



ASPECTE ACTUALE PRIVIND POSIBILITĂȚILE DE RACORDARE A CEE ÎN SEN

ALBERT Hermina, LAVROV George, ROȘCA Nicoleta Elena, POANTĂ Alina
Institutul de studii și proiectări energetice (ISPE), România

Rezumat. În lucrare se prezintă situația energetică actuală și de perspectivă apropiată (2016), respectiv îndepărtată (2021). Se analizează condițiile actuale de stabilire a soluțiilor de racordare la SEN de noi surse, în special eoliene, modul de alcătuire a regimurilor de dimensionare în situația unor mari excedente de putere urmare a considerării în principal a CEE cu Contracte de Racordare și Avize Tehnice de Racordare. Se evaluează rezultatele obținute respectând actuala metodologie de calcul. Se propune îmbunătățirea acestora pentru examinarea unor situații realizabile din punct de vedere a funcționării pe piața de energie electrică.
Cuvinte cheie. Centrale electrice eoliene, regim de dimensionare, echilibrarea balanței, măsuri de întărire a rețelei de transport

CURRENT ISSUES REGARDING POSSIBILITIES OF WPS CONNECTION TO NES

ALBERT Hermina, LAVROV George, ROȘCA Nicoleta Elena, POANTĂ Alina
Institute for Studing and Power Engineering (ISPE), Romania

Abstract. The paper present current energy situation and term perspective (2016), respectively far (2021). The current conditions of establishment of new power sources s connection solutions to NES, especial wind installations, the path of design of sizing modes when large power surplus mainly due to the consideration of WPS with contracts and technical connection are analyzed. The results obtained following this current computation methodology are evaluated. The improvement of this methodology for examination of some possible situations from functioning point of view on energy market is proposed. in

Keywords. Wind power stations, sizing mode, balance echilibration, frofification measures for electrical transport network

Актуальное состояние относительно возможностей согласования ВЭС в НЭС

Алберт Хермина, Лавров Георгий, Рошка Николета Елена, Поантэ Алина
Институт энергетических исследований и проектирований (ИЭИП), Румыния

Реферат – В работе представлена нынешняя ситуация в энергетике, а также ближайшая (2016 г.) и будущая (2021 г.). Проведен анализ нынешних условий для определения решений по согласованию НЭС с новыми источниками, особенно с ВЭУ, образ составления режимов в условиях некоторых больших излишек мощности, учитывая главным образом ВЭС с Контрактами на подключение Технические условия на подключение. Оцениваются полученные результаты, соблюдая данную методологию расчета. Предлагается ее улучшение путем исследования некоторых возможных ситуаций с точки зрения функционирования на энергетическом рынке.

Ключевые слова: ветровые электрические станции, режим настройки, баланс уравновешивания, меры по усилению транспортных сетей.

1. INTRODUCERE

Ideea acestui referat a apărut ca urmare a necesității stabilirii unei baze de date credibile pentru studiile de dezvoltare a rețelei de transport (RET) și de stabilire a soluțiilor pentru integrarea în sistemul energetic național (SEN) a noilor centrale electrice – cu prioritate a celor regenerabile.

Reglementarea de bază, existentă în prezent referitoare la aceste aspecte este „Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național” PE 026/92 [1] care, la data elaborării, se referea la un sistem energetic cu puterea dezvoltată corespunzător cererii de putere preconizată și prevedea condițiile de dezvoltare a RET în corelare cu acestea.

În PE 026/92, pentru integrarea de noi surse în SEN se definea, în raport cu un regim mediu de bază – fără noul obiectiv – **un regim de dimensionare** care prevede (art. 61.b) „dimensionarea capacității de transport a rețelei de evacuare a puterii dintr-o zonă excedentară cu mai multe centrale se face, prin înrăutățirea regimului de bază la palierele de VSI și VDV, în care se încarcă cea mai mare centrală din zonă și CHE din zonă la puterea disponibilă”. La data respectivă nu exista problema surselor regenerabile și – evident – nu exista nicio referire la aceasta.

Pentru a fi luate în considerare noile condiții, CNTEE Transelectrica SA a elaborat reglementări cu privire la formarea regimului de dimensionare [2].

Cea mai importantă completare în construirea regimului de dimensionare o constituie obligația de a se considera, peste regimul mediu de bază pentru perioada respectivă de analiză transmis de CNTEE Transelectrica SA în zona de amplasare a noului obiectiv a tuturor CEE cu contracte de racordare cu 70% P_{inst} în zona analizată, respectiv 30% P_{inst} în restul SEN și verificarea – ca sensibilitate – inclusiv a regimului cu CEE cu avize tehnice de racordare existente în zonă.

Prin această reglementare, așa cum se prezintă în cele ce urmează, în funcție de puterea CEE considerate suplimentar (în funcție de zona analizată) față de dimensionarea prevăzută în PE 026/92, evident condițiile de evacuare a puterii devin mult mai grele.

Se pune deci în discuție, cum ar trebui constituit regimul de dimensionare, luând în considerare prevederile PE 026/92, pornind de la regimul mediu de bază pentru fiecare perioadă de analiză și condițiile reale în cadrul pieței de energie electrică, astfel încât dimensionarea pentru RET și condițiile de racordare a noii surse să fie mai credibile.

2. SITUAȚIA ENERGETICĂ

2.1. Situația energetică actuală

În prezent, în anul 2012, la un consum de vârf de ~9500MW, structura puterii disponibile în centralele clasice, care față de anul 1989 s-a modificat în principal numai prin racordarea grupurilor 1 și 2 de la CNE Cernavodă, este:

Centrale termoelectrice 10171MW (din care pe hidrocarburi 4106MW)

CNE

1413MW

CHE

6096MW

CEE + biomasă + fotovoltaice

~1450MW

Total 19130MW

deci, puterea disponibilă reprezintă ~200% față de consumul maxim.

La data întocmirii referatului sunt în funcțiune centrale cu surse regenerabile ~1450MW, din care 1380MW în CEE și 40MW în centrale pe biomasă.

În analiza condițiilor de acoperire a consumului maxim, de regulă, nu se consideră puterea disponibilă în CEE.

Pentru perioada următoare trebuie luate în considerare – având o probabilitate ridicată de realizare și surse de putere clasice totalizând la nivelul anului 2016 ~1805MW, reprezentând CET Brazi OMV 925MW deja în funcțiune și CTE Brăila 880MW.

După cum se știe, în afara centralelor menționate, sunt în discuție încă multe alte proiecte pentru alte centrale termoelectrice (în Zona Liberă Galați, Vetiș, Făgăraș etc).

De asemenea, trebuie luate în considerare centralele din surse regenerabile, în principal CEE, care au o probabilitate mai mare de realizare. În această situație ar fi cele care au în prezent contracte de racordare (CR), cu o putere total instalată de ~14580MW precum și cele cu avize tehnice de racordare (ATR) de putere de 9250MW (în total 23830MW).

2.2. Perioada 2015-2016

2.2.1 Consumul de putere

CNTEE Transelectrica SA prevede în perioada 2015 - 2016 un consum net pe paliere de consum:

VSI	VDV	GNV
9560MW	7850MW	4851MW

și un sold import-export de

-1000MW	-1000MW	-500MW
---------	---------	--------

ceea ce conduce la o producție internă netă de:

10560MW	8850MW	5351MW
---------	--------	--------

Rezerva pentru servicii de sistem este considerată 1550MW.

2.2.2 Surse de putere

CNTEE Transelectrica SA, în regimul mediu de bază care ia în considerare condițiile de integrare în piața de energie electrică inclusiv a CEE, prevede pentru etapa 2016 o putere instalată în CEE limitată la 3200 MW (față de 14580MW în CEE cu CR) și considerată cu o putere produsă de 30% P_{inst} – în total 960MW (în oricare palier al curbei de sarcină).

Tabel 1

Stația de racordare a CEE	Termen scurt -2016
	Puterea (MW)
400kV Tariverde	180
400kV Rahmanu	180
110kV Tulcea	100
110kV Medgidia Nord	40
110kV Medgidia Sud	50
110kV Mircea Vodă	21
110kV Basarabi	89
110kV Neptun	10
110kV Tataru	15
110kV Mihai Viteazu	40
110kV Smârdan	42.4
110kV Liești	27
110kV Însurăței	20
110kV Urleasca	10
110kV Negrești	18
110kV Munteni	5
110kV Bacău	53
110kV Adjud	5
110kV Moldova Noua	0
400kV Stupina	54.6
TOTAL	960

În acoperirea curbei de consum la VSI cu CNE Cernavodă 1295MW (exclusiv consumul de servicii interne), principalele centrale clasice CTE Rovinari și CTE Turceni sunt considerate cu numai 2-3 grupuri în funcțiune (800MW respectiv 825MW), iar CHE cu lacuri de acumulare – care ar permite reduceri de încărcare – cu o putere totală generată de ~1600MW. În rest puterile generate sunt în centrale cu regim impus (termoficare, hidro în cascadă sau pe firul apei ș.a.).

Pe celelalte paliere, de exemplu la GNV, la CTE Rovinari și CTE Turceni este prevăzut funcționarea unui singur grup, iar pe CHE se consideră o reducere raportat la VSI de ~2000MW oprind toate centralele cu posibilitate de acumulare (inclusiv în lacuri de mică capacitate, ca de exemplu pe centrale aval Argeș, Bistrița, Cerna – Motru, Lotru aval ș.a.).

2.3. Perioada 2019-2020

2.3.1 Consumul de putere

În această perioadă se consideră punerea în funcțiune a grupurilor 3, 4 CNE Cernavodă, a CHEAP Târnița 1000MW și instalarea CTE Brăila 880MW.

Actualele prevederi de consum sunt:

➤ Consum intern

VSI 11000MW, VDV 8960MW,
GNV 5330MW

➤ Sold import-export

VSI -1500MW, VDV -1500MW,
GNV -750MW

➤ Consum pentru pompaj

VSI -, VDV -, GNV -959MW

Total producție necesară

**VSI 12500MW, VDV 10459MW,
GNV 7039MW**

2.3.2 Surse de putere

În regimul mediu de bază propus de CNTEE Transelectrica SA, cu luarea în considerare a condițiilor de siguranță a SEN și a necesității de integrare în piața de energie electrică se prevede pentru etapa 2021 o putere instalată în CEE limitată la 4000 MW (față de 14580MW în CEE cu CR) și considerată cu o putere produsă de 30% P_{inst} – în total 1200MW (în oricare palier de sarcină), în condiția în care CTE Brăila 880MW este oprită, producția pe CHE Porțile de Fier I este limitată la 700MW, iar CHEAP la 450MW la VSI (225MW la VDV).

Tabel 2

Stația de racordare a CEE	Termen lung - 2021
	Puterea (MW)
400kV Tariverde	249
400kV Rahmanu	180
110kV Tulcea	100
110kV Medgidia Nord	40
110kV Medgidia Sud	50
110kV Mircea Vodă	21
110kV Basarabi	150
110kV Neptun	10
110kV Tataru	15
110kV Mihai Viteazu	40
110kV Smârdan	42.4
110kV Liești	27
110kV Însurăței	20
110kV Urleasca	10
110kV Negrești	18
110kV Munteni	70
110kV Bacău	53
110kV Adjud	5
110kV Moldova Noua	24
400kV Stupina	75.6
TOTAL	1200

2.4. Repartiția teritorială a surselor regenerabile cu CR și ATR

În conformitate cu prevederile Legii Energiei Electrice și Codurile Tehnice ale RET și RED, operatorii de rețea

trebuie să permită nediscriminatoriu accesul la rețelele publice a utilizatorilor.

În aceste condiții, cu Directivele Uniunii Europene (UE) referitoare la sursele regenerabile, condițiile avantajoase create dezvoltatorilor de centrale electrice eoliene (CEE) și în România, a fost o adevărată explozie de solicitări de racordare a acestora la rețelele publice, la Sistemul Energetic Național (SEN).

În prezent există un număr important de studii de conectare la rețea a CEE, chiar contracte de racordare (CR) și Avize Tehnice de Racordare (ATR).

Reglementările actuale cu privire la formarea regimului de dimensionare al SEN pentru racordarea la rețea a unor viitoare surse de putere menționează luarea în considerare integrală a CEE cu CR (ca și calcul de bază) și a CEE cu CR + ATR (ca și calcul de sensibilitate) în procente diferite în funcție de zona analizată.

La data elaborării acestui referat, în baza studiilor de soluție de racordare la SEN a centralelor pe surse regenerabile, există CR la rețea pentru centrale:

- electrice eoliene $P_{inst} \sim 14087$
- electrice fotoelectrice $P_{inst} \sim 489MW$
- electrice cu biomasă $P_{ins} \sim 30MW$

și centrale cu CR și ATR:

- electrice eoliene $P_{inst} \sim 22324$
- electrice fotoelectrice $P_{inst} \sim 1502MW$
- electrice cu biomasă $P_{ins} \sim 122MW$

Regimul de dimensionare al fiecărei zone va fi direct influențat de numărul de surse regenerabile, cu prioritate regenerabile (din total CR și cu ATR) prevăzute în zona respectivă, care vor fi luate în considerare cu 70% P_{inst} .

În tabelul 3 și 4 se prezintă repartiția pe zone a CEE, așa cum rezultă în prezent din CR și ATR existente.

Tabel 3

Contracte de racordare (CR)			
Dobrogea	67,2%	în RET	58,0%
		în RED	42,0%
Moldova	17,6%	în RET	58,0%
		în RED	42,0%
Banat	9,3%	în RET	55,3%
		în RED	44,7%
Muntenia	3,1%	în RED	100%
Alte zone	2,8%	în RED	100%
TOTAL			100% ~14580MW

Tabel 4

Contracte de racordare și Avize Tehnice de Racordare (CR + ATR)			
Dobrogea	61,8%	în RET	63,6%
		în RED	36,4%
Moldova	19%	în RET	65,6%
		în RED	34,4%
Banat	8,9%	în RET	64,9%
		în RED	35,1%
Muntenia	4,9%	în RET	42,3%
		în RED	57,7%
Alte zone	5,4%	în RED	100%
TOTAL			100% ~23830MW

Se poate constata că în estul SEN (Dobrogea și Moldova) s-ar concentra 84,8% din CEE cu CR și 80,8% din CEE cu CR + ATR.

În aceste condiții regimurile de dimensionare pentru stabilirea soluțiilor de racordare pentru noi surse de putere racordate în aceste zone ridică probleme referitoare la echilibrarea balanței de putere, respectiv menținerea unui nivel de tensiune corespunzător fără surse suplimentare de putere reactivă.

Concret, pentru un studiu de soluție pentru racordarea unei CEE amplasată în zona Dobrogea se consideră în zonă o putere evacuată din CEE de peste 6800MW, care ar trebui să înlocuiască conform RMB, centrale clasice parte din ele de termoficare sau CHE (cu regim impus) sau să se considere că se exportă prin partea de vest a SEN.

2.5. Rețeaua de transport și de distribuție

Studiile de soluție pentru racordarea noilor surse (CTE Brăila, dar în principal CEE) efectuate cu respectarea ipotezelor de calcul menționate în reglementările actuale cu privire la formarea regimului de dimensionare al SEN pentru racordarea la rețea a unor viitoare surse de putere au evidențiat:

- limite ale puterii instalate în anumite zone în regim normal de funcționare pentru RED existentă (de ex. zona Tulcea și stația 400/110kV Tulcea Vest cu 2 TR 400/110kV – 350MW, zona Medgidia – Constanța cu 2 TR 250MW în stația 400/110kV Medgidia Sud – 1000MW ș.a.) pentru care sunt necesare investiții suplimentare;

- congestii în rețeaua de 110kV în regimuri cu o contingență care necesită întăriri (dublări de LEA, reconductorări, dublări sau schimbări de transformatoare) sau prevederea unor automatizări care să deconecteze/limiteze puterea generată a CEE pentru evitarea unor declanșări; cu consecințe asupra siguranței funcționării;

- în rețeaua de transport Dobrogea, limitarea puterii totale evacuate de CEE la 2060MW ($P_{inst} \sim 3000MW$), datorită unei restricții pe LEA 400kV Medgidia Sud – Dobrudja de 830MW. Ca urmare a rezultat prevederea unui transformator defazor pe LEA 400kV Medgidia Sud – Dobrudja care să asigure încadrarea automată în puterea maximă admisibilă pentru o putere instalată de peste 3000MW în CEE, dar care nu poate elimina depășirile de capacitate în regimurile cu un element deconectat;

- necesitatea a minim 7 LEA 400kV pentru întărirea RET.

Studiile efectuate limitează creșterea puterii evacuate din CEE de dezvoltarea RET, dar și de dezvoltarea în aceeași zonă a unor surse clasice (de exemplu CTE Brăila) condiționat de verificarea regimurilor normale (N elemente în funcțiune) sau cu un element deconectat (N – 1 elemente în funcțiune).

Din punct de vedere obiectiv, al volumului de investiții asigurat și a posibilităților fizice de realizare, apare o decalare importantă între momentul când o LEA 400kV ar putea fi necesară și posibilitatea de realizare a acesteia.

Dacă se ține seama de termenele prevăzute de realizare a acestor întăriri: 2017-2020-202, s-ar impune concluzia că investitorii, care au luat la cunoștință de aceste condiționări din cadrul studiului de soluție pentru racordarea CEE pe care l-au avizat, să realizeze că RET nu este capabilă să primească în 2015 – 2016 mai mult de o putere totală produsă de ~2240MW.

În cadrul studiilor de soluție pentru noi surse de putere în zona Dobrogea se menționează pentru regimul fără nici o linie de întărire sau succesiv considerând pe rând câte o linie de întărire necesitățile de limitare a puterii pentru eliminarea regimului divergent sau a suprasarcinilor apărute în regimul cu **N elemente în funcțiune**, palierul de vârf de sarcină și palierul de gol de sarcină.

De exemplu: pentru eliminarea regimului divergent și a suprasarcinilor apărute în regimurile staționare, cu N elemente în funcțiune la palierul de **vârf de sarcină**, efectuate în RET Dobrogea, **fără considerarea niciunei linii** de întărire **puterea evacuată** din zona RET/RED Dobrogea de 6200MW trebuie limitată până la valoarea de **3038MW** (reducere cu cca. 3162MW).

De asemenea la palierul de **gol de sarcină:** pentru eliminarea regimului divergent și a suprasarcinilor apărute în regimurile staționare, cu N elemente în funcțiune, efectuate în RET Dobrogea, **fără considerarea niciunei linii** de întărire și considerând CTE Brăila 880MW cu 70% din puterea instalată, **puterea evacuată** din zona RET/RED Dobrogea de 6200MW trebuie limitată până la valoarea de **2833MW** (reducere cu cca. 3366MW).

Cele prezentate anterior evidențiază un număr enorm de linii de întărire a RET pentru evacuarea unei puteri în CEE care este puțin credibilă că va exista după cum și dezvoltarea necesară a RET că va putea fi realizată în timp util.

2.6. Construirea regimului de dimensionare

Cu metodologia actuală, considerarea cu 70% a puterii instalate în centrale electrice eoliene corespunzătoare Contractelor de Racordare și Avizelor Tehnice de Racordare conduce, în anumite zone (Dobrogea, Moldova, Muntenia de Nord Est, Smârdan, Lacu Sărat), la regimuri de dimensionare cu mari dezechilibre de putere care pun probleme deosebite pentru respectarea condițiilor de funcționare: echilibrarea regimului de calcul și menținerea unui nivel de tensiune corespunzător.

Echilibrarea pe SEN impune oprirea unor centrale clasice, din care așa cum s-a precizat anterior, unele nu pot fi implicate în această echilibrare fiind centrale de termoficare, CNE, CHE pe firul apei, etc.

În aceste condiții se consideră că din totalul puterii necesar echilibrării procentul majoritar îl reprezintă exportul, cu mii de MW, în special în vestul SEN (în cazul unei dimensionări în zona Dobrogea sau Moldova), ceea ce conduce adesea la suprasarcini pe LEA de evacuare a puterii din zona analizată (inclusiv 110kV) spre zonele îndepărtate (de ex. Banat) [3].

Regimul de dimensionare astfel calculat conduce la necesitatea de întărire a RET/RED și montarea de surse suplimentare de putere reactivă, în realitate imposibil de

realizat până la momentul considerat de instalare a noilor surse.

În realitate situațiile considerate în astfel de regimuri de dimensionare nu se vor realiza

CEE se vor încadra în curba de sarcină a SEN și vor avea o producție determinată de regimul de funcționare al SEN, de puterile repartizate în cadrul producției de energie electrică.

Se prelină pentru etapa 2016 o putere maximă instalată în CEE de 3200MW, respectiv de 4000MW pentru etapa 2021, de altfel conform angajamentelor României la Uniunea Europeană.

Este necesar ca pentru fiecare etapă 2016, 2021, să fie determinată o putere maximă produsă de CEE care poate fi integrată în SEN și totodată poate fi preluată pe piața de energie electrică.

În aceste condiții este logic ca să se efectueze un prim regim de dimensionare stabilit pe baza PE026, în care pentru sursele regenerabile în cadrul puterii de 3200MW corespunzătoare CEE din RMB s-ar considera CEE cu CR cele mai apropiate de amplasamentul obiectivului analizat. Echilibrarea balanței, prin care se preiau numai diferențele de la valoarea generării prevăzute în RMB (30% din Pinst) la 70% se poate face fără a mări cu mult exportul.

S-ar obține un regim mai aproape de cel realizabil pentru care se vor calcula regimurile cu N și N – 1 elemente în funcțiune și vor rezulta sau nu întăriri sau limitări de putere necesare.

Concluziile rezultate din acest **regim de dimensionare mai credibil** ar determina necesitățile minime de dezvoltare a RET.

După această verificare, care ar constitui o prima fază de analiză, ar trebui să se ia măsuri de realizare a întăririlor sau prevederile de automatizări pentru menținerea siguranței în funcționare.

Această putere stabilită de CNTEE Transelectrica SA și avizată de ANRE și Ministerul Industriilor trebuie să constituie o primă valoare pentru analiza soluțiilor de integrare a unor noi surse în SEN respectiv pentru analiza dezvoltării RET.

Aceasta va fi publicată pentru orientarea operatorilor de rețea dar și a producătorilor.

Se mai poate considera ca ipoteză de analiză și un regim de calcul pentru o putere a CEE cu CR din zonă, fără a lua în considerare CEE cu CR în celelalte zone, evidențiând întăririle necesare suplimentar față de cele din planul de perspectivă, pentru etapa de perspectivă 2021, având în vedere faptul că acestea au termen de finalizare între 2017 – 2021.

Evident cele expuse constituie o propunere de analiză a soluțiilor de racordare la rețea a unor noi surse care o punem în discuție.

Oricum este absurd ca atunci când avem certitudinea limitării puterii ce va putea fi instalată din CEE la valori de 3200MW/4000MW, să se facă calcule pentru stabilirea unei soluții de racordare pentru regimul de dimensionare considerând întreaga putere din CR sau CR+ATR.

Se consideră de asemenea oportună o analiză cu considerarea tuturor CEE cu Contracte de Racordare existente în zona respectivă cu condiția de 0,7 Pinst pentru puterea generată și în restul SEN toate CEE cu o putere

produsă de 0,3 Pinst pentru a evidenția întăririle RET necesare pentru evacuarea puterii tuturor CEE cu Contracte de Racordare.

Trebuie precizat însă că, această ipoteză de calcul:

- necesită întăriri de rețea care nu sunt menționate în planul de perspectivă (cel puțin 4 întăriri)
- calculele de stabilitate pentru zona Dobrogea nu obțin rezerve normate de stabilitate

Astfel, pentru totalitatea CEE cu CR, va rezulta o analiză de evaluare a implicațiilor, de evidențiere a problemelor ce ar apărea: de echilibrare a balanței, de asigurare a rezervei terțiare, de construire a noi linii de evacuare și a surselor de compensare a puterii reactive.

S-ar putea trasa liniile directe pentru o dezvoltare a RET de largă perspectivă.

Această ultimă ipoteză este de fapt o adaptare a criteriilor de dimensionare din PE-026 la condițiile specifice cele mai grele ale CEE.

De asemenea, o analiză la nivelul SEN, considerând toate CEE cu Contracte de Racordare cu o producție de 0,3 Pinst poate da o orientare privind necesitatea de dezvoltare pe ansamblu RET în condiții medii de generare. Evident întăririle rezultate vor fi mai puține decât în situația considerării unei zone cu generare 0,7 Pinst.

3. CONCLUZII

3.1 Racordarea la rețea a unei noi surse de putere se realizează, în prezent, luând în considerare prevederile PE 026/92, pornind de la regimul mediu de bază și având în vedere noile condiții prevăzute în reglementările CNTEE Transelectrica SA cu privire la formarea regimului de dimensionare, reglementări necuprinse într-un nou normativ și neavizate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei.

3.2 Cea mai importantă completare în construirea regimului de dimensionare o constituie obligația de a se considera, suplimentar stabilirii regimului de dimensionare din zonă conform PE 026/92, toate CEE cu contracte de racordare cu 70% P_{inst} în zona analizată, respectiv 30% P_{inst} în restul SEN și verificarea – ca sensibilitate – inclusiv a regimului cu CEE cu ATR existente în zonă.

3.3 În prezent este o adevărată explozie de solicitări de racordare a acestora la rețelele publice, la Sistemul Energetic Național (SEN) și se constată o dezvoltare a surselor de putere regenerabile care au în prezent contracte de racordare, cu o putere total instalată de ~14580MW precum și cele cu ATR de o putere de 9250MW (în total 23830MW).

3.4. Luarea în considerare a acestor centrale, conform reglementărilor CNTEE Transelectrica SA, în cadrul regimului de dimensionare conduce la:

- condiții nerealiste de dezvoltare a RET: 8 noi artere de 400kV, dintre care doar 4 menționate în planul de perspectivă al CNTEE Transelectrica după anul 2017;
- dificultăți de menținere a unui nivel de tensiune corespunzător (necesitatea a multiple surse de compensare a puterii reactive

- probleme de echilibrare a balanței de putere (se constată că din totalul puterii necesar echilibrării procentul majoritar îl reprezintă exportul).

Întăririle rezultate sunt în realitate imposibil de realizat până la momentul considerat de instalare a noilor surse. CEE se vor încadra în curba de sarcină a SEN și vor avea o producție determinată de regimul a SEN, de puterile repartizate în cadrul producției de energie electrică.

3.5. Se preliminară pentru etapa 2016 o putere maximă instalată în CEE de 3200MW, respectiv de 4000MW pentru etapa 2021, conform angajamentelor României la Uniunea Europeană.

De altfel, CNTEE Transelectrica SA, în regimul mediu de bază ia în considerare condițiile de integrare în piața de energie electrică inclusiv a CEE, și prevede pentru etapa 2016 o putere instalată în CEE limitată la 3200 MW considerate cu o putere produsă de 30% P_{inst} – în total 960MW, respectiv pentru etapa 2021 o putere instalată în CEE limitată la 4000 MW considerate cu o putere produsă de 30% P_{inst} – în total 1200MW (față de 14580MW în CEE cu CR).

3.6. În cadrul referatului **se propune** o abordare, în studiile de soluție pentru stabilirea soluțiilor de racordare a noi surse, într-o **primă etapă** a unui regim de dimensionare stabilit pe baza PE026, în care pentru sursele regenerabile în cadrul puterii instalate de 3200MW corespunzătoare CEE din RMB (anul 2016) s-ar considera CEE cu CR cele mai apropiate de amplasamentul obiectivului analizat.

3.7. S-ar obține un **regim de dimensionare** mai aproape de cel realizabil pentru care se vor calcula regimurile cu N și N – 1 elemente în funcțiune și vor rezulta sau nu întăriri sau limitări de putere necesare. Concluziile rezultate din acest regim ar determina necesitățile minime de dezvoltare a RET, acelea absolut necesare.

După această verificare, care ar constitui o prima faza de analiză, ar trebui să se ia măsuri de realizare a întăririlor sau prevederile de automatizări pentru menținerea siguranței în funcționare.

Această putere stabilită de CNTEE Transelectrica SA și avizată de ANRE și Ministerul Industriilor va constitui o primă valoare pentru analiza soluțiilor de integrare a unor noi surse în SEN respectiv pentru analiza dezvoltării RET și va fi publicată pentru orientarea operatorilor de rețea dar și a producătorilor.

Se mai poate considera ca ipoteză de analiză și un regim de calcul pentru o putere a CEE cu CR din zonă, fără a lua în considerare CEE cu CR în celelalte zone, la nivelul întăririlor menționate în planul de perspectivă, pentru etapa de perspectivă 2021, având în vedere faptul că acestea au termen de finalizare între 2017 – 2021.

3.8. Se consideră de asemenea oportună și o analiză cu actuala metodologie pentru a evidenția extinderea RET necesară pentru condiția evacuării integrale a puterii ce poate fi generată de toate CEE cu CR, existente în zona respectivă, pentru o analiză de evaluare a implicațiilor, de evidențiere a problemelor ce ar apărea: de echilibrare a balanței, de asigurare a rezervei terțiare, de construire a noi linii de evacuare și a surselor de compensare a puterii reactive.

S-ar putea trasa liniile directe pentru o dezvoltare a RET de largă perspectivă.

De asemenea, o analiză la nivelul SEN, considerând toate CEE cu Contracte de Racordare cu o producție de 0,3 Pinst poate da o orientare privind necesitatea de dezvoltare pe ansamblu RET în condiții medii de generare. Evident întăririle rezultate vor fi mai puține decât în situația considerării unei zone cu generare 0,7 Pinst.

BIBLIOGRAFIE

[1] PE 026/92 - „Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național”

[2] * * * - *Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi.*

[3] Dr. ing. Anca Popescu, Ing. Hermina Albert, Ing. George Lavrov, Ing. Burloiu Cristina - *Probleme actuale ale integrării centralelor eoliene în sistemul energetic național* – FOREN 2010.

Date autori

Ing. Hermina ALBERT – SC ISPE SA,
e-mail: hermina.albert@ispe.ro

Ing. George LAVROV – SC ISPE SA,
e-mail: george.lavrov@ispe.ro

Dr. ing. Nicoleta Elena ROȘCA – SC ISPE SA,
e-mail: nicoleta.rosca@ispe.ro

Ing. Alina POANTĂ – SC ISPE SA,
e-mail: alina.poanta@ispe.ro