea, analiza, identificarea şi reacţia la incidentele de securitate cibernetică ale sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA şi din alte sisteme critice din Companie. Noua structură va avea obligaţia şi de a duce la îndeplinirea obiectivelor şi direcţiile de acţiune prevăzute în Hotărârea nr. 271/2013 “Strategia de securitate cibernetică a României şi în Planul de acţiune la nivel naţional privind implementarea Sistemului naţional de securitate cibernetică, cu respectarea prevederilor legale în vigoare”. Această strategie necesită existenţa unui personal de specialitate cu înaltă pregătire profesională atât în domeniul IT&C cât şi în domeniul energetic.

12.3.2 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice şi a sistemului de monitorizare a calităţii energiei electrice

Dezvoltarea sistemelor de contorizare şi a celor de monitorizare a calităţii energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA are în vedere:

– Necesităţile şi reglementările pieţei de energie electrică din România si din Europa;

– Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul măsurării şi calităţii energiei electrice pentru perioada 2011-2020;
– Alinierea la regulile Uniunii Europene şi ale ENTSO-E.

În aces sens, CNTEE Transelectrica SA, prin DM-OMEPA, entitate neutră faţă de participanţii la piaţa de energie electrică, asigură dezvoltarea şi operarea sistemelor de telecontorizare în condiţii de echidistanţă, transparenţă, eficienţă şi operativitate în raport cu toţi participanţii la piaţa 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, susţinând activ dezvoltarea economică a ţării şi reducerea decalajelor faţă de Uniunea Europeană.

În concordanţă cu dezideratele majore mai sus enunţate, dezvoltarea în cadrul CNTEE Transelectrica SA a acestui domeniu are în vedere atât în prezent, cât şi pe *termen mediu şi lung*, cu prioritate următoarele *obiective:*

1. asigurarea de servicii performante de măsurare şi de monitorizare a calităţii energiei electrice;
2. implementarea celor mai moderne concepte şi tehnologii de măsurare şi 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 (consultanţă privind sistemele de măsurare şi monitorizare energie electrică; asigurarea de servicii de training pentru operatorii de măsurare atestaţi, asigurarea de servicii la cerere pentru implementarea unor proiecte aparţinând operatorilor economici, servicii de verificare metrologică).

Direcţii de acţiune

Pentru ca Strategia Transelectrica specifică operatorului de măsurare și monitorizare energie electrică DM-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;*
   - *Verificarea metrologică a contoarelor de decontare de pe granița RET.*
2. Se va menține structura organizatorică DM-OMEPA ca entitate organizatorică distinctă de alţi operatori din piața de energie, respectiv Operatorul Pieței de Echilibrare (OPE), Operatorul Comercial (OPCOM), Dispecerul Energetic Naţional etc.
3. Strategia și politicile specifice sistemelor de măsurare și monitorizare a calității energiee electrice vor sta la baza elaborării cerinţelor 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. Compania va urmări dezvoltarea prioritară a capabilităţilor strategice specifice OMEPA, respectiv:

- *Capabilități umane*
- *Capabilități tehnice*;
- *Capabilități manageriale*;
- *Capabilități de inovare*.

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

- Măsuri generale

Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, stipulează faptul că OTS (CNTEE Transelectrica SA) are obligaţia de a presta serviciul de măsurare a energiei electrice pentru utilizatorii RET.

Codul Comercial al Pieței Angro de Energie Electrică prevede că OTS – OM (DM-OMEPA) trebuie să asigure agregarea unitară pentru întrega piață de energie.

Alinierea performanţelor tehnice a echipamentelor de măsurare a energiei electrice şi de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice, la regulile Uniunii Europene şi ale ENTSO-E, este un obiectiv prioritar al CNTEE Transelectrica SA.

- Măsuri specifice domeniilor

Implementarea principiilor strategiei CNTEE Transelectrica SA de dezvoltare a sistemelor de (tele)contorizare a energiei electrice şi de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice vehiculate prin RET, precum şi încadrarea în limitele stabilite prin *Codul tehnic al RET* şi alte reglementări tehnice la care Compania a aderat, constituie obiective prioritare pentru îndeplinirea cărora CNTEE Transelectrica SA – DM-OMEPA îşi propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice şi monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

- Măsuri în domeniul măsurării energiilor electrice tranzitate pe piaţa angro (sistemul de telecontorizare al CNTEE Transelectrica SA pentru piața angro)

  - Promovarea în Planul de dezvoltare a noului proiect de platformă informatică de telecontorizare;
  - Asigurarea de servicii integrate îmbunătaţite pentru clienţii platformei de măsurare;
  - Promovarea de tehnologii și sisteme deschise care să nu limiteze dependența de un unic furnizor sau producător (asigurarea interoperabilității), 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 instalaţiile CNTEE Transelectrica SA impune ca elementele de rețea să fie telecontorizate și, pentru aceasta, toate sistemele locale de contorizare existente sau viitoare trebuie să permită achiziția de date măsurate de către plaforma de măsurare; Montarea contoarelor se va face cu ocazia retehnologizarii statiilor electrice;
- DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura, activitățile de mentenanță preventivă conform Planului Anual de Mentenanță la nivelul stațiilor electrice de transformare;
- Mentenanța periodică și corectivă pentru întregul sistemul de telecontorizare va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
- Se va asigura neutralitatea DM-OMEPA, în raport cu participanții la piață și operatorii recunoscuți de către ANRE, respectarea reglementărilor legale cu privire la obligațiile DM-OMEPA şi drepturile participanților la piața de energie;
- Noul sistem 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 permis doar pentru persoanele autorizate;
- Toate echipamentele de măsurare din cadrul plaftormei de telecontorizare vor fi proprietatea CNTEE Transelectrica SA și vor fi administrate de către DM-OMEPA.

- Măsuri 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 (asigurarea interoperabilității), 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
- Toate sistemele de contorizare locală vor fi administrate și exploatate în acord cu procedurile operaționale standard elaborate de către personalul DM-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;

- Solutiile 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;
- 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 desfășoara activitatea vor găzdui numai infrastructura tehnică destinată sistemelor de protecție-automatizare, accesul fiind permis doar pentru persoanele autorizate.

- Măsuri 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 obţinerea de venituri prin practicarea tarifelor specifice pentru prestarea de servicii metrologice către deţinătorii terţi de astfel de echipamente de măsurare, CNTEE Transelectrica SA îşi propune următoarele măsuri:

- Asigurarea permanentă a condiţiilor de spaţiu şi de mediu şi a dotărilor cu instalaţii şi echipamente, impuse pentru laboaratoare metrologice, de către legislaţia în vigoare din domeniu;
- Menținerea autorizării periodice, la intervalele de timp stabilite de legislaţia 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, Timișoara, în baza documentaţiei valabile a Sistemului Calităţii pentru desfăşurarea activităţii de metrologie;
- Menținerea autorizării periodice a verificatorilor metrologi care îşi desfaşoară activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.

- Măsuri 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 (asigurarea interoperabilității), să promoveze cerințele conceptului SMART GRID;
- Sistemul integrat de monitorizare a calităţii 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 permis doar pentru persoanele autorizate;

- Toate echipamentele de monitorizare existente în cadrul sistemului care sunt în proprietatea Transelectrica vor fi administrate de către DM-OMEPA, inclusiv echipamentele și interfețele de comunicație aferente montate în stațiile terților și la care Transelectrica are responsabilități în monitorizarea calității energiei electrice;
- DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura, activitățile de mentenanță preventivă conform Planului Anual de Mentenanță la nivelul stațiilor electrice de transformare;
- Mentenanța corectivă pentru întregul sistem tehnic va fi efectuată de către prestatori de servicii terți;
- Se va asigura accesul nediscriminatoriu al utilizatorilor la RET, în condiţiile reglementărilor în vigoare;
- Se va asigura încadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET şi alte reglementări tehnice la care Compania a aderat;
- Se va asigura includerea în contracte, avize de racordare şi convenţii de exploatare a indicatorilor privind calitatea energiei electrice transportate, precum şi a cerinţelor pentru prevenirea propagării către sistem a perturbaţiilor apărute în instalaţiile utilizatorului, care ar putea afecta calitatea energiei electrice;
- Se va realiza monitorizarea calității energiei electrice în stațiile electrice de transformare ale Companiei, la interfața RET/ RED, la centralele electrice eoliene/ fotovoltaice dispecerizabile, precum și la consumatorii perturbatori care se racordează la RET, cu echipamente de clasă A, în acord cu legislația în vigoare.

12.3.3 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicaţii

O componentă importantă a misiunii CNTEE Transelectrica SA este aceea de a asigura serviciile de telecomunicaţii necesare funcţionării Sistemului Electroenergetic Naţional în condiţii de maximă siguranţă şi stabilitate, cu îndeplinirea cerințelor aprobate.

În acest context, se urmărește redefinirea și reorganizarea serviciilor oferite, suport important pentru desfăşurarea activităţii Companiei, prin modernizarea sa cu tehnologii moderne și adecvate cerințelor.

Infrastructura de comunicaţii reprezintă un factor determinant în ceea ce priveşte funcţionalităţile şi securitatea aplicaţiilor informatice din organizaţie. Echipamentele de telecomunicaţii şi aplicaţiile asociate, în funcţie de specificul lor şi destinaţia funcţională, sunt grupate în platforme interconectate.

Anumite componente ale infrastructurii, în special cele ce utilizează ca mediu de transport fibra optică, au durata de viaţă depăşită ceea ce generează costuri ridicate de mentenanță. Aceasta impune ca, pe lângă lucrările întreprinse pentru menţinerea actualului sistem în funcţiune, să fie realizată şi înlocuirea echipamentelor ce nu mai prezintă siguranţă în exploatare, cu echipamente adaptate noilor tehnologii.

12.3.4 Strategia de dezvoltare a protecţiei infrastructurii critice

În contextul importanţei securităţii energetice pentru securitatea naţională, securitatea instalaţiilor energetice este un obiectiv de interes constant pentru operatorii de transport şi de sistem. Evoluţiile din ultimele două decenii au arătat creşterea vulnerabilităţilor cauzate de defectarea, distrugerea şi/sau întreruperea infrastructurilor tehnologice (transporturi, energie, informatică etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijenţe, accidente, activităţi criminale.

Pentru a asigura funcţionarea sigură şi stabilă a sistemului energetic naţional, CNTEE Transelectrica SA are în vedere creşterea nivelului de securitate al obiectivelor, tinând cont atât de valoarea patrimonială a obiectivelor cât şi de importanţa lor funcţională.

Strategia CNTEE Transelectrica SA cu privire la asigurarea unui nivel corespunzător de securitate a obiectivelor, cu costuri minime, cuprinde un ansamblu de activităţi proprii, desfăşurate la nivel de Companie :

1. Evaluarea vulnerabilităţilor şi managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfăşurarea activităţii precum şi gradul lor de vulnerabilitate.
2. Îmbunătăţirea continuă a capacităţii de răspuns la ameninţări: reprezintă măsura în care personalul este pregătit pentru a face faţă unui spectru cât mai larg de ameninţări, atât fizice, cât şi informatice.
3. Managementul situaţiilor de criză: prin care se asigură că sistemul, ca întreg, este pregătit să reacţioneze la ameninţările fizice şi informatice.
4. Întocmirea planurilor de continuitate a proceselor: prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilităţii unor disfuncţionalităţi pe termen lung şi creşterea promptitudinii operațiunilor de revenire, printr-o prioritizare 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.
5. Dezvoltarea comunicaţiilor: prin care se asigură coerența activităţilor legate de capacitatea de răspuns, managementul situaţiilor de criză şi planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autorităţile.
6. Creşterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmăreşte reducerea ameninţărilor interne şi exterioare sistemului.
7. Protecţia informaţiilor: în vederea reducerii probabilităţii ca anumite informaţii critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potenţiali agresori.

Prin implementarea măsurilor expuse, CNTEE Transelectrica SA îşi propune instituirea şi operarea unui cadru de management al securităţii ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

<u>Implementarea programului de protecţie fizică</u>

Sistemul de securitate fizică pe care CNTEE Transelectrica SA îşi propune să îl realizeze va respecta principiile de securitate impuse sistemelor de anvergură și de complexitatea Companiei, şi anume:

- posibilitatea de dispecerizare a incidentelor de securitate;
- posibilitatea de definire a unor zone de securitate sporită, în funcţie de importanţa obiectivului şi 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 şi aprobă cererile de acces;
- transmiterea cererilor şi a aprobărilor în format informatic securizat, unificat şi accesibil;
- crearea unor baze de date prin care să se asigure trasabilitatea accesului persoanelor în cadrul obiectivelor strategice aferente infrastructurii critice;
- posibilitatea acordării şi 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 şi 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 şi managementul situaţiilor de urgenţă.

12.3.5. Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării

12.3.5.1. Provocări prezente și viitoare pentru operatorii de transport și sistem (OTS)

Tendințe tehnologice relevante care vor crea împreună o nouă realitate în sistemele energetice:

- ***Digitalizarea*** (va duce la date mai multe, mai rapide și mai valoroase, la creșterea puterii de calcul și la o mai bună conectivitate a tuturor activelor unui sistem energetic. Acest lucru va optimiza proiectarea, planificarea și operarea activelor în domeniul energiei eoliene, solare, transport, distribuție și utilizarea energiei electrice în societate);
- ***Energia solară*** (evoluții ale tehnologiei de productie a energiei fotovoltaice vor reduce costurile energiei solare cu până la 40% în următorii zece ani, iar prețul modulelor va scădea cu peste 20% pentru fiecare dublare a capacității. Până în 2025, tehnologia fotovoltaică va fi cea mai ieftină formă de obținere a energiei electrice în multe regiuni ale lumii);
- ***Stocarea energiei;***
- ***Comunicaţiile bidirecționale*** (pentru o mai bună implicare a clienţilor finali în îmbunătăţirea calităţii serviciilor de care beneficiază);
- ***Rețelele de energie inteligente*** (rețelele electrice de tip Smart Grid vor începe să se gestioneze singure și vor include caracteristici care permit autoconfigurarea pentru a gestiona securitatea, siguranţa și reducerea pierderilor, autoreglarea pentru a aborda variațiile de tensiune și auto-optimizarea pentru a atenua perturbațiile. Vor fi dezvoltate noi tehnici de modelare pentru proiectarea, testarea și verificarea managementului rețelei electrice).

Principalele provocări pentru operatorii sistemelor de transport al energiei electrice din perspectiva cercetării şi inovării:

- **Utilizare tehnici de extragere a datelor și HPC** (High Performance Computing) pentru a gestiona mai bine rețeaua, mai aproape de limitele sale fizice;
- **Utilizarea de noi materiale și tehnologii pentru creșterea flexibilității rețelei**;
- **Dezvoltarea de metodologii și instrumente pentru a opera rețeaua mai aproape de limitele sale fizice, fără a periclita securitatea acesteia** (OTS-urile vor trebui să dezvolte sistemele expert și instrumentele de sprijin pentru luarea deciziilor pentru a anticipa eventualele situații de urgență, pentru a oferi un avertisment timpuriu operatorilor de sistem și pentru a sugera posibile soluții cu probabilitatea lor de succes în timp real);
- **Utilizarea sporită a resurselor regenerabile**, digitalizarea sistemului energetic și problemele de securitate cibernetică legate de aceste evoluții, participarea mai activă a clientului pe piața energiei reprezintă noi provocări la care sistemul energetic răspunde prin investiții în activități de cercetare și inovare;
- **Evoluțiile din alte sectoare**, cum ar fi bateriile de stocare energie, au adus noi soluții / provocări în sistemul energetic și necesitatea extinderii spectrului de opțiuni care contribuie la serviciile de sistem. Interacțiunile cu alte transportoare de energie ar putea deveni, de asemenea, o opțiune în sine;
- **Digitizarea sistemului energetic** va asigura:
    - dezvoltarea sectorului specific tehnologiei informației în întreaga societate și în economie va influența și sistemele energetice. Trecerea de la un "*sistem de alimentare pe bază de cupru*" la un sistem care integrează mai mult tehnologia informației, gestionarea datelor și nodurilor de date și care susține problemele de securitate cibernetică este de o importanță capitală. Aceste noi evoluții ar trebui să fie luate în considerare și chiar integrate complet în activitățile de cercetare şi inovare ale operatorilor de reţea fiind necesară definirea unor noi activități complexe privind digitalizarea sistemului energetic;
    - structurarea si valorificarea tipurilor de date digitale:
        - **Date statistice (statistics)** - sunt fapte cum ar fi bilanțul energetic anual al unei țări;
        - **Date structurate/organizate (structured data)** – tipuri sau pachete de date extrase din grupuri mari de date și care sunt utilizate de anumiți administratori/operatori în domenii specifice (ex.pot fi date provenite din citirea contoarelor de energie electrică);
        - **Date mari (big data)** - cantități mari de date colectate de la diverse surse (prin senzori) și de cele mai multe ori în timp real. Reprezintă un volum mare de date variate, transmise cu viteză mare și care necesită procesare pentru a fi utilizate în luarea deciziilor și optimizarea proceselor;

- **Menținerea securității și a stabilității sistemului**, este necesar să se continue eforturile de utilizarea de noi materiale, concepte, standarde, instrumente și algoritmi care vor procesa din ce în ce mai multe informații pentru a aborda problema securității și stabilității sistemelor energetice.

12.3.5.2. Obiectivele Strategiei în domeniul Cercetării şi Inovării

I. Inovarea reprezintă condiţia de succes pentru îndeplinirea viziunii şi misiunii Companiei.

II. Inovarea va fi promovată prioritar pentru activităţile de bază ale Companiei aducând plusvaloare prin digitalizarea proceselor, îmbunătăţirea serviciilor şi creşterea competentelor personalului.

III. Soluţiile, tehnologiile, sistemele şi conceptele inovatoare necesare activităţilor cheie vor fi implementate generalizat în cadrul Companiei după:
   - testarea şi validarea acestora în cadrul unor proiecte de tip „*proiecte pilot*";
   - sau evaluarea critică a acestora în proiecte deja finalizate în alte organizaţii.

IV. Inovarea va fi motorul care va permite Companiei să implementeze conceptele „*Organizaţie care învaţă*" (Learning Organization)!

V. Inovarea şi cercetarea vor susţine ca obiectiv major „*Digitalizare*a".

VI. Cercetarea în cadrul Companiei se va concentra pe dezvoltarea următorilor piloni:
   - Parteneriate naţionale şi internaţionale în domeniul cercetării fundamentale şi cercetării tehnologice (observare principii de bază, formulare concepte privind tehnologiile, demonstrare experimentală concepte, validare tehnologii în laboratoare);
   - Parteneriate cu furnizorii de soluţii şi echipamente pentru demonstraţiile de produs / tehnologie (validare tehnologii în medii relevante şi medii operaţionale);
   - Parteneriate în cadrul unor proceduri concurenţiale (pentru livrare şi punere în funcţiune produse şi soluții). A se vedea Anexa H-1.

VII. Participarea personalului la evenimente care au o componentă importantă de inovare şi cercetare atât în cadrul naţional cât şi internaţional (ex. ENTSO-E, CIGRE, congrese, mese rotunde, simpozioane etc.) va include şi desfăşurarea proceselor de diseminare a cunoştinţelor şi elementelor de bună practică (knowledge sharing, spreading best practices etc.) în cadrul Companiei într-un mod integrat şi reglementat).

VIII. Structurarea obiectivelor generale şi specifice se va face în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul cercetării şi inovării.

IX. Strategia de cercetare şi inovare în cadrul Companiei va respecta modelul de organizare centralizat (comitet de conducere, administrator strategie, procedurare procese, roluri bine definite, management bazat pe obiective).

X. Finanţarea lucrărilor de cercetare şi inovare va fi asigurată prioritar atât din surse proprii cât şi din alte surse ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de reţea europeni (ex.programe de finanţare nerambursabilă, subvenţii, grant-uri, parteneriate etc.).

Strategia în domeniul cercetării și inovării consolidează viziunea Companiei în ceea ce privește modernizarea rețelei de transport, asigurând suportul necesar implementării priorităților care sunt cuprinse în Planul de dezvoltare, Planul de administrare și Planul de management, susținând implementarea conceptului de „***Transformare digitala***" (Digital Transformation). Obiectivele aferente domeniilor cheie de interes pentru Companie sunt structurate pe activități în Anexa H-2.

Un sistem energetic sigur și fiabil necesită o infrastructură adecvată a rețelei care trebuie modernizată și menținută în funcție de criteriile de eficiență. Implementarea noilor tehnologii de rețea inteligentă va permite îmbunătățirea funcționării acestei infrastructuri.

Strategia susține că dezvoltarea tehnologiilor inteligente necesită un efort semnificativ în implementarea unui numărul mare de "*inițiative inteligente*". Aceste inițiative includ:

- implementarea tehnologiilor necesare monitorizării și controlului rețelei și a componentelor acesteia (managementului activelor bazat pe condiția acestora);
- instalarea senzorilor şi dezvoltarea infrastructurii inteligente (ex.Statii în concept Smart Grid) pentru a monitoriza starea tehnică a activelor critice;
- proiectarea și implementarea soluțiilor de securitate pentru a garanta confidențialitatea, disponibilitatea și integritatea informațiilor.

Transformarea digitală din industria energetică va aduce noi provocări pentru echipele de management, specialiști din zona operațională și partenerii Companiei. Compania îndeplinește toate condițiile să redevină o „*Organizație care învață*" dacă utilizează pe deplin potențialul noilor tehnologii în realizarea transformării digitale.

Pe măsură ce industria energetică evoluează, Compania va trebui să dezvolte profilul profesioniștilor, de la experți tehnici axați pe excelența tehnică la noii profesioniști care posedă capabilitatea în domeniul managementului, capabilitate analitică şi de inovare.

Strategia susține că Digitalizarea rețelei este o oportunitate clară pentru dezvoltarea eficientă și gestionarea eficientă a sistemului energetic, cu rentabilitate dovedită în ceea ce privește îmbunătățirea calității serviciilor și a costurilor de operare.

Strategia în domeniul cercetării şi inovării asigură operaționalizarea viziunii tuturor părților interesate în sensul implementării unei infrastructuri flexibile, deschise și interoperabile în cadrul unui portofoliu digital („Agenda digitala a Companiei") în care procesele tradiționale, în principal cele manuale (pe bază de hârtie și de imprimare) sunt eliminate sau digitalizate astfel încât informația să fie accesibilă în timp real.

Obiectivele cuprinse în cadrul „*Strategiei in domeniul cercetării si inovării*" vor aduce plus valoare asupra următoarelor domenii:

- viziunea strategică a Companiei;
- managementul activelor;
- îmbunătăţirea portofoliului de indicatori de performanţă (KPI);
- dezvoltarea capabilităţilor cheie necesare operării reţelei;
- politica în domeniul capitalului uman;
- organizarea şi funcționarea activităţii de cercetare şi inovare după modelul ENTSO-E (a se vedea Anexa H-3);
- valorificarea oportunităților de îmbunătăţire a performanţei Companiei;
- dezvoltarea competenţelor pentru personalul Companiei;
- testarea şi adoptarea de noi tehnologii, standarde, soluții, politici etc.;
- politica în domeniul Smart Grid;
- politica de mentenanță și exploatare;
- dezvoltarea parteneriatelor cu deținătorii de tehnologii şi soluții.

12.3.5.3. Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport si de Sistem (OTS)

Atât Strategia C.N.T.E.E. "Transelectrica" - SA în domeniul cercetării și inovării [27], cât și Politica C.N.T.E.E. "Transelectrica" - SA în domeniul Smart Grid" [28] își asumă obiective și ținte pentru următorii 10 ani și susțin Strategia C.N.T.E.E. "Transelectrica" SA în domeniul managementului activelor.

Conceptele și standardele Smart Grid se aplică în cadrul european în corelare cu cerințele standardelor specifice „*Managementului Activelor*" (Asset Management).

La nivelul membrilor ENTSO-E se găsesc implementate initiative Smart Grid consistente:

- strategii și politici în domeniul Smart Grid;
- management unitar privind organizarea și implementarea conceptelor Smart Grid (grup de lucru, obiective clare, delegări și imputerniciri de roluri și sarcini etc.);
- proiecte de infrastructură care aplică:
  - standardele de interoperabilitate CEN/CENELEC/ETCI/ ISO/IEC;
  - standardele și politicile în domeniul securității informației (cybersecurity);
- concepte integrate de management active, susținute de conceptele Smart Grid:
  - organizare – centre de sănătate active;
  - concept Indice de sănătate;
  - concept Indice de risc;
  - concept monitorizare condiție tehnică active.

Dezvoltarea practicilor referitoare la managementul activelor necesită cunoștințe, metodologii și tehnologii pentru:

- ***concepte de monitorizare a condiției tehnice*** pentru activele care fac parte din rețelele electrice de transport (echipamente primare și secundare) prin utilizarea masivă de senzori în vederea programării mentenanței care maximizează flexibilitatea și fiabilitatea rețelei;
- ***utilizarea mentenanței bazată pe condiție tehnică*** (Condition based maintenance) pentru vizualizarea utilizării optime a activelor și creșterea disponibilitatii rețelei;
- ***optimizarea costurilor pe ciclul de viata al instalatiei/echipamentului*** (LCC – Life Cycle Costing) prin algoritmi de optimizare a costurilor și analize de sensibilitate în acord cu prevederile IEC 60300-3-3 – „*Dependability management: Application guide - Life cycle costing"*;
- ***dezvoltarea metodologiilor noi de întreținere pentru noile tehnologii energetice*** (linii HVDC, convertoare electronice de putere, cabluri subterane etc.);
- ***o mai bună înțelegere a modului în care funcționează rețeaua și a condițiilor care afectează îmbătrânirea activelor critice.***

Din perspectiva Smart Grid, **managementul activelor va permite** evoluții importante în următoarele domenii:

- ***Planificarea rețelei*** (noile metode de management al activelor vor permite o planificarea eficientă a rețelei prin creșterea infrastructurii care permite monitorizarea stării (condiției) activelor rețelei, permițând un program de mentenanță și dezvoltare mai performant);
- ***Operarea rețelei*** (instrumentele dinamice de management al activelor vor permite suplimentar măsuri proactive pentru îmbunătățirea securității și rezilienței rețelei).

Monitorizarea stării activelor rețelei permite operatorilor de rețea să utilizeze capacitatea completă din active, sporind flexibilitatea rețelei și continuității);

- ***Impactul socio-economic*** (inovația privind managementul activelor poate îmbunătăți dezvoltarea rețelei prin echilibrarea diferitelor aspecte ale riscului legate de operarea sistemelor și poate contribui la reducerea defecțiunilor sistemelor).

12.3.5.4. Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid

Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid pentru susținerea unui management performant al activelor:

- îmbunătățirea performanței financiare;
- deciziile privind investițiile și mentenanța activelor sunt bine consolidate;
- gestionarea riscurilor aferente operării sistemelor energetice;
- servicii și rezultate îmbunătățite;
- creșterea eficienței și eficacității operationale (Excelența Operațională);
- extinderea duratei de viață a activelor.

Arhitectura de referință Smart Grid specifică CNTEE Transelectrica SA împreună cu sistemele și subsistemele care o compun este prezentată în Anexa H-4 și respectiv Anexa H-5.

Acțiunile periodice de mentenanță preventivă bazate pe fiabilitatea activelor rețelei va sprijini deciziile strategice și operaționale în vederea îmbunătățirii flexibilității generale a sistemelor energetice contribuind la un nivel mai înalt de integrare a surselor și energiilor regenerabile de energie.

Pentru îmbunătățirea managementului riscului în rețele de transport este necesară implementarea politicilor de mentenanță predictivă bazate pe estimări mai exacte ale duratei de viață a activelor.

Monitorizarea în timp real a fluxurilor de putere în rețele și starea (condiția) activelor rețelelor pot contribui semnificativ la decizii pentru managementul activelor (ex. mentenanța, modernizarea, înlocuirea).

13. Evaluarea cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET

Pentru a se evalua, în etapele iniţiale ale proiectelor, volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluaţi indicatori de costuri pe celulă, pentru fiecare nivel de tensiune şi pe transformator/ autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune şi putere instalată. Aceste costuri includ şi cheltuielile cu construcţiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare şi sistemele de comanda – control – protecţie.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiţii derulate după 2005. Acolo unde nu s-a dispus de experienţă recentă proprie, s-au utilizat informaţii despre preţuri estimate în studiile consultanţilor sau obţinute în procesul de estimare a costurilor reţelei desfăşurat în vederea implementării mecanismului de compensare a pierderilor între OTS la nivel european.

Costurile unitare specifice, ale echipamentelor primare şi secundare/conexe, care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentate în Anexa F-1 (nu se publică).

După implementarea legislaţiei care a stabilit sistemul de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, CNTEE Transelectrica SA şi operatorii de distribuţie au primit un număr foarte mare de solicitări de conectare la reţea de astfel de centrale, în special eoliene, concentrate într-o zonă geografică restrânsă. Această situaţie a determinat includerea în plan a unui volum semnificativ de investiţii pentru întărirea capacităţii de evacuare a producţiei acestor centrale, suplimentar necesităţilor de reabilitare/modernizare/dezvoltare a RET conform tendinţelor istorice anticipate anterior.

Apariţia simultană a unui volum mare de producţie din surse regenerabile de energie care solicită racordarea la reţea în perioada următoare conduce la necesitatea unui efort de dezvoltare a reţelei fără precedent în ultimii 20 ani, implicând o majorare substanţială a cheltuielilor faţă de estimările realizate pentru Planurile de dezvoltare anterioare anului 2008.

CNTEE Transelectrica SA urmăreşte în permanenţă evoluţia proiectelor anunţate ale utilizatorilor şi îşi actualizează Planul de dezvoltare a RET în funcţie de acestea şi de proiecţiile financiare proprii. La fiecare actualizare, se urmăreşte stabilirea unui Plan sustenabil, echilibrat atât din punct de vedere al posibilităţii de realizare a lucrărilor, cât şi al capacităţii CNTEE Transelectrica SA de a-l susţine financiar.

Progresul mai rapid în ceea ce priveşte realizarea liniilor noi este întârziat de timpul foarte mare necesar pentru obţinerea avizelor/autorizaţiilor şi a drepturilor asupra terenurilor necesare (exproprieri terenuri, scoaterea din circuitul forestier, scoaterea din circuitul agricol). Proiectele de linii electrice noi necesită obținerea de avize/acorduri de mediu, care impun proceduri cu o durată de timp între 2 și 3 ani. Acest fapt a condus în unele cazuri la reluarea procesului de autorizare pentru obținerea certificatelor de urbanism a căror perioadă de prelungire era de maxim 1 an, sau chiar de reluarea proiectării, deoarece alte entități/autorități și-au proiectat/realizat lucrări pe traseul desemnat inițial al viitoare linii electrice.

Planificarea cheltuielilor de investiţii a ţinut cont de aceste condiţii, astfel încât cheltuielile pentru retehnologizare şi protecţie a infrastructurii critice domină în prima jumate a intervalului, în timp ce cheltuielile pentru construcţia liniilor noi sunt preponderente în a doua parte a intervalului.

În cazul rezolvării, mai rapide decât s-a estimat, a problemelor legate de obţinerea autorizaţiilor şi terenurilor pentru liniile noi, investiţiile se vor realiza în cel mai scurt timp posibil, utilizând eventualele economii realizate la celelalte investiţii care le preced.

Eşalonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiţii directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2018-2027 este prezentată în Tabelul 12 şi Anexa F-2 (nu se publică).

În fig. 13.1 sunt prezentate, comparativ faţă de ultima ediţie aprobată a Planului (2016-2025), valorile cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2018-2027).

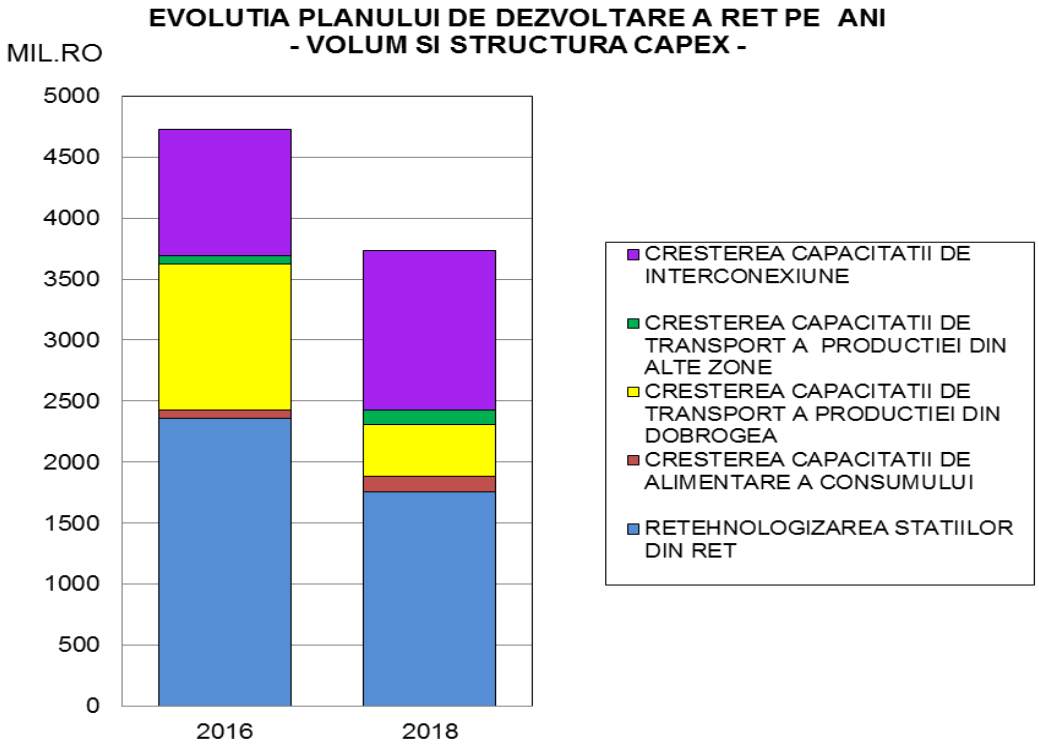


Figura 13.1

Structura cheltuielilor de investiţii pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 13.2.

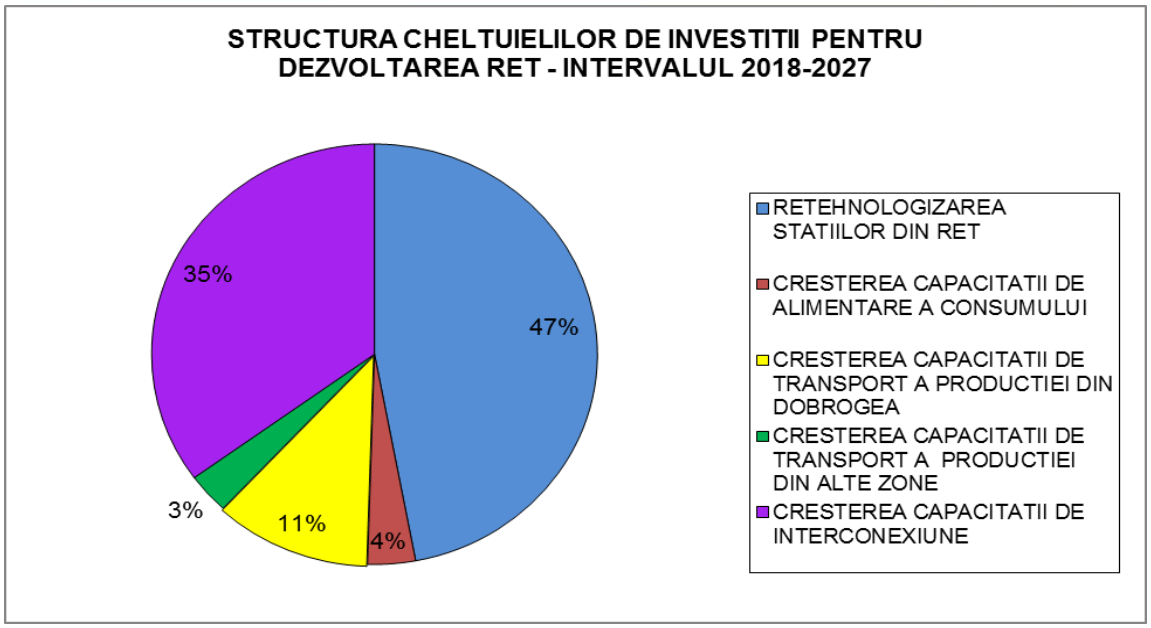


Figura 13.2

14. Surse de finanţare

14.1. Veniturile CNTEE Transelectrica SA

Tarifele reglementate aferente activităților licențiate (serviciul de transport al energiei electrice, serviciile funcționale de sistem) 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 capacităţii de interconexiune transfrontalieră a rețelei către participanții la piața de energie dar şi de alte prestaţii, 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 veniturile din aplicarea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare. Ambele surse menționate, deși semnificative ca mărime, 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 achiziția rezervelor de putere necesare pentru asigurarea echilibrării SEN de la producătorii de energie electrică calificați (servicii tehnologice de sistem) și a costurilor 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 şi, conform metodologiilor stabilite prin reglementările în vigoare, doar serviciul de transport şi serviciul de sistem funcţional sunt generatoare de profit.

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon”, conform căruia costurile reglementate 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 tarifare 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 de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice conține două componente: (i) recuperarea capitalului investit în activele de transport prin mecanismul amortizării și (ii) rentabilitatea bazei reglementate a activelor (BAR), calculată ca produs între valoarea BAR (care include valoarea activelor Companiei finanțate din surse proprii și împrumuturi rezultate 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 finanţare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie

Din totalul veniturilor Companiei, doar veniturile obţinute din tariful reglementat pentru serviciul de transport, tariful reglementat pentru serviciile funcţionale de sistem și alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră generează surse de finanţare a investiţiilor. Veniturile realizate din tariful pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obţinute din administrarea pieţei 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 tehnologice de sistem se realizează cu capacități energetice calificate deținute și operate de participanții la piața de energie, prin urmare nu necesită infrastructura proprie CNTEE Transelectrica SA) şi deci nu contribuie la sursele de finanţare a investițiilor Companiei.

Finanţarea dezvoltării RET are următoarele componente:

- Surse interne Transelectrica (autofinanţare)
  - Fluxul de încasări generat de operaţiunile de bază (în principal prin tariful de transport completat cu de încasările generate de alocarea capacității de transport pe linii de interconexiune – utilizate în finanțarea investițiilor în RET care conduc la creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine).
  - Fluxul de încasări generat de investițiile financiare: dividende şi dobânzi încasate; contribuţia acestor surse este nesemnificativă în raport cu fluxul de numerar din operaţiunile de bază.
- Surse externe Transelectrica (finanțare atrasă):
  - Sistemul bancar – de la momentul înființării (anul 2000), CNTEE Transelectrica SA a construit relații solide cu băncile locale și cu instituțiile financiare internaționale (BIRD, BERD, BEI), o parte importantă a progamelor de investiții implementate de Companie în ultimii 16 ani fiind finanțate din împrumuturi atrase din sistemul bancar. În prezent există un interes ridicat manifestat permanent de instituțiile de credit pentru participarea la programe de finanțare a proiectelor de investiții în

infrastructură, sectorul energiei electrice numărându-se printre ariile principale vizate pentru finanțare.

- Prin emisiuni de obligațiuni corporative pe piețe locale sau internaționale (emisiuni în moneda locală sau după caz euro) care au o durată determinată și un cost fix de finanțare pe toată perioada. Emisiunea de obligațiuni, poate reprezenta și reprezintă o alternativă solidă la finanțarea programului de investiții care poate compensa o serie de neajunsuri ale finantărilor clasice.

Finanțarea poate fi atrasă atât în formule care presupun stabilirea punctuală ex-ante a proiectelor de investiții individuale cu finanțare dedicată (model practicat în trecut în relație cu BIRD, BERD, BEI) cât și în formule care permit utilizarea fondurilor împrumutate pentru nevoile generale de finanțare a planurilor de investiții care nu limitează utilizarea fondurilor la o listă de proiecte predefinită.

CNTEE Transelectrica SA beneficiază în prezent de o capacitate substanțială de îndatorare, îndestulătoare pentru acoperirea necesarului estimat de finanțare pentru susținerea Planului de dezvoltare RET 2018-2027. Pe fondul unui flux de numerar stabil și predictibil asigurat de tarifele reglementate aferente activitatilor de transport și servicii de sistem funcționale, nivelul datoriei suplimentare estimat a fi atrasă va conduce la un nivel al serviciului datoriei ce va putea fi gestionat în mod confortabil de Companie.

În cadrul Programului Operațional Infrastructura Mare, Axa prioritară 8 - „Sisteme inteligente şi sustenabile de transport al energiei electrice şi gazelor naturale", Obiectivul specific 8.1 "Creşterea capacităţii Sistemului Energetic Naţional pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile" CNTEE Transelectrica SA va depune cerere de finanțare din fonduri europene pentru proiectul LEA 400 kV d.c. (1c.e.) Gutinaș – Smârdan. Documentația este în curs de realizare, termenul final de depunere a aplicației este 30.06.2018.

De asemenea, pe data de 9 octombrie 2017 s-a depus aplicație în vederea obținerii asistenței financiare din partea UE sub formă de grant, solicitată în procesul de accesare fonduri europene, pentru realizarea și implementarea Proiectului de Interes Comun – LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Pe data de 24 ianuarie 2018 s-a publicat lista proiectelor eligibile pentru finanțare europeană precum și cuantumul acestei finanțări. Proiectul LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu a primit aviz favorabil pentru finanțare sub formă de grant, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Conform acestui mecanism de sprijin financiar instituit prin Regulamentul UE nr. 1316/2013, cuantumul asistenței financiare din partea UE este de maxim 50% din costurile eligibile ale lucrărilor.

Nivelul de îndatorare este limitat de clauze restrictive cuprinse în acordurile/angajamentele contractuale asumate de companie față de creditori. Clauzele contractuale restrictive se referă la menținerea unor indicatori financiari de risc în limite prestabilite. Indicatorii sunt calculați, auditați și comunicați creditorilor cu regularitate.

RET este proprietate publică a statului, concesionată CNTEE „Transelectrica" S.A. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puţin la nivelul tehnic la care au fost preluate şi, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător

dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanţarea din tarif se referă la lucrările de modernizare şi retehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producţie, în special ca urmare a dezvoltării producţiei bazate pe resurse regenerabile şi a instalării a două noi unităţi nucleare, devine o preocupare majoră extinderea şi consolidarea RET pentru a face faţă noilor fluxuri de putere ce vor tranzita RET.

Acceptarea investiţiilor şi recunoaşterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, este decizia ANRE.

În completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, CNTEE Transelectrica SA va avea în vedere și alte canale de finanţare ce vor avea ca efect limitarea presiunii asupra tarifului reglementat:

- 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).

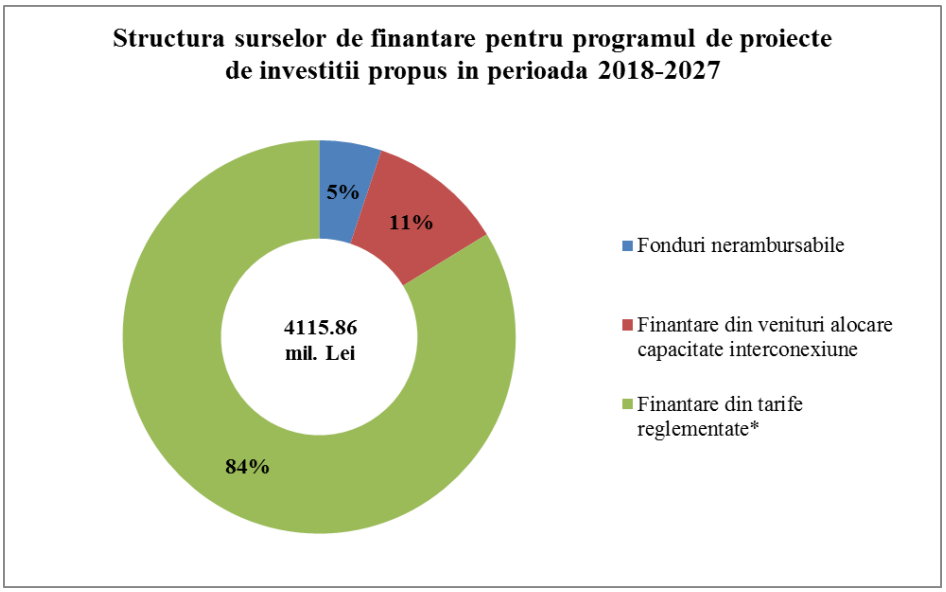


Figura 14.2 – Structura sursele de finanțare

*) Finanțare din tariful reglementat de transport / servicii funcționale de sistem. Fluxul net de venituri (după acoperirea costurilor de operare) ce va fi generat în mod efectiv de CNTEE Transelectrica SA din tariful reglementat în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET (10 ani) nu va acoperi toată suma, tariful reglementat asigurând recuperarea treptată a fondurilor investite într-un orizont de timp mai lung față de orizontul Planului de dezvoltare RET (durata medie de recuperare prin tarif a unei investiții este 20 ani). Pentru a suplini acest deficit temporar neasigurat de veniturile obținute din tarif, în orizontul Planului de dezvoltare RET necesarul de finanțare a planului, respectiv partea rămasă neacoperită de finanțările nerambursabile și de veniturile din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, va fi

asigurat prin completarea fondurilor obținute din tariful reglementat cu fonduri atrase din piața financiară (exemple: credite bancare, emitere titluri de credit). Pentru scopul prezentării defalcate a surselor de finanțare a Planului de dezvoltare RET, finanțarea din tariful reglementat include fondurile atrase din piața financiară, având în vedere că într-un orizont de timp mai lung tariful reglementat asigură recuperarea integrală a acestor fonduri. O determinare exactă a volumului de finanțare necesar a fi atras din piața financiară în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET (2018-2027) nu este fezabilă la acest moment, având în vedere că parametrii de reglementare a tarifului pentru următoarele cicluri de reglementare nu au fost stabiliți de ANRE.

15. Direcţii de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare, este necesar să se elaboreze analize şi acţiuni privind următoarele aspecte:

- Dezvoltarea optimă a RET corelat cu evoluţiile din SEN, în vederea menţinerii siguranţei în funcţionare a SEN;
- Stabilirea unui plan comun de acţiune pentru dezvoltarea reţelelor de transport şi distribuţie în zona municipiului Bucureşti, în baza concluziilor studiilor pentru identificarea celor mai bune soluţii de dezvoltare a RET în zona limitrofă şi urbană a municipiului Bucureşti, realizate de Transelectrica şi ENEL Distribuţie Muntenia Sud;
- Reglajul tensiunii şi circulaţia puterii reactive – identificarea necesităţilor şi studierea posibilităţilor de introducere a reglajului secundar;
- Creşterea capacităţii de interconexiune cu sistemele vecine;
- Existenţa rezervelor necesare de putere şi realizarea echilibrului producţie/ consum în perspectiva construirii centralelor electrice eoliene şi a grupurilor 3 şi 4 de la CNE Cernavodă, utilizând analiza statistică a funcţionării CEE şi CFE, corelată cu utilizarea instrumentelor avansate pentru evaluarea adecvanței prin metode probabilistice care integrează disponibilitățile capacităților de producere, dar și ale capacităților de transport;
- Actualizarea analizelor de sistem necesare pentru asigurarea evacuării puterii excedentare din zona Dobrogea şi zona Moldova, luând în considerare actualizarea ipotezelor, în baza evoluţiei cunoscute a proiectelor şi a solicitărilor noi primite;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Pregătirea implementării reglementărilor naţionale şi europene cu impact asupra activităţii OTS, pe măsura intrării lor în vigoare;
- Creşterea eficienţei energetice;
- Implementarea şi diversificarea tehnologiilor de LST;
- Soluţii noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET – Retehnologizare stația 220/110kV/MT Alba Iulia în concept SMART GRID;
- Completarea şi adaptarea cadrului de reglementare privind accesul la reţea şi integrarea producţiei eoliene și fotovoltaice în SEN.

Bibliografie

1. *Planul de Dezvoltare al RET. Perioada 2016-2025, Transelectrica S.A., 2016*
2. *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/ 2007*
3. *Planul Naţional de Acţiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile, 2010*
   Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011-2035, 2011
4. *Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050. Versiune preliminară supusă consultării publice, Ministerul Energiei, 15 noiembrie 2016*
5. *Analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
6. *Planificarea operaţională a funcţionării SEN în vara 2017, Transelectrica - DEN, 2017*
7. *Planificarea operaţională a funcţionării SEN în iarna 2016-2017, Transelectrica - DEN, 2017*
8. *Studiu privind dezvoltarea reţelei electrice de alimentare a zonei metropolitane Bucureşti – perspectiva pe 10 ani, Asocierea SC ISPE S.A. & TRACTEBEL Engineering S.A.,2015*
9. *Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum şi/ sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008*
10. *Studiu privind factorii care influenţează cpt în RET şi modalităţi de reducere a acestuia", ISPE S.A., 2010-2011*
11. *Studiu privind mijloacele necesare pentru reglajul tensiunii/puterii reactive în SEN – a pe 5 ani, ISPE S.A., 2011*
12. *Studiu de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET, ISPE S.A., 2015*
13. *Studiu privind implicaţiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008*
14. *Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu şi lung (2018-2022-2027), SC ISPE S.A., 2018*
15. *Procedura Operaţională Transelectrica „Schimburile de date si informatii tehnice între utilizatorii RET si operatorii tehnici în scopul asigurarii functionarii S.E.N. în conditii de siguranta", Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002*
16. *Ten-Year Network Development Plan Package 2016, ENTSO-E, 2016*
17. *System Adequacy Retrospect report for 2016, ENTSO-E, 2016*
18. *Raportul "UCTE System Adequacy Forecast, 2011 – 2025", ENTSO-E, 2010*
19. *Evaluarea necesarului de rezervă specifică pentru generarea eoliană din România, ISPE S.A., 2009*
20. *Studiu privind directiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naţionale, ISPE S.A., 2011*
21. *Procedura Operaţională "Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranţei SEN" COD: TEL - 07.38*
22. *Metodologia ENTSO-E "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" aprobată de Comisia Europeană in 5 februarie 2015*
23. *Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
24. *Analiza stării tehnice a echipamentelor şi instalaţiilor electrice din RET, NOVA Industrial, 2018*
25. *Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România. PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING - Raport pentru ACUE, iunie 2017*

26. *Studiu privind realizarea unui sistem de reglaj al tensiunii la nivel naţional prin utilizarea tehnologiei moderne de electronică de putere, ISPE 2016*
27. *Strategiei CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027), Transelectrica, 2018*
28. *Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027)*
29. *Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, TRACTEBEL Engineering S.A.,2018*
30. *Ten-Year Network Development Plan Package 2018, ENTSO-E, 2018*