

## **Anexa A**

### **A. Construirea cazurilor de funcționare în vederea dimensionării RET**

Performanțele de funcționare a RET se stabilesc prin analiza unui număr mare de regimuri de funcționare care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN interconectat sincron cu sistemul electroenergetic european continental .

Analiza dimensionării RET la diferite orizonturi de prognoză este realizată în conformitate cu prevederile Normativului pentru proiectarea sistemului energetic național (PE026/1992) și cu regulile din prezentul document.

În vederea realizării calculelor și analizelor de sistem se elaborează modele de rețea corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

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

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD se construiesc pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața vară (VDV), vârf de consum dimineată iarnă (VDI) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare din cele 3 orizonturi de prognoză: An0+1, An0+5, An 0+10 (An0 fiind ultimul an anterior perioadei analizate) .

Regulile de elaborare atât pentru RMB cât și pentru RD sunt stipulate în PE 026/1992.

Deoarece documentul menționat nu are prevederi pentru centralele eoliene și fotovoltaice, având în vedere caracterul stocastic al regimului de funcționare al acestor centrale, prevederile PE 026/1992 au fost completate pentru acestea cu reguli specifice, prezentate mai jos.

#### **Construirea regimurilor medii de bază (RMB)**

Regimul mediu de bază se construiește de către Transelectrica pentru scenariul de bază privind evoluția capacităților instalate. Acest scenariu de bază este stabilit pentru Planul de Dezvoltare a RET în concordanță cu PNIESC și cu Strategia Energetică a României.

În scenariul de bază se consideră instalate, în afară de centralele puse în funcțiune, grupurile/centralele noi eoliene sau fotovoltaice având contract de racordare sau ATR valabil, în ordinea semnării acestora, până la atingerea țintelor din PNIESC.

*Notă: Dacă în momentul realizării RMB nu se pot atinge țintele respective în acest fel, doar pentru studiile de Dezvoltare a RET, se pot modela și centrale suplimentare, care au studiu de soluție avizat sau în curs de avizare, care au cerere de racordare depusă recent, care au solicitat informare preliminară sau care au avut în trecut contract de racordare.*

*Pentru studiile de soluție nu se vor modela astfel de centrale suplimentare. Deci, dacă este cazul, Transelectrica va realiza modele de rețea RMB de două categorii: pentru studiile de Dezvoltare RET și pentru studii de soluție.*

Grupurile noi termoelectrice și hidroelectrice, prevăzute în strategia energetică a guvernului și având studii de soluție avizate, se consideră instalate în scenariul de bază al etapei respective, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcțiune anunțate, conform comunicărilor Transelectrica.

De exemplu, conform informațiilor din momentul elaborării acestui document:

- U3 și U4 700 MW Cernavodă se consideră instalate din 2030 respectiv 2031.

În scenariul de bază încărcarea grupurilor se face respectând criteriul minimizării costurilor variabile, în condițiile satisfacerii condițiilor de sistem impuse, pornind de la rezultatele programului POWRSYM de modelare a pieței de electricitate rulat de Transelectrica, în care:

- Centralele hidroelectrice sunt încărcate pentru condiții de hidraulicitate medie;
- CEE sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 20% la VDV și GNV și 30% la VSI și VDI);
- Centralele fotoelectrice (CEF) se consideră funcționând doar la VDV și VDI și sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 65% la VDV și 15% la VDI);
- Centralele termoelectrice și centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasă, biogaz) sunt încărcate pe baza ordinii de merit.
- Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră ca produc la puterea nominală la VSI, VDI și VDV și consumă puterea nominală la GNV.

### **Construirea regimurilor de dimensionare (RD) pentru zone excedentare**

Regimurile de dimensionare (RD) se construiesc pornind de la regimul mediu de bază descris mai sus, (RMB).

Se identifică zona excedentară analizată, delimitată de restul SEN printr-o secțiune de rețea a cărei capacitate poate fi depășită datorită evacuării excedentului de putere care include și producția centralei/ grupului nou racordat.

În sensul celor de mai sus, se definesc următoarele zone:

- a. Dobrogea+Galați+Brăila+Ialomița;
- b. Moldova+Vrancea;
- c. Prahova+Buzău;

- d. Mehedinți+ Caraș Severin ;
- e. Alte zone, definite de elaboratorul studiului, după caz

Se construiesc regimurile de dimensionare (RD), pornind de la RMB și încărcând grupurile generatoare conform regulilor stabilite în PE026/1992, completate conform celor de mai jos:

Centrale la VSI/ VDI, VDV
---------------------------

4. Producția CEE racordate în RET în zona (secțiunea) în care se racordează centrala analizată, va fi 70% din Pinstalat.  
Toate CEE din RED din secțiunea analizată (ex:S6), se vor considera încărcate la 85%Pinstalat în regimurile cu N si N-1 elemente în funcțiune.
5. La VSI/ VDI, VDV, centralele termoelectrice din zona analizată rămân încărcate ca în RMB.
6. La VSI/ VDI, VDV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
7. La VSI/ VDI, VDV, toate centralele Hidro din zona analizată se încarcă la Pmax disponibil. Se acceptă o reducere de maxim 10% față de Pmax disponibil a puterii în centrale Hidro pentru reducerea suprasarcinilor.  
*Mențiune: Încărcarea CHE Porțile de Fier și CHE Djerdap (Serbia) se va face corelat, în aceeași măsură.*
8. Producția CEF, din zona în care se racordează centrala analizată, la VDV se consideră 80% din Pinstalat iar la VDI se consideră 30%.
9. Instalațiile de stocare independente **consumă** 100% din puterea nominală
- 10.CEE și CEF care au și instalații de stocare, precum și centralele mixte care au puterea aprobată pentru evacuare mai mică decât suma puterilor instalate, se consideră la 100% din puterea aprobată pentru evacuare.

Centrale la GNV
-----------------

9. Producția CEE din RET din zona în care se racordează centrala analizată, (v. pag. 2) va fi 70% din Pinstalat în scenariul de verificare a încadrării.  
Toate CEE din RED din secțiunea analizată, se vor considera încărcate la 85% din Pinstalat în regimurile cu N si N-1 elemente în funcțiune.
12. La GNV, centralele termoelectrice din zona analizată rămân încărcate ca în RMB
13. La GNV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
14. La GNV, toate centralele Hidro din zona excedentară analizată se încarcă la 50% Pmax disponibil, dacă în RMB erau sub această valoare. Se poate accepta descărcarea CHE cu lac de acumulare sub această valoare sau chiar oprirea lor, specificându-se în studiu aceste reduceri (inclusiv la Concluzii). Nu se acceptă valori sub Pmin tehn sau sub valoarea din RMB pentru centralele fără lac de acumulare.
15. Instalațiile de stocare independente **consumă** 100% din puterea nominală (ca în RMB).

16. CEE care au și instalații de stocare se consideră la 100% din puterea aprobată pentru evacuare.

Echilibrarea balanței
-----------------------

- 17 Balanța se va echilibra prin scăderea, până la limite acceptabile pentru siguranța alimentării consumatorilor, în afara zonei excedentare analizate, a producției în centrale termoelectrice fără program de cogenerare (în ordinea descrescătoare a costurilor de producție estimate) și în centrale eoliene din zone îndepărtate – aplicând ipoteza lipsei vântului/ nefinalizării acelor proiecte.

Nu se va reduce producția la grupuri nucleare.

Având în vedere cuplajul între zonele Dobrogea și Moldova, care evacuează prin S3 comună, încărcarea grupurilor în una din aceste zone nu se va echilibra prin scăderea în cealaltă.

Dacă rămâne un excedent după aplicarea condițiilor de mai sus, acesta se va considera export suplimentar față de soldul din RMB (50% pe direcția sud, 50% pe direcția vest).

Rezultă astfel valoarea fluxului maxim de putere prognozat a fi evacuat din zona analizată, pentru care se identifică întăririle necesare.

Modul în care s-a echilibrat balanța se va descrie în Studiu (lista centrale și încărcări modificate, valoare sold).

### **Construirea regimurilor de dimensionare (RD) pentru zone deficitare**

Regimurile de dimensionare se construiesc respectând regulile de dimensionare a capacității de transport a rețelei, așa cum este prezentat mai jos.

Rețeaua se analizează la palierul VSI, pentru un orizont de termen mediu (+5 ani) și lung (+10 ani). În acest caz (pentru a acoperi și palierul de VDV) se va considera la VSI curentul admisibil corespunzător temperaturii de 40 °C (aplicând raportul față de valoarea admisibilă la 5 °C din modelele Transelectrica pentru VSI:  $I_{\max 40\text{grade}} = 0.68 \cdot I_{\max 5\text{grade}}$ ).

Se analizează și regimurile la palierul VDV, pentru creșterea consumului în zone unde deficitul este mai mare la VDV decât la VSI, ca urmare a opririi grupurilor din zonă în timpul verii. Dacă racordarea se face prin LES se va analiza și palierul GNV.

Se construiește RD pornind de la RMB, la palierul/ palierelor de mai sus, aplicând următoarele modificări ale încărcării centralelor din zona analizată:

- se oprește grupul cu cea mai mare putere în funcțiune în RMB;
- se opresc toate CEE;
- se consideră în funcțiune numai CEF deja existente, exclusiv la VDV, funcționând la 50% din încărcarea din RMB;

- balanța se echilibrează încărcând o putere corespunzătoare (în ordinea crescătoare a costurilor de producție estimate) în zone îndepărtate din SEN.

Se verifică îndeplinirea criteriului de siguranță N-1, inclusiv prin declanșarea grupului cu cea mai mare producție din zonă în regimul analizat (RMB sau RD). La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10km.

## **B. Analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET**

Analizele se realizează considerându-se sistemul electroenergetic al României interconectat sincron cu sistemul electroenergetic european continental.

Se realizează analizele solicitate conform temei de studiu sau a caietului de sarcini dedicat studiului suport respectiv pentru Planul de Dezvoltare a RET.

În continuare sunt prezentate câteva principii generale.

### **1. Regimurile staționare.**

Se analizează regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, la palierele curbei de sarcină VSI, VDV, VDI și GNV, în schema N și N-1, prin calcule de regim staționar.

Verificarea criteriului N-1 se va face și pentru declanșarea liniilor de interconexiune. La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10km. Pentru liniile din stația 400kV Cernavodă se va verifica criteriul N-2.

Se identifică, aplicându-se criteriile de dimensionare conform PE 026/1992, regulilor de mai sus și Codului tehnic al RET, zonele în care nu se îndeplinesc condițiile tehnice normate privind calitatea energiei electrice și siguranța funcționării SEN și se stabilesc soluții de rezolvare.

Regimurile staționare sunt analizate din punct de vedere al:

- gradului de încărcare a elementelor RET și RED (110 kV);
- nivelului de tensiune în nodurile RET și RED (110 kV);
- nivelului pierderilor de putere activă în RET.

Gradul de încărcare admis este determinat de caracteristicile echipamentelor.

Benzile admisibile de tensiune admise, în acord cu legislația în vigoare, sunt:

- o Rețeaua de 400 kV: 380 kV și 420 kV;

- o Rețeaua de 220 kV: 198 kV și 242 kV;
- o Rețeaua de 110 kV: 99 kV și 121 kV.

În aceste calcule, se modelează T și AT pe plotul nominal, considerându-se posibilitatea de utilizare a reglajului ca o rezervă pentru operarea rețelei în cazurile care exced regimurile de dimensionare. Într-o abordare similară, nu se utilizează posibilitatea de funcționare a grupurilor în regim inductiv, caracterizat de absorbție de putere reactivă.

## 2. Verificarea dimensionării RET la condiții de stabilitate statică - Determinarea puterilor maxime admisibile în secțiunile caracteristice

Pentru determinarea regimului critic și a valorii maxime admisibile a puterii tranzitate printr-o secțiune a SEN din considerente de stabilitate statică, se modifică în pași succesivi regimul inițial, în sensul creșterii deficitului sau excedentului, de o parte și alta a secțiunii analizate, prin creșteri/ scăderi de consum/ producție.

Calculul se oprește la apariția primului regim instabil și se consideră regim critic ultimul regim stabil. În raport cu regimul critic, în configurație N și N-1, se determină regimul admisibil, caracterizat prin rezervă normată de 20% în configurație cu N elemente și 8% în configurație cu N-1 elemente.

Se calculează limitele de stabilitate statică în secțiunile caracteristice și puterile admisibile prin secțiuni care asigură rezervele normate față de limite, în scheme de durată complete (toate elementele în funcțiune) și, pentru identificarea cazurilor de retrageri din exploatare condiționate, în scheme de durată cu fiecare element din secțiune retras, pe rând, din exploatare.

Puterile admisibile pentru secțiunile caracteristice ale SEN trebuie să asigure rezerva normată - adică, simultan:

- 20% față de limita de stabilitate calculată pentru configurația de durată (completă sau cu un element retras)

și

- 8% față de limita de stabilitate calculată pentru configurația de scurtă durată rezultată în urma contingențelor semnificative aplicate la configurația de durată (linie, T/AT, grup generator sau consum concentrat) (verificarea criteriului N-1).

Deci, pentru fiecare configurație de durată (completă sau cu un element din secțiune retras), se stabilește valoarea admisibilă prin secțiune ca fiind minima dintre: valoarea admisibilă prin secțiune cu rezerva de 20% și valorile admisibile prin secțiune calculate cu fiecare dintre celelalte elemente din secțiune declanșate suplimentar, pe rând, față de care se asigură o rezervă de 8%.

## 3. Analiza condițiilor de stabilitate tranzitorie

Pentru centrale, se verifică stabilitatea tranzitorie, cu încărcarea grupurilor la maximum. Analiza se face pe secțiunea de evacuare din centrală, pentru configurație normală și configurații cu un element retras din exploatare de durată. Se analizează și scurtcircuite trifazate pe barele stațiilor.

Pentru determinarea soluției tehnice din punct de vedere al performanței necesare a echipamentelor de reglaj, comutație și protecție, în regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică asociate fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, se calculează:

- (1) timpul critic de eliminare a defectului pe liniile electrice de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul analizat, lângă stație - la scurtcircuit permanent trifazat, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întreruptoarelor, cu considerarea dispozitivelor RAR; pentru scenariul la care s-a identificat timpul critic, se reia simularea cu extinderea intervalului de simulare la 20-30 secunde, pentru a identifica eventuala necesitate a echipării cu PSS pentru amortizarea oscilațiilor;
- (2) timpul critic de eliminare a defectului pe barele de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul (separate de această bară printr-o linie, un transformator sau o cuplă) - la scurtcircuit trifazat; se identifică eventualele situații de neamortizare a oscilațiilor;
- (3) timpul critic de eliminare a defectului pe bară de 400 kV sau 220 kV la care se racordează grupul - la scurtcircuit trifazat, pentru verificarea efectului asupra grupurilor existente.

Ținând seama de prevederile Codului tehnic al RET și PE 026 / 1992 – Normativ pentru proiectarea SEN, verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie pe secțiunile caracteristice ale SEN se efectuează în următoarele condiții și pentru următoarele perturbații:

- În regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzătoare fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configurație de durată (completă și respectiv cu câte un element din secțiune retras programat, pe rând): scurtcircuit polifazat permanent (bifazat cu pamantul sau trifazat) pe o linie din RET, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întreruptoarelor, fără RAR (RAR anulat) și cu RAR nereușit;
- În regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzătoare fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configurație de scurtă durată cu un element declanșat (rezultată în urma contingentelor semnificative aplicate, pe rând, la configurația completă): scurtcircuit monofazat pe o altă linie din RET, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întrerupătoarelor, urmat de RARM reușit.

Se verifică astfel faptul că încărcarea fiecăreia dintre secțiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilității grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit simetric și nesimetric în RET.

Calcululele se realizează considerându-se apariția scurtcircuitului, pe rând, la ambele capete ale liniilor.

Pentru zonele în care este instalată o putere semnificativă în centrale eoliene, scenariile de declanșare pentru verificarea criteriului N-1 iau în considerare, ca variantă pentru identificarea situațiilor periculoase, și declanșarea grupurilor eoliene în regimul tranzitoriu determinat de declanșarea elementului de rețea.

În funcție de tipul instalațiilor de RAR și teleprotecției cu care este echipată linia respectivă, se utilizează următoarele scenarii de evoluție a regimului tranzitoriu:

- În cazul în care linia nu este prevăzută cu teleprotecție și RAR trifazat, scurtcircuitul trifazat este eliminat definitiv prin protecția de distanță.
- În cazul în care linia este prevăzută cu RART, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat prin protecția de distanță, cu reconectarea pe defect din capătul în care dispozitivul RART este prevăzut cu “control lipsă tensiune”, după care linia este deconectată definitiv prin acționarea protecției.
- În cazul liniilor fără instalații de teleprotecție, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat de protecția de distanță în trepte, cu o temporizare de 0,4 s între acționarea celor două întrerupătoare de la capetele liniei respective.
- În cazul liniilor echipate cu instalații de teleprotecție, scurtcircuitul trifazat este eliminat prin protecție la ambele capete, cu considerarea timpului de transmisie a semnalului de deblocare.
- În cazul unui scurtcircuit pe bare, se consideră acționarea corectă a protecției diferențiale de bare.

#### 4. Evaluarea solicitărilor la scurtcircuit

Valorile curenților de scurtcircuit sunt calculate în conformitate cu prevederile PE 134 / 1995 – “Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”, normativ elaborat în conformitate cu prevederile CEI.

Se determină valorile curenților de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în stațiile de 400 kV și 220 kV din RET, și în stațiile de 110 kV aflate în administrarea Transelectrica S.A.

Calculul este efectuat utilizând metoda simplificată în care se admit următoarele:

- egalitatea în modul și argument a tuturor tensiunilor electromotoare din nodurile rețelei;
- neglijarea rezistenței rețelei;
- neglijarea sarcinilor din noduri.
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Aceste simplificări pot conduce la o eroare de cca. 10% în raport cu rezultatele obținute printr-un calcul exact, eroare considerată admisibilă.

Calculule de dimensionare a echipamentelor și aparaturii din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație se efectuează pentru regimul maxim de funcționare. Acesta este caracterizat prin:

- Toate generatoarele, liniile și unitățile de transformare ale rețelei, în funcțiune;
- Toate autotransformatoarele 400/220 kV și 220/110 kV, și transformatoarele 400/110 kV considerate cu neutrele legate la pământ;
- Toate transformatoarele de bloc din stațiile centralelor funcționează cu neutrul legat la pământ;
- Rețeaua de 400, 220 și 110 kV buclată, cuplele conectate.

Valorile curenților de scurtcircuit servesc la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care, eventual, sunt depășite performanțele acestora, stabilirea performanțelor echipamentelor și aparaturii ce urmează a fi asimilate în perspectivă;
- dimensionarea noilor instalații la solicitări dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor pentru protecțiile prin releee și automatizările de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin prizele stațiilor.