

Anexa 3

1. 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 normativi, 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 anexa 1). 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.

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

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 iarnă (VDI), vârf de consum dimineața vară (VDV) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare orizont de prognoză și scenariu: 2024, 2028, 2033.

Modelele de rețea pentru studiile de sistem au fost construite în anul 2023. 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 conform Planurilor de Dezvoltare pentru perioada 2024-2033 (în rețeaua de distribuție de 110kV au fost modelate numai dezvoltările puse în funcțiune):

Etapa 2024:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab;
- Montare Trafo T3 – 250 MVA (400/110 kV) în stația 400/110 kV Sibiu Sud;
- Montare al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut;
- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești și punerea în funcțiune a două bobine 2x100 MVar la tensiunea de 110kV;
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier;
- Al II-lea AT 200MVA, 220/110kV în stația Hășdat;

Rețele Electrice Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Mall Promenada, 2x25 MVA, racordată în H sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Otopeni-Fundeni;
- Stația 110/20 kV Voluntari, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Fundeni 1-Pipera 1, cu racordare ulterioară în stațiile CET Brazi, Afumați și Fundeni;
- 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 Grozăvești - Răzoare, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Pipera - Fundeni 2, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești-Militari, AL 1600 mmp;
- LES 110 kV Fundeni -Afumati trecere partiala LEA LES, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret – Grozavesti, AL 1600 mmp;
- LES 110 kV nou Masini Grele – IMGB, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Vulcan – Sălaj, AL 630 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Drumul Taberei – Sălaj, AL 630 mmp.
- LES 110 kV Voluntari - CET Brazi, PIF 2023;
- LES 110 kV Voluntari – Afumati, PIF 2023;
- LES 110 kV Voluntari - Fundeni 2, PIF 2023;
- Stația Mircea Eliade cu racord intrare-iesire în LES 110kV Centru-Nord cu racordare ulterioară în stațiile Pipera si Băneasa;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Centru, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Nord, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Pipera 2, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Baneasa 2, PIF 2024;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret - Vacaresti, AL 1600 mmp, 2023;
- Înlocuirea LES 110 kV Pajura - Băneasa, AL 1600 mmp, 2024,

- Înlocuirea LES 110 kV Toporasi - Jilava C1, AL 1600 mmp, 2024;
- Înlocuirea LES 110 kV Toporasi - Jilava C2, AL 1600 mmp, 2024;
- Trecerea parțială din LEA în LES 110kV Fundeni - CET Brazi, AL 1600 mmp, 2023;
- Trecerea din LEA în LES 110kV Crangasi-Bujoreni, AL 630 mmp, 2024;
- Trecerea din LEA în LES 110kV Cotroceni -Bujoreni, AL 1600 mmp, 2024.

Rețele Electrice Banat SA:

- Reconductorarea LEA 110 kV Hășdat - Hațeg - OIAI 185/32mmp
- Reconductorarea LEA 110 kV d.c. Hășdat - PUI, stâlp 82-157 cu Baru Mare -Hațeg stâlp 29-104 / Baru Mare-Pui cu Baru Mare - Hațeg stâlp 1-28 / Hășdat- Pui stâlp 157-173 cu Baru Mare - Pui stâlp 28-44 - OIAI 185/32mmp

DEER Muntenia Nord SA

- Realizarea stației electrice de conexiuni 110/20 kV Ulmi racordată la LEA 110 kV Târgoviște – Titu, 2018;
- Racordarea la RED a locului de consum și producere CEF Ploiești West-Park, 2022-2023;
- Modernizare LEA 110kV Vulturul-Tătăranu, OL-AL 150/25, PIF 2020;
- Modernizare LEA 110kV Focșani Vest-Tătăranu, OL-AL 150/25, PIF 2020;
- Modernizarea RED 110kV din zona Smârdan – Barboși – Filești – Arcelor Mittal (realizarea a două linii 110 kV între stațiile Smârdan și Filești, realizate combinat cu LES 110 kV din AI de 1600 mmp și LEA 110 kV OIAI 2X3X185 mmp);

DEER Transilvania Sud

- Stația electrică de transformare 110/20 kV Sibiu Vest racordată la LEA 110 kV Sibiu Nord – Orlat (prin secționarea acesteia), 2022;

DEER Transilvania Nord

- LEA – LES 110kV Vetiș -Carei, PIF 2018;
- LES 110kV Oradea Sud – Oradea Vest, LES 110kV Oradea Sud –Iosia, LES 110kV Salca – Mecanica, PIF 2021;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație electrică de transformare 110/20 kV zona industrială de est Craiova conectată prin două LES 110kV noi cu Craiova Nord și Ghercești, PIF 2018;
- LEA 110kV Craiova Est – DIF, PIF 2018;
- Modernizarea stațiilor DIF Craiova, Alexandria, Port Teleorman și Textila Argeș, Strehaia (Mehedinți) și Mioveni (Argeș), PIF 2020;
- Modernizarea stațiilor Caracal Vest (Olt), Căzănești (Vâlcea), Ocolna și Podari (Dolj), PIF 2022-2023

Rețele Electrice Dobrogea SA:

- Stație 110/20 kV Mamaia Nord, 2x25 MVA, racordată radial din statia 110 kV Năvodari;
- LES 110 kV Mamaia Nord – Năvodari, AL 630 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Constanța Nord-Medgidia Nord, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia 1-Nazarcea, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Mircea Vodă, OLAL 300 mmp, 2023;

- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV d.c. Sitorman – Săcele – Mihai Viteazu, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog OLAL 300mmp, 2023.

Etapă 2028:

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.;
- 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 d.c. Reșița–Timișoara/Săcălaz–Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara–Săcălaz–Arad);
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 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;
- Stația nouă 400/220/110kV Arefu racordată intrare – ieșire pe LEA 400kV Țânțăreni - Sibiu Sud;
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare – Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara);
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud–Constanța Nord;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni – Fântânele
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei
- instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud
- instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan
- echiparea circuitului 2 pentru LEA noua 400kV Smardan-Gutinas
- Mărirea capacității de transport LEA 400 București Sud – Pelicanu
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomitei – Stâlp;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- 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;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive (SVC) în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Instalarea unei bobine de compensare a puterii reactive de 100MVar în stația Porțile de Fier

Rețele Electrice Muntenia:

- Stația Henry Coandă cu racord intrare-ieșire în LES 110kV Baneasa - Pipera 1;
- LES 110 kV Baneasa - Henry Coandă, PIF după 2025;
- LES 110 kV Pipera 1- Henry Coandă, PIF după 2025;

- Înlocuirea LES 110 kV Vacaresti - Toporasi, AL 1600 mmp, 2025;
- Stație 110/20 kV Antiaeriană, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Vulcan-Sălaj, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C1, AL 1600 mmp, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C2, AL 1600 mmp, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV Centru - Sud, AL 1600 mmp, 2026;

Rețele Electrice Dobrogea SA:

- Realizare LES 110 kV Tomis Nord – Tăbăcărie, AL 630 mmp, 2025;

Rețele Electrice Banat SA:

- Stație 110/20 kV Covaci, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara, PIF 2023;
- Stație 110/20 kV B BRAUN, 1x16 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara, PIF 2023
- Stație 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Pancota – Sebeș, PIF 2025;
- Recondutorarea LEA 110 kV Baru Mare - Lonea- OIAI 185/32mmp, PIF 2023;
- Recondutorarea LEA 110 kV Resita - IAZ- OIAI 185/32mmp, PIF 2026;

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, trim. 3, 2023;
- Racordare extindere ansamblu PALAS Iași printr-o stație de transformare de tip interior 110/20kV, 2x25 MVA de tip racord adânc prin utilizarea LEA DC 110kV Terom (CFS 1), în prezent retrase din exploatare, care se vor continua prin LES 110kV, trim. 3, 2023;

DEER 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 LES 110 kV Alverna-Cluj Est;
- Stație 110/20 kV Teraplast, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Viișoara-Lechința;
- Stație 110/20 kV CEF Comcris, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Sărmășag-Suplac;
- Stație 110/20 kV Sâmbăta, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Oradea Sud-Sudrigiu;

DEER Transilvania Sud

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Albac prin secționarea liniei electrice aeriene 20kV Câmpeni – Băița, 2025;

Etapă 2033:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2;
- Realizare stație nouă 400/110kV Grozăvești și două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozăvești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozăvești;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin–Suceava;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea–Tulcea de la simplu circuit la dublu circuit;
- LEA 400 kV d.c. Stâlp–Brașov (1 circuit echipat);
- Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori
- Instalarea a trei mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori;
- Recondiționarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat
- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu

Rețele Electrice Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Giulești, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Cotroceni-Radu Zane, PIF 2029;

Rețele Electrice Banat SA:

- LEA nouă 110 kV Giulvaz – Deta, PIF 2031
- LEA nouă 110 kV HD Oras - Oxigen, PIF 2031

Delgaz Grid SA

- Stație transformare pentru preluarea consumului viitorului Spital Regional de Urgență Iași. Soluția propusă constă în racordarea în LEA 110 kV Iași Sud-Breazu, trim. 3, 2027;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Vlădești în zona de vest a municipiului Rm Vâlcea, PIF 2030;
- Stație electrică de transformare 110/20 kV Bascov (Pitești), PIF 2030;

DEER Transilvania Sud

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Alba Sud în imediata vecinătate a zonei industriale, 2030;

1.1 Analiza regimurilor staționare

1.1.1. Analiza regimurilor medii de bază pentru toate zonele

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

- La etapa 2024
 - Palierile VSI, VDV și GNV nu au fost detectate depășiri în regimul cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune.
- La etapa 2028

- Palierul VSI – Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 42% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingente periculoase.
- Palierul VDV – Calculul regimului staționar cu N elemente în a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 42% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu a semnalat suprasarcini în RET sau RED, încărcările pe elementele de rețea fiind de maximum 75%.
- Palierul VDI - Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 48% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingente periculoase.
- Palierul GNV - Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 35% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingente periculoase.
- La etapa 2033
 - Palierul VSI, VDI – nu au fost detectate depășiri sau violări ale benzii admisibile de tensiune.
 - Palierul VDV – au fost detectate încărcări peste limită pe c1/c2 LEA 220kV București Sud - Fundeni (2.4%) la declanșarea c2/c1 al acestei LEA și suprasarcini pe LEA 110kV Progresu – IMGB (4.8%) la T1 220/110 București Sud. Apar suprasarcini și pe LEA 110kV Timișoara – Dumbrava (15%) la declanșarea T 400/110kV Săcălaz.

S-au efectuat verificări ale regimului staționar de funcționare a RET și 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 2022-2031.

1.1.1 Analiza regimurilor de dimensionare pentru zona de sud-est (secțiunea S6)

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung efectuate în cadrul studiilor de soluție au confirmat necesitatea proiectelor aflate în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031.

Analiza Secțiunii S3

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI
- Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș
- Instalarea de mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Realizarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin
- Reconductorarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud;
- Reconductorarea LEA 400 kV Gutinaș – Brașov;
- Reconductorarea LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru ;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni

Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI - nu a rezultat necesitatea lucrării la etapa 2028. Propunerea va fi analizată în Faza 2 în perspectiva etapei 2033;

Mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3 (în special S6) - asociat regimului de sensibilitate sunt necesare dispozitive de reglaj al tensiunii în nodurile de 400 kV Arad, Roșiori și Gădălin. Propunerea va fi analizată în Faza 2, conform Minutei Tractebel - Transelectrica.

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș – nu au rezultat supraîncărcări pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, în contextul ipotezelor de calcul analizate la etapa 2028. Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș este de aproximativ **6398 MW** .

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de sensibilitate la etapa 2028 sunt:

- Instalarea unor dispozitive de control al circulațiilor de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș.

Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere

Fără limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S3, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **5778 MW**.

Instalarea unui dispozitiv de limitare a puterii pentru limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 cu **aproximativ 343 MW**.

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș

Fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **6398 MW**.

Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S6 cu aproximativ **150 MW**.

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere - conduce la o scădere cu 12,6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Zonei C

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea instalării celui de-al doilea AT 220/110 kV Stupărei 200 MVA în vederea evitării supraîncărcărilor AT1 220 kV Stupărei (125% Sn) și respectiv AT 220/110 kV Râureni (127% Sn) asociat respectării criteriului N-1.

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul Zonei C considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Recondutorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1
- Recondutorarea LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest;

Instalare AT nou 220/110kV Stupărei

Analiza de regim a indicat necesitatea lucrării la etapa 2028;

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest

- Nu a rezultat necesitatea recondutorării LEA 220 kV d.c Bradu – Târgoviște – Brazi Vest
- Este necesară recondutorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1 și a LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest.

Analizată se va realiza în Faza 2, conform Minutei Tractebel - Transelectrica.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de sensibilitate la etapa 2028 sunt:

- Recondutorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1
- Recondutorarea LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest;

Aceste lucrări vor fi analizate în Faza 2 în perspectiva etapei 2033.

Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei

Fără instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Vâlcea cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **1812 MW**.

Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Vâlcea cu aproximativ **126 MW**,

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei conduce la o scădere cu 0.9 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Secțiunii Sud (zonele B și D)

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina
- Recondutorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
- Recondutorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat depășirea capacității rețelei de transport în special în cazul unităților de transformare din zona Olt și Dolj, precum și numeroase suprasarcini de până la 200% în rețeaua de distribuție. Conectarea la schema normală a unităților de transformare aflate în rezervă în rezolvă parțial suprasarcinile din RET transferând suprasarcinile din zona D în zona C a rețelei. Sunt necesare măsuri de întărire a RET în Secțiunea Sud.

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul Secțiunii Sud considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Recondutorarea LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni;
- **sau**
- Instalarea de dispozitive de control al circulațiilor de putere pe cele două linii

Conform Minutei încheiate între Tractebel Romania și CN Transelectrica SA, măsurile de întărire rezultate din regimurile de sensibilitate se vor verifica pentru confirmare la etapa 2033 în Faza II a Studiului de Dezvoltare RET .

Analiza realizării unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud

Realizarea unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud are în vedere apariția noilor centralelor fotovoltaice la nivelul rețelei de 110 kV din zona Giurgiu – Teleorman și supraîncărcarea liniilor de 110 kV din această zona.

Se propune transformarea stației 110 kV Videle în stație 400/110 kV (1 x T 400/110 kV 250 MVA și racordarea ei la RET în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV Slatina – București Sud. De asemenea se propune debucularea zonei RED 110 kV Giurgiu – Teleorman de zona RED 110 kV București prin deconectarea următoarelor linii 110 kV:

- LEA 110 kV Clejani – Mihăilești;
- LEA 110 kV Copăcenii – Uzun;
- LEA 110 kV Jilava – Prundu.

și conectarea LEA 110 kV Videle – Drăgănești-Vlașca.

Măsura propusă reduce suprasarcinile în zona RED 110 kV dar menține necesitatea reconductorării următoarelor LEA 220 kV:

- LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni;
- LEA 220 kV Ghizdaru – Călugăreni – București Sud
- LEA 220 kV Ghizdaru – Racord Mostiștea
- LEA 220 kV Grădiște - Slatina.

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina s-a analizat în două soluții:

- Uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște pe toată lungimea liniei 2 x 450 mmp (12,2 km)
- Revenire la schema inițială: un circuit direct 220 kV Ișalnița – Slatina și un circuit „intrare – ieșire” în stația 220 kV Grădiște.

În ambele variante, analiza indică reducerea încărcării LEA 220 kV Slatina – Grădiște la $58\% I_{lim.termica}$ în cazul Soluției 1 (Uniformizare) și $65\% I_{lim.termica}$ în cazul Soluției 2 (revenirea la schema inițială).

Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - lucrarea este necesară în condițiile schemei normale cu conectarea unităților de transformare aflate în rezervă și apare indisponibilitatea LEA 400 kV Slatina – București Sud, fiind necesară reconductorarea liniei.

Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Nu au rezultat supraîncărcări pe LEA 220 kV Turnu Măgurele - Craiova Nord, în contextul ipotezelor de calcul analizate la etapa 2028.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Realizarea unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle.

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina

Fără uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Olt cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **502 MW**.

Uniformizarea LEA 220 kV Slatina - Grădiște va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Olt cu aproximativ **88 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru

Fără reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei D, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **3232 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru va permite creșterea puterii generate în zona D cu aproximativ **761 MW**.

Realizarea unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle

Fără implementarea stației 400/110 kV Videle, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Giurgiu – Teleorman, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **261 MW**.

Stația 400/110 kV Videle va permite creșterea puterii generate în zona Giurgiu - Teleorman cu aproximativ **61 MW**,

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina - conduce la o scădere cu 12,6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Stația 400/110 kV Videle - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Zonei G

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu injecție în stația 110 kV Sebeș.

Analiza regimurilor de dimensionare nu a identificat necesitatea unor proiect pentru întărirea RET

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea consumului la nivelul Zonei C pentru accentuarea deficitului zonei, a identificat necesitatea unui nou punct de interfață între rețeaua de transport și rețeaua de distribuție la un deficit al zonei Alba Iulia mai mare de 220 MW.

Conform Minutei încheiate între Tractebel Romania și CN Transelectrica SA, măsurile de întărire rezultate din regimurile de sensibilitate se vor verifica pentru confirmare la etapa 2033 în Faza II a Studiului de Dezvoltare RET.

Realizarea stației 400 kV Sebeș (1 x T 400/110 kV 250 MVA) prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud cu injecție în stația 110 kV Sebeș - analiza de regim nu a indicat necesitatea lucrării la etapa 2028, puterea consumată în zona asigurând rezervarea 100% a puterii AT 220/110 kV 200 MVA din stația 220/110 kV Alba Iulia;

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Nu sunt necesare proiecte noi de dezvoltare RET în zona G.

1.1.2 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 celuilalt 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 reconducătorarea 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 reconducătorare, 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

Calcululele de regimuri permanente au considerat realizate dezvoltările prevăzute în Planul de Dezvoltare pentru această etapă: LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpă nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest–Teleajen–Stâlpă, 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 bobina 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 2024-2033:

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.

1.1.3 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 reconducătorarea 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.

1.2 Gradul de încărcare a elementelor RET

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

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

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

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

1.3 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, VDI, VDV și GNV au evidențiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

1.4 Pierderi de putere în RET, la palierul caracteristic al 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 palierul caracteristic de sarcină sunt prezentate în tabelele 1.4.1 și 1.4.2:

Tabelul 1.4.1- Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	VSI2024		VDV2024		GNV2024		VSI2028		VDV2028		GNV2028		VSI2033		VDV2033		GNV2033	
Total pierderi	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET
[MW]	269	92	202	54	162	58	285	100	249	68	160	43	334	133	300	96	189	63
[%]	100	34	100	27	100	35	100	35	100	27	100	27	100	40	100	32	100	33

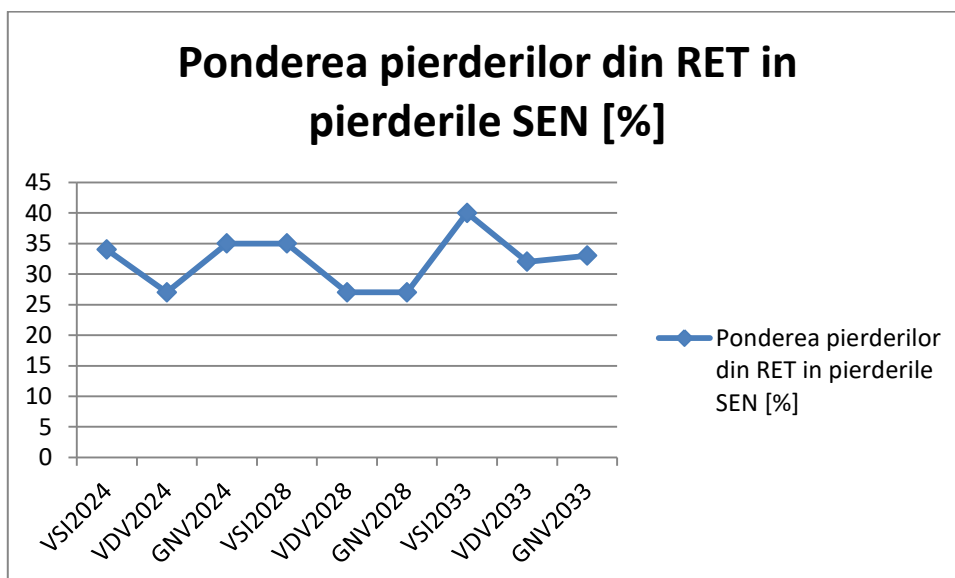


Figura 1.4 - Evoluția ponderii pierderilor în pierderile SEN

Tabelul 1.4.2 - Ponderea pierderilor de putere în RET pe elemente de rețea

Palier	VSI2024	VDV2024	GNV2024	VSI2028	VDV2028	GNV2028	VSI2033	VDV2033	GNV2033
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
LEA 400kV	40	20	24	42	31	22	71	49	33
LEA 220kV	33	20	28	36	20	11	34	23	10
TR 400/110kV	5	3	3	7	4	3	10	8	5
AT 400/220kV	6	4	1	5	5	2	8	5	6
AT 220/110kV	8	7	2	10	8	5	10	11	9
Total pierderi RET	92	54	58	100	68	43	133	96	63

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, strategii interne, după cum urmează :

- 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 National 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, aprobat la nivel de guvern la 04.10.2021;
- LEGE NR. 101 din 1 iulie 2020 pentru modificarea și completarea Legii nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul Eficienței Energetice.

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);
- Eficientizarea reglajului de frecvență și putere activă;
- 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.
- Continuarea înlocuirii 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.
- Realizarea unui sistem centralizat de reglare coordonată a tensiunilor din SEN, reglaj secundar și tețiar la nivel SEN și zonal;
- 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).

1.5 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 2024

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Țânțăreni 400 kV, $I_3 = 24,11$ kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_3 = 27,82$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 27,82$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 32,48$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_1 = 39,95$ 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, există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. 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 2028

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 31,10$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 35,65$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 36,35$ kA;

De asemenea au rezultat depășiri în 58 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 2033

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 31,1$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 31,67$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 35,65$ kA ;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 36,35$ kA.

Există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. 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.

1.6 Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

1.6.1 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 1.6.1.

Tabelul 1.6.1-Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	921
S2	Deficitar	-1610
S3	Excedentar	804
S4	Deficitar	-827
S5	Deficitar	-397
S6	Excedentar	1201

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D - tabelele 1.1 - 1.12.

1.6.2 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 1.6.2:

Tabelul 1.6.2 - Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S1	Excedentar	1235
S2	Deficitar	-110
S3	Excedentar	619
S4	Deficitar	-714
S5	Deficitar	-216
S6	Excedentar	835

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 rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 1.6.3:

Tabelul 1.6.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile caracteristice

Secțiunea	Termen mediu (2024)		Termen lung (2033)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	2834	3144	3351	2189
S2	3266	1264	2890	419
S3	4695	2560	2332	1959
S4	1473	169	902	367
S5	1291	406	644	460

Secțiunea	Termen mediu (2024)		Termen lung (2033)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S6	5092	2915	2467	1937

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 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 486 MW (la nivelul secțiunii S2) și 3062 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S2 –345 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 52%/36% asociat secțiunilor excedentare S2/S4.
 - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 40%/13% asociat secțiunilor deficitare S1/S3;
 - Rezerve echivalente între cele două paliere cu diferențe de 5%/7% asociat secțiunilor S5/S6 .
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 96%/97%/98% pentru palierul VSI respectiv 65%/87%/91% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 28%/0%/0% pentru palierul VSI respectiv 5%/9%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.
- Pe termen lung (etapa 2028), toate secțiunile caracteristice (S1-S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 888 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4154 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. 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 - 607 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.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție 72%/80%/103% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

- **Pe termen mediu**, toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 358 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2801 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 169 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 72%/40% asociat secțiunilor excedentare S2/S4.
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 44%/43%/40%/41% asociat secțiunilor excedentare S2/S4;
 - rezervă mai restrictivă la palierul VSI față de palierul VDV cu 44%/43%/40%/41% asociat secțiunilor deficitare S1/S3/S5/S6.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 79%/90%/83% pentru palierul VSI respectiv 55%/71%/66% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 28%/24%/35% pentru palierul VSI respectiv 8%/21%/41% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.
- **Pe termen lung (etapa 2028)**, toate secțiunile caracteristice (S1-s6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 608 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2549 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. 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 - 340 MW.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 60%/70%/91% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție 0%/6%/3% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

Evoluția limitelor de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în regimul cu N elemente în funcțiune este prezentată în tabelul 10.6.4. Se poate observa că în general realizarea proiectelor de dezvoltare a RET duce la creșterea limitelor de stabilitate statică sau a puterilor maxim admisibile prin secțiunile caracteristice:

Tabelul 1.6.4

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	2028	2033
S1	LSS	3918	3439	
	P _{max adm}	4101	2770	
	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-Pancevo	
			- Stația 220 kV Ostrovu Mare	
				-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Tântăreni
S2	LSS	2443	3853	
	P _{max adm}	1955	2979	
	Elemente noi in secțiune/în zona	- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna		- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii afereantă	Etapa		
		2024	2028	2033
		(Bulgaria) intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.; - Racordarea LEA 400 kV Rahman-Dobrudja (Bulgaria) intrare-ieșite în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;		- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat); - Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Tântăreni
S3	LSS	4701	4695	
	P _{max adm}	3605	4302	
	Elemente noi în secțiune/ elemente care influențează zona afereantă secțiunii	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia LEA 400 kV Isaccea-Vulcănești	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpul	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul cu funcționare la 400 kV	- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-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	

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	2028	2033
			București Sud-Pelicanu	
			- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	
S4	LSS	1728	1722	
	P _{max adm}	1266	1260	
	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
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
			LEA 400 kV Oradea-Nadab	
S5	LSS	1576	1507	
	P _{max adm}	1045	1019	
	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
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
S6	LSS	4513	6152	

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	2028	2033
	$P_{\max \text{ adm}}$	3494	4928	
	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 Isaccea - Vulcănești	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp	-LEA 400 kV d.c. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)
			- 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	

1.7 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 - 2028

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, $P_i = 2 \times 650 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 460 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 4 \times 60 \text{ MW} + 2 \times 75,5 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285 \text{ MW} + 1 \times 290 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 193,5 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 546 \text{ MW} + 1 \times 558 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 169,6 \text{ MW}$.

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 1.7.1:

Tabelul 1.7.1 - Timpuri critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2028

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	251	268	100	168	63	G2
Turcenii 400 kV	500	550	100	450	83	G1
Porțile de Fier 400 kV	210	250	100	150	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV - A	210	225	100	125	56	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	504	536	100	436	81	G2
OMV Brazi 220 kV	510	558	100	458	82	G3
Iernut 400 kV	350	411	100	311	76	G3,G4
Iernut 220 kV	360	421	100	267	76	G5,G6
Mintia 400 kV	375	435	100	335	77	G3
Mintia 220 kV	410	450	100	350	78	G2
Lotru 220 kV	55	63	100	13	21	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 21% în CHE Lotru, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 83% în Turcenii, 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, $P_{8\%} = 3576$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 3885$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 3620$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1667$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1363$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 3905$ 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).

Analiza stabilității tranzitorii - palierul VSI-2028

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, $P_i = 2 \times 650 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 298 \text{ MW} + 1 \times 400 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 3 \times 298 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 4 \times 60 \text{ MW} + 2 \times 75,5 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285 \text{ MW} + 1 \times 290 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 170 \text{ MW} + 1 \times 190 \text{ MW} + 1 \times 360 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 193,5 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 169,6 \text{ MW}$.

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 1.7.2:

Tabelul 1.7.2 - 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	251	263.0	100	163.0	62	G2
Turceni 400 kV	240	264	100	164	62,1	G3, G7
Urechești 400 kV	244	282	100	182	65	G4
Porțile de Fier 400 kV	345	384	100	284	74	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV - A	298	319	100	219	69	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	246	266.0	100	166.0	62	G2

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
OMV Brazi 220 kV	286	302	100	202	67	G3
Iernut 400 kV	298	311	100	211	68	G5, G6
Iernut 220 kV	343	367	100	267	73	G5, G6
Mintia 400 kV	344	390	100	290	74	G3
Mintia 220 kV	293	317	100	217	68	G3
Lotru 220 kV	55.0	63.0	50	13	21	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 62,1% în Turceni, secția 400 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 74,4% în Mintia, 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, $P_{8\%} = 5495$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 4807$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 4797$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1795$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1621$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 5847$ 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.

1. 8 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-S6).

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 (2024-2028-2033)*” - Tractebel Engineering S.A. și sunt prezentate în Anexa D.

1.8.1 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 2024, 2028 și 2033 .

Tabel 1.9.1

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	952	1873	330	4252	3041	3300
2028	820	2080	4237	5057	3439	237
2033	1115	2748	1633	5461	4984	4346

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 2028 și 2033 datorită LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și datorită trecerii la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

1.8.2 Secțiunea S2

Secțiunea 2 este definită de următoarele linii electrice:

-Secțiune a SEN formată din linii observabile:

- LEA 400 kV Mukacevo-Roșiori
- LEA 400 kV Nădab – Bekecsaba;
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- LEA 220 kV Portile de Fier – Reșița d.c.;
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord;
- LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud;
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov;
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (linie nouă);
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo;
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni;

- Partea neobservabilă a secțiunii este formată din echipamentele neobservabile:

- LEA 110 kV Turnu Severin – Toplet d.c.;
- LEA 110 kV Cărbunești – Bărbătești;
- LEA 110 kV Târgu Jiu Sud – Urechești;
- LEA 110 kV Rogojelu – Bârsănești 2;
- CT 110 kV Brădișor;
- LEA 110 kV Cugir – Orăștie derivație Silbot;
- LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz;
- CT 110 kV Hoghiz;
- LEA 110 kV Tușnad – Valea Crisului;
- LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovăniș;

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) și VDV, puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033.

Tabel 1.9.2

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	2737	1127	901	3638	2443	901
2028	2220	2459	4000	6220	3853	4000
2033	6417	5796	-621	10585	3513	4168

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 2033 datorită LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpul-Brașov și datorită stației 400 kV Arefu.

1.8.3 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 2031
- 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
- LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești

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 2024, 2028, 2033 .

Tabel 1.9.3.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	2056	2860	804	5941	4701	3885
2028	1855	2307	452	7837	4695	5982
2033	2223	3345	1122	6681		4458

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 2026 și 2033 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpul, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul, LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpul-Brașov.

1.8.4 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)
- LEA 400 kV Suceava - Gădălin (linie nouă)-etapa 2031
- 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 Gheorghieni, 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 2024, 2028 și 2033 .

Tabel 1.9.4.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	1391	554	827	1638	1728	247
2028	1071	1083	13	2044	1722	973
2033	1564	947	617	1535	1519	-29

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-Gădălin.

1.8.5 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 2024, 2028 și 2033.

Tabel 1.9.5

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	970	573	397	1276	1576	306
2028	921	723	-198	2035	1507	1114
2033	1090	1009	81	1663	725	573

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.

1.8.6 Secțiunea S6

Secțiunea 6 delimitează zona Dobrogea și o parte din Muntenia prin de următoarele linii:

- LEA 400 kV Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV 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
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești

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 2024, 2028 și 2033 .

Tabel 1.9.6.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	1086	2287	1201	4665	4513	3579
20286	934	1584	651	5802	6152	4868
2033	1132	2335	1203	5018	3670	3886

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 2031 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.

1.8.7 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.