



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei

www.transelectrica.ro

Planul de Dezvoltare a RET perioada 2020 – 2029



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr Înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de Înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei

www.transelectrica.ro

Responsabil de lucrare:
dr. ing. Oana - Raluca Mănicuță
Expert rețele electrice

Întocmit: Echipa de proiect (pag. 302) – aprobată de Directoratul CNTEE Transelectrica SA prin
Decizia nr. 1185/05.10.2018

Aviz CTES Transelectrica: nr. /2020

Aprobat,
Directorat:

Președinte

Cătălin
NIȚU

Membru

Corneliu Bogdan
MARCU

Membru

Bogdan - Ionuț
GRECIA

Membru

Marius Viorel
STANCIU

Membru

Andreea - Mihaela
MIU



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro



Lista de Anexe

Anexa A	Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
Anexele B	Analiza regimurilor actuale de funcționare a RET
Anexa B-1	Consumuri realizate pe stații
Anexa B-2	Componentele RET
Anexa B-3	Încărcarea echipamentelor RET VDV 2020
Anexa B-4	Încărcarea echipamentelor RET VSI 2019-2020
Anexa B-5	Tensiuni în stațiile din RET VDV 2020
Anexa B-6	Tensiuni în stațiile din RET VSI 2019-2020
Anexa B-7	Curenți și puteri de scurtcircuit
Anexa B-8	Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem
Anexa B-9	Indicatorii de siguranță pentru nodurile RET și nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica
Anexele C	Prognoza balanței producție/consum de energie electrică în perspectivă - perioada 2020 – 2029
Anexa C-1	Prognoza consumului de energie electrică pe zone 2020 – 2029
Anexa C-2	Evoluția parcului de producție (nu se publică)
Anexa C-3	Încărcări grupuri la paliere caracteristice (nu se publică)
Anexa C-4	Puterea disponibilă și puterea generată pe noduri de rețea la vârf de sarcină (nu se publică)
Anexele D	Analiza stabilității statice Tabelele 1.1 - 1.8 - Analiza stabilității statice - TM Tabelele 2.1 - 2.8 - Analiza stabilității statice - TL
Anexele E	Strategia acțiunilor de mentenanță a RET
Anexa E-1	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță LEA (nu se publică)
Anexa E-2	Eșalonarea lucrărilor și cheltuielilor de mentenanță stații (nu se publică)
Anexa E-3	Starea tehnică a stațiilor electrice din RET pe zone și niveluri de tensiune (nu se publică)
Anexele F	Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe
Anexa F-1	Costuri unitare utilizate la evaluarea costului proiectelor de dezvoltare a RET (nu se publică)
Anexa F-2	Eșalonarea cheltuielilor pentru investiții (nu se publică)
Anexa F-3	Monitorizarea proiectelor din Planul de dezvoltare a RET – edițiile 2016 și 2018
Anexa F-4	Prezentarea beneficiilor urmărite prin realizarea proiectelor de investiții
Anexa F-5	Lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15% din capacitatea totală instalată până în anul 2030
Anexa G	Încărcări elemente RET 2020, 2024, 2029
Anexa H	Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei

www.transelectrica.ro

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, soluțiilor, tehnologiilor și 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 decoreșpondență din arhitecturile "Smart Grid"
Anexa H-6	Structura și conținutul cadru a Agendei digitale a Companiei conform Programului de Transformare Digitală 2018-2027
Anexa H-7	Lista inițiativelor care susțin digitalizarea Companiei
Anexa H-8	Arhitectura țintă Laborator de testare CNTEE Transelectrica SA

Prescurtări

AGC	Automatic Generation Control (control automat al generării)
AF	Ansamblu Funcțional
AIT	Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale
ANRE	Autoritatea Națională pentru Reglementare în domeniul Energiei
AT	Autotransformator
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
BAR	Baza reglementată a activelor
BC	Bobină de Compensare
CBA	Analiza cost beneficiu (Cost Benefit Analyse)
CCCC	Centrală electrică în Cogenerare cu Ciclu Combinat
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CET	Centrală Electrică și de Termoficare
CHE	Centrală Hidroelectrică
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompare
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CPT	Consum Propriu Tehnologic (pierderi Joule și Corona, consumuri servicii interne)
CTE	Centrală Termoelectrică
CV	Certificate Verzi
DE	Scenariul Distributed Energy
DED	Durată eliminare defect
DEN	Dispecerul Energetic Național
DET	Dispecer Energetic Teritorial
DRRI	Dispozitiv de rezervă la refuz de întrerupător
EENS	Indicatorul energia așteptată a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied)
EMS/SCADA	Sistem de management a energiei/ Sistem de comandă, supraveghere și achiziție date
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rețeaua europeană a operatorilor rețelelor de transport pentru electricitate)
ENS	Indicator energie nelivrată / neprodusă (Energy Not Supplied)
GNV	Gol de Noapte Vară
GTC	Capacitate transfrontalieră/ Capacitatea de transfer a rețelei/ abilitatea rețelei de a transporta energie peste o graniță sau secțiune de rețea
GA	Scenariul Global Ambition
DG	Scenariul Distributed Generation
LEA	Linie Electrică Aeriană
LST	Lucru Sub Tensiune



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

LSS	Limite de Stabilitate Statică
INDLIN	Indicatorul indisponibilitatea liniei
INDTRA	Indicatorul Indisponibilitatea AT/trafo
IS	Indicatorilor de severitate
LOLE	Indicator durată așteptată a pierderii sarcinii (Loss of Load Expectation)
MT	Medie Tensiune
MS	Indicatorul minutelor sistem
NT	Scenariul - National Trends
NTC	Capacitatea netă de transfer (Net Transfer Capacity)/ abilitatea rețelei de a acomoda un schimb de putere între două zone vecine de licitație/ capacitatea rețelei de a permite schimburile comerciale pe piața de energie.
OMEPA	Operatorul pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe piața angro
OPCOM	S.C. OPCOM S.A. - Operatorul pieței de energie electrică din România
OTS	Operator de Transport și de Sistem
OUG	Ordonanță de Urgență a Guvernului
PAM	Programul de Asigurare a Mentenanței
PAR	Programul Anual de Retrageri
PCI	Proiect de Interes Comun (Project of Common Interest)
PDB	Protecție Diferențială de Bară
Pi	Putere instalată
PMU	Phase Measurement Unit (unitate de măsurare a fazei)
PNAER	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile
POS-CCE	Program Operațional Sectorial - Creșterea competitivității economice
PRE	Părți Responsabile cu Echilibrarea
PSS	Stabilizator de oscilații de putere (Power System Stabilizer)
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RD	Regim de Dimensionare
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RES	Surse regenerabile de energie (Renewable Energy Sources)
RET	Rețea Electrică de Transport
RK	Reparație capitală
RMB	Regim Mediu de Bază
RS	Rezervă de stabilitate
RTU	Terminal de transmitere a datelor (Remote Terminal Unit)
SCC	Sistem Comandă Control
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Inițiativa de cooperare sud-est europeană)
SoS	Indicatorul îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică (Security of Supply)



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Sn	Putere aparentă nominală
ST	Scenariul Sustainable Transition
T	Transformator
TC	Transformator de Curent
TCED	Timp critic eliminare defect
TM	Termen mediu (5 - 10 ani)
TMI	Timpul mediu de întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale
TL	Termen lung (peste 10 ani)
Transelectrica	C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A.
TYNDP	Plan european de dezvoltare pe 10 ani (Ten – Year Network Development Plan)
UD	Unități Dispecerizabile
VDV	Vârf de Dimineață Vară
VOLL	Indicatorul valoarea energiei nelivrate (Value of Lost Load)
VSI	Vârf de Seară Iarnă

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

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

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 urmărește următoarele obiective:

- Funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate de *Codul tehnic al RET* și *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*;
- Dezvoltarea RET astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- Creșterea capacității de interconexiune a rețelelelor energetice;
- Sustenabilitatea prin integrarea energiei din surse regenerabile în rețea și prin transportul energiei generate din surse regenerabile până la principalele centre de consum;
- Cuplarea cu piața europeană unică pe toate segmentele acesteia;
- Asigurarea accesului nediscriminatoriu al solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de actele normative în vigoare;
- Minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare RET.

Obiectivele principale ale Planului de dezvoltare a RET

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

- informarea asupra capabilității, actuale și în perspectivă, a rețelei de transport, de a răspunde cerințelor utilizatorilor și interesului public, având în vedere obiectivele Strategiei și Politicii Energetice Naționale și legislația în vigoare;
- crearea condițiilor pentru corelarea, între OTS și participanții la piață, pe termen mediu și lung, a acțiunilor/investițiilor care pot avea impact asupra indicatorilor de performanță ai serviciului și a siguranței SEN;

- creșterea capacităților transfrontaliere;
- informarea asupra oportunităților zonale pentru racordarea la RET și utilizarea RET, în funcție de prognozele de evoluție a cererii de consum și disponibilitatea capacităților de producție;
- informarea asupra evoluției capacităților de schimb de energie cu sistemele vecine în contextul cerințelor impuse de actele normative în vigoare privind piața internă europeană de energie electrică;
- nivelul de rezervă în SEN pentru asigurarea acoperirii cererii de consum cu producție și transportul energiei electrice la vârf de consum;
- necesarul de resurse pentru dezvoltarea RET și sursa acestora.

2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport

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

Constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni are ca scop promovarea finalizării și funcționării pieței interne de energie electrică și a comerțului transfrontalier, precum și asigurarea unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport al energiei electrice. În conformitate cu articolul 30 din Regulamentul (CE) nr. 943/2019 în cadrul ENTSO-E se elaborează și se adoptă „Ten-Year Network Development Plan” – TYNDP. Acest plan se actualizează și se publică, la fiecare doi ani, fiind un plan neobligatoriu la nivel comunitar, de dezvoltare a rețelei pe zece ani, cuprinzând și o evaluare cu privire la adecvanța sistemului electroenergetic pan-european.

Planul european TYNDP trebuie să aibă în vedere modelul integrat al rețelei europene, elaborarea de scenarii privind evoluția cererii de consum și a parcului de capacități de producere disponibil și să evalueze reziliența sistemului.

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

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

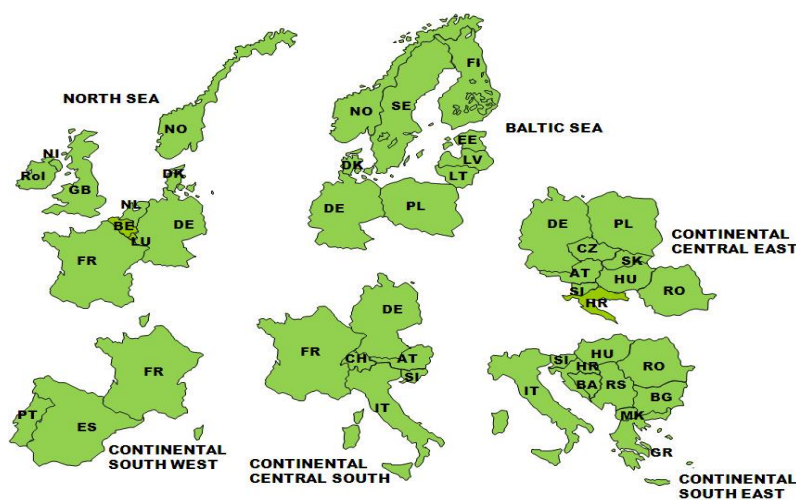


Fig. 2.1– Regiunile ENTSO-E (sursa: ENTSO-E)

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

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, reflectând Țintele naționale și europene.
- pentru orizontul de timp **2030**:
 - **„Sustainable Transition (ST)”** – construit pe baza datelor furnizate de OTS, consideră că reducerea emisiilor de CO₂ se face prin înlocuirea cărbunelui cu gaz, sunt respectate reglementările și schemele de sprijin naționale, creșterea economică este moderată, consumul de energie electrică crește moderat, etc.
 - **„Distributed Generation (DG)”** construit pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene, plasează prosumatorii în prim plan, se consideră o dezvoltare economică accentuată, o creștere a numărului de vehicule electrice, a numărului de panouri fotovoltaice montate pe clădiri, influența consumatorilor în aplatizarea curbei de sarcină este importantă, etc. Se consideră că energia electrică se folosește mai mult în încălzire, transporturi, în producerea de hidrogen, etc.
 - **„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%. Acest scenariu a înlocuit scenariul Global Climate Action (GCA) care fusese inițial stabilit în cadrul ENTSO-E
- pentru orizontul de timp **2040 (pentru a face tranziția către 2050)**:
 - **„Sustainable Transition (ST)”** – construit pe baza scenariului „Sustainable Transition (ST)” 2030.
 - **„Distributed Generation (DG)”** - construit pe baza scenariului „Distributed Generation (GT)” 2030.
 - **„Global Climate Action (GCA)”** construit pe baza scenariului „Sustainable Transition (ST)” 2030. Acest scenariu pune accent pe integrarea regenerabilelor localizate conform potențialului eolian și solar și se bazează pe un efort global pentru decarbonizare. Influența consumatorilor în aplatizarea curbei de sarcină este importantă. Se consideră că energia electrică se folosește mai mult în încălzire, transporturi, în producerea de hidrogen, etc.

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 fluxuri de puteri prin care se estimează creșterea capacității de interconexiune care se poate obține prin realizarea acestor proiecte.

Pentru fiecare scenariu, 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 selecție a Proiectelor de Interes Comun (PCI) la nivel european, criteriile de evaluare a costurilor și beneficiilor proiectelor/investițiilor, în scopul elaborării Planurilor Regionale de Investiții și a Planului de dezvoltare pe zece ani al ENTSO-E, criterii ce au la bază obiectivele energetice strategice ale Uniunii Europene: asigurarea competitivității economiei UE, asigurarea dezvoltării durabile a sectorului electroenergetic, creșterea siguranței în alimentarea cu energie:

- Beneficii:

GTC – Creșterea capacității transfrontaliere (MW)

B1. Bunăstare socială și economică (€) datorată integrării pieței de energie electrică

B2. Reducerea emisiilor de CO₂ (kt)

B3. Integrare producției din surse regenerabile de energie (RES) (MWh)

B4. Bunăstare socială datorată reducerii emisiilor de CO₂ și a integrării RES

B5. Reducerea pierderilor de energie electrică (€)

B6. Siguranța în alimentare: Adecvanța sistemului (Energie nelivrată MWh/an)

B7. Siguranța în alimentare: Flexibilitatea sistemului (% of MW) reprezintă impactul proiectului asupra capacității sistemului de a acomoda schimburi rapide și mari ale consumului net în contextului integrării producției din surse nedispecerizabile (raportul dintre creșterea de GTC adusă de proiect și creșterea de GTC care ar fi necesară pentru a face față unei variații orare maxime a consumului ținând seama de producția de RES)

B8. Stabilitatea sistemului (+/-)

- Costuri:

C1. Costuri de capital CAPEX (€)

C2. Costuri operaționale OPEX (€)

- Impact asupra mediului și asupra societății

S.1. Impact asupra mediului (km)

S.2. Impact social (km)

Conform procedurilor și criteriilor ENTSO-E, în Planul European pe zece ani de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice – “Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018”, elaborat de ENTSO-E conform Regulamentului Comisiei Europene nr.714/2009 au fost incluse, ca și Proiecte de Interes Comun, următoarele clustere de investiții, care se regăsesc și în ediția curentă a Planului de dezvoltare – perioada 2020-2029:

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

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

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

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

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

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

2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice - Proiecte de Interes Comun (PCI)

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

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

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

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 și depozitarea energiei electrice trebuie să facă parte din cel mai recent plan decenal de dezvoltare a rețelei pentru energia electrică, elaborat de ENTSO-E.

Valoarea de 7% a capacității de interconexiune prezentată în Raportul de țară 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 adecvanță semestrială *Winter outlook 2016-2017*. Valoarea de 7% a rezultat din împărțirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

În prezent, acest indicator a crescut la valoarea de 10-11%. Acest fapt se datorează, pe de o parte, actualizării puterilor instalate în SEN doar cu grupurile care au licență de exploatare comercială (la solicitarea ANRE) și, pe de altă parte, creșterii valorilor NTC pe granița cu Bulgaria de la valori de 250-300 MW la 900 MW (datorită eliminării unor congestii interne în rețeaua de transport a ESO-EAD).

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2020-2029.

În Anexa F5 este prezentată lista proiectelor de investiții de interconexiune, cu specificarea contribuției fiecăruia la realizarea obiectivului de creștere a gradului de interconectare la 15% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, **Proiectul 138 “Black Sea Corridor”** și **Proiectul 144 “Mid Continental East Corridor”** au fost incluse de Comisia Europeană în cea de a patra 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 și din Europa de Sud-Est” („NSI East Electricity”)**: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Lista de Proiecte de Interes Comun a fost aprobată prin Regulamentul Delegat al Comisiei Europene nr. 7772/2019.

2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2018

Proiectul 138 „Black Sea Corridor”

Proiectul “Black Sea Corridor” face parte din coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”) și are rolul de a consolida coridorul de transport al energiei electrice de-a lungul coastei Mării Negre (România-Bulgaria) și între coastă și restul Europei.

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

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

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 138, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [22], în cadrul TYNDP 2018 sunt prezentate în tabelul 2.3.1*):

Tabelul 2.3.1*) (sursa TYNDP 2018 [30])

Nr. investiție (TYNDP 2018)	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 Ialomiței; 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 construirea stației 400/110 kV, 1x250MVA.
800	Varna (BG)	Burgas(BG)	LEA nouă 400 kV s.c. între stațiile existente Varna și Burgas; lungime 110km

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→BG (MW)	Δ GTC Direcția BG→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2025	600	600	131km	155km

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (t/an)	B3 RES (MWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€/an)	B6 SoS (MWh/an)	B7 Flexibility (%)
2025 Best Estimate	9	185.400	7.640	339	14	<50	73
2030 Sustainable Transition	9	-174.000	15.370	160	12	<50	66
2030 Distributed Generation	27	-371.500	178.810	-89	-10	<50	27
2030 EUCO	6	113.900	7.670	-210	-11	<50	53

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

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare creșterea flexibilității sistemului precum și integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și deci o creștere a bunăstării sociale. În scenariile 2030 Sustainable Transition și Distributed Generation este integrată o cantitate mare de energie produsă din surse regenerabile, ceea ce duce la scăderea emisiilor de CO₂. Influența proiectului asupra adecvanței sistemului nu este semnificativă. În anumite scenarii pierderile de energie scad iar în altele cresc, ceea ce arată că pierderile depind în mare măsură de repartizarea producției în sistem.

Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”

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

Rezultatele analizei cost/beneficiu realizate pentru Proiectul 144, conform Metodologiei CBA ENTSO-E [22], în cadrul TYNDP 2018 sunt prezentate în tabelul 2.3.2*):

Tabelul 2.3.2*) (sursa TYNDP 2018 [30])

Nr. investiție (TYNDP 2018)	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 construirea

Nr. investiție (TYNDP 2018)	Stația 1	Stația 2	Descrierea proiectului
			stației noi 400/220/110 kV Reșița, 1x250MVA+1x400 MVA.
705	Timișoara	-	Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin construirea stației noi 400/220/110 kV, 2x250MVA+1x400MVA.

Tabelul 2.3.3

Scenariu	Δ GTC direcția RO→RS, RO→HU (MW)	Δ GTC direcția RS→RO, HU→RO (MW)	S1 Impact asupra mediului (km)	S2 Impact social (km)
2030	844	600	63	7
	335	617		

Tabelul 2.3.4.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (t/an)	B3 RES (MWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B5 Pierderi (M€ /an)	B6 SoS (MWh/an)	B7 Flexibility (%)
2025 Best Estimate	7	381.300	1.270	-73	-1	<50	>200
2030 Sustainable Transition	8	-240.100	15. 070	237	22	<50	>200
2030 Distributed Generation	57	-64.300	330.760	201	6	<50	48-54
2030 EU CO	18	576.800	19. 130	65	6	0	135-197

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

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare creșterea flexibilității sistemului precum și integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și deci o creștere a bunăstării sociale. În scenariile 2030 Sustainable Transition și Distributed Generation este integrată o cantitate mare de energie produsă din surse regenerabile, ceea ce duce la scăderea emisiilor de CO₂. Influența proiectului asupra adecvanței sistemului nu este semnificativă. În anumite scenarii pierderile de energie scad iar în altele cresc, ceea ce arată că pierderile depind în mare măsură de repartizarea producției în sistem.

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 2018 – ediție aprobată, elaborat de ENTSO-E în temeiul articolului 30 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

La data actualizării Planului de dezvoltare a RET – perioada 2020-2029 elaborat de CNTEE Transelectrica SA, este în curs de realizare ediția viitoare a ENTSO-E TYNDP 2020.

2.4. Necesități de dezvoltare a RET identificate în cadrul ENTSO-E, proiecte pe termen lung

În urma analizelor efectuate în cadrul ENTSO-E pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET pe termen lung (2030-2040), a rezultat oportună creșterea capacității de transport pe granița cu Ungaria și pe granița cu Serbia.

Astfel, în TYNDP 2016 și TYNDP 2018 au fost introduse următoarele proiecte pentru orizontul 2030:

Proiectul nr. 259 HU-RO care cuprinde:

- nouă linie 400 kV simplu circuit de interconexiune între România și Ungaria în lungime de 120 km, între stațiile Oradea și Józsa,
- un nou autotransformator 400/220 kV în stația Roșiori,
- reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat,
- un nou autotransformator 400/220 kV în stația Reșita.

Proiectul 341 North CSE Corridor care cuprinde:

- al doilea circuit pentru LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap,
- stația 400/110 kV Belgrad Vest,
- LEA 400 kV Belgrad Vest-CEE Cibuk.

Beneficiile calculate pentru proiectul nr. 259 sunt prezentate în tabelele următoare:

Tabelul 2.4.1

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→HU (MW)	Δ GTC Direcția HU→RO (MW)
2030	1117	685

Tabelul 2.4.2.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (t/an)	B3 RES (MWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B6 SoS (MWh/an)	B7 Flexibility (%)
2025 Best Estimate	2	71.200	4.230	58	<50	>200
2030 Sustainable Transition	7	-78.700	11.040	107	<50	>200
2030 Distributed Generation	43	790.100	75.060	393	<50	44
2030 EUCO	16	600.700	12.760	318	<50	160

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare creșterea flexibilității sistemului precum și integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și deci o creștere a bunăstării sociale. Influența proiectului asupra adecvanței sistemului nu este semnificativă.

Beneficiile calculate pentru proiectul nr. 341 sunt prezentate în tabelele următoare:

Tabelul 2.4.3.

Scenariu	Δ GTC Direcția RO→RS (MW)	Δ GTC Direcția RS→RO (MW)
2030	622	347

Tabelul 2.4.4.

Scenariu	B1 SEW (M€ /an)	B2 Emisii CO ₂ (t/an)	B3 RES (MWh/an)	B5 Pierderi (GWh/an)	B6 SoS (MWh/an)	B7 Flexibility (%)
2025 Best Estimate	1	30.200	2.400	-10	<50	108
2030 Sustainable Transition	1	-2.600	1.630	8	<50	84
2030 Distributed Generation	8	1.100	102.140	3	<50	20
2030 EUCO	2	-15.600	2.100	-28	<50	55

Indicatorii prezentați în tabelul de mai sus arată că datorită creșterii capacității de transport apare creșterea flexibilității sistemului precum și integrarea unor surse de producere cu costuri mai mici și deci o creștere a bunăstării sociale. Influența proiectului asupra adecvanței sistemului nu este semnificativă. În anumite scenarii pierderile de energie scad iar în altele cresc, ceea ce arată că pierderile depind în mare măsură de repartizarea producției în sistem.

Din analiza beneficiilor aduse de aceste proiecte rezultă că sunt eficiente în scenariile cu putere mare instalată în RES (Distributed Generation). Proiectele vor fi analizate în continuare și se va decide realizarea dacă pe viitor se va confirma necesitatea și eficiența lor.

3. Cadrul de reglementare

3.1 Legislația primară

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

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare ;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 557/2016 privind managementul tipurilor de risc;

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

„Art. 35 Planuri de dezvoltare

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

(2) Planurile de dezvoltare prevăzute la alin. (1) conțin modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

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

.....

Art. 36 Obligațiile operatorului de transport și de sistem

...

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

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

.....

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

.....

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

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

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

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

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

- DIRECTIVA 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- DIRECTIVA (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE;
- REGULAMENTUL (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică ;
- REGULAMENTUL (UE) 2019/941 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind pregătirea pentru riscuri în sectorul energiei electrice și de abrogare a Directivei 2005/89/CE;
- REGULAMENTUL (UE, EURATOM) NR. 617/2010 al Consiliului din 24 iunie 2010 privind informarea Comisiei cu privire la proiectele de investiții în infrastructura energetică din cadrul Uniunii Europene și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 736/96;

- REGULAMENTUL de punere în aplicare (UE) nr. 1113/2014 al Comisiei din 16 octombrie 2014 de stabilire a formei și a detaliilor tehnice pentru notificarea menționată la articolele 3 și 5 din Regulamentul (UE) nr. 256/2014 al Parlamentului European și al Consiliului și de abrogare a Regulamentelor (CE) nr. 2386/96 și (UE, Euratom) nr. 833/2010 ale Comisiei;
- REGULAMENTUL (UE) NR. 347/2013 AL Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009;

DIRECTIVA 2009/72/CE, REGULAMENTUL (UE) 2019/942 și REGULAMENTUL (UE) 2019/943 prevăd cerințe de cooperare europeană în domeniul energetic, în scopul dezvoltării infrastructurii și schimburilor transfrontaliere.

Articolele 28 și 29 ale REGULAMENTULUI (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică prevăd constituirea ENTSO-E ca grup de cooperare al OTS europeni, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică. Conform art. 28 alin. (2) din REGULAMENTULUI (UE) 2019/943, „în îndeplinirea funcțiilor sale în temeiul dreptului Uniunii, ENTSO pentru energie electrică acționează în vederea instituirii unei piețe interne de energie electrică funcționale și integrate și contribuie la realizarea eficientă și durabilă a obiectivelor stabilite prin cadrul de politici privind clima și energia care acoperă perioada 2020-2030, în special contribuind la integrarea eficientă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și la sporirea eficienței energetice, menținând în același timp siguranța sistemului. ENTSO pentru energie electrică dispune de resurse umane și financiare adecvate pentru îndeplinirea sarcinilor sale”.

Art. 30 alin. (1) litera b) prevede că ENTSO-E adoptă și publică un plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani fără caracter obligatoriu (denumit în continuare „planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei”), la fiecare doi ani. Planul la nivel Uniunii de dezvoltare a rețelei, conform prevederilor art. 48 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2019/943, cuprinde modelarea rețelei integrate, scenariul de dezvoltare și evaluarea rezilienței sistemului.

„În special, planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei:

- (a) se bazează pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planurile regionale de investiții menționate la articolul 34 alineatul (1) Regulamentul (UE) 2019/943 și, dacă este cazul, aspectele la nivelul Uniunii legate de planificarea rețelei, prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 347/2013; acesta face obiectul unei analize cost-beneficiu utilizând metodologia stabilită în conformitate cu articolul 11 din regulamentul respectiv;
- (b) în ceea ce privește interconectările transfrontaliere, se bazează, de asemenea, pe nevoile rezonabile ale diferiților utilizatori de sisteme și integrează angajamentele pe termen lung ale investitorilor menționați la articolele 44 și 51 din Directiva (UE) 2019/944; și
- (c) identifică deficiențele investiționale, în special în ceea ce privește capacitățile transfrontaliere.

În ceea ce privește litera (c), planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei poate fi însoțit de o analiză a obstacolelor în calea creșterii capacității transfrontaliere a rețelei, generate de diferențele existente la nivelul procedurilor sau al practicilor de aprobare”.

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

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

În decembrie 2018, noua Directivă privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001] a stabilit obiectivul global obligatoriu al UE privind energia din surse regenerabile la cel puțin 32% în cadrul consumului final brut de energie din Uniune până în anul 2030. În acest context au apărut Comunicarea Comisiei ”Energie curată pentru toți europenii” – COM (2016)860 și principiile politicii energetice la nivelul UE dezvoltate în Regulamentul 1999/2018 privind guvernarea uniunii energetice și a acțiunilor climatice.

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

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

(2) Racordarea producătorilor de energie electrică din surse regenerabile la rețelele de energie electrică se realizează în baza Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, emis cu respectarea prevederilor legale incidente în materie.

(3) Investițiile 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 și 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 maximum 11,7 euro/MWh în 2018, de 12,5 euro/MWh în anul 2019, de 13 euro/MWh în anii 2020 și 2021 și de 14,5 euro/MWh începând cu anul 2022 (conform Legii nr. 184 din 18 iulie 2018 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative). 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. Prin legea nr. 184/2018 pentru aprobarea OUG nr.24/2017 a fost eliminată cantitatea statică.
- 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 minimă de tranzacționare de 29,4 euro/certificat și
 - O valoare maximă de tranzacționare de 35 euro/certificat.

Rețeaua electrică de transport este considerată, conform Legii nr. 123/2012 (art. 3 - 66), de interes național și strategic și ca atare o mare parte a activelor aflate în componența sa se află în proprietatea publică a statului. Cadrul legal care reglementează statutul patrimoniului public și condițiile de concesiune a acestuia este reprezentat de Legea nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul acesteia - cu modificările ulterioare - și respectiv Codul administrativ din 3.07.2019.

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

- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri nr. 1178 din 6 iunie 2011 pentru stabilirea criteriilor sectoriale și a pragurilor critice aferente sectorului ICN/E - infrastructură critică națională/europeană - „Energetic”;
- Legea nr. 333/ 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- 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);
- Hotărârea de Guvern nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu;
- Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002, privind protecția informațiilor clasificate, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea de Guvern nr. 585 din 13 iunie 2002, pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România;
- Hotărârea de Guvern nr. 1349/2002 privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordonanța de urgență nr. 98/2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 18 din 11 martie 2011 pentru aprobarea *Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 98/2010 privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice*;
- Hotărârea nr. 718 din 13 iulie 2011 pentru aprobarea *Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice*;
- Hotărârea nr. 301/2012 pentru aprobarea *Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, cu modificările și completările ulterioare*;
- Decizia Prim-ministrului nr. 43 din 22 februarie 2012 privind *aprobarea Planului de acțiune pentru implementarea, monitorizarea și evaluarea obiectivelor Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice*;
- Hotărârea nr. 1198 din 4 decembrie 2012 privind desemnarea infrastructurilor critice naționale;
- Decizia Prim-ministrului nr. 166 din 19 martie 2013 privind aprobarea *Normelor metodologice pentru realizarea/ echivalarea/revizuirea planurilor de securitate ale proprietarilor /operatorilor/ administratorilor de infrastructură critică națională/ europeană, a structurii-cadru a planului de securitate al proprietarului/ operatorului/ administratorului deținător de infrastructură critică națională/ europeană și a atribuțiilor ofițerului de legătură pentru securitate din cadrul compartimentului specializat desemnat la nivelul autorităților publice responsabile și la nivelul proprietarului/ operatorului/ administratorului de infrastructură critică națională/ europeană*;

- Decizia Prim-ministrului nr. 105 din 2017 privind aprobarea *Calendarului principalelor activități pe anul 2017 ale Grupului de lucru interinstituțional pentru protecția infrastructurilor critice*;
- *Codul administrativ 2019*;
- *Ordinul nr. 238/2019 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi, aferentă anului 2020*.

La nivelul UE au fost adoptate opt Regulamente, coduri de rețea, astfel:

- Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 Iulie 2015 de stabilirea unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- 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 curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (HVDC);
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilirea unei linii directe 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 directe privind echilibrarea sistemului de energie 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 electroenergetic.

3.2 Legislația secundară

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

- PE 026-92 “Normativ pentru proiectarea Sistemului Energetic Național”;
- PE 134/1995 “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”;
- Licențe și Autorizații: activitatea CNTEE Transelectrica S.A. se desfășoară în baza Condițiilor specifice asociate Licenței nr.161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, modificată prin Decizia ANRE nr. 998 din 30.05.2019;

- Codul Tehnic al RET– Revizia I, aprobat prin Ordin ANRE nr. 20/2004, modificat și completat prin Ordin ANRE nr. 35/2004;
- Codul Comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordin ANRE nr. 25/2004; Anexa nr. 11 din Ordinul nr. 25/2004 a fost abrogată prin art.4 din Ordinul nr. 93/2018 pentru aprobarea regulilor comerciale privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică;
- Decizia președintelui 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;
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție - aprobat prin Ordinul ANRE nr. 128/2008;
- Procedura operațională “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între operatorii de transport și de sistem” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 6/2010;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2010, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri nr. 1178/2011 pentru stabilirea criteriilor sectoriale și a pragurilor critice aferente sectorului ICN/E infrastructură critică națională/europeană – „Energetic”;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice” aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;
- Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 în vigoare de la 01 iulie 2013 – 31 august 2020;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare;
- Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului nr. 175/12.02.2015 pentru aprobarea „Instrucțiunilor 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.”
- Codul de măsurare a energiei electrice - aprobat prin Ordin ANRE nr. 103/01.07.2015;
- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 102/2015 cu modificările și completările ulterioare (Ordinul președintelui ANRE nr. 184/2019);
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/30.03.2016;

- Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2016, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță - aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Metodologie de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 31/2018 privind aprobarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, precum și pentru modificarea, completarea și abrogarea unor dispoziții din sectorul energiei electrice, valabil de la 22 februarie 2018 până la 31 august 2020;
- Metodologie de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019;
- Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 204/14.11.2019;
- Ordinul nr. 61/2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, în vigoare de la 01 septembrie 2020.

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

4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET

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

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

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

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

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

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

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

- reducerea congestiilor în RET;
- realizarea mentenanței bazate pe condiția tehnică;
- implementarea standardelor Smart Grid și management al activelor;
- continuarea implementării telecomandării instalațiilor din stațiile Transelectrica;
- asigurarea infrastructurii adecvate în concordanță cu nivelul de dezvoltare a pieței de energie electrică;
- creșterea eficienței energetice la nivelul Companiei și promovarea soluțiilor care conduc la reducerea pierderilor în RET;
- definirea și implementarea proiectelor pilot cu mare încărcătură de inovare;
- introducerea digitalizării în acord cu strategiile și politicile Companiei.

Dezvoltarea RET se face în conformitate cu cerințele și prioritățile prevăzute în Strategia și Politica energetică națională [2], [4]. Acestea constituie referințe determinante pentru identificarea direcțiilor prioritare și prognoza tendințelor de evoluție a sectorului energiei avute în vedere la planificare.

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

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

- Prognoza cererii de consum energie electrică pe ansamblul SEN pentru perioada analizată;
- Prognoza consumului de energie și a nivelului de putere electrică (activă și reactivă) pe paliere caracteristice ale curbei de sarcină (vârf și gol de sarcină în sezoanele de iarnă și vară), în profil teritorial și pentru fiecare stație;
- Prognoze de import/export/tranzit de energie și putere electrică;
- Estimarea evoluției capacităților de producere în perioada analizată, considerând programele de casări, reabilitări și instalare de grupuri noi;
- Elaborarea balanțelor de puteri active și reactive pe noduri ale RET și zone energetice ale SEN, la palierele caracteristice ale curbei de sarcină;
- Analiza regimurilor de funcționare a RET în perioada de referință:
 - circulațiile de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, în regimuri medii și extreme;
 - pierderile de putere în RET;
 - asigurarea stabilității tensiunii și a încadrării între limitele minime și maxime admisibile în nodurile RET prin posibilitățile și mijloacele de reglaj existente și prin dezvoltarea acestora;
 - limitele și valorile curenților și puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
 - analiza și asigurarea rezervelor de stabilitate statică și a stabilității tranzitorii în funcționarea SEN;
- Evaluarea stării tehnice a instalațiilor din rețeaua de transport al energiei electrice;
- Evaluarea importanței stațiilor de transport;
- Calculul indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Stabilirea acțiunilor și întăririlor (proiectelor noi) necesare pentru a asigura adecvarea rețelei și satisfacerea performanțelor normate ale serviciului de transport;
- Stabilirea soluțiilor de modernizare și dezvoltare a RET optime din punct de vedere tehnico-economic și a măsurilor de reducere a impactului asupra mediului;
- Stabilirea priorităților și a programelor de realizare a modernizării/dezvoltării RET și a infrastructurii asociate;
- Identificarea surselor posibile de finanțare pentru investițiile din Planul de dezvoltare a RET.

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

Conform art. 10 din Procedura privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 204/2019:

(1) *OTS realizează următoarele analize de perspectivă a RET, pe termen scurt – pentru următorii 5 ani, respectiv pe termen lung – pentru următorii 10 ani, care stau la baza fundamentării planului de dezvoltare:*

- *stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică, a structurii și capacității surselor de producere, inclusiv importurile și exporturile de energie electrică, luând în considerare prognozele de dezvoltare a capacităților de schimb transfrontalier - Capitolul 9;*
- *analiza RET în funcție de vechimea și starea tehnică a elementelor acesteia, cu detalierea pe zone geografice, niveluri de tensiune și elemente de rețea - Capitolul 8, Anexa E3;*
- *evaluarea gradului de încărcare al elementelor rețelei și comportarea rețelei în condițiile în care sunt satisfăcute: criteriul de siguranță (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie, în scopul identificării zonelor critice ale rețelei și a lucrărilor necesare pentru creșterea siguranței în exploatare, optimizarea și eficientizarea acesteia – Capitolul 5.4, Capitolul 10;*
- *analiza nivelului pierderilor de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină, identificarea zonelor și a elementelor critice și stabilirea măsurilor necesare pentru reducerea acestora – Capitolele 5.6, 10.4, 14.3.3;*
- *evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET, identificarea măsurilor pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acesteia, stabilirea calendarului de implementare a măsurilor - Capitolul 12;*
- *analiza nivelului de performanță a serviciului conform indicatorilor prevăzuți în reglementările specifice în vigoare, identificarea factorilor care au o influență semnificativă asupra acesteia, stabilirea măsurilor necesare pentru îmbunătățirea performanței serviciului și pentru asigurarea controlului asupra factorilor principali de influență –Capitolele 5.5, 5.9, 8, 11, 14 ;*
- *analiza adecvanței sistemului la vârf de sarcină pe termen scurt, mediu și lung prin metode care să țină seama de structura capacităților de producere și de gradul de incertitudine indus de ponderea puterii disponibile a capacităților de producere din surse regenerabile în total putere disponibilă la nivelul SEN – Capitolul 9;*
- *analiza privind evaluarea flexibilității RET – Capitolele 5.8, 10.6, 10.9 ;*
- *identificarea zonelor și a elementelor RET pentru care este necesară realizarea de investiții constând în modernizări sau re tehnologizări – Capitolele 8, 11, 14;*

- *identificarea zonelor de rețea în care sunt necesare lucrări de dezvoltare și extindere – Capitolele 10, 14;*
- *prezentarea modului de prioritizare a investițiilor prin detalierea criteriilor de prioritizare și a tipului de analize care au stat la baza întocmirii cronologiei desfășurării lucrărilor de investiții prognozate – Capitolele 8, 10, 14;*
- *evaluarea valorii totale a lucrărilor de investiții și a nivelului cheltuielilor anuale de investiții, precum și identificarea surselor de finanțare (din fonduri proprii, surse împrumutate, contribuții financiare, venituri din alocarea capacităților de interconexiune transfrontalieră) - Capitolele 14, 15, 16;*
- *identificarea, fundamentarea și estimarea valorică a beneficiilor urmărite prin realizarea investițiilor cuprinse în plan (ex. îmbunătățirea indicatorilor privind siguranța în funcționare a RET, a indicatorilor de performanță, reducerea cheltuielilor de operare și mentenanță, reducerea CPT, racordarea de noi utilizatori, îndeplinirea unor obligații legale, etc.) - Capitolele 2, 14.5, studii de fezabilitate;*
- *actualizarea stadiului proiectelor de interconexiune în corelare cu lista europeană a proiectelor de interes comun și cu țintele asumate la nivel național privind gradul de interconectare la nivelul Uniunii Europene - Capitolele 2, 14, Anexa F3;*
- *evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate - Capitolul 16.3;*
- *modul de corelare a planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani cu planuri similare ale rețelelor de transport al energiei electrice din țările vecine, rezultat în urma colaborării cu OTS vecini, cu evidențierea obligațiilor care revin OTS și a pozițiilor din planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani implicate în aceste corelări/colaborări – Capitolele 2, 14;*
- *situația comparativă din care să rezulte modificările față de ediția anterioară a planului aprobat de ANRE, cu justificarea documentată a fiecărui obiectiv modificat – Capitolul 14, Anexa F3;*
- *raportul de monitorizare a realizării investițiilor cuprinse în planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani aprobat de ANRE, cu prezentarea unei estimări valorice a impactului întârzierilor sau nerealizării investițiilor cuprinse în ediția precedentă a planului de dezvoltare – Anexa F3, Capitolul 10.1.9. ;*

- *planul lucrărilor de mentenanță necesare pentru asigurarea siguranței în funcționare a RET sau respectarea obligațiilor legale (legi, condiții de licență, norme tehnice), cu detalierea modului de realizare (cu forțe proprii sau cu terți), a estimării costurilor lucrărilor de mentenanță și a programului de asigurare a mentenanței rețelei, întocmit în conformitate cu prevederile regulamentului de mentenanță – Capitolul 11;*
- *analiza privind măsurile și programele destinate asigurării securității cibernetice a sistemelor informatice – Capitolul 14.3.5.*

(2) Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani cuprinde lucrările de investiții care rezultă necesare în RET în cursul perioadei de perspectivă de 10 ani, în urma analizelor prevăzute la alin. (1); planul conține estimarea perioadei de realizare, a valorii totale și a cheltuielilor investiționale anuale pentru fiecare proiect de investiții.

5. Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2018-2019

5.1 Capacități de producere a energiei electrice

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

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unitățile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcțiune în august 2007);
- puterea instalată a grupurilor hidroelectrice variază de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensaj pe lignit din centralele Rovinari și Turceni;
- au fost instalate grupuri eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 ÷ 3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de grupuri rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În stația de 400 kV Tariverde este racordată și funcționează o centrală eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- La sfârșitul anului 2019, P_i totală în CEE 2019 totaliza 3024 MW, iar P_i în CEF însuma 1392 MW;
- tot la sfârșitul anului 2019 centralele pe biomasă totalizau 137 MW;
- Capacitatea electrică de înaltă eficiență totală, cu acreditare finală, în data de 08.04.2020 a fost de 1343 MW din care eligibilă pentru schema de sprijin pentru cogenerare a fost de 1310 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 01.01.2020, în conformitate cu licențele acordate de ANRE, totaliza 20696 MW.

Puterea instalată la nivelul Sistemului Electroenergetic Național de aproximativ 24600 MW (așa cum se determina până la data de 01.01.2020, însumând cifrele indicate de producător pe plăcuțele generatoarelor racordate la SEN) nu reflectau puterea reală care ar fi putut fi activată, întrucât în multe centrale electrice existau grupuri indisponibile, aflate în imposibilitatea de a mai funcționa din diverse motive, precum: uzura tehnică ridicată, nerespectarea cerințelor de mediu, eficiența redusă, costuri de producție ridicate, respectiv dificultăți financiare ale entităților care le dețin.

În condițiile în care în ultimii ani, acoperirea consumului de energie electrică la nivelul sistemului se dovedește a fi din ce în ce mai dificil de realizat din resurse energetice proprii, în condiții defavorabile de funcționare, atât în sezonul de vară când sistemul se poate confrunta cu secetă extremă și temperaturi foarte ridicate pe o perioadă îndelungată (30 de zile consecutive), cât și în sezonul de iarnă, când se pot întâlni temperaturi foarte scăzute (sub -20 °C) pe o perioadă de cel puțin 10 zile consecutive, pentru a da o imagine corectă asupra funcționării Sistemului Electroenergetic Național, dar și pentru atragerea de investitori noi în zona de producere a energiei electrice, Ministerul de resort și ANRE au decis scoaterea din evidențe a tuturor grupurilor a căror licență a fost retrasă/modificată, valoarea puterii instalate în Sistemul Electroenergetic Național fiind identică cu valoarea puterilor instalate ale tuturor grupurilor incluse în licențele producătorilor. Prin această actualizare, valoarea puterii totale instalate în Sistemului Electroenergetic Național s-a redus cu aproximativ 4000 MW, respectiv de la aproximativ 24600 MW, la o valoare în jur de 20700 MW.

Tabelul 5.1.1

Tip centrală	Putere instalată [MW]			
	01.01.2017*	01.01.2018*	01.01.2019*	01.01.2020**
TOTAL din care:	24714	24738	24606	20696
Cărbune	6240	6240	6232	4787
Hidrocarburi	5792	5789	5656	3239
Nucleară	1413	1413	1413	1413
Hidro	6744	6761	6759	6704
Eoliană	3025	3030	3032	3024
Fotovoltaică	1371	1375	1382	1392
Biomasă	129	130	132	137

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

** Putere instalată în capacitățile de producere a energiei electrice aflate în exploatare comercială (licențe valabile, în conformitate cu site-ul www.anre.ro)

5.2 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină

În conformitate cu observațiile AEM - Agenției Europene de Mediu (www.eea.europa.eu) referitoare la schimbările climatice, în decursul ultimilor 150 de ani, temperatura medie la nivel global a crescut cu aproape 0,8 °C și cu aproximativ 1 °C în Europa. Impactul acestor schimbări climatice se poate deja observa și de asemenea, se estimează că va deveni mai pronunțat în viitorul apropiat. Evenimentele climatice extreme, cum ar fi valurile de căldură, perioadele de secetă și de inundații din timpul verii, precum și perioadele cu ger extrem în perioada de iarnă sunt preconizate a deveni mai frecvente și mai intense. Aceste modificări climatice care se manifestă și la nivelul țării noastre, induc factori de stres în ceea ce privește funcționarea SEN.

Iarna 2015 – 2016 a fost caracterizată prin temperaturi medii mai ridicate decât media multianuală (cu excepția lunii ianuarie), fiind o iarnă mai caldă în ansamblu, aspect care a condus la o scădere a consumului din trimestrul IV 2015 cu 2,12% comparativ cu trimestrul IV 2014, respectiv la o situație cvasi-staționară în trimestrul I 2016 comparativ cu trimestrul I al anului 2015 (o creștere foarte mică de 0,07%). În aceste condiții, cumulat cu scăderea soldului net al SEN (export) s-a înregistrat o scădere a producției din trimestrul IV 2015 cu 2,54% comparativ cu trimestrul IV din 2014, respectiv o scădere a producției din trimestrul I 2016 cu 4,93% comparativ cu trimestrul I 2015.

S-au înregistrat însă două perioade extreme în care funcționarea SEN a ajuns relativ aproape de condițiile limită specifice perioadelor de iarnă, fără a se ajunge însă la epuizarea completă a rezervelor de sistem. Aceste perioade s-au înregistrat în luna ianuarie 2016, între **03 – 08.01.2016**, respectiv **15 – 25.01.2016**. În această perioadă, peste condițiile meteo extreme (condiții de ger, când la nivelul țării s-au înregistrat cele mai scăzute valori minime lunare), s-a înregistrat și o valoare scăzută a energiei echivalente în marile lacuri de acumulare ca urmare a verii foarte secetoase din anul 2015. Drept urmare, în fiecare dintre cele două perioade s-a ajuns la necesitatea de a fi utilizate grupuri furnizoare de rezervă terțiară lentă pe combustibil alternativ (păcură), așa cum au fost prevăzute în HG 1019/2015.

Iarna 2016 – 2017 a fost o iarnă autentică în lunile ianuarie și februarie (în luna ianuarie 2017 temperatura medie a fost de -6 °C, cu 3,9 °C mai mică decât temperatura medie multianuală), iar în lunile octombrie – decembrie 2016 și martie 2017 temperaturile au fost mai mari decât temperaturile medii multianuale. Temperaturile în perioada noiembrie 2016 – februarie 2017 au fost mai mici decât temperaturile din perioada octombrie 2015 – februarie 2016, în schimb temperaturile din luna martie 2017 au fost mai mari decât cele din luna martie 2016.

În condițiile scăderii, pe ansamblu, a temperaturilor înregistrate în iarna 2016 – 2017 față de iarna 2015 – 2016, consumul de energie electrică a înregistrat o creștere în trimestrul IV 2016 cu 4,80% comparativ cu trimestrul IV 2015, respectiv o creștere în trimestrul I 2017 cu 3,48% comparativ cu trimestrul I 2016.

Iarna 2017 – 2018 a fost o iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale, cu excepția lunii martie, când temperatura medie înregistrată a fost de 2,4 °C, cu 1,1 °C sub norma multianuală.

În condițiile creșterii, pe ansamblu, a temperaturilor înregistrate în iarna 2017 – 2018 față de iarna 2016 – 2017, consumul de energie electrică a înregistrat o scădere în trimestrul IV 2017 cu 0,38% comparativ cu trimestrul IV 2016, respectiv o creștere în trimestrul I 2018 cu 2,93% comparativ cu trimestrul I 2017.

Iarna 2018 – 2019 a fost o iarnă caracterizată prin două perioade meteorologice diferite: perioada de început și sfârșit (lunile octombrie 2018, februarie și martie 2019) – cu caracteristică de iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale, și perioada de mijloc (noiembrie 2018 – ianuarie 2019) – reprezentând o perioadă de iarnă normală, când temperaturile medii înregistrate au fost egale cu normele multianuale sau ușor mai scăzute.

În condițiile scăderii temperaturilor în lunile noiembrie și decembrie 2018, față de lunile similare din anul 2017, respectiv ca urmare a creșterii temperaturilor înregistrate în lunile februarie 2019 și mai ales martie 2019 față de perioada similară din 2018, consumul de energie electrică a înregistrat o creștere în trimestrul IV 2018 cu 1,61% comparativ cu trimestrul IV 2017, respectiv o scădere în trimestrul I 2019 cu 3,08% comparativ cu trimestrul I 2018.

Iarna 2019 – 2020 a fost o iarnă blândă, cu temperaturi medii lunare peste mediile multianuale. În aceste condiții, consumul a înregistrat scăderi cu valori cuprinse între -6% în luna decembrie 2019 și -0,5% în luna februarie 2020.

În fig. 5.2.1 este prezentată evoluția 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.

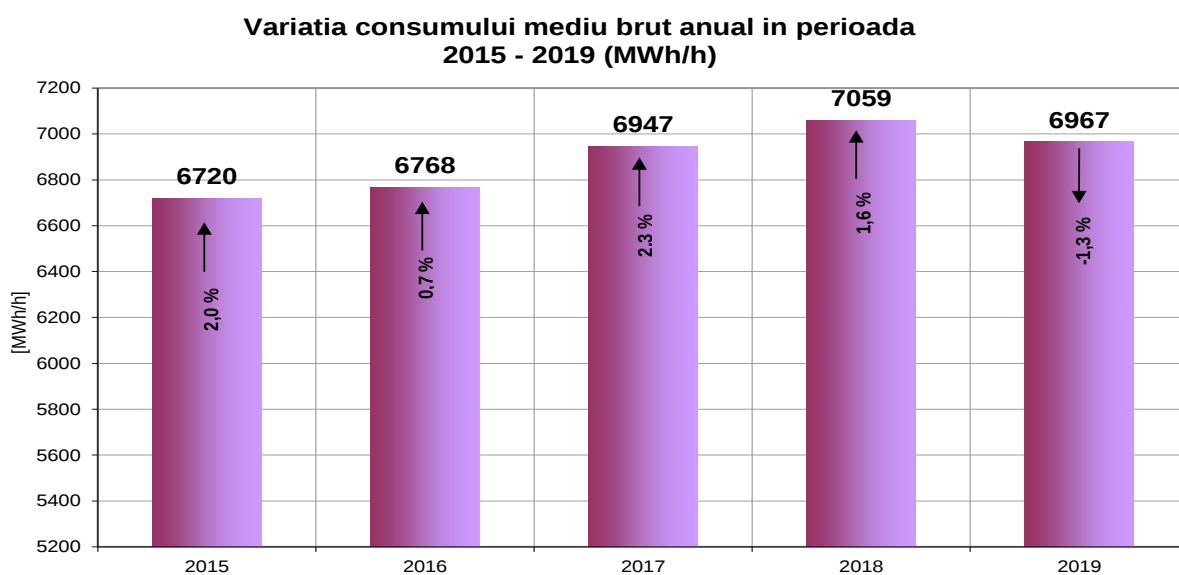
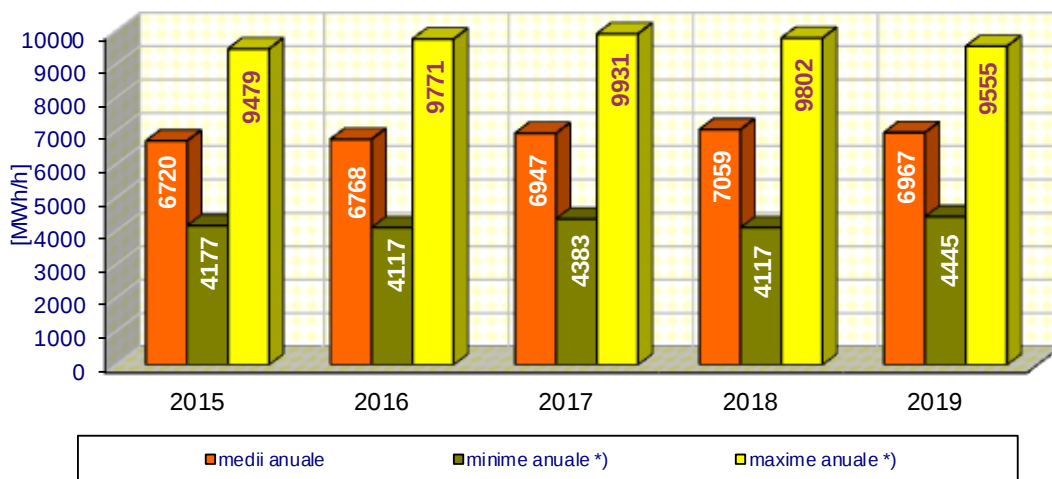


Fig. 5.2.1

Valoarea maximă brută a consumului în anul 2019 a fost cu 247 MW mai mică decât valoarea maximă înregistrată în 2018 și cu 376 MW mai mică decât vârful de consum al anului 2017. Astfel, consumul maxim brut a fost 9555 MWh/h și s-a înregistrat în ziua de 08 ianuarie 2019, în intervalul 18. Valoarea minimă brută a consumului (4445 MWh/h) s-a înregistrat în data de 29 aprilie 2019, în intervalul 5 (Paștele ortodox). (Fig. 5.2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea Consum – Producție - Sold).

Evoluția consumului (MWh/h) mediu, minim și maxim în anii 2015 - 2019



*) valori brute instantanee

Fig. 5.2.2

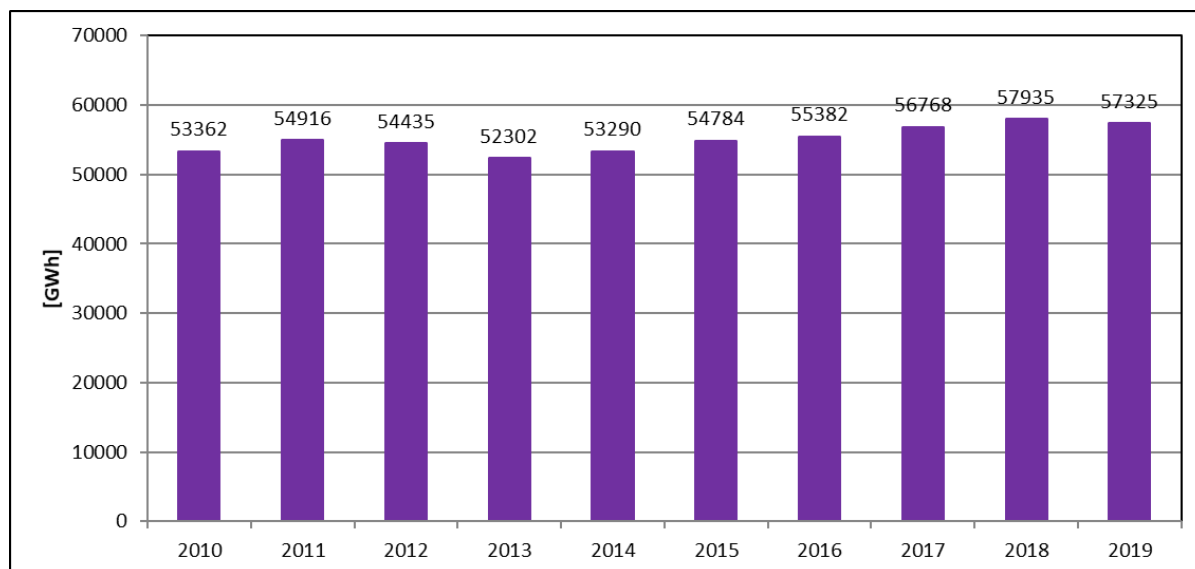


Fig. 5.2.3 Evoluția consumului net anual în perioada 2010-2019

Din evoluția consumului net pentru perioada 2010 – 2019, ilustrată în Fig. 5.2.3, se constată că între anii 2010 și 2011 consumul net a crescut cu 1554 GWh iar între anii 2012 și 2013 a scăzut cu 2133 GWh. Între anii 2014 – 2018 se remarcă o creștere de la 53290 GWh în anul 2014 la 57935 GWh în 2018. În anul 2019 are loc o scădere a consumului până la valoarea de 57325 GWh, cu aproximativ 1,05% fata de valoarea din anul 2018.

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

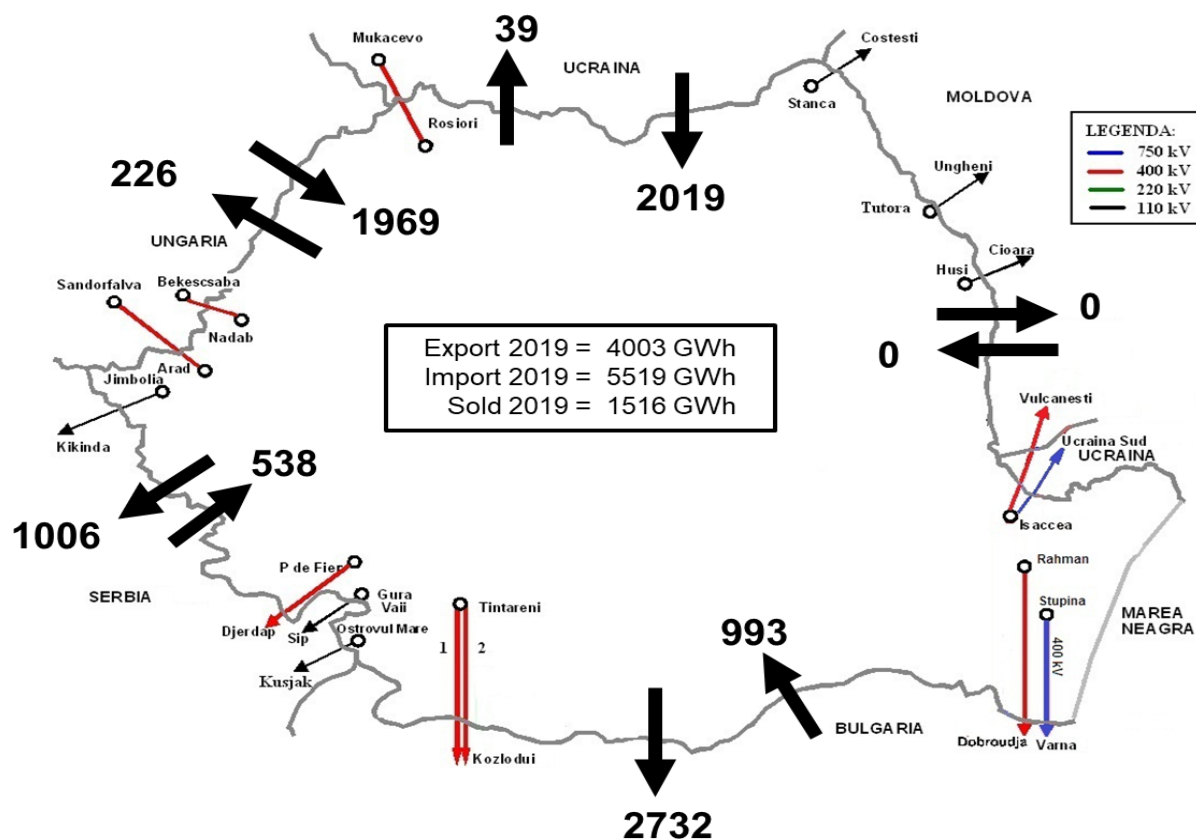


Fig. 5.2.4 – Schimburile de energie realizate pe granițe în anul 2019

**Variația importului, exportului și a soldului schimburilor de energie
cu vecinii în perioada 2015 - 2019
(valori medii anuale)**

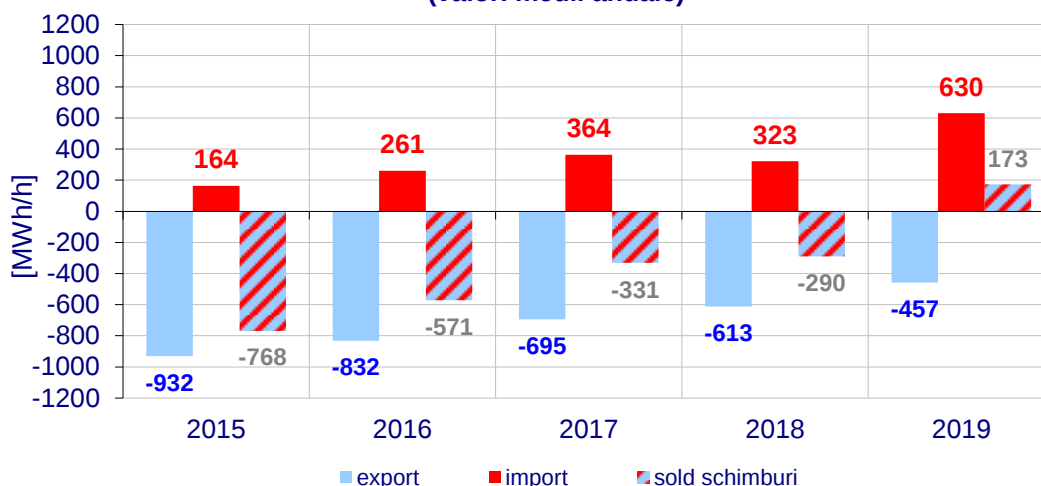


Fig. 5.2.5

Soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, cu excepția anului 2019, când exportul de energie electrică a fost mai mic decât importul, rezultând import net. Anul 2019 s-a încheiat cu un import net de 173 MWh/h.

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

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 fiecărui 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 și ca urmare a mobilizărilor de rezervă terțiară din Piața de Echilibrare, în vederea asigurării echilibrului producție - consum - putere de schimb, ca urmare a serviciului de sistem.

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 – cărbune). 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 hidroelectrică (5,42%). Scăderea importantă a energiei din surse hidroelectrice a fost generată de hidraulicitatea energetică mai scăzută înregistrată în anul 2017, atât pe râurile interioare, cât și pe fluviul Dunărea, anul 2017 fiind un an secetos, spre deosebire de anul 2016 care a fost un an normal.

În anul 2018, comparativ cu 2017, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat scăderi pe majoritatea tipurilor de resurse, cu valori cuprinse între 1,15% pentru producția nucleară, respectiv 22,19% pentru producția pe biomasă. Alte scăderi s-au înregistrat la producția fotovoltaică (5,29%), pe carbune (7,49%) și eoliană (14,60%). S-au înregistrat în schimb creșteri procentuale la producția pe hidrocarburi (1,28%) și hidroelectrică (21,73%). Creșterea semnificativă a producției hidro a fost generată de hidraulicitatea anului 2018, care a fost caracterizat ca și an normal, atât pentru râurile interioare cât și pentru fluviul Dunărea, spre deosebire de anul 2017, care a fost caracterizat ca secetos pe râurile interioare și subnormal pe fluviul Dunărea.

În anul 2019, comparativ cu 2018, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat scăderi pe majoritatea surselor primare, cu valori cuprinse între 0,94% pentru producția nucleară, respectiv 13,56% pentru producția pe hidrocarburi. S-au înregistrat în schimb creșteri procentuale la producția din surse regenerabile, respectiv eolian (7,14%), biomasă (27,56%) și fotovoltaică (0,34%). Producția hidroelectrică a scăzut cu 10,28% comparativ cu anul precedent. Acest lucru a fost generat de scăderea hidraulicității pe râurile interioare, de la 97% în 2018 - an normal, la 85% în anul 2019 - an subnormal. Aceeași caracteristică a înregistrat și fluviul Dunărea, hidraulicitatea anului 2019 fiind de 87% - an subnormal, față de 92% în anul 2018 - an normal.

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 aceluiași interval) integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost înlesnită, în mare măsură, de structura de producție 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 induse de centralele electrice eoliene.

Structura producției este prezentată în Tabelul 5.2.1. și figura 5.2.6.

Tabelul 5.2.1 - Structura anuală a producției în perioada 2015 - 2019 E[GWh]

	2015	2016	2017	2018	2019
Nuclear	11638	11286	11509	11377	11270
Carbune	18345	16091	17154	15869	13886
Hidrocarburi	9399	9960	10803	10941	9459
Ape	16622	18272	14608	17783	15955
Eoliene	7062	6590	7403	6322	6773
Biomasa	529	453	401	312	398
Fotovoltaica	2003	1820	1870	1771	1777
Total Productie	65598	64472	63748	64375	59518

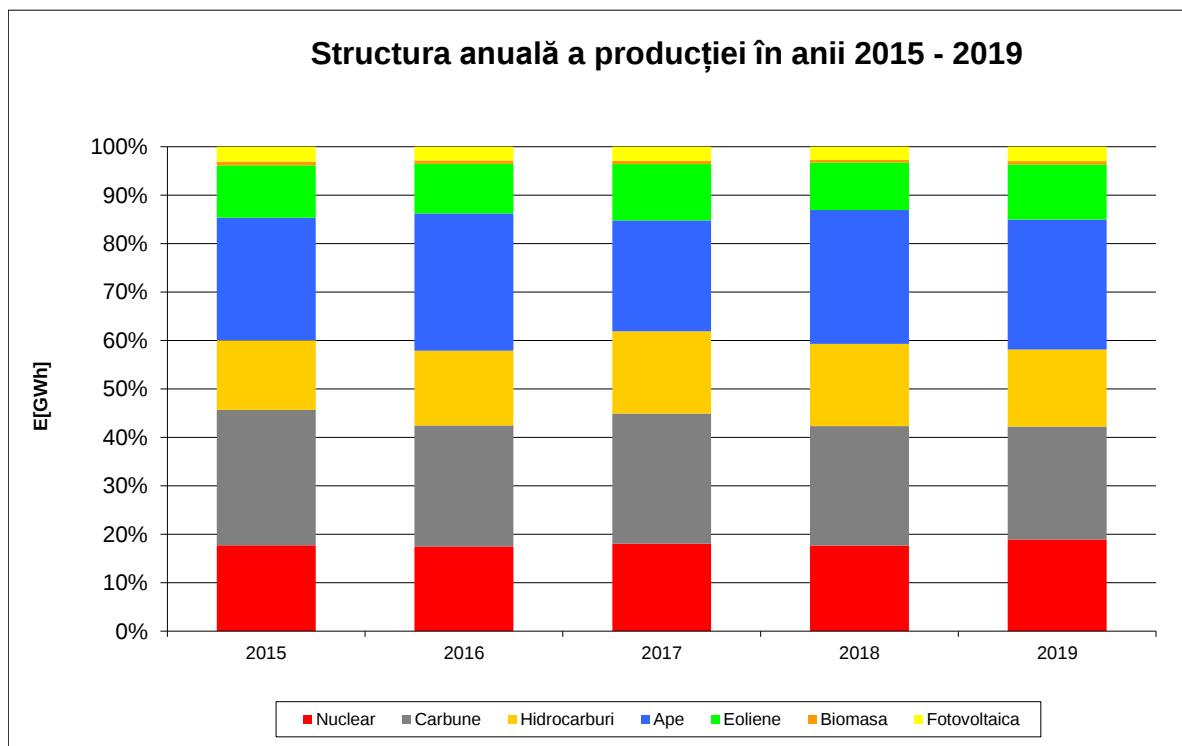
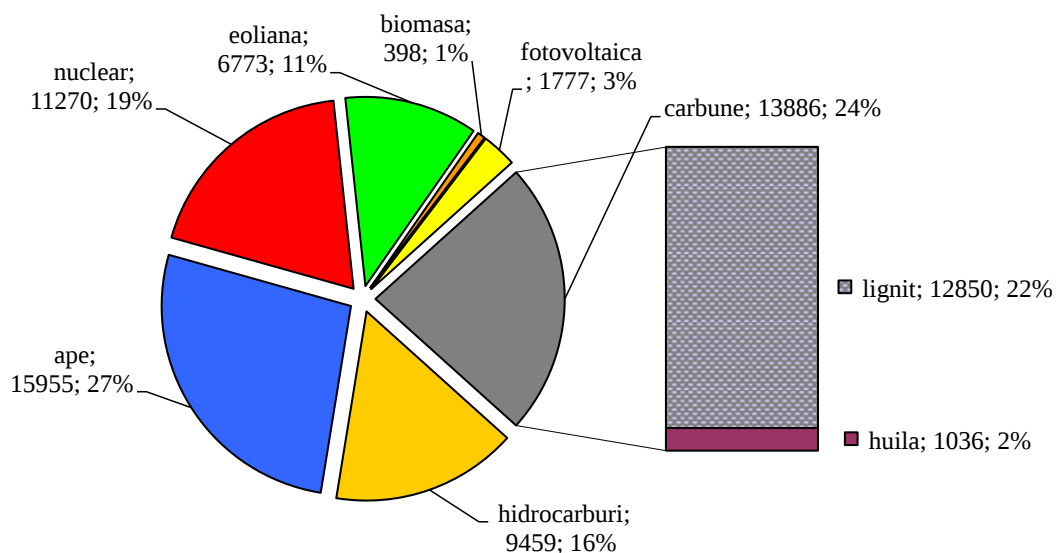


Fig. 5.2.6. - Structura anuală a producției în anii 2015 - 2019

**Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică
în anul 2019**



**Structura pe resurse primare [GWh;%] a producției brute de energie electrică
în anul 2018**

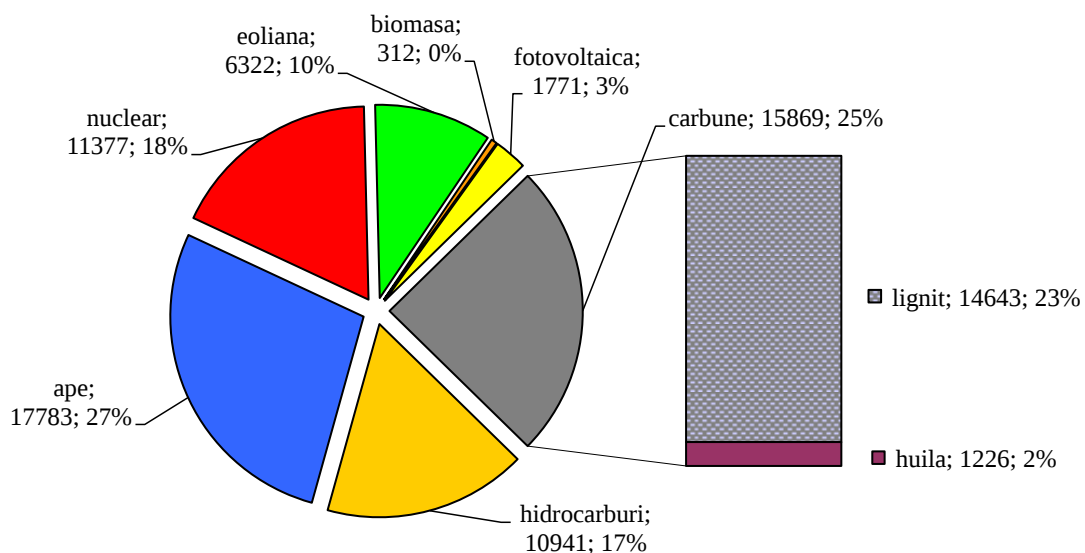


Fig. 5.2.6

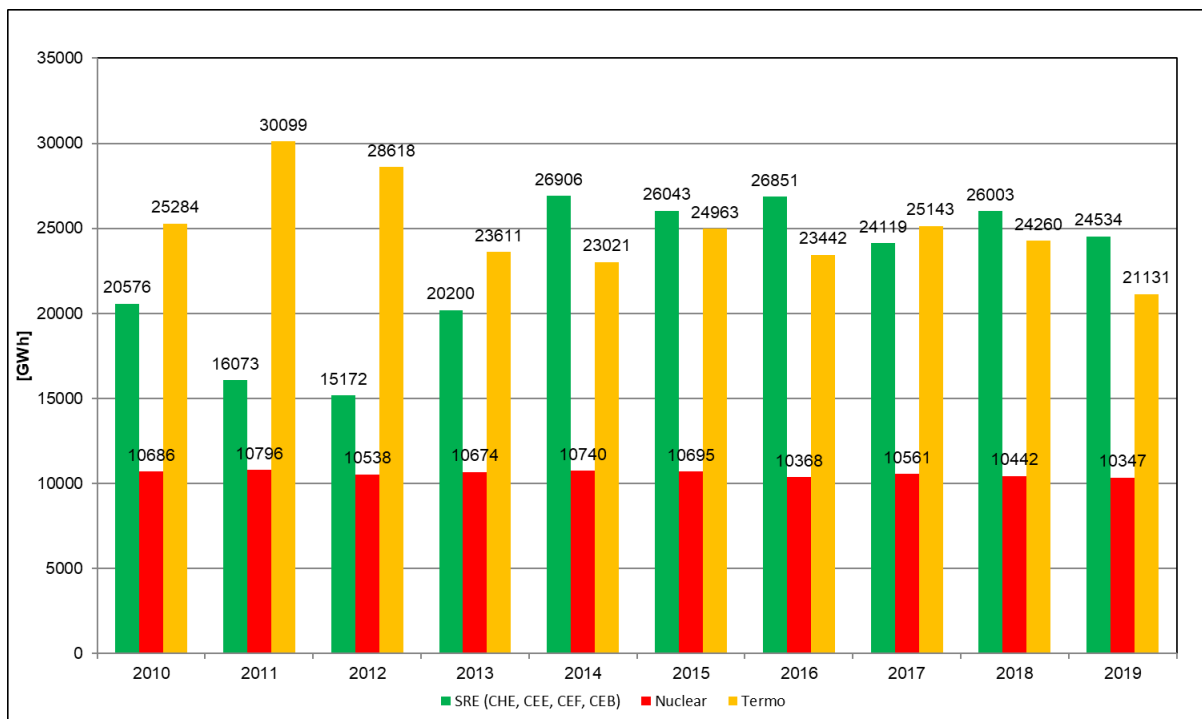


Fig. 5.2.7 Evoluția producției nete anuale 2010-2019

Din evoluția producției nete pentru perioada 2010 – 2019, ilustrată în Fig. 5.2.7, se constată că energia produsă de CNE Cernavodă a fost aproape constantă în decursul acestei perioade. Începând din anul 2014 energia produsă de sursele regenerabile a depășit energia produsă de centralele ce funcționează cu combustibili fosili cu excepția anului 2017.

Din Tabelul 5.2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvanței sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului din luna decembrie 2019 în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase disponibile în luna decembrie 2019 a reprezentat cca. 28% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 5.2.2

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2019 - ora 12 RO (ora 11 CET)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6318
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenționale	7079
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4397
5	alte centrale	0

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii decembrie 2019 - ora 12 RO (ora 11 CET)	[MW]
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	19094
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3134
8	Putere în reparație planificată	1240
9	Putere în reparație accidentală	663
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1035
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	13022
12	Consum intern	7575
13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	906
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	5447
	Schimbul de putere cu alte sisteme	
15	Import	1118
16	Export	425
17	Sold Import-Export [17 = 15 - 16]	693
18	Capacitate rămasă (cu considerarea schimburilor cu alte sisteme) [18 = 14 + 17]	6140

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

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

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

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



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

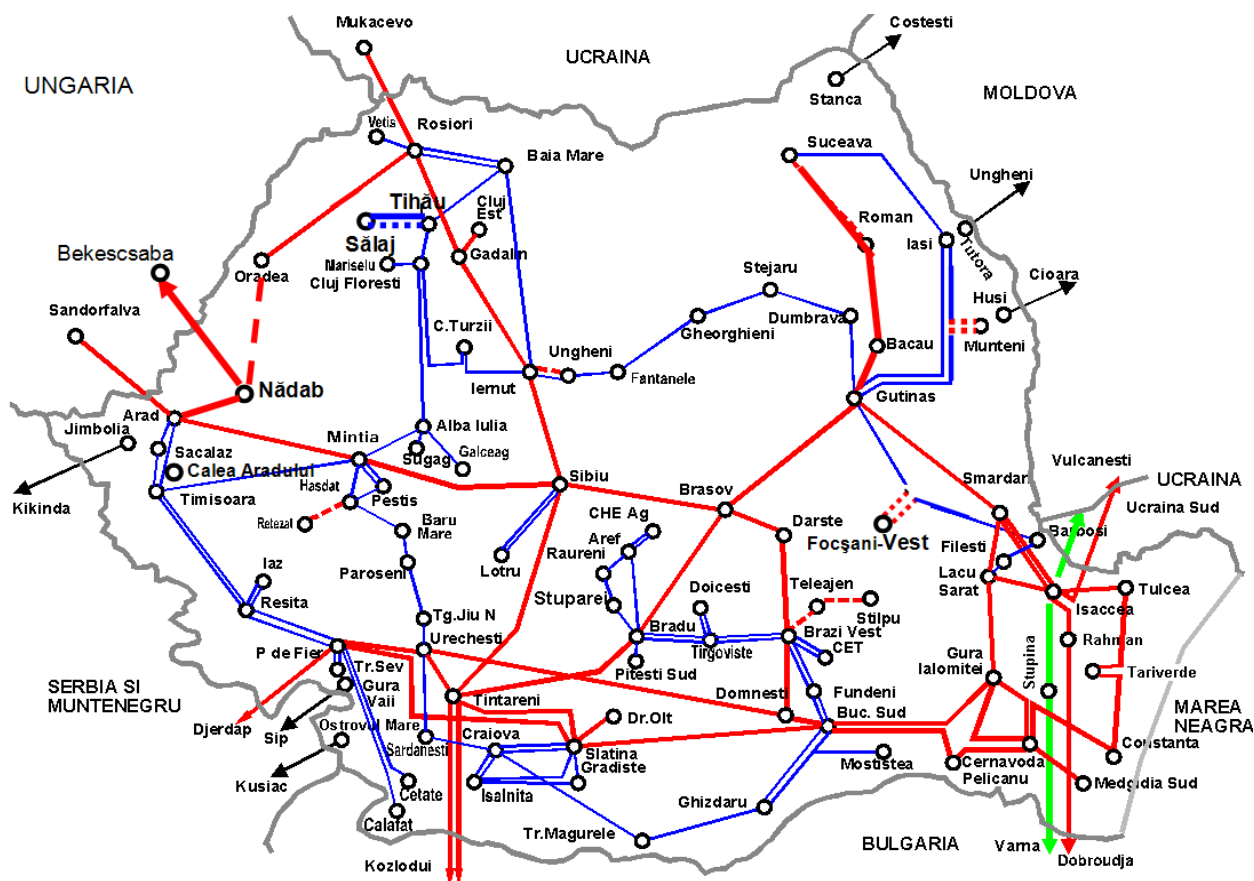


Fig. 5.3 Rețeaua Electrică de Transport – octombrie 2017

LEGENDĂ:

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

În Tabelul 5.3.1 este prezentată sintetic componența RET conform Deciziei președintelui ANRE nr. 802/2016 pentru modificarea Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, iar în Anexa B-2 (Linii, Stații, 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 Licenței.

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 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară celei de 400 kV și 220 kV, conform tabelului 5.3.1.

Tabelul 5.3.1 Instalațiile RET

Tensiunea [kV]	STAȚII			LEA [km]
	Stații [nr.]	Unități de transformare ≥100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
400	38	2 20 31	500 400 250	4971,70*
220	43	2 81 1	400 200 100	3875,64
110	0	0	0	40,42
TOTAL	81	137	34850	8890,87

*) 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 funcție de tensiunea constructivă

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.890,87 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

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

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

Au continuat lucrările de re tehnologizare, 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 protecțiilor, 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 (de investiții):

- 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
- Stația Râureni: AT 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Ungheni: AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Vetîș: modernizare sistem control-protecție
- LEA 220 kV Ișalnița – Craiova Nord circ. 1, înlocuirea conductoarelor active, cu conductor activ cu capacitate de transport mărită (tip ACSS, S = 558 mm², OI/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, AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu și 220/110 kV Pestiș, au fost înlocuite transformatoarele T1 și T2 2x16 MVA în stația 220/110/20 kV Vetîș, Modernizare sistem SCADA stația Constanța Nord.

În anul 2019, s-au derulat lucrări de mentenanță majoră și s-au analizat, verificat și avizat Temele de proiectare, Expertizele tehnice, Caietele de sarcini de proiectare și execuție, Documentațiile de aprobare a lucrărilor de intervenție (DALI) și Studiile de fezabilitate aferente componentei de investiții (SF), Documentațiile de licitație (DL) pentru proiectele de mentenanță majoră cuprinse în Programele 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/Transformatoare** - Analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită (unități de transformatoare 16 MVA -250 MVA și întreruptoare 110-400 kV).
- **LEA** - documentații de proiectare: „RC - LEA 400kV d.c. Tântăreni-Kozlodui 1+2”, „RC - LEA 400kV Porțile de Fier-Slatina”, „Mentenanța majoră LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia și stâlp antenă”, „RC LEA 400kV Mintia – Arad”.
- **LEA** – Au continuat lucrările la: „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; „Consolidare LEA 110 kV Tutora - Ungheni (execuție)”, „RK LEA 400 kV București Sud – Pelicanu”, „RC - LEA 400 kV d.c. Tântăreni - Turceni G1+2, G3+4”, „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 d.c. Cluj Florești - Alba Iulia: Cluj Florești - Câmpia Turzii: Iernut - Câmpia Turzii”, „Mentenanță majoră LEA 220 kV Alba - Sugag - Gâlceag”, „Mentenanță majoră LEA 400(220) kV Retezat – Hășdat”.

Au început lucrări de reparații LEA : „RC LEA 220kV Mintia - Timișoara protecție anticorozivă stâlpi” și s-a remediat stâlpul nr. 120 de pe LEA 220kV Fântanele-Gheorgheni, la care a fost deteriorat vârful în condiții meteorologice extreme (viscol, ninsoare cu vânt puternic și chiciură).

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

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

5. 4 Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe regimurile de referință din perioadă studiată: sezonul de iarnă 2019-2020 și sezonul de vară 2020. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului import-export cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de Retrageri (PAR) din exploatare a echipamentelor pentru desfășurarea lucrărilor de investiții și mentenanță din RET. De asemenea, au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET ca urmare a retragerii din exploatare. În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stațiile electrice citite la palierul caracteristic de consum VSI (Vârf Seară Iarnă), respectiv VDV (Vârf Dimineață Vara).

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. Aceste aspecte pot 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 de iarnă 2019-2020 și vară 2020.

5.4.1 Sezonul de vară 2020

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de vară 2020 este realizată pe un regim VDV cu producție de 2790 MW în CEE, 700 MW în CEF, sold de export de 1000 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET 1:

- LEA 220 kV Gutinaș - Stejaru derivație AT1 Dumbrava provizorat în funcțiune (re tehnologizarea stației 220/110 kV Dumbrava);
- AT 220/110 kV Stejaru în funcțiune, CT 110 kV Stejaru deconectată (re tehnologizarea stației 220/110 kV Stejaru este considerată finalizată);
- LEA 220 kV Gutinaș - FAI provizorat în funcțiune, fără injecție prin AT 220/110 kV Munteni (re tehnologizarea stației 220/110 kV Munteni). Se conectează cel de-al doilea AT 220/110 kV FAI;
- LEA 400 kV Smârdan - Isaccea circ. 2 este considerată retrasă din exploatare (re tehnologizarea stației 400/110 kV Smârdan);
- LEA 110 kV Cudalbi-Tecuci în funcțiune;
- LEA 110 kV Războieni - Roman Nord, LEA 110 kV Vatra - Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad - Glăvănești în funcțiune.

DET 2:

- T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare; LEA 400 kV Cernavodă - Medgidia Sud funcționează în schemă provizorat bloc cu T2 400/110 kV printr-un cablu de 400 kV (re tehnologizarea stației 400/110 kV Medgidia Sud);
- Bobina de compensare nouă din stația 400 kV București Sud este în funcțiune;
- LEA 110 kV Basarabi - Băltăgești este deconectată;
- LEA 110 kV Hârșova - Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu cu derivație Fântânele și LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu sunt deconectate.

DET 3:

- LEA 110 kV Argeș Sud-Jibla, Valea Danului-Cornetu cu derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- LEA 220 kV Ișalnița-Sărdănești provizorat în funcțiune prin realizarea unui șunt între LEA 220 kV Sărdănești-Craiova Nord și LEA 220 kV Craiova Nord-Ișalnița circ. 1; LEA 220 kV Craiova Nord-Ișalnița circ. 2 în funcțiune în Craiova Nord printr-o celulă mobilă. Celula și AT1 220/110 kV Craiova Nord, celula AT2 220/110 kV Craiova Nord retrase din exploatare; AT 2 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune pe CTf 220 kV (re tehnologizarea stației 220/110 kV Craiova Nord);
- Bobina de compensare din semistația A Țânțăreni a fost relocată în stația 400 kV Sibiu Sud;

DET 4:

- CT 110 kV Vașcău și LEA 110 kV Șalonta-Chișinău Criș sunt în funcțiune; LEA 110 kV Beiuș și Brad în funcțiune pe B1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu și Vîrfurile în funcțiune pe B2-110 kV;

- LEA 220 kV Mintia-Retezat provizorat în funcțiune; LEA 220 kV Baru Mare-Peștiș derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune; Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hășdat din 110 kV sunt realizate provizoratele LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oraș T2-CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oraș T1-Hățeg, LEA 110 kV Călan-Ghelar, LEA 110 kV Peștiș-Teliuc (re tehnologizarea stației 220/110 kV Hășdat);
- În stația Laminoare se menține deconectată CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Peștiș circ. 1, 2. Zonele Hățeg, Peștiș și Mintia funcționează buclat. LEA 110 kV Simeria-Călan rămâne conectată în Călan;
- LEA 220 kV Reșița-laz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița. Celula 220 kV AT2 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 400 kV provizorat (re tehnologizarea stației 220/110 kV Reșița);
- LEA 220 kV Reșița-laz circ. 1-racord AT1-AT2 provizorat în funcțiune (re tehnologizarea stației 220/110 kV laz); AT2 în funcțiune, acesta funcționând în schemă de tip racord adânc, alimentat din LEA 220 kV Reșița circ. 1 având întreruptorul pe partea de 220 kV în stația Reșița aferent LEA 220 kV laz circ. 1. AT1 este în stare nenominalizabilă cu separator de borne 220 kV deschis, întreruptor 110 kV deconectat, separator borne 110 kV închis, separator bară 1A-110 kV închis, separator bară 1B-110 kV închis și separator bară 2-110 kV deschis;
- Bobina de compensare nouă din stația 400 kV Arad este disponibilă.

DET 5:

- AT1 220/110 kV Ungheni retras din exploatare în vederea înlocuirii;
- Bobina de compensare în stația 400 kV Sibiu Sud în funcțiune.

În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea 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 analizat, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW) în proporție de cca. 85% din total liniilor. Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea (cca. 897 MW);
- LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș (cca. 680 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu (cca. 615 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței - București Sud (cca. 585 MW).

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 140$ MW) în proporție de cca. 84% din totalul liniilor de 220 kV. Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 196 MW);
- LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord (cca. 181 MW);

- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 180 MW);
- LEA 220 kV Târgu Jiu Nord - Paroșeni (cca. 180 MW).

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) 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) și din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 5.4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV ($\%S_n$)		Încărcare AT 220/110 kV ($\%S_n$)		Încărcare T 400/110 kV ($\%S_n$)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2020	73	39	52	24	84	40

Tabelul 5.4.2

Regim	LEA 400 kV ($\%I_{adm}$)		LEA 220 kV ($\%I_{adm}$)	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2020	80	25	58	22

5.4.2 Sezonul de iarnă 2019-2020

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de iarnă 2019 - 2020 este realizată pe un regim VSI cu producție de 2840 MW în CEE, sold de export de 800 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET 1:

- LEA 220 kV Gutinaș – Gheorgheni derivație AT1 Dumbrava provizorat în funcțiune (re tehnologizarea stațiilor 220/110 kV Dumbrava și Stejaru);
- Stația 220 kV Focșani Vest în funcțiune la schema normală după re tehnologizare; AT 220/110 kV Focșani Vest în funcțiune prin provizorat în cablu 110 kV și celulă mobilă 110 kV legată rigid la Bara 2-110 kV (re tehnologizarea stației 220/110 kV Focșani Vest);
- LEA 110 kV Războieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad-Glăvănești în funcțiune.

DET 2:

- T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare; LEA 400 kV Cernavodă- Medgidia Sud funcționează în schemă provizorat bloc cu T2 400/110 kV printr-un cablu de 400 kV (re tehnologizarea stației 400/110 kV Medgidia Sud);
- BC 400 kV București Sud indisponibilă;
- BC1 și BC2 400 kV Isaccea în funcțiune după finalizarea etapei 1 de re tehnologizare a stației 400 kV Isaccea;
- LEA 110 kV Basarabi-Băltăgești este deconectată;
- LEA 110 kV Hârșova-Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă, LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivație Fântânele și LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu sunt deconectate;

DET 3:

- LEA 110 kV Argeș Sud-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- Re tehnologizarea stației 220/110 kV Turnu Severin Est este considerată finalizată;
- LEA 220 kV Ișalnița-Sărdănești provizorat în funcțiune prin realizarea unui șunt între LEA 220 kV Sărdănești-Craiova Nord și LEA 220 kV Craiova Nord-Ișalnița circ. 1; LEA 220 kV Craiova Nord-Ișalnița circ. 2 în funcțiune în Craiova Nord printr-o celulă mobilă. AT 2 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune pe CTf 220 kV (re tehnologizarea stației 220/110 kV Craiova Nord);

DET 4:

- CT 110 kV Vașcău și LEA 110 kV Șalonta-Chișinău Criș sunt în funcțiune; LEA 110 kV Beiuș și Brad în funcțiune pe B1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu și Vîrfurile în funcțiune pe B2-110 kV;

- LEA 220 kV Mintia-Retezat provizorat în funcțiune; LEA 220 kV Baru Mare-Peștiș derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune; Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hășdat din 110 kV sunt realizate provizoratele LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oraș T2-CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oraș T1-Hățeg, LEA 110 kV Călan-Ghelar, LEA 110 kV Peștiș–Teliuc (re tehnologizarea stației 220/110 kV Hășdat);
- În stația Laminoare se menține deconectată CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Peștiș circ. 1, 2. Zonele Hățeg, Peștiș și Mintia funcționează buclat. LEA 110 kV Simeria-Călan rămâne conectată în Călan;
- LEA 220 kV Reșița-laz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița. Celula 220 kV AT2 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 400 kV provizorat (re tehnologizarea stației 220/110 kV Reșița);

DET 5:

- Zona 110 kV Câmpia Turzii funcționează debuclet de zona Alba Iulia (LEA 110 kV Câmpia Turzii-Aiud derivație IMA și CL 110 kV Ocna Mureș deconectate);
- Ambele AT 220/110 kV Alba Iulia în funcțiune; CT 110 kV Alba Iulia deconectată;
- AT1 220/110 kV Ungheni retras din exploatare în vederea înlocuirii;

În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV, LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea sunt prezentate în Anexa B-4, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată că, în regimul analizat, LEA 400 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW) în proporție de cca. 82% din total liniilor. Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt :

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 883 MW);
- LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan (cca. 697 MW);
- LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă (cca. 628 MW);
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței (cca. 602 MW);
- LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud (cca. 569 MW);
- LEA 400 kV București Sud – Pelicanu (cca. 505 MW).

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 140$ MW) în proporție de cca. 84% din totalul liniilor de 220 kV. Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt :

- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord (cca. 242 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1, 2 (cca. 236 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (cca. 188 MW);
- LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1, 2 (cca. 168 MW);
- LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1, 2 (cca. 153 MW);
- LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești (cca. 140 MW).

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.3, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.4. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului (N-1) și din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 5.4.3

Regim	Încărcare AT 400/220 kV ($\%S_n$)		Încărcare AT 220/110 kV ($\%S_n$)		Încărcare T 400/110 kV ($\%S_n$)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2019-2020	71	41	63	30	85	42

Tabelul 5.4.4

Regim	LEA 400 kV ($\%I_{adm}$)		LEA 220 kV ($\%I_{adm}$)	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2019-2020	78	26	68	22

5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

Conform regimurilor de referință din studiile semestriale de planificare a funcționării SEN cele mai încărcate LEA de 400 kV sunt: Tulcea Vest – Isaccea, Gutinaș – Smârdan, Pelicanu – Cernavodă, 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, Iernut – Sibiu Sud, București Sud – Pelicanu. Cele mai încărcate LEA 220 kV sunt: Urechești – Târgu Jiu Nord, Paroșeni – Baru Mare, Porțile de Fier – Reșița circ. 1, 2, Reșița – Timișoara circ. 1, 2, București Sud – Fundeni circ. 1, 2, Lacu Sărat – Filești.

Regimurile pe baza cărora s-au furnizat rezultatele de mai sus (VDV 2020 și VSI 2019-2020) prezintă situații valabile pentru ipotezele considerate din punct de vedere al balanței propuse, palierului de consum considerat, producției CEE la valoarea maxim admisibilă determinată de condițiile respectării criteriului (N-1) în RET și RED pentru schema completă.

Gradul de încărcare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor sau cu puterea aparentă nominală a unităților de transformare. Acesta nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN, starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din Codul tehnic al RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: criteriul de siguranță (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.

5.4.4 Capacitățile de transfer pe granițe

5.4.4.1 Tipuri de capacități nete de schimb

În cadrul calculului capacităților transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA aplică prevederi din legislația națională, proceduri operaționale și convenții internaționale cu OTS vecine MAVIR, EMS, ESO EAD:

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/27.08.2004 și completat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35/ 06.12.2004;
- Documentul "Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) for Regional Group Continental Europe", care înlocuiește Politica nr. 4 a Manualului de Operare al asociației ENTSO – E;
- Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC), avizată cu Aviz ANRE nr. 16 din 29.07.2010;
- Convențiile de exploatare ale liniilor de interconexiune încheiate cu OTS vecine;
- Convențiile bilaterale de alocare a NTC pe granițe încheiate cu OTS vecine.

Obligațiile CNTEE Transelectrica SA sunt: determinarea valorilor capacităților nete de interconexiune (NTC), convenirea cu OTS vecine și furnizarea către piața de capacități în vederea alocării la nivel anual, lunar, zilnic și intrazilnic. CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS calculează următoarele tipuri de capacități nete de interconexiune având în vedere obiectivul principal de a optimiza valorile NTC, ținând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1):

a) Valori NTC indicative maxime negarantate având următoarele caracteristici:

- Se calculează sezonier valorile NTC maxime negarantate în interfața de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor;
- Calculele se fac pentru topologie normală, luând în considerare și punerile în funcțiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă;
- Se consideră diferite variante de producție, cele mai favorabile scenarii de schimb, urmărind atingerea simultană a mai multor limitări pe toate direcțiile și maximizarea schimburilor în interfața de interconexiune a SEN;
- Se calculează capacități de schimb totale între România și rețeaua europeană interconectată și se distribuie pe granițe în funcție de scenariile de schimb considerate;
- Se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând și măsuri preventive/postavarie;
- Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni, pentru a permite întrajutorarea sistemelor la nivel european prin acționarea reglajului primar în caz de incident și pentru acomodarea abaterilor regimurilor față de regimurile medii modelate. Valoarea TRM este stabilită la 100 MW pe fiecare graniță, ceea ce conduce la valorile 300/400 MW pe interfața României la export/import;
- Valorile NTC maxime sunt indicative, negarantate și nu sunt furnizate către piață de capacități. Acestea sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil.

b) Valori NTC anuale și lunare ferme având următoarele caracteristici:

- Conform acordurilor bilaterale încheiate cu OTC vecine, CNTEE Transelectrica SA furnizează pentru utilizare comercială valorile NTC bilaterale ferme care pot fi utilizate simultan în aceeași direcție export/import, cu rezervele de fiabilitate convenite în convențiile bilaterale, fără a pune în pericol siguranța sistemului:
 - Valori NTC anuale garantate pentru toate programele de reparații anuale convenite în SEN și interconexiune;
 - Valori NTC lunare garantate pentru programele de reparații planificate lunare în SEN și interconexiune;
- Valorile NTC anuale ferme se estimează luând în considerare experiența anului curent și anterior privind programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb: cele mai mici valori NTC lunare ferme obținute;
- Valori NTC lunare ferme pe granițe se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul UNO-DEN pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în rețele buclate: valorile NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor valori NTC compozite în interfața de interconexiune a SEN și alte interfețe utilizate în comun cu sistemele vecine. Pentru fiecare lună sunt calculate valori NTC ferme pe granițe, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:

- Schimburile prognozate, valorile NTC anuale ferme, incertitudinea sursa/destinația și posibilitatea realocărilor succesive, eliminarea soldării, utilizarea comună a interfețelor;
- Programele de reparații pentru luna respectivă;
- Prognoza de producție și consum;
- Starea automatelor, măsurile operative preventive sau postavarie;

Calculul valorilor NTC la nivel lunar se face pe subperioade cu rezoluție până la săptămână și zi, funcție de programele de retrageri din luna respectivă. Având în vedere acest aspect, valorile NTC obținute la nivel lunar sunt adecvate și pentru alocare zilnică și intrazilnică.

- Rapoartele anuale privind congestiile comerciale generate de schimburile transfrontaliere de energie electrică se află pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa <http://www.transelectrica.ro/web/tel/355>.

5.4.4.2 Capacități nete de schimb maxime negarantate

Calculul valorilor NTC maxime negarantate se realizează în studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN. În perioada 2019-2020 s-au calculat aceste valori considerând diferite structuri de creștere a schimbului simultan în mai multe direcții, conform scenariilor de mai jos:

Scenarii export	RO->HU	RO->RS	RO->BG	RO->UA
export 1	30%	30%	30%	10%
export 2	30%	15%	45%	10%
export 3	45%	15%	30%	10%
export 4	30%	40%	20%	10%
export 5	40%	30%	20%	10%
Scenarii import	RO<-HU	RO<-RS	RO<-BG	RO<-UA
import 1	30%	30%	30%	10%
import 2	30%	15%	45%	10%
import 3	45%	15%	30%	10%
import 4	30%	40%	20%	10%
import 5	40%	30%	20%	10%

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2020 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii	export1/ import1	export2/ import2	export3/ import3	export4/ import4	export5/ import5
Export RO	2400	2450	2500	2400	2450
Import RO	2650	2700	2750	2600	2650

Scenarii	export1/ import1	export2/ import2	export3/ import3	export4/ import4	export5/ import5
RO->HU	700	700	700	700	700
HU->RO	700	700	700	700	700
RO->RS	600	600	600	600	600
RS->RO	600	600	600	600	600
RO->BG	1000	1000	1000	1000	1000
BG->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->UA	100	150	200	100	150
UA->RO	350	400	450	300	350

Sursa: <https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

5.4.4.3 Capacități nete de schimb lunare

În tabelul următor sunt prezentate valorile maxime ale profilelor NTC ferme din perioada 2010 – 2019.

	Valori maxime NTC ferme [MW]									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RO export	1400	1575	1550	1550	1650	1650	1700	1700	1550	1900
RO	1300	1650	1500	1500	1700	2100	2150	2450	2200	2650
RO->HU	500	550	450	650	700	700	700	700	600	650
HU->RO	600	700	600	650	700	700	700	700	700	800
RO->RS	550	650	700	600	700	700	700	700	600	600
RS->RO	300	300	350	500	600	800	800	800	800	800
RO->BG	300	325	350	200	200	400	300	300	300	550
BG->RO	200	300	350	250	300	400	300	300	400	550
RO->UA	50	50	50	100	50	100	100	300	50	100
UA->RO	200	350	200	100	100	200	550	650	300	500

Sursa: <http://transelectrica.ro/web/tel/prognoza-capacitati>

5.4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare

Analiza referitoare la factorii cu influență asupra valorilor NTC maxime negarantate, se bazează pe rezultate și concluzii care provin din studiile sezoniere de planificare operațională a funcționării SEN. Factorii cu influență asupra valorilor NTC ferme, anuale și lunare, sunt determinați pe baza calculelor de NTC oferite către piață. Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în perioada 2018-2019:

- Limita de curent sezonieră pe LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap. Reducerea limitei de curent admisibile pe liniile de evacuare din CHE Djerdap pe timpul sezonului de vară la 1300 A are efect negativ asupra capacității de export în perioada de vară;
- Modificarea structurii soldurilor în interconexiune (sold de import mare în Ungaria) conduce la o utilizare mai mare a capacității de interconexiune România-Ungaria, cu efect pozitiv asupra valorilor NTC de export;
- Punerea în funcțiune a CEE în sud-estul țării a mărit contribuția axelor 400 kV Isaccea – Rahman – Dobrudja și Isaccea – Stupina – Varna la realizarea exportului, cu efect pozitiv asupra capacității de export. Valoarea NTC de export pe interfața României este cu atât mai mare cu cât este mai mare producția în CEE din zona Dobrogea. Această concluzie se bazează pe analiza comparativă a unor regimuri cu producții diferite în CEE, regimuri care au fost efectuate în cadrul Studiilor semestriale de planificare operațională a funcționării SEN;
- Funcționarea cu deficit redus în zona de nord (secțiunea S4) determină creșterea valorilor NTC de import.

Valorile NTC lunare ferme sunt mai mici decât valorile maxime indicative din mai multe motive:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulți parteneri prin interfețe multilaterale comune și alocări succesive pe mai multe granițe, determinând solicitarea preferențială a unor granițe ale SEN, conform metodologiei de calcul a valorilor NTC lunare față de cea pentru valorile NTC maxime negarantate;
- Desfășurarea unor programe de lucrări în RET care au necesitat retrageri din exploatare a unor linii cu impact asupra capacităților transfrontaliere;
- Nivel de producție considerat în CEE de 1000-1500 MW din puterea instalată, diferit de valorile considerate în calculul NTC sezoniere maxime;
- Variația structurii schimburilor cu partenerii de interconexiune având în vedere modelul de rețea comun pe care se realizează calculele pentru valorile NTC sezoniere maxime și NTC lunar.

Valorile NTC în interfața României pot varia pe parcursul anului sub influența următorilor factori:

- Considerarea retragerilor din exploatare a unor linii de interconexiune și linii interne cu impact asupra valorilor NTC;
- Diferența de temperatură sezonieră:

- trecerea la reglaje de vară reduse pentru unele protecții de suprasarcină în Serbia în perioada aprilie/mai – septembrie/octombrie, cu efect negativ asupra NTC de export;
- curenți limită termică admisibili mai mari pe diferite linii din SEN și rețeaua externă, care influențează pozitiv valorile NTC de import și export în perioada lunilor de iarnă;
- Producția în centrale a căror încadrare în rețea are impact asupra valorilor NTC: CHE Porțile de Fier și Djerdap;
- Nivelul de coordonare diferit pe parcursul lunilor anului a programelor de retrageri semnificative din exploatare (în paragraful 5.4.4.5. sunt precizate liniile cu influența asupra NTC) între partenerii de interconexiune. Astfel, unele echipamente cu influență în interconexiune se retrag din exploatare de mai multe ori într-un an, deoarece nu se execută toate lucrările într-o singură perioadă de retragere din exploatare.

Din calculele valorilor NTC realizate pentru perioada 2018-2019 se pot observa următoarele aspecte:

- structura exportului cu cote mari spre Ungaria și Bulgaria determină creșterea valorilor NTC;
- creșterea exportului spre Serbia determina reducerea valorilor NTC în funcție și de producția inițială din CHE Porțile de Fier I.
- o structura a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria determină creșterea valorii NTC total în interfața SEN;
- structura importului cu cote mărite dinspre Ungaria și Bulgaria determină creșterea valorilor NTC în comparație cu o creștere a importului pe direcția Ungaria și Serbia;
- limitarea deficitului în zona de nord a SEN are ca efect obținerea unor valori NTC mai mari la import.

5.4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme din perioada 2018-2019

Reprezentarea profilului valorilor NTC din Figurile 5.4.4.1 și 5.4.4.2 indică echipamentele a căror retragere din exploatare influențează valorile NTC pe interfața României pentru perioada 2018 – 2019. Se constată că reducerea valorilor NTC este cauzată nu numai de retragerile din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau elemente interne din RET, dar și din cauza unor elemente interne ale OTS din interconexiune.



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei

www.transelectrica.ro

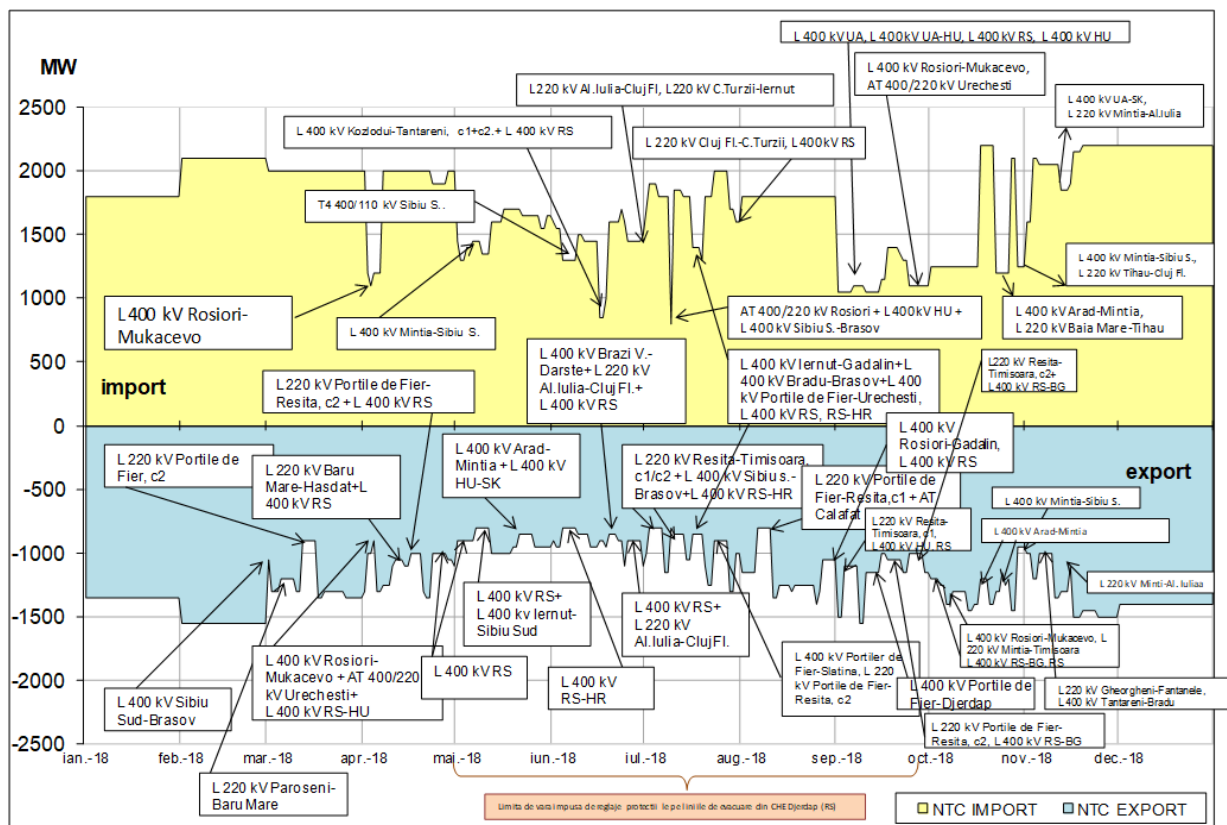


Fig. 5.4.4.1. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2018

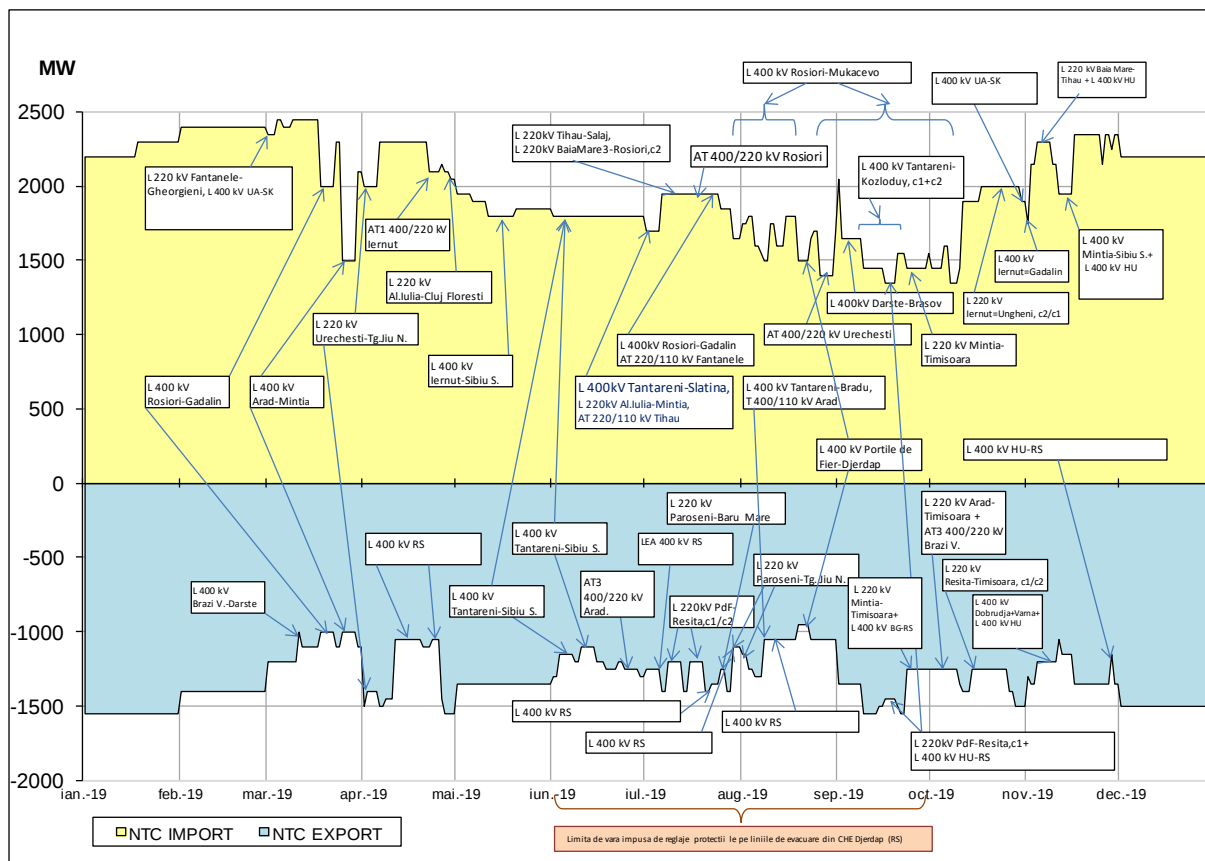


Fig. 5.4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2019

5.4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În Figurile 5.4.4.3 și 5.4.4.4 se pot observa profilele valorilor NTC în interfața SEN și programele de schimb (schimburi comerciale programate) în anii 2018-2019 (gol de noapte, ora 3:00 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. Rezultatul soldării programelor de schimb (între schimburile comerciale programate de export și de import) se încadrează în valorile NTC. Această concluzie e valabilă pentru orice palier analizat, adică atât la gol de noapte, cât și la vârf de dimineață. Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constată că soldul SEN a fost predominant de export în anul 2018 și predominant de import în anul 2019.



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

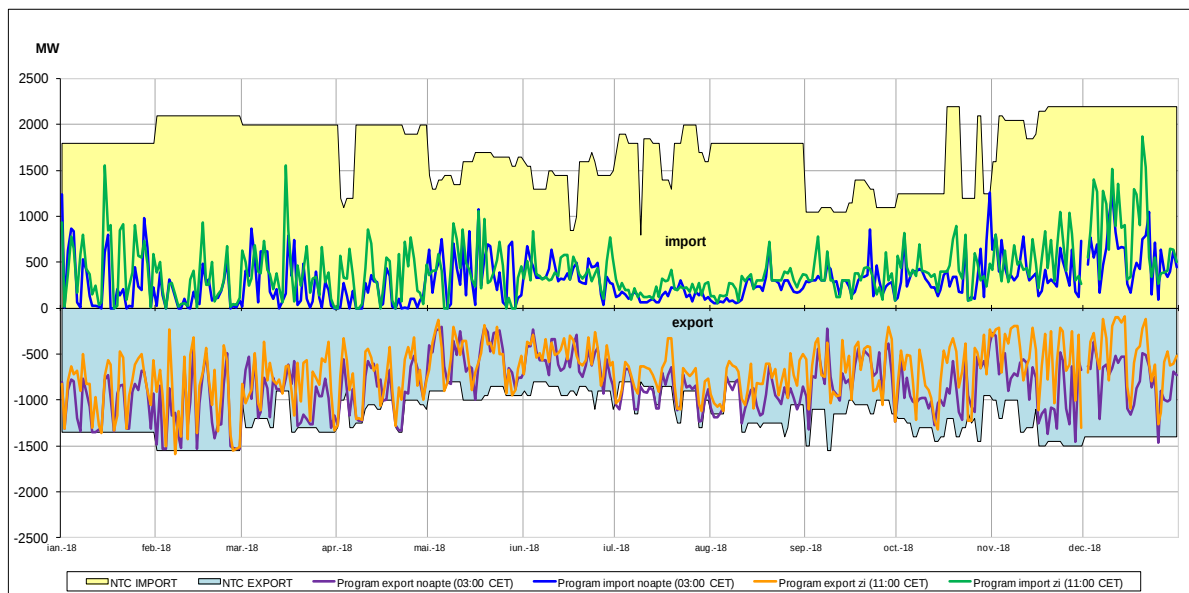


Fig. 5.4.4.3. Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2018

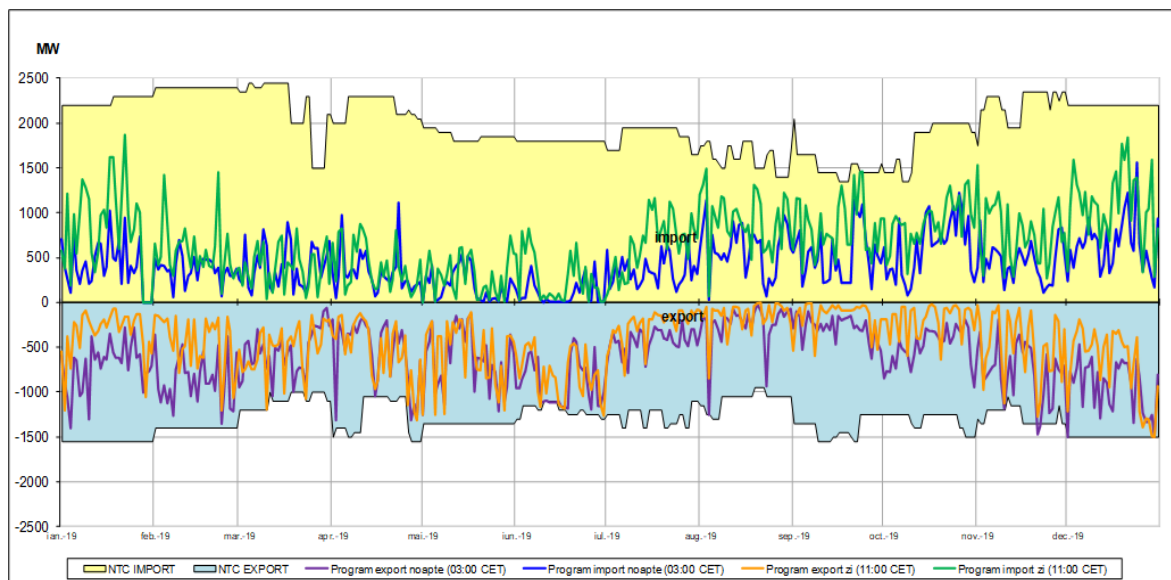


Fig. 5.4.4.4 Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2019

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 puterii reactive:

- 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;
- Instalațiile de reglaj automat U-Q din noduri 400 kV din RET, cu utilizarea benzii de putere reactivă din diagrama P-Q a unor centrale electrice clasice sau bazate pe surse regenerabile;
- Bobine de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc;
- Baterii de condensatoare.

Reglajul secundar automat de tensiune este implementat în RET pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Ca ultimă măsură pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile, în unele situații de gol de sarcină, se aduc în rezervă caldă anumite LEA de 400 kV sau 220 kV, după ce în prealabil s-a verificat că prin deconectarea lor nu este afectată siguranța SEN (respectarea 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 nodurile RET din regimurile de vară 2020 și iarnă 2019–2020 descrise în capitolul 5.4. În aceste regimuri necesitatea menținerii în funcțiune a unor bobine de compensare s-a determinat prin calcule. În regimul VDV 2020 s-au menținut funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Cernavodă (o BC), Țânțăreni, Urechești și Roșiori, iar în regimul VSI 2019-2020 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o 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 RET și RED 110 kV. De asemenea, la reglajul tensiunii a fost necesară utilizarea și a altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare sincrone în regim capacitiv.

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

Tabelul 5.5.1

Regim		Tranzit soldat RET→RED
		P [MW]
Iarna 2019/2020	VSI	4608
Vara 2020	VDV	3341

Consumul alimentat din RED reprezintă cca. 91,21% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2020 și 92,18% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2019-2020.

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.

Bobinele de compensare monofazate de 180 (3x60) MVar din stația 400 kV Cernavodă au fost înlocuite cu bobine noi trifazate de 100 MVar, punerea lor în funcțiune a fost pentru BC 1 în data de 07.05.2015 și pentru BC 2 în data de 20.08.2015.

Bobinele de compensare monofazate de 330 (3x110) MVar, 750 kV care au funcționat la 400 kV în stația Isaccea au fost înlocuite cu bobine noi trifazate de 100 MVar, 400 kV, punerea lor în funcțiune a fost pentru BC 2 în data de 19.06.2019 și pentru BC 1 în data de 03.07.2019. În stația 400 kV Sibiu Sud a fost pusă în funcțiune o bobină de compensare relocată din stația 400 kV Țânțăreni (fosta BC A – 100 MVar) în data de 12.12.2019. În stația 400 kV București Sud s-a pus în funcțiune în data de 30.01.2020 o bobină de compensare de 100 MVar nouă. Bobina de compensare 100 MVar veche care s-a defectat în data de 22.01.2018 după reparație va fi pusă în funcțiune în stația 400 kV Țânțăreni în locul BC A relocată în stația 400 kV Sibiu Sud. În stația 400 kV Arad s-a pus în funcțiune în data de 06.03.2020 o bobină de compensare de 100 MVar nouă, înlocuind bobina de compensare 100 MVar veche care era indisponibilă din data de 06.03.2020.

Bobina de compensare achiziționată în vederea punerii în funcțiune în stația 400 kV Smârdan va fi relocată temporar pentru a fi pusă în funcțiune în stația 400 kV Bradu în decursul anului 2020. După instalarea mijlocului modern de compensare a puterii reactive în stația Bradu bobina de compensare va fi pusă în funcțiune în stația Smârdan, având în vedere că bobina de compensare 100 MVar din stația 400 kV Smârdan este indisponibilă din data de 09.01.2017.

Calitatea tensiunii în RET

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

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

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

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

În ceea ce privește monitorizarea calității tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calității energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calității energiei electrice (SMCENEL) gestionat de DM-OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât și printr-un program de supraveghere a calității curbei de tensiune la cerere sau în situații solicitate de către DEN (măsurători temporare), în stațiile CNTEE Transelectrica SA, utilizând 2 analizoare portabile. Sistemul centralizat de monitorizare a calității aparținând CNTEE Transelectrica SA monitorizează calitatea energiei electrice în 79 de puncte aflate la interfața RET/RED, la marii consumatori și la centralele electrice eoliene conectate direct la RET. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe stații învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator și a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătățirii calității tensiunii în sistem, CNTEE Transelectrica SA a realizat, la nivelul anului 2019:

- 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;
- Asigurarea mentenanței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare¹ contracte/convenții de exploatare a unor cerințe și penalități privind respectarea cerințelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte și după racordarea consumatorilor mari și potențial perturbatori racordați în stațiile 110 kV Transelectrica sau în RET;

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

- 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 2019 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 79 de puncte de monitorizare. În următorii ani, analizoarele portabile de calitate a energiei electrice vor fi înlocuite cu unele de clasă A;
- Introducerea în normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerinței ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispunerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calității energiei electrice, cu echipamente² de clasa A, obligatoriu pe durata probelor de performanță și opțional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de rețea în care acestea se racordează: RET – dacă centralele electrice eoliene sau fotovoltaice se racordează în RET, respectiv în RED dacă acestea se racordează în RED.

5.6 Pierderi de putere la palierul caracteristic al curbei de sarcină și 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 rețeaua electrică (consumul propriu tehnologic - CPT) sunt un rezultat al:

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

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

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

În Tabelul 5.6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierul caracteristic VDV 2019 și VSI 2019-2020, pe total SEN și defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV și respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare. Sunt precizate pierderile calculate pentru întreaga rețea modelată (inclusiv rețeaua de distribuție de 110 kV), $DP_{total(400-220-110\text{ kV})}$, pentru fiecare palier caracteristic. Pierderile totale în RET (DP_{RET}) reprezintă suma dintre pierderile totale (Joule și corona) pe liniile de transport ($DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$), pierderile în unitățile de transformare (DP_{trafo}) și pierderile în bobine (DP_{bobine}). DP_{corona} reprezintă partea de pierderi corona din totalul pierderilor calculate pe liniile de 220 și 400 kV (sunt incluse în $DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$).

Tabelul 5.6.1

An	Palier	DP RET						
		$DP_{total(400-220-110\text{ kV})}$	DP_{RET}	$DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$	DP_{corona}	DP_{trafo}	DP_{bobine}	$DP_{RET}/P_{intr.RET}$
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2019-2020	VSI	365.21	248.62	221.61	55.71	22.06	4.95	3.45%
2019	VDV	304.3	194.75	170.32	30.3	19.42	5.01	3.27%

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

Tabelul 5.6.2

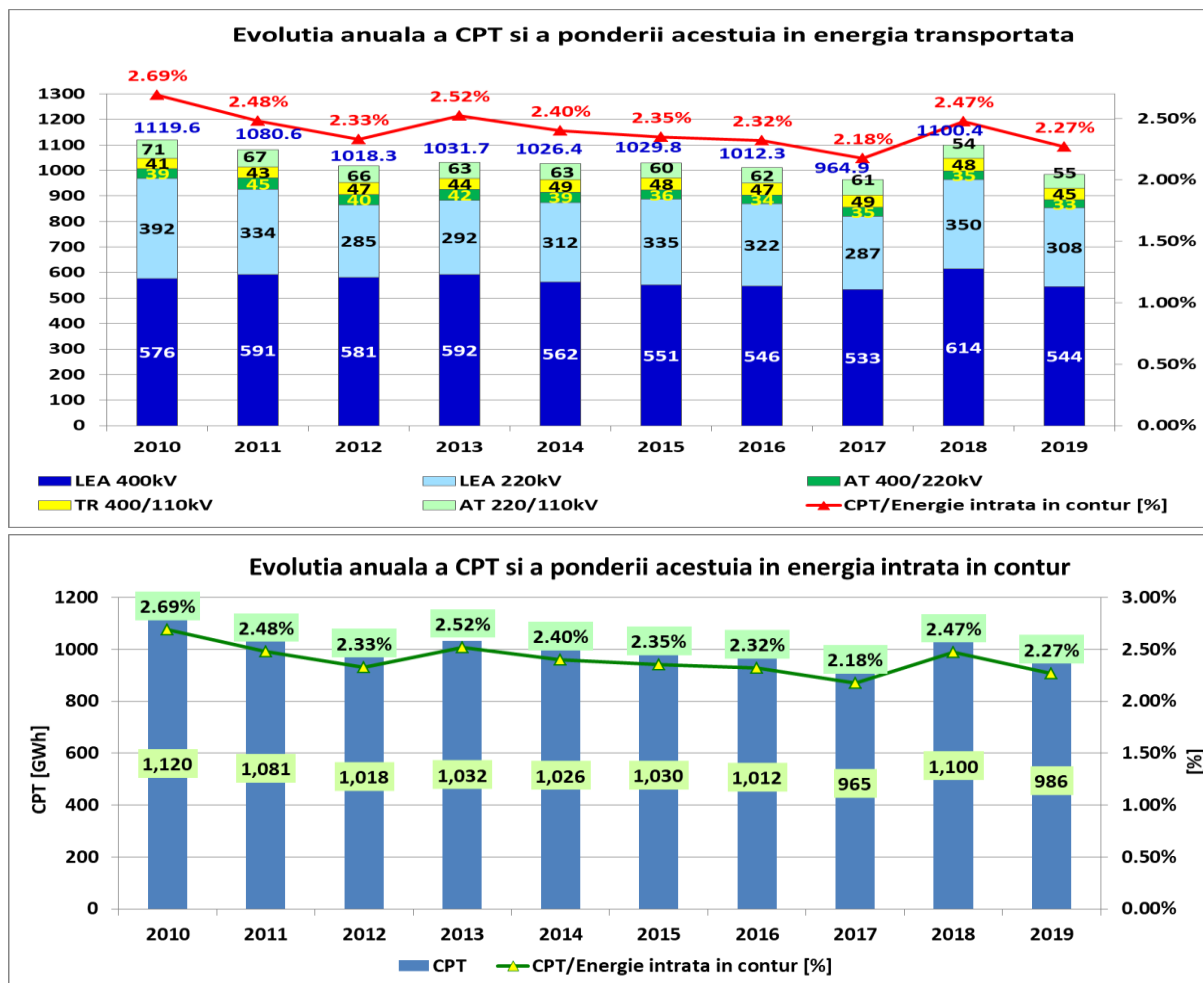
An	Palier	Pintrat RET*)	Pintrat interconexiune	$P_{generată\ în\ RET}$		Aport RED → RET		$P_{generată\ în\ RET} / P_{generată\ în\ SEN}$
		MW	MW	MW	% $P_{intrat\ RET}$	MW	% $P_{intrat\ RET}$	%
2019-2020	VSI	7214.38	200.69	6289.28	87.18%	724.41	10.04%	61.66%
2019	VDV	5947.33	238.45	4872.75	81.93%	836.13	14.06%	54.14%

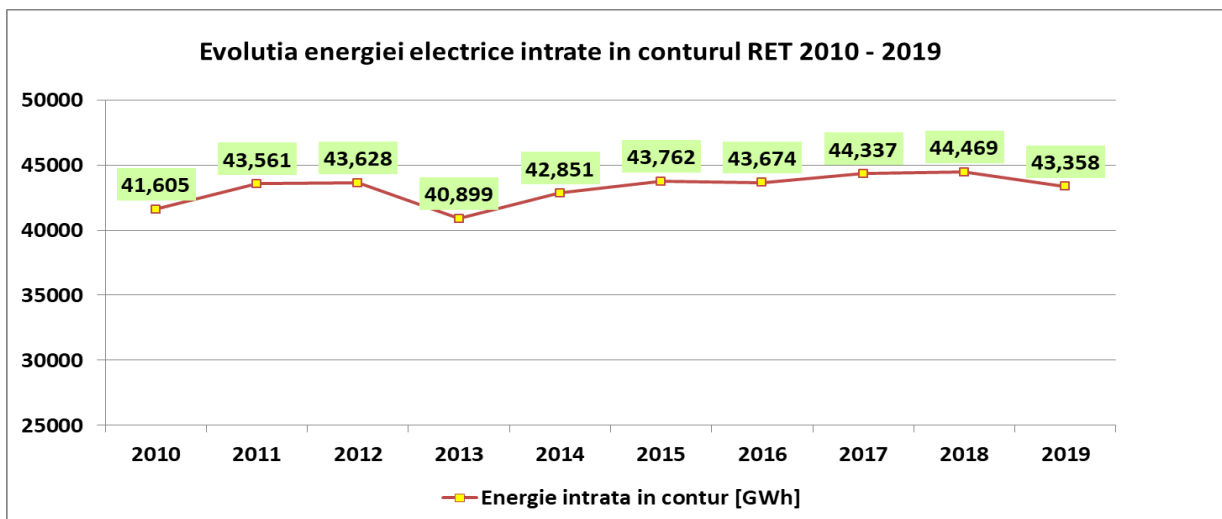
(*) valori nete; (**) valori brute

Pentru palierul caracteristic VSI 2019 – 2020 se constată preponderența în totalul puterii transportate a surselor de putere activă care debitează direct în RET (87,18%), față de aportul de putere din RED (10,04%). O structură a surselor similară, cu 81,93% surse din RET și 14,06% aportul de putere din RED, se regăsește în cazul palierului VDV 2019.

În Figura 5.6 este prezentată evoluția valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET și ale energiei electrice intrate în contur.

Fig. 5.6





Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale. Graficul de mai sus reflectă situația favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producție și soldului în anii 2008 și 2017, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendința pe termen lung.

Eliminând anii atipici, în care s-au suprapus simultan influențele pozitive (2008, 2017, 2019) sau negative (2010, 2013, 2018), se observă trendul scăzător al ponderii CPT în energia intrată în conturul RET.

Reducerea CPT în 2019 în raport cu 2018 a fost determinată, în cea mai mare măsură, de distribuția fizică a fluxurilor de import/export pe liniile de interconexiune. Dintre acestea, cea mai mare influență au avut-o fluxurile pe granița de nord – vest a SEN. Zona de nord – vest a SEN este puternic deficitară în producție de energie electrică. În acest sens, importul pe liniile de interconexiune dinspre Ungaria și Ucraina are ca efect reducerea transportului de energie electrică spre această zonă. Transportul energiei nemaifăcându-se pe distanțe mari (din zonele excedentare din sudul țării, către cele deficitare, din nord), se obține un puternic efect de reducere a CPT în RET. În mod similar, exportul spre granițele respective are ca efect creșterea CPT (prin amplificarea transportului de energie pe distanțe mari). În anul 2019, pe granițele respective importul fizic a fost cu cca. 186% mai mare decât în anul 2018, în timp ce exportul fizic a fost cu cca. 82% mai redus.

Energia intrată în conturul RET a avut o valoare cu cca. 2,5% mai mică decât în 2018, determinând, de asemenea, reducerea CPT în RET.

Un alt factor care a contribuit la reducerea CPT în anul 2019, a fost reprezentat de nivelul precipitațiilor atmosferice, mai scăzut decât în anul 2018. Un nivel mai mic al precipitațiilor a determinat reducerea pierderilor prin descărcări electrice în aer prin efectul corona.

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

5.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET

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

Valorile curenților de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

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

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

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

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

- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

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

5.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie

5.8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică

Analizele de stabilitate statică au ca scop determinarea valorilor puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN pentru programarea zilnică a funcționării SEN și conducerea operativă cu urmărirea în timp real a încărcărilor pe secțiuni.

5.8.1.1 Premize de calcul

Calculul puterilor admisibile în secțiunile caracteristice se realizează considerând funcționarea interconectată a SEN cu sistemele electroenergetice ENTSO-E, ipotezele de balanță corespunzătoare palierelor de vârf de vară și vârf de iarnă, schema 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 condițiile de stabilitate statică 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 P_{adm} în secțiune în ultimul regim în care se respectă restricțiile legate de nivelul de tensiune și limitele de încărcare a elementelor rețelei. Valorile stabilite corespund cazurilor de indisponibilități descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozată pentru perioada respectivă. Aceste valori se modifică în cazul în care apar indisponibilități suplimentare de linii în cadrul RET sau se funcționează cu o altă repartiție a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea zilnică funcționării SEN.

Conform Codului tehnic al RET, rețeaua electrică de transport între zone trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de 20% în configurație cu N elemente în funcțiune și de 8% cu N-1 elemente în funcțiune.

În prezent, în SEN sunt definite următoarele secțiuni caracteristice definite de elementele RET:

- Secțiunea S1
 - LEA 400 kV Slatina – București Sud;
 - LEA 400 kV Urechești – Domnești;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui (d.c.);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.);
 - LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Urechești;
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele.
- Secțiunea S2

- LEA 400 kV Urechești – Domnești;
- LEA 400 kV Slatina – București Sud;
- LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu;
- LEA 400 kV Rahman - Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina - Varna;
- LEA 220 kV Iernut – Ungheni (d.c.);
- LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele.
- Secțiunea S3
 - LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
 - LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
 - LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
 - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina – Varna;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secțiunea S4
 - LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut;
 - LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
 - LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia.
- Secțiunea S5
 - LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
 - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secțiunea S6
 - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
 - LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
 - LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
 - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina – Varna.

5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru perioada 2019 – 2020 este prezentată după cum urmează:

Tabelul 5.8.1 Puterile admisibile pentru perioada de vară 2019

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a determinat valoarea limită
		P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	4010	1940	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	3720	2510	Declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
3	S 3	-	-	1090	980	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1160	710	Declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
5	S 5	-	-	880	380	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	4690	2810	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș

Tabelul 5.8.2 Puterile admisibile pentru perioada de iarnă 2019-2020

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	3910	2300	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	3320	1990	Declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
3	S 3	-	-	680	590	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1310	1110	Declanșarea LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud
5	S 5	-	-	980	470	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	5030	2850	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan - Gutinaș

Tabelul 5.8.3 Puterile admisibile pentru perioada de vară 2020

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	4080	2050	-	-	Declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.)
2	S 2	-	-	4120	2590	Declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
3	S 3	-	-	1090	1020	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez. st..st.}	P _{adm.}	P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	
4	S 4	-	-	1490	1020	Declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut
5	S 5	-	-	880	540	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	4440	2820	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș

unde:

- P_{rez. st.st.} este puterea admisibilă cu respectarea rezervelor normate de stabilitate statică;
- P_{adm.} este puterea admisibilă cu respectarea curenților admisibili și a benzilor normale de tensiune.

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

Analizând valorile puterilor admisibile pentru perioada 2019 – 2020 se pot constata următoarele:

Secțiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată minimă este 3910 MW stabilită în regimul de iarnă 2019 – 2020, iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii este de 1940 MW stabilită în regimul de vară 2019. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni–Sibiu Sud;

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normată minimă este de 3220 MW stabilită în regimul de iarnă 2019 – 2020, iar valoarea puterii admisibile minime este de 1990 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2019 – 2020. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord-Turnu Măgurele.

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normată minimă este de 680 MW stabilită în regimul de iarnă 2019 – 2020, iar valoarea puterii admisibile minime este de 590 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2019 – 2020. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Brașov-Gutinaș.

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normată minimă este de 1160 MW stabilită în regimul de vară 2019, iar valoarea puterii admisibile minime este de 710 MW stabilită tot în regimul de vară 2019. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud–Iernut.

Secțiunea S5

Puterea cu rezervă normată minimă este de 880 MW stabilită în regimul de vară 2020 și în regimul de vară 2019, iar valoarea puterii admisibile minime este de 380 MW stabilită în regimul de vară 2019. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Secțiunea S6

Puterea cu rezervă normată minimă este de 4440 MW stabilită în regimul de vară 2020, iar valoarea puterii admisibile minime este de 2810 MW stabilită în regimul de vară 2019. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

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

- declanșarea LEA 400 kV Tântăreni–Sibiu Sud sau LEA 220 kV Porțile de Fier–Reșița (d.c.) conduce la suprasarcină pe LEA 220 kV Urechești–Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni–Târgu Jiu Nord;
- declanșarea LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș conduce la suprasarcină 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

Analizele de stabilitate tranzitorie efectuate prin studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN includ:

- verificarea stabilității tranzitorii în zonele cu centrale electrice mari care pot afecta stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii;
- verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- 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;
- comportarea dinamică a CEE și efectul creșterii producției CEE asupra stabilității grupurilor din zona Dobrogea;
- identificarea limitelor de stabilitate și acționare a automatizărilor de sistem;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului.

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 Tântăreni-Kozlodui circ. 1, LEA 400 kV Rahman-Dobrudja, Stupina-Varna, Arad-Sandorfalva, Nădab-Bekescsaba și Roșiori-Mukacevo.

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

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

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 5.2.

5.8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a funcționării SEN din perioada 2019–2020, dar și în cele anterioare, s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții CEE 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;
- 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;
- verificarea limitelor de stabilitate dinamică și a eficacității automatizării de putere activă din stația 220 kV Lotru pe LEA 220 kV Lotru–Sibiu Sud circ. 1 și 2;
- verificarea stabilității tranzitorii a grupurilor din centrala nouă CEC Iernut;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului.

Analizele s-au făcut pentru regimuri medii de vârf sau 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

Zona Cernavodă

- 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 conduce 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, Smârdan, Rahman, Stupina;
- La palier de gol de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă poate apărea 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, Pelicanu și Smârdan.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în zona Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua de 110 kV. Proiectele de investiții privind conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud, o nouă LEA 400 kV Gutinaș–Smârdan dublu circuit (un circuit echipat) și LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă–Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței (inclusiv trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest–Teleajen–Stâlp) conduc la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Se recomandă să se dea prioritate re tehnologizării stațiilor 400 kV Isaccea și 400/110 kV Pelicanu și 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, respectiv CHE Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile de îmbunătățire a stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și interconexiune se referă la realizarea axei de 400 kV Porțile de Fier–Reșița–Timișoara–Arad.

Zona Lotru:

- Un scurtcircuit trifazat pe un circuit al LEA 220 kV Lotru–Sibiu Sud poate determina pierderea sincronismului grupurilor din CHE Lotru și CHE Brădișor la funcționare cu 3 grupuri în CHE Lotru și 2 grupuri în CHE Brădișor încărcate la putere nominală.

Pentru păstrarea stabilității tranzitorii a grupurilor din CHE Lotru și Brădișor este necesară declanșarea prin automată a unui grup din CHE Lotru corelat cu limitarea preventivă a excedentului de putere în nodul Lotru.

Zona Iernut:

- Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 110 kV din stația Iernut poate determina pierderea sincronismului grupurilor din CTE Iernut racordate la 110 kV dacă defectul este izolat de întreruptoare prin acționarea protecției de distanță în treapta a 2-a în unul din capete;

Un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 110 kV din stația Iernut, izolat de întreruptoare prin acționarea protecției de distanță fără temporizare în ambele capete ale liniei, nu este periculos pentru stabilitatea tranzitorie a grupurilor din CEC Iernut.

5.9 Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

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

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

Timpul mediu de întrerupere (TMI)

Parametru de performanță care se calculează în felul următor:

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

sau

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

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

Indicatorul de severitate (IS)

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

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

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

Indicatorul 'minute sistem'(MS)

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

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

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

Acești parametri sunt sintetizați, pentru perioada 2012-2019, în tabelul 5.9.1 și figura 5.9.1.

Tabelul 5.9.1 Indicatori de performanță pentru RET

Anul	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Timpul mediu de întrerupere [minute/an]	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11	2,76	1,12	0,91
Indicatorul de severitate [minute/întrerupere]	0,06	0,03	0,034	0,03	0,10	0,13	0,04	0,03
Indicatorul "minute sistem" [minute sistem]	0,75	0,29	0,59	0,27	1,54	1,94	0,79	0,63

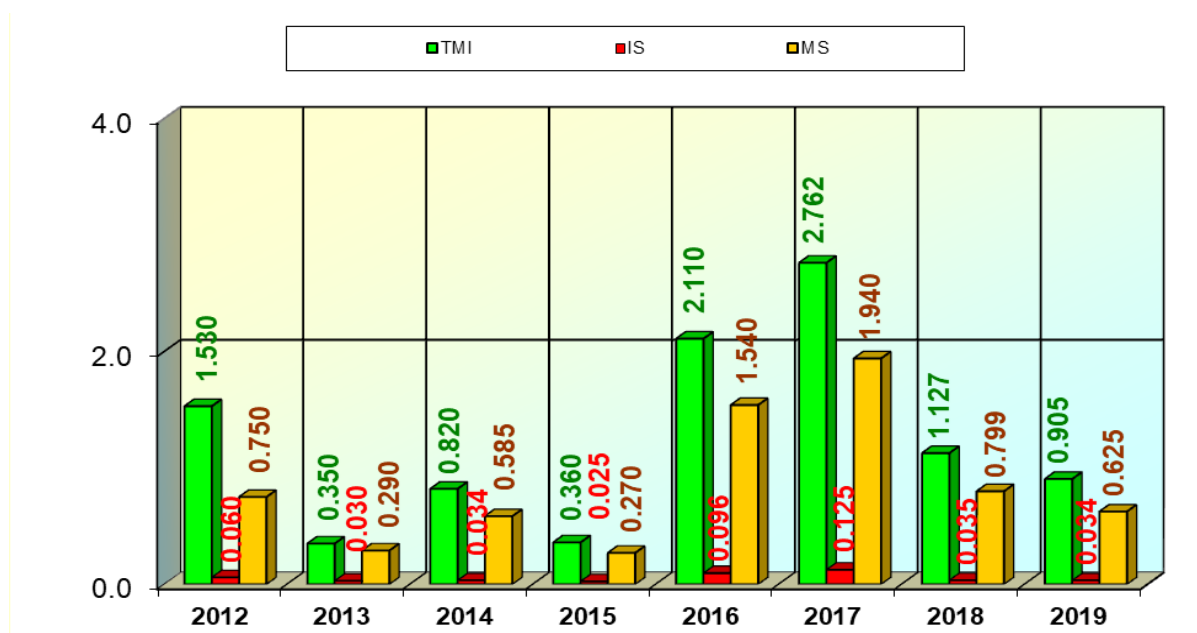


Fig. 5.9.1 Indicatori de performanță la nivel SEN

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.

În anul 2019 se constată o îmbunătățire a indicatorilor de performanță. Astfel, indicatorul de severitate (IS) a scăzut față de anul 2018 ceea ce înseamnă că durata medie a unei întreruperi a serviciului de transport a scăzut. Indicatorul minute sistem (MS) are o valoare mai mică față de valoarea din anul 2018 ceea ce indică faptul că durata medie a întreruperilor în alimentare, raportată la vârful de consum din anul 2019 a scăzut. Timpul mediu de întrerupere în anul 2019 a scăzut considerabil față de anul 2018 indicând faptul că energia nelivrată a fost mai mică în anul 2019 raportată la consumul anual net al aceluiași an.

CNTEE Transelectrica SA raportează la ANRE indicatorii de performanță conform cerințelor „Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice” – aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2016. Conform acestui Standard, se raportează informațiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea și exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanță prezentați în tabelul de mai jos.

Tabelul 5.9.2

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
► Indisponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo/AT								
▪ LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	203,3	114,52	142,59	184,6 3	186,7 9	158,1	154,4 2	136,2
Neprogramata(accidentală)	24,72	11,44	27,97	36,68	16,88	11,67	9,52	7,19
Programată	178,5 8	103,08	114,62	147,9 5	169,9 1	146,4 3	145,1 7	129,01
▪ Trafo/AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	190,3 5	171,58	112,18	155,0 1	204,2 9	182,0 1	129,5 3	236,44
Neprogramata (accidentală)	9	3,27	8,52	8,9	4,91	18,51	3,11	27,56
Programată	181,3 5	168,31	103,66	146,1 1	199,3 8	163,5	126,4 2	208,88
► Număr de incidente	609	473	527	574	548	546	578	428
► Energia nelivrată utilizatorilor/energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	137,4 4	30,89	82,51	38,36	224,6 9/ 264,7 0	289,4 4/110 5,56	118,8 1/356 5,49	91,79/6 ,53
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	21	12	24	14	28	22	32	27
► Timpul mediu de	1,53	0,35	0,82	0,36	2,11/	2,762/	1,127/	0,905

Indicator	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Întrerupere la utilizatori/timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]					2,49	10,55	33,82	

În anul 2019, se observă o alternanță în dinamica indicatorilor de performanță privind utilizarea RET comparativ cu anii anteriori, astfel că în cazul liniilor electrice din RET s-a înregistrat o scădere atât a indisponibilității medii neprogramate cât și a celei programate, iar în cazul transformatoarelor s-a înregistrat o creștere a celor două componente

Aportul incidentelor înregistrate pe LEA în anul 2019, în calculul indicatorului INDLIN a fost redus datorită duratelor scăzute de întrerupere, (durate de indisponibilitate accidentală) în funcționarea LEA, generate de defecte trecătoare la care funcționarea automatizărilor de RAR a fost nereușită.

Un aport important la scăderea indisponibilității accidentale în anul 2019, îl are trim IV în care nu au fost înregistrate incidente pe LEA din RET. Acest lucru se poate pune pe seama unei bune întrețineri a culoarelor de trecere a LEA din RET, precum și pe vremea deosebit de bună din ultima parte a anului.

Indicatorul INDTRA a avut o creștere semnificativă în anul 2019. La creșterea acestui indicator contribuind atât indisponibilizările accidentale ale unităților de transformare a căror creștere în anul 2019 a fost cauzată în principal de defectarea pe o perioadă îndelungată a unor unități de transformare, în special în trim. IV 2019 (T2, 250 MVA, Brașov, T2 16 MVA, Oradea Sud, etc), cât și indisponibilizările programate a căror creștere în anul 2019 poate fi pusă pe seama respectării graficelor de lucrări atât la lucrările de mentenanță cât și la lucrările de investiții, precum și pe seama faptului că o parte din unitățile noi de transformare au ieșit din garanție intrând sub incidența regulamentului de mentenanță, iar în anul 2019 s-au realizat la acestea primele lucrări de mentenanță minoră.

Măsuri: corelarea programelor de mentenanță cu programele de investiții 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.

Cauzele evoluției indicatorilor ENS și AIT:

- Uzură tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare;
- Manifestări extreme ale naturii.

Măsurile pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și 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 construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V.*
 - Analiza prin programe de calcul moderne a capacității 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 gamă 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, suprasolicitări 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 mentenanță 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 siguranță 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 stațiilor electrice aparținând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul următorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

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

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

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

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

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

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2020 Studiul de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET [12].

Din analiza rezultatelor obținute în acest studiu se poate constata:

- Retehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a trecut la bara dublă (s-a renunțat la bară de transfer), îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata o ușoară modificare a unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate. Astfel, efectul retehnologizării stațiilor învecinate produce, 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 nu se modifică semnificativ.

S-a efectuat o analiză de sensibilitate, cu privire la nivelul de risc asumat. Astfel, din analiza rezultatelor, etapa 2029 se poate constata că, pe ansamblu, în majoritatea nodurilor, durata medie de insucces este sub 0,5 ore/an, numărul maxim de întreruperi este 1 pe an, iar cel de manevră maxim 2 pe an, durata maximă a unei întreruperi fiind sub 18 ore (frecvent sub 3 ore).

În studiu s-au considerat următoarele sensibilități: a) efectul decalării investițiilor cu 3 ani; b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere, cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

a) efectul decalării investițiilor cu 3 ani;

În cazul în care retehnologizarea unei stații nu se finalizează în anul preconizat, ci în următorii 3 ani după, se pot considera valorile corespunzătoare etapei anterioare, în care respectiva stație nu este retehnologizată.

Spre exemplu pentru o stație care se retehnologizează în anul 2020, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2020. Cât timp se întârzie retehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculați la etapa 2019.

Pentru o stație care se retehnologizează în anul 2021, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2024. Cât timp se întârzie retehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculați la etapa 2020.

b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere

Pentru toate etapele analizate, în cazul duratei maxime de întrerupere, calculele au fost efectuate cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

Influența considerării în stabilirea duratei maxime a unei probabilități de depășire de 10%, respectiv 5%, conduce la obținerea unei durate maxime mai mici pentru probabilitatea de 10% și mai mari pentru probabilitatea de depășire de numai 5%, așa cum era de așteptat.

În Anexa B-9 sunt prezentați indicatorii de siguranță pentru toate nodurile de 400 kV, 220 kV ale RET și pentru nodurile de 110 kV din stațiile Transelectrica, pentru etapele actuale și cele de perspectivă: 2024 și 2029.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru stațiile neretehnologizate/nemodernizate, menținerea indicatorilor apropiați de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanței preventive și corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin 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 și conducerea SEN, CNTEE Transelectrica SA utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziția și prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării și conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanță în condiții de siguranță a elementelor de acționare din stațiile retehnologizate.

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

Rețeaua de telecomunicații se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel național (cca. 5800 km), în tehnologie OPGW și OPUG, cu 36 de fibre optice. Informațiile sunt transportate folosind o rețea de telecomunicații de tip SDH cu o capacitate de 2,5 Gbps realizată în tehnologie inelară cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât și echipamentele de tip SDH asigură redundanță informațiilor vehiculate în rețeaua de telecomunicații. Acolo unde infrastructura fizică nu permite realizarea de inele optice s-au instalat legături radiale de fibră optică utilizând echipamente SDH ce asigură o capacitate de transport de 155 Mbps (STM1).

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

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

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

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

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează:

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

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

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

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

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

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcțiile principale specifice: achiziție de date, monitorizare, alarmare și gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvență – putere de schimb, optimizarea și siguranța funcționării sistemului energetic național, comanda de la distanță a echipamentelor, arhivare precum și un mediu software complex pentru instruirea dispecerilor. În același timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informații cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare și control din stații, sistemele de piață precum și cu sistemele externe, formând o structură operațională globală compusă. Pentru acest sistem redundant de servere cu funcționalități dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a accesului, controlului și securității sistemului. Echipamentul sistemului, serverele și concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

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

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicații aferente precum și nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicațiilor software sunt depășite fizic și moral, acestea fiind la limita capacității lor privind asigurarea suportului funcțional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menținerea lor în stare de funcționare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricație echipamentele respective, iar actualizarea software devine tot mai dificil de realizat deoarece pe măsura trecerii timpului au apărut numeroase versiuni care accentuează gradul de incompatibilitate față de cea existentă. În anul 2018 s-a realizat înlocuirea hardware-ului pentru sistemul EMS SCADA. În prezent se află în derulare un proiect de reabilitare software a sistemului în vederea mării și asigurării capacității funcționale până la achiziția și instalarea unui nou sistem, în următorii 5 – 6 ani.

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

5.11 Platforma informatică a pieței de echilibrare - DAMAS

CNTEE Transelectrica SA, în calitatea sa de Operator al Pieței de Echilibrare garantează funcționarea tuturor celorlalte piețe de electricitate din România prin asigurarea echilibrării sistemului și a rezervelor de sistem necesare. Astfel, compania administrează piețele de electricitate aflate în responsabilitatea sa:

- Piața de Alocare de Capacitate pe liniile de interconexiune;
- Piața de Servicii Tehnologice de Sistem;
- Piața de Echilibrare,

precum și aplicații de schimb de date și interfațarea cu platformele operatorilor cu care se face schimb de date pentru piețele la care Transelectrica este parte sau către care se transmit datele utilizate pentru:

- Piața cuplată pentru ziua următoare (4M MC);
- Piața cuplată intrazilnică de energie electrică la nivel european XBID;
- Piețele centralizate aferente contractelor bilaterale de energie electrică.

În acest scop, în perioada anilor 2009 – 2010 CNTEE Transelectrica SA a implementat proiectul „Platforma Pieței de echilibrare – II – DAMAS”, platformă de tip portal web, care rulează aplicații specifice prin care se asigură administrarea și funcționarea piețelor anterior menționate.

Utilizatorii acestui sistem sunt: CNTEE Transelectrica SA ca operator al acestui sistem, Părțile Responsabile cu Echilibrarea și, de asemenea, Participanții la Piața de Echilibrare ce dețin unități de producție dispecerizabile, unități de consum dispecerizabil, unități agregate.

Începând cu data de 19 noiembrie 2019 piața cuplată intrazilnică de energie electrică din România funcționează în regim cuplat cu piețele din celelalte 20 de țări participante la proiectul european SIDC – Single Intra-Day Coupling (cunoscut anterior ca XBID) de introducere a tranzacționării transzonale paneuropene pe orizontul intrazilnic, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

Piața intrazilnică cuplată de energie electrică (XBID) este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică pentru fiecare zi de livrare începând cu ziua anterioară zilei de livrare, după încheierea tranzacțiilor pe PZU și până cu o oră înainte de începerea livrării/consumului. CNTEE Transelectrica SA are rol de agent de transfer pentru tranzacțiile intrazilnice. Schimbul de date pentru armonizare cu OTS vecinii, cuplați la XBID, se realizează la intervale de 15 minute, prin e-mail.

Prin intermediul Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS, CNTEE Transelectrica SA respectă cerințele privind schimbul de date și standardizarea acestora conform cu Acordul operațional al zonei sincrone Europa Continentală (SAFA), respectiv cu politicile Policy on Scheduling și Policy on Accounting and Settlement.

Tot prin intermediul acestui sistem se asigură publicarea datelor pe care le deține pe platforma de transparență a ENTSO-E – EMFIP (Electricity Market Fundamental Information Platform) și asigură funcțiile suport pentru funcționarea piețelor cuplate la nivel PZU (Piața pentru Ziua Următoare) cu Ungaria, Slovacia și Republica Cehă.

Platforma Pieței de Echilibrare (DAMAS) reprezintă un sistem informatic complex alcătuit din infrastructură hardware proprie și aplicații software specifice activităților anterior descrise (aplicații dezvoltate și implementate de firma UNICORN SYSTEMS).

Platforma cuprinde, pe lângă componenta de producție și o componentă de preproducție (pentru implementare funcții noi, configurări noi, actualizări baze de date și pentru testare) și este formată din 29 de servere configurate în cluster, cu sisteme de operare de tip Microsoft Windows sau Red Hat și 15 stații de lucru (Windows):

- servere de autentificare (Authentication Server Vasco Middleware);
- servere de certificare (Certificate Authority Server);
- servere WEB;
- servere de aplicație;
- servere de baze de date cuplate în cluster;
- servere de management și un server de monitorizare;
- servere de rețea (Active Directory);
- servere de raportare;
- server pentru arhivare pe mediu extern (bandă magnetică).

Aplicațiile specifice Pieței de Echilibrare, Pieței de Alocare a Capacităților de Interconexiune și a Pieței Serviciilor Tehnologice de Sistem sunt dezvoltate în tehnologie ORACLE și structurate în următoarele module software:

- Modulul pentru Alocarea Capacităților pe liniile de interconexiune;
- Modulul pentru Programarea schimburilor de energie;
- Modulul pentru Piața de Echilibrare;
- Modulul pentru Serviciile Tehnologice de Sistem;
- Modulul pentru Calcule de decontare;
- Modulul pentru Rapoarte;
- Modulul pentru Simulare;
- Modulul pentru Configurare.

5.12 Serviciile de sistem tehnologice

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

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

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

- compensarea variației de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SEN;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem tehnologice sunt realizate cu următoarele resurse:

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

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

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

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem tehnologice sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice. Aceste proceduri includ și posibilități de acordare a calificării pentru servicii tehnologice de sistem pe termen limitat, de regulă 12 luni.

Utilizatorii RET care au fost calificați pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem tehnologice pe tipul de rezervă pentru care au fost calificați.

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor tehnologice de sistem pentru anul 2019 este prezentată în Anexa B-8.

În perioada 2012÷2019, s-au achiziționat servicii tehnologice de sistem atât în regim reglementat, cât și în regim concurențial (licitații) în vederea acoperirii necesarului.

Situația achiziționării și realizării serviciilor tehnologice de sistem în anii 2015÷2019 este prezentată în continuare:

Anul 2015

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3988700	767310	3903935	3891079	99,67%	97,55%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6408100	480890	6142920	6127188	99,74%	95,62%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	7655920	6304000	7358320	7351514	99,91%	96,02%	-
Energie Reactivă	hMVA r	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 față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3966700	175680	3966700	3958198	99,79%	99,79%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6360950	175680	6360890	6347988	99,80%	99,80%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6537600	4775040	6537600	6511710	99,60%	99,60%	-
Energie Reactivă	hMVA r	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 față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3960300	123360	3960240	3939488	99,81%	99,47%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6117650	175200	6117650	6077904	98,93%	99,35%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6468000	4417440	6467280	6423330	99,67%	99,31%	-
Energie Reactivă	ore*gr up	16070	16070	16070	16070	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	551880				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (63 hMW/h)

Anul 2018

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4124500	34560	4080788	3918666	96.03%	95.01%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	6059000	34560	5960811	5935651	99.58%	97.96%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6650640	3562240	6546960	6537547	99.86%	98.30%	-
Energie Reactivă	ore*grup	11089	11089	11089	11089	100%	100%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	534360				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (61 hMW/h)

Anul 2019

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3903700	0	3903700	3815532	3796888	99.51%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	5746200	0	5746200	5716081	5697742	99.68%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6395858	3767858	2628000	6395858	6392924	99.95%	-
Energie Reactivă	ore*grup	11220	11220	11220	11220	11220	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	534360				-	100%	-

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

La solicitarea făcută în baza licenței de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, obligatoriu pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu obligațiile stabilite prin Codul tehnic al RET și impuse de respectarea regulilor ENTSO-E privind siguranța în funcționare și reglajul frecvenței și a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor a respectat cerința de repartitie cât mai uniformă și a reprezentat în total minim de 60 hMW/h în 2019, conform obligațiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E. Rezerva de reglaj primar solicitată a fost respectată în programarea zilnică a funcționării SEN.

În afară de servicii tehnologice de sistem putere activă, pentru reglajul tensiunii în RET, CNTEE Transelectrica SA achiziționează Energie Reactivă (ER) sub formă de ore de funcționare în regim de compensator sincron, de la cele două centrale hidroelectrice care pot asigura acest serviciu, respectiv CHE Lotru și CHE Vidraru. Achiziția acestui serviciu se realizează pe baza reglementărilor ANRE, emise în baza unor prognoze de utilizare a serviciului, plata orelor de funcționare în compensator sincron făcându-se doar pentru cantitățile efectiv realizate.

În perioada 2015-2019 CNTEE Transelectrica SA nu a achiziționat Rezervă de Capacitate.

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

Dirjecția de Măsurare OMEPA, este o entitate organizatorică distinctă la nivelul Companiei și îndeplinește funcția de Operator de Măsurare la nivelul piețelor angro de energie electrică.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, DM-OMEPA îndeplinește funcția de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator unic de agregare pe piața angro de energie electrică, funcția de operator de monitorizare a calității energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

DM-OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurată atât la punctul central, cât și în teritoriu, prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme de 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 piața angro de energie electrică;
- managementul local al sistemelor de contorizare locală;
- monitorizarea calității energiei electrice;
- managementul laboratorului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

Funcția de „Operator de măsurare și agregare a datelor măsurate” pe piața angro de energie electrică, realizată de 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 siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) ;
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea balanțelor de energie electrică activă și reactivă pe nivele de tensiune în stațiile electrice ;
- *colectarea și agregarea datelor* de măsurare pentru piața angro de energie electrică.
- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanților* la piața angro de energie, funcție pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare și formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterală a acestora;
- *efectuarea bilanțului 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 privința necesităților proprii de verificări metrologice.

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

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

5.14 Sistemul de telecomunicații

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Managementul Infrastructurii Critice și Managementul Situațiilor de Urgență

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

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

Cadrul legislativ european

- **Directiva Consiliului Europei 2008/114/CE** din 8 Decembrie 2008, privind identificarea și desemnarea infrastructurilor critice europene și evaluarea necesității de îmbunătățire a protecției acestora;

Cadrul legislativ național

- **OUG nr. 98** din 3 Noiembrie 2010, privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice;
- **Legea nr. 18/2011** pentru aprobarea OUG nr. 98/2010;
- **H.G. nr. 718/2011** pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice;
- **Decizia Prim-Ministrului nr. 166** din 19 martie 2013 privind aprobarea Normelor metodologice pentru realizarea / echivalarea / revizuirea planurilor de securitate ale proprietarilor / operatorilor / administratorilor de infrastructură critică națională/europeană, a structurii-cadru a planului de securitate al proprietarului/operatorului/administratorului deținător de infrastructură critică națională/europeană și a atribuțiilor ofițerului de legătură pentru securitate din cadrul compartimentului specializat desemnat la nivelul autorităților publice responsabile și la nivelul proprietarului/operatorului/administratorului de infrastructură critică națională/europeană.

Activitatea privind *Managementul situațiilor de urgență* se realizează în conformitate cu prevederile următoarelor acte normative de referință în domeniu:

- **Legea nr. 307/2006** privind apărarea împotriva incendiilor, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 481/2004** privind protecția civilă, republicată, cu modificările ulterioare;
- **OUG nr. 21/2004** privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 15/2005;

Misiunea constă în:

- Protecția infrastructurilor critice - Elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea PSO pentru fiecare ICN/ICE aflate în operarea Companiei;
- Asigurarea continuității activității de protecție a ICN/ICE și Recuperarea după dezastre în conformitate cu ISO21500:2012 și îndrumările CNCPIC și APR;
- Organizarea și coordonarea activității privind *Managementul situațiilor de urgență* (Apărarea împotriva incendiilor și Protecția civilă) la nivel de Companie.
- Elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului, în toate entitățile organizatorice ale Companiei prin activitatea Managementul Riscului, facilitând astfel realizarea eficientă și eficace a obiectivelor CNTEE „Transelectrica” – S.A. și contribuind la creșterea valorii Companiei.

Legislația care reglementează protecția informațiilor clasificate și legislația care reglementează protecția datelor cu caracter personal este prezentată în continuare:

• **Protecția informațiilor clasificate**

- Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002 privind protecția informațiilor clasificate.
- Hotărârea nr. 585 din 13 iunie 2002 pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România;
- Hotărârea nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu
- Hotărârea nr. 1.349 din 27 noiembrie 2002, privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate;
- Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului 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 clasificate SECRETE DE STAT, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și UNITĂȚI TERITORIALE 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 UNITĂȚI TERITORIALE;
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2;
- Norme interne privind protecția informațiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C. 1, înregistrate cu nr. 21611/15.06.2017.

• **Protecția datelor cu caracter personal**

- *REGULAMENTUL (UE) nr. 679 din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor).*
- *Legea nr. 190 din 18 iulie 2018, privind măsurile de punere în aplicare a Regulamentului (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor);*
- ***Normele Interne privind protecția datelor cu caracter personal în C.N.T.E.E. "Transelectrica" S.A. – Executiv și Unități Teritoriale de Transport, versiunea MAI 2018, aprobată de Conducerea Companiei prin Nota privind implementarea și aplicarea REGULAMENTULUI (UE) nr. 679 din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date, înregistrată cu nr. 22490/30.05.2018.***

7. Protecția mediului asociată RET

7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului

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

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

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

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

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

7.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

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

- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare; Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecția Mediului;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și 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 autorizației de mediu;
- Ordin al Ministerului Economiei și Comerțului nr.175/2005 privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecție a mediului de către agenții economici cu activitate industrială, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin al Ministrului Economiei nr. 1918/2009, pentru modificarea Ordin MEC nr. 175/2005; Legea nr. 107/1996 – Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 173/2000 – pentru reglementarea regimului de gestionare și control a bifenililor policlorurați și ale altor compuși similari, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- 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 și a deșeurilor de ambalaje;
- HG nr. 235/2007 – privind gestionarea uleiurilor uzate;
- Legea nr. 211/2011 privind regimul deșeurilor;
- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice;
- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 (republicată) – privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, cu modificările și 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 și sănătate publică privind mediul de viață al populației;
- HG nr. 856/2002 – privind evidența gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările și completările ulterioare;

- HGR 124/2003 – privind prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 170/2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- HG 349/2005 – privind depozitarea deșeurilor;
- HGR nr. 322/2013 privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- LEGE nr. 121/2019 privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiant;
- LEGE nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accidente majore în care sunt implicate substanțe periculoase;
- LEGE nr. 74/2019 privind gestionarea siturilor potențial contaminate și a celor contaminate;
- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori;
- LEGE nr. 278/2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările și completările ulterioare;
- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare ;
- OMAPM nr. 462/1993 – pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare;
- OMAPPM nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosințele de apă potențial poluatoare;
- ORDIN nr. 891/2019 privind aprobarea Procedurii și competențelor de emitere, modificare, retragere și suspendare temporară a autorizațiilor de gospodărire a apelor, precum și a Normativului de conținut al documentației tehnice supuse autorizării;
- OMMP nr. 19/2010 – pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potențiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
- OMMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje și deșeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenției de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale rețelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

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

Principalele regulamente europene aplicabile activității CNTEE Transelectrica SA sunt următoarele:

- Regulamentul CE nr. 517/2014 privind gazele fluorurate cu efect de seră și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 842/2006

- Regulamentul nr. 1907/2006 al Parlamentului European și al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH), de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului și a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum și a Directivei 76/769/CEE a Consiliului și a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE și 2000/21/CE ale Comisiei
- Regulamentul (CE) nr. 1.272/2008 privind clasificarea, etichetarea și ambalarea substanțelor și amestecurilor, de modificare și de abrogare a directivelor 67/548/CEE și 1999/45/CE, precum și 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 și al Consiliului, a cerințelor minime și a condițiilor pentru recunoaștere reciprocă în scopul certificării persoanelor fizice care efectuează instalarea, asigurarea service-ului, întreținerea, repararea sau scoaterea din funcțiune a întrerupătoarelor electrice care conțin gaze fluorurate cu efect de seră sau recuperarea gazelor fluorurate cu efect de seră din întrerupătoare electrice fixe

Principalele reglementări internaționale aplicabile Sistemului de Management de Mediu sunt standardele din seriile: ISO 14001 și ISO 19011.

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

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

În perioada următoare, în contextul apartenenței României la UE și al funcționării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, sunt necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impactului negativ asupra mediului produse de construcția, mentenanța și funcționarea RET și pentru obținerea avizelor de mediu, acordurilor de mediu și autorizațiilor de mediu și autorizațiilor de gospodărire a apelor.

7.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2020 - 2029

Trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în programele de conformare, care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor efectuate de Autoritățile de reglementare și control pe amplasamentele Companiei;

Se va continua îmbunătățirea funcționării Sistemului de Management de Mediu și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 14001:2015;

Documentațiile privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol referitor la protecția mediului cu cerințe legale, aspectele și impactul asupra mediului și măsuri/acțiuni pentru eliminarea/reducerea impactului asupra mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un „*Plan de management de mediu*”, care va include acțiuni de reducere a impactului asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcției, exploatării/mentenanței precum și la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acțiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare și se vor menționa înregistrările necesare. Devizele generale pentru investiții/mentenanță vor conține cheltuielile pentru protecția mediului.

Se va continua evaluarea furnizorilor de servicii și lucrări ai CNTEE Transelectrica SA având în vedere cerințele legale de protecție a mediului și cerințele standardelor privind managementul de mediu.

Se va îmbunătăți managementul de mediu și în special managementul deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei.

O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate cu firme autorizate.

Se va continua monitorizarea calității apelor uzate evacuate din stațiile electrice și se vor întreprinde acțiuni corective pentru încadrarea parametrilor acestora în limitele maxime admise la evacuare.

Se va continua monitorizarea parametrilor câmpului electromagnetic, în special la LEA din zonele populate și măsurarea/monitorizarea zgomotului la limita stațiilor electrice.

În vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale Companiei vor trebui folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului cu parteneri naționali și internaționali.

Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu, se va 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 Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție

8.1 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport

Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice aeriene

Tabelul 8.1 - Durata de funcționare a LEA

Perioada PIF	Tensiune [kV] / Lungime [km]			
	110	220	400	750
1960-1979	8,9	3764,28	3613,67	
1980-1999	29,1	61,12	1144,42	3,11
2000-2019	2,42	50,25	213,62	

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 funcționare a acestora și durata de viață normală (48 ani) și este prezentat în Tabelul 8.2:

Tabelul 8. 2

	Perioada PIF	Categorie LEA			
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV
Grad de utilizare (%)	1960-1979	114,58%	100,14%	99,60%	-
	1980-1999	65,38%	79,14%	73,79%	68,75%
	2000-2019	12,5%	22,35%	15,35%	-

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 și autotransformatoare:

Tabelul 8.3 – Puneri în funcțiune transformatoare/ autotransformatoare

Perioada PIF / Puterea aparentă Trafo / AT [MVA]	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500
1960-1979	6	14	1	6	3		1	31		2	
1980-1999		5		12		2		10	13		
2000-2019	2	14		7	4			41	18	20	2

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 funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani) și este prezentat în Tabelul 8.4.

Tabelul 8.4 - Gradul de utilizare a transformatoarelor/ autotransformatoare

Perioada PIF / Puterea aparentă [MVA]	10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500
1960-1979	190,97	181,55	237,5	184,03	187,5		179	188,58		185,42	
1980-1999		147,50		145,83		163		150,00	126,00		
2000-2019	20,83	21,43		22,02	33,33			35,37	43,52	46,46	68,75

Notă:

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

Programul de mentenanță RET

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

Tabelul 8.5 – Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tip de lucrări

Program de mentenanță RET		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2017 [%]		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2018 [%]		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2019 [%]
Majoră	Reparații Capitale (RK)	62	64	98	98	100
	Reparații Curente (RC)	65		99		97
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	82	79	100	98	97
	Inspecții tehnice/Control periodic (IT/CP)	99		100		100
	Lucrări speciale (LS)	75		95		98
	Materiale	29		96		96
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)	89		99		87
	Revizii tehnice (RT)	97		100		99
Total		74		98		97

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

Tabelul 8.6 - Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe categorii de instalații

Categorie instalații	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2017 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2018 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2019 [%]
Stații	77	98	96
LEA	70	99	98
Transformatoare/ Autotransformatoare	81	97	99
Clădiri	50	98	93
Total	74	98	97

Mentenanța majoră (RK, RC), aceasta se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale.

În vederea creșterii gradului de realizare a mentenanței majore se iau, în principal, măsurile:

- monitorizarea și actualizarea periodică a programelor de mentenanță RET cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- corelarea retragerilor din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate pentru cazuri justificate, ETC..

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

Tabelul 8.7 - Număr de incidente în RET

Instalații	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
LEA	46	44	72	45	55	85	102	85	131	64
Stații	770	561	537	428	472	489	447	461	447	364
Total RET	816	605	609	473	527	574	549	546	578	428

Se constată următoarele:

- creșterea numărului de incidente la LEA în anul 2018, comparativ cu anul 2017. Din totalul de 131 incidente pe LEA 82 au fost cauzate de vegetația crescută în culoarul liniilor (37,4%);
- reducerea numărului de incidente la stații electrice în anul 2018 comparativ cu anul 2017. Astfel, din totalul de 447 de incidente, un număr de 359 incidente s-au înregistrat la ansamblul funcțional cod 52 „celule electrice” iar dintre acestea, 178 au fost generate de defectarea mecanismelor de acționare (50,4%);
- în anul 2019 se observă o scădere a numărului de incidente atât la linii cât și la stații, comparativ cu ultimii patru ani.

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, re tehnologizărilor 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.

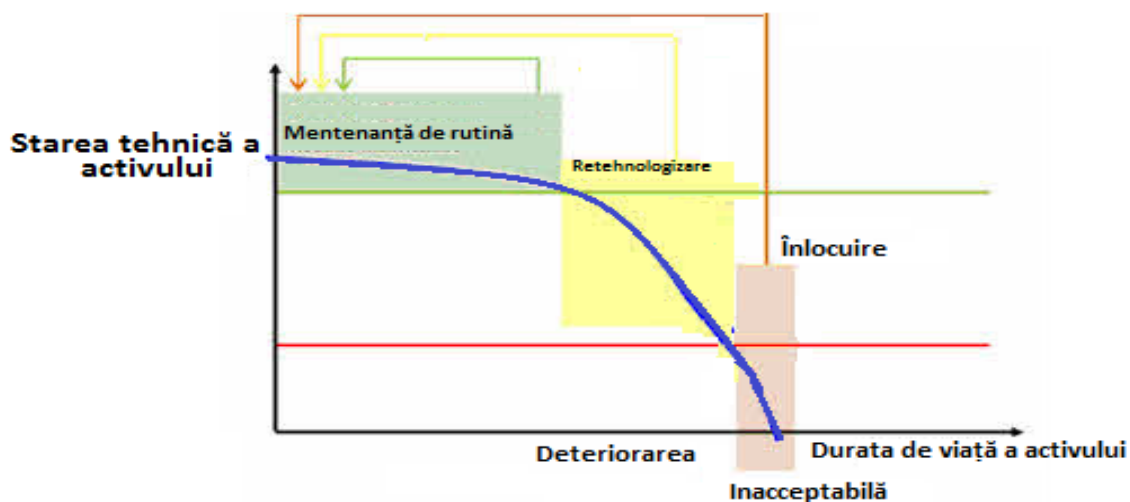


Fig. 8.1. Durata de viață a activului și activități necesare fiecărei faze

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 fiabilității sistemului.

În baza indicatorilor de stare/sănătate a 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 cuprinde: înregistrarea/ contabilizarea activelor, sisteme de planificare privind rețehnologizarea, mentenanța, diagnosticarea, monitorizarea off-line, controlul activelor, 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.

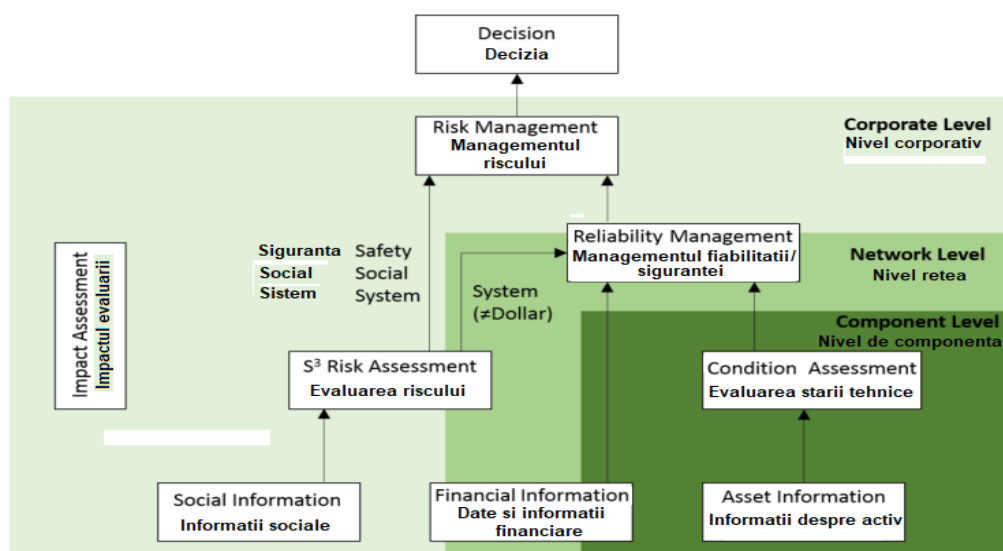


Fig. 8.2. Procesul de decizie în managementul activelor în sistemul de transport al energiei electrice

Managementul 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 următoarele categorii de stare: Bună/Acceptabilă/Proastă/Inacceptabilă;
- limitele tehnice și criteriile de încadrare a activului în una din categoriile de stare tehnică menționate;
- 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 mentenanță 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 aparatelor primare, respectiv a liniilor electrice aeriene de înaltă tensiune din RET se pot folosi algoritmi 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, întrucât 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 stație se poate determina indexul general al stației electrice, care poate reprezenta un important criteriu de ierarhizare a lucrărilor de investiții și de mentenanță.

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2017 studiul: *"Analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită"* pe o perioadă de 2 ani, termen de finalizare octombrie 2019. Contractul are următorul obiectiv: expertizarea stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită și stabilirea duratei de viață fizică rămasă pentru funcționarea echipamentelor expertizate, pentru 29 unități de transformare și 4 întreruptoare.

Scopul contractului este:

- de a evalua starea tehnică momentană a echipamentelor, pentru încadrarea echipamentului expertizat în una din stările tehnice posibile: bună/acceptabilă/proastă/inacceptabilă;
- de a stabili valorile limita, de control; probabilitatea de defectare și respectiv perioada de timp pentru trecerea dintr-o stare tehnică în alta;
- de a determina cea mai probabilă cauza a producerii unei defecțiuni;
- de a prescrie recomandări privind menținerea în exploatare/necesitatea retragerii din exploatare a echipamentului investigat.

Rapoartele de expertiza constituie o justificare tehnică riguroasă, pe viitor, în vederea menținerii în funcțiune sau promovării retragerii din exploatare a echipamentelor primare analizate.

În anul 2019 au fost expertizate echipamentele din tabelul de mai jos:

Tabelul 8.8.

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricație	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Stație de transformare
1	Transformator 16MVA T1	100031/1976	TTUS-NS	EPC	T	48,06	Proastă	Târgoviște
2	Transformator 10(16)MVA T1	94600/1973/ RK1986	TTUS-NS	EPC	T	48,06	Proastă	Turnu Măgurele
3	Autotransformator 200MVA AT2	96722/1976	ATUS-FS	EPC	AT	49,34	Proastă	Iaz
4	Transformator 25MVA T2	96031/1974/ RK 2006	TTUS-NS	EPC	T	52,16	Acceptabilă	Turnu Măgurele
5	Întreruptor 400 kV BC 100MVAr	8385384A/B/C/1998	HPL 420B2	ABB	î	68,92	Acceptabilă	Dârste
6	Întreruptor 400 kV LEA Brazi Vest	85000 A(R)/B(S)/C(T)/1970	HPF 516q/8E(s)	Sprecher & Schuh	î	69,22	Acceptabilă	Dârste

Nr. crt.	Denumire Echipament	Nr/An fabricație	Tip constructiv	Nume fabrica	Tip_ech	Punctaj	Stare Tehnica	Stație de transformare
7	Transformator 250MVA T7	114543/1985	TTUS-FS	EPC	T	52,83	Acceptabilă	Cluj Est
8	Transformator 25MVA T	123618/1985	TTUS	EPC	T	46,10	Proastă	Sălaj
9	Autotransformator 200MVA AT	114785/1984 RK2003	ATUS-FS	EPC	AT	56,52	Acceptabilă	Stupărei
10	Transformator 250MVA T1	106796/1983	TTUS-FS	EPC	T	41,89	Proastă	Pelicanu

Starea tehnică a stațiilor electrice din RET pe zone și niveluri de tensiune este prezentată în anexa E3 (confidențială).

A rezultat necesitatea următoarelor proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029:

- Înlocuire AT 1 220/110 kV 200MVA Arefu,
- Înlocuire AT 220/110 kV 200MVA Stupărei,
- Înlocuire T1 și T2 400/110 kV, 250MVA Constanța Nord,
- Înlocuire T2 400/110 kV 250MVA Smârdan,
- Înlocuire T1 110/10 kV 40MVA Cluj Est,
- Înlocuire T7 400/110 kV 250 MVA Cluj Est,
 - Înlocuire T4 400/110 kV 250 MVA Drăgănești Olt,
- Modernizare sistem comandă-control-protecție stația 400 kV Gădălin,
- Modernizare sistem comandă-control-protecție stația 400/110/20kV Sibiu Sud.

8.2 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Distribuție

Operatorii de Distribuție (OD) – reprezentați de ACUE (Federația Asociațiilor 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 această 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 România (linii de distribuție, stații de transformare etc.) – atât la nivel național, cât și individual, pentru fiecare OD
- Analiza comparativă cu alte jurisdicții
- Colectarea datelor și analiza pentru un nou sistem de monitorizare a performanței

În cadrul studiului se prezintă următoarele informații și concluzii:

Nivelul de performanță al serviciului de distribuție a energiei electrice

Monitorizarea, măsurarea și 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 și pentru a identifica zonele unde sunt necesare îmbunătățiri. 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 km² până la 34,000 km²), numărul de clienți, densitatea consumatorilor (variază de la 25 de consumatori/km² până la 223 consumatori/km²), 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% clienți în mediul rural versus 16% clienți 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 și operează mai mult de 200 de stații de transformare (ST), unul dintre aceștia având chiar 250 ST. În schimb, există un OD 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 și aproape jumătatea acestui număr, respectiv 5.900. În cazul Punctelor de alimentare (PA), gama de variație este între 235, pentru un OD și 16 pentru un altul. Și aceste diferențe semnificative au impact asupra performanței fiecărei rețele de distribuție.

Starea rețelelor de distribuție a energiei electrice 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 reabilite. Procentajul stațiilor de transformare (ST) reabilite 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 reabilite și/sau reînnoite în proporție mult mai mică. Pentru acest activ, media procentului de reabilitare din ultimii 10 ani este de doar 15%, variind între operatori de la 7% până 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 contribuție covârșitoare. Această analiză evidențiază faptul că aproape 75% din SAIDI este rezultatul întreruperilor din rețeaua MT. Același tipar a fost observat și 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%.

România monitorizează în mod regulat continuitatea alimentării la fiecare nivel de tensiune al rețelei de distribuție și înregistrează orice întreruperi. În România există 10 categorii (grupe) majore definite pentru cauzele defectărilor și în fiecare categorie există câteva subcategorii (sub-grupe) – care contribuie la definirea unei granularități 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 și SAIFI, se explică atât prin prisma diferențelor enumerate mai sus, cât și prin faptul ca abordarea societăților de distribuție a energiei electrice 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 a energiei electrice din România 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 și fiabil, în timp ce altele trebuie neapărat înlocuite. Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea și optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

Gradul de automatizare al rețelelor. Sisteme de Măsurare Inteligente

Dezvoltarea Rețelelor Inteligente în România este într-o faza incipientă. Luând în considerare datele furnizate de companiile de distribuție a energiei electrice, 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 distribuție în GIS, și nivelul de automatizare și influența sa asupra nivelurilor de performanță a rețelei. Concret, în medie, nivelul de integrare al liniilor de înaltă tensiune la stații integrate în SCADA este de aproximativ 72%, variind între 47% - minim, și 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 cheltuiți 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 performanță - performanța rețelei, mai bună (sau mai rea) decât ce a fost inițial convenit și decât obiectivele inițial hotărâte, va fi recompensată sau penalizată.
 - Revizuirea regimului cheltuielilor „neconvenționale” - introducerea unui stimulent asociat cu cheltuielile neconvenționale.

A fost realizată Faza 2 a studiului *”Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România”*, în care s-au analizat 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 2020 – 2024 - 2029

9.1 Principii generale de construire a scenariilor

Scenariile utilizate la analiza necesităților de dezvoltare a RET sunt elaborate de CNTEE Transelectrica SA, pornind de la informațiile disponibile din diferite surse: Comisia Națională de Strategie și Prognoză (CNSP), Ministerul de resort, utilizatorii RET, alte părți interesate, ENTSO-E și OTS europeni.

Scenariul de bază reprezintă prognoza de consum, sold și acoperire a acestora cu capacități de producere, cea mai credibilă în contextul informațiilor deținute la momentul elaborării Planului de Dezvoltare.

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

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

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

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

Aceste scenarii au rolul:

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

Considerarea sistemelor externe interconectate cu SEN

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

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

Pentru calculele de analiză a încărcării rețelei, se utilizează modele de regim staționar și modele pentru calcule de regim dinamic ale sistemului interconectat sincron ENTSO-E, din care face parte SEN. Aceste modele se realizează în cooperare de OTS europeni în cadrul organizațiilor de cooperare regională și la nivel european: ENTSO-E.

9.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

La elaborarea 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-au analizat indicatorii macroeconomici din „*Proгноza pe termen mediu 2018 – 2022 – varianta de iarnă 2019*” elaborată de Comisia Națională de Strategie și Prognoză – CNSP în ianuarie 2019, reprezentată în Tabelul 9.2.1.

Tabelul 9.2.1 [%]

Ritm anual de creștere PIB	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNSP ianuarie 2019	7,0	4,5	5,5	5,7	5,0	5,0

În ultimul deceniu, 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 creșterea economică a țării. Această evoluție se datorează, pe de o parte ajustărilor structurale ale economiei naționale, cât și îmbunătățirii eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali.

Astfel, deși CNSP prevede o creștere în continuare a Produsului Intern Brut cu un ritm mediu anual de 5,3% în perioada 2018-2022, se estimează că evoluția crescătoare a consumului de energie electrică va fi moderată în această perioadă și în continuare, până în 2029, în scenariul de referință, prezentat în tabelul 9.2.2. și fig. 9.1., ce corespunde unui ritm mediu anual de cca. 1%, în acord cu creșterea medie multianuală înregistrată în perioada 2011-2019.

Scenariul alternativ modelat, corespunde unei stări favorabile a economiei naționale, caracterizată de o creștere medie anuală a cererii de energie electrică de 1,5% în perioada 2024-2029.

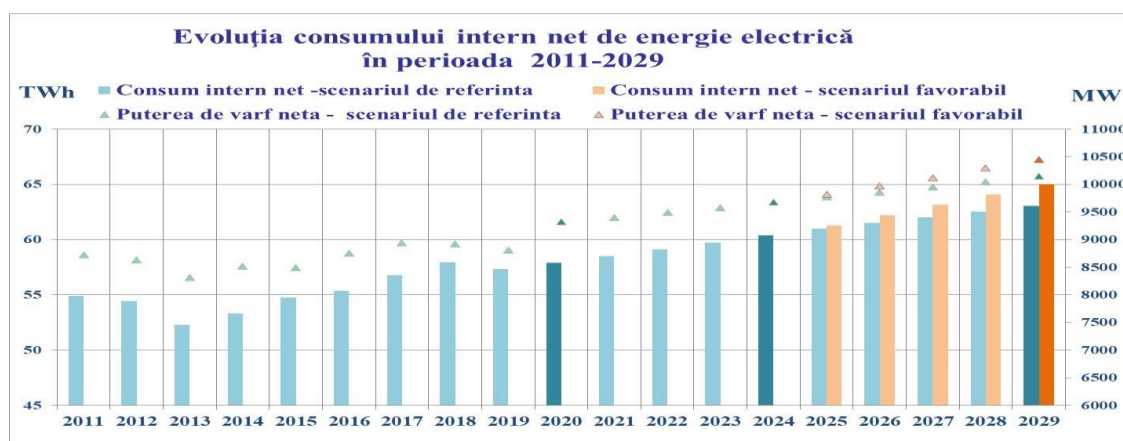


Figura 9.1

Tabelul 9.2.2 Scenariul de referință de dezvoltare energetică a României în perioada 2020-2029

	U.M.	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		realizari								estimari	proгноza									
SCENARIUL DE REFERINTA																				
Consum intern net de energie electrica	TWh	54.9	54.4	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	57.9	58.5	59.1	59.7	60.4	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0
<i>ritm anual de crestere</i>	%	2.9	-0.9	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
Puterea de varf neta - consum	MW	8724	8627	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	9325	9400	9490	9580	9680	9770	9860	9950	10050	10150
SCENARIUL FAVORABIL																				
Consum intern net de energie electrica	TWh	54.9	54.4	52.3	53.3	54.8	55.4	56.8	57.9	57.3	57.9	58.5	59.1	59.7	60.4	61.3	62.2	63.1	64.1	65.0
<i>ritm anual de crestere</i>	%	2.9	-0.9	-3.9	1.9	2.7	1.1	2.5	2.1	-1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Puterea de varf neta - consum	MW	8724	8627	8312	8522	8488	8752	8940	8920	8813	9325	9400	9490	9580	9680	9820	9970	10125	10300	10450

9.3 Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică

Volumul schimburilor de energie electrică variază permanent, în funcție de evoluții pe termen mai lung sau mai scurt ale pieței de energie electrică. În scenariile analizate s-a luat în considerare un export la vârf de sarcină ce variază între 240 MW și 750 MW în orizonturile analizate, respectiv, între 200 MW și 550 MW la vârful de vară și între 200 MW și 460 MW la golul de noapte de vară, atât pentru scenariul de referință, cât și pentru scenariul alternativ, favorabil.

Din curbele de evoluție orară a cererii de energie electrică, corespunzătoare scenariilor de referință și alternativ, au fost selectate valorile orare la palierele de sarcină caracteristice, considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcționare din punct de vedere al circulațiilor normale în rețea, pentru care s-au modelat și analizat în detaliu regimurile de funcționare - prezentate în Tabelul 9.3.1., respectiv:

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

Tabelul 9.3.1. [MW]

	2020 SCENARIUL DE REFERINȚA			2024 SCENARIUL DE REFERINȚA			2029 SCENARIUL DE REFERINȚA			2029 SCENARIUL FAVORABIL		
	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV	VSI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrică	9325	7980	4660	9680	8310	4855	10150	8760	5046	10450	8845	5090
Sold export-import	240	200	200	470	400	400	550	480	450	750	550	460
Producție netă de energie electrică	9565	8180	4860	10150	8710	5255	10700	9240	5496	11200	9395	5550

9.4 Scenarii privind evoluția parcului de producție

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

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

Legea nr. 278 privind emisiile industriale din 2013 transpune în legislația națională Directiva 2010/75/UE privind emisiile industriale.

Prin adoptarea acestei legi, România va realiza un sistem unitar pentru prevenirea și controlul integrat al poluării, stabilind condițiile pentru reducerea emisiilor în aer, apă și sol, pentru prevenirea generării deșeurilor, astfel încât să se atingă un nivel ridicat de protecție a mediului.

Scenariile referitoare la evoluția parcului de centrale electrice, analizate, sunt coerente cu scenariile corespunzătoare orizonturilor 2025 și 2030 utilizate în cadrul ENTSO-E pentru studiile de modelare a pieței de energie electrică la nivelul pan-european necesare elaborării *Planului de dezvoltarea a rețelei electrice de transport europene* (TYNDP 2020) și Studiului de adecvanță pe termen mediu (MAF2019) [34], având la baza aceleași informații primite de la producători.

Astfel, pentru perioada 2020-2029, analiza dezvoltării rețelei a luat în considerare un *Scenariu de Referință* de evoluție a capacităților de generare, ce include un program de **retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice**, la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, **totalizând 1094 MW** putere netă disponibilă. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante. Capacitățile noi trebuie să aibă o eficiență 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 aceeași perioadă va fi repus în funcțiune, după reabilitare, grupul 1 nuclearelectric la Cernavodă (oprit în re tehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), cu o putere netă disponibilă de 660 MW.

În figura 9.4.1 sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2020-2024, respectiv 2025-2029, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.

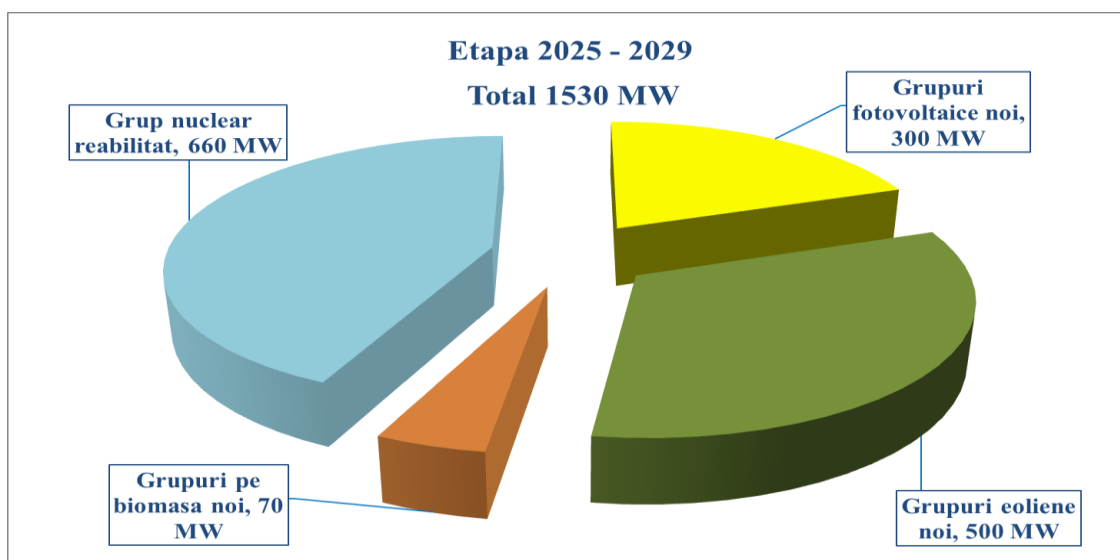
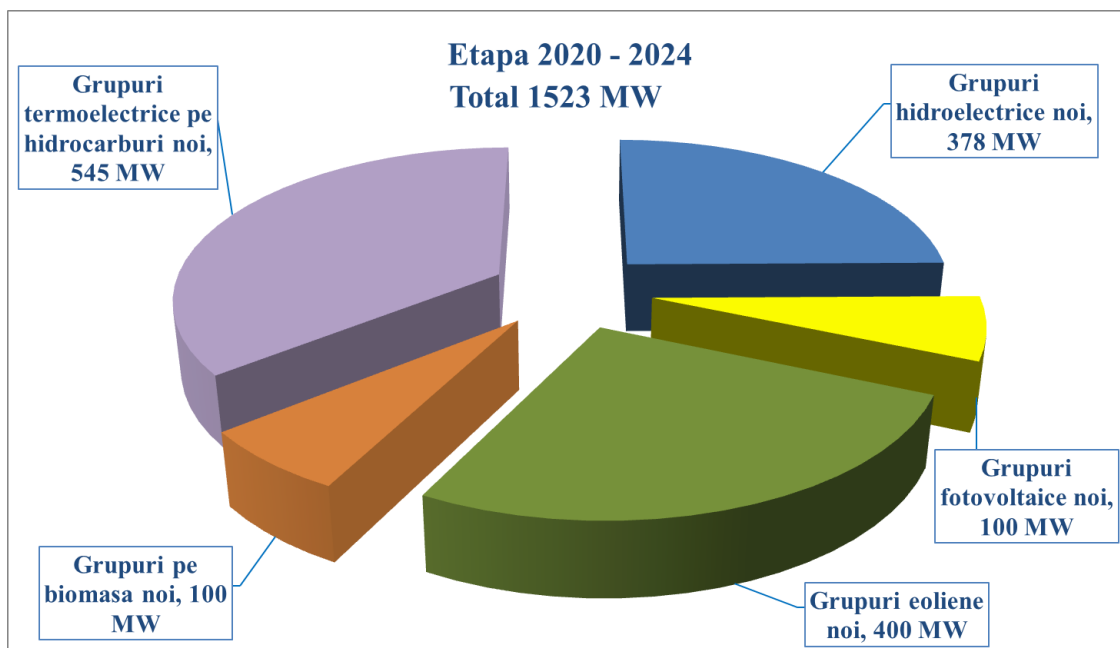


Fig.9.4.1 Proiecte de reabilitare și grupuri noi

În ceea ce privește intențiile de **instalare de grupuri noi**, conform informațiilor transmise de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de **circa 545 MW**, exclusiv proiectele bazate pe RES.

Proiectele de grupuri noi includ:

- grupuri noi pe gaze naturale: turbine cu gaze sau ciclu combinat, - de condensatie (Compania Romgaz derulează un proiect de investiții într-o centrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, cu capacitatea instalată de 430 MW) - sau cogenerare (Oradea, Govora, Palas);
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
- alte grupuri noi RES intermitente: eoliene, solare (fotovoltaice);
- alte grupuri noi RES pe biomasă.

Scenariul de Referință estimează o creștere moderată a penetrării surselor regenerabile de energie și a noilor tehnologii de producere.

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

În acest scenariu, la nivelul anului 2029 este pus în funcțiune grupul 3 nuclear la Cernavodă și o capacitate de stocare de 1000 MW (centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Târnița), capacitatea totală din surse regenerabile (exclusiv hidro), ajungând la 7100 MW.

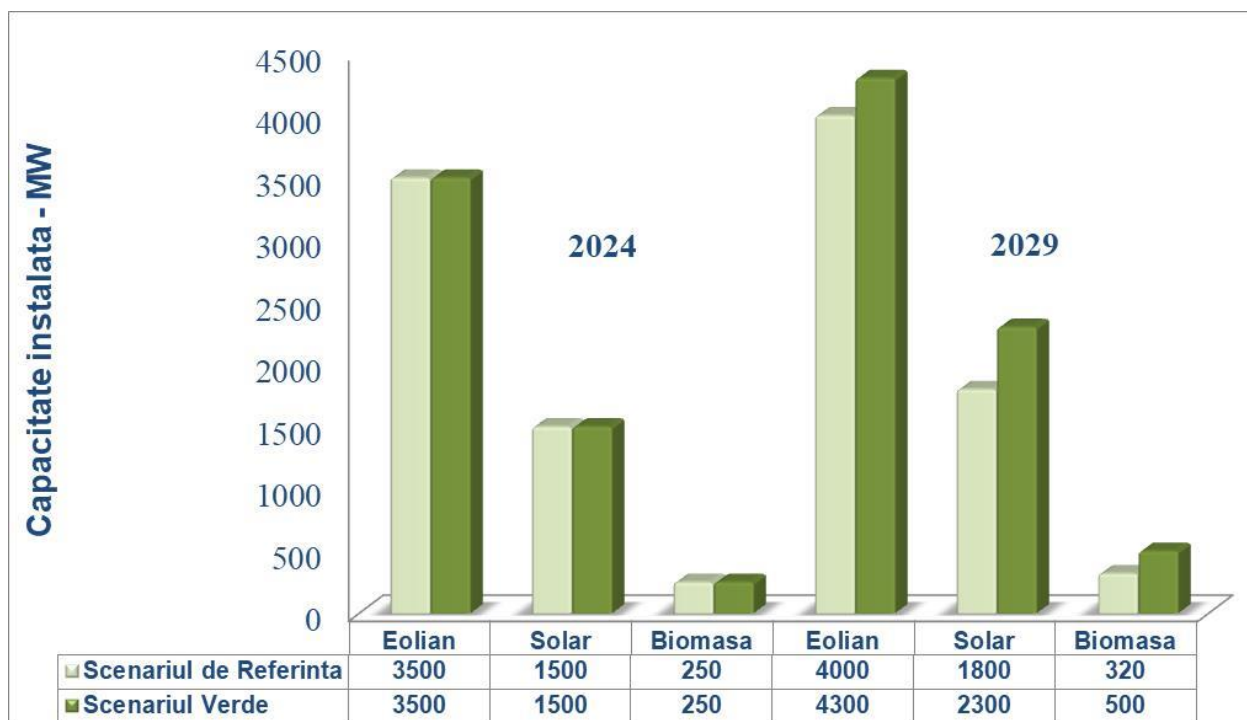


Fig.9.4.2 Evoluția capacităților de producere din surse regenerabile (exclusiv hidro)

Pentru realizarea analizelor în cadrul ENTSO-E pentru TYNDP 2020, pentru orizonturi mai îndepărtate de 2029, s-au avut în vedere următoarele capacități din surse regenerabile conform scenariilor National Trends, Distributed Energy și Global Ambition.

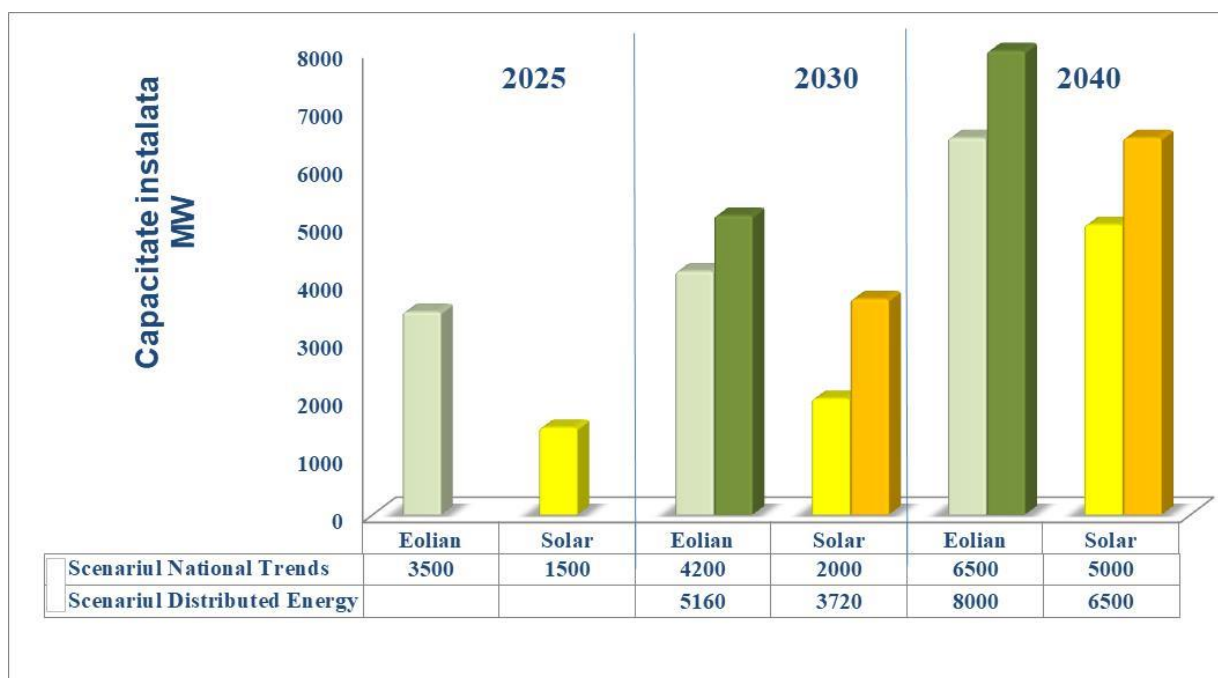


Fig.9.4.3 Evoluția capacității din surse regenerabile intermitente în scenariile ENTSO-E

În vederea realizării analizelor de modelare a pieței de energie electrică pentru cele 3 orizonturi de timp analizate – 2020, 2024, 2029 - cu programul Powrsym, a fost elaborat un **scenariu de evoluție a prețurilor combustibililor** fosili în perioada de analiză, construit pentru diferite ipoteze și surse ale datelor.

Astfel, pentru orizontul 2020 au fost extrapolate datele transmise de producători și disponibile în cadrul CNTEE Transelectrica SA din rulările de modelare a pieței pentru anul 2019 cu programul Powrsym, utilizate pentru fundamentarea de către ANRE a datelor din contractele reglementate 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 9.4.1. Ca urmare, nu se estimează o schimbare a ordinii de merit a grupurilor în perioada 2019-2020.

Pentru 2024 și 2029 s-au considerat valorile interpolate din scenariul de evoluție a prețurilor combustibililor, utilizat la nivelul ENTSO-E pentru orizonturile 2023, 2025 și 2030 corespunzătoare celor trei scenarii modelate - National Trends (NT), Global Ambition (GA) și Distributed Energy (DE) - în TYNDP2020 și MAF2019, desprins din scenariile IEA (tabelul 9.4.1).

Tabelul 9.4.1 Prețul combustibililor (Euro/Net GJ)

	2020	2021	2023	2024	2025	2029	2030	2040
Lignit	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Huila	2.99	3.15	3.47	3.63	3.79	4.20	4.30	6.91
Gaze naturale	5.59	5.76	6.11	6.29	6.46	6.82	6.91	7.31
Pacura	10.56	11.10	12.18	12.72	13.26	14.36	14.63	17.21

În ceea ce privește costul emisiilor de CO₂, din valorile utilizate în cadrul ENTSO-E pentru fiecare din cele trei scenarii modelate, s-au considerat valorile din scenariul NT pentru scenariul de referință, respectiv din scenariul DE pentru scenariul verde.

Tabelul 9.4.2 Costul emisiilor de CO₂ (Euro/tonă)

	2023	2024	2025	2029	2030	2040
Scenariul National Trends	21.68	22.34	23.00	27.00	28.00	75.00
Scenariul Global Ambition	21.68	22.34	23.00	32.60	35.00	80.00
Scenariul Distributed Energy	21.68	22.34	23.00	47.00	53.00	100.00

La profilarea orară a energiei producibile 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 35 de ani climatici, determinați pe baza măsurărilor din perioada 1982-2016, 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 pentru Planul de dezvoltare 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 producției (consum+sold), în scenariul de referință corespunzător regimului mediu de bază (RMB) la palierile caracteristice, pentru anul 2020, conform rezultatelor de piață orare Powrsym.

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

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

- numeroase variante privind localizarea și încărcarea centralelor bazate pe surse regenerabile de energie;

- scenarii suplimentare cu puteri mai mari instalate în CEE, CEF și biomasă, conform solicitărilor care au contracte/avize tehnice de racordare, în diferite locații.

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

9.5 Analiza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2020-2024-2029

Adecvanța sistemului urmărește măsura în care capacitățile de producere din SEN pot acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare 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 și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E, pentru studiile sezoniere de adecvanță.

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

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

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

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

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

Metodologia utilizată urmărește măsura în care capacitatea netă efectiv disponibilă în SEN poate acoperi consumul intern net la palierul de vârf de sarcină de iarnă pornind de la capacitatea netă instalată în SEN, din care s-au scăzut valori ale:

- reparațiilor planificate și accidentale;
- capacităților neutilizabile incluzând centralele electrice care au restricții tehnice, de mediu și legale, respectiv indisponibilitatea sursei primare de energie;
- serviciilor tehnologice de sistem.

Tabelul 9.5.1 include estimarea adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile analizate, 2020-2024-2029, în *Scenariul de Referință* corespunzător variației consumului, respectiv a capacităților de producere:

Tabelul 9.5.1. Adecvanta parcului de productie din SEN - Scenariul de Referinta

				MW
	Putere netă in SEN	2020	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	7101	6544	6544
	• pe lignit	3112	3112	3112
	• pe huila	1050	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2939	3002	3002
3	resurse energetice regenerabile	4779	5249	6119
	• eoliene	3200	3500	4000
	• fotovoltaice	1400	1500	1800
	• biomasa	180	250	320
4	centrale hidroelectrice	6471	6778	6778
	• CHEAP	0	0	0
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	19676	19896	20766
6	Putere indisponibilă totala (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	9992	9850	10393
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	9684	10046	10373
8	Consum intern net la varful de sarcina	9325	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	359	366	223
10	Capacitate simultana de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	2000	3200	3900

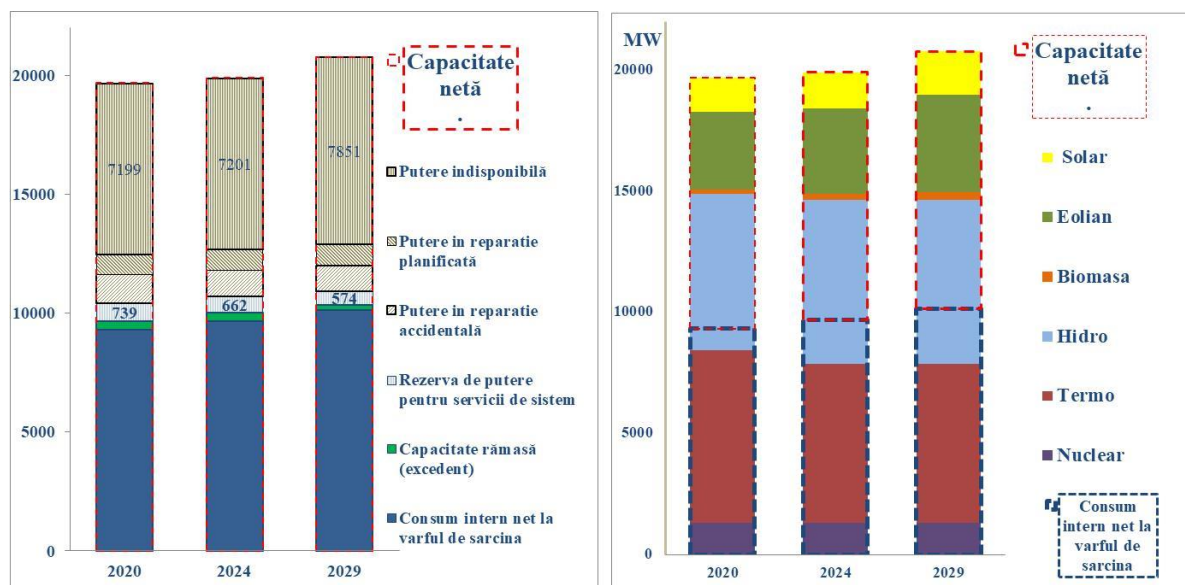


Fig. 9.5.1 Balante de putere - Scenariul de Referință

În acest scenariu excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 2% din capacitatea netă de producere în 2020, valoare ce se menține cvasiconstantă 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 adecvanței sistemului de producere pentru orizonturile 2020-2024-2029, în *Scenariul favorabil* 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 în SEN	2020	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325	1990
2	centrale termoelectrice conventionale	7101	6544	6544
	• pe lignit	3112	3112	3112
	• pe huila	1050	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2939	3002	3002
3	resurse energetice regenerabile	4779	5249	7100
	• eoliene	3200	3500	4300
	• fotovoltaice	1400	1500	2300
	• biomasa	180	250	500
4	centrale hidroelectrice	6471	6778	7778
	• CHEAP	0	0	1000
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	19676	19896	23412
6	Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	9992	9850	11747
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	9684	10046	11664
8	Consum intern net la varful de sarcina	9325	9680	10450
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	359	366	1214
10	Capacitate simultana de import	1800	3000	3600
11	Capacitate simultana de export	2000	3200	3900

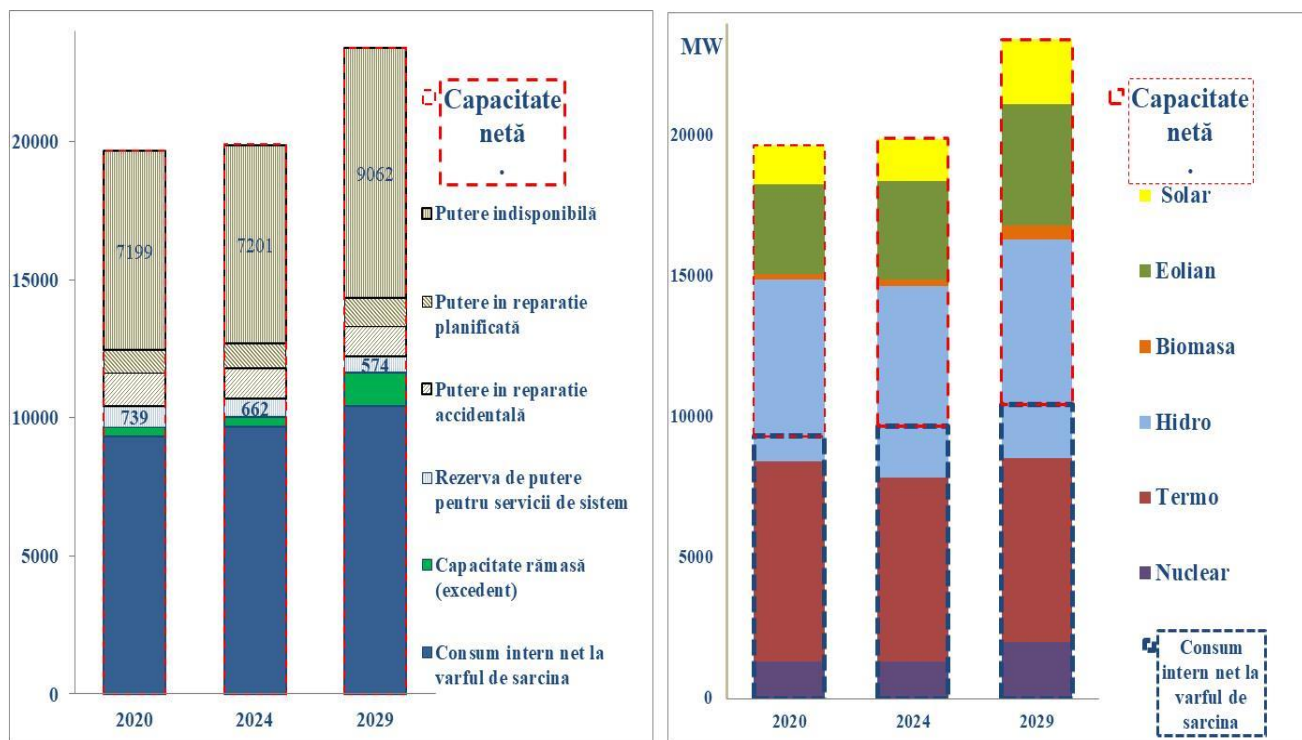


Fig. 9.5.2 Balanțe de putere - Scenariul favorabil

În acest scenariu, excedentul de putere netă disponibilă în sistem crește de la circa 2% în 2020 și 2024, la circa 5% în 2029, din capacitatea netă de producere, datorită punerii în funcțiune a unității 3 de la Cernavodă și a centralei cu acumulare prin pompaj Tarnița. Creșterea de putere neutilizabilă se datorează componentei impredictibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

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

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în cursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvanței este neapărat necesară și existența unui anumit volum de putere în centrale 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 convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență și pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor vitezei vântului, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcina parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Este, deci, necesară instalarea în sistem de centrale de vârf, deoarece acest mod de funcționare are implicații negative asupra costurilor de producție și duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în bază.

În ceea ce privește scenariul de evoluție a capacităților instalate prezentat în anul 2020 în Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice PNIESC, analize complete de adecvanță se vor realiza pentru ediția următoare a Planului de Dezvoltare. Se poate observa că în PNIESC capacitatea netă instalată în 2025 este 22003MW, mai mare cu 2107MW decât capacitatea considerată de Transelectrica pentru 2024. De asemenea, în PNIESC capacitatea netă instalată în 2030 este 25053MW, mai mare cu 1641MW decât capacitatea considerată de Transelectrica pentru 2029 scenariul verde. În consecință, dacă se presupune o evoluție similară a consumului, ar trebui ca scenariul prezentat în PNIESC să nu prezinte probleme de adecvanță la vârful de sarcină.

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

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

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

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

9.7 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate

În cadrul acestui capitol este analizată situația critică în care, din cauza dificultăților financiare cu care se confruntă producătorii, nu se vor putea realiza până în 2024 proiectele de grupurile noi pe gaz natural incluse în scenariul de referință, însumând o puterea totală netă disponibilă de **145 MW** (1 TG * 63 MW la Oradea, 1 TG*44 MW la Govora și 1 *38 MW la Palas) și de asemenea, ar putea fi închise în avans capacități existente totalizând **3579 MW**, respectiv:

- 2906 MW pe lignit la Complexul Energetic Oltenia S.A (4 grupuri la Turceni = 1196 MW, 3 grupuri la Rovinari = 888 MW, 2 grupuri la Ișalnița = 582 MW, 2 grupuri la Craiova =240 MW), ca o consecință a evoluției prețului certificatelor de CO₂ asupra situației financiare a acestuia,
- 190,7 MW pe lignit la CET Govora, din considerente financiare, dar și datorită faptului că centrala este dependentă de resursa primară provenită de la CE Oltenia,
- 130 MW pe ulei la Complexul Energetic Hunedoara (grupul 4 Paroșeni), care, din cauza dificultăților financiare și restricțiilor impuse de conformarea la cerințele de mediu, poate rămâne cu un singur grup disponibil (la Deva),
- 352 MW pe gaze la CET Galați, datorită situației de insolvență cu care se confruntă centrala, cu riscul de a intra în faliment.

Rezultatele modelării acestui scenariu arată că, în lipsa unor măsuri (ex., piața de capacitate etc), **capacitatea lipsă la vârful de sarcină estimat ajunge la 3 GW în 2024 și respectiv 3,2 GW în 2029**, la limita capacității de import a RET, ce va crește în timp, pe măsură ce se finalizează proiectele de investiții de interconexiune ale CNTEE Transelectrica SA, de la o valoare NTC de 3 GW în 2024, la 3,6 GW în 2029.

Tabel 9.7.1. Adecvanța parcului de producție din SEN - Analiza de sensibilitate (scenariul critic)

		MW	
	Putere netă în SEN	2024	2029
1	centrale nucleare	1325	1325
2	centrale termoelectrice conventionale	6399	6399
	• pe lignit	3112	3112
	• pe huila	430	430
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	2857	2857
3	resurse energetice regenerabile	5249	6119
	• eoliene	3500	4000
	• fotovoltaice	1500	1800
	• biomasa	250	320
4	centrale hidroelectrice	6778	6778
5	Capacitate netă de producere [5=1+2+3+4]	19751	20621
6	Putere indisponibilă totală (inclusiv restricții tehnice, de mediu, legale și indisponibilitatea sursei primare de energie)	13089	13633
7	Puterea efectiv disponibilă [7=5-6]	6662	6988
8	Consum intern net la varful de sarcină	9680	10150
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	-3018	-3162
10	Capacitate simultană de import	3000	3600
11	Capacitate simultană de export	3200	3900

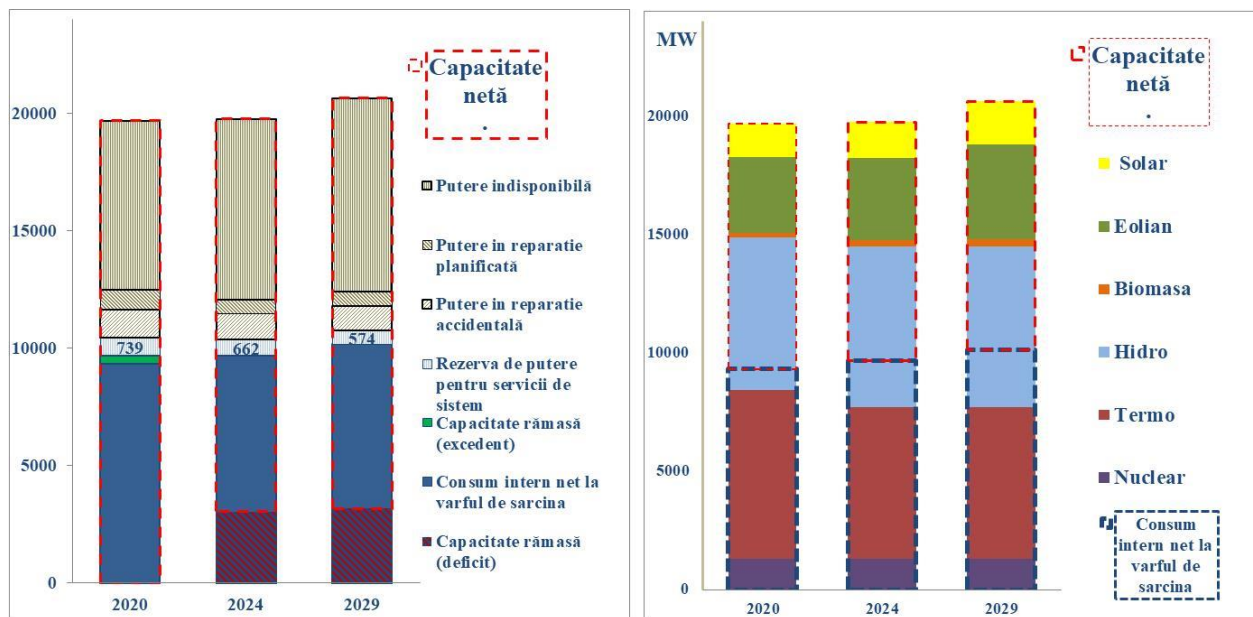


Fig. 9.5.2 Balanțe de putere - Analiza de sensibilitate (scenariul critic)

Acoperirea unei părți importante a consumului intern net prin import implică riscuri majore legate de potențiala lipsă de resurse regionale în ceea ce privește capacitățile de producere a energiei electrice, ținând cont de soldul anual al țărilor din regiune, care, cu excepția Bulgariei și Cehiei, sunt net importatoare (Ungaria, Polonia, Croația, Serbia).

În concluzie, închiderea unor grupuri existente (în special pe cărbune) nerentabile la nivelul anilor 2024 – 2029, corelat cu nerealizarea unor grupuri noi care să înlocuiască această capacitate, are impact negativ asupra adecvănței sistemului și securității energetice la nivel național și chiar regional, efect multiplicat în ipotezele unor condiții meteorologice severe, caracterizate de o creștere a consumului intern net și de lipsa resursei primare pentru centralele electrice (lipsă vânt/apă) și eventuale probleme în rețeaua de transport gaze naturale, situație în care capacitatea lipsă la vârful de sarcină depășește capacitatea de import a RET și, astfel, SEN nu mai dispune de resursele necesare acoperirii consumului de energie electrică, cu utilizarea la maxim a capacității transfrontaliere de import.

9.8 Analiza adecvănței parcului de producție din SEN pe termen mediu și lung – abordarea probabilistă

9.8.1 Introducere

Metodele probabilistice de analiză a adecvănței urmăresc să estimeze probabilitatea de a satisface consumul în ipoteza că variabilele care definesc adecvanța (generarea, consumul și disponibilitatea rețelei) sunt stocastice. Astfel de metode gestionează un număr mare de stări/configurații ale sistemului, cu o probabilitate asociată de apariție.

Metoda probabilistică Monte Carlo este potrivită pentru reprezentarea tuturor aspectelor unui sistem de energie electrică care pot avea un impact asupra adecvănței.

O simulare Monte Carlo poate reprezenta întregul sistem electroenergetic (producere și transport) prin generarea de numere aleatoare pentru a produce o gamă largă de stări posibile ale aceluși sistem, considerând disponibilitatea unităților de producere (generatoarelor), viteza vântului, hidraulicitatea râurilor, consumul etc. Pentru fiecare stare a sistemului este simulată dispacerizarea producerii. După un eșantion adecvat de simulări, devine posibilă calcularea tuturor indicatorilor de adecvanță. În scopul obținerii unei estimări corecte, este necesar un număr mare de simulări. De aceea în funcție de complexitatea sistemului analizat, poate fi necesar un timp îndelungat pentru a calcula rezultatele.

9.8.2 Analiza de adecvanță pe termen scurt și termen mediu realizată în cadrul ENTSO-E (MAF2019)

În cadrul ENTSO-E s-au realizat analize de adecvanță la nivel european pentru anii 2021 și 2025 și rezultatele au fost publicate în noiembrie 2019 sub titlul MAF 2019 (Mid-term Adequacy Forecast).

Analizele efectuate au fost de tip probabilistic, cu metoda Monte Carlo și au fost bazate pe date colectate de la toți Operatorii de Transport și de Sistem din ENTSO-E. S-au utilizat date despre condițiile meteo din 35 de ani diferiți pentru a simula variația consumului și a producției în CEE, CEF. Pentru simularea variației producției în CHE s-au considerat trei variante pentru fiecare an din cei 35 menționați anterior: secetos, ploios, mediu.

Datele de intrare au fost aceleași cu cele pentru TYNDP 2020. Pentru România, aceste date sunt coerente cu cele utilizate pentru Planul de Dezvoltare 2020-2029.

Pentru România nu au rezultat probleme de adecvanță nici la 2021, nici la 2025, energia nelivrată (EENS) și probabilitatea de pierdere de sarcină (LOLE) fiind nule.

Pentru anul 2025 a fost realizată o analiză de sensibilitate în care s-a considerat că anumite centrale cu combustibili fosili se vor închide din cauza politicilor de scădere a emisiilor de CO₂. Pentru România s-a considerat o reducere de capacitate de 3,7 GW.

În acest caz pentru România a rezultat 0,01 GWh energie nelivrată (EENS) și o probabilitate de 0,04 ore/an de pierdere de sarcină (LOLE).

Constrângerile de rețea au fost simulate prin intermediul valorilor NTC. Pentru anul 2021, pentru Europa de Vest s-a realizat o analiză de sensibilitate în care s-a utilizat o metodă bazată pe circulații de puteri calculate pentru modelul de rețea european (Flow Based).

10. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă

Pentru a evalua adecvanța RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normati, prin efectuarea de calcule de regim staționar [14], stabilitate statică, stabilitate dinamică și evaluarea curenților de scurtcircuit [5].

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

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

Pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [5], [8], [12], [13], [14], [19], [20], [22], [24], [26], [29], care au verificat încadrarea regimurilor de funcționare a RET în condițiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staționare, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, regimurile de scurtcircuit.

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

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

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

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

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

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

10.1 Analiza regimurilor staționare

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

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcționare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD s-au construit pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața vară (VDV) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare orizont de prognoză și scenariu: 2020, 2024, 2029 și 2029 verde.

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 2020-2029:

Etapa 2020:

CNTEE Transelectrica SA:

- 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 – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud printr-o LEA 400 kV d.c.;
- Montare Trafo T3 – 250 MVA (400/110 kV) în stația 400/110 kV Sibiu Sud;
- Instalarea în stația 400/110/20 kV Domnești a două bobine de compensare a puterii reactive la tensiunea de 110 kV;

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Transilvania, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Otopeni-Timpuri Noi;
- Stația 110/20 kV Academia Militară, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Panduri-Răzoare;
- Stația 110/20 kV Parc Drumul Taberei, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Sălaj-Drumul Taberei;
- Înlocuirea LES 110 kV București Nord-București Centru, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV București Nord-Grozăvești, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești-Militari, AL 1600 mmp;

Etapa 2024:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia) (linie nouă);
- Racordarea stației 220 kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut;
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpur;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlpur;
- Al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Brazi Vest;
- Al III-lea AT 400MVA, 220/110kV Fundeni;
- TR 400/110kV București Sud;
- Al II-lea AT 200MVA, 220/110kV în stația Hășdat; LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab;
- Instalarea a două bobine de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;

E-Distribuție Muntenia:

- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești-Răzoare, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Răzoare-Militari, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Pajura-Băneasa, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Drumul Taberei-Sălaj, AL 630 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret-Grozăvești, AL 1600 mmp;

E-Distribuție Dobrogea SA:

- Stație 110/20 kV Mamaia Nord, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Tăbăcărie-Năvodari;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Constanța Nord-Medgidia Nord, OLAL 300 mmp;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia 1-Nazarcea, OLAL 300 mmp;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, OLAL 300 mmp;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Mircea Vodă, OLAL 300 mmp;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV d.c. Sitorman – Săcele – Mihai Viteazu, OLAL 300 mmp;
- Înlocuirea LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog OLAL 300mmp.

E-Distribuție Banat SA:

- Stație 110/20 kV Covaci, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz - Orțișoara;
- Stație 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Pancota - Sebeș;

Delgaz Grid SA

- Introducere tensiune 110 kV în stația Onești Centru. Construire LEA 110 kV dublu-circuit, racordată la stâlpul 67 al LEA 110 kV d.c. Gutinaș-Aroma Rise-T1 Cauciuc și LEA 110 kV Gutinaș-Bloc 5 CET 2 Onești ;
- Stație transformare pentru preluarea consumului viitorului Spital Regional de Urgență Iași. Soluția propusă constă în racordarea în LEA 110 kV Iași Sud-Breazu;

SDEE Transilvania Nord

- Stație 110/20 kV Leordina, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Sighet CEIL-Baia Borșa;
- Stație 110/20 kV Someșeni, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Alverna-Cluj Est;

SDEE Transilvania Sud

- Stație 110 kV Conexiuni-Halchiu;
- Stația 110 kV Sibiu Vest;
- Stația 110 kV Noua Bartolomeu;

Etapa 2029:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400 kV d.c. Reșița–Timișoara/Săcălaz–Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara–Săcălaz–Arad);
- Stația nouă 400/220/110kV Arefu racordată intrare – ieșire pe LEA 400kV Țânțăreni - Sibiu Sud;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin–Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud–Constanța Nord;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea–Tulcea de la simplu circuit la dublu circuit;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș–Vâlcea.
- LEA 400 kV d.c. Stâlpu–Brașov (1 circuit echipat);
- 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;
- LEA 400kV d.c. Tarnița – Mintia (în etapa 2029 verde), LEA 400kV Tarnița – Gădălin (în etapa 2029 verde).

E-Distribuție Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Henry Coandă, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Băneasa-Pipera 1;
- Stație 110/20 kV Giulești, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Cotroceni-Radu Zane;
- Stație 110/20 kV Pantelimon, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Titan-Republica-FCME;
- Stație 110/20 kV Expoziției, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Pajura-Băneasa;
- Stație 110/20 kV Traian, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV CET Sud-Centru;
- Stație 110/20 kV Antiaeriană, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Vulcan-Sălaj;
- Stație 110/20 kV Colentina, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Fundeni-Pipera 2;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret-Văcărești, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Vulcan-Sălaj, AL 630 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Toporași-Jilava C1, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Toporași-Jilava C2, AL 1600 mmp.
-
- Înlocuirea LES 110 kV Văcărești-Toporași, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C1, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C2, AL 1600 mmp;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație 110/20 kV, 2x40 MVA Pitești, județul Argeș;
- Stație 110/20 kV, 2x40 MVA județul Argeș;

SDEE Muntenia Nord SA nu au furnizat informații privind dezvoltările de rețea pentru perioada 2020-2024-2029.

În regimul mediu de bază (RMB) cu N și N-1 elemente în funcțiune, s-au constatat următoarele:

- La etapa 2020
 - Palierul VSI – au fost detectate depășiri în regimul cu N-1 pe AT 1 (2) 220/110 kV Fundeni. Depășirile limitelor pe AT1 și AT2 400 MVA, 220/110 kV Fundeni se pot soluționa prin instalarea AT3 220/110 kV în Fundeni.
- La etapa 2024

- Palierul VSI – În regimul cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET/RED. În regimul cu N-1 elemente în funcțiune se evidențiază depășiri pe LES 110 kV Grozăvești – Militari și pe AT 1 (2) 220/110 kV Timișoara. Este necesară devansarea trecerii la 400kV a axului de vest prevăzută în Planul de Dezvoltare al Transelectrica (implicit înlocuirea celor două AT 220/110kV Timișoara cu două TR 400/110kV 250MVA). Până la realizarea acestei investiții de rețea, pentru eliminarea suprasarcinilor menționate este necesară buclarea rețelei de 110kV din zonă prin conectarea LEA 110kV Timișoara – Gătaia sau conectarea cuplei de 110kV Lugoj.
- La etapa 2029
 - Palierul VSI – au fost detectate depășiri în regimul cu N-1 pe LES 110 kV Grozăvești-Militari, LES 110 kV Militari-Răzoare.
 - Palierul VDV – au fost detectate depășiri în regimul cu N-1 pe LES 110 kV Progresu-IMGB, LES 110 kV Militari-Răzoare, LES 110 kV Grozăvești-Militari.

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

Din analizele efectuate pe termen mediu și pe termen lung au rezultat proiectele necesare în plus față de cele prevăzute conform Planului de Dezvoltare 2018-2027. Anumite proiecte au rezultat necesare de la etapa de analiza 2020 (termen scurt).

10.1.1 Analiza zonei Dobrogea (secțiunea S6)

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% $P_{\text{instalată}}$ în RET și 85% $P_{\text{instalată}}$ în RED. CEF au fost încărcate la circa 80% din $P_{\text{instalată}}$ la palierul VDV.

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcțiune cele două unități existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la orizontul de Termen lung (U3 în 2029 scenariul favorabil și U4 în 2035);
- în CET Palas s-a considerat un grup nou de 35 MW pe gaze pe ciclu combinat (Termen mediu);

Analiza pe termen scurt

Referitor la ipotezele de dezvoltare a RET, față de schema RET 2019, pentru analiza pe termen scurt s-au considerat realizate următoarele proiecte prevăzute în Planul de Dezvoltare al RET perioada 2018 – 2027:

- Racordarea LEA 400 kV Stupina–Varna (Bulgaria) intrare–ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud printr-o LEA 400 kV d.c.;
- Racordarea LEA 400 kV Rahman–Dobrudja (Bulgaria) intrare–ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud printr-o LEA 400 kV d.c.;

În regimul de dimensionare pentru VSI a rezultat că la declanșarea unui AT 400/220 kV din stația București Sud se supraîncarcă celălalt la 115,7%. Aceasta suprasarcina se poate elimina prin instalarea unui transformator 400/110 kV în București Sud.

La declanșarea unui AT 220/110 kV din stația Fundeni se supraîncarcă celălalt AT rămas în funcțiune la 106,5%. Suprasarcina se elimina prin instalarea unui nou AT în stația Fundeni.

La declanșarea LEA 220 kV București Sud–Fundeni c1+c2 se supraîncarcă AT3 400/220 kV din stația Brazi Vest la 104%. Această suprasarcină se rezolvă prin instalarea unui nou AT 400/220 kV în stația Brazi Vest.

În regimul de dimensionare pentru VSI cu N elemente în funcțiune considerând CEE din Secțiunea S6 la 70% Pdisponibilă în RET și 85% Pdisponibilă în RED apar depășiri în RED pe LEA 110 kV Tulcea - Zebil (112 %). Dacă se reduce producția CEE în zona Zebil cu 72 MW suprasarcina pe linia de mai sus va fi eliminată (încarcare LEA 96%).

În regimul cu N-1 elemente în funcțiune, apare suprasarcină pe TR2 400/110kV Medgidia Sud la declanșarea LEA 400kV Tulcea Vest – Isaccea: se elimină prin conectarea TR1 400/110kV Medgidia Sud aflat în rezervă în RMB.

În regimul de dimensionare pentru VDV a rezultat că apare suprasarcină pe LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței (103,5%) la declanșarea LEA 400 kV Cernavodă–Pelicanu și a LEA 400 kV Cernavodă–Medgidia Sud. Aceasta se elimină prin realizarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței (linie nouă) sau realizarea LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Gutinaș–Smârdan.

Apare suprasarcină pe LEA 220 kV Focșani Vest–Barboși (111,4%) la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș–Smârdan. Aceasta se elimină la realizarea LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Gutinaș–Smârdan sau a LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței (linie nouă).

Apare suprasarcină pe LEA 220 kV Stejaru–Gheorghieni (102,5%) la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud–Iernut. Aceasta se elimină prin reconducerea acestei linii sau prin realizarea LEA 400 kV Suceava–Gădălin.

Până la realizarea uneia dintre aceste întăriri de rețea, suprasarcinile se pot elimina prin limitarea puterii evacuate din CEE de la 2154 MW (70% din puterea instalată de 2768,74 MW) la **1939 MW**.

În regimul cu N elemente în funcțiune considerând CEE din Secțiunea S6 la 70% Pdisponibilă în RET și 85% Pdisponibilă în RED apar depășiri în RED pe LEA 110 kV Tulcea - Zebil (164,7%). Dacă se reduce producția CEE în zona Zebil cu 131 MW suprasarcina pe linia de mai sus va fi eliminată (încarcare LEA 88%).

S-a analizat influența nerealizării racordării LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja în stația Medgidia Sud.

În regimul de dimensionare pentru VDV, a rezultat că, în comparație cu cazul în care se consideră realizarea acestui proiect, suprasarcina pe LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței apare și la declanșări simple (la declanșarea LEA 400 kV Cernavodă–Pelicanu sau LEA 400 kV București Sud–Pelicanu).

Apare în plus suprasarcină pe LEA 400 kV Cernavodă–Pelicanu la declanșarea LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței.

Apar suprasarcini pe LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței, LEA 400 kV Cernavodă–Gura Ialomiței (c2/c1), LEA 400 kV Tulcea Vest–Isaccea, LEA 400 kV București Sud–Pelicanu, LEA 400 kV Pelicanu–Cernavodă, în mai multe cazuri cu N-2 elemente în funcțiune pentru stația Cernavodă 400 kV.

Similar se înrăutățesc și celelalte regimuri de dimensionare în S6 în situația fără conectarea liniilor de interconexiune Stupina – Varna și Rahman – Dobrudja în Medgidia Sud ceea ce **justifică investiția.**

Din analiza pe termen scurt a rezultat necesitatea următoarelor proiecte care au fost incluse în Planul de Dezvoltare 2018-2027:

- reconducerea liniei 220 kV Stejaru-Gheorgheni sau realizarea LEA 400 kV Suceava–Gădălin,
- realizarea LEA 400 kV Cernavodă–Gura Ialomiței–Stâlp, trecerea la 400 kV a axului 220 kV Stâlp–Teleajen–Brazi Vest și instalarea unui AT nou 400/220 kV în stația Brazi Vest,
- realizarea LEA 400 kV d.c. (un circuit echipat) Smârdan–Gutinaș,
- racordarea LEA 400 kV Stupina–Varna și LEA 400 kV Rahman–Dobrudja în stația Medgidia Sud.

De asemenea a rezultat necesitatea unor noi proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2020-2029:

- instalarea unui transformator 400/110 kV București Sud,
- instalarea unui autotransformator nou 220/110 kV Fundeni.

Analize pe termen mediu și lung, studii de soluție

Analizele pe termen mediu și lung au confirmat necesitatea proiectelor detectate la analizele pe termen scurt.

A rezultat în plus necesitatea realizării circuitului 2 pentru LEA 400 kV Isaccea–Tulcea, proiect deja inclus în Planul de Dezvoltare 2018-2027. Acest proiect va elimina riscul unor supraîncărcări pe LEA 400 kV Tulcea Vest–Isaccea și LEA 400 kV Constanța Nord–Tariverde.

Din studiile de soluție pentru racordarea unor noi CEE în zona Dobrogea, care au luat în considerare contractele de racordare valabile pentru utilizatorii din zonă, a rezultat în plus necesitatea următoarelor proiecte care au fost incluse în Planul de Dezvoltare 2018-2027:

- realizarea LEA 400 kV Medgidia Sud–Constanța Nord,

- realizarea LEA 400 kV Stâlpu-Brașov.

Din analiza GNV pe termen mediu și din analizele VSI, VDV și GNV pe termen lung scenariul de bază și scenariul favorabil (verde) a rezultat că pentru eliminarea suprasarcinilor din regimul cu N-1 elemente în funcțiune este necesară montarea celui de al III-lea TR 400/110kV în stația Medgidia Sud.

În scenariul favorabil (verde) pe termen lung se constată la VSI că dacă suplimentar celui de al IV-lea grup la CNE Cernavodă se consideră și import de 600MW dinspre Republica Moldova prin stația 400kV Isaccea se evidențiază o ușoară suprasarcină pe TR 400/110kV Teleajen. Necesitatea amplificării acestui AT la 400MVA se va corela cu apariția grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă, dezvoltarea surselor de putere în centrale eoliene în zona Dobrogea, precum și cu valoarea stabilită a importului dinspre Republica Moldova prin stația 400kV Isaccea.

În scenariul favorabil (verde) pe termen lung se constată la VDV supraîncărcarea LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței la verificarea criteriului N-2. Rezultă necesitatea creșterii capacității de evacuare a RET dinspre zona Dobrogea începând de la o putere totală generată în S6 de 5537MW. Se propune ca mărirea capacității de evacuare a puterii spre zona București să fie reanalizată în funcție de apariția unității 4 de la CNE Cernavodă.

În funcție de evoluția puterii preconizate a se instala în zona Dobrogea pe viitor conform noilor ținte de integrare a CEE asumate de România, următoarele ediții ale Planului de Dezvoltare vor cuprinde noi proiecte de linii electrice pentru evacuarea puterii din această zonă, corelat cu avizele tehnice de racordare care se vor emite pentru noile centrale.

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 și Moldova au fost încărcate la circa 70% $P_{\text{instalată}}$ în RET și 85% $P_{\text{instalată}}$ în RED. CEF au fost încărcate la circa 80% din $P_{\text{instalată}}$ la palierul VDV. CHE au fost încărcate la 100%

Alte ipoteze privind capacități de producție noi în zonă:

- în CNE Cernavodă s-au considerat în funcțiune cele două unități existente de 1300 MW pe termen mediu și respectiv intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la orizontul pe Termen lung (U3 în 2029 scenariul favorabil și U4 în 2035);
- în CET Palas s-a considerat un grup nou de 38 MW pe gaze pe ciclu combinat (termen mediu);

Analiza pe termen scurt

Din analiza regimului de dimensionare pentru VSI a rezultat necesitatea aceluiași proiecte ca pentru zona Dobrogea: un transformator 400/110 kV în stația București Sud, un nou AT 220/110 kV în stația Fundeni, un nou AT 400/220 kV în stația Brazi Vest.

Din analiza regimului de dimensionare pentru VDV a rezultat necesitatea proiectelor de la VSI: un transformator 400/110 kV în stația București Sud, un nou AT 220/110 kV în stația Fundeni, un nou AT 400/220 kV în stația Brazi Vest.

De asemenea, la VDV apare suprasarcină pe LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței (107,5%) la declanșarea LEA 400 kV Cernavoda–Pelicanu și LEA 400 kV Cernavoda–Medgidia Sud (N-2). Aceasta se elimină prin realizarea LEA 400 kV d.c. Cernavoda–Stâlpul și racord în stația Gura Ialomiței (linie nouă).

LEA 220 kV Stejaru–Gheorghieni se supraîncarcă în mai multe situații cu N-1 elemente în funcțiune (max 127,5% la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș–Brașov). Aceste suprasarcini se elimină prin reconducerea acestei linii sau prin realizarea LEA 400 kV Suceava–Gădălin.

Din analiza pe termen scurt a rezultat necesitatea următoarelor proiecte care au fost incluse în Planul de Dezvoltare 2018-2027:

- reconducerea liniei 220 kV Stejaru-Gheorghieni sau realizarea LEA 400 kV Suceava–Gădălin,
- realizarea LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței–Stâlpul, trecerea la 400 kV a axului 220 kV Stâlpul-Teleajen-Brazi Vest și instalarea unui AT nou 400/220 kV în stația Brazi Vest,

De asemenea a rezultat necesitatea unor noi proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2020-2029:

- instalarea unui transformator 400/110 kV București Sud,
- instalarea unui autotransformator nou 220/110 kV Fundeni.

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung au confirmat necesitatea proiectelor detectate la analizele pe termen scurt, precum și necesitatea proiectelor rezultate din analiza zonei Dobrogea.

În scenariul favorabil (verde) pe termen lung se constată la VDV supraîncărcarea LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței la verificarea criteriului N-1. Rezultă necesitatea creșterii capacității de evacuare a RET dinspre zona Dobrogea începând de la o putere totală generată în S3 de 6558MW.

Se propune ca mărirea capacității de evacuare a puterii spre zona București să fie reanalizată în funcție de apariția unității 4 de la CNE Cernavodă.

10.1.3 Analiza zonei Moldova

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Moldova considerată deficitară nu s-au considerat noi grupuri în zonă.

S-a considerat producție minimă: 1 grup în CET Iași și CHE încărcate la 10% din $P_{disponibil}$.

Din analiza pe termen scurt nu au rezultat depășiri ale limitelor de tensiune sau ale limitelor termice pe elementele de rețea.

10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord

În zona Transilvania de Nord s-au considerat următoarele capacități de producție noi:

- În CTE Iernut s-au considerat 6 grupuri noi totalizând 400 MW putere disponibilă, pe gaze, ciclu combinat;

Pentru realizarea regimului de dimensionare pentru zona Transilvania de Nord considerată deficitară s-a considerat CTE Iernut oprită.

Analiza pe termen scurt

Din analiza regimului de dimensionare pentru VSI a rezultat că AT 400/220 kV Iernut se supraîncarcă în mai multe situații de N-1 (maxim 116,9% la declanșarea AT 400/220 kV Roșiori). Aceste suprasarcini se vor rezolva după montarea celui de-al doilea AT 400/220 kV Iernut.

La declanșarea unui AT 220/110 kV Alba Iulia se supraîncarcă celălalt AT cu aproximativ 20%. În acest caz este necesară buclarea zonei Alba Iulia cu zona Sibiu prin conectarea LEA 110 kV Orlat-Sibiu Nord.

În cazul în care se consideră o producție de 10% în CHE, pe lângă faptul că CTE Iernut este oprită, rezultă în plus că la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut scad tensiunile în nodurile de 400 kV Iernut, Gădălin, Cluj Est, Roșiori și Oradea, și în stațiile de 220 kV Gheorgheni, Fântânele și Iernut. Aceste depășiri vor dispărea la realizarea LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab și la conectarea TR2 400/110 kV Oradea Sud (deconectat în schema normală).

La declanșarea AT 400/220 kV Roșiori și la declanșarea simultană a LEA 220 kV Iernut-Câmpia Turzii și LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia se obține suprasarcină pe TR 400/110 kV Cluj Est (107,2%, respectiv 111,2%). Aceasta dispărea dacă se produce în zona Cluj o putere de minim 40 MW.

Din analiza regimului de dimensionare pentru VDV a rezultat că la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut scad tensiunile în nodurile de 400 kV Iernut și Cluj Est și se supraîncarcă LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni la 107%. Aceste depășiri vor dispărea la realizarea LEA 400 kV Oradea-Nădab.

În cazul în care se consideră o producție de 10% în CHE, pe lângă faptul că CTE Iernut este oprită, rezultă în plus că la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut apar suprasarcini pe LEA 220 Stejaru-Gheorgheni (140,3%) și Mintia-Alba Iulia (120,4%) și scad tensiunile în nodurile rețelei de transport din zona. Aceste probleme se rezolvă la conectarea LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab. Rămâne doar depășirea pe LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni de 114,4%. Pentru rezolvarea completă a depășirilor trebuie ca puterea generată minimă în S4 să fie 260 MW în regimul cu LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab și 415 MW fără LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab în funcțiune.

Apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut în mai multe situații cu N-1 elemente în funcțiune. Rezultă necesitatea montării unui nou AT 400/220 kV în stația Iernut.

La declanșarea simultană a LEA 220 kV Iernut-Câmpia Turzii și LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia se obține suprasarcină pe TR 400/110 kV Cluj Est (105,6%).

Apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu și LEA 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni la declanșarea ambelor circuite ale LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița. Acestea se rezolvă la punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița. Astfel se rezolvă și suprasarcina pe un circuit al LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița la declanșarea celui alt circuit.

Din analizele efectuate pe termen scurt, în cazul retragerii din exploatare a transformatorului existent 400/110 kV în stația Sibiu Sud apare necesitatea unui transformator de rezervă (TR3).

Din analizele pe termen scurt au rezultat ca fiind necesare următoarele proiecte care au fost incluse în Planul de Dezvoltare 2018-2027:

- instalarea unui nou AT 400/220 kV în stația Iernut,

- instalarea T3 400/110 kV Sibiu Sud,
- finalizarea LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab.

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung au confirmat necesitatea proiectelor detectate la analizele pe termen scurt.

Din analizele pe termen mediu și lung au reieșit necesare următoarele proiecte, în plus față de cele detectate pe termen scurt:

- montarea celui de al II-lea TR 400/110 kV în stația Cluj Est; Suprasarcina pe TR 400/110 kV Cluj Est existent apare la VSI în următoarele cazuri: la declanșarea AT 400/220kV Roșiori și la declanșarea simultană a LEA 220 kV Iernut-Câmpia Turzii și a LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia și o putere foarte scăzută în centralele din Ardeal. În scenariul favorabil (verde) în care consumul estimat este mai mare, apar mai multe cazuri de N-1 în care se supraîncarcă TR 400/110 kV Cluj Est.
- pe termen lung, a reieșit că realizarea unei stații de injecție în RED în zona Bistrița conduce la eliminarea suprasarcinilor. Spre deosebire de TR2 400/110kV în stația Cluj Est, realizarea stației 400/110kV Bistrița este dependentă de realizarea LEA 400kV Suceava – Gădălin. Spre deosebire de TR2 400/110kV în stația Cluj Est, realizarea stației 400/110kV Bistrița implică pierderi mai mici în rețeaua de distribuție 110kV Bistrița – Cluj Est.
- va fi analizată și oportunitatea realizării unei soluții intermediare de injecție din RET (LEA 220kV Baia Mare III – Iernut) în RED în stația 110kV Dej sau 110kV Celuloză.

10.1.4.1. Oportunitatea realizării unei stații de injecție în RED în zona Bistrița, conectată la RET în schemă intrare-ieșire în LEA 400kV Suceava – Gădălin; evidențierea elementelor/ipotezelor diferite față de studiul din anul 2009

În cadrul regimurilor analizate la etapa 2024 la palierul VSI, considerând secțiunea S4 deficitară cu CTE Iernut oprită și CHE din secțiune la 0% Pinst, TR 400/110kV Cluj Est se încarcă până la 112,3%, în regimul cu N – 1 elemente, la declanșarea LEA d.c cu stâlpi comuni pe lungime > 10km (LEA 220kV Iernut – Cp. Turzii și a LEA 220kV Cluj Florești – Alba Iulia).

Se evidențiază în același regim de dimensionare suprasarcini și pe AT 400/220kV Roșiori.

Suprasarcina pe TR 400/110kV Cluj Est nu se elimină la punerea în funcțiune al celui de al II-lea TR 400/110kV Oradea (maxim 108%).

Se evidențiază încă de la această etapă de calcul o creștere a consumului în zona 110kV Cluj Est – Cluj Florești – Bistrița până la cca. 422,4MW, mai mare decât capacitatea unităților de transformare din zonă, în cazul unei avarii pe LEA d.c menționată anterior.

Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesară o altă injecție de putere în zona, cum ar fi un nou TR 400/110kV în stația Cluj Est.

La această etapă de calcul, în lipsa realizării LEA 400kV Suceava – Gădălin realizarea unei iniecții 400/110kV în stația Bistrița nu se pune în discuție.

În cadrul regimurilor analizate la etapa 2029 la palierul VSI, considerând secțiunea S4 deficitară cu CTE lernut oprită și CHE din secțiune la 0% Pinst, TR 400/110kV Cluj Est se încarcă până la 121,7%, în regimul cu N – 1 elemente în funcțiune, la declanșarea LEA d.c cu stâlpi comuni pe lungime > 10km (la deconectarea simultană a LEA 220kV lernut – Cp. Turzii și a LEA 220kV Cluj Florești – Alba Iulia).

Creșterea suprasarcinii la regimul similar de dimensionare, este justificată prin creșterea de consum din zonă de la 422,4MW la 438,1MW.

Se evidențiază în același regim de dimensionare suprasarcini și pe AT 400/220kV Roșiori, AT 400/220kV lernut și pe TR 400/110kV Oradea Sud

Aceste suprasarcini nu se elimină integral la punerea în funcțiune al celui de al II-lea TR 400/110kV Oradea (maxim 116,7% pe TR 400/110kV Cluj Est).

Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesară o altă iniecție de putere în zonă, cum ar fi un nou TR 400/110kV în stația Cluj Est.

La această etapă când se consideră că este realizată LEA 400kV Suceava – Gădălin, suprasarcinile menționate pot fi eliminate și prin realizarea unei iniecții 400/110kV în stația Bistrița.

În regimul de dimensionare menționat nu apar suprasarcini în regimul cu N – 1 elemente în funcțiune în rețeaua de distribuție de 110kV din zonă.

În cadrul regimurilor analizate la etapa 2029 scenariul verde la palierul VSI, considerând secțiunea S4 deficitară cu CTE lernut oprită și CHE din secțiune la 0% Pinst, TR 400/110kV Cluj Est se încarcă până la 131,2%, în regimul cu N – 1 elemente, la declanșarea LEA d.c cu stâlpi comuni pe lungime > 10km (la deconectarea simultană a LEA 220kV lernut – Câmpia Turzii și a LEA 220kV Cluj Florești – Alba Iulia).

Creșterea suprasarcinii la regimul similar de dimensionare, este justificată prin creșterea de consum din zonă de la 438,1 MW la 451,5 MW.

Se evidențiază în același regim de dimensionare suprasarcini și pe AT 400/220kV lernut.

Aceste suprasarcini nu se elimină la punerea în funcțiune al celui de al II-lea TR 400/110kV Oradea (maxim 126,5% pe TR 400/110kV Cluj Est).

Pentru eliminarea acestei suprasarcini este necesară o altă iniecție de putere în zonă, cum ar fi un nou TR 400/110kV în stația Cluj Est.

La această etapă când se consideră că este realizată LEA 400kV Suceava – Gădălin, suprasarcinile menționate pot fi eliminate și prin realizarea unei iniecții 400/110kV în stația Bistrița.

În regimul de dimensionare menționat nu apar suprasarcini în regimul cu N – 1 elemente în funcțiune în rețeaua de distribuție de 110kV din zonă.

În cadrul studiului din 2009 nu a reieșit eficiența realizării unei injecții de 400/110kV în zona analizată, având în vedere consumul redus din zonă la momentul respectiv. S-a evidențiat la momentul respectiv faptul că la creșterea consumului din zonă (peste 350MW) este posibilă necesitatea unei noi injecții 400/110kV în zonă:

„O nouă stație de injecție (sau mărirea capacității într-o stație existentă (de ex. Cluj Est 400/110kV) s-ar justifica la un consum total al zonei de peste 350MW (~ 400MVA))”.

Calculule efectuate în actualul studiu confirmă concluziile studiului din 2009.

Spre deosebire de TR2 400/110kV în stația Cluj Est, realizarea stației 400/110kV Bistrița implică cheltuieli mai mari și este dependentă de realizarea LEA 400kV Suceava – Gădălin.

Spre deosebire de TR2 400/110kV în stația Cluj Est, realizarea stației 400/110kV Bistrița implică pierderi mai mici în rețeaua de distribuție 110kV Bistrița – Cluj Est.

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 Turceni la maximum. CEE din zonă au fost încărcate la 85% din Pinstalat, CEF au fost încărcate la circa 80% din Pinstalat la palierul VDV.

Analiza pe termen scurt

Din regimul de dimensionare pentru VSI a rezultat că apar suprasarcini pe un circuit al LEA 220 kV Reșița–Timișoara (113%) la declanșarea celui alt circuit și pe un AT 220/110 kV Timișoara (102,8%) la declanșarea celui alt AT. Aceste suprasarcini se vor elimina odată cu trecerea Axului de Vest (Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad) la 400 kV.

Din regimul de dimensionare pentru VDV a rezultat că în regimul cu N elemente în funcțiune apar suprasarcini pe anumite elemente din zonă, și anume:

- LEA d.c 220 kV Porțile de Fier-Reșița c1,c2 (2x100%),
- LEA d.c. 220 kV Reșița-Timișoara (2x108,9%),
- LEA 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord (103,5%),
- LEA 220 kV Tg. Jiu Nord-Paroșeni (103,5%).

Elementele enumerate mai sus se supraîncarcă în mai multe situații cu N-1 elemente în funcțiune, în plus apare suprasarcină pe LEA 220 kV Timișoara-Arad (120,4%) la declanșarea LEA 400 kV Mintia-Arad și pe LEA 220 kV Baru Mare-Hășdat la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu sau LEA 400 kV Mintia-Sibiu. LEA 220 kV Paroșeni-Baru Mare se încarcă la limită la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu.

Rezultă necesitatea următoarelor proiecte:

- trecerea Axului de Vest la 400 kV (LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița + trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad),

- reconducătorarea axului de 220 kV Urechești-Târgu Jiu-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat sau realizarea unei noi LEA 400 kV Urechești-Mintia.

S-a realizat o **analiză în ipoteza că CTE Mintia și CET Paroșeni nu funcționează.**

Din regimul de dimensionare pentru VSI a rezultat că apar suprasarcini pe un circuit al LEA 220 kV Reșița-Timișoara (120%) la declanșarea celui de-al doilea circuit și pe un circuit al LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (106,8%) la declanșarea celui alt circuit. Aceste suprasarcini se vor elimina odată cu trecerea Axului de Vest la 400 kV.

Apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni la declanșarea LEA 400 kV Tântăreni-Sibiu Sud sau a LEA 400 kV Mintia-Sibiu Sud. Acestea se pot elimina prin reconducătorarea acestor LEA 220 kV sau prin realizarea unei noi LEA 400 kV Urechești-Mintia.

Din regimul de dimensionare pentru VDV a rezultat că în regimul cu N elemente în funcțiune apar suprasarcini în zona analizată, astfel:

- LEA d.c 220 kV Porțile de Fier-Reșița (2x102,8%),
- LEA d.c. 220 kV Reșița-Timișoara (2x111,7%),
- LEA 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord (114,7%),
- LEA 220 kV Tg. Jiu Nord-Paroșeni (114,7%),
- LEA 220 kV Baru Mare-Hășdat (101,3%).

Elementele enumerate mai sus și în plus LEA 220 kV Paroșeni - Baru Mare se supraîncarcă în mai multe situații cu N-1 elemente în funcțiune.

Rezultă necesitatea proiectelor menționate mai sus.

S-a realizat o analiză pentru punerea în funcțiune provizorie a LEA 400 kV Reșița-Pancevo prin conectarea LEA Porțile de Fier-Reșița înainte de finalizarea stației 400 kV Reșița

Având în vedere nivelul ridicat al tensiunilor în zona Porțile de Fier întâlnite în exploatare în regimurile de gol de sarcină vara (GNV), analizele s-au efectuat pe un model de rețea care ține să reproducă starea sistemului energetic în RET din data de 14.07.2019, ora 04:30 (cu înregistrări SCADA).

În regimul inițial, tensiunile în zonă sunt:

Porțile de Fier 417,8 kV
Reșița - Slatina 416,9 kV

Porțile de Fier 220 kV: 242,0 kV
Reșița 220 kV: 241,1 kV
Timișoara 220 kV: 239,9 kV
Arad 220 kV: 239,6 kV

În regimul în care s-a modelat linia lungă de 400 kV Porțile de Fier-Reșița-Pancevo conectată, tensiunile în nodurile RET din zonă sunt:

Porțile de Fier 400 kV: 425,49 kV
Reșița 400 kV: 433,06 kV
Slatina 400 kV: 423,6 kV

Porțile de Fier 220 kV: 244,1 kV
Reșița 220 kV: 243,7 kV
Timișoara 220 kV: 242,7 kV
Arad 220 kV: 242,4 kV

Rezultă necesitatea compensării puterii reactive și instalarea unei bobine de 100 MVar în stația Porțile de Fier 400 kV.

Prin modelarea acestei bobine în regimul studiat tensiunile în nodurile RET din zonă sunt:

Porțile de Fier 400 kV: 418,8 kV

Porțile de Fier 220 kV: 241,9 kV

Reșița 400 kV: 426,3 kV

Reșița 220 kV: 241 kV

Slatina 400 kV: 417,9 kV

Timișoara 220 kV: 239,9 kV

Arad 220 kV: 239,5 kV

Din analizele pe termen scurt au rezultat ca fiind necesare următoarele proiecte care au fost incluse în Planul de Dezvoltare 2018-2027:

- realizarea Axului de Vest 400 kV prin construirea LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

și următoarele proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2020-2029:

- reconductorarea axului de 220 kV Urechești-Târgu Jiu-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat sau realizarea unei noi LEA 400 kV Urechești-Mintia,
- o bobină de compensare de 100 MVar în stația Porțile de Fier 400 kV

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung au confirmat necesitatea proiectelor detectate la analizele pe termen scurt.

Din analizele pe termen mediu au reieșit necesare următoarele proiecte, în plus față de cele detectate pe termen scurt:

- amplificarea AT 400 MVA 400/220 kV Porțile de Fier de la 400 MVA la 500 MVA. AT 400 MVA 400/220 kV din stația Porțile de Fier se încarcă la limită sau peste limită în toate cazurile în care iese din funcțiune un AT 500 MVA 400/220 kV. În toate situațiile în care există un import dinspre nodul Djerdap riscul de suprasarcină crește semnificativ, este necesară deci montarea unui AT de 500 MVA. Acest proiect se află în Planul de Dezvoltare 2018-2027

Din analizele pe termen lung au reieșit necesare următoarele proiecte necesare în plus față de cele pe termen mediu:

- realizarea unei noi LEA 400 kV Urechești-Mintia. Reduce suprasarcinile pe LEA d.c 220 kV Porțile de Fier-Reșița și AT 400/220 kV Reșița. Elimină încărcarea la limită a LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița care apare în cazul declanșării ambelor circuite al LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița.

10.1.6 Analiza pentru zona Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord denumită secțiunea Nord-Sud

S-a analizat un regim foarte sever care necesită ca în cele două zone deficitare (Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord) să se injecteze putere din zonele excedentare din sudul țării (Dobrogea și Oltenia).

S-a considerat în zona Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord, CTE Iernut oprită, CHE cu o producție de 10% din $P_{disponibil}$, CEE oprite.

Analiza pe termen scurt

Din regimul de dimensionare pentru VSI a rezultat că apar suprasarcini pe AT1 400/220 kV lernut la diferite declanșări în RET din zonă. Acestea se pot elimina prin montarea AT2 400/220 kV lernut. Prevederea AT2 400/220 kV lernut conduce și la eliminarea suprasarcinii apărute pe TR 400/110 kV Cluj Est. Până la realizarea AT2 400/220 kV lernut suprasarcinile se pot elimina prin menținerea puterii produse în CTE lernut la cel puțin 120 MW.

Din regimul de dimensionare pentru VDV a rezultat că în regimul cu N-1 elemente în funcțiune, la numeroase contingente, apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu (până la 122,5% la declanșarea LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier-Reșița) și LEA 220 kV Târgu Jiu-Paroșeni (până la 110% la declanșarea LEA Tâmpăreni-Sibiu Sud) încărcate din regimul cu N elemente în funcțiune la 89%. Acestea se rezolvă prin reconducerea liniilor de 220 kV sau prin LEA nouă 400 kV Urechești-Mintia, sau menținerea puterii generate în zonă la min 500 MW.

Suprasarcinile pe AT 400/220 kV lernut se pot elimina prin realizarea unui nou AT 400/220 kV lernut. Prevederea unui al II-lea AT 400/220 kV în lernut conduce și la eliminarea suprasarcinii pe TR 400/110 kV Cluj Est.

Suprasarcina pe LEA 220 kV Alba Iulia-Cluj Florești (114,6%) apărută la declanșarea LEA 400 kV Sibiu-lernut se reduce prin montarea noului AT 400/220 kV în stația lernut și se elimină prin buclarea rețelei de 110 kV.

Suprasarcina pe LEA 220 kV Filești-Barboși de 116,2% și pe LEA 220 kV Lacu Sărat-Filești de 102,5% obținute la declanșarea LEA 400 kV Smârdan –Gutinaș se elimină prin realizarea LEA d.c 400 kV Smârdan-Gutinaș (cu un circuit echipat).

Supraîncărcarea unui circuit al LEA 220 kV Timișoara-Reșița (114,3%) sau al LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (137,6%) la declanșarea celui alt circuit se elimină la realizarea Axului de Vest (LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița și trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad).

Din analizele pe termen scurt au rezultat ca fiind necesare următoarele proiecte care au fost incluse în Planul de Dezvoltare 2018-2027:

- realizarea Axului de Vest 400 kV prin construirea LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și trecerea la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
- instalarea unui nou AT 400/220 kV în stația lernut
- realizarea LEA 400 kV d.c. (un circuit echipat) Smârdan-Gutinaș

și următoarele proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2020-2029:

- reconducerea axului de 220 kV Urechești-Târgu Jiu-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat sau realizarea unei noi LEA 400 kV Urechești-Mintia.

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung au confirmat necesitatea proiectelor detectate la analizele pe termen scurt.

Din analizele pe termen mediu au reieșit necesare următoarele proiecte, în plus față de cele detectate pe termen scurt:

- montarea celui de al II-lea TR 400/110 kV în stația Cluj Est; Suprasarcina pe TR 400/110 kV Cluj Est existent apare în următoarele cazuri: declanșarea simultană a LEA 220 kV Iernut-Câmpia Turzii și a LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia și o putere foarte scăzută în CEE din Ardeal. Probabilitatea acestor evenimente este redusă și este foarte dificil de justificat tehnico-economic acest proiect. De asemenea se precizează faptul că montarea TR2 400/110 kV nu are și avantajul de a oferi o rezervă completă stației 400/110 kV Cluj Est având în vedere că aceasta este alimentată printr-o singură LEA 400 kV Gădălin-Cluj Est bloc cu TR 400/110 kV existent (cel de al II-lea circuit funcționează la 110 kV).

Din analizele pe termen lung au reieșit necesare următoarele proiecte necesare în plus față de cele pe termen mediu

- realizarea unei noi LEA 400 kV Urechești-Mintia. Reduce suprasarcinile pe LEA d.c 220 kV Porțile de Fier-Reșița și AT 400/220 kV Reșița. Elimină încărcarea la limită a LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița din regimul cu declanșarea ambelor circuite ale LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița.

10.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului București

În prezent, ca urmare a condițiilor specifice de dezvoltare economică, Municipiul București și județul Ilfov ating împreună un consum de până la 15% din consumul de energie electrică la nivel național, reprezentând cea mai concentrată zonă de consum de energie electrică din țară. Creșterea consumului de energie electrică din ultimii ani, respectiv dezvoltarea prognozată pentru următorii ani, conduc la necesitatea dezvoltării infrastructurii rețelei electrice de transport aferentă zonei București.

Dacă în prezent alimentarea cu energie electrică se efectuează prin intermediul a trei stații electrice de transport aflate la periferie (București Sud, Domnești și Fundeni), se impune ca, pe termen mediu și lung, să se dezvolte rețeaua electrică prin realizarea cel puțin a unei stații electrice de transport de injecție în centrul de consum al Municipiului București, racordată la stațiile existente prin intermediul unor cabluri electrice.

Luând în considerare și celelalte aspecte specifice ale zonei: concentrarea foarte mare a consumului, existența consumatorilor cu un grad ridicat de sensibilitate la întreruperi în alimentare, numărul ridicat de cabluri, respectiv probleme legate de volumul energiei reactive etc., casările grupurilor generatoare din București și dezvoltarea parcului de producție din Dobrogea, având drept consecință creșterea fluxurilor de putere care tranzitează stațiile care alimentează orașul București, în această zonă este necesară realizarea unor proiecte de întărire/dezvoltare a RET-RED, precum închiderea inelului de 400 kV al zonei București.

A fost necesar un studiu suport pentru Planul de Dezvoltare a RET care să ia în considerare ipoteze actualizate de evoluție a consumului de energie electrică, a parcului de centrale electrice și a rețelelor electrice de transport și de distribuție și care să determine, să fundamenteze și să prezinte în detaliu soluția optimă de dezvoltare a RET în zona București, care să confere siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor. În urma acestui studiu se vor stabili termenele de implementare și puterea necesară a noilor unități de transformare din stațiile electrice Fundeni și București Sud.

Transelectrica a achiziționat prin licitație deschisă "*Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani*". Transelectrica colaborează cu Prefectura București, cu Primăria Municipiului București și cu Primăriile localităților învecinate pentru stabilirea amplasamentului optim al noii stații electrice în zona de Nord-Est și a traseelor liniilor electrice necesare pentru realizarea inelului de 400 kV.

Transelectrica a colaborat cu E-Distribuție Muntenia pentru realizarea caietului de sarcini și pentru stabilirea datelor de intrare necesare realizării studiului (prognoză de evoluție a consumului și a rețelei de distribuție). Stația de transport de injecție în rețeaua de distribuție trebuie agreată de E-Distribuție Muntenia.

Din "*Studiul privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani*" au rezultat următoarele concluzii:

S-au construit regimurile de dimensionare pentru o zonă deficitară, prin oprirea grupului cu cea mai mare putere în funcțiune în RMB în zona București, centralele electrice eoliene (CEE) din zona Dobrogea s-au considerat cu 70% P_{inst} , iar după analiza regimului de dimensionare s-au realizat o serie de alte regimuri definite ca analize de sensibilitate după cum urmează:

- Analiza de sensibilitate A1: toată producția din București este oprită (exclusiv la VSI);
- Analiza de sensibilitate A2: toată producția în OMV Brazi oprită;
- Analiza de sensibilitate A3: centrala OMV Brazi încărcată la maxim;
- Analiza de sensibilitate A4: Scenariu optimist de dezvoltare a consumului în zona analizată;
- Analiza de sensibilitate A5: prezentarea regimurilor staționare cu un element în reparație și un element declanșat (N-2).

Analiza pe termen scurt

Din analizele efectuate, au rezultat două categorii de suprasarcini:

- a) pe unitățile de injecție de putere din RET în RED: AT 220/110 kV Fundeni (încă din RMB, VSI) și AT 220/110 kV București Sud;
- b) la interfața dintre rețeaua 400 kV și 220 kV pe AT 400/220 kV București Sud și pe AT 400/220 kV Brazi Vest, dar și în rețeaua de 220 kV pe LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni (doar în analiza de sensibilitate A2, la VDV). Aceste suprasarcini sunt determinate de circulațiile de putere din rețeaua 400 kV către și prin rețeaua de 220 kV, în special pentru alimentarea zonei Fundeni.

S-a propus realizarea următoarelor investiții pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Din rezultatele obținute considerând aceste întăriri s-au constatat următoarele:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV, 400 MVA, în stația 220/110 kV Fundeni elimină toate suprasarcinile apărute pe celelalte două AT-uri;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația 400/220/110 kV București Sud:
 - elimină suprasarcinile care apar pe AT 400/220 kV și AT 220/110 kV București Sud în analizele efectuate, cu excepția analizei de sensibilitate 2 la VSI (centrala OMV oprită) la care avaria unui AT 400/220 kV conduce la supraîncărcarea celui alt cu 9% S_{nom} (pentru a nu apărea suprasarcină centrala OMV trebuie să producă minim 195 MW);
 - elimină unele suprasarcini care apăreau pe LEA 110 kV din RED, singurele suprasarcini rămase fiind pe LES 110 kV Militari-Răzoare și LES 110 kV Grozăvești-Răzoare care sunt în planul E-Distribuție Muntenia pentru înlocuire cu cabluri de capacitate mărită în perioada 2021-2022.
- rămân suprasarcinile pe AT3 400/220 kV Brazi Vest și pe LEA 220 kV București Sud-Fundeni (sensibilitatea A2, la VDV), dar așa cum s-a arătat în analizele pentru 2024, dezvoltările rețelei de transport prevăzute prin planul de investiții al CNTEE Transelectrica SA și anume LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlpul nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul, inclusiv achiziție AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, conduce la eliminarea acestora. Suplimentar, aceste dezvoltări ale rețelei de transport conduc și la eliminarea suprasarcinilor care rămăneau pe AT 400/220 kV București Sud. Dacă se devansează doar AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, suprasarcinile care rămăneau pe AT 400/220 kV București Sud scad la cca 3% S_{nom} iar cele pe LEA 220 kV d.c. București Sud-Fundeni scad la cca 8% I_{lim} .

Până la montarea AT4 400/220 kV Brazi Vest este recomandat ca grupul de la OMV Brazi care evacuează pe bara 220 kV Brazi Vest să fie disponibil să producă putere cât mai aproape de puterea maximă, iar în caz de avarie și suprasarcină pe AT3 400/220 kV Brazi Vest o parte din consumul zonei 110 kV Fundeni să fie preluat prin rețeaua 110 kV, pe zonele adiacente (Domnești, București Sud).

- Se poate avea în vedere de la această etapă și reconducerea circuitelor LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni, având în vedere că încărcarea LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni–Brazi Vest ajunge la capacitatea limită în etapa de analiză 2029 și apar suprasarcini pe aceasta după 2030, chiar cu considerarea întăririlor menționate mai sus, deci se poate avea în vedere mărirea capacității acestui tronson prin reconducere, care este necesară din prezent până la etapa 2024 în cazul indisponibilității centralei OMV Brazi la VDV, dar și după anul 2030 în cazul declanșării ambelor circuite de 220 kV pe LEA 220 kV București Sud–Fundeni sau Fundeni–Brazi Vest.

Analiza pe termen mediu

Calculule de regimuri permanente au considerat realizate dezvoltările prevăzute în Planul de Dezvoltare pentru această etapă: LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpul nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest–Teleajen–Stâlpul, inclusiv achiziție AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest și lucrări de extindere în stațiile 400 kV și 220 kV aferente.

Această investiție împreună cu cele două unități de transformare propuse la etapa de termen scurt (2020), rezolvă integral problemele constatate în zona municipiului București în cele două etape de analiză (2020, 2024).

Analiza pe termen lung

Proiectele propuse anterior sunt suficiente la limită pentru funcționarea fără probleme a rețelelor municipiului București în regimuri cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Dacă se consideră o posibilă dezvoltare mai pronunțată a consumului din zona municipiului București (de ex. o dezvoltare substanțială a electromobilității) există situații în analiza de sensibilitate 4 care are în vedere o prognoză optimistă a consumului, în care apar suprasarcini pe TR 400/110 kV Domnești și pe AT 400/220 kV București Sud.

Pentru rezolvarea acestor suprasarcini s-a propus realizarea unei stații noi de injecție de 400/110 kV.

Situația prezentată mai sus se agravează considerabil în etapa imediat următoare (**etapa 2034 cu o creștere mai mare de consum**), făcând necesară realizarea cel puțin a unei noi stații de injecție de 400/110 kV completată de unități de transformare suplimentare în stații existente sau de o a doua stație 400/110 kV.

Având în vedere că o nouă stație necesară începând cu **etapa 2029** trebuie să apară în zona București, unde identificarea terenurilor pentru stația nouă, respectiv a culoarelor pentru LEA/LES 400 kV de racord este extrem de dificilă, se consideră necesar ca toate acțiunile care trebuie întreprinse pentru realizarea stației să fie începute cât mai curând.

Analiza din studiu a evidențiat faptul că noua stație poate fi în egală măsură realizată la Grozăvești sau la Fundeni. În ambele cazuri se realizează două conexiuni de 400 kV și două TR 400/110 kV racordate la bare de 110 kV existente. Prin realizarea oricărei stații se închide o buclă de 400 kV între stațiile 400 kV București Sud și Domnești, prin stația 400 kV nouă și în varianta stației la Fundeni și prin stația 400 kV Brazi Vest.

S-a propus realizarea unei stații de 400/110 kV la Grozăvești, racordată prin LES 400 kV cu stațiile București Sud și Domnești, care este necesară încă din etapa 2029 în ipoteza unei evoluții optimiste a consumului.

Realizarea într-o primă etapă a unei noi stații de 400 kV la Fundeni, racordată printr-o nouă LEA 400 kV Fundeni–Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV, chiar dacă are o investiție mai redusă, are dezavantajul că va necesita un timp mult mai mare pentru obținerea acordurilor și avizelor decât cele necesare pentru o nouă stație la Grozăvești, ca urmare a dificultăților de realizare a unor LEA 400 kV lungi, de la Brazi Vest la Fundeni și de la Fundeni până la LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței.

Analiza realizată pentru etapa 2034 de consum a arătat că o nouă stație 400/110 kV propusă la Grozăvești nu poate asigura singură alimentarea în siguranță a celor trei zone (aferele stațiilor de injecție Domnești, București Sud și Fundeni). Acest lucru e valabil și dacă noua stație ar fi amplasată la Fundeni.

Pentru a rezolva aceste suprasarcini care pot apărea ar fi necesare investiții suplimentare în unități de transformare, aferente stațiilor București Sud și Domnești și, de asemenea, reconducerea LEA 220 kV d.c. București Sud-Fundeni-Brazi Vest, în funcție de una din cele două variante.

Investiții suplimentare în unități de transformare nu pot fi practic realizate din cauza lipsei de spațiu din stațiile existente.

În această situație se propune realizarea succesivă a ambelor stații la Grozăvești (2029), respectiv Fundeni (2034).

Conform calculelor, termenul de realizare al ambelor stații ar trebui să fie cel târziu 2034.

S-a efectuat analiza circulațiilor de putere reactivă pornind de la o situație reală din sistem care să fie relevantă pentru detectarea necesităților de compensare a puterii reactive pentru soluțiile de dezvoltare a RET propuse. S-a utilizat un model de rețea care tinde să reproducă starea sistemului în RET din data de 14.07.2019 ora 04:30 (snapshot) și s-au verificat pentru soluțiile propuse de dezvoltare a RET în zona București care sunt necesitățile de compensare a puterii reactive.

Cu considerarea în funcțiune a celor 4 bobine în zona analizată: o bobină 100 MVar în stația 110 kV Fundeni, o bobină 100 MVar în stația 400 kV București Sud și două bobine în stația 110 kV Domnești, în regimurile de funcționare fără investiții suplimentare toate tensiunile sunt în limitele admisibile.

Necesarul de bobine de compensare suplimentare pentru soluțiile analizate a rezultat după cum urmează:

- stație nouă 400/110 kV Grozăvești: două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,

- stație nouă 400/110 kV Fundeni, racordată intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței și prin LEA 400 kV nouă 400 kV Fundeni-Brazi Vest: o bobină de compensare 100 MVar montată la 400 kV în stația nouă.

În concluzie, din studiu a reieșit necesitatea următoarelor proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2020-2029:

Pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Pe termen lung:

- 2029 - stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- 2034 - stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni–Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100 MVar în stația nouă 400 kV.

10.1.8 Analiza zonei Argeș-Vâlcea

În anul 2017 Transelectrica a contractat un Studiul privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, zonă de rețea importantă atât prin puterea generată în centralele electrice din zonă cât și prin existența unor mari consumatori industriali și a consumului neindustrial.

În ultimii ani, ca urmare a reducerii activităților unor mari consumatori industriali din zonă (Rafinăria Arpechim Pitești a fost închisă, Oltchim SA și-a redus consumul de la 150 MW la 56 MW), în perioadele cu hidraulicitate ridicată, excedentul zonei Argeș - Vâlcea a crescut, ceea ce conduce la regimuri la limita normală de funcționare a RET și RED din zonă, în condițiile în care toate echipamentele din RET și RED sunt în funcțiune. În consecință, în schemele în care mai mult de un echipament din RET sau RED din zonă și/sau din Stația 400/220/110 kV Bradu este retras din exploatare sau indisponibil, la verificarea criteriului de siguranță N-1 se obțin regimuri la limita normală de funcționare a RET și RED, în funcție de nivelul de producție în CHE aferente râurilor Argeș, Dâmbovița, Oltul mijlociu și ultima secțiune a Oltului superior.

Astfel, obiectivele studiului de sistem au fost:

- Identificarea punctelor slabe/critice din RET și RED prin analiza regimurilor permanente de funcționare cu verificarea criteriului (N - 1) în schema completă și în scheme cu retrageri din exploatare în RET și RED pentru etapele 2018, 2022 și 2027. Analizele au fost realizate considerând producția din zona Argeș - Vâlcea conform RMB, RD cu 70% din puterea instalată și RD cu 100% din puterea instalată în centralele din zonă;

- Verificarea măsurilor de creștere a siguranței în funcționare a zonei Argeș – Vâlcea recomandate:

o reconfigurare/ reconductorare în RET și RED,

o analiza oportunității introducerii nivelului de 400 kV în stația Arefu și/sau realizarea unei stații electrice 400/110 kV în zona Căineni (Vâlcea) pentru evacuarea producției de energiei electrice din CHE de pe amenajarea hidroenergetică a râului Oltul mijlociu;

De asemenea, studiul a mai avut ca obiective specifice:

- Modelarea dinamică a grupurilor generatoare și verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie a grupurilor generatoare care evacuează în zona de rețea Argeș – Vâlcea în schemă completă și în scheme cu retrageri din exploatare în RET și RED;
- Analiza cost - beneficiu și Evaluarea estimativă a indicatorilor de eficiență economică conform metodologiei „ENTSO - E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects”, pentru fiecare proiect de dezvoltare de rețea de transport identificat.

Din analizele de regimuri de dimensionare pe termen scurt (situația actuală) a rezultat că, în condițiile în care centralele hidroelectrice din zona Argeș-Vâlcea funcționează la 70% din puterea instalată, la verificarea criteriului N-1 la VSI apar depășiri de capacitate pe AT 220/110 kV 200 MVA Râureni și AT220/110 kV 200 MVA Stupărei iar la VDV apar depășiri de capacitate pe AT220/110 kV 200 MVA Râureni, LEA 220 kV d.c. Bradu – Târgoviște, LEA 220 kV Bradu – Stupărei, LEA 220 kV Bradu – Arefu. De asemenea, apar numeroase depășiri de capacitate pe liniile de 110V din zonă.

Dacă centralele hidroelectrice din zona Argeș-Vâlcea funcționează la 100% din puterea instalată, la verificarea criteriului N-1 la VSI apar depășiri de capacitate pe AT 220/110 kV 200 MVA Râureni și AT220/110 kV 200 MVA Stupărei, LEA 220 kV Stupărei – Bradu, LEA 220 kV Bradu – Arefu iar la VDV apar depășiri de capacitate pe AT1 400/220 kV 400 MVA Bradu, AT 220/110 kV 200 MVA Stupărei, AT220/110 kV 200 MVA Râureni, LEA 220 kV d.c. Bradu – Târgoviște, LEA 220 kV Bradu – Stupărei, LEA 220 kV Bradu – Arefu, LEA 220 kV Râureni - Stupărei. De asemenea, apar numeroase depășiri de capacitate pe liniile de 110V din zonă. La VDV apar depășiri de capacitate pe LEA 220 kV Arefu – Bradu și LEA 220 kV Stupărei – Bradu chiar în condițiile cu N elemente în funcțiune.

Din Studiul privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea a rezultat necesară pentru evacuarea puterii din hidrocentralele din zonă, realizarea unei stații de 400 kV la Arefu racordată în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud. Acest proiect a rezultat eficient d.p.d.v economic.

Soluția avizată de Transelectrica a fost:

Stația 400/220/110 kV Arefu:

- Stație 400 kV Arefu în triunghi cu trei întreruptoare;

- AT1 400/220 kV 400 MVA Arefu;

Racord în LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud :

- LEA 400 kV dublu circuit în lungime de aproximativ 0,05 km

Reconfigurare rețea 110 kV:

- Trecere LEA 110 kV Stupărei – Căzănești de pe Bara 2 Stupărei 110 kV pe Bara 1 Stupărei 110 kV.

Pentru a putea evacua toată puterea din CHE din zonă, pe lângă realizarea stației 400kV Arefu mai este necesară reconducerea următoarelor linii electrice (pentru eliminarea congestiilor în schemă completă, fără retrageri de echipamente din funcționare):

LEA 220kV (179km):

LEA d.c. 220kV Bradu-Târgoviște

LEA 220kV Stupărei-Bradu

LEA 110kV (424km):

LEA 110 kV Arefu – CHE Oiești - CHE Albești - CHE Cerbureni - Electroargeș - V.Danului

LEA 110 kV Argeș S - Vâlcele c1

LEA 110 kV Argeș S - Vâlcele c2 -d. CHE Zigoneni

LEA 110 kV CHE Turnu – Jiblea

LEA 110 kV Jiblea - Argeș S

L110 kV Rm. Vâlcea N – Jiblea – d. CHE Dăești

L110 kV Jiblea - Rm.Vâlcea S

L110 kV Rm. Vâlcea S - Râureni

LEA 110 kV V. Danului - CHE Cornetu -d. CHE G.Lotrului

LEA 110 kV V.Danului - Argeș S

LEA 110 kV Bradu - Pitești N

LEA 110 kV Pitești V - Bradu

LEA 110 kV Pitești N - Pitești V

L110 kV Stupărei - Rm.Vâlcea N

LEA 110 kV Traian - Stupărei -d. CHE Ionești

LEA 110 kV Stupărei - Marcea -d. CHE Băbeni
LEA 110 kV Drăgășani - Marcea -d. CHE Zăvideni
LEA 110 kV Râureni - CET Govora
LEA 110 kV Râureni - Stupărei
LEA 110 kV Vâlcele - Pitești N c2
L110 kV Vâlcele - Pitești N c1 -d. CHE Merișani
L110 kV Vâlcele - Textila -d. CHE Budeasa
L110 kV Textila - Pitești N

Ca o alternativă la proiectul de realizare a stației 400kV Arefu, a fost analizată și o soluție de eliminare a suprasarcinilor în RET și RED prin realizarea unei stații 400/110kV în zona Căineni și conectarea ei la RET prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud la aproximativ 229 km de stația Țânțăreni și 35 km de stația Sibiu Sud. S-a considerat că racordarea barei 110 kV Căineni la rețeaua de distribuție 110 kV se face printr-o linie 110 kV dublu circuit, având un circuit conectat la LEA 110 kV Brădișor –CHE Cornetu – d. Brezoi și al doilea circuit la LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – d. CHE G. Lotrului. Această soluție are costuri mai mari decât cea care prevede stația 400kV Arefu, din cauza racordurilor lungi de 110kV (16km) și a configurației stației de 400/110kV care presupune bară simplă secționată 400 kV, bară simplă secționată 110 kV, cuplă longitudinală 400 kV, cuplă longitudinală 110 kV.

Pentru a putea evacua toată puterea din CHE din zonă, pe lângă realizarea stației 400kV Căineni mai este necesară reconducerea următoarelor linii electrice (pentru eliminarea congestiilor în schemă completă, fără retrageri de echipamente din funcționare):

LEA 220kV (253km):

LEA 220 kV Stupărei - Bradu
LEA 220 kV d.c. Bradu - Târgoviște c1
LEA 220 kV Arefu – Bradu

LEA 110kV (285km):

L110 kV Argeș S - Vâlcele c1
L110 kV Argeș S - Vâlcele c2 -d, CHE Zigoneni
L110 kV Bradu - Pitești N
L110 kV Pitești V - Bradu
L110 kV Brădișor - Căineni -d, Cornetu

L110 kV Jiblea - Argeș S
L110 kV CHE Turnu – Jiblea
L110 kV Traian - Stupărei -d, CHE Ionești
L110 kV Stupărei - Marcea -d, CHE Băbeni
L110 kV Drăgășani - Marcea -d, CHE Zăvideni
L110 kV Vâlcele - Pitești N c1 -d, CHE Merișani
L110 kV Pitești N - Pitești V
L110 kV Vâlcele - Pitești N c2
L110 kV Vâlcele - Textila -d. CHE Budeasa
L110 kV Textila - Pitești N
L110 kV Râureni - CET Govora

Se observă că soluția cu stația Căineni 400/110kV presupune reconducătorarea LEA 220kV Bradu-Arefu (74km) în plus față de soluția cu stația 400kV Arefu. În schimb soluția cu stația Căineni 400/110kV presupune reconducătorarea unui număr mai mic de linii de 110kV decât soluția cu stația 400kV Arefu.

Luând în considerare toate reconducătorările necesare în pus față de soluția de bază, a rezultat că soluția care presupune realizarea stației Arefu 400kV are costuri totale mai mici decât soluția cu stația 400/110kV Căineni.

Indicatorii economici pentru soluțiile de bază propuse arată că soluția cu stația 400 kV Arefu, are patru dintre indicatorii economici calculați mai performanți decât soluția cu stația 400/110 kV Căineni.

În concluzie proiectul de realizare a stației Arefu 400kV a fost introdus în Planul de Dezvoltare a RET.

10.1.9 Analiza impactului noilor ținte de integrare a regenerabilelor menționate în cadrul Planului Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice PNIESC asupra dezvoltării RET

În vederea verificării adecvanței RET pentru integrarea centralelor cu surse regenerabile conform țăintelor menționate în cadrul PNIESC [37] și în Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050, versiune preliminară supusă consultării publice în anul 2020 [38], au fost realizate următoarele analize preliminare de regimuri permanente și de verificare a criteriului N-1, analize complete urmând a fi efectuate pentru ediția următoare a Planului de Dezvoltare:

Analiza la VDV 2029 cu putere instalată de 5054MW în CEF și 5255MW în CEE

Pornind de la scenariul verde pentru 2029, s-a considerat, conform PNIESC, că sunt instalați 5054MW în CEF și 5255MW în CEE (din care 500MW producție în CEE offshore) și 400MW în baterii.

De asemenea pe același regim s-a considerat și CHEAP Tarnița cu 750MW și 3 grupuri la CNE Cernavodă. Consumul s-a considerat nemodificat, corespunzător scenariului verde 2029 inițial.

La data de 1 septembrie 2020 există contracte de racordare pentru o putere de 4240MW instalată în CEE (inclusiv CEE puse în funcțiune) și pentru o putere de 2325MW instalată în CEF (inclusiv CEF puse în funcțiune). Aceste valori sunt foarte apropiate de cele din scenariul verde stabilit inițial pentru 2029 (4300MW putere instalată în CEE și 2300MW putere instalată în CEF).

Pentru realizarea analizei de impact a noilor ținte de integrare a regenerabilelor propuse în cadrul PNIESC, au fost făcute următoarele ipoteze:

Puterea instalată de 5255MW în CEE a fost considerată astfel:

- 4300MW putere instalată – considerată conform scenariului verde 2029 (cca. 3040MW puse în funcțiune și cca 1260MW din centralele cu Contracte de Racordare la momentul elaborării scenariului verde pentru 2029);
- 500MW – putere instalată în CEE offshore – racordați în stația 400kV Constanța Sud (racordată intrare – ieșire în LEA 400kV Constanța Nord – Medgidia Sud);
- 112,5MW putere instalată în CEE mici cu Contracte de Racordare, neconsiderate inițial în scenariul verde pentru 2029;
- 335MW – putere instalată în CEE în stația 400kV Tariverde (ipoteză pentru a atinge ținta de 5255MW instalați în CEE);
- 8MW – putere instalată în CEE în stația 110kV Romanu (ipoteză pentru a atinge ținta de 5255MW instalați în CEE).

Puterea instalată de 5054MW în CEF a fost considerată astfel:

- 2300MW putere instalată considerată ca în scenariul verde inițial pentru 2029;
- 131MW putere instalată în CEF cu Avize Tehnice de Racordare;
- 2623 MW - creștere direct proporțională pe aceleași noduri de rețea în care au fost considerate CEF din scenariul verde inițial

Puterea instalată de 400MW în baterii a fost considerată în stațiile RET în care sunt racordate centrale eoliene mari și anume în: Tariverde (125MW), Rahman (125MW), Stupina (100MW) și Banca (50MW).

Pornind de la RMB construit pentru VDV 2029, s-au considerat următoarele ipoteze pentru dimensionare a sistemului:

- bateriile se încarcă cu putere din producția CEE.
- s-a considerat o putere evacuată de 4100MW din surse eoliene (78% din puterea instalată de 5255MW)
- s-a considerat o putere evacuată de 3790MW din surse fotovoltaice (75% din o putere instalată de 5054MW)
- centralele termoelectrice pe cărbune au fost oprite
- centralele hidroelectrice au fost considerate la minim
- s-a considerat CHEAP funcționând în regim de pompaj cu 750MW; CHEAP Tarnița nu influențează setul de întăriri de rețea necesare pentru evacuarea puterii din zonele cu putere mare instalată în CEE, în lipsa acestui consum excedentul de putere ar trebui exportat spre țările din vestul României, deci direcția de evacuare a puterii ar fi similară. CHEAP contribuie la echilibrarea sistemului și deci este benefică în ipoteza unei puteri mari instalate în centrale cu surse regenerabile, așa cum este prevăzut în PNIESC.

S-au considerat realizate următoarele proiecte conform Planului de Dezvoltare:

- Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud;
- Racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului de 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- reconducerea LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin–Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud–Constanța Nord;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea–Tulcea de la simplu circuit la dublu circuit;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș–Vâlcea.
- LEA 400 kV d.c. Stâlp–Brașov (1 circuit echipat);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- LEA 400 kV Reșița–Pancevo;
- LEA 400 kV d.c. Reșița–Timișoara/Săcălaz–Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara–Săcălaz–Arad).

A rezultat că în regimurile cu **N și N-1 elemente în funcțiune** se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea.

Daca se consideră că bateriile sunt deja încărcate și deci puterea de 400MW trebuie evacuată din CEE, atunci rezultă următoarele:

În regimul cu **N elemente în funcțiune** se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea.

La declanșarea LEA 400kV Suceava-Roman Nord se supraîncarcă LEA 220kV Dumbrava-Stejaru la 106,3%.

Pentru eliminarea suprasarcinii pe LEA 220kV Dumbrava – Stejaru este necesară reducerea puterii în secțiunea S3 cu 246MW. Rezultă că dacă puterea necesară pentru a atinge ținta de 5255 MW putere instalată în CEE ar fi repartizată diferit și spre exemplu cei 355MW presupuși a fi instalați în stația Tariverde ar fi instalați în altă parte, de exemplu în zona Banat, atunci nu ar mai apărea suprasarcini pe LEA 220kV Dumbrava – Stejaru.

Având în vedere faptul că la momentul actual nu se cunoaște exact locația CEE și CEF deoarece nu există contracte de racordare care să acopere puterea instalată de 5255MW respectiv de 5054MW, nu se poate lua o decizie referitoare la reconductorarea LEA 220kV Dumbrava-Stejaru.

Analiza la VDV 2029 cu putere instalată de 2300MW în CEF, 5000MW în CEE și 4 grupuri la CNE Cernavodă

Dacă pornind de la scenariul verde 2029 se consideră că în CEF este o putere instalată de 2300MW așa cum era initial dar în CEE este o putere instalată de 5000MW conform unei situații de contracte de racordare existentă în vara 2020, sunt 4 grupuri la CNE Cernavodă și nu se consideră baterii (în prezent există 2MW) atunci se obțin următoarele rezultate pentru regimul de dimensionare pe S6 la VDV 2029:

În regimul cu N elemente în funcțiune se respectă limitele admisibile de tensiune în RET și nu apar depășiri pe elementele de rețea.

La verificarea criteriului N - 1 apar suprasarcini pe un trafo 400/110kV Medgidia Sud la declanșarea celuilalt (112%).

La verificarea criteriului N-2 pentru CNE Cernavodă, apar suprasarcini pe LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței de 100,3% la declanșarea LEA 400kV Cernavodă – Pelicanu și LEA 400kV Cernavodă – Medgidia Sud și de 111,2% la declanșarea LEA 400kV Cernavodă – Pelicanu și LEA 400kV Cernavodă – Stâlp.

Suprasarcina pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței nu se elimină la punerea în funcțiune al celui de al II-lea circuit al LEA d.c 400kV Smârdan – Gutinaș. Se mențin suprasarcini pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței de până la 106,7% la declanșarea simultană a LEA 400kV Cernavodă – Pelicanu și a LEA 400kV Cernavodă – Stâlp.

Se constată necesitatea creșterii capacității de evacuare din zona Dobrogea spre zona București (o nouă LEA 400kV între Dobrogea și București sau reconductorarea LEA 400kV București sud-Gura Ialomiței).

Până la realizarea unei întăriri de rețea spre zona București, suprasarcina pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței se poate elimina prin limitarea puterii evacuate din zona Dobrogea cu 438MW.

Dacă se consideră și cel de al II-lea circuit al LEA nouă 400kV Smârdan – Gutinaș, până la realizarea unei întăriri de rețea spre zona București, suprasarcina pe LEA 400kV București Sud – Gura Ialomiței se poate elimina prin limitarea puterii evacuate din zona Dobrogea cu 293MW.

Având în vedere puterea mare (5975MW) generată la acest regim de calcul în secțiunea S6 (atât 4 grupuri la CNE Cernavodă cât și 4137MW instalați în CEE), se propune ca mărirea capacității de evacuare a puterii spre zona București să fie reanalizată odată cu apariția grupului 4 de la CNE Cernavodă. Se constată necesitatea creșterii capacității de evacuare din zona Dobrogea spre zona București (începând de la o putere totală generată în S6 de 5537MW).

Dacă pornind de la această ultimă analiză considerăm numai 3 grupuri la CNE Cernavodă, atunci diferența de putere acceptabilă în S6 pentru a nu mai avea suprasarcini (665MW-438MW=227MW) o putem adăuga la CEE din Dobrogea, atunci rezultă că putem integra 5255MW în CEE fără suprasarcini. Deci ipoteza de putere de 2300MW instalată în CEF face diferența față de analizele anterioare în care am considerat 5054MW puterea instalată în CEF.

Analiza la VDV 2024 cu putere instalată de 4240MW în CEE și 2325MW instalată în CEF

Din analiza la VDV 2024 pentru S6 cu CEE și CEF care au contracte de racordare valabile la 1 Septembrie 2020 și cu grupurile existente în prezent la CNE Cernavodă, a rezultat că sunt necesare și suficiente următoarele proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare:

- Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud;
- Racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud;
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului de 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- reconductorarea LEA 220kV Stejaru-Gheorgheni.

Concluzii

Din analizele de mai sus rezultă că locația CEE influențează rezultatele. Dacă creșterea de putere instalată în CEE față de situația actuală de contracte de racordare se face și în alte zone decât în Dobrogea, de exemplu în zona Banat, atunci nu mai este necesară pe termen lung creșterea capacității de evacuare din zona Dobrogea spre zona București și nici reconductorarea LEA 220kV Dumbrava-Stejaru.

De asemenea rezultă că locația CEF are o influență mare asupra rezultatelor și decizia legată de dezvoltarea RET ar trebui luată după clarificarea modului în care va fi repartizată această putere în SEN.

Transelectrica va ține seama de evoluția contractelor de racordare apărute după 1 septembrie 2020 și va actualiza în anii următori Planul de Dezvoltare în funcție de necesitatea de realizare a unor întăriri de rețea suplimentare față de cele introduse în ediția prezentă pentru perioada 2020-2029 astfel încât să se poată integra capacitățile de producție propuse în PNIESC.

10.1.10 Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2018-2027 și incluse în RMB

Majoritatea proiectelor prevăzute în Planul de Dezvoltare a RET 2018-2027 au rezultat ca fiind necesare din analizele pe termen scurt prezentate mai sus.

Pe termen mediu și lung necesitatea acestor proiecte devine și mai mare datorită faptului că se prognozează o creștere de consum și instalarea mai multor centrale regenerabile.

Prezentăm în continuare congestii apărute în perioada 2017-2019 care ar fi putut fi evitate în prezența proiectelor de dezvoltare a RET

În perioada 2017-2018 au apărut numeroase cazuri de congestii care ar fi putut fi evitate dacă LEA 400 kV Oradea-Nădab era pusă în funcțiune:

- martie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, în zona de Nord-Vest a țării (secțiunea 4), în condițiile retragerii programate din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo, la solicitarea OTS-ului vecin (Ukrenergro).
- noiembrie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 pe perioada retragerii din exploatare programate a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud, pentru lucrări de relocare a unui stâlp la intersecția cu un drum județean, solicitate de o terță parte.
- aprilie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile retragerii din exploatare planificate a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo, la solicitarea OTS ucrainian.
- septembrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
- octombrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
- octombrie și noiembrie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată din exploatare a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud.
- ianuarie 2019 - pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4 la retragerea accidentală a LEA 220 kV Fântânele-Gheorgheni, în condiții de forță majoră (există aviz de FM).

- mai 2019 - pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea S4, în condițiile retragerii programate din exploatare a LEA 400 kV Iernut-Sibiu Sud, strict pe perioada de timp necesară ca echipa de intervenție să fie scoasă de pe teren și linia să fie redată în exploatare.

Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat noua LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș:

- aprilie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 și reducerea deficitului de putere în zona de Est și Nord-Est a țării, în condițiile indisponibilității LEA 220 kV Barboși-Focșani. Certificat de Forță Majoră nr. 398/25.04.2017
- iulie 2017 - pentru asigurarea stabilității secțiunii caracteristice S5 la retragerea din exploatare a LEA 400 kV Brașov-Gutinaș.

Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat axul de Vest la 400 kV:

- decembrie 2017 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, reducerea suprasarcinii pe axa 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat-Mintia, în condițiile retragerii din exploatare a LEA 220 kV Timișoara-Reșița circuitul 1.

Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat întărirea rețelei 400 kV în zona Dobrogea (LEA 400 kV Medgidia Sud-Constanța Nord, racordul liniilor de interconexiune cu Bulgaria în stația Medgidia Sud, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței):

- februarie 2018 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 pe perioada retragerii din exploatare accidentală a LEA 400 kV București Sud-Domnești și a indisponibilității LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde. Aviz de existență a cazului de forță majoră (C.C.I.N.A. nr.446/05.03.2018).
- decembrie 2019 - pentru respectarea criteriului de siguranță N-1, la deconectarea LEA 400 kV Constanța Nord-Tariverde, solicitată de către echipele ISU pentru evitarea accidentelor de natură electrică (un cetățean s-a urcat pe stâlpul nr. 21 (de tip PAS), în zona localității Ovidiu, cu intenția de a se sinucide).

Congestii care ar fi putut fi evitate dacă ar fi existat noul AT 400/220 kV Brazi Vest și axul Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul la 400 kV:

- iulie 2018 - reducere suprasarcină pe AT3-400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest, pentru asigurarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile funcționării CECC Petrom la 738 MW, a retragerii din exploatare programată a LEA 400 kV Brazi Vest-Dârste și a declanșării LEA 400 kV Brazi Vest-Domnești (AT3-400 MVA Brazi Vest rămânând singura cale de evacuare în sistem a producției TG1 și a TA CECC Petrom, care sunt racordate la nivelul de tensiune de 400 kV).

Aceste proiecte care ar fi dus la evitarea congestiilor apărute în exploatare ar trebui considerate prioritare.

*

În ceea ce privește stațiile ce urmează a fi retehnologizate se precizează importanța creșterii nivelului de siguranță al funcțiilor pe care le îndeplinesc aceste stații ce urmează a fi retehnologizate și anume:

- reducerea cheltuielilor de exploatare la maxim 1%

- tranzitul de putere
- racordarea și evacuarea puterii unei surse
- stație de transformare și siguranța alimentării zonelor de consum

10.2 Gradul de încărcare a elementelor RET

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

La etapa 2020 palierul VSI au fost detectate depășiri la un AT 220/110 kV Fundeni la declanșarea celuiilalt. Depășirile limitelor pe AT1 și AT2 400 MVA, 220/110 kV Fundeni se pot soluționa prin instalarea AT3 220/110 kV în Fundeni.

La etapa 2024 palierul VSI au fost detectate depășiri în regimul pe un AT 220/110 kV Timișoara la declanșarea celuiilalt. Acest lucru se rezolvă prin trecerea la 400 kV a Axului de Vest (Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad).

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

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

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

10.3 Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive

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

Tabelul 10.3 [kV]

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

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

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

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

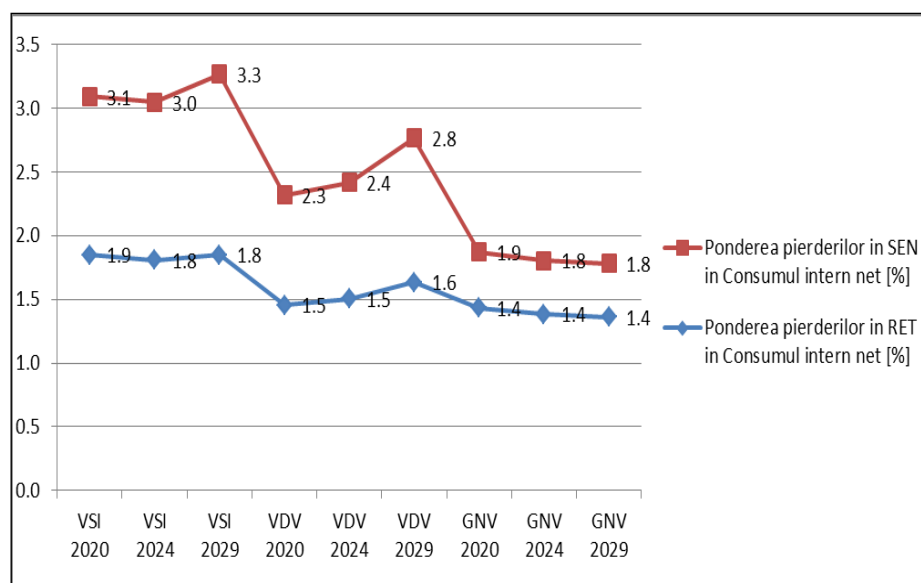
Tabelul 10.4.1- Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	VSI 2020		VDV 2020		GNV 2020		VSI 2024		VDV 2024		GNV 2024		VSI 2029		VDV 2029		GNV 2029	
	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	288	173	215	135	172	132	284	168	224	139	166	127	305	173	257	152	164	125

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

Palier	VSI 2020		VDV 2020		GNV 2020		VSI 2024		VDV 2024		GNV 2024		VSI 2029		VDV 2029		GNV 2029	
Element de rețea	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
LEA 400 kV	80	46	68	51	74	56	84	50	75	54	75	59	90	52	87	57	79	63
LEA 220 kV	68	40	45	34	40	30	58	34	41	30	33	26	55	32	41	27	26	21
TR 400/110 kV	8	5	7	5	6	4	10	6	9	6	7	6	12	7	10	7	8	6
AT 400/220 kV	6	3	5	4	5	4	6	4	5	4	5	4	6	4	6	4	5	4
AT220/110 kV	11	6	9	7	8	6	11	6	10	7	8	6	11	6	9	6	7	6
Total pierderi în RET [MW] / [%]	173	100	135	100	132	100	168	100	139	100	127	100	173	100	152	100	125	100

Figura 10.4 - Evoluția ponderii pierderilor în consumul intern net de energie electrică



Pierderile în diferite regimuri de funcționare pot varia mult față de cele calculate pentru regimurile medii, în special ca urmare a modificării încărcării centralelor. Astfel, în intervalele cu producție mare în CEE/CFE din Dobrogea sau/și Moldova, se estimează că pierderile în RET vor crește cu circa 30 MW la VSI și cu 75MW la VDV în 2024 și respectiv cu circa 42 MW la VSI și 68MW la VDV în 2029, față de regimul mediu de bază, datorită concentrării producției 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 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE ;*
- *Legea 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;*
- *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 CNTEE Transelectrica SA 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 CNTEE Transelectrica SA 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). CPT în rețeaua de transport este dat în general de distribuția de sarcină din SEN și de necesitatea funcționării în condiții normale, cu asigurarea continuității serviciului de transport și a calității energiei electrice conform prevederilor din actele normative în vigoare.

CNTEE Transelectrica SA are în vedere accelerarea programului de modernizare și re tehnologizare 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 re tehnologizare).
- Optimizarea alimentărilor cu energie electrică a sediilor Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).

Măsurile prevăzute în exploatare:

- debucularea optimă a rețelelor de distribuție;
- stabilirea numărului optim de unități de transformare în funcțiune și în rezervă, cu respectarea condițiilor de siguranță, astfel încât să se reducă la minim pierderile în acestea;
- optimizarea schemei normale pentru regimurile de gol de sarcină (ca linii și unități de transformare în funcțiune);

- reducerea duratei lucrărilor de întreținere și reparații care necesită scoaterea de sub tensiune a instalațiilor;
- extinderea utilizării tehnologiei de lucru sub tensiune (LST) pe linii și stații 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 unităților de transformare vechi, cu pierderi mari;
- utilizarea configurației și secțiunii optime a conductoarelor active la LEA 400 kV (ex.: trecerea de la 2x450 mm² la 3x300 mm²/3x450 mm²) pentru reducerea pierderilor corona, respectiv pierderilor Joule;
- reducerea duratei de retragere din exploatare a elementelor de rețea.

10.5 Solicitățile la scurtcircuit

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

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

Etapa 2020

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Țânțăreni 400 kV, I₃ = 25,57 kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, I₃ = 27,98 kA;
 - București Sud A și București Sud B 110 kV, I₃ = 39,81 kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, I₁ = 25,52 kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, I₁ = 32,32 kA;
 - București Sud B 110 kV, I₁ = 39,95 kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV I_{2p} = 21,885 kA, Țânțăreni 400 kV I_{2p} = 25,612 kA, Porțile de Fier 400 kV I_{2p} = 24,422 kA ;
 - Porțile de Fier 220 kV, I_{2p} = 30,913 kA;
 - București Sud B 110 kV, I_{2p} = 40,1 kA.

Valorile curenților de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate. În urma acestei analize, au fost estimate depășiri ale plafonului de rupere al întreruptoarelor în 33 de stații electrice de 110 kV din zona București. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapă 2024

Calcululele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Țânțăreni 400 kV, $I_3 = 26,51$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 29,90$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_3 = 38,76$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 28,13$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 34,33$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_1 = 38,62$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV, $I_{2p} = 23,985$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_{2p} = 32,858$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 38,9$ kA.

De asemenea au rezultat depășiri în 29 de stații de 110 kV din zona București.

Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapă 2029

Calcululele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:

- Porțile de Fier 400 kV, $I_3 = 26,36$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 30,75$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_3 = 38,92$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
- Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 30,45$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 35,14$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_1 = 38,71$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
- eCernavodă 400 kV, $I_{2p} = 26,237$ kA, Porțile de Fier 400 kV, $I_{2p} = 29,174$, Țânțăreni 400 kV, $I_{2p} = 26,307$;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 33,647$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 39,02$ kA.

Au rezultat depășiri în 30 de stații de 110 kV din zona București. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapă 2029 scenariul verde

Calcululele efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
- Porțile de Fier 400 kV, $I_3 = 30,28$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 33,33$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_3 = 40,2$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
- Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 34,87$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 36,69$ kA;
 - București Sud 110 kV, $I_1 = 39,66$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
- Porțile de Fier 400 kV, $I_{2p} = 33,403$ kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 35,169$ kA;

- București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 40,18$ kA.

Au rezultat depășiri în 35 de stații de 110 kV din zona București. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclat a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

10.6 Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

10.6.1 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen mediu

Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate [5].

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

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

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	1913
S2	Deficitar	-794
S3	Excedentar	810
S4	Deficitar	-668
S5	Deficitar	-309
S6	Excedentar	1120
S7a	Deficitar	-1311
S7b	Deficitar	-1530

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D - tabelele 1.1 - 1.8.

10.6.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen lung

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

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

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S1	Excedentar	1633
S2	Deficitar	-623
S3	Excedentar	1122
S4	Deficitar	-617
S5	Deficitar	-81
S6	Excedentar	1203
S7a	Deficitar	-1034

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S7b	Deficitar	-1181

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 2.1 - 2.8.

Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezerve suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 10.6.3:

Tabelul 10.6.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile caracteristice

Secțiunea	Termen mediu (2024)		Termen lung (2029)		Termen lung (2029v)	
	RSS [MW]					
	N	N-1	N	N-1	N	N-1
S1	2415	1561	3351	2189	3522	2319
S2	1439	487	2890	419	3086	923
S3	2208	2052	2332	1959	2429	1857
S4	471	71	902	367	1552	1055
S5	220	12	644	460	757	516
S6	1816	1391	2467	1937	1849	1152
S7a	222	31	1361	522	1033	789
S7b	58	46	1165	853	1440	1112

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

În cazul funcționării în configurație de durată N:

- Pe termen mediu (etapa 2024), toate secțiunile caracteristice (S1-S7a-b) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 197 MW (la nivelul secțiunii S7b) și 2669 MW (la nivelul secțiunii S1). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai mică fiind pentru secțiunea S7b - 58 MW. În condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE din Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 78,5% din Puterea instalată în CEE din zonă. În condiții defavorabile de vânt, producția CTE din Oltenia poate funcționa la puterea maximă de 3233 MW, dacă producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 1942 MW.

- Pe termen lung (etapa 2029), toate secțiunile caracteristice (S1-S7a-b) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1263 MW (la nivelul secțiunii S4) și 4398 MW (la nivelul secțiunii S2). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S5 - 644 MW. În condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE localizate în zona Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 90,5% din Puterea instalată, în condițiile în care CTE din secțiune sunt încărcate la 418 MW și ambele unități nucleare sunt în funcțiune. În condiții defavorabile de vânt, producția CTE din Oltenia poate funcționa la puterea maximă de 3538 MW dacă producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 2297 MW.
- Pe termen lung (etapa 2029 verde), toate secțiunile caracteristice (S1-S7a-b) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1897 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4299 MW (la nivelul secțiunii S2). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S5 - 757 MW. În condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE localizate în zona Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 72,5% din Puterea instalată. În condiții defavorabile de vânt, producția CTE din Oltenia poate funcționa la puterea maximă de 3413 MW dacă producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 3124 MW;

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

- Pe termen mediu, toate secțiunile caracteristice (S1-S7a-b) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 217 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2183 MW (la nivelul secțiunii S1). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai mică fiind pentru secțiunea S5 –12 MW; în condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE din Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 67,1% din Puterea instalată în CEE din zonă; în condiții defavorabile de vânt, producția CTE din Oltenia este limitată la puterea maximă de 2750 MW (76,7% din Pinstalată) în condițiile în care producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 1645 MW.

- Pe termen lung (etapa 2029), toate secțiunile caracteristice (S1-S7a-b) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1192 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4288 MW (la nivelul secțiunii S2). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S4 - 367 MW. În condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE localizate în zona Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 77,5% din Puterea instalată. În condiții defavorabile de vânt, puterea generată în CTE din zona Oltenia trebuie limitată la 2714 MW (75,7% din Pinstalată), dacă producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 2692 MW.
- Pe termen lung (etapa 2029 verde), toate secțiunile caracteristice (S1-S7a-b) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 1319 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4323 MW (la nivelul secțiunii S2). De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S5 - 516 MW. În condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE localizate în zona Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 59,2% din Puterea instalată. În condiții defavorabile de vânt, producția CTE din Oltenia este limitată la puterea maximă de 2434 MW (67,9% din Pinstalată) în condițiile în care producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 2900 MW.

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:



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr Înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de Înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

Tabelul 10.6.4

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa			
		2020	2024	2029	2029 verde
S1	LSS	3762	4582	4796	4743
	P _{max adm}	3844	4328	4984	4929
	Elemente noi in secțiune/în zona aferentă		- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița	LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/ Săcălaz-Arad	LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/ Săcălaz-Arad
			- LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo		
			- Stația 220 kV Ostrovu Mare		
				-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni	-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni
S2	LSS	3395	2927	5021	4502
	P _{max adm}	2766	2233	3513	3289
	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		- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;
				- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat);	- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat);



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Oțeni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa			
		2020	2024	2029	2029 verde
		<i>kV Rahman-Dobrudja (Bulgaria) intrare-ieșite în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;</i>		<i>-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni</i>	<i>-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni</i>
S3	LSS	2825	3030	3898	4834
	P_{max adm}	2940	3018	3454	4273
	Elemente noi în secțiune/ 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 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlp cu funcționare la 400 kV	- LEA 400 kV d.c. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)	- LEA 400 kV d.c. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)
			- 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		



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otleni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/9060/2008,
Cod Unic de înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa			
		2020	2024	2029	2029 verde
			- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș		
S4	LSS	1233	1332	1880	2522
	P _{max adm}	1050	1139	1519	1946
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;		
S5	LSS	1222	1145	1764	1938
	P _{max adm}	946	823	725	798
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;		
S6	LSS	3083	29273011	3666	3812



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otleni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa			
		2020	2024	2029	2029 verde
	P _{max adm}	3024	3011	3670	3733
	Elemente noi în secțiune/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 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp - LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlp 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. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)	-LEA 400 kV d.c. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)
S7a	LSS	2234	1845	2580	3061
	P _{max adm}	1933	1826	2395	1809
	Elemente noi în secțiune/elemente care influențează zona aferentă			- LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/Săcălaz-Arad;	- LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/Săcălaz-Arad;



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otleni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2008,
Cod Unic de înregistrare 13328043. Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii <i>secțiunii</i>	Etapa			
		2020	2024	2029	2029 verde
				- LEA 400 kV Gădălin-Suceava; - LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat);	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava; - LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat);
S7b	LSS	2749	2672	3099	3099
	P _{max adm}	2380	2336	2346	2541
	Elemente noi în secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii			- LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/Săcălaz-Arad;	- LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/Săcălaz-Arad;
				- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;
				- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat);	- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat);

10.7 Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET

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

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

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

Analiza stabilității tranzitorii-palierul VSI - 2020

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile potențial periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 706,5 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 330 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 3 \times 330 \text{ MW}$;

- CTE Iernut, $P_i = 2 \times 100 \text{ MW} + 2 \times 200 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 305 \text{ MW} + 1 \times 315 \text{ MW}$;
- CTE Ișalnița, $P_i = 2 \times 315 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 160 \text{ MW}$.

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

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED). Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 10.7.1:

Tabelul 10.7.1 - Timpuri critice de eliminare defect pe barele centralelor - 2020

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	467,2	475,0	100	375,0	79	G2
Turcenii 400 kV	500	525,0	100	425,0	81	G3,G7
Urechești 400 kV	482,8	490,6	100	390,6	80	G4
Porțile de Fier 400 kV	659,0	667,0	100	567,0	85	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV	563,0	569,0	100	469,0	82	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Ișalnița 220 kV	405,0	413,0	100	313,0	76	G7,G8
OMV Brazi 400 kV	194,0	203,0	100	103,0	51	G2
OMV Brazi 220 kV	203,1	212,5	100	112,5	53	G3
Iernut 220 kV	483,0	491,0	100	391,0	80	G5,G6
Iernut 400 kV	295,0	303,0	100	203,0	67	G5,G6
Mintia 400 kV	326,6	334,4	100	234,4	70	G3
Mintia 220 kV	221,9	231,2	100	131,2	57	G3
Lotru 220 kV	250,0	256,3	100	156,3	61	G1,G2,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 51% în CCC OMV Brazi, secția 400 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 85% în CHE Porțile de Fier, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

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

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 4447$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 4003$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 3139$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1370$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1671$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 3425$ MW;
- Secțiunea S7a, excedent, $P_{8\%} = 2521$ MW;
- Secțiunea S7b, excedent, $P_{8\%} = 3055$ MW.

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 644 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 632 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Analiza stabilității tranzitorii - palierul VSI-2024

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

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

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 706,5$ MW;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 330$ MW;
- CTE Rovinari, $P_i = 3 \times 330$ MW;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 305$ MW + 1×315 MW;
- CTE Iernut, $P_i = 2 \times 100$ MW + 2×200 MW;

- CTE Ișalnița, $P_i = 2 \times 315$ MW;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 194,4$ MW;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 160$ MW.

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

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

Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 10.7.2:

Tabelul 10.7.2 - Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	560,9	568,8	100	468,8	82	G2
Turceni 400 kV	569,0	577,0	100	477,0	83	G3, G7
Urechești 400 kV	490,6	498,4	100	398,4	80	G4, G5
Porțile de Fier 400 kV	467,2	475,0	100	375,0	79	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV	713,0	718,0	100	618,0	86	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Ișalnița 220 kV	435,9	443,8	100	343,8	77	G8
OMV Brazi 400 kV	212,5	218,8	100	118,8	54	G2
OMV Brazi 220 kV	347,0	356,0	100	256,0	70	G3
Iernut 400 kV	319,0	327,0	100	227,0	69	G5, G6
Iernut 220 kV	347,0	550,0	100	450,0	82	G5, G6
Mintia 400 kV	295,3	303,1	100	203,1	67	G3
Mintia 220 kV	225,0	231,2	100	131,2	57	G3
Lotru 220 kV	237,5	243,7	100	143,7	59	G1, G2, 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 54% în CCC OMV Brazi, secția 400 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 86% în CHE Porțile de Fier, secția 220 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

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

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 5091$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 3252$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 3380$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1479$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 829$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 3252$ MW;
- Secțiunea S7a, excedent, $P_{8\%} = 1882$ MW;
- Secțiunea S7b, excedent, $P_{8\%} = 1919$ MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 682 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 668 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

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 funcționare a RET în perspectivă

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

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

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

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

Au fost identificate câteva proiecte, a căror adecvare la scopul urmărit a fost verificată prin mai multe studii de sistem, în mai multe scenarii de evoluție a SEN pe termen mediu și lung:

- Racordare în schema intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia a LEA 400 kV Isaccea (Rahmanu)-Dobrudja și Isaccea (Stupina)-Varna, pentru asigurarea criteriului N-1 CEE racordate în stația 400 kV Rahmanu și Stupina;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan-Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp, cu un circuit racordat în stația Gura Ialomiței și trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA funcționând la 220 kV Stâlp-Teleajen-Brazi Vest;
- LEA 400 kV s.c. Suceava-Gădălin;
- LEA 400 kV (1 c.e) Medgidia Sud-Constanța Nord;
- LEA 400 kV Stâlp-Brașov,
- Mărirea capacității 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.

Necesități de întărire a RET, corelat cu insuficiența producției în zone deficitare

Din analizele de stabilitate statică rezultă că secțiunile S4 (Transilvania de N-V) și S5 (Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim admisibile în secțiune atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secțiuni. În acest sens, întărirea rețelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN este benefică în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5 cât și pentru secțiunea S3.

Au fost identificate și câteva zone cu probleme locale de siguranță a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecție din rețeaua de 400 kV spre rețeaua de tensiune inferioară (Iernut, Cluj, Brazi, Sibiu).

Au fost identificate următoarele proiecte:

- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV, 250 MVA în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecții din RET în zona Sibiu;
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în stația Iernut, pentru asigurarea alimentării consumului în zona de N-V a țării, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zonă;
- Recondutorarea axului 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat.

Necesități de întărire a RET, pentru creșterea capacității de schimb transfrontalier la granița de vest a țării și pentru transportul excedentului de producție din zona Porțile de Fier-Reșița spre centrele de consum

Pentru a asigura creșterea capacității de schimb cu Serbia și vestul Europei și evacuarea puterii din centralele fotovoltaice și amenajările hidroelectrice din zona Porțile de Fier-Reșița, este necesară întărirea rețelei de transport pe axul de vest (Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad). Ca soluții de întărire a rețelei de transport, s-au identificat ca oportune următoarele investiții:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (România)-Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier-Reșița;
- Stația 400 kV Reșița;
- mărirea capacității LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Arad prin trecerea la 400 kV, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz;
- înlocuirea AT3 400 MVA 400/220 kV, cu 500 MVA în stația Porțile de Fier.
- Montarea unei bobine de compensare 100 MVar în stația 400 kV Porțile de Fier

Necesități de întărire a RET, corelat cu scăderea producției și creșterea consumului în municipiul București

Pentru asigurarea alimentării în condiții de siguranță, pe termen mediu și lung, a municipiului București, a rezultat oportună realizarea unor noi injecții de putere din RET spre rețeaua de distribuție a orașului București și întărirea rețelei de distribuție astfel încât să fie posibilă preluarea consumului de pe o zonă pe alta. Din analize, au rezultat ca oportune următoarele proiecte:

Pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Pe termen lung:

- 2029 - stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- 2034 - stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100 MVar în stația nouă 400 kV.

În cadrul analizelor de stabilitate tranzitorie, s-au căutat situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată.

Analizele de stabilitate tranzitorie nu au pus în evidență potențiale situații periculoase.

Calculul indicatorilor nodali de siguranță arată următoarele:

- Retehnologizările de stații conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru acestea.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a renunțat la bara de transfer, îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata modificarea unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate.

10. 9 Analiza de adecvanță pe zone ale SEN

În cadrul acestui capitol este prezentată o analiză de adecvanță deterministă, la vârful de sarcină, pe zone din SEN delimitate de secțiuni caracteristice (S1-S7a-b).

Pentru fiecare zonă este prezentat consumul la vârful de sarcină de iarnă, puterea disponibilă în unitățile de producere și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică astfel încât să fie îndeplinite criteriile de funcționare sigură a SEN. Limitele admisibile prin secțiunile caracteristice au fost calculate în cadrul studiului suport „*Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2020-2024-2029)*” - Tractebel Engineering S.A. și sunt prezentate în Anexa D.

10.9.1 Secțiunea S1

Secțiunea 1 delimitează zona Oltenia excedentară din punct de vedere al raportului producție-consum este definită de următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Slatina-București Sud
- LEA 400 kV Urechești-Domnești
- LEA 400 kV Țânțăreni-Brad
- LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud
- LEA 400 kV Țânțăreni (RO)-Kozlodui (BG) d.c. (1/2 circuite în funcțiune)
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Porțile de Fier (RO)-Djerdap (S)
- LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
- LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele

În zona delimitată de secțiunea 1 se află RED de 110 kV Porțile de Fier II, Turnu Severin, Ișalnița, Craiova, Târgu Jiu, Reșița, Iaz, Grădiște, Drăgănești Olt.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029 verde.

Tabel 10.9.1

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	1041	2570	1529	5379	3844	4338
2024	1100	2999	1913	5415	4328	4315
2029	1115	2748	1633	5461	4984	4346
2029 verde	1136	2543	1407	5576	4929	4440

Se observă că zona este excedentară, cu o diferență mare între puterea disponibilă și consumul la vârf. Valorile limitelor admisibile sunt mai mici decât diferența dintre puterea disponibilă și consum, acest lucru indicând faptul că nu se poate evacua toată puterea disponibilă din zonă.

Principalele centrale electrice din zona Oltenia sunt: CTE Turceni, CTE Rovinari, CTE Craiova, CHE Porțile de Fier I și II, hidrocentrale din amenajările Motru-Tismana, Olt, centralele eoliene din Banat, centralele fotovoltaice din Oltenia. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă va crește la 2024 și 2029 datorită LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și datorită trecerii la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

10.9.2 Secțiunea S2

Secțiunea 2 este definită de următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Slatina-București Sud
- LEA 400 kV Urechești-Domnești
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Brașov
- LEA 400 kV Țânțăreni-Brad
- LEA 400 kV Țânțăreni-Arefu (racord stație Arefu)-etapa 2029
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Arefu (racord stație Arefu)-etapa 2029
- LEA 400 kV Gădălin-Suceava (linie nouă)-etapa 2029
- 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 400 kV Rahman (/Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (/Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 110 kV Mediaș-Copșa Mică
- LEA 110 kV Făgăraș-Hoghiz

În zona delimitată de secțiunea 2 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Muntenia, Argeș-Vâlcea, Brașov, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029 verde.

Tabel 10.9.2

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	5836	5208	-627,4	9720	2766	3884
2024	6070	5276	-794	9853	2233	3783
2029	6417	5796	-621	10585	3513	4168
2029 verde	6620	6417	-203	11928	3289	5308

Zona este excedentară din punct de vedere al puterii disponibile, limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 2 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, CET Galați, CET din București, OMV Brazi, hidrocentrale din amenajările Bistrița, Argeș, Olt, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova, centrale fotovoltaice din Giurgiu etc. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2029 datorită LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpul-Brașov și datorită stației 400 kV Arefu.

10.9.3 Secțiunea S3

Secțiunea 3 cuprinde Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, definită de următoarele linii (V-E):

- LEA 400 kV Rahman (/Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (/Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 400 kV Gutinaș-Brașov
- LEA 400 kV Pelicanu-București Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-București Sud
- LEA 400 kV Suceava-Gădălin (linie nouă)-etapa 2029
- LEA 400 kV Cernavodă-Stâlpul (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-Stâlpul (linie nouă)
- LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni
- LEA 110 kV Slobozia Sud-Drăgoș Vodă
- LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni
- LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni

În zona delimitată de secțiunea 3 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029 verde.

Tabel 10.9.3.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	2125	2956	831	5765	2940	3640
2024	2155	2965	810	6100	3018	3945
2029	2223	3345	1122	6681	3454	4458
2029 verde	2294	4138	1844	7758	4273	5464

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 3 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2024 și 2029 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp, LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlp-Brașov.

10.9.4 Secțiunea S4

Secțiunea 4 delimitează zona Transilvania de Nord, prin următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Mukacevo (UA)-Roșiori (RO)
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut
- LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Suceava - Gădălin (linie nouă)-etapa 2029
- LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni
- LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia
- LEA 110 kV Chișinău Criș-Salonta
- CT 110 kV Vașcău
- LEA 110 kV Valea Crișului-Tușnad
- CT 110 kV Hoghiz
- LEA 110 kV Copșa Mică-Mediaș
- LEA 110 kV Câmpia Turzii-Ocna Mureș-Aiud
- LEA 110 kV Câmpia Turzii-Ocna Mureș-IMA-Aiud
- LEA 110 kV Blaj-Tăuni

În zona delimitată de secțiunea 4 se află RED de 110 kV din Gheorgieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Cluj, Bistrița Năsăud, Baia Mare, Oradea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029verde.

Tabel 10.9.4.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	1432	715	717	1334	1050	-98
2024	1502	834	668	1385	1139	-117
2029	1564	947	617	1535	1519	-29
2029 verde	1619	1225	394	2752	1946	1133

Se observă că zona este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 4 sunt: CTE Iernut, hidrocentrale de pe amenajările Someș și Remeți-Munteni. Centralele și puterile disponibile, așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri, sunt prezentate în Anexa C4.

Zona delimitată de secțiunea 4 este deficitară și deci cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Limita admisibilă în secțiune va crește la 2029 datorită LEA 400 kV Suceava-Gadalin.

10.9.5 Secțiunea S5

Secțiunea 5 delimitează zona Moldova prin următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaș (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Gădălin-Suceava (linie nouă)-etapa 2029
- LEA 220 kV Barboși-Focșani Vest
- LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 5 se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029 verde.

Tabel 10.9.5

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	1104	760	344	1259	946	155
2024	1090	781	309	1467	823	377
2029	1090	1009	81	1663	725	573
2029 verde	1127	1086	41	1812	798	685

Se observă că zona este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 5 sunt: CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

10.9.6 Secțiunea S6

Secțiunea 6 delimitează zona Dobrogea și o parte din Muntenia prin de următoarele linii:

- LEA 400 kV Rahman (/Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (/Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 400 kV Pelicanu-București Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-București Sud
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaș (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Cernavodă-Stâlp (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-Stâlp (linie nouă)
- LEA 220 kV Barboși-Focșani Vest
- LEA 110 kV Dragoș Vodă-Slobozia Sud
- LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu
- LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 6 se află RED de 110 kV din Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Medgidia, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029verde.

Tabel 10.9.6.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	1021	2196	1175	4 4506	3024	3485
2024	1064	2184	1120	4633	3011	3569
2029	1132	2335	1203	5018	3670	3886
2029 verde	1168	3052	1884	5917	3733	4749

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 6 sunt: CNE Cernavodă, CET Galați, centrale eoliene din zona Dobrogea. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2029 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp.

10.9.7 Secțiunea S7a

Secțiunea S7a- Secțiunea Nord - Sud (Transilvania + Moldova + Crișana + Maramureș), delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Nădab (RO)-Oradea (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Brașov
- LEA 400 kV Roșiori (RO)-Mukacevo (UA)
- LEA 400 kV Bradu-Brașov
- LEA 400 kV Brazi Vest-Dârste
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaș (linie nouă)
- LEA 220 kV Alba Iulia-Cluj Florești
- LEA 220 kV Focșani Vest-Barboși
- LEA 110 kV Chișinău Criș-Salonta
- LEA 110 kV Copșa Mică-Mediaș
- LEA 110 kV Făgăraș-Hoghiz
- CT 110 kV Hoghiz
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni
- CT 110 kV Valea Largă
- CT 110 kV Vașcău

- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 7a se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Baia Mare, Bistrița Năsăud, Oradea, Brașov.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029 verde.

Tabel 10.9.7.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	2884	1523	1361	2745	1933	-139
2024	2969	1658	1311	3049	1826	80
2029	3050	2016	1034	3434	2395	384
2029 verde	3156	2380	776	4847	1809	1691

Se observă că la VSI consumul este acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Puterea disponibilă este mai mare decât consumul pe termen mediu și lung.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 7a sunt: CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, Somes, CTE Iernut, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2029 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, trecerea la 400 kV a axului de vest.

10.9.8 Secțiunea S7b

Secțiunea S7b- Secțiunea Nord - Sud (Transilvania + Moldova + Crișana + Maramureș + Banatul de Nord), delimitată de următoarele linii:

- LEA 400 kV Săcălaz-Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Timișoara-Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Arad (RO)-Șandorfalva (HU)
- LEA 400 kV Nădab (RO)-Békéscsaba (HU)
- LEA 400 kV Roșiori (RO)-Mukacevo (HU)
- LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud
- LEA 400 kV Bradu-Brașov
- LEA 400 kV Brazi Vest-Dârste
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaș (linie nouă)
- LEA 220 kV Focșani Vest-Barboși

- LEA 220 kV Tg. Jiu Nord-Paroșeni
- LEA 110 kV Timișoara-Gătaia
- CT 110 kV Lugoj
- LEA 110 kV Retezat-Oțelu Roșu-derivație Rușchița
- LEA 110 kV Baru Mare-Oțelu Roșu
- CT 110 kV Brădișor
- CT 110 kV Valea Largă
- LEA 110 kV Costieni-Râmnicu Sărat
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 7b se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Baia Mare, Bistrița Năsăud, Oradea, Arad, Timișoara, Deva, Paroșeni, Sibiu, Brașov.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2020, 2024, 2029 și 2029verde.

Tabel 10.9.8.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2020	4053	2518	1535	5221	2380	1168
2024	4026	2496	1530	5453	2336	1427
2029	4356	3175	1181	5879	2346	1523
2029 verde	4502	3401	1101	7350	2541	2848

Se observă că la VSI consumul este acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Puterea disponibilă este mai mare decât consumul dar centralele CTE Mintia și CTE Paroșeni sunt mai scumpe și defavorizate de condițiile de piață de energie.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 7 sunt: CET Iași, CTE Mintia, CET Paroșeni, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, Somes, CTE Iernut, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2029 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, trecerea la 400 kV a axului de vest.

10.9.9 Concluzii

Majoritatea zonelor analizate sunt excedentare în sensul că puterea disponibilă este mai mare decât consumul, proiectele de dezvoltare a RET facilitând evacuarea producției de energie electrică.

Zona delimitată de secțiunea S4 este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă în condițiile în care nu sunt retrase echipamente din funcționare. În situații în care sunt retrase anumite echipamente din funcționare, pot apărea congestii de rețea.

Zona delimitată de secțiunea S4 este, deci, cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Realizarea LEA 400 kV Suceava-Gădălin și reconducerea LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele contribuie la creșterea capacității de transfer prin secțiune.

Zona delimitată de secțiunea S5 este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Pentru zona delimitată de secțiunea S7a, b, consumul este acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. **Este deci recomandată dezvoltarea unor capacități de producție competitive în zona delimitată de secțiunea S7a,b.**

Limita admisibilă prin secțiunea S7a,b va crește în anul 2029 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, trecerea la 400 kV a axului de vest.

11. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

11.1 Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET

11.1.1 Aspecte generale privind activitatea de mentenanță–componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția CNTEE Transelectrica SA de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia. Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează planificarea activității și introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a acesteia. PAM înglobează și menține toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță, asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea și/sau actualizarea acesteia, în funcție de necesități. Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica SA în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice*.

În activitatea de mentenanță se respectă cerințele documentelor specifice, în special:

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui 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 mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET-NTI–TEL–R–001–2007-04;
- Planul de dezvoltare a RET;
- Alte reglementări specifice.

Starea tehnică a instalațiilor RET se menține la un nivel corespunzător pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță, ca urmare a desfășurării în Companie a unui program riguros de *mentenanță* și a unui program susținut de *investiții (retehnologizare/modernizare, dezvoltare)* a instalațiilor RET.

Programele acțiunilor de mentenanță preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiții (retehnologizare/modernizare, dezvoltare)*, atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice aeriene (LEA), pe baze științifice, prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții. În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), luând în considerare tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc., se urmărește promovarea soluțiilor noi, de mentenanță a RET (alegerea tipului și modul de dimensionare a conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor de siguranță existente, tehnici de lucru sub tensiune-LST, tratarea on-line a izolației la unitățile de transformare pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare și evitarea costurilor cu congestiile și consumul propriu tehnologic, inspecția multispectrală a LEA, etc).

Principii și obiective privind strategia de mentenanță în cadrul CNTEE Transelectrica SA

Modul de abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele activității de mentenanță

➤ **Obiectivele strategice generale:**

- Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- Creșterea flexibilității în funcționare;
- Optimizarea costurilor;
- Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței;

➤ **Obiectivele strategice specifice** pentru activitatea de mentenanță (derivând din cele strategice generale) sunt:

- 1.1. reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale/consecințelor acestora;
- 1.2. reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă – planificată, care necesită retragerea din exploatare a echipamentelor și instalațiilor (AF);
- 1.3. adoptarea de soluții pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare și evitare a congestiilor;
- 1.4. creșterea calității acțiunilor de mentenanță;
- 1.5. creșterea calificării personalului operativ în vederea utilizării sistemelor de monitorizare a activelor;
- 1.6. implementarea managementului riscului-identificarea, analiza, evaluarea și tratarea riscurilor
- 1.7. asigurarea și întreținerea culoarelor de siguranță LEA;
- 1.8. definirea de indicatori de performanță în contractele de mentenanță și investiții (garanție și post garanție) cu efecte în ceea ce privește reducerea duratelor de remediere a neconformităților;
- 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 capacităților Companiei.
- 2.1. utilizare tehnologii moderne (ex. LST, inspecții multispectrale, celule mobile, stâlpi de intervenție);
- 2.2. eficientizarea programării lucrărilor de mentenanță și investiții și retragerilor din exploatare pentru realizarea acestor lucrări;
- 2.3. adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații și tehnologii;
- 3.1. optimizarea stocurilor;
- 3.3. introducerea tehnologii noi în realizarea lucrărilor de mentenanță;

- 3.4. optimizarea intervalelor de efectuare a mentenanței;
 - 3.5. adaptarea serviciilor de mentenanță modernizării activelor (instalații cu tehnologie GIS, platforme informatice de proces EMS-SCADA și metering etc).
 - 3.6. digitalizarea proceselor care asigură implementarea standardelor de management al activelor.
 - 3.7. consolidarea parteneriatelor cu furnizorii de lucrări, soluții, produse și servicii.
-
- 4.1. creștere competențe personal adaptate progresului tehnologic;
 - 4.2. instruire personal simultan cu acțiunile de modernizare/introducere noi tehnologii;
 - 4.3. monitorizare și evaluare performanțe/competențe personal prestator.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanță sunt cuantificate printr-un **set de indicatori-KPI (Key Performance Indicators)**, care pot fi folosiți pentru monitorizarea performanțelor activității de mentenanță. De asemenea, acești indicatori pot fi utilizați și pentru o analiză a componentelor activității în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătățire.

Indicatorii sunt cuantificabili și pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la consecințele incidentelor care pot apărea în funcționarea RET sau la acțiunile de mentenanță planificată) și aspectele economice, după cum urmează :

1. Indicatori - KPI - tehnici:

- Indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- Energia nelivrată consumatorilor (întreruptă) în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Întrerupere (AIT)

2. Indicatori - KPI - economici:

- Costurile de mentenanță.

Evoluția acestor indicatori evidențiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanță.

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CNTEE Transelectrica SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanță RET cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, sănătate și securitate în muncă;
- Managementul stocurilor de mentenanță.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță s-a elaborat ca normă specifică internă, *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* (cod NTI-TEL-R-001-2007).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, s-a creat o bază de date de echipamente specifică, pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță. Inventarele ansamblurilor funcționale (AF) se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul stației electrice și al celulei electrice, utilizându-se și un mod de codificare ierarhizat. Sistemul de management al mentenanței este organizat pe baza acestor nomenclatoare și conține instrumentele necesare pregătirii, lansării și desfășurării acțiunilor de mentenanță, urmăririi cheltuielilor, gestionării aparatajului de rezervă.

De asemenea, ansamblurilor funcționale din cadrul RET li se asociază informații pentru identificare, localizare, caracteristici tehnice și constructive, precum și informații privitoare la evenimentele (aleatoare și deterministe) necesare pentru crearea și menținerea unei baze de date tehnice unitare, utilizabilă în scopuri multiple, inclusiv în activitatea de mentenanță pentru alegerea, programarea și desfășurarea lucrărilor/serviciilor.

În CNTEE Transelectrica SA se efectuează, după caz, servicii/lucrări de mentenanță:

- **corectivă** - lucrări de mentenanță neplanificate, care se efectuează după detectarea defectării, în scopul readucerii acestora în starea de a-și putea îndeplini funcțiile pentru care au fost proiectate, sau după o întrerupere voită a funcționării acestora, atunci când este iminentă producerea unui defect;
- **preventivă** - lucrări de mentenanță planificate, cu caracter profilactic, executate cu scopul prevenirii defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradării;

În cadrul programelor, serviciile/lucrările de mentenanță preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezintă gradul de complexitate al conținutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori/executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regulă inspecții/revizii tehnice și controale periodice).

Nivelurile 3 și 4 reprezintă lucrări de **mentenanță majoră** (de regulă reparații curente și capitale).

Mentenanța **preventivă** este bazată, după caz, pe:

- **timp**, în cazul mentenanței minore, prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET) în funcție de categoria lor, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcție de stare, respectiv, după caz, de condițiile locale, specifice și de importanță.
- **stare**, în funcție de condiția tehnică a echipamentelor/instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor/serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ține evidența costurilor/volumelor planificate și realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru și determinarea oportunității acțiunilor utilizând lucrul sub tensiune (LST) se analizează comparativ costurile, luând în considerare și componentele determinate de consumul propriu tehnologic și congestii.

În conformitate cu principiile și criteriile enunțate, implementarea strategiei de mentenanță și elaborarea Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii pași:

- Generarea și structurarea Programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare (cu luarea în considerare a serviciilor/lucrărilor în tehnologie LST) corelat cu Programele anuale de mentenanță și investiții;
- Stabilirea bugetului de mentenanță, pe baza programelor întocmite;
- Achiziția și contractarea serviciilor/lucrărilor de mentenanță în conformitate cu legislația în vigoare și criterii de selecție riguroase proprii CNTEE Transelectrica SA;
- Derularea Programului de mentenanță RET la nivelul Unităților Teritoriale de Transport coordonate metodologic de către Direcția de profil din Executivul Companiei cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat și utilizând facilitățile oferite de pachetele software specializate;
- Actualizarea Programului de mentenanță având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a Programului de investiții și respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservește sub raportul mentenanței, dar se încadrează în mod unitar în strategia și conceptul de coordonare a mentenanței la nivelul CNTEE Transelectrica SA.

Există și situații în care este necesară revizuirea, după caz, a duratei/valorilor programului de mentenanță RET stabilit inițial, ca urmare a efectuării unor lucrări de mentenanță corectivă, în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de diverși factori, cum ar fi: apariția unor condiții meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente ale instalațiilor electrice, degradarea fizică și morală a unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut pe parcursul derulării Programelor de mentenanță RET anuale și care au impus necesitatea suplimentării sau realocarea fondurilor prevăzute inițial, astfel:

- intervenții în regim de urgență pentru rezolvarea situațiilor apărute accidental (înlocuiri de elemente sustrate la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, tăiere vegetație pentru întreținere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor, în special unități de transformare;
- efectuarea unor lucrări de înlocuire a izolației pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune, pentru reducerea timpilor de retragere din exploatare a instalațiilor electroenergetice și menținerea în stare normală de funcționare, tarifele pentru lucru sub tensiune fiind mai mari decât cele pentru lucrări efectuate cu retragerea instalațiilor din exploatare

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN - apariția surselor regenerabile, cu precădere a celor eoliene - s-a constituit ca o provocare găsirea de soluții alternative de mentenanță, cum ar fi lucrul sub tensiune (LST) sau inspecțiile aeriene multispectrale ale LEA.

Criterii de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră/retehnologizare/modernizare în instalațiile existente

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, coroborat cu situația favorabilă (încărcări încă relativ reduse) preconizată în RET în următorii ani, justifică un efort investițional și financiar sporit în această perioadă, motivat și de menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice și standardele existente, respectiv de funcționarea interconectată cu sistemul european ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acțiunilor de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, se realizează o analiză care ține seama de:

- starea tehnică a AF și componentelor acestora, cuantificată pe baza informațiilor privind frecvența și durata indisponibilităților accidentale, evoluția parametrilor și caracteristicilor de funcționare, istoria mentenanței, costuri etc.
- importanța AF din punct de vedere al asigurării siguranței/stabilității în cadrul SEN (determinată prin calcule de regimuri staționare - curenți în laturi, tensiuni în noduri -, energii nelivrate la consumatori/blocate în centrale/netranzitate între zone de sistem, calcule de stabilitate statică și tranzitorie etc., precum și prin criterii care descriu însemnătatea instalației: nivel de tensiune, asigurarea serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanți, evacuare putere din centrale interconexiune etc.)

Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la ansamblurile funcționale și componentele acestora se planifică pe bază de stare. Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la categoriile de instalații/echipamente, altele decât ansamblurile funcționale (de exemplu clădiri, elemente de construcție, rezervoare, conducte, împrejmuiri etc.) se planifică pe bază de timp și stare, fundamentat pe baza inspecțiilor tehnice periodice, a documentațiilor tehnice și a experienței de exploatare.

Managementul riscului

La planificarea/prioritizarea acțiunilor de mentenanță se au în vedere principii ale MR (Managementul Riscului), ținându-se seama de aspectele conjugate privind:

- comportarea în exploatare constatată pe baza înregistrării și prelucrării anuale a datelor statistice;
- starea tehnică a AF și componentelor acestora;
- importanța AF și componentelor acestora în cadrul SEN,
- riscuri ale indisponibilizărilor (probabilitate, impact) unor AF

Importanța AF se stabilește/actualizează de către UnO-DEN ori de câte ori au loc modificări esențiale în configurația SEN.

11.1.2 Programul de mentenanță al instalațiilor RET (stații și linii electrice)

Stabilirea Programului de mentenanță de perspectivă se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acțiunile de mentenanță majoră se orientează, prioritar, la instalațiile de transport al energiei electrice care realizează :

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între stații electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere și creșterea capacității de transport).

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice se elaborează în corelare reciprocă și, de asemenea, așa cum s-a arătat, cu privire la strategia de mentenanță, corelat cu Programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc.). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

Mentenanța majoră

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2020 ÷ 2029 ține seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice (vechimei) și al importanței, dar și de localizarea geografică a stațiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în stații situate în aceeași zonă geografică. Această cerință rezultă din obligația CNTEE Transelectrica SA de a menține siguranța și continuitatea în funcționare a SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standard și de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în rețea. De asemenea, planificarea în același timp a mai multor lucrări în aceeași zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

Mentenanța minoră și lucrări speciale

În afara lucrărilor de mentenanță majoră, în instalațiile RET se mai realizează programat, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă minoră (de rutină) conform normei tehnice interne Regulament de mentenanță la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007-) precum și servicii/lucrări speciale, cu impact asupra securității și siguranței în funcționare a instalațiilor (în tehnologii speciale, provizorate etc.).

Soluții tehnice moderne, inovative

Se are în vedere dezvoltarea tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN, în scopul creșterii capacității de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanță și diminuării pierderilor de putere în RET ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatare a LEA și stațiilor.

Proiectele de mentenanță majoră pentru stații electrice și liniile electrice aeriene pentru perioada 2020÷2029 sunt prezentate în tabelele 11.2 și 11.3 și respectiv în Anexele E-1 (nu se publică) și 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: revizii tehnice (RT), controale periodice (CP) respectiv, reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) și intervenții accidentale (IA). Statistic se constată că mentenanța preventivă minoră se realizează în procent de peste 95%, iar mentenanța corectivă este realizată funcție de necesități.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza Regulamentului de mentenanță preventivă NTI-TEL-R-001 și 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 influențează 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;
- dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare/reprogrămări ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);
- condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare);
- dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului (primării, inspectorate, agenții etc.);
- reluarea proceselor (laborioase) de achiziție publică a unor contracte de reparații din cauza lipsei ofertanților.

În ceea ce privește impactul nerealizării programelor de mentenanță majoră 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 gradului 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;
- simplificarea procedurilor de achiziție.

Tabel 11.2 Programul lucrărilor de mentenanță majoră pentru stațiile aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA - perioada 2018-2029

Nr.Crt	TRANSPORT-STATII	Total estimat	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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													



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Tabel 11.3 Programul lucrărilor de mentenanță pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA-perioada 2020 - 2029

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	Total estimat	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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 Tihau-Baia Mare 3											
5	LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo											
6	LEA 400 kV Rosiori-Gadalin											
7	LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
8	LEA 220 kV Aref-Raureni											
9	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
10	LEA 400 kV Roman Nord - Suceava											
11	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu											
12	LEA 400 kV CNE Cernavodă - Pelicanu											
13	LEA 400 kV CNE Cernavodă - Gura Ialomitei circ.2											
14	LEA 400 kV Urechesi - Domnesti											
15	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Slatina											
16	LEA 400 kV Brazi Vest - Dârste											
17	LEA 400 kV Bucuresti Sud - Domnesti											
18	LEA 400 kV Rosiori - Vetis											
19	LEA 400 kV Lacu Sarat - Smardan											
20	LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.1+2											
21	LEA 400 kV CNE Cernavodă - Constanta Nord											
22	LEA 400 kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat											
23	LEA 400 kV Porti de Fier - Urechesi											
24	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
25	LEA 220 kV Mintia - Alba Iulia											
26	LEA 220 kV Alba Iulia-Sugag											
27	LEA 220 kV Alba Iulia - Galceag											
28	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											
29	LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui circ.1+2											
30	LEA 400 kV Tantareni-Bradul											
31	LEA 400 kV CNE Cernavodă - Gura Ialomitei circ.1											
32	LEA 220 kV Aref-CHE circ.1+2											
33	LEA 220 kV Portile de Fier-Resita											
34	LEA 400 kV Mintia-Arad											
35	LEA 220 kV Mintia-Timisoara											
36	LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde											
37	LEA 220 kV Cluj Floresti-Tihau											
38	LEA 220 kV Rosiori-Baia Mare3											
39	LEA 400 kV Tantareni-Sibiu											
40	LEA 220 kV Iernut-Ungheni circ. 2											
41	LEA 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin 1											
42	LEA 220 kV Portile de Fier-Turnu Severin 2											
43	LEA 220 kV Barbosi -Focsani Vest											
44	LEA 400 kV Smardan -Gutinas											
45	LEA 400 kV Tariverde-Tulcea Vest											
46	LEA 400 kV CNE Cernavoda-Medgidia Sud											
47	LEA 400 kV Rahman-Dobrudja											
48	LEA 400 kV Isaccea- Rahman											
49	LEA 400 kV Stupina -Varna											
50	LEA 400 kV Isaccea- Stupina											
51	LEA 400 kV Sibiu-Brasov											
52	LEA 400 kV Gutinas-Brasov											
53	LEA 400 kV Brasov-Darste											
54	LEA 400 kV Bradul-Brasov											
55	LEA 220 kV Craiova Nord - Slatina											
56	LEA 220 kV Craiova Nord - Turnu Magurele											
57	LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava											
58	Inspectie aeriana multispectrala din elicopter a LEA 110-750 kV											
59	Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola											
T1	Total Mentenanța majora (RK si RC) LEA											
67	Servicii/lucrari strategice in instalatii LEA											
T2	Total Mentenanța (majora si minora) LEA											

11.2 Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare și monitorizare a calității energiei electrice

DM-OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și al sistemului de monitorizare a calității energiei electrice, realizează mentenanța acestor sisteme în funcție de caracteristicile lor tehnice și utilizând metode moderne, precizate prin proceduri sau prescripții tehnice. Programele de mentenanță au în vedere contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicație tip modem, echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor, instrumentele de măsurare și etalon, echipamentele de monitorizare a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calității energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu „Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET-NTI-TEL-R-001-2007-”, la nivelul DM-OMEPA se întocmesc anual programe de mentenanță preventivă pentru echipamentele menționate pe fiecare tip de ansamblu și subansamblu funcțional. Periodicitatea verificărilor în instalații precum și a celor metrologice este procedurată conform legislației specifice.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreținute de DM-OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanței preventive și corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon, sistemul de monitorizare a calității energiei electrice).

Având în vedere că, pentru piața angro de energie electrică, echipamentele utilizate sunt echipamente electronice cu fiabilitate ridicată, periodicitatea de verificare în teren a acestora fost modificată de la 6 luni la 12 luni.

12. Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.

12.1 Generalități

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare și anume:

- DIRECTIVA 2012/27/UE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE;
- DIRECTIVA (UE) 2018/2002 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. IV 2017-2020);
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (Ianuarie 2020), document în discuție;
- Legea nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Decizia președintelui ANRE nr. 366 din 6 martie 2019 privind aprobarea machetelor pentru declarația de consum total anual de energie și pentru chestionarul de analiză energetică a consumatorului de energie.

Din punct de vedere tehnologic, elementele avute în vedere la nivelul Companiei pentru promovarea măsurilor de creștere a eficienței energetice sunt:

- Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea sediilor administrative;
- Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica SA are în vedere accelerarea programului de investiții atât pentru reducerea CPT (aceasta fiind direcția preponderentă de creștere a eficienței energetice, coordonat cu creșterea siguranței funcționării) dar și modernizarea și re tehnologizarea stațiilor electrice existente și a clădirilor, cu introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne în scopul creșterii siguranței funcționării dar și pentru scăderea consumului de energie. Astfel, direcțiile principale de acțiune în procesul de eficientizare energetică la nivelul RET, sunt:

- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.
- Realizarea de linii electrice noi sau reconductorarea celor existente cu utilizarea unor materiale ce reduc pierderile Corona și/sau Joule.
- Înlocuirea flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.
- Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
- Dotarea stațiilor Transelectrica cu sisteme de management energetic și, acolo unde este posibil, cu panouri fotovoltaice care să furnizeze o parte din energia necesară alimentării serviciilor interne.
- Optimizarea utilizării energiei în sediile Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).
- Pentru toate proiectele Companiei care vizează în principal sau implicit clădiri, se au în vedere încă din faza de proiectare măsurile necesare pentru respectarea cerințelor minime de performanță energetică a clădirilor (prin consumurile specifice pentru încălzire, climatizare, ventilare și producerea apei calde de consum).

Legea 121/2014 încadrează operatorii economici în diverse categorii din punct de vedere al consumului de energie final astfel încât, CNTEE Transelectrica SA 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).

12.2 Conjunctura europeană

Sistemul Electroenergetic European se transformă rapid pentru a permite integrarea mai multor surse regenerabile, pentru a dezvolta flexibilitatea și a permite consumatorilor să joace un rol mai important. Pentru piețele de energie electrică, această tranziție înseamnă că tranzacționarea trebuie să se apropie mai mult de timpul real, adică mai aproape de livrare, respectând în același timp securitatea funcționării sistemului. Piețele naționale și regionale devin din ce în ce mai integrate spre o piață europeană comună. Noi jucători, precum agregatorii, operatorii de stocare și participanții la acțiuni de "răspuns la cerere", intră pe piață. Pe măsură ce sistemul se schimbă și integrarea avansează, este tot mai necesară promovarea unei echilibrări eficiente a sistemului energetic pentru a permite tranziția spre energie curată pentru toți europenii. Piețele de echilibrare eficiente vor asigura siguranța în alimentare la cel mai mic preț și pot aduce beneficii ecologice prin reducerea necesității de rezerve de putere activă.

ETIP SNET - Strategia UE privind Uniunea Energetică are la bază 5 dimensiuni:

- *Siguranță, solidaritate și încredere*
- *Completa integrare a pieței europene de energie*
- *Eficiența Energetică*
- *Protecția mediului și decarbonizare*
- *Cercetare, dezvoltare, inovație și competitivitate*

Realizarea și dezvoltarea rețelelor inteligente pentru tranziția energiei, este o acțiune în slujba societății (a cetățeanului) și vin în sprijinul măsurilor privind protecția mediului.

Rețelele de energie, în special rețelele de energie electrică mai puternice și mai inteligente, interconectate cu rețelele de încălzire, gaze și transport, joacă un rol cheie în tranziția energetică, sprijinind, în același timp, securitatea aprovizionării și accesibilitatea.

Foaia de parcurs privind energia 2050 a Comisiei Europene și Strategia Uniunii Energiei sprijină pe deplin obiectivul decarbonizării economiei europene. Bazându-se pe Platforma tehnologică europeană anterioară privind viziunea SG (Smart Grids), Viziunea europeană privind energia pentru 2030 și Planul strategic pentru tehnologia energetică (SET), viziunea ETIP SNET pentru 2050 este: *Un sistem energetic paneuropean integrat cu un nivel scăzut de emisii de carbon, sigur, fiabil, rezistent, accesibil, rentabil și bazat pe piață, care alimentează întreaga economie și pregătește calea pentru o economie total neutră din punct de vedere al CO₂ și circulară până în anul 2050, menținând și poziția de leader în sistemele energetice globale în timpul tranziției energetice.*

Se așteaptă ca abordarea europeană să conducă la costuri mai reduse și la alimentarea cu energie mai sigură, comparativ cu abordarea sistemelor naționale individuale. Cu o piață comună a energiei, energia poate fi produsă acolo unde este mai ieftină și livrată acolo unde este necesară.

Buna și coordonata funcționare a pieței pe ziua dinainte și a pieței de echilibrare, reprezintă cea mai importantă cale pentru obținerea mult necesarei flexibilități, necesară în mod complementar la energia intermitentă și variabilă eoliană și solară. Pentru a obține cele mai bune rezultate, aceste piețe vor fi deschise participării nu numai generatoarelor convenționale, dar și resurselor noi de flexibilitate, cum ar fi răspunsul la cerere și stocarea.

12.3 Proiecte de eficiență energetică

Pentru stabilirea măsurilor privind creșterea eficienței energetice, se stabilesc planuri de acțiune bazate pe procedee de audit energetic pentru procese tehnologice și pentru clădiri.

Conform prevederilor legale, Transelectrica a început procedurile de auditare, astfel:

- Audit energetic clădiri-etapa 1 - privește 50 de clădiri din patrimoniu. Este în curs de finalizare, fiind primite circa 85% din Rapoarte. Termenul de finalizare estimat de prestator este 30 iunie 2020.
- Audit energetic clădiri-etapa a 2-a - privește 120 de clădiri din patrimoniu. Achiziție finalizată prin contractul C 152/08.07.2020.
- Audit energetic tehnologic stații electrice-etapa 1. Au fost realizate audituri pentru 3 stații din RET.
- Audit energetic tehnologic stații electrice-etapa a 2-a. Este în curs de stabilire strategia de contractare, avându-se în vedere foarte probabile modificări de legislație, în conformitate cu solicitările Comisiei Europene.

La începutul anului 2020 a fost adoptată Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul eficienței energetice (2020 - 2029). Aceasta prevede preluarea măsurilor rezultate în urma procedurilor de auditare în temele de proiectare ale proiectelor de investiții. În situații speciale (preponderent în zona de eficiență a clădirilor) acolo unde performanța energetică nu permite exploatarea în condiții acceptabile a clădirilor, se demarează proiecte specifice dedicate creșterii performanței energetice a clădirilor.

12.3.1 Proiectele inițiate la nivelul Companiei pentru creșterea Eficienței Energetice:

- Proiect pilot Smart Grid- *Realizarea unei soluții de smart-grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezervă a serviciilor interne*-Stația 400/220/110 kV Brazi Vest-în curs achiziția PT+CS, termen PIF estimat - 2021.
- 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-în curs achiziția SF. Termen PIF estimat - 2024.
- Studiu privind posibilitățile de reducere a dezechilibrelor CPT în RET prin instalarea unor mijloace de stocare a energiei-în curs de clarificare privind elementele de compatibilitate cu reglementarea.
- Utilizarea bateriilor Li-Ion pentru servicii interne în stațiile Transelectrica și flexibilizarea consumului aferent-Studiul a fost finalizat cu surse proprii.

- Utilizarea sistemelor RTDS-Real Time Digital Simulation-în cadrul analizelor de sistem la nivelul CNTEE Transelectrica SA-în analiză oportunitatea și necesitatea.
- Modernizarea clădirilor prin mijloace de termoizolare și realizarea unor instalații în tehnologii eficiente.

Totodată, sunt în curs și alte analize privind eficiența energetică precum:

- Oportunitatea instalării unui mijloc de compensare a puterii reactive în stația 400/220 kV Porțile de Fier.
- Posibilitățile de deschidere a participării la piața serviciilor de sistem nu numai a generatoarelor convenționale, dar și pentru resursele noi de flexibilitate, cum ar fi răspunsul la cerere și stocarea.
- Înlocuirea parțială a flotei de autovehicule clasice cu autovehicule electrice.

12.3.2 Proiecte de investiții care urmăresc și eficientizarea energetică

Cea mai mare parte a proiectelor de investiții la nivelul Companiei privesc creșterea indicatorilor de siguranță în funcționare și creșterea capacităților de transport (extinderi). În cadrul tuturor proiectelor de modernizare care privesc creșterea indicatorilor de siguranță în funcționare se are în vedere și creșterea eficienței energetice. Astfel de proiecte sunt clasificate pe termen scurt, mediu și lung și sunt prezentate în continuare.

12.3.2.1 Proiecte în curs de execuție (în derulare, termen scurt)

Retehnologizare RET-14 proiecte de investiții:

- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice Etapa 2, faza 2;
- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești;
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400(220) kV stația Focșani;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova;
- Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Ungheni;
- Modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni;
- Retehnologizare stația 400/110/20 kV Smârdan;
- Retehnologizare stație 220/110 kV Craiova Nord;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat;
- Retehnologizare stația 220/110/ kV Iaz;
- Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud - condiționat de progresul proiectului „Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud”;
- Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud;
- Modernizare stația 220/110/20 kV Vetiș - echipament primar;
- Bobine de compensare 100 MVAR, 400 kV pentru stațiile de 400 kV;

Siguranța alimentării consumatorilor - 3 proiecte de investiții:

- Montare trafo T3 - 250 MVA în stația 400/110 kV Sibiu Sud;

- Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut;
- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160 MVA 400/231/22 kV, din stația 400/220 kV Porțile de Fier

Integrarea producției din Dobrogea și Moldova - 2 proiecte de investiții:

- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud-Extinderea stației 400;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud-Racorduri la stația Medgidia Sud;

Creșterea capacității de interconexiune-6 proiecte de investiții:

- Extinderea stației 400 kV Cernavodă (Etapa II);
- Extindere stație 400kV Gura Ialomiței;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad-Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier-(Anina)-Reșița;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad-Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița (NEFIP: echipamente secundare și servicii asociate);
- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara;
- Stația 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței;

Alte proiecte în derulare:

- Înlocuire întreruptoare din stații electrice;

12.3.2.2 Proiecte în curs de achiziție (pe termen mediu)

Retehnologizare RET - 6 proiecte de investiții:

- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești
- Retehnologizare stația 220/110/MT kV Baru Mare
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni
- Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava
- Retehnologizare stație electrică 400/110kV Pelicanu

Integrarea producției din Dobrogea și Moldova - 4 proiecte de investiții:

- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud-Extinderea stației 400 kV Medgidia-pentru partea de lucrări Licitatie deschisă

- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest. Extinderea stației Brazi Vest Licitație deschisă (Achiziționare AT4 + Lucrările de C+M (integral: AT+Celule+Dulapuri protecții) + PT integrator) și NFIP-(Echipamente primare, echipamente secundare, integrare SCADA, adaptare PDB, PT montaj circuite primare și secundare, asistență tehnică)
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele
- Proiect pilot Smart Grid: *Realizarea unei soluții de Smart-Grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezervă a serviciilor interne*

Creșterea capacității de interconexiune-2 proiecte de investiții:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad-Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița (LD: Echipamente primare, servicii asociate și lucrări pentru componentele primare și secundare)
- Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule LEA 400 kV Cernavodă 3 și Stâlpul

12.3.2.3 Proiecte în pregătire (pe termen lung)

Proiecte în curs de pregătirea achiziției:

Retehnologizare RET-4 proiecte de investiții:

- Modernizarea sistemelor de comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște
- Modernizare stație electrică 220/110/20 kV Arefu
- Proiect Pilot Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală;
- Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea etapa 2

Integrarea producției din centrale, alte zone-2 proiect de investiții:

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare-RET
- Stația de 220 kV Ostrovu Mare

Creșterea capacității de interconexiune-1 proiecte de investiții:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș-Smârdan

Proiecte în pregătire (proiectare incipientă)

Retehnologizare RET - 1 proiect de investiții:

- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 22 kV, 11 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20kV Ghizdaru

Integrarea producției din Dobrogea și Moldova-1 proiect de investiții:

- LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord-Medgidia Sud

Creșterea capacității de interconexiune-3 proiecte de investiții:

- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, etapa II: LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, etapa III: LEA 400 kV Timișoara-Arad + Stația 400 kV Arad + Stația 400 kV Săcălaz

13. Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării

13.1 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 producție 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** (pentru o mai bună implicare a clienților finali în îmbunătățirea calității serviciilor de care beneficiază);
- **Comunicațiile bidirecționale** (pentru o mai bună implicare a clienților finali în îmbunătățirea calității 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, siguranța 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).

13.2 Obiectivele Strategiei în domeniul Cercetării și Inovării

- Inovarea reprezintă condiția de succes pentru îndeplinirea viziunii și misiunii Companiei.
- Inovarea va fi promovată prioritar pentru activitățile de bază ale Companiei aducând plusvaloare prin digitalizarea proceselor, îmbunătățirea serviciilor și creșterea competențelor personalului.
- Soluțiile, tehnologiile, sistemele și conceptele inovatoare necesare activităților cheie vor fi implementate generalizat în cadrul Companiei după:
 - testarea și validarea acestora în cadrul unor proiecte de tip „proiecte pilot”;
 - sau evaluarea critică a acestora în proiecte deja finalizate în alte organizații.
- Inovarea va fi motorul care va permite Companiei să implementeze conceptele „Organizație care învață” (Learning Organization)!
- Inovarea și cercetarea vor susține ca obiectiv major „Digitalizarea”.
- Cercetarea în cadrul Companiei se va concentra pe dezvoltarea următorilor piloni:

- Parteneriate naționale și internaționale în domeniul cercetării fundamentale și cercetării tehnologice (observare principii de bază, formulare concepte privind tehnologiile, demonstrare experimentală concepte, validare tehnologii în laboratoare);
- Parteneriate cu furnizorii de soluții și echipamente pentru demonstrațiile de produs/tehnologie (validare tehnologii în medii relevante și medii operaționale);
- Parteneriate în cadrul unor proceduri concurențiale (pentru livrare și punere în funcțiune produse și soluții). A se vedea Anexa H-1.
- Participarea personalului la evenimente care au o componentă importantă de inovare și cercetare atât în cadrul național cât și internațional (ex. ENTSO-E, CIGRE, congrese, mese rotunde, simpozioane etc.) va include și desfășurarea proceselor de diseminare a cunoștințelor și elementelor de bună practică (knowledge sharing, spreading best practices etc.) în cadrul Companiei într-un mod integrat și reglementat.
- Structurarea obiectivelor generale și specifice se va face în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul cercetării și inovării.
- Strategia de cercetare și inovare în cadrul Companiei va respecta modelul de organizare centralizat (comitet de conducere, administrator strategie, procedurare procese, roluri bine definite, management bazat pe obiective).
- Finanțarea lucrărilor de cercetare și inovare va fi asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni (ex. programe de finanțare nerambursabilă, subvenții, 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 digitală**” (Digital Transformation). Obiectivele aferente domeniilor cheie de interes pentru Companie sunt structurate pe activități în Anexa H-2.

Strategia asigură dezvoltarea și implementarea tehnologiilor inteligente implementând un număr important de „*inițiative inteligente*” cuprinse în „Programul de transformare digitală a Companiei”.

13.3 Proiecte având componenta de Cercetare-Inovare

Acest tip de proiecte au la bază concepte sau idei din zona de cercetare-inovare și sunt puse în practică prin proiecte pilot, cuprinse în Planul de investiții (ca de exemplu: *Proiect Pilot Retehnologizarea stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală*, care va fi prima stație din România 100% digitală, monitorizarea LEA, monitorizarea unităților trafo) sau prin proiecte finanțate din fonduri europene prin axa Horizon 2020 din cadrul Comisiei Europene. Proiectele finanțate prin Horizon 2020, unde CNTEE Transelectrica SA este parteneră în cadrul consorțiilor sunt:

Proiectul European de cercetare CROSSBOW:

CROSSBOW (Managementul prin interconexiuni al energiilor regenerabile și unităților de stocare în cadrul unei piețe angro transnaționale) este unul dintre cele mai mari proiecte de cercetare-inovare finanțate de către Comisia Europeană în cadrul Programului Orizont 2020, parte a tematicii H2020-LCE-2016-2017 (COMPETITIVE LOW-CARBON ENERGY), în cadrul topicului LCE-04-2017 - „Demonstrarea integrării într-un sistem a tehnologiei rețelelor inteligente de transport și tehnologiilor de stocare, în condițiile creșterii ponderii energiilor din surse regenerabile”.

Consoțiul proiectului este format din 24 de parteneri (din 13 țări): 8 Operatori de Transport și Sistem din zona Europei de S-E, 1 Operator de Distribuție, 1 Centru Regional de Securitate, 2 Mari producători, 5 Universități, 6 Parteneri din industrie și o Asociație.

Proiectul a demarat în noiembrie 2017 și se află în faza de dezvoltare tehnologii, după definirea cerințelor “requirements” și cazurilor de utilizare “use cases”.

Transelectrica este unul dintre cei mai mari OTS, dintre cei 8 implicați, cu una dintre cele mai mature piețe, având un rol important în proiect, din punct de vedere al rețelei și al poziționării geografice.

La finalul celor 48 de luni, proiectul își propune să dezvolte și să găsească soluții de utilizare mai eficiente a liniilor de interconexiune, a producătorilor din surse regenerabile și a unităților de stocare distribuite în întreaga regiune balcanică (SEE Region), prin dezvoltarea a 9 produse. Acestea vor reprezenta noi opțiuni pentru actorii prezenți și viitori pe piețele de energie.

Transelectrica va participa în majoritatea pachetelor de lucru organizate, aducându-și aportul amplu în acest proiect de la care se așteaptă rezultate importante pentru ceea ce vor deveni sistemele electroenergetice în următorul deceniu.

Proiectul European de cercetare INTERFACE:

Proiectul “*INTERFACE-Interface aRchitecture to provide innovative grid services for an efficient power system*” din cadrul programului Horizon 2020 framework, pe axa LC-SC3-ES-5-2018-2020: TSO-DSO - Consumer: Large-scale demonstrations of innovative grid services through demand response, storage and small-scale (RES) generation, a fost unul din cele 2 proiecte aprobate de CE în vara anului 2018 pe această axă.

În consoțiul proiectului există 42 de parteneri, a demarat în luna ianuarie 2019, se va desfășura pe parcursul a 48 de luni și își propune dezvoltarea și demonstrarea unei Arhitecturi de Servicii de Rețea Interoperabilă la nivel pan-European (ASRIE), care va deveni o interfață între sistemul electroenergetic (TSO & DSO) și clienți (consumatori) ce va permite operarea coordonată a acestora și procurarea serviciilor de către toți actorii implicați în acest lanț. În proiect vor fi dezvoltate și aplicate tehnologii de ultimă oră bazate pe “Blockchain” și “Big data management” ce vor aduce noi oportunități în Piața de energie, cu beneficii în zona de integrare a resurselor regenerabile, scăderea costurilor energiei electrice etc.

Proiectul va furniza următoarele componente de noutate:

- Noi servicii: reguli de piață, coordonare și alocare distribuită flexibilă din surse de energie distribuite;
- Tehnologii digitale: Internet of things, Big data management, Blockchain, Novel AI;

- Tehnologii avansate de comunicații și gestionare a informațiilor care vor ajuta modelul plug-and-play pentru diferite servicii și unelte într-o platformă IT care susține implementarea Arhitecturii de Servicii de Rețea Interoperabilă la nivel pan-European (ASRIE);
- Modele de date ce vor spori confidențialitatea acestora și vor avea o nouă structură, asigurând un schimb eterogen și unificat între diverși actori la nivel European;
- Schimbări și evoluții în rolurile actorilor în cadrul SEN: în special prin creșterea implicării, schimbarea rolului consumatorilor și a pieței de energie prin gestionarea necesităților și capacităților acestora.

Proiectul European de cercetare PHOENIX :

Proiectul de cercetare-inovare PHOENIX este finanțat de către Comisia Europeană în cadrul Programului Horizon 2020, pe axa SU-DS04-2018-2020 proiect ce are în vedere identificarea unor soluții de apărare a instalațiilor/sistemelor/ansamblurilor etc. la eventuale atacuri cibernetice

PHOENIX își propune să ofere un scut de protecție cibernetică infrastructurii europene EPES, care să permită detectarea la scară largă a unor eventuale atacuri cibernetice și minimizarea efectelor lor.

PHOENIX va realiza 3 obiective strategice:

- Consolidarea pregătirii cibersecurității EPES prin moduri de securizare, astfel:
 - „prin proiectare”, prin concepte noi de protecție pentru reziliență, supraviețuire, auto-apărare și responsabilizare .
 - „prin inovație” prin adaptare, modernizare și integrarea unui număr de proiecte pilot;
- Coordonarea pentru descoperirea, răspunsul și recuperarea incidentelor cibernetice la nivelul infrastructurii europene EPES.
- Accelerarea cercetării și inovării în domeniul cibersecurității EPES printr-o nouă implementare, monitorizare, detectare și atenuare.

PHOENIX este format dintr-un consorțiu prestigios format din 25 de parteneri (+1 terță parte), susținut de CERT-RO, care acoperă toate domeniile necesare, inclusiv producția de energie din surse regenerabile (RES)/VPP, TSO, DSO, agregatori, comercianți cu amănuntul, clienți, consumatori, furnizori de tehnologie, IMM-uri. Validarea PHOENIX va avea la baza 5 proiecte pilot de scară largă.

PHOENIX beneficiază de o finanțare europeană de 10.999.208 Euro, Transelectrica fiind beneficiara a 170.000 Euro. Proiectul este structurat pe 10 pachete de lucru, iar Compania este implicată în 3 dintre ele, având ca responsabilitate achiziționarea unui server care va fi utilizat într-un proiect pilot de testare atacuri cibernetice și care va fi utilizat într-o arhitectură de lucru virtuală .

PHOENIX a startat oficial în septembrie 2019 și are o durată de implementare de 36 luni, motiv pentru care în perioada ce va urma vom stabili un mod de lucru pentru eficientizarea derulării proiectului, în conformitate cu documentele aferente (Grant Agreement, Consortium Agreement etc.).

Proiectul European de cercetare FARCROSS:

Proiectul de cercetare-inovare FARCROSS este finanțat de către Comisia Europeană în cadrul Programului Horizon 2020 și are în vedere:

- Abordarea tehnologiilor de înalt nivel, care să faciliteze mărirea capacității de transfer a liniilor (de ex. Dynamyc Line Rating și Power Flow Control);
- Dezvoltarea piețelor și a platformelor de cuplare a piețelor pentru îmbunătățirea piețelor actuale intra-day;
 - managementul în timp real al incidentelor
 - suport pentru managementul sistemelor, prin asigurarea echilibrului și al serviciilor de reducere a riscului, la nivel regional
 - testarea serviciilor de asigurare a flexibilității, pentru evitarea congestiilor, a reglării frecvenței și pentru integrarea flexibilă a microrețelelor care generează/utilizează energie electrică.

Proiectul este structurat pe 10 pachete de lucru, astfel:

WP1-cerințe de etică pe care proiectul trebuie să le respecte.

WP2-managementul proiectului și asigurarea calității

WP3-modificări ale reglementărilor naționale privind eliminarea barierelor pentru inovații și cooperare transfrontalieră.

WP4 - Desfășurarea, demonstrația și evaluarea proiectului pilot - **MPFC DEMO**: Deblocarea capacității transfrontaliere cu soluții modulare de control al debitului de putere.

WP5 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - **DLR-H DEMO**: Management complex de rețea, tehnologie pentru tratarea problemelor legate de capacitatea liniilor de transport transfrontaliere.

WP6 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - **WAMS DEMO**: Implementarea unei zone largi privind Sistemul de protecție, automatizare și control (WAMPAC) aplicat sistemelor de transmisie transfrontalieră.

WP7 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot-DEMO, **EUROPAN**: pan-european Cadru de modelare pentru îmbunătățirea planificării/proгноzei funcționării sistemului și analiza la nivel inter-TSO.

WP8 - Desfășurare, demonstrație și evaluare proiect pilot - **OPTIM-CAP DEMO**: Co-optimizarea algoritmului de licitație de capacitate transfrontalieră .

WP9-Analiza cost-beneficiu. Evaluarea rezultatelor.

WP10-Exploatare , diseminare și comunicare.

Conform "Grant Agreement", sunt 30 de participanți, Transelectrica fiind implicată în 3 pachete de lucru și anume WP7, WP8 și WP10.

Componenta financiară aferentă Transelectrica este de 183.000 euro.

13.4 Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport și de Sistem (OTS)

Atât Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul cercetării și inovării [27], Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul Smart Grid” [28] și ”Programul de transformare Digitală 2018-2027” [31] își asumă obiective și ținte pentru următorii 10 ani și susțin Strategia CNTEE 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 inițiative 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 împuterniciri 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 disponibilității rețelei;
- **optimizarea costurilor pe ciclul de viață al instalației/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 la maxim capacitatea activelor, sporind astfel flexibilitatea rețelei și a continuității serviciului de transport al energiei;
- **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).

Principalele provocări pentru operatorii sistemelor de transport al energiei electrice din perspectiva cercetării și inovării

Utilizare de tehnici de extragere a datelor și HPC (High Performance Computing)

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.

Utilizarea de noi materiale și tehnologii

este necesar să se continue eforturile de utilizare a 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.

Dezvoltarea de metodologii și instrumente pentru a opera rețeaua mai aproape de limitele sale fizice, fără a periclita securitatea acestora

pentru a gestiona mai bine rețeaua, mai aproape de limitele sale fizice.

Utilizarea sporită a resurselor regenerabile

pentru creșterea flexibilității rețelei.

Evoluțiile din alte sectoare

cum ar fi bateriile de acumulare care au adus noi soluții / provocări în sistemul energetic și necesitatea extinderii spectrului de opțiuni care contribuie la serviciile de sistem.

Digitalizarea sistemului energetic

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.

Menținerea securității și a stabilității sistemului

OTS-urile vor trebui să dezvolte sistemele expert și instrumentele de sprijin pentru luarea deciziilor cu scopul de a anticipa eventualele situații de urgență, de a oferi un avertisment timpuriu operatorilor de sistem și de a sugera posibile soluții cu probabilitatea lor de succes în timp real.

13.5 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 operaționale (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 rețelele 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).

13.6. Proiecte pentru pregătirea tranziției către rețele inteligente și digitalizarea RET

Dimensiunea digitalizării în cadrul Companiei (viziune, obiective și acțiuni) - Anexa H7 și Anexa H6

Implementarea conceptului de digitalizare are ca suport Strategia în domeniul cercetării și inovării care consolidează viziunea Companiei în ceea ce privește modernizarea rețelei de transport.

Programul de transformare digitală a Companiei asigură operaționalizarea viziunii tuturor părților interesate în sensul implementării unei infrastructuri flexibile, deschise și interoperabile în cadrul unui portofoliu digital în care procesele tradiționale, în principal cele manuale, sunt eliminate sau digitalizate astfel încât informația să fie accesibilă în timp real.

Obiectivele prevăzute a fi implementate se referă la următoarele ținte:

- implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:

- *conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.);*
- *managementul activelor;*
- *Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;*
- *Centrul de sănătate a activelor RET;*
- *Concept Sisteme GIS și OMS;*
- *conceptul de sănătate active;*
- *conceptul de indice de risc la activele RET;*
- *metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);*
- *conceptul de E-learning;*
- *conceptul de Smart Building;*
- *instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării (ex. cursuri de guvernare IT, cyber security, arhitecturi TOGAF etc.);*
- *derularea proiectelor de dezvoltare cu o mare componentă de inovare (ex. proiectul de stație digitală Alba Iulia, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management etc.);*
- *continuarea participării în cadrul proiectelor cu finanțare nerambursabilă pentru a pregăti condițiile adoptării de noi modele, concepte și metodologii în zona operațională sau enterprise a Companiei;*
- *dezvoltarea în continuare a parteneriatelor cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.*

În cadrul Companiei digitalizarea este susținută prin următoarele documente și acțiuni:

- **Nivel strategic:**
 - **Viziune-**„Transelectrica va deveni un Operator de Transport și Sistem dinamic și inovator, recunoscut pe plan național și internațional pentru excelența tehnică, performanța financiară și abilitatea de a opera cu succes într-un mediu economic volatil. Este aspirația și angajamentul Companiei de a-și îndeplini în mod exemplar și responsabil misiunea de serviciu public, având la bază un sistem modern și eficient de infrastructură de transport, de conducere prin dispecer a SEN, integrând cele mai noi tehnologii disponibile: Smart Grid, protecția infrastructurilor critice etc. și sprijinind dezvoltarea lor” (Planul de dezvoltare RET, Planul de administrare, Planul de management);
 - **Contribuții active la strategiile, politicile și standarde europene/internaționale/naționale** în calitate de membru/colaborator al organizațiilor internaționale și naționale: ENTSO-E, CIGRE, ACER, ANRE, ASRO etc.;
 - **Planul de dezvoltare a RET (2020-2029);**
 - **Strategia în domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027);**
 - **Programul de Transformare digitală a Companiei (2018-2027);**

- **Strategia în domeniul managementului activelor:**
 - Metodologii de referință;
 - Standarde aplicabile;
 - Ghiduri de bună-practică;
- **Nivel tactic:**
 - *Strategia în domeniul mentenanței RET (2016-2025);*
 - *Politica în domeniul Smart Grid (2018-2027);*
 - *Politica tehnică în vederea digitalizării activelor RET;*
 - *Parteneriate cu furnizorii și producătorii de soluții și tehnologie:*
 - Sesiuni tehnico-științifice;
 - Sesiuni de prezentare produse, soluții și tehnologii;
 - Sesiuni de instruire și certificare personal pentru activitățile de exploatare și mentenanță;
 - Întâlniri comune privind analizele rezultatelor din exploatare și mentenanță;
 - *Parteneriate în domeniul cercetării și inovării:*
 - proiecte cu finanțare din surse proprii pentru necesitățile activităților de bază;
 - proiecte cu finanțare externă (europeană și non-europeană) pentru testarea și demonstrarea unor concepte, tehnologii și soluții noi;
- **Nivel operațional:**
 - Procedura Operațională privind fundamentarea, aprobarea și execuția Planului anual de Studii și Cercetări (coordonare unitară, prioritizare cheltuieli, convergență obiective specifice cu cele generale ale Companiei);
 - Procedura Operațională privind bugetarea anuală a cheltuielilor;
 - Programe anuale de investiții care conduc la modernizarea activelor Companiei utilizând tehnologii, echipamente și sisteme moderne;
 - Programe anuale de dezvoltare și întreținere competențe pentru personalul Companiei;
 - Sesiuni periodice de diseminare a informațiilor care susțin cercetarea și inovarea;
 - Definirea și implementarea de portofolii de proiecte pilot care să consolideze deciziile manageriale și operaționale cu impact semnificativ asupra performanței Companiei;
 - Standardizarea soluțiilor și sistemelor specifice activelor RET (norme tehnice interne specifice: teme de proiectare, specificații tehnice, portofoliu de teste și verificări, caiete de sarcini cadru etc.);
 - Evaluarea performanței tehnologiilor noi implementate și a impactului acestora asupra indicatorilor de performanță ai Companiei.

Pentru susținerea Programului de Transformare Digitală, Compania asigură resurse umane, informaționale și financiare pentru ca:

- **inovarea** să fie promovată prioritar pentru activitățile de bază ale Companiei aducând plusvaloare prin digitalizarea proceselor, îmbunătățirea serviciilor și creșterea competențelor personalului;

- **cercetarea** din cadrul Companiei să se concentreze pe dezvoltarea următorilor piloni:
 - Parteneriate naționale și internaționale în domeniul cercetării fundamentale și cercetării tehnologice (observare principii de bază, formulare concepte privind tehnologiile, demonstrare experimentală concepte, validare tehnologii în laboratoare);
 - Parteneriate cu furnizorii de soluții și echipamente pentru demonstrațiile de produs/tehnologie (validare tehnologii în medii relevante și medii operaționale);
 - Parteneriate în cadrul unor proceduri concurențiale (pentru livrare și punere în funcțiune produse și soluții).
- personalul Companiei să participe la evenimente care au o componentă importantă de inovare și cercetare atât în cadrul național cât și internațional (ex. ENTSO-E, CIGRE, congrese, mese rotunde, simpozioane etc.) va include și desfășurarea proceselor de diseminare a cunoștințelor și elementelor de bună practică (knowledge sharing, spreading best practices etc.) în cadrul Companiei într-un mod integrat și reglementat;
- structurarea obiectivelor generale și specifice să se facă în raport cu metodologia promovată în cadrul strategiei ENTSO-E în domeniul cercetării și inovării;
- **finanțarea lucrărilor de cercetare și dezvoltare să fie asigurată prioritar atât din surse proprii cât și din alte surse** ajungând la nivelul grupului cel mai consistent al operatorilor de rețea europeni (ex. programe de finanțare nerambursabilă, subvenții, grant-uri, parteneriate etc.).

Acțiunile și activitățile cuprinse în portofoliul de inițiative din cadrul programului „Transformare digitală” (Digital Transformation) vizează creșterea performanțelor Companiei prin:

- inovare în procesele operaționale și manageriale;
- inovare prin introducerea de tehnologii digitale;
- inovare prin introducerea de noi concepte care vor transforma modelul de afacere al companiei;
- dezvoltarea capabilităților strategice ale Companiei (ex. personal, active strategice, structura, procese etc.).

Obiectivele asociate Programului de Transformare digitală vor conduce la dezvoltarea capabilităților digitale la:

- **Nivel operațional:**
 - digitizare la nivelul activelor RET (utilizând standarde deschise Smart Grid pentru datele obținute din stațiile electrice, liniile electrice, sistemele și platformele expert etc.);
 - digitalizare la nivelul operare al activelor RET (utilizând standarde care asigură interoperabilitatea dintre componentele arhitecturii Smart Grid TEL);
 - mentenanța și modernizarea activelor existente care administrează informații și date (soluții și aplicații informatice cu arhitecturi hardware aferente care deservește un important grup de clienți interni și externi/sușțin activitățile de bază ale Companiei);

• **Nivel organizație (enterprise):**

- elaborarea și implementarea Arhitecturii Organizaționale (documentarea viziunii, misiunii, obiectivelor și strategiei IT, precum și transpunerea oficială a acestora în principalele procese operaționale și capacități IT);
- asigurarea convergenței și interoperabilității nivelului operațional cu nivelul organizațional (ex. Enterprise Asset Management);
- implementarea agendei digitale TEL 2018-2027 care să acopere „end to end” organizația (ex. proiecte care vizează digitizarea proceselor de management de proiect, sistemul de îmbunătățire a productivității referitoare la documente pentru găsirea, retragerea și distribuirea rapidă a documentelor stocate de organizație, soluții colaborative de tip mesagerie, videoconferințe, proiecte de infrastructură IT&TC, soluții de management al identității, soluții de securitate cibernetică, platforme/sisteme specifice îndeplinirii rolului de OTS etc.);
- automatizarea proceselor repetitive care implică manualitate și sunt neproductive (prin proiecte punctuale de digitizare și digitalizare).

Digitizarea rețelei electrice de transport va asigura:

- dezvoltarea capacităților operaționale ale Companiei utilizând tehnologia informației;
- structurarea și valorificarea tipurilor de date digitale:
 - Date statistice;
 - Date structurate;
 - Date mari (big data).

Îndeplinirea obiectivelor cuprinse în cadrul „Strategiei în domeniul cercetării și inovării” vor impacta aducând plusvaloare asupra următoarelor domenii:

- viziunea strategică a Companiei;
- managementul activelor;
- îmbunătățirea portofoliului de indicatori de performanță (KPI);
- dezvoltarea capacităților cheie necesare operării rețelei;
- politica în domeniul capitalului uman;
- organizarea și funcționarea activității de cercetare și inovare după modelul ENTSO-E;
- valorificarea oportunităților de îmbunătățire a performanței Companiei;
- dezvoltarea competențelor pentru personalul Companiei;
- testarea și adoptarea de noi tehnologii, standarde, soluții, politici etc.;
- Politica Smart Grid;
- Politica de mentenanță și exploatare;
- dezvoltarea parteneriatelor cu deținătorii de tehnologii și soluții tehnice avansate.

Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal

Obiectivul fundamental al viziunii Companiei privind înființarea și dezvoltarea unei capabilități de tip „Laborator de testare” este acela de a accelera înțelegerea și adoptarea tehnologiilor care vor face tranziția sistemelor energetice către sisteme inteligente (Smart Grid).

Pentru atingerea acestui obiectiv este necesar să fie îndeplinite cel puțin două condiții importante:

- **Disponibilitate tehnologică:** realizată prin demonstrarea operațiunii tehnice, inclusiv interoperabilitatea mai multor furnizori (condiție de succes-asigurarea dotărilor necesare în cadrul Laboratorului);
- **Disponibilitate culturală:** obținută prin insuflarea suficientă de încredere și experiență către personalul Companiei referitor la implementarea familiei de standarde IEC 61850 și a celor asociate proceselor de digitalizare - (condiție de succes-diseminarea și consolidarea cunoștințelor va fi fundamentală pentru ca acest proiect să reușească).

Laboratorul va crea contextul necesar ca părțile interesate (ex. personalul de exploatare, personalul tehnic etc.) să se întâlnească în cadrul atelierelor tehnice (fizic sau virtual), să colecteze și distribuie experiență și învățare între toți actorii implicați în mediul de învățare și testare.

Arhitectura generală a Laboratoarelor de testare și învățare (Anexa H-8) conține în principal module specifice echipamentelor secundare, echipamentelor primare, echipamentelor specifice domeniului telecomunicațiilor, securității informatice, truse și bancuri de probe specifice, după cum urmează:

Laboratorul fizic:

Module „Sistem de automatizare al stației (SAS)”:

1. Dulapuri;
2. Nivele Ierarhice conform IEC 61850 (Nivel de proces/celulă/stație/întreprindere);
3. Schemă cu o singură linie pentru Laborator:
 - LEA;
 - Autotransformatoare/Transformatoare de Putere;
 - Transformatoare de Curent/Tensiune;
 - Întreruptoare/Separatoare.
4. Panourile Sistemului de Automatizare al Stației (SAS):
 - Echipamentele stației de protecție, control și SCADA/Sincrofazoare;
 - Sistem de metering/Analizor pentru calitatea energiei electrice;
 - Management Active/Sistem de monitorizare a condiției tehnice;
 - Servicii interne;
 - Dispozitive pentru Cybersecurity;
 - Dispozitive pentru telecomunicații.

Module Echipamente primare:

1. Unități Transformare (Transformatoare, autotransformatoare/bobine de compensare);
2. Izolatoare suport;

3. Transformatoare de Curent/Tensiune;
4. Întreruptoare/Separatoare;
5. Descărcătoare;
6. Baterii Staționare;
7. Cabluri de Alimentare;
8. Cabluri de Telecomunicații/Fibră Optică LEA ÎT.

Module Bancuri/Dispozitive de testare:

1. Management Active și Sistem de Monitorizare a condiției tehnice;
2. Cybersecurity;
3. Telecomunicații;
4. Protecții, Control și SCADA Stație;
5. Echipament Primar;
6. Mentenanță preventivă;
7. Metering & Calitate Energie Electrică;
8. Sistem Testare echipamente de legare la pământ;
9. Sistem Testare Baterii;
10. Sistem Rotație Motor & Fază.

Implementarea unei infrastructuri de tip Laborator în cadrul organizațiilor aduce un set important de beneficii din perspectiva învățării:

- se poate elabora planul de formare competențe adaptat cel mai bine nevoilor echipelor operaționale oferind instruire prin metodologii avansate, e-learning, cursuri teoretice, instruire practică pe echipamente de dimensiuni reale etc.;
- eficiență și siguranță îmbunătățite la locul de muncă;
- metode și instrumente de învățare de ultimă generație (ex. învățare electronică tutelată, curs în clasă, hands-on, programe de învățare, module 3D și dezvoltarea competențelor).

Beneficiile cursurilor online organizate la distanță:

- costuri reduse cu instruirea: nu este necesară deplasarea sau cazarea;
- interactivitate: sesiuni live, interactive vor permite comunicarea cu instructorul și cu colegii;
- flexibilitate: scurte ședințe interactive pe internet la care se poate participa de acasă sau de la birou;
- exerciții practice: efectuare exerciții accesând de la distanță facilitățile laboratorului și a software-ului de simulare;
- utilizarea sau formarea de instructori experți: se vor forma sau utiliza instructorii cu o experiență vastă în industrie, nu doar „academicieni”;
- fără limite geografice: cursanții aflați în orice locație necesită doar o conexiune la internet;
- Exerciții practice și laboratoare la distanță;

Cursurile de inginerie online vor utiliza o serie de laboratoare la distanță și software de simulare, pentru a facilita învățarea și pentru a testa cunoștințele obținute în timpul cursului. Acestea implică laboratoare dotate corespunzător în care personalul Companiei se poate conecta și parcurge diferite sesiuni practice.

Sesiunile practice vor fi completate de software de simulare, rulat de la distanță sau pe computer, pentru a asigura că personalul implicat poate dobândi experiența practică necesară. Nimeni nu poate învăța multe doar din prelegeri, laboratoarele și software-ul de simulare sunt concepute pentru a crește asimilarea cunoștințelor și pentru a oferi o orientare practică a experienței de învățare. Toate aceste practici moderne vor oferi o expunere solidă și practică la cunoștințele cheie necesare personalului și vor asigura beneficii imediate Companiei.

Programele de testare și învățare se vor adresa:

- inginerilor implicați în activitatea de dezvoltare, operare și supraveghere active RET;
- inginerilor de stații;
- inginerilor din zona de protecții, automatizări, metering, calitate energie electrică;
- specialiștilor în IT&C;
- specialiștilor în domeniul securității informatice.

13.7 Proiecte de monitorizare online pentru activele critice ale Companiei

1. Proiecte de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.): *“Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații”* se află în faza de derulare a contractului și instalare a acestora.

Proiectul mai sus menționat se află la poziția 58 din Anexa F2, vizând transformarea în rețele inteligente.

Durata propusă de realizare a investiției este de 48 luni, în 3 etape, din momentul semnării contractului astfel:

Tabel 13.1

Etapa 1-în perioada 2019-2021

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
1	Focșani Vest	AT	200 MVA
2	Arad	T	250 MVA
3	Fundeni	AT1	400 MVA
4		AT2	400 MVA

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
5	Ghizdaru	AT1	200 MVA
6		AT2	200 MVA
7	Fundeni	BC	100 MVAR
8	Roșiori	AT2	400 MVA
9		BC	100 MVAR
10	Fântânele	AT	200 MVA
11	Iernut	AT1	400 MVA
12	Arefu	AT1	200 MVA

Etapa 2-în perioada 2021-2022

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
1	Paroșeni	AT	200 MVA
2	Turnu Măgurele	AT2	200 MVA
3	Cluj Est	T7	250 MVA

Etapa 3-în perioada 2023-2024

Nr. crt.	Stația	Denumire echipamente	Puterea
1	Dumbrava	AT2	200 MVA
2	Alba Iulia	AT2	200 MVA
3	Urechești	BC	100 MVAR
4	Țânțăreni	BC	100 MVAR

Etapele a 2-a și a 3-a vor fi reactualizate în funcție de dinamica achizițiilor de unități de mare putere din stații prin retehnologizarea stațiilor și achiziții directe.

2. "Optimizarea funcționării unor LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)".

Prezentul proiect se referă la monitorizarea următoarelor LEA :

- 10 linii de interconexiune:
 - LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba
 - LEA 400 kV Arad-Sandorfalva
 - LEA 400 kV Reșița-Pancevo 1
 - LEA 400 kV Reșița-Pancevo 2
 - LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap
 - LEA 400 kV Tântăreni-Koslodui 1
 - LEA 400 kV Tântăreni-Koslodui 2
 - LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo
 - LEA 400 kV Medgidia Sud-Varna-linie apărută ca urmare a secționării LEA Stupina-Varna
 - LEA 400 kV Medgidia Sud-Dobrudja-linie apărută ca urmare a secționării LEA Rahman-Dobruja
- 13 linii transport și de evacuare putere din Cernavodă și centralele de energie regenerabilă, către zona Moldovei și București:
 - LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței 1
 - LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu
 - LEA 400 kV Cernavodă-Medgidia Sud
 - LEA 400 kV Cernavodă-Constanta Nord
 - LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
 - LEA 400 kV București Sud-Pelicanu
 - LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței
 - LEA 400 kV Cernavodă-Stâlpul-linie nouă, racord la stația Stâlpul din secționarea actualei LEA Cernavodă-Gura Ialomiței 2
 - LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței 2-linie nouă
 - LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței circ. 3-linie nouă
 - LEA 400 kV Gura Ialomiței-Stâlpul-linie nouă, racord la stația Stâlpul din secționarea actualei LEA Cernavodă-Gura Ialomiței 2
 - LEA 400 kV Stupina-Medgidia Sud-linie apărută ca urmare a secționării LEA Stupina-Varna
 - LEA 400 kV Rahman-Medgidia Sud-linie apărută ca urmare a secționării LEA Rahman-Dobruja

Implementarea acestui proiect este planificată în modul următor:

Anul 2020

- Nota conceptuală aprobată;
- Elaborare tema de proiectare-intern de către CNTEE Transelectrica SA-DTEETN;
- Elaborare SF-intern de către Atelierul de proiectare al CNTEE Transelectrica SA
- Elaborare caiet de sarcini achiziție servicii de proiectare (PTE + As-built), execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare-intern de către CNTEE Transelectrica SA-DTEETN.

Anul 2021

- Achiziție servicii proiectare (PTE + As-built), execuție lucrări, furnizare și montaj echipamente de monitorizare;

Anul 2022-2024

- Implementare proiect.

13.8 Proiecte de stații digitale

“Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală”: se află în momentul actual în stadiul de achiziție a serviciilor de studiu de fezabilitate și de *caiet de sarcini*, iar finalizarea preconizată a implementării acestuia este sfârșitul *anului 2025*.

Își propune realizarea primului proiect pilot de stație 100% digitală, prin aplicarea conceptelor și tehnologiilor aprobate prin „Politica Companiei în domeniul Smart Grid 2018-2027” și POLITICĂ TEHNICĂ privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica SA.

Proiectul mai sus menționat se află la poziția 21 din Anexa F2, vizând transformarea în rețele inteligente.

14. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe

Investițiile pentru dezvoltarea RET reprezintă componenta principală a Planului de investiții în active fixe al CNTEE Transelectrica SA, asigurând rețehnologizarea/modernizarea echipamentelor din stații uzate fizic și moral și creșterea capacității de transport a rețelei. Acestor investiții li se adaugă investiții în sistemele asociate RET, care asigură îndeplinirea, la nivelul stabilit de performanță, a cerințelor privind monitorizarea și controlul rețelei și a SEN, măsurarea cantităților de energie electrică, protecția infrastructurilor critice. Proiectele de dezvoltare a RET se realizează având în vedere creșterea eficienței energetice și rezultatele activităților de cercetare-inovare din cadrul companiei.

14.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe

Evoluțiile determinante care conduc la investiții pentru dezvoltarea activelor fixe sunt:

- uzura fizică și morală a echipamentelor;
- modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor/tranzitelor transfrontaliere;
- modificarea regulilor pieței de electricitate, care conduc la modificări ale modului de echilibrare a balanței producție-consum, cu influență asupra nivelului și volatilității fluxurilor de putere prin rețea;
- modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor, care impune adecvarea sistemelor de monitorizare și control și modificarea condițiilor la interfața între aceștia și RET.

Uzura fizică și morală a echipamentelor

Instalațiile de transport au durate normale de funcționare (corelate cu duratele de amortizare aferente regimului de amortizare liniar), aprobate prin Hotărârea de Guvern nr. 2139/2004, actualizată, privind clasificarea și duratele normale de funcționare a activelor fixe.

Uzura fizică și morală influențează negativ costurile de mentenanță, fiabilitatea, comportarea în caz de incidente, impactul asupra mediului, precizia măsurării parametrilor etc. De asemenea, caracteristicile inferioare ale echipamentelor instalate în trecut nu permit implementarea telecomandării în stații.

Deși în ultimii ani s-a desfășurat un program intens de modernizare/rețehnologizare, numeroase echipamente au încă un grad ridicat de uzură fizică și morală, având anul de PIF înainte de 1990 (peste 20 de ani vechime) și fiind bazate pe soluții tehnologice depășite. În aceste condiții, o mare parte din instalațiile SEN trebuie reparate sau, acolo unde se justifică, rețehnologizate/modernizate.

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 14.1 Vechime întreruptoare

Vechime (ani)	MT	110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	Total
Vechime < 18 ani	527	588	260	164		1539
Vechime ≥ 18 ani	183	350	79	82	6	700
Total	710	938	339	246	6	2239

Tabel 14.2 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 comutație cu putere și viteză de rupere a arcului mărite, permițând creșterea vitezei și selectivității eliminării defectelor;
- sisteme de protecții rapide, selective, cu logică flexibilă și complexă, controlabile de la distanță;
- echipamente primare compacte și nepoluante, cu impact redus asupra mediului;
- transformatoare cu pierderi în cupru și în fier reduse;
- conductoare cu limita termică admisibilă mărită, permițând creșterea capacității de transport, în situațiile în care nu se poate asigura în timp util construcția de linii suplimentare;
- sisteme de conducere și control adaptate la numărul în creștere de noduri și la caracteristicile tehnice noi ale instalațiilor monitorizate;
- sisteme de măsurare performante, la nivelul impus de cerințele funcționării pieței de electricitate.

Vor fi introduse sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, prioritar în stațiile la care sunt racordați consumatori cu specific de funcționare potențial perturbator.

Evoluții ale nivelului și/sau localizării consumului și producției de energie electrică în SEN și ale exporturilor/importurilor transfrontaliere

Modificarea nivelului și/sau localizării consumului și producției are ca efect modificarea fluxurilor prin elementele de rețea, putând conduce la suprasarcini sau la fenomene de instabilitate a tensiunilor și neîncadrare a acestora în limitele admisibile în anumite zone.

Creșterea schimburilor de energie electrică între sistemele electroenergetice din regiune, ca urmare a dezvoltării pieței de energie electrică, este un alt element care conduce la încărcarea rețelei.

Modificarea regulilor pieței de electricitate

Introducerea unor instrumente noi de piață în sectorul energiei electrice impune, pentru a putea fi aplicate, dezvoltarea corespunzătoare a instalațiilor de monitorizare și conducere a sistemului și a sistemelor de măsurare a energiei electrice. Aceasta permite încadrarea în standardele actualizate de performanță a serviciilor de transport și de sistem și implementarea etapizată a conceptului de rețea inteligentă în SEN.

Modificarea caracteristicilor tehnice ale instalațiilor utilizatorilor

Creșterea rapidă a volumului de centrale electrice cu funcționare intermitentă, în special eoliene, impune dotarea cu instrumente noi, de prognoză a producției în Centralele Electrice Eoliene din SEN, de integrare a acestora în programarea operativă a funcționării centralelor și de control rapid al producției/ consumului în caz de necesitate.

Încadrarea în sistem a unui volum important de centrale cu funcționare intermitentă necesită dotarea rețelelor electrice de transport și distribuție a energiei electrice cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (smartgrid): infrastructură performantă de telecomunicații, sisteme inteligente de măsurare a energiei electrice, dispozitive și echipamente electrice inteligente, cu aplicații informatice dedicate, care să permită transformarea rețelelor dintr-o zonă pasivă a sistemului electroenergetic în zone active capabile să sesizeze modificarea unor parametri de stare importanți și să-și modifice configurația și parametrii proprii pentru a răspunde optim noilor condiții. CNTEE Transelectrica SA a demarat procesul de consolidare a strategiei privind implementarea conceptului de rețea inteligentă - 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].

14.2 Soluții tehnice promovate prioritar

Se promovează prioritar următoarele soluții tehnice:

- Liniile noi de 400 kV se vor realiza în soluție constructivă dublu circuit, cu unul sau două circuite echipate inițial în funcție de încărcarea prognozată, reducând astfel impactul pe termen lung asupra mediului;
- Stațiile electrice vor fi proiectate cu scheme flexibile, cu dublu sistem de bare sau 1,5-2 întrerupătoare pe circuit, în funcție de importanță și de încadrarea lor în sistem.

- Se va lua în considerare renunțarea la bara de transfer în toate stațiile la care se realizează rețehnologizare/modernizare, având în vedere faptul că se vor utiliza echipamente primare moderne și fiabile, reducându-se astfel amprenta asupra mediului;
- Se vor adopta soluții care să reducă pierderile în rețea;
- Se vor adopta soluții care să permită alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor CNTEE Transelectrica SA din rețeaua proprie;
- Planificarea lucrărilor se realizează considerându-se toate nivelurile de tensiune existente în stația respectivă, într-un proiect unitar.

În toate stațiile în care se prevăd lucrări, se au în vedere și rețehnologizarea/ modernizarea sistemelor de control protecție și automatizare și dotările necesare pentru asigurarea telecomandării.

Pentru zonele care vor deveni în perspectivă puternic excedentare, deficitare sau supuse unor tranzite de putere mari, se are în vedere mentenanța majoră sau modernizarea/ rețehnologizarea cu prioritate a stațiilor aflate în traseele de interconectare a acestora cu restul SEN.

Pentru evitarea congestiilor care apar în anumite perioade datorită supraîncărcării unor linii, se preconizează utilizarea celor mai noi soluții tehnologice, cum ar fi înlocuirea conductoarelor existente cu conductoare de capacitate termică mărită.

Se va continua procesul de dotare a RET cu elemente specifice asociate conceptului de rețea inteligentă (Smart Grid).

Din mai multe soluții posibile de întărire a RET, se alege varianta estimată drept cea mai bună, luând în considerare:

- Cheltuielile;
- Reducerea pierderilor în rețea;
- Capacitatea de a face față unor evenimente în sistem a căror gravitate depășește condițiile normate de dimensionare, corelat cu consecințele acestora;
- Adecvarea la un număr cât mai mare de scenarii de evoluție posibilă a SEN;
- Impactul social;
- Impactul asupra mediului;
- Acceptabilitatea proiectului pentru comunitățile locale afectate;
- Fezabilitatea din punct de vedere al obținerii drepturilor asupra terenurilor și autorizațiilor necesare.

14.3 Strategia de dezvoltare a RET

14.3.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2020-2029

Planul de dezvoltare a RET se elaborează pornind de la necesitatea satisfacerii cerințelor utilizatorilor, în condițiile menținerii calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a SEN în conformitate cu reglementările în vigoare.

Dezvoltarea adecvată a RET este o componentă a dezvoltării durabile, contribuind la susținerea bunăstării sociale, prin punerea la dispoziția societății a unei infrastructuri favorabile dezvoltării economiei și scăderii prețurilor energiei electrice ca urmare a creșterii competitivității pe piețele de electricitate.

Principalele direcții de evoluție a SEN, care determină necesitatea întăririi RET în perioada 2020-2029, sunt:

- Apariția de noi capacități de producție, în special bazate pe surse regenerabile (eoliene, fotoelectrice, biomasă), o mare parte cu funcționare intermitentă și regim prioritar, racordate atât la RET, cât și în rețeaua de distribuție;
- Dezvoltarea Pieței de energie electrică, la nivel național, regional și european;
- Dispariția sau diminuarea producției sau creșterea consumului, până la un nivel la care este periclitată alimentarea consumatorilor din anumite zone la parametrii normativi de calitate și siguranță;

În capitolul 10 au fost prezentate rezultatele analizelor de regimuri pentru ipotezele considerate pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani) și soluțiile de întărire a RET care vor permite evitarea congestiilor de rețea.

Principalele zone în care, din studiile de sistem și simulare a pieței, a rezultat necesară dezvoltarea RET, sunt prezentate în continuare.

Zona Dobrogea

Parcul de producție din zona Dobrogea a cunoscut o dezvoltare accentuată. Au apărut centrale electrice eoliene și fotovoltaice și sunt în continuare în vigoare numeroase contracte de racordare pentru noi centrale.

Sunt preconizate pe termen lung unitățile nucleare 3 și 4 de la Cernavodă (2x700 MW), ca o componentă a strategiei guvernului de dezvoltare a sectorului energiei electrice. Instalarea unităților nucleare 3 și 4 impune creșterea capacității de evacuare a puterii din stația Cernavodă, pentru satisfacerea criteriului N-2 elemente în funcțiune.

Chiar dacă nu se vor materializa toate proiectele, este de așteptat încărcarea peste limita admisibilă a secțiunilor caracteristice de transport S3 (evacuarea puterii din zona de est a sistemului Dobrogea+Moldova) și S6 (evacuarea puterii din zona Dobrogea).

Este necesară întărirea acestor secțiuni, care asigură transportul puterii excedentare din est spre centrele de consum și stocare situate la vestul lor.

Deoarece încărcarea rețelei va crește în viitor, este oportună reparația capitală sau re tehnologizarea cu prioritate a stațiilor care asigură evacuarea și tranzitul de putere din zonă spre restul sistemului. Acțiunea a fost demarată cu câțiva ani în urmă și trebuie continuată în ritm susținut.

Zona de Vest a SEN

Analiza regimurilor în perspectivă indică necesitatea eliminării congestiilor preconizate atât pe direcția E-V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N-S, prin întărirea "axului de vest" Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-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 țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă, cât și de creșterea schimburilor și a tranzitului de energie prin zonă.

Zona Argeș-Vâlcea

S-a analizat creșterea siguranței în funcționare a RET în zona Argeș-Vâlcea prin întărirea racordării zonei la RET și prin măsuri de reconducătorare și reconfigurare a rețelei de distribuție din zonă.

Interconexiunea cu alte sisteme

Atât istoria schimburilor în ultimii ani, cât și simulările de piață la nivel regional și european au indicat faptul că, în balanța SEN domină tendința spre export, dar există și situații de import, în funcție de situația energetică a sistemelor din regiune. Rețeaua de transport asigură, totodată, conform regulilor de funcționare interconectată sincronă, tranzitul de energie între sisteme vecine României, în special pe direcția N→S.

În vederea creșterii capacității de schimb cu alte sisteme, au fost încheiate memorandumuri de înțelegere cu partenerii pentru următoarele proiecte, aflate în diferite stadii de analiză și promovare:

- Creșterea capacității de schimb pe granița cu Serbia - Realizarea celei de a doua linii de interconexiune de 400 kV cu Serbia (LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo) - parte a cluster-ului România-Serbia cunoscut sub denumirea "Mid Continental East Corridor".
- Creșterea capacității de schimb pe granița cu Bulgaria:

Pe teritoriul României au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport :

- PCI „Grupul Bulgaria–România, creșterea capacității”, cunoscut sub denumirea „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Smârdan-Gutinaș;
 - LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.
- Creșterea capacității 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 și anume: LEA 400 kV Isaccea (RO)-Vulcănești (RM); LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM)-pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate; și LEA 400 kV Iași (RO)-Ungheni (RM)-pentru care există variante alternative privind stațiile de capăt, atât în România (ex: Iași/Munteni) cât și în Republica Moldova (ex: Chișinău/Strășeni) și întărirea rețelei interne RET care să conecteze linia cu rețeaua de transport existentă.

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*”). Licitarea 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)-Vulcănești (RM)-Chișinău simplu circuit, stație Back to Back la Vulcănești,
- LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Bălți,
- LEA 400 kV Iași (RO)-Ungheni-Strășeni (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Strășeni.

Ca proiect prioritar este recomandat proiectul de interconectare prin stație Back to Back la Vulcănești și LEA 400 kV Vulcănești - Chișinău.

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 și economic. Acest studiu a fost prezentat la Chișinău în 2016 și 2017. Partea moldovenească a estimat că proiectul se va finaliza în anul 2024.

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 400 kV Isaccea (RO)-Vulcănești (MD) până la graniță, instalare protecții și teleprotecții în stația Isaccea, integrare în regulatorul frecvență-putere a datelor achiziționate din stația Isaccea pentru linia de interconexiune etc. Aceste lucrări vor fi realizate de CNTEE Transelectrica SA și se vor corela cu proiectul de re tehnologizare a stației 400 kV Isaccea.

- De asemenea, Ministerul Economiei din Republica Moldova prin Banca Mondială a realizat 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 soluție de interconetare asincronă este LEA 400 kV Isaccea (RO)-Vulcănești (RM)-Chișinău simplu circuit, stație Back to Back la Vulcănești.
- LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM)-pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate. Utilizarea acestui proiect la capacitate maximă este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava-Gădălin, inclusă în Plan.

Zone de consum deficitare

S-au analizat necesitățile de dezvoltare determinate de: creșterea consumului în București cu o rată peste media pe țară.

Un alt element important avut în vedere în analizele realizate este casarea anunțată a unor grupuri, care va amplifica deficitul unor zone (ex.: București, Transilvania).

Ținând seama de estimările de creștere a consumului și intențiile de casare a unor grupuri, s-a identificat necesitatea de întărire a capacității de transport și a capacității de injecție spre rețeaua de distribuție în anumite zone în care acestea au ajuns, sau vor ajunge la limită, în următorii 10 ani:

- zona municipiului București și limitrofă;
- nordul Transilvaniei;
- zona Sibiu, pentru rezervarea singurei injecții din RET.

14.3.2 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET

În conformitate cu *Legea energiei electrice și a gazelor naturale* nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, Planul de dezvoltare a RET trebuie să asigure planificarea pe termen lung a necesarului de investiții în capacități de transport, în vederea acoperirii cererii de energie electrică a sistemului și a asigurării livrărilor către clienți, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie, în condițiile legislației aplicabile.

Cunoașterea cât mai exactă a volumului și localizării geografice a consumului, producției și schimburilor este foarte importantă pentru dimensionarea optimă a rețelei, astfel încât, pe de o parte, să se aloce resursele pentru dezvoltare acolo unde va fi necesar, iar pe de altă parte, să se evite costuri pentru întăriri nejustificate. De aceea, estimările puterii medii și energiei consumate și generate anual la nivelul întregului SEN, care se pot realiza pe baze statistice cu un grad de eroare acceptabil, au o relevanță limitată asupra studiilor de dimensionare a rețelei.

În ceea ce privește consumul, având în vedere ritmul lent de evoluție a acestuia și capacitatea existentă a rețelei, putem spune că utilizarea valorilor istorice măsurate în stații, amplificate cu factori care reflectă prognoza evoluției globale a consumului pe SEN, conduc la estimări cu erori fără consecințe majore asupra planului de dezvoltare a rețelei. De obicei, programul de investiții poate fi corectat în timp util în cazul observării unei îndepărtări a valorilor față de prognoză, deoarece timpul necesar pentru instalarea unor transformatoare suplimentare de injecție spre rețeaua de distribuție nu este foarte mare.

Problema majoră pentru planificarea rețelei constă, în ultimii ani, în incertitudinea asupra evoluției parcului de producție, deoarece au fost declarate un număr mare de intenții de instalare de centrale noi, iar dezvoltarea parcului de producție se desfășoară descentralizat, ca o consecință a planurilor de afaceri ale investitorilor. Nu există un organism care să coreleze evoluția parcului de producție cu evoluția consumului și care să poată pune la dispoziția OTS un grafic de evoluție în timp pe care să se bazeze planificarea dezvoltării rețelei. Sursa principală de informare pentru OTS sunt comunicările de intenții primite la solicitarea sa de la producătorii existenți și cererile de racordare la rețea primite de la potențiali utilizatori conform legislației în vigoare privind accesul la rețea.

Intențiile de dezvoltare sau reducere a activității producătorilor sunt, însă, informații sensibile din punct de vedere comercial, iar realizarea lor este dependentă de reușita finanțării, deci credibilitatea informațiilor primite de OTS este limitată. Ele nu reprezintă un angajament ferm din partea beneficiarilor și nerespectarea programului propriu anunțat nu prezintă nici un risc pentru aceștia.

Timpul necesar construcției unor linii noi poate fi sensibil mai mare decât cel al construirii obiectivelor de producție sau consum noi. Aceasta face necesară începerea construcției liniilor înainte de demararea investiției utilizatorului, introducând un element important de risc pentru Transelectrica SA.

Pentru a crește gradul de încredere al prognozei pe care se bazează Planul de dezvoltare, OTS susține implementarea unor metodologii care să responsabilizeze utilizatorii RET în relația cu OTS.

Având în vedere elementele numeroase și importante de incertitudine prezentate mai sus, CNTEE Transelectrica SA a luat în considerare la elaborarea programului de dezvoltare a RET mai multe scenarii de evoluție a consumului și acele proiecte ale utilizatorilor și termenele asociate lor care au putut fi considerate cu un grad suficient de mare de credibilitate. Astfel, au fost luate în considerare următoarele proiecte de dezvoltare a capacităților de producție [4] cu impact major asupra RET:

- Punerea în funcțiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de:
 - 3500 MW până în 2024 și 4000 MW până în 2029 în Scenariul de Referință;
 - 3500 MW până în 2024 și 4300 MW până în 2029 în Scenariul favorabil;

- Punerea în funcțiune a unor centrale fotovoltaice (solare) însumând o putere instalată de:
 - 1500 MW până în 2024 și 1800 MW până în 2029 în Scenariul de Referință;
 - 1500 MW până în 2024 și 2300 MW până în 2029 în Scenariul favorabil;
- Punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la CNE Cernavodă, menționată 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. S-a considerat punerea în funcțiune a U3 în scenariul 2029 favorabil și a U4 în anul 2035, conform comunicării primite din partea Nuclearelectrica.

În vederea verificării adecvanței RET pentru integrarea centralelor cu surse regenerabile conform ȋntelilor menționate în cadrul PNIESC [37] și în, Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050, versiune preliminară supusă consultării publice în anul 2020 [38], au fost realizate analize preliminare de regimuri permanente și de verificare a criteriului N-1, concluziile fiind prezentate în cadrul capitolului 10.1.9. Analize complete vor fi efectuate pentru ediția următoare a Planului de Dezvoltare.

O dificultate privind analiza regimurilor de funcționare ale RET, este instalarea unui volum important de putere în centrale eoliene și fotovoltaice, a căror disponibilitate este aleatorie, în funcție de viteza vântului și radiația solară.

În contextul prezentat mai sus, pentru a stabili necesitățile de dezvoltare a RET, CNTEE Transelectrica SA a analizat mai multe scenarii privind apariția în timp a centralelor noi, asociate cu diferite scenarii de încărcare a grupurilor pentru acoperirea sarcinii și cu mai multe scenarii de export.

Deoarece, toate proiectele sus-menționate conduc la o creștere a producției în zona Dobrogea, secțiunea S6 de evacuare a puterii existente în prezent, ca și unele linii interne zonei, nu vor putea face față la fluxurile de putere preconizate (o analiză mai detaliată este prezentată în capitolul 10).

Din analizele efectuate de CNTEE Transelectrica SA și consultanți (menționăm contribuția semnificativă a ISPE SA și TRACTEBEL ENGINEERING SA), a rezultat necesitatea unor întăriri importante ale RET în zonă, fără de care puterea nou instalată preconizată nu poate fi transportată spre centrele de consum și stocare.

S-a optat pentru realizarea cu prioritate a proiectelor care au rezultat utile în scenariul de bază și în mai multe scenarii alternative posibile.

Menționăm că proiectele rezultate ca fiind necesare pentru evacuarea puterii din zona Dobrogea rămân 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 privește oportunitățile de racordare a utilizatorilor la RET, rezervele determinate pentru fiecare din secțiunile caracteristice ale SEN (cap. 10.6.2) oferă informațiile necesare pentru identificarea zonelor în care racordarea de noi consumatori sau producători nu ridică probleme deosebite.

14.3.3 Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor.

Transelectrica are ca preocupare permanentă reducerea tranzitelor de putere prin RED și reducerea pierderilor de putere la nivelul SEN, acestea fiind printre obiectivele care stau la baza întocmirii Planului de Dezvoltare a RET.

Prezentăm în continuare proiecte de acest gen care au fost realizate în ultima perioadă de timp și proiecte care sunt deja în Planul de Dezvoltare al Transelectrica în diferite stadii de realizare. Aceste proiecte au un rol important și în eliminarea congestiilor și asigurarea continuității în alimentare a consumatorilor.

De asemenea Transelectrica a inițiat un dialog cu Operatorii de Distribuție pentru stabilirea de comun acord a unor noi proiecte.

Proiecte realizate:

- trecerea la 400 kV a axului 220 kV Gutinaș-Bacău Sud-Roman Nord-Suceava. Prin realizarea acestui proiect unitățile de transformare de 220/110 kV au fost înlocuite cu unități de transformare de 400/110 kV de putere mai mare;
- instalarea celui de al treilea transformator 400/110 kV de 250 MVA în stația Tulcea Vest a crescut puterea de injecție din RED în RET pentru preluarea producției din centralele electrice eoliene racordate la RED, alimentarea în condiții de siguranță a consumatorilor din zonă și a permis funcționarea cu rețeaua de 110 kV din zona Tulcea debucată de rețelele din zona Constanța-Medgidia;
- instalarea autotransformatorului 220/110 kV de 200 MVA din Câmpia Turzii a crescut puterea de injecție din RET în RED, a compensat lipsa funcționării grupurilor din CTE Iernut care debitau în 110 kV și a permis funcționarea cu rețeaua de 110 kV din zona Iernut-Cluj debucată de cea din zona Alba Iulia.

Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2018-2027 aprobat:

- Trecerea la 400 kV a axului 220 kV Brazi Vest-Teleajen-Stâlp și înlocuirea unităților de transformare de 220/110 kV 200 MVA cu unități de 400/110 kV de 250 MVA în Teleajen și Stâlp, plus încă un AT 400/220 kV de 400 MVA în Brazi Vest care consolidează legătura dintre RET și RED. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 20173 MWh anual pe termen mediu și cu 31951 MWh anual pe termen lung.
- Introducerea nivelului de 400 kV în stația 220/110 kV Arefu și instalarea unui AT 400/220 kV de 400 MVA va favoriza evacuarea puterii din hidrocentralele din zonele Argeș și Vâlcea și va permite debucarea rețelelor de 110 kV din zonele Argeș-Vâlcea. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 14000 MWh anual.

- Introducerea nivelului de tensiune de 220 kV în stația 110 kV Ostrovu Mare și a două AT 200/110 kV de 200 MVA vor permite evacuarea puterii din CHE Porțile de Fier II direct în RET, decongestionarea rețelei de 110 kV și reducerea pierderilor prin rețeaua de 110 kV. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 7853 MWh anual pe termen mediu și cu 7052 MWh anual pe termen lung.
- Trecerea la 400 kV a axului de 220 kV Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, instalarea unor unități de transformare 400/220 kV de 400 MVA în stațiile Reșița și Timișoara și înlocuirea unităților de transformare de 220/110 kV de 200 MVA cu unități de 400/110 kV de 250 MVA. Acest proiect (Axul de Vest) va duce la diminuarea pierderilor cu 73000 MWh anual (conform TYNDP 2018 orizontul 2025).
- LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab va contribui semnificativ la debucularea rețelelor de 110 kV din zona de Nord-Vest a țării și reducerea tranzitelor de putere prin RED, dar nu are un impact semnificativ asupra pierderilor.
- Instalarea celui de-al doilea transformator de 400/110 kV de 250 MVA în stația Sibiu Sud va permite debucularea rețelei de 110 kV din zona Sibiu de cele din zonele Alba Iulia și Brașov. Acest proiect va duce la diminuarea pierderilor cu 4773 MWh anual pe termen mediu și cu 6060 MWh anual pe termen lung.

Valorile pentru variația pierderilor, cu excepția Axului de Vest, au fost estimate în cadrul studiilor suport pentru Planul de Dezvoltare.

Proiecte cuprinse în Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029:

- instalarea unui nou AT în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui transformator 400/110 kV în stația București Sud;
- stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVar în stația nouă 400 kV.

Proiect care se va include în Planul de Dezvoltare în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul părților interesate:

- realizarea unei stații 400/110 kV în zona Bistrița-Năsăud și racordarea acesteia intrare-ieșire în LEA 400 kV Suceava-Gădălin aflată în Planul de Dezvoltare a RET; acest proiect va reduce tranzitele prin RED, va duce la scăderea pierderilor în RED, și va evita supraîncărcarea TR 400/110 kV Cluj Est care ar putea apărea în anumite situații de funcționare. Este de discutat modul de implicare al Operatorului de Distribuție în finanțarea acestui proiect.

Proiecte avute în vedere pentru viitoarele ediții ale Planului de Dezvoltare a RET pentru care este necesară colaborarea cu operatorii de distribuție:

- scoaterea din funcțiune a AT2-200 MVA Borzești și alimentarea zonei Gutinaș prin intermediul AT3, AT4-200 MVA Gutinaș și întărirea rețelei de 110 kV dintre Gutinaș și Borzești (eventual prin trecerea la 110 kV a liniei actuale de 220 kV) sau creșterea fiabilității rețelei din zona Gutinaș-Borzești și a stației Borzești. În acest fel se vor evita pierderile cauzate de circulația în buclă a puterii electrice din stația Gutinaș 220 kV în stația Borzești și înapoi în stația Gutinaș 110 kV;
- instalarea unui nou trafo 400/110 kV în stația Suceava în cazul în care LEA 220 kV Suceava-FAI se va trece la 400 kV.

Menționăm faptul că atunci când se stabilesc noi proiecte de injecție de putere din RET în RED trebuie să se țină seama de următoarele:

- în schema normală se funcționează în majoritatea stațiilor electrice de 400/110 kV sau 220/110 kV cu o unitate de transformare în funcțiune și una în rezervă;
- producția de energie electrică distribuită în centrale cu surse regenerabile duce la variații mari ale fluxurilor de putere din RET spre RED, circulația de putere fiind în unele zone din RED spre RET (ex. zona Dobrogea, zona Argeș-Vâlcea).

În urma consultării Operatorilor de Distribuție (OD), CNTEE Transelectrica SA a primit următoarele propuneri de proiecte:

- de la Delgaz Grid: nu au fost propuneri;
- de la Distribuție Energie Oltenia: o nouă stație de 400/110 kV în zona Căineni, jud. Vâlcea și racordarea acesteia în LEA 400 kV Tântăreni-Sibiu pentru evacuarea puterii produse în CHE din zona Oltului mijlociu;
- de la SDEE Transilvania Nord: o nouă stație Bistrița 400/110 kV racordată în noua LEA 400 kV Suceava-Gădălin sau o stație în zona Dej și racordarea acesteia în sistem intrare-ieșire în LEA 220 kV Iernut-Baia Mare existentă;
- de la SDEE Muntenia Nord: în cadrul lucrărilor de modernizare în instalațiile de 110 kV ale SDEE MN se va păstra, de principiu, schema de alimentare, astfel încât să nu se identifice influențe în funcțiune între cei doi operatori. Mai exact, se trece la 400 kV axul Brazi Vest – Teleajen – Stâlp și apare o nouă linie 400 kV Cernavodă – Stâlp, dar se pastrează numărul de trafo prin care se face injecția de putere.

14.3.4 Analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice.

În Decizia nr. 1604 din 5 octombrie 2018 privind aprobarea Planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2018-2027 ANRE impune ca obligație a Transelectrica:

“Să realizeze, în colaborare cu operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari, o analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice și un plan de acțiune în acest scop detaliat pe termen mediu. În cazul în care este posibilă din punct de vedere tehnic și operațional, această separare se va avea în vedere cu ocazia realizării sau re tehnologizării stațiilor electrice de transport.”

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 prevede următoarele definiții:

- rețea electrică de distribuție - rețeaua electrică cu tensiunea de linie nominală până la 110 kV inclusiv;
- rețea electrică de transport - rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV.

Problema separării patrimoniale a instalațiilor în conformitate cu nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport și de distribuție a energiei electrice a fost discutată intern în cadrul CNTEE Transelectrica SA. S-a ajuns la concluzia că acest subiect ar trebui tratat pentru fiecare stație electrică în parte în momentul în care se demarează un proiect de re tehnologizare sau realizarea unei stații noi încă de la faza de întocmire a temei de proiectare. În cadrul procesului de colaborare între OTS și OD pentru elaborarea și corelarea planurilor de dezvoltare ale celor doi operatori de rețea se va agreea modul de lucru și tema de proiectare astfel încât problema să fie analizată de la început în cadrul studiului de fezabilitate pentru re tehnologizarea stației respective, iar proiectarea și suportarea costurilor să se facă în concordanță cu soluția agreată în urma studiului de fezabilitate.

În Planul de Dezvoltare 2018-2027 sunt planificate pentru re tehnologizare următoarele stații electrice pentru care urmează să se realizeze studiu de fezabilitate:

- Proiect Pilot-re tehnologizare stația Alba Iulia 220/110/20 kV în concept de stație digitală (SF se va face în 2021);
- Stația Dârste 400/110 kV (SF se va face în 2023);
- Stația Fântânele 220/110/20 kV (SF se va face în 2020).

1. Stații electrice

TABELUL 14.3. - Stații electrice de 400 kV

Nr. Crt.	Denumirea stației	Unitatea teritorială de transport	Puterea instalată (MVA)		Operator de distribuție
			Nr. unități × puterea unitară	Total	
1.	Stația 400/220/110 kV Bradu	UTT PITEȘTI	2x400+2x200+2x16	1232	Distribuție Energie Oltenia
2.	Stația 400/220/110 kV Slatina	"	2x400+2x200	1200	Distribuție Energie Oltenia
3.	Stația 400/110 kV Oradea Sud	UTT CLUJ	2x250+2x16	532	Electrica Transilvania Nord
4.	Stația 400/220/110 kV Lacu Sărat	UTT CONSTANȚA	2x400+2x200+1x10	1210	Electrica Muntenia Nord
5.	Stația 400/110 kV Cluj Est	UTT CLUJ	1x250+2x40	330	Electrica Transilvania Nord
6.	Stația 400/110 kV Medgidia Sud	UTT CONSTANȚA	2x250+1x10	510	Enel Dobrogea
7.	Stația 400/110 kV Smârdan	"	2x250+1x10	510	Electrica Muntenia Nord
8.	Stația 400/110 kV Gura Ialomiței	UTT BUCUREȘTI	2x250+2x16	532	Enel Distribuție Dobrogea
9.	Stația 400/110 kV Domnești	"	3x250+1x25+1x16	791	Enel Muntenia
10.	Stația 400/220/110 kV Porțile de Fier I (1)	UTT CRAIOVA	2x500+1x400+1x10	1410	Distribuție Energie Oltenia
11.	Stația 400/220/110 kV Iernut	UTT SIBIU	1x400+1x200+1x40+1x16	656	Electrica Transilvania Sud
12.	Stația 400/110 kV Drăgănești Olt	UTT PITEȘTI	1x250+2x25	300	Distribuție Energie Oltenia
13.	Stația 400/220/110 kV Sibiu Sud	UTT SIBIU	2x400+1x250+2x25	1100	Electrica Transilvania Sud
14.	Stația 400/110 kV Suceava	UTT BACĂU	1x250+1x200+2x16	482	E-ON(Delgaz Grid)
15.	Stația 400/110 kV Tulcea Vest	UTT CONSTANȚA	3x250+2x16	782	Enel Dobrogea
16.	Stația 400 (220)/110 kV Munteni	UTT BACĂU	1x200+ 2x16	232	E-ON(Delgaz Grid)
17.	Stația 400 (220)/110 kV Focșani Vest	"	1x200+2x25	250	E-ON(Delgaz Grid)

18.	Stația 400/220/110 kV București-Sud	UTT BUCUREȘTI	2x400+2x200+2x63	1326	Enel Muntenia
19.	Stația 400/110 kV Constanța Nord	UTT CONSTANȚA	2x250	500	Enel Distribuție Dobrogea
20.	Stația 400/110 kV Pelicanu	UTT BUCUREȘTI	2x250	500	Enel Distribuție Dobrogea
21.	Stația 400/220/110 kV Brazi Vest	UTT BUCUREȘTI	2x200+400	800	Electrica Muntenia Nord

TABELUL 14.4. - Stații electrice de 220 kV

Nr. Crt.	Denumirea stației	Unitatea Teritorială de Transport	Puterea instalată (MVA)		Operator de distribuție
			Nr. unități × puterea unitară	Total	
1.	Stația 220/110 kV Alba Iulia	UTT SIBIU	2x200+1x25	425	Electrica Transilvania Sud
2.	Stația 220/110 kV Pitești Sud	UTT PITEȘTI	1x200+2x16	232	Distribuție Energie Oltenia
3.	Stația 220/110 kV Arefu	"	2x200+1x25+1x16	441	Distribuție Energie Oltenia
4.	Stația 220/110 kV Râureni	"	1x200	200	Distribuție Energie Oltenia
5.	Stația 220/110 kV Stupărei	"	1x200	200	Distribuție Energie Oltenia
6.	Stația 220/110 kV Stâlp	UTT BUCUREȘTI	1x200+2x16	232	Electrica Muntenia Nord
7.	Stația 220/110 kV Cluj Florești	UTT CLUJ	2x200+2x25	450	Electrica Transilvania Nord
8.	Stația 220/110/20 kV Câmpia Turzii (1)	"	1x200+2x25	250	Electrica Transilvania Nord
9.	Stația 220/110 kV Târgoviște	UTT BUCUREȘTI	3x200+2x16	632	Electrica Muntenia Nord
10.	Stația 220/110 kV Cetate	UTT CRAIOVA	1x200+2x25	250	Distribuție Energie Oltenia
11.	Stația 220/110 kV Sărdănești	UTT CRAIOVA	1x200+2x16	232	Distribuție Energie Oltenia
12.	Stația 220/110 kV Târgu Jiu Nord	"	1x200+2x40	280	Distribuție Energie Oltenia
13.	Stația 220/110 kV Gheorgheni	UTT SIBIU	2x200+2x25	450	Electrica Transilvania Sud
14.	Stația 220/110 kV Baru Mare	UTT Timișoara	1x200+1x16+1x10	226	Enel Banat
15.	Stația 220/110 kV FAI	UTT BACĂU	2x200+1x25+3x16	473	E-ON(Delgaz Grid)
16.	Stația 220/110 kV Turnu Severin Est	UTT CRAIOVA	2x200+1x20+2x25	470	Distribuție Energie Oltenia
17.	Stația 220/110 kV Ungheni	UTT SIBIU	2x200+1x25+1x16	441	Electrica Transilvania Sud
18.	Stația 220/110 kV Fântânele	"	1x200+1x10	210	Electrica Transilvania Sud
19.	Stația 220/110 kV Grădiște	UTT PITEȘTI	2x200+2x25	450	Distribuție Energie Oltenia
20.	Stația 220/110 kV Vetiș (2)	UTT CLUJ	1x200+2x16	232	Electrica Transilvania Nord
21.	Stația 220/110 kV Sălaj	"	1x200+1x25	225	Electrica Transilvania Nord
22.	Stația 220/110 kV Turnu Măgurele	UTT BUCUREȘTI	3x200+1x25+1x16	641	Distribuție Energie Oltenia
23.	Stația 220/110 kV Fundeni	UTT	2x400+2x40	880	Enel Muntenia

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

		BUCUREȘTI			
24.	Stația 220/110 kV Mostiștea	"	1x200+2x16	232	Enel Distribuție Dobrogea
25.	Stația 220/110 kV Ghizdaru	"	2x200+2x10	420	Enel Muntenia
26.	Stația 220/110 kV Filești	UTT CONSTANȚA	1x200	200	Electrica Muntenia Nord
27.	Stația 220/110 kV Barboși	"	2x200	400	Electrica Muntenia Nord
28.	Stația 220/110 kV Teleajen	UTT BUCUREȘTI	200	200	Electrica Muntenia Nord

14.3.5. Sisteme asociate RET

14.3.5.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA-DEN

Starea sistemului EMS/SCADA-DEN și a elementelor logistice suport (echipamentele și rețeaua de telecomunicații, tipul și nivelul tehnologic al echipamentelor din stațiile electrice de transport), așa cum a fost descrisă succint în subcapitolul 5.10, impune derularea unui program de înlocuire și extindere a sistemului actual și de modernizare a echipamentelor suport. Având în vedere că durata ciclului de viață a unui astfel de sistem informatic de proces este de aproximativ 10 ani, iar evoluția tehnologică și conceptuală a managementului informatic al proceselor rețelelor electrice, cât și a altor sisteme informatice conexe, are un ritm de modernizare/actualizare de 4-5 ani, acest program este corelat cu evoluțiile tehnologice și conceptuale existente pe plan mondial, cât și cu dezvoltările strategice și cu proiectele existente la nivel de Companie pentru următorii ani.

Corelarea cu programul de re tehnologizare a stațiilor electrice din RET

Integrarea în SEN a producției din resurse regenerabile, în special centralele electrice eoline și cele fotovoltaice, atât sub forma producției distribuite și dispersate la nivelul RED, cât și prin apariția unor centrale de foarte mare putere (ordinul sutelor de MW) racordate direct în RET- conduce la necesitatea de acțiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA-DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite cât și ca surse mari concentrate, fapt care va impune dimensionarea corespunzătoare a echipamentelor hardware pentru asigurarea achiziției și prelucrării unui volum foarte mare de date.

Caracterul specific al acestui tip de producție, dat de gradul ridicat de variabilitate cu implicațiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN și de modul de operare în piața de echilibrare, impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/SCADA și asigurarea monitorizării și a managementului energetic specific (prin funcții și aplicații EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat). Sunt deja adoptate soluții integrate de comunicare între platforma DEC și sistemele de comandă-control și de management energetic al CEE și CFE.

Totodată, acest context reprezintă un argument în plus pentru necesitatea unei corelări funcționale și informatice mult mai strânse între aplicațiile informatice ale pieței de echilibrare (DAMAS) și aplicațiile din EMS/SCADA, pentru asigurarea funcționării optime și cât mai aproape de operarea în timp real a pieței de echilibrare și a pieței serviciilor de sistem, mai ales în condițiile evoluției cuplării segmentelor de piață la nivel regional și european.

Opțiunea strategică privind arhitectura viitoare EMS/SCADA (EMP-Energy Management Platform)

În contextul anterior descris, modernizarea sistemul EMS/SCADA-DEN la nivelul său de ansamblu (adică DEN, sub-sistemele regionale, SCC din stații, dispozitivele inteligente din rețea și facilitățile de comunicații care le conectează) este o necesitate pentru CNTEE Transelectrica SA spre a beneficia de tehnologiile actuale de IT și comunicații și pentru a se menține la nivelul tehnologic al partenerilor/OTS din interconexiune. În plus, piața românească de electricitate se maturizează și se extinde și necesită funcții tot mai complexe și integrate pentru a susține operarea sistemului. Actualmente noile aplicații de piață se introduc prin proceduri adaptate sau prin extinderi slab integrate funcțional în contextul facilităților suport existente.

Din punct de vedere strategic CNTEE Transelectrica SA recunoaște această evoluție iar viziunea sa de viitor cuprinde:

- dezvoltarea unor comunicații sigure și de mare viteză pe bază de IP pentru a achiziționarea datelor din stații și de la echipamentele din teritoriu. Acest lucru necesită interfețe de date (inclusiv protocoale) la nivelul dispozitivelor RTU din stații, care acum au la bază protocoale seriale și trebuie modernizate sau dotate cu convertoare de interfațare. Mai mult, vor fi necesare adaptări ale echipamentelor de telecomunicații folosite pentru telemetrie. De asemenea trebuie elaborate politici și tehnici aferente privind securitate cibernetică și prevederea de echipamente aferente;
- decongestionarea traficului de telecomunicații prin crearea de noduri concentratoare cu protocoale de conversie inter-protocol pentru transmisie pe magistrale de date pe fibră optică, în mod flexibil între punctele de interes (DEC-DET-Operatori distribuție-producători);
- înlocuirea ierarhiei EMS/SCADA pe bază de schimb de fișiere cu un mediu de computerizare integrat și distribuit, în care sistemul regional devine parte integrantă a unui singur sistem de tip EMS/SCADA care poate funcționa și cu servere „virtuale”;
- stabilirea/adoptarea unei interacțiuni sistematizate între EMS/SCADA și sistemele de automatizări din stații;
- facilitarea schimbului de informații cu participanții la piață și cu cei străini, utilizând canale securizate;
- trecerea la un sistem modern integrat și unitar de conducere operativă a SEN, de tip *EMP-Energy Management Platform*, prin integrarea sistemului EMS/SCADA cu celelalte sisteme informatice de proces sau dispozitive echipamente inteligente de monitorizare a rețelilor, precum platforma pieței de echilibrare și licitare servicii, sistemul de măsurare sincrofazori (PMU) etc.;
- crearea posibilității integrării sau interfațării directe a sistemului de metering cu sistemul EMS/SCADA;
- dezvoltarea aplicațiilor de organizare a muncii, pe principiul corelării activității de întreținere cu starea reală a rețelei electrice;
- facilitarea planificării coordonate a activității de mentenanță prin intermediul funcțiilor performante de programare ale noului sistem EMS/SCADA;

- permiterea optimizării economice a producerii, transportului și furnizării energiei electrice;
- crearea condițiilor pentru integrarea celor mai noi dispozitive inteligente de monitorizare și control al rețelei, precum cele din sistemul de sincrofazori PMU;

Ideea de referință este de a implementa o platformă integrată pentru dispecer (EMS-SCADA, AGC, piața de echilibrare, sistem metering, nod ENTSO-E, sistem PMU ș.a.), care urmează să fie implementată în următorii 5-7 ani. Se dorește ca această platformă să răspundă noilor necesități impuse de legislația actuală referitoare la conducerea prin dispecer a SEN și operarea piețelor de echilibrare, alocare de capacități și servicii tehnologice de sistem. Această platformă va fi proiectată și realizată astfel încât să asigure cel mai ridicat nivel de redundanță posibil, cu funcții identice cu sistemele de bază (sau îmbunătățite), funcții suplimentare pentru situații de urgență, să aibă un grad de fiabilitate ridicat și să fie protejată corespunzător împotriva atacurilor informatice.

Nivelul de integrare, structura funcțională și arhitectura finală a platformei informatice vor fi decise în urma unui proiect de consultanță internațională în funcție de cerințele funcționale exprimate la momentul derulării proiectului în strânsă corelare cu evoluția dezvoltării SEN și a piețelor de energie la nivel național și european (cuplarea piețelor)-de nivelul de dezvoltare al sistemelor informatice de proces la nivel internațional, de evoluția tehnologică a sistemelor extinse de monitorizare a sistemelor electroenergetice, de evoluția sistemelor inteligente de măsurare și de posibila apariție și implementare a noilor soluții și aplicații de tip *SMART GRID* la nivelul SEN. În anul 2018 s-a realizat înlocuirea hardware-ului pentru sistemul EMS SCADA. Este în curs de finalizare actualizarea software-ului.

Modernizarea achiziției și schimbului de date

Finalizarea instalării rețelei de fibră optică pe toate liniile CNTEE Transelectrica SA și trecerea infrastructurii de comunicații către tehnologiile noi care permit schimburi de informații de ordinul a 100 MB/s sau mai mult va conduce la creșterea semnificativă a capacității acestora. Această conversie necesită însă modernizarea echipamentelor de telecomunicații precum și a interfețelor de date din centrele de dispecer subordonate, a terminalelor RTU și a celorlalte echipamente/dispozitive inteligente, sau chiar înlocuirea echipamentelor cu dispozitive capabile să funcționeze cu noile tehnologii.

Este important ca schimbul de date dintre sistemul central EMS/SCADA și cele teritoriale să fie revizuit, structura ierarhică având la bază principii ieșite din uz, ceea ce implică o abordare puternic integrată pe bază tehnologiilor moderne. Totodată se vor reevalua comunicațiile dintre sistemele de control ale societăților de producere, a operatorilor de piață și a participaților externi asociați și sistemul EMS/SCADA-DEN pentru a identifica oportunitățile de îmbunătățire a proceselor operaționale interactive. În acest context, integrarea sistemelor DMS/SCADA ale tuturor operatorilor de distribuție reprezintă un obiectiv principal pe termen mediu.

Se vor adopta soluții noi de modernizare și reconcepție a sistemului de comunicații cu interconexiunea ENTSO-E, denumit "ENTSO-E node", la nivelul Transelectrica prin modernizări atât la nivel de sistem informatic cât și la nivel de comunicații în deplin acord cu cerințele ENTSO-E, având în vedere că magistrala de date ENTSO-E a suferit mai multe modificări și adaptări pe parcursul anilor, impuse de creșterea volumului de date în cadrul schimburilor inter-TSO iar procesul de modernizare și adaptare este dinamic și continuu.

Securitatea sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA

Strategia de securitate energetică adoptată de Transelectrica va impune adaptarea arhitecturii sistemului EMS/SCADA conform cu cerințele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP) și a ultimelor standarde de securitate specifice sistemelor de proces EMS/SCADA (IEC 62351, ISO/IEC 27001), precum și necesitatea înființării unei structuri organizatorice dedicată pentru prevenirea, analiza, identificarea și reacția la incidentele de securitate cibernetică ale sistemelor informatice din sistemele EMS/SCADA și din alte sisteme critice din Companie. Noua structură va avea obligația și de a duce la îndeplinirea obiectivelor și direcțiile de acțiune prevăzute în Hotărârea nr. 271/2013 "Strategia de securitate cibernetică a României și în Planul de acțiune la nivel național privind implementarea Sistemului național de securitate cibernetică, cu respectarea prevederilor legale în vigoare". Această strategie necesită existența unui personal de specialitate cu înaltă pregătire profesională atât în domeniul IT&C cât și în domeniul energetic.

14.3.5.2 Strategia de dezvoltare a platformei informatice care asigură funcționarea piețelor administrate de către Transelectrica

Platforma informatică DAMAS este suport pentru aplicațiile specifice activității Pieței de Echilibrare care oferă următoarele funcționalități: programarea funcționării SEN, alocarea de capacitate pe liniile de interconexiune, achiziția serviciilor tehnologice de sistem și a calculelor preliminare privind decontarea în Piața de Echilibrare.

Intrarea în vigoare a noilor Regulamente Europene, care reprezintă legislație primară direct aplicabilă și care au în vedere modificarea designului pieței de energie electrică europeană, implică modificarea regulilor implementate în piețele aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA, Piața de Echilibrare, Piața de Alocare a Capacităților de Interconexiune și Piața Serviciilor Tehnologice de Sistem. De asemenea, noile reglementări ale ANRE necesită implementarea cerințelor acestora prin modificarea, completarea și actualizarea aplicațiilor specifice celor trei piețe. Astfel, aceste cerințe sunt impuse de:

- cadrul legislativ în continuă schimbare la nivel european și național, urmare a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului, a prevederilor Regulamentului (UE) 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL), a prevederilor Regulamentului (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (reformare) și a prevederilor următoarelor ordine ale ANRE:
 - Ordinul ANRE nr. 236/20.12.2019 de aprobare a acțiunilor și regulilor ce vor fi aplicate pe piața de energie electrică în vederea eliminării și/sau atenuării impactului unor măsuri sau politici care pot contribui la restricționarea formării prețurilor pe piața angro de energie electrică;
 - Ordinul ANRE nr. 61/31.03.2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.
 - Ordinul ANRE nr. 65/31.03.2020 privind modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei;
- perspectiva schimbării într-un termen scurt a cerințelor tot mai mari de publicare a datelor de piață (cât mai aproape de timpul real) pe platforma de transparență europeană dezvoltată la nivelul ENTSO-E;
- integrarea în platforma DAMAS de sisteme informatice de tip SAP (platforma unică de alocare) și de tip XBID prin participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul European de constituire a unor platforme unice la nivelul Uniunii Europene pentru alocarea capacităților de interconexiune pe termen lung, demarat în baza Regulamentului UE 1719/2016, respectiv prin participarea la proiectul de cuplare a piețelor intrazilnice de energie în UE, demarat în baza Regulamentului UE 1222/2015;
- obligativitatea tuturor țărilor din Uniunea Europeană de a implementa într-un termen extrem de scurt a proceselor de schimburi transfrontaliere pe parcursul zilei de livrare;
- participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul interimar pentru cuplarea pieței pe baza NTC („Cuplarea intermediară”) și ulterior, integrarea pieței zilnice din România în proiectul de cuplare Multi-Regional Coupling (MRC) prin implementarea alocării implicite pe bază de NTC pe granițele aferente și realizarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC);

- participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectul Core Flow-Based Market Coupling, al cărui obiectiv este de a realiza dezvoltarea și punerea în aplicare a unei cuplări bazate pe fluxuri a pieței pentru ziua următoare în regiunea de calcul de capacitate Core (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Olanda, Polonia, România, Slovacia și Slovenia), din cadrul proiectului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC);
- trecerea la decontarea la 15 minute a Pieței de Echilibrare. În vederea conformării cu prevederile Art. 53 din Regulamentul (UE) nr. 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL) și cu prevederile Art. 8 (4) din Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică, CNTEE Transelectrica SA are obligația să-și asume programul de implementare pentru trecerea la condițiile de decontare la un interval de 15 minute, așa cum este prevăzut în Ordinul ANRE nr. 63/31.03.2020 privind aprobarea programului de implementare a măsurilor necesare în scopul asigurării condițiilor de decontare la un interval de 15 minute;
- interfațarea/conectarea Platformei Pieței de Echilibrare cu platformele europene de produse de echilibrare (platformele comune pe care se vor tranzacționa rezervele de energie de echilibrare), respectiv TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), MARI (Manually Activated Reserves Initiative) și PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)

În scopul asigurării funcționării tuturor acestor proiecte, platforma Pieței de Echilibrare (DAMAS) trebuie să dispună de o infrastructură informatică sigură și eficientă, cu indicatori de performanță ridicați și un grad de disponibilitate de 99,98%. Platforma Pieței de Echilibrare va rămâne un sistem de tip web-service, cu un nivel de flexibilitate ridicat, iar aplicații software vor fi actualizate la ultimele versiuni și vor fi implementate toate customizările impuse de către evoluțiile legislative.

Infrastructura hardware se va proiecta într-o arhitectură redundantă, fiind compusă din subsisteme duplicate (master-slave) la nivel local și un subsistem amplasat într-o locație geografică diferită (pentru asigurarea cerințelor privind continuitatea și recuperarea activității în caz de dezastru).

Strategia de securitate energetică adoptată de Transelectrica va impune adaptarea arhitecturii informatice a platformei Pieței de Echilibrare în conformitate cu cerințele de securitate din domeniul infrastructurilor critice (NERC CIP). Similar cu sistemul EMS-SCADA, apare și în cazul platformei DAMAS necesitatea înființării unei structuri organizatorice dedicată pentru prevenirea, analiza, identificarea și reacția la incidentele de securitate cibernetică ale sistemelor informatice de proces, cât și din alte sisteme critice din Companie. Noua structură va avea obligația și de a duce la îndeplinirea obiectivelor și direcțiile de acțiune prevăzute în Hotărârea nr. 271/2013 "Strategia de securitate cibernetică a României și în Planul de acțiune la nivel național privind implementarea Sistemului național de securitate cibernetică, cu respectarea prevederilor legale în vigoare".

În acest sens, platforma DAMAS va utiliza numai protocoale securizate (SFTP, HTTPS etc.) și se vor prevedea măsuri suplimentare de securizare în cazul comunicațiilor cu mediul web sau cu alte sisteme (linii închiriate, VPN securizat, liste de control etc.).

14.3.5.3 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice

Dezvoltarea sistemelor de contorizare și a celor de monitorizare a calității energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA are în vedere:

- Necesitățile și reglementările pieței de energie electrică din România și din Europa;
- Alinierea la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E.

În acest sens, CNTEE Transelectrica SA, prin DM-OMEPA, entitate neutră față de participanții la piața de energie electrică, asigură dezvoltarea și operarea sistemelor de telecontorizare în condiții de echidistanță, transparență, eficiență și operativitate în raport cu toți participanții la piața de energie, furnizând datele necesare implementării și dezvoltării conceptului de piață de energie în România.

Obiectivele prioritare ale dezvoltării domeniului

Domeniul măsurării și monitorizării calității energiei electrice este parte integrantă a sectorului energetic, care este un sector dinamic, susținând activ dezvoltarea economică a țării și reducerea decalajelor față de Uniunea Europeană.

În concordanță cu dezideratele majore mai sus enunțate, dezvoltarea în cadrul CNTEE Transelectrica SA a acestui domeniu are în vedere atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, cu prioritate următoarele obiective:

1. asigurarea de servicii performante de măsurare și de monitorizare a calității energiei electrice;
2. implementarea celor mai moderne concepte și tehnologii de măsurare și monitorizare a energiei electrice;
3. implementarea unor sisteme informatice securizate și performante pentru managementul datelor măsurate/agregate;
4. dezvoltarea celor mai bune practici în domeniul managementului resurselor umane, managementului general și al celui tehnic;

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

- Măsuri generale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, stipulează faptul că OTS (CNTEE Transelectrica SA) are obligația de a presta serviciul de măsurare a energiei electrice pentru utilizatorii RET.

Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică prevede că OTS-OM (DM-OMEPA) trebuie să asigure agregarea unitară pentru întreaga piață de energie.

Alinierea performanțelor tehnice a echipamentelor de măsurare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice, la regulile Uniunii Europene și ale ENTSO-E, este un obiectiv prioritar al CNTEE Transelectrica SA.

▪ Măsuri specifice domeniilor

Implementarea principiilor strategiei CNTEE Transelectrica SA de dezvoltare a sistemelor de (tele)contorizare a energiei electrice și de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice vehiculate prin RET, precum și încadrarea în limitele stabilite prin *Codul tehnic al RET* și alte reglementări tehnice la care Compania a aderat, constituie obiective prioritare pentru îndeplinirea cărora CNTEE Transelectrica SA-DM-OMEPA își propune măsuri specifice domeniilor măsurării energiei electrice și monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice.

- Măsuri în domeniul măsurării energiilor electrice tranzitate pe piața angro (sistemul de telecontorizare al CNTEE Transelectrica SA pentru piața angro)
 - Implementarea noului proiect “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
 - Asigurarea de servicii integrate îmbunătățite pentru clienții “Sistemului de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
 - 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 “Sistemului de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” trebuie să permită interfațarea automată cu sistemele de contorizare locală aparținând Transelectrica, altor sisteme aparținând diferiților operatori de măsurare din SEN, în vederea asigurării de date măsurate redundante pentru clienții de pe piața de energie electrică;
 - Managementul CPT în instalațiile CNTEE Transelectrica SA impune ca 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 “Sistemul de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro”;
 - DM-OMEPA prin Serviciile teritoriale DM-OMEPA va asigura, activitățile de mentenanță preventivă conform Programului Anual de Verificare și Testare în Instalații a Echipamentelor de Măsurare la nivelul stațiilor electrice de transformare;
 - Mentenanța 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 și drepturile participanților la piața de energie;

- Noul “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” 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;
 - Toate echipamentele de măsurare din cadrul “Sistem de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața angro” vor fi proprietatea CNTEE Transelectrica SA și vor fi administrate de către DM-OMEPA.
- Măsurii 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 “Sistemul de contorizare și de management al datelor măsurate a energiei electrice pe piața 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;
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
- Măsurii în domeniul verificărilor metrologice

În vederea verificării cu resurse proprii a contoarelor de energie electrică supuse controlului metrologic obligatoriu al statului CNTEE Transelectrica SA își propune următoarele măsuri:

- Asigurarea permanentă a condițiilor de spațiu și de mediu și a dotărilor cu instalații și echipamente, impuse pentru laboratoare metrologice, de către legislația în vigoare din domeniu;

- Menținerea autorizării periodice, la intervalele de timp stabilite de legislația în vigoare din domeniu, de către BRML, a laboratorului de metrologie CNTEE Transelectrica SA cuprinzând cele trei laboratoare de metrologie din cadrul Unităților Teritoriale de transport Craiova, Sibiu, Timișoara, în baza documentației valabile a Sistemului Calității pentru desfășurarea activității de metrologie;
- Menținerea autorizării periodice a verficatorilor metrologi care își desfășoară activitatea în cadrul celor trei laboratoare de metrologie.
- Măsurile în domeniul monitorizării parametrilor de calitate a energiei electrice
 - Realizarea noului proiect „Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS)”, pentru monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile electrice de transformare ale Companiei;
 - 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 calității energiei electrice (PQMS) trebuie să asigure achiziția, prelucrarea, afișarea, stocarea și raportarea 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 din sistemul existent (SMCENEL);
 - Echipamentele specifice utilizate trebuie să aibă caracteristici tehnice care să exceleze în domeniul protecției mediului, eficienței energetice, securității personalului;
 - 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 Programului Anual de Verificare și Testare în Instalații a Echipamentelor de Măsurare 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 condițiile reglementărilor în vigoare;
 - Se va asigura încadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în limitele stabilite prin Codul tehnic al RET și alte reglementări tehnice la care Compania a aderat;

- Se va asigura includerea în contracte, avize de racordare și convenții de exploatare a indicatorilor privind calitatea energiei electrice transportate, precum și a cerințelor pentru prevenirea propagării către sistem a perturbațiilor apărute în instalațiile 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.

14.3.5.4 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații

O componentă importantă a misiunii CNTEE Transelectrica SA este aceea de a asigura serviciile de telecomunicații necesare funcționării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de maximă siguranță și stabilitate, cu îndeplinirea cerințelor aprobate.

În acest context, se urmărește redefinirea și reorganizarea serviciilor oferite, suport important pentru desfășurarea activității Companiei, prin modernizarea sa cu tehnologii moderne și adecvate cerințelor.

Infrastructura de comunicații reprezintă un factor determinant în ceea ce privește funcționalitățile și securitatea aplicațiilor informatice din organizație. Echipamentele de telecomunicații și aplicațiile asociate, în funcție de specificul lor și destinația funcțională, sunt grupate în platforme interconectate.

Anumite componente ale infrastructurii, în special cele ce utilizează ca mediu de transport fibra optică, au durată de viață depășită ceea ce generează costuri ridicate de mentenanță. Aceasta impune ca, pe lângă lucrările întreprinse pentru menținerea actualului sistem în funcțiune, să fie realizată și înlocuirea echipamentelor ce nu mai prezintă siguranță în exploatare, cu echipamente adaptate noilor tehnologii.

14.3.5.5 Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurilor critice

În contextul importanței securității energetice pentru securitatea națională, securitatea instalațiilor energetice este un obiectiv de interes constant pentru operatorii de transport și de sistem. Evoluțiile din ultimele două decenii au arătat creșterea vulnerabilităților cauzate de defectarea, distrugerea și/sau întreruperea infrastructurilor tehnologice (transporturi, energie, informatică etc.) provocate de acte de terorism, dezastre naturale, neglijențe, accidente, activități criminale.

Pentru a asigura funcționarea sigură și stabilă a sistemului energetic național, CNTEE Transelectrica SA are în vedere creșterea nivelului de securitate al obiectivelor, ținând cont atât de importanța lor funcțională cât și de valoarea patrimonială a obiectivelor .

Strategia CNTEE Transelectrica SA cu privire la asigurarea unui nivel corespunzător de securitate a obiectivelor, cu costuri minime, cuprinde un ansamblu de activități proprii, desfășurate la nivel de Companie :

1. Evaluarea vulnerabilităților și managementul riscului: prin această activitate se identifică obiectivele critice pentru desfășurarea activității precum și gradul lor de vulnerabilitate.

2. Procesele de identificare, evaluare și control al riscurilor necesită să fie realizate mai mult proactiv decât reactiv.

Necesitatea *identificării vulnerabilităților* infrastructurilor critice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național, rezultă din următoarele considerente:

a) Știindu-se faptul că Sistemul Electroenergetic Național este de importanță strategică națională, el trebuie evaluat și monitorizat în permanență din punct de vedere al riscurilor sectoriale – transport energie electrică, în vederea identificării vulnerabilităților.

b) Această necesitate de evaluare a riscurilor sectoriale vine și din perspectiva europeană deoarece România este interconectată la sistemul electroenergetic al Uniunii Europene care face interconexiunea diferitelor magistrale electroenergetice din țările nordice până în țările sudice sau din țările vestice până în țările estice.

c) Prin cunoașterea vulnerabilităților se pot identifica automat pericolele și amenințările la care Sistemul Electroenergetic Național este supus și angrenat și se pot crea măsuri sau strategii naționale/europene de protecție și securizare a infrastructurilor critice naționale/europene.

d) Vulnerabilitatea securității energetice trebuie prevenită, combătută și eliminată prin investiții majore în infrastructură energetică (stații electrice, linii electrice și centrale electrice) și personal specializat în securitatea infrastructurilor critice și siguranța Sistemului Electroenergetic Național.

Între infrastructuri critice și pericolele, amenințări și acțiuni teroriste la adresa acestora, se creează relații de intercondiționare (directă, intempestivă, aleatoare), ceea ce face extrem de dificil elaborarea unor strategii de protecție și de securitate foarte exacte, *conform figurii 2.1. și figurii 2.2.:*

Odată cu dezvoltarea pericolelor, amenințărilor și cu intensificarea acțiunilor teroriste, problematica arhitecturii, alcătuirii, construcției, funcționării și protecției infrastructurilor critice devine extrem de complexă și necesită o abordare realistă și serioasă.

Se impune o abordare de mare amploare și care să se materializeze cu strategii de protecție și securitate foarte puternice, neținând cont de factorul financiar, pentru a preveni, combate și elimina acțiunea unor amenințări care pot scoate din funcțiune o infrastructură critică.

Măsuri pentru îndeplinirea obiectivelor prioritare

Îmbunătățirea continuă a capacității de răspuns la amenințări: reprezintă măsura în care personalul este pregătit pentru a face față unui spectru cât mai larg de amenințări, atât fizice, cât și informatice. Managementul situațiilor de criză: prin care se asigură că sistemul, ca întreg, este pregătit să reacționeze la amenințările fizice și informatice.

1. 6. Întocmirea planurilor de continuitate a proceselor: prin care se au în vedere aspectele legate de reducerea probabilității unor disfuncționalități pe termen lung și creșterea promptitudinii operațiunilor de revenire, printr-o prioritizare multicriterială coordonată unitar.
2. Planificarea și menținerea continuității activității, managementul situațiilor de urgență și criză, de supraviețuire, de revenire după dezastru, de reziliență a infrastructurilor critice.

3. Dezvoltarea comunicațiilor: prin care se asigură coerența activităților legate de capacitatea de răspuns, managementul situațiilor de criză și planurilor de restabilire. Un aspect important îl constituie căile de legătură cu autoritățile. Creșterea nivelului de securitate fizică: prin care se urmărește reducerea amenințărilor interne și exterioare sistemului.

Protecția informațiilor: în vederea reducerii probabilității ca anumite informații critice, clasificate sau neclasificate, să fie disponibile unor potențiali agresori.

Protecția infrastructurilor critice este componentă a strategiei de securitate națională, fapt care impune schimbul de informații necesar asigurării bunei funcționări a rețelelor de transport dintre actorii implicați în coordonarea și controlul acestora: autoritățile de reglementare, proprietarul infrastructurilor, operatorii și instituțiile specializate.

Prin implementarea măsurilor expuse, CNTEE Transelectrica SA își propune instituirea și operarea unui cadru de management al securității ca parte integrantă a sistemului de management al Companiei.

Sistemul de securitate fizică pe care CNTEE Transelectrica SA își propune să îl realizeze va respecta principiile de securitate impuse sistemelor de anvergură și de complexitatea Companiei, și anume pentru prevenirea și gestionarea evenimentelor care pun în pericol infrastructura de transport al energiei electrice, CNTEE Transelectrica SA are în vedere în perspectivă, de asemenea, următoarele proiecte :

- Asigurarea continuității activității 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;
- Asigurarea realizării investițiilor și achiziția serviciilor de mentenanță a Sistemelor Integrate de Securitate (SIS) la nivelul Companiei;

Această strategie necesită existența unui personal de specialitate cu înaltă pregătire profesională atât în domeniul ICN/ICE cât și în domeniul energetic.

14.4 Programul de dezvoltare, retehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET

14.4.1 Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2020 față de ediția anterioară 2018

În perioada scursă de la aprobarea Planului de dezvoltare anterior, s-au finalizat următoarele proiecte:

❖ Retehnologizare/modernizare RET:

- Retehnologizare stația 220/ 110/20 kV Câmpia Turzii;
- Retehnologizare stația 220 kV Oțelărie Hunedoara;
- Modernizare stația 110 kV și 20 kV Suceava;
- Modernizare stația 400/110/10 kV Cluj Est;
- Retehnologizarea stației 400/220/110/20kV Bradu;

- *Retehnologizarea stației 220/110/20kV Turnu Severin Est;*
- *Retehnologizarea stației Isaccea etapa I (înlocuire bobine de compensare, celule aferente și celula LEA 400 kV Stupina);*
- *Modernizare sistem comandă-control-protecție al stației 220/110/20kV Sărdănești;*
- *Înlocuire AT3 200MVA din stația 220/110/20kV Târgoviște;*
- *Înlocuiri AT și T în stații-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 AT - 200 MVA din stația 220/110/20 kV Arefu
 - Înlocuire T2 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Grădiște
 - Înlocuire T1 - 25 MVA din stația 220/110/20 kV Gheorgheni
 - Înlocuire AT1, 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 Vetis
 - Înlocuire T12 - 16 MVA din stația 220/110/20kV Ungheni
 - Înlocuire AT2 200 MVA Gheorghieni din stația 220/110/20 kV Gheorghieni

❖ **Siguranța alimentării consumului:**

❖ **Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE:**

- *Extindere stație Porțile de Fier 400 kV*
- *LEA 400 kV Reșița-Pancevo. Exploatarea comerciala va începe după finalizarea stației 400 kV Reșița.*

❖ **Integrarea producției din centrale-alte zone:**

În actuala ediție a Planului de dezvoltare s-au introdus următoarele proiecte noi de investiții:

❖ **Retehnologizare/modernizare RET:**

- *Înlocuire AT 1 Arefu 220/110 kV, AT Stupărei 220/110 kV, T1 și T2 400/110 kV Constanta Nord, T2 400/110 kV Smârdan, T1 110/10kV și T7 400/110 kV Cluj Est, T4 400/110kV Drăgănești Olt;*
- *Modernizare sistem comandă-control-protecție Stația 400 kV Gădălin;*
- *Modernizare sistem comandă-control-protecție Stația 400/110/20kV Sibiu Sud;*
- *Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVar în stația Portile de Fier 400 kV.*

❖ **Siguranța alimentării consumului:**

- *instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni (Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni);*

- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud (Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud);
 - stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVAR montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești;
 - stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVAR în stația nouă 400 kV;
 - reconducerea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat.
- ❖ **Creșterea capacității de interconexiune:**
- Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba;
 - LEA 400 kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E, oportunitatea se va reanaliza în funcție de evoluția integrării regenerabilelor;
 - interconexiune RO-HU (LEA 400 kV nouă Oradea-Jozsa, AT nou 400/220 kV Roșiori, AT nou 400/220 kV Reșița, reconducerea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni-Baru Mare-Hășdat)- rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E, oportunitatea se va reanaliza în funcție de evoluția integrării regenerabilelor.

Față de ediția aprobată a Planului în actuala ediție au fost excluse următoarele proiecte de investiții:

- Retehnologizare statia 400/110 kV Dârste - se va introduce in editiile viitoare ale Planului
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV/MT Urechesti - se va introduce in editiile viitoare ale Planului
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400 kV Nadab-se va corela cu proiectul de echipare circuit 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Fundeni-se va corela cu proiectul Creșterea gradului de siguranța in alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați in stația 220/110/10 kV Fundeni
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud-se va corela cu proiectul Cresterea gradului de siguranta in alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului Bucuresti racordati in statia 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110 kV Turnu Magurele - se va introduce in editiile viitoare ale Planului
- Modernizare sistem de comanda control protectie in statia 220/110/20 kV Gheorgheni -se va introduce in editiile viitoare ale Planului

În Anexa F-3 se prezintă o analiză comparativă a proiectelor din Planul de dezvoltare a RET-ediția 2020-2029 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.

14.4.2 Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020- 2029

Pentru a păstra adecvarea rețelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani și se vor realiza două categorii de investiții:

- re tehnologizarea stațiilor existente;
- extinderea RET prin construcția de linii noi, creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor existente și creșterea capacității de transformare în stații.

❖ Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

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

Starea tehnică reală a instalațiilor s-a menținut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanță desfășurat, cât și printr-un program susținut de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de re tehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor.

Proiecte de re tehnologizare/modernizare aflate în derulare (execuție lucrări):

- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației 400/220/110/10 kV București Sud - înlocuire echipament 10 kV;
- Retehnologizare stația 400/110/20 kV Domnești;
- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 2-faza 2:
 - AT 220/110 kV 200 MVA: AT1 Alba Iulia, AT1 Baia Mare 3, AT1 Ghizdaru, AT3 Târgoviște, AT1 Turnu Măgurele, AT1 Urechești, AT Vetis, AT2 Cluj Florești.
 - Trafo 110/20 16 MVA: T4 Suceava, T4 Oradea Sud, T1 și T2 FAI.
- Retehnologizare stația 220/110/20 kV Ungheni;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Craiova Nord;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat;
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni;
- Modernizare stație Vetis 220/110/20kV echipament primar;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova;

- Retehnologizare stația 400 kV Medgidia Sud;
- extindere stație 400 kV Cernavodă cu 2 celule pentru LEA d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței - Stâlp;
- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV;
- Înlocuire 3 unități BC 100MVAr400 kV în stațiile Arad, Smârdan, București Sud.

Proiecte de retehnologizare/modernizare a stațiilor aflate în procedură de achiziție lucrări sau în faza de proiectare:

- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II) ;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu;
- Modernizare stația electrică 220/110 kV Dumbrava;
- Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;
- Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat;
- Modernizare SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud;
- 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;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Montare fibră optică pe LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo.
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 220/110/10 kV Fundeni, 400/220/110 kV București Sud .
- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Grădiște;
- Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN;

Sunt prevăzute, de asemenea, proiectele pentru care nu s-a demarat proiectarea:

- Modernizarea sistemului comandă control protecție și integrare în CTSI a stației Drăgănești Olt;

- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 220/110/20 kV Fântânele, 400 kV Cernavodă, 220/110 kV Paroșeni, 400 kV Țânțăreni, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Târgoviște, 220/110 kV Pestiș.
- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 3:
 - AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2); FAI (AT 2).
 - AT 220/110 kV 100 MVA Tihău;
 - Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord si Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est ;
 - Trafo 110/20 kV 25 MVA: T1 si T2 în stația 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;
- înlocuire AT 1 Arefu 220/110 kV, AT Stupărei 220/110 kV, T1 și T2 400/110 kV Constanta Nord, T2 400/110 kV Smârdan, T1 110/10kV și T7 400/110 kV Cluj Est;
- Modernizare sistem comandă-control-protecție Stația 400 kV Gădălin;
- Modernizare sistem comandă-control-protecție Stația 400/110/20kV Sibiu Sud.

❖ **Creșterea capacității de interconexiune transfrontaliere**

- *Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:*

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia Europeană a introdus pe cea de a patra listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reșița și Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. Reșița (RO)-Pancevo (Serbia);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
 - trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara, Arad și Săcălaz.

Aceste proiecte vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E-V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția N-S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Arad.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele fotovoltaice preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab-Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpilor 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud-Nădab
- Instalarea unei bobine de compensare de 100MVar în stația 400 kV Porțile de Fier
- Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba;

- LEA 400 kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E, oportunitatea se va reanaliza în funcție de evoluția integrării regenerabilelor;
 - interconexiune RO-HU (LEA 400 kV nouă Oradea-Jozsa, AT nou 400/220 kV Roșiori, AT nou 400/220 kV Reșița, reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat)- rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E, oportunitatea se va reanaliza în funcție de evoluția integrării regenerabilelor.
- *Creșterea capacității de schimb pe interfața de sud a României (granița cu Bulgaria) pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:*

Având în vedere contribuția semnificativă, prin creșterea capacității de interconexiune dintre România și Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/Oceanului Atlantic, Comisia Europeană a introdus pe cea de a patra listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul Bulgaria–România, creșterea capacității”, cunoscut sub denumirea „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:
 - LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan-Gutinaș;
 - LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.
- *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova:*

Cadrul general de cooperare pentru interconectarea asincronă a sistemelor din România și Republica Moldova este reglementat prin Memorandumul de Înțelegere semnat în anul 2015 între Guvernele României și Republicii Moldova.

În 2016 s-a semnat Acordul de colaborare între CNTEE Transelectrica SA și ÎS Moldelectrica pentru realizarea proiectelor de interconexiune prin stații Back to Back menționate și în Memorandumul de Înțelegere, și anume:

- LEA 400 kV Isaccea (RO)-Vulcănești (RM) (linie existentă), LEA 400 kV nouă Vulcănești-Chișinău, stație Back to Back la Vulcănești;
- LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Bălți;
- LEA 400 kV Iași (RO)-Ungheni-Strășeni (RM) simplu circuit și stație Back to Back la Strășeni.

Proiectul de interconectare prin stație Back to Back la Vulcănești este Proiect de Interes Mutual aflat pe lista de proiecte susținute de Comunitatea Energetică. Termenul estimat de PIF este 2024. Pe teritoriul României vor fi necesare lucrări de instalare fibră optică pe linia electrică existentă 400 kV Isaccea (RO)-Vulcănești (MD) până la graniță, instalare protecții și teleprotecții în stația Isaccea, integrare în regulatorul frecvență-putere a datelor achiziționate din stația Isaccea pentru linia de interconexiune, etc.

Proiectul de interconectare prin stație Back to Back la Strășeni este cel mai costisitor și cel mai dificil deoarece pe teritoriul României trebuie construită rețea de 400 kV până la Iași.

LEA 400 kV Suceava-Bălți se analizează în contextul proiectului de interconectare sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul Europei Continentale.

❖ 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-ieșire LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud;
- Extinderea stației de 400/110 kV Medgidia Sud și retehnologizarea stației de 110 kV, pentru creșterea puterii de rupere a întrerupătoarelor corelat cu creșterea curentului de scurtcircuit;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin-Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlp-Brașov;
- Trecerea la tensiunea de funcționare 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest-Teleajen-Stâlp (construită pentru 400 kV), inclusiv construcția stațiilor de 400 kV Stâlp și Teleajen;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Medgidia Sud-Constanța Nord;
- Recondutorarea LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV București Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu.
- 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 condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrică SA evacuarea la 220 kV, prin construcția stației de 220 kV Ostrovul Mare, și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate.
- 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.

❖ **Siguranța alimentării consumului din zone deficitare**

- Instalarea celui de al doilea transformator 400/110 kV, 250 MVA în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, pentru rezervarea singurei injecții din RET în zona Sibiu;
- Instalarea celui de al doilea AT 400/220 kV, 400 MVA, în stația Iernut, pentru asigurarea alimentării consumului în zona de N-V a țării, în lipsa unei puteri instalate suficiente în centralele din zonă;
- Recondutorarea axului 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord- Paroșeni - Baru Mare-Hasdat.
- 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.
- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud.
- stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVA_r montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVA_r în stația nouă 400 kV.

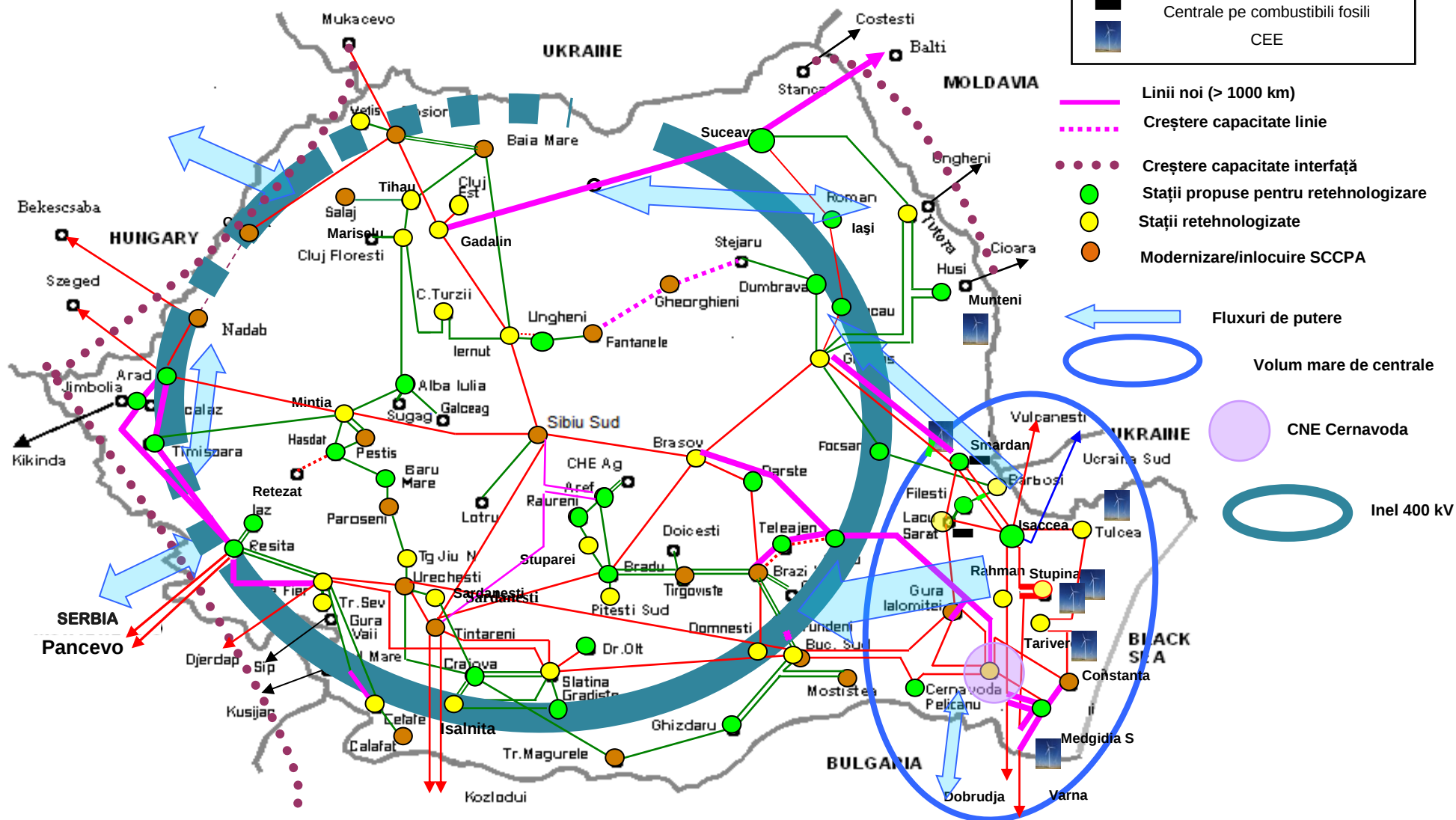
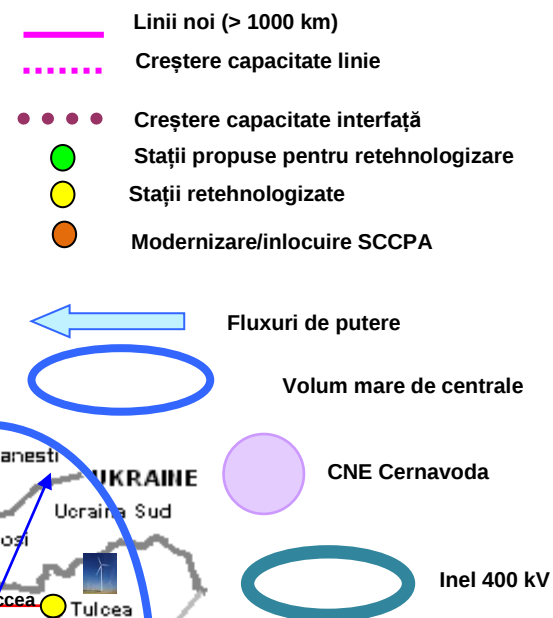
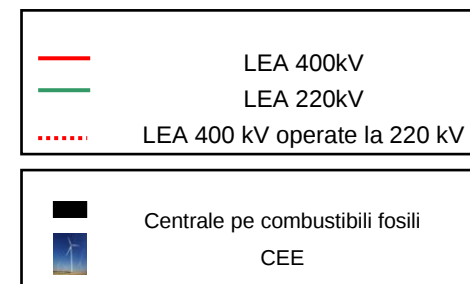
Programul de dezvoltare a RET nu acoperă în întregime necesitățile, în special din punct de vedere al termenelor de finalizare a proiectelor, care depășesc, uneori cu mai mulți ani, orizontul de timp în care este anunțată de utilizatori finalizarea noilor capacități de producție.

În cazul în care vor fi identificate la timp soluții permise de cadrul de reglementare (ex.: finanțare rambursabilă furnizată de utilizatorul RET, taxa de racordare extinsă pentru acoperirea lucrărilor necesare pentru întărirea RET în amonte, alte soluții), se va încerca devansarea unor proiecte.

În Fig.12 sunt prezentate proiectele de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020 - 2029, iar în Tabelul 12 este prezentată etapizarea acestor lucrări. Eșalonarea anuală estimată a cheltuielilor este detaliată în Anexa F-2 (nu se publică).



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2008,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +021 303 56 11, Fax +021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro





Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

Tabelul 14.5-Eșalonarea anuală a lucrărilor și cheltuielilor de investiții-perioada 2019-2029

SECȚIUNEA I - Esalonarea lucrărilor și cheltuielilor de investiții - perioada 2020 - 2029														
Nr. Crt.	Denumire proiect	Crit. ANRE	Valoare estimată	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2020-2029
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE													
1	Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești	N												
2	Înlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care: faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	N												
2.1	8 buc. AT 220/110 kV în stațiile : Targoviste, Baia Mare 3, Alba Iulia, Cluj Floresti, Ghizdaru, Turnu Magurele, Urechesi, Vetis	N												
2.2	4 buc. Trafo 110/20 kV în stațiile : (Suceava, FAI (2 buc.), Oradea Sud	N												
3	Înlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3) 7 AT & 8 T	N												
3.1	7 AT 220/110 kV în stațiile: Gradiste, Suceava, FAI, Dumbrava, Tg. Jiu Nord, Sardanesti, Tihau.	N												
3.2	8 Trafo 110/20 kV în stațiile : Tn. Severin Est (2 buc.) , Cluj Floresti (2 Buc.), Salaj, Campia Turzii, Cluj Est, Tg. Jiu Nord.	N												
4	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	N												
5	Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu	N												
6	Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni	N												
7	Modernizare statia 220 / 110 kV Dumbrava	N												
8	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	N												
9	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	N												
10	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Bara Mare	N												
11	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	N												
12	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	N												
13	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	N												
14	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	N												
15	Modernizare statia 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	N												
16	Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	N												
17	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	N												
18	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacau Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	N												
19	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare stație 400 kV)	N												
20	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	N												
21	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	N												
22	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	N												
23	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Drăganesti-Olt	N												



Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei





Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otleni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +021 303 56 11, Fax +021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

[illegible]



Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei





Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otleni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +021 303 56 11, Fax +021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

14.2	Montare AT nou 400/220 kV in statia Rosiori	E													
14.3	reconductorarea axului 220 kV Urechesti-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat	E													
G	Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA Inlocuirea componentelor hardware, actualizarea si dezvoltarea aplicatiilor specifice ale Platformei Pietei de Echilibrare - II DAMAS	N													
G.1	Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA														
G.2	Inlocuirea componentelor hardware, actualizarea si dezvoltarea aplicatiilor specifice ale Platformei Pietei de Echilibrare - II DAMAS														
H	Sistem de contorizare si de management al datelor de masurare a energiei electrice pe piata angro	N													
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE SI TELECOMUNICATII	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	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2020-2029	
II a	TOTAL - Investitii pt. racordare CHEAP Tarnita														
1	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Mintia	N													
2	LEA 400 kV d.c. Tarnita - Gadalın	N													
3	Statie 400 kV Tarnita	N													
II b	Statie 400/110kV Bistrita racordata intrare-iesire in LEA 400kV Suceava-Gadalın	N													
II c	Sediu nou CNTEE "Transelectrica" SA	N													
TOTAL Sectiunea II															
TOTAL Sectiunea I + Sectiunea II															
E = investitie in active imobilizate esentiale N= investitie in active imobilizate necesare Achizitie teren, studii, autorizatii Executie															

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 așteptată 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 sistemului 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 fără proiect respectarea criteriilor de funcționare stabilă în condițiile indisponibilității 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.

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2019 un nou studiu "Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET" [23] în care s-au evaluat 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”.

Indicatorii de beneficiu cuprinși în a doua versiune a metodologiei „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” [22] sunt definiți după cum urmează, mai jos.

B1. Bunăstarea socio - economică: este caracterizată de abilitatea unui sistem electroenergetic de a reduce congestiile. Astfel se asigură o creștere a capacității de transport ce va permite creșterea schimburilor comerciale, astfel încât pe piața de energie să se realizeze schimburi de putere într-un mod eficient din punct de vedere economic.

B2. Variația emisiilor de CO₂: reprezintă evoluția emisiilor de CO₂ în sistemul electroenergetic în urma considerării proiectului evaluat. Apare ca o consecință a modificării modului de dispecerizare a grupurilor și a deblocării potențialului RES.

B3. Integrarea surselor regenerabile de energie (SRE): abilitatea sistemului electroenergetic de a permite conectarea unor noi surse de energie regenerabilă și deblocarea producției existente și viitoare din surse regenerabile, minimizând în același timp reducerile de putere din RES.

B4. Variația bunăstării sociale ca urmare a variației emisiei de CO₂ și a integrării RES: reprezintă creșterea bunăstării sociale, dincolo de efectele economice, care sunt cuprinse în calculul indicatorului B1. Evoluția emisiilor de CO₂ și integrarea surselor regenerabile în sistemul electroenergetic datorită considerării unui proiect sunt luate în considerare parțial la calculul indicatorului B1. Variația emisiilor de CO₂ și integrarea surselor regenerabile duce la modificarea costurilor variabile de producție și a emisiilor datorită variației energiei produse de generatoarele convenționale cu costuri variabile diferite de zero și respectiv a costurilor emisiilor, prin urmare sunt afectate costurile sistemului. În orice caz, acesta nu pot reflecta în totalitate beneficiile sociale datorită integrării unei cantități mai mari de RES în sistem sau întregul cost social al emisiilor de CO₂ (efectele produse de emisiile de CO₂ nu sunt neapărat reflectate de costul certificatelor pe care producătorii trebuie să le plătească).

B5. Variația pierderilor de energie: reprezintă variația costului pierderilor de putere activă (pierderi Joule) în sistemul electroenergetic prin considerarea proiectului evaluat.

B6. Siguranța în alimentare: Adecvanța pentru satisfacerea cererii- reprezintă impactul proiectului asupra abilității sistemului de a asigura o alimentare sigură cu energie electrică pe o perioadă de timp extinsă.

B7. Siguranța în alimentare: Flexibilitatea sistemului – reprezintă impactul proiectului asupra capacității sistemului de a acomoda schimburi rapide și mari a consumului net în contextului integrării producției din surse nedispecerizabile.

B8. Siguranța în alimentare: Stabilitatea sistemului – reprezintă impactul proiectului asupra abilității sistemului de a asigura o alimentare sigură cu energie în contextului criteriilor tehnice definite în metodologia cost-beneficiu.

Pentru stabilirea impactului proiectului asupra societății sunt definiți următorii indicatori:

S.1. Impactul rezidual asupra mediului înconjurător – caracterizează impactul (rezidual) al proiectului eventual evaluat prin studii preliminare, și propune să furnizeze o măsură a sensibilității mediului asociată proiectului..

S.2. Impactul rezidual social – caracterizează impactul (rezidual) proiectului asupra populației eventual evaluat prin studii preliminare, și propune să furnizeze o măsură a sensibilității sociale asociate proiectului.

Deosebit de important este calculul capacității de transfer a rețelei și contribuția unui proiect la creșterea acesteia, majoritatea indicatorilor de beneficiu fiind calculați pe baza acestei informații.

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.

NTC. Capacitatea netă de transfer - reflectă abilitatea rețelei de a acomoda un schimb de putere între două zone vecine de licitație. O creștere a NTC poate fi interpretată ca o creștere a capacității rețelei de a permite schimburile comerciale pe piața de energie.

Beneficiile adiționale sunt beneficiile unui proiect care pot fi luate în considerare la valorificarea proiectului și nu sunt cuprinse în metodologia cost – beneficiu aprobată. Beneficiile adiționale nu se suprapun peste indicatorii de beneficiu din metodologia cost- beneficiu. În cadrul ultimului TYNDP au fost propuși următorii indicatori adiționali:

A.1 Reducerea costurilor pentru servicii de sistem - în vederea asigurării rezervelor de reglaj de frecvență, tensiune, black-start etc.;

A.2 Reducerea emisiilor (CO2 exclus) – SOx, NOx, PM 2,5 și PM 10 datorită integrării RES;

B.2 Evitarea costurilor de retehnologizare / înlocuire a infrastructurii;

C.1 Reducerea necesarului de rezervă de putere pentru centralele utilizate la redispecerizare – în special pentru proiectele care sunt capabile să reducă congestiile interne.

În Anexa F-4 sunt prezentate sintetic valorile obținute în cele două studii în care s-au evaluat proiecte de dezvoltare a RET la etapa de timp cea mai apropiată de termenul de punere în funcțiune și la etapa de perspectivă.

Anexa F-4 cuprinde și beneficiile calculate în cadrul altor studii de dezvoltare a RET în perioada 2017-2020.

15. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET

Pentru a se evalua, în etapele inițiale ale proiectelor, volumul cheltuielilor necesare pentru dezvoltare la nivelul întregii RET, au fost evaluați indicatori de costuri pe celulă, pentru fiecare nivel de tensiune și pe transformator/ autotransformator, pentru fiecare nivel de tensiune și putere instalată. Aceste costuri includ și cheltuielile cu construcțiile aferente, circuitele secundare, sistemele de măsurare și sistemele de comanda-control-protecție.

Costurile unitare au fost estimate pe baza costurilor realizate în proiectele de investiții derulate după 2005. Acolo unde nu s-a dispus de experiență recentă proprie, s-au utilizat informații despre prețuri estimate în studiile consultanților sau obținute în procesul de estimare a costurilor rețelei desfășurat în vederea implementării mecanismului de compensare a pierderilor între OTS la nivel european.

Costurile unitare specifice, ale echipamentelor primare și secundare/conexe, care s-au utilizat pentru evaluări, sunt prezentate în Anexa F-1 (nu se publică).

După implementarea legislației care a stabilit sistemul de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, CNTEE Transelectrica SA și operatorii de distribuție au primit un număr foarte mare de solicitări de conectare la rețea de astfel de centrale, în special eoliene, concentrate într-o zonă geografică restrânsă. Această situație a determinat includerea în plan a unui volum semnificativ de investiții pentru întărirea capacității de evacuare a producției acestor centrale, suplimentar necesităților de reabilitare/modernizare/dezvoltare a RET conform tendințelor istorice anticipate anterior.

Apariția simultană a unui volum mare de producție din surse regenerabile de energie care solicită racordarea la rețea în perioada următoare conduce la necesitatea unui efort de dezvoltare a rețelei fără precedent în ultimii 20 ani, implicând o majorare substanțială a cheltuielilor față de estimările realizate pentru Planurile de dezvoltare anterioare anului 2008.

CNTEE Transelectrica SA urmărește în permanență evoluția proiectelor anunțate ale utilizatorilor și își actualizează Planul de dezvoltare a RET în funcție de acestea și de proiecțiile financiare proprii. La fiecare actualizare, se urmărește stabilirea unui Plan sustenabil, echilibrat atât din punct de vedere al posibilității de realizare a lucrărilor, cât și al capacității CNTEE Transelectrica SA de a-l susține financiar.

Progresul mai rapid în ceea ce privește realizarea liniilor noi este întârziat de timpul foarte mare necesar pentru obținerea avizelor/autorizațiilor și a drepturilor asupra terenurilor necesare (expropriu 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.

Eșalonarea cheltuielilor pentru realizarea proiectelor de investiții directe în RET propuse în Planul de dezvoltare pe perioada 2020-2029 este prezentată în Tabelul 14.5 și Anexa F-2 (nu se publică).

În fig. 15.1 sunt prezentate, comparativ față de ultima ediție aprobată a Planului (2018-2027), valorile cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET pe un interval de 10 ani preconizate în Planul actual (2020-2029).

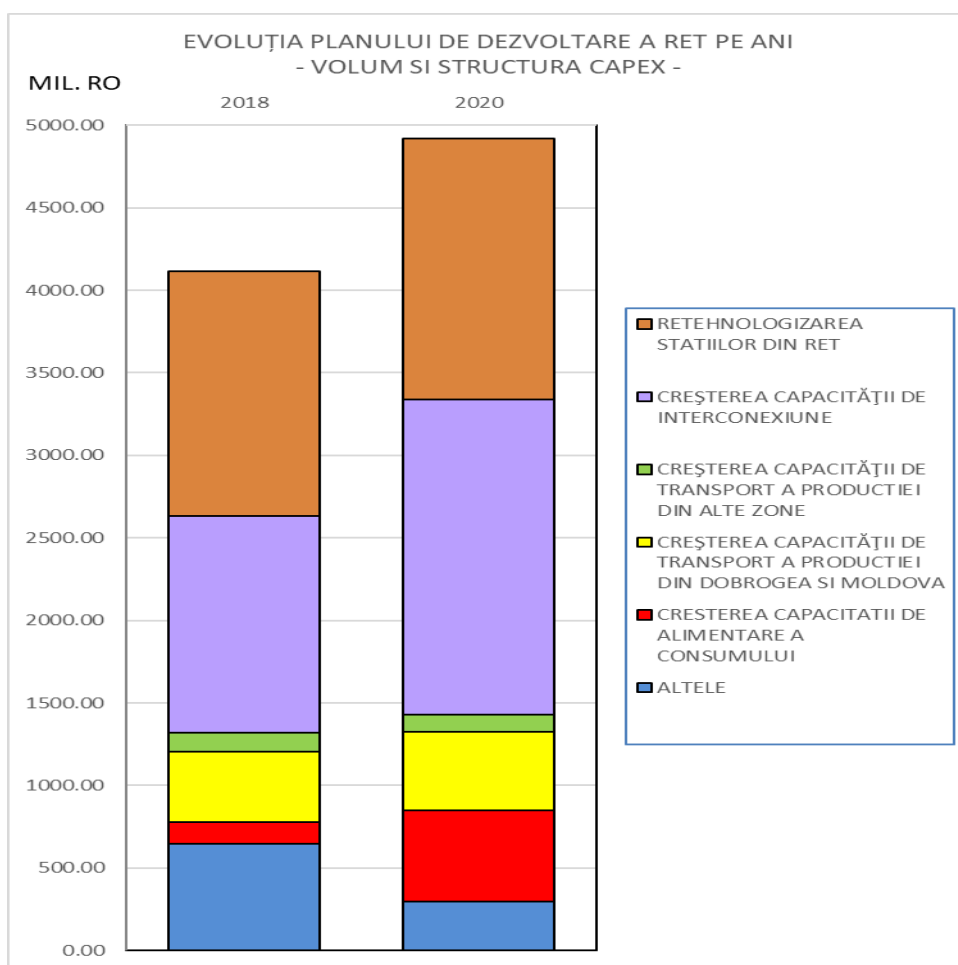


Figura 15.1

Structura cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET, din punct de vedere al obiectivelor urmărite, este prezentată în fig. 15.2.

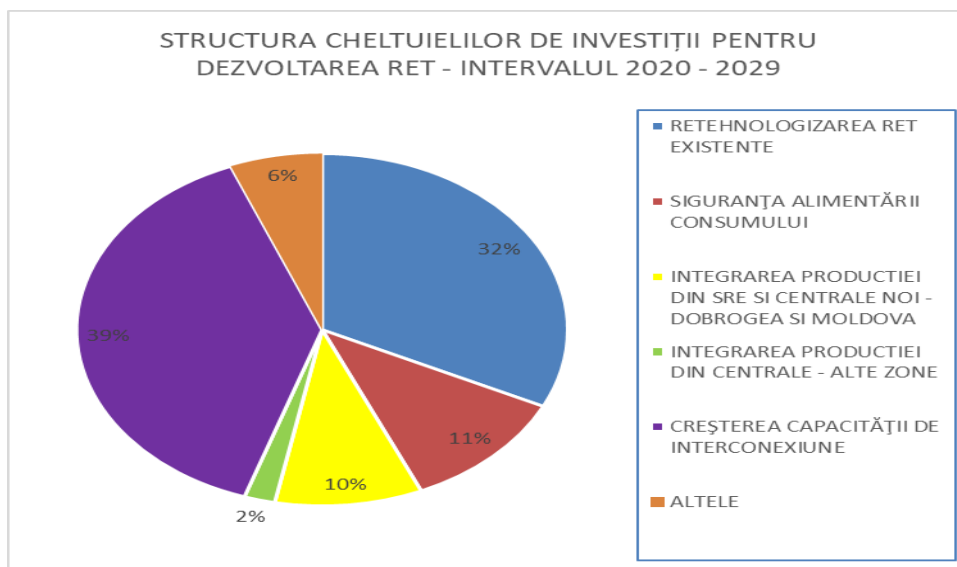


Figura 15.2

16. Surse de finanțare

16.1 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 capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei către participanții la piața de energie, dar și de alte prestații, acestea având împreună o pondere mică în totalul veniturilor Companiei comparativ cu venitul obținut din tarifele reglementate. La sursele de venit menționate mai sus se adaugă 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 și, conform metodologiilor stabilite prin reglementările în vigoare, doar serviciul de transport și serviciul de sistem funcțional 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 tarificare 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.

16.2 Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie

Din totalul veniturilor Companiei, doar veniturile obținute din tariful reglementat pentru serviciul de transport, tariful reglementat pentru serviciile funcționale de sistem și alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră generează surse de finanțare a investițiilor. Veniturile realizate din tariful pentru serviciile tehnologice de sistem și veniturile obținute din administrarea pieței de echilibrare sunt limitate la recuperarea de către Companie a costurilor operaționale curente necesare desfășurării respectivelor activități, fără a include o componentă de cheltuieli de investiții (prestarea serviciilor 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) și deci nu contribuie la sursele de finanțare a investițiilor Companiei.

Finanțarea dezvoltării RET are următoarele componente:

- Surse interne Transelectrica (autofinanțare)
 - Fluxul de încasări generat de operațiunile 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 și dobânzi încasate; contribuția acestor surse este nesemnificativă în raport cu fluxul de numerar din operațiunile 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 programelor 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 finanțărilor 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 2020-2029. 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 și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, Obiectivul specific 8.1 “Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile” CNTEE Transelectrica SA a depus cerere de finanțare din fonduri europene pentru proiectul LEA 400 kV d.c. (1c.e.) Gutinaș-Smârdan care a fost aprobată și în data de 3 octombrie 2019 a fost semnat Contractul de finanțare nerambursabilă din fonduri europene și naționale prin POIM 2014-2020. Proiectul de investiții este în curs de implementare.

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-Stâlp, 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-Stâlp 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 creditorii. 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 SA. Conform prevederilor legale, calitatea de concesionar obligă la păstrarea activelor concesionate cel puțin la nivelul tehnic la care au fost preluate și, după caz, la un nivel tehnic superior corespunzător dezvoltării tehnologice. Ca atare, prima preocupare pentru finanțarea din tarif se referă la lucrările de modernizare și re tehnologizare.

Ca urmare a modificărilor semnificative preconizate pentru perioada următoare în structura parcului de producție, în special ca urmare a dezvoltării producției bazate pe resurse regenerabile și a instalării a două noi unități nucleare, devine o preocupare majoră extinderea și consolidarea RET pentru a face față noilor fluxuri de putere ce vor tranzita RET.

Acceptarea investițiilor și recunoașterea noilor active în BAR, generatoare de venituri din tarif, este decizia ANRE.

În completarea fondurilor asigurate prin tariful reglementat, CNTEE Transelectrica SA are în vedere și alte canale de finanțare 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)).

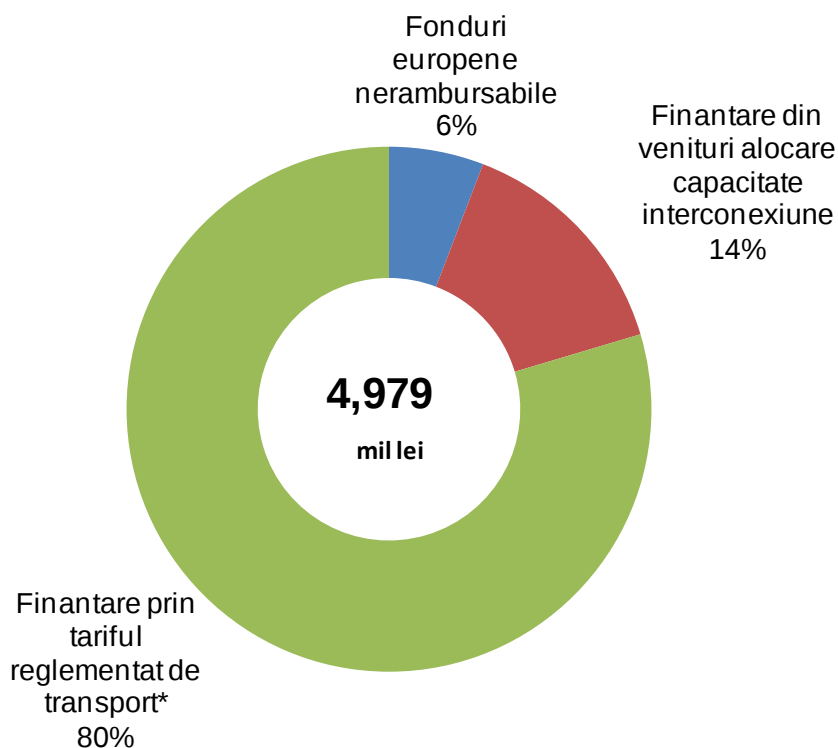


Figura 16.2-Structura surselor de finanțare

- *) Finanțare din tariful reglementat de transport. Fluxul net de venituri (după acoperirea costurilor de funcționare) 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 (aferentă procentului din grafic). Tariful reglementat nu asigură pentru CNTEE Transelectrica SA obținerea în avans a fondurilor investiționale necesare pentru finanțarea investițiilor ci asigură recuperarea fondurilor după finalizarea investițiilor, în mod treptat într-un orizont de timp lung (durata medie de recuperare prin tarif a unei investiții este 20 ani). Pentru a suplini acest deficit de finanțare determinat de încasarea prin tarif a fondurilor investiționale ulterior finalizării proiectelor în mod eșalonat pe perioade mari de timp, în orizontul Planului de dezvoltare a RET, necesarul de finanțare a planului - partea rămasă neacoperită de finanțările europene nerambursabile și de veniturile din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră - va fi asigurat prin completarea fondurilor obținute din încasarea tarifului 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 (2020-2029) nu este fezabilă la acest moment, având în vedere că parametrii de reglementare a tarifului sunt stabiliți de ANRE pe perioade de cinci ani.

16.3 Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate

Investițiile în rețeaua electrică de transport sunt recunoscute în tariful reglementat pentru serviciul de transport al energiei electrice. Excepție de la aceasta regula fac investițiile finanțate din fonduri primite de Transelectrica cu titlu nerambursabil (subvenții europene), tarifele încasate de companie direct de la utilizatori pentru realizarea racordării acestora la rețea și veniturile acumulate de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune transfrontaliera în conformitate cu reglementările europene incidente.

Investițiile sunt recunoscute în tariful reglementat la momentul în care sunt finalizate și devin operaționale, respectiv la punerea în funcțiune a obiectivului de investiții.

Prin tariful reglementat Transelectrica recuperează capitalul pe care l-a investit în proiectele realizate. Recuperarea capitalului prin tarif se realizează în mod gradual, prin eșalonarea costului investiției pe perioade extinse de timp în conformitate cu durata normată de funcționare a instalațiilor.

Tariful asigură totodată și recuperarea costului de finanțare aferent fondurilor utilizate pentru realizarea investițiilor, prin includerea în tarif a unei rate de rentabilitate reglementată de ANRE. Aceasta rată de rentabilitate acoperă costul fondurilor împrumutate de la creditori și costul utilizării fondurilor acționarilor.

Impactul în tarif al investițiilor planificate a fi finalizate în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET, este estimat la 0,1 lei/MWh în primul an (2020) cu o creștere până la cca. 7 lei/MWh în ultimul an al perioadei (2029) prin efectul cumulării în tarif a investițiilor finalizate în acest interval de timp (costul investițiilor este inclus în tarif în mod eșalonat pe durate mari de timp începând cu anul imediat următor anului în care are loc punerea în funcțiune). Impactul se traduce într-o creștere de cca. 33% raportat la nivelul actual al tarifului respectiv și o creștere de cca. 1,2% raportat la prețul final al energiei la consumatorul final casnic (pondere determinată pe baza datelor statistice publicate de Eurostat pentru 2019 semestrul II - categoria statistică consumator casnic cu consum anual cuprins între 2500 și 5000 kWh). Această evaluare a impactului are în vedere strict componenta investițională din structura tarifului de transport și privește exclusiv investițiile planificate a fi finalizate (puse în funcțiune) în orizontul de timp al Planului de dezvoltare RET, neluând în considerare aportul în tarif pe care îl au investițiile realizate anterior și care se află în proces de recuperare a capitalului investit (investițiile în curs de amortizare). În intervalul de timp aferent Planului de dezvoltare RET aportul în tarif al componentei investiționale aferente investițiilor anterioare aflate în proces de recuperare va fi în scădere pe măsura finalizării amortizării acestora, compensând parțial creșterea tarifului determinată de investițiile nou realizate. De asemenea la evaluarea impactului în tarif nu este luat în considerare aportul în tarif al altor costuri de operare și mentenanță (costuri de personal, întreținere și reparații etc.) și consumul propriu tehnologic în rețeaua de transport.

17. Direcții de analiză pentru etapa următoare

Pentru etapa următoare, este necesar să se elaboreze analize și acțiuni privind următoarele aspecte:

- Dezvoltarea optimă a RET corelat cu evoluțiile din SEN, în vederea menținerii siguranței în funcționare a SEN;
- Reglajul tensiunii și circulația puterii reactive-identificarea necesităților și studierea posibilităților de introducere a reglajului secundar;
- Creșterea capacității de interconexiune cu sistemele vecine;
- Noi proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzitelor prin RED și a pierderilor;
- Aprofundarea analizelor legate de necesitatea stației 400/110kV Bistrița sau a unei alte stații de injecție de 220/110kV în zona Dej;
- Existența rezervelor necesare de putere și realizarea echilibrului producție/consum în perspectiva construirii centralelor electrice eoliene și a grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă, utilizând analiza statistică a funcționării CEE și CFE, 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 și zona Moldova, luând în considerare actualizarea ipotezelor, în baza evoluției cunoscute a proiectelor și a solicitărilor noi primite;
- Actualizarea analizelor pentru oportunitatea noilor linii de interconexiune cu Serbia (circuitul 2 al LEA Porțile de Fier-Djerdap) și Ungaria (noua LEA 400 kV Oradea-Jozsa) ;
- Aprofundarea analizelor de traseu pentru LES necesare pentru racordarea stațiilor 400 kV Grozăvești și Fundeni. Obținerea din partea ELCEN a confirmării oficiale a disponibilității terenului necesar realizării stației 400 kV Grozăvești;
- Actualizarea indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET;
- Pregătirea implementării reglementărilor naționale și europene cu impact asupra activității OTS, pe măsura intrării lor în vigoare;
- Creșterea eficienței energetice;
- Implementarea și diversificarea tehnologiilor de LST;
- Soluții noi de implementare a conceptului Smart Grid în RET-*Proiect Pilot -Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală*;
- Finalizarea analizei privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice;
- Completarea și adaptarea cadrului de reglementare privind accesul la rețea și integrarea producției eoliene și fotovoltaice în SEN;
- Strategia de dezvoltare RET cu referire la producerea energiei electrice eoliene offshore în Marea Neagră;

- Propuneri cabluri în curent continuu de mare putere și transformatoare defazoare comandate cu tiristoare (PST) pentru îmbunătățirea posibilităților de evacuare a puterii între secțiunile SEN, inclusiv către interconexiunile cu vecinii.

Bibliografie

1.	Planul de Dezvoltare al RET. Perioada 2018-2027, Transelectrica SA, 2018
2.	Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1069/2007
3.	Planul Național de Acțiune în domeniul Energiei din Surse Regenerabile, 2010
4.	Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011-2035, 2011 Strategia Energetică a României 2018-2030, cu perspectiva anului 2050. Versiune preliminară supusă consultării publice, 2018
5.	Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2020-2024-2029), TRACTEBEL Engineering S.A., 2020
6.	Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2019, Transelectrica - DEN, 2019
7.	Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2018-2019, Transelectrica - DEN, 2018
8.	Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București-perspectiva pe 10 ani, SC ISPE Proiectare și Consultanța S.A. 2020
9.	Studiu privind evaluarea costului întreruperilor în furnizarea serviciului de consum și/sau evacuare de putere produsă, ISPE S.A., 2008
10.	Studiu privind factorii care influențează CPT în RET și modalități 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., 2020
13.	Studiu privind implicațiile racordării la SEN a centralelor eoliene, ISPE S.A., 2008
14.	Studiu privind dezvoltarea RET pe termen mediu și lung (2020-2024-2029), SC ISPE S.A., 2020
15.	Procedura Operațională Transelectrica „Schimburile de date și informații tehnice între utilizatorii RET și operatorii tehnici în scopul asigurării funcționării S.E.N. în condiții de siguranță”, Cod TEL - 03.03, aviz ANRE nr. 06/2002
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 direcțiile de dezvoltare a RET din România pentru perioada 2011-2035 - ca parte integrantă a strategiei energetice naționale, ISPE S.A., 2011
21.	Procedura Operațională “Stabilirea puterii maxime instalabile în centralele eoliene din punct de vedere al siguranței SEN” COD: TEL - 07.38
22.	Metodologia ENTSO-E “Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects” aprobată de Comisia Europeană în 27 septembrie 2018
23.	Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, SC ISPE S.A., 2020
24.	Analiza stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor electrice din RET, NOVA Industrial, 2018



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Otteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei
www.transelectrica.ro

25.	<i>Evaluarea și monitorizarea rețelelor de distribuție din România. PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING - Raport pentru ACUE, iunie 2017</i>
26.	<i>Studiu privind realizarea unui sistem de reglaj al tensiunii la nivel național prin utilizarea tehnologiei moderne de electronică de putere, ISPE 2016</i>
27.	<i>Strategiei CNTEE TRANSELECTRICA SA privind domeniul Cercetării și Inovării (2018-2027), Transelectrica, 2018</i>
28.	<i>Politica CNTEE Transelectrica SA în domeniul SMART GRID (perioada 2018-2027)</i>
29.	<i>Studiu privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, TRACTEBEL Engineering S.A., 2018</i>
30.	<i>Ten-Year Network Development Plan Package 2018, ENTSO-E, 2018</i>
31.	<i>Programul de transformare digital 2018-2027</i>
32.	<i>Studiul de adecvanță a SEN pe termen mediu și lung. Determinarea capacității și structurii de producție necesare - TRACTEBEL Engineering S.A., 2018</i>
33.	<i>Studiu privind dezvoltarea RET pe termen scurt (2020), CNTEE Transelectrica SA., 2019</i>
34.	<i>Mid-term Adequacy Forecat (MAF) 2019, ENTSO-E, 2019</i>
35.	<i>Metodologia ENTSO-E "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects" aprobată de Comisia Europeană în 5 februarie 2015</i>
36.	<i>Estimarea indicatorilor de beneficiu pentru evaluarea impactului proiectelor de dezvoltare a RET, TRACTEBEL Engineering S.A., 2018</i>
37.	<i>Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice, 2020</i>
38.	<i>Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050. Versiune preliminară supusă consultării publice, 2020</i>

Anexa nr. 1 la Decizia Directoratului CNTEE Transelectrica SA nr. 1185/5.10.2018

Echipa de proiect pentru proiectul:
„Planul de Dezvoltare a RET pe 10 ani (perioada 2020-2024-2029)”

Nr. Crt.	Nume și prenume	Poziția
1	Ștefan Țibuliac	Director DEMDRET
2	Daniela Bolborici	Manager DDRET
3	Anca Antemir	Șef Serviciu
4	Oana Zachia	Șef birou
5	Oana Mănicuță	Expert Rețele Electrice
6	Alexandra Constantin	Ing. pr. sp. analize de sistem
7	Remus Nicușor Dinculescu	Ing.
8	Andra Patachia	Ing.
9	Simona Soare	Expert
10	Mihai Marcolț	Șef Serviciu Cercetare Inovare
11	Cătălin Chimirel	Manager Eficiență Energetică și Tehnologii Noi
12	Silvia Damian	Manager DMPIAFE
13	Adriana Măndruțiu	Expert Managementul Activității Investiționale
14	Costel Constantin	Șef serviciu DEN
15	Mioara Miga - Papadopol	Manager Energetic DEN (MFGAP)
16	Emanuel Ioniță	Șef birou DEN
17	Doina Ilișiu	Manager energetic DEN (PMC)
18	Cristian Rădoi	Manager energetic DEN (POS)
19	Eugen Sandu	p. Inspector Șef - Șef serviciu
20	Dumitru Sandu	Șef birou Management Calitate, Mediu
21	Costin Florea	Manager DEMRET
22	Bodgan Ghițulescu	Manager proiect LEA
23	Gabriel Gheorghiu	Expert IT&C
24	Bogdan Giubega	Expert informatică
25	Traian Marinescu	Expert informatică
26	Florin Stanciu	Manager DESFTM
27	Luminița Elefterescu	Ing.pr.sp.
28	Giorgiana Giosanu - Rafila	Manager DPA
29	Ileana Marinescu	Manager DRAR
30	Dan Costache	Șef STMSCL
31	Eugen Popescu	Director Program DICr
32	Marian Neagu	Expert Standardizare
33	Aurelia Vlăsceanu	Consilier Juridic

Cuprins

Lista de Anexe	4
Prescurtări	6
1.Scopul și obiectivele Planului național de dezvoltare a RET pe zece ani	9
2. Integrarea europeană a planificării rețelei electrice de transport	11
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	11
2.2. Priorități în domeniul infrastructurii energetice - Proiecte de Interes Comun (PCI)	14
Lista de Proiecte de Interes Comun a fost aprobată prin Regulamentul Delegat al Comisiei Europene nr. 7772/2019.	15
2.3 Prezentarea beneficiilor proiectelor de dezvoltare RET incluse în TYNDP 2018	16
2.4. Necesități de dezvoltare a RET identificate în cadrul ENTSO-E, proiecte pe termen lung	19
3. Cadrul de reglementare	21
3.1 Legislația primară	21
3.2 Legislația secundară	27
4. Principii și metodologii utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	30
4.1 Principii aplicate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	30
4.2 Metodologii/analize utilizate la elaborarea Planului de dezvoltare a RET	31
5. Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2018-2019	35
5.1 Capacități de producere a energiei electrice	35
5.2 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină	36
5.3. Capacități interne de transport al energiei electrice și interconexiuni cu alte sisteme	47
5. 4 Gradul de încărcare a elementelor RET	51
5.4.1 Sezonul de vară 2020	51
5.4.2 Sezonul de iarnă 2019-2020	55
5.4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne	58
5.4.4 Capacitățile de transfer pe granițe	58
5.4.4.1 Tipuri de capacități nete de schimb	58

5.4.4.2 Capacități nete de schimb maxime negarantate	60
5.4.4.3 Capacități nete de schimb lunare	61
5.4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare	62
5.4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme din perioada 2018-2019	63
5.4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb	65
5.5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii	67
5.6 Pierderi de putere la palierale caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET	70
5.7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET	74
5.8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie	75
5.8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică	75
5.8.1.1 Premize de calcul	75
5.8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică	76
5.8.1.3. Analiza secțiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condițiilor de stabilitate statică	78
Secțiunea S1	78
Secțiunea S3	78
Secțiunea S4	78
Secțiunea S5	78
Secțiunea S6	78
5.8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire	79
5.8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul	79
5.8.2.2 Analize efectuate	80
5.8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire	81
5.9 Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport	82
5.10 Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN	88
5.11 Platforma informatică a pieței de echilibrare - DAMAS	91
5.12 Serviciile de sistem tehnologice	92
5.13 Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice	96
5.14 Sistemul de telecomunicații	97
6. Managementul Infrastructurii Critice și Managementul Situațiilor de Urgență	99
7. Protecția mediului asociată RET	102

7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului	102
7.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei	104
7.3 Măsurile pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2020 - 2029	106
8. Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție	108
8.1 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport	108
8.2 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Distribuție	115
9. Scenarii privind evoluția SEN în perspectivă – perioada 2020 – 2024 – 2029	119
9.1 Principii generale de construire a scenariilor	119
9.2 Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN	119
9.3 Scenarii privind soldul schimburilor de energie electrică	122
9.4 Scenarii privind evoluția parcului de producție	122
9.5 Analiza adecvanței parcului de producție din SEN în perioada 2020-2024-2029	128
9.6 Acoperirea sarcinii SEN de către grupurile generatoare – cazuri analizate pentru verificarea adecvanței RET	132
9.7 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină – analiză de sensibilitate în raport cu disponibilitatea unităților de producere care funcționează pe bază de combustibili fosili și în raport cu probabilitatea de nerealizare a capacităților noi de producere prognozate	133
9.8 Analiza adecvanței parcului de producție din SEN pe termen mediu și lung – abordarea probabilistă	135
9.8.1 Introducere	135
9.8.2 Analiza de adecvanță pe termen scurt și termen mediu realizată în cadrul ENTSO-E (MAF2019)	135
10. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă	137
10.1 Analiza regimurilor staționare	138
10.1.1 Analiza zonei Dobrogea (secțiunea S6)	142
10.1.2 Analiza zonelor Dobrogea și Moldova	145
10.1.3 Analiza zonei Moldova	146
10.1.4 Analiza pentru zona Transilvania de Nord	146
10.1.4.1. Oportunitatea realizării unei stații de injecție în RED în zona Bistrița, conectată la RET în schemă intrare-ieșire în LEA 400kV Suceava – Gădălin; evidențierea elementelor/ipotezelor diferite față de studiul din anul 2009	148
10.1.5 Analiza zonei de Sud-Vest	150
10.1.6 Analiza pentru zona Transilvania Nord, Moldova și Banatul de Nord denumită secțiunea Nord-Sud	152

10.1.7 Analiza privind alimentarea municipiului București	154
10.1.8 Analiza zonei Argeș-Vâlcea	159
10.1.9 Analiza impactului noilor ținte de integrare a regenerabilelor menționate în cadrul Planului Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice PNIESC asupra dezvoltării RET	163
10.1.10 Analiza impactului asupra SEN a întârzierii/amânării termenului de punere în funcțiune a proiectelor prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2018-2027 și incluse în RMB	168
10.2 Gradul de încărcare a elementelor RET	170
10.3 Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive	170
10.4 Pierderi de putere în RET, la palierale caracteristice ale curbei de sarcină	171
10.5 Solicitățile la scurtcircuit	173
10.6 Verificarea RET la condiții de stabilitate statică	176
10.6.1 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen mediu	176
10.6.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen lung	176
10.7 Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET	185
10.8 Concluzii privind regimurile de funcționare a RET în perspectivă	189
10.9 Analiza de adecvanță pe zone ale SEN	192
10.9.1 Secțiunea S1	192
10.9.2 Secțiunea S2	193
10.9.3 Secțiunea S3	194
10.9.4 Secțiunea S4	195
10.9.5 Secțiunea S5	196
10.9.6 Secțiunea S6	197
10.9.7 Secțiunea S7a	198
10.9.8 Secțiunea S7b	199
10.9.9 Concluzii	200
11. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani	202
11.1 Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET	202
11.1.1 Aspecte generale privind activitatea de mentenanță-componență a Managementului Activelor	202
11.1.2 Programul de mentenanță al instalațiilor RET (stații și linii electrice)	208
11.2 Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare și monitorizare a calității energiei electrice	212
12. Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor	213
12.1 Generalități	213
12.2 Conjunctura europeană	215
12.3 Proiecte de eficiență energetică	216

12.3.1 Proiectele inițiate la nivelul Companiei pentru creșterea Eficienței Energetice	216
12.3.2 Proiecte de investiții care urmăresc și eficientizarea energetică	217
12.3.2.1 Proiecte în curs de execuție (în derulare, termen scurt)	217
12.3.2.2 Proiecte în curs de achiziție (pe termen mediu)	218
12.3.2.3 Proiecte în pregătire (pe termen lung)	219
13. Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Cercetării și Inovării	221
13.1 Provocări prezente și viitoare pentru operatorii de transport și sistem (OTS)	221
13.2 Obiectivele Strategiei în domeniul Cercetării și Inovării	221
13.3 Proiecte având componenta de Cercetare-Inovare	222
13.4 Provocări privind managementul activelor la Operatorii de Transport și de Sistem (OTS)	226
13.5 Beneficiile aplicării conceptelor și standardelor Smart Grid	229
13.6. Proiecte pentru pregătirea tranziției către rețele inteligente și digitalizarea RET	229
13.7 Proiecte de monitorizare online pentru activele critice ale Companiei	236
13.8 Proiecte de stații digitale	239
14. Strategia acțiunilor de dezvoltare a activelor fixe	240
14.1 Evoluții care determină necesitatea dezvoltării activelor fixe	240
14.2 Soluții tehnice promovate prioritar	242
14.3 Strategia de dezvoltare a RET	243
14.3.1 Necesități de întărire a RET determinate de evoluția SEN în perioada 2020-2029	243
14.3.2 Incertitudini privind evoluția SEN și tratarea acestora în Planul de dezvoltare a RET	247
14.3.3 Proiecte pentru creșterea capacității de transfer de putere între RET și RED și reducerea tranzițiilor prin RED și a pierderilor	250
14.3.4 Analiză privind separarea instalațiilor în concordanță cu prevederile legale în vigoare referitoare la nivelurile de tensiune aferente serviciului de transport, respectiv de distribuție a energiei electrice	252
14.3.5. Sisteme asociate RET	258
14.3.5.1 Strategia de dezvoltare a sistemului de conducere operativă prin dispecer EMS/SCADA-DEN	258
14.3.5.2 Strategia de dezvoltare a platformei informatice care asigură funcționarea piețelor administrate de către Transelectrica	261
14.3.5.3 Strategia de dezvoltare a sistemelor de contorizare a energiei electrice și a sistemului de monitorizare a calității energiei electrice	264
14.3.5.4 Strategia de dezvoltare a sistemului de telecomunicații	268
14.3.5.5 Strategia de dezvoltare a protecției infrastructurilor critice	268

14.4 Programul de dezvoltare, re tehnologizare/ modernizare a instalațiilor din RET270	
14.4.1 Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2020 față de ediția anterioară 2018	270
14.4.2 Prezentarea proiectelor de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2020- 2029	273
14.5 Estimarea indicatorilor de beneficiu specifici pentru proiectele RET	284
15. Evaluarea cheltuielilor de investiții pentru dezvoltarea RET	289
16. Surse de finanțare	292
16.1 Veniturile CNTEE Transelectrica SA	292
16.2 Sursele de finanțare a dezvoltării infrastructurilor operate de Companie	293
16.3 Evaluarea impactului cheltuielilor cu realizarea investițiilor cuprinse în plan asupra tarifelor reglementate	296
17. Direcții de analiză pentru etapa următoare	298
Bibliografie	300