

**UNIVERSITATEA TEHNICĂ A MOLDOVEI
FACULTATEA ENERGETICĂ ȘI INGINERIE ELECTRICĂ**

Cu titlu de manuscris
C.Z.U: 621.311.245:620.9(478)(043.2)

GROPA VICTOR

**ESTIMAREA IMPACTULUI CENTRALELOR EOLIENE
ASUPRA SISTEMULUI ELECTROENERGETIC
AL REPUBLICII MOLDOVA**

221.01” Sisteme si Tehnologii Energetice”

Teză de doctor în științe tehnice

Conducători științifici:

STRATAN Ion
prof.univ.dr.

SOBOR Ion
prof.univ.dr

Autorul:

GROPA Victor

CHIȘINĂU, 2017

© GROPA VICTOR, 2017

CUPRINS

ADNOTARE	5
LISTA ABREVIERILOR	8
INTRODUCERE	9
1. ANALIZA CADRULUI LEGAL EXISTENT PRIVIND FUNCȚIONAREA CEE	15
1.1. Analiza cadrului legal primar și secundar	15
1.2. Evaluarea potențialului eolian local	17
1.3. Identificarea caracteristicilor fundamentale pentru funcționarea normală a CEE	21
1.3.1. Influența golurilor de tensiune asupra funcționării instalațiilor energetice eoliene	21
1.3.2. Reglarea puterii active și a frecvenței	22
1.3.3. Diapazonul de variație a tensiunii și frecvenței	23
1.3.4. Reglarea puterii reactive și a tensiunii	25
1.3.5. Descrierea caracteristicilor secundare	27
1.4. Elaborarea recomandărilor privind cerințele tehnice minime de racordare a CEE la SEN	28
1.5. Concluzii la capitolul 1	32
2. REGLAREA TURBINEI EOLIENE ȘI ANALIZA PROCESELOR TRANZITORII	33
2.1. Schema bloc a unui sistem energetic cu racordarea unei turbine eoliene	33
2.2. Modelul matematic al proceselor tranzitorii a variației frecvenței curentului IEE	34
2.3. Modelul matematic al proceselor electromagnetice	36
2.3.1. Ecuațiile diferențiale ale proceselor electromagnetice	36
2.3.2. Scheme de reglare și protecție	37
2.3.3. Analiza funcționării unei instalații energetice eoliene la un scurtcircuit în rețea	40
2.4. Analiza regimurilor de scurtcircuit bifazat ale generatoarelor DFIG	43
2.5. Concluzii la capitolul 2	54
3. STABILITATEA FUNCȚIONĂRII A UNUI PARC EOLIAN CONECTAT LA SEN	55
3.1. Aspecte teoretice și metoda generală de analiză a stabilității de tensiune	55
3.2. Aspecte fizice ale regimului de tensiune într-un sistem energetic simplu	56
3.3. Caracteristicile rețelei de transport	59
3.4. Aspecte statice ale stabilității de tensiune	63
3.5. Analiza stabilității reglării turbinei eoliene	87
3.6. Concluzii la capitolul 3	92

4. STUDIU DE INTEGRARE A CEE ÎN SEE AL REPUBLICII MOLDOVA	93
4.1. Calculul circulației puterilor cu metoda Newton-Raphson	93
4.2. Elaborarea metodei rapide de calcul al inversei matrice Jacobi	96
4.3. Crearea metodei și algoritmului de estimare a puterii active maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic	104
4.4. Estimarea puterilor maxime ce pot fi injectate în SEN	110
4.4.1. Formularea problemei	110
4.4.2. Regimuri de referință	112
4.4.3. Scenarii de calcul	118
4.5. Concluzii la capitolul 4	126
CONCLUZII GENERALE ȘI RECOMANDĂRI	127
BIBLIOGRAFIE	129
ANEXE	139
Anexa 1. Generare maximă eoliană în zona de Sud	139
Anexa 2. Generare maximă eoliană în zona de Sud-Est	142
Anexa 3. Generare maximă eoliană în zona de Centru	145
Anexa 4. Generare maximă eoliană în zona de Nord	148
DECLARAȚIA PRIVIND ASUMAREA RĂSPUNDERII	151
CURRICULUM VITAE	152

ADNOTARE

Autor – GROPA Victor. **Titlul** – *Estimarea impactului centralelor eoliene asupra sistemului electroenergetic al Republicii Moldova*. Teză de doctor în vederea conferirii titlului științific de doctor în științe tehnice la specialitatea 221.01. *Sisteme și tehnologii energetice*. Chișinău 2017.

Structura lucrării: Lucrarea conține o introducere, patru capitole, concluzii generale și recomandări, bibliografie din 138 titluri și include 4 anexe, 138 pagini, 73 figuri, 39 tabele. Rezultatele obținute sunt publicate în 16 lucrări științifice.

Cuvinte cheie: sistem electroenergetic, centrală electrică eoliană, rețele electrice de transport, racordare la rețea, norme tehnice, metode de calcul, circulații de puteri.

Domeniul de studiu: științe tehnice.

Scopul tezei: elaborarea metodologiei de estimare a potențialului de integrare a surselor regenerabile de energii în sistemul electroenergetic național, în profil teritorial.

Obiectivele tezei constau în analiza setului de preocupări electrotehnice, ce privesc racordarea centralelor electrice eoliene la sistemul electroenergetic național; identificarea cerințelor tehnice minime, ce ar asigura funcționarea normală a sistemului electroenergetic național la integrarea centralelor electrice eoliene; elaborarea unei metode rapide și eficiente privind calculul regimurilor permanente de funcționare; elaborarea metodelor de calcul a puterii maxime tranzitate printr-o secțiune a sistemului electroenergetic național.

Noutatea și originalitatea științifică a tezei. Elaborarea unei noi metode și algoritmului de estimare a puterii maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic prin excluderea necesității efectuării calculelor dificile a regimurilor permanente la limita convergenței procesului iterativ.

Problema științifică importantă soluționată constă în elaborarea unor metodologii, privind determinarea puterii maxime a surselor regenerabile de energie, ce poate fi integrată în sistemul electroenergetic național, fapt ce permite valorificarea potențialului eolian local, în vederea promovării utilizării energiei din surse regenerabile.

Semnificația teoretică. Teza aduce contribuții științifice la calculul și analiza regimurilor permanente de funcționare ale rețelelor electrice de transport cu considerarea integrării centralelor electrice eoliene.

Valoarea aplicativă a lucrării. S-au elaborat condițiile tehnico-normative de racordare a centralelor electrice eoliene la sistemul electroenergetic național, a fost creat programul și algoritmul de calcul pentru studiul regimului de scurtcircuit bifazat al generatorului asincron cu rotorul bobinat, s-a estimat puterea maximă totală ce poate fi injectată tehnic în sistemul electroenergetic național existent excluzând necesitatea fortificării acestuia.

Implementarea rezultatelor științifice. Rezultatele cercetărilor au fost prezentate operatorului de transport și sistem Î.S. “Moldelectrica”, Direcției generale securitate și eficiență energetică din cadrul Ministerului Economiei al Republicii Moldova și Asociației Române pentru Energia Eoliană (RWEA).

АННОТАЦИЯ

Автор – Гропа Виктор. **Название** – *Оценка влияния ветровых электрических станций на режим работы энергосистемы Республики Молдова*. Диссертация о присвоение докторской степени в области технических наук, специальность 221.01. *Энергетические системы и технологии*. Кишинэу 2017.

Структура работы: работа состоит из введения, четырех глав, выводов и рекомендаций, библиографии из 138 наименований и включает 4 приложений, 138 страниц, 73 рисунков и 39 таблиц. Результаты исследования опубликованы в 16 научных работах.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, ветровая электрическая станция, передающие электрические сети, присоединение к сети, технические нормы, методы расчетов, потокораспределение.

Область исследования: технические науки.

Цель диссертации состоит в разработке методологии оценки потенциала ветровых электрических станций, которые могут быть интегрированы в национальной энергосистеме, в территориальном аспекте.

Задачи диссертации: анализ ряда электротехнических проблем, имеющих отношение к подключению ветровых электрических станций к энергосистеме; идентификация минимальных технических требований, обеспечивающих нормальное функционирование энергосистемы при подключении к ней ветровых станций; разработка ускоренного и эффективного метода расчета установившихся режимов работы энергосистемы; а так же разработка методов расчета предельных мощностей передаваемых через сечения энергосистемы.

Научная новизна работы: Разработка методы и алгоритма по оценке предельной передаваемой мощности через участки энергосистемы.

Решенная научная проблема: состоит в разработке методологии определения максимальных мощностей ветровых электрических станций, которые могут быть подключены к энергосистеме, что позволит использовать местный ветровой ресурс для продвижения энергии из возобновляемых источников.

Теоретическая значимость. Работа вносит вклад в проблему расчета и анализа установившихся режимов электрических систем с учетом подключения к ним ветровых электрических станций.

Прикладное значение работы: Разработаны нормативно-технические условия на подключение к энергосистеме ветровых электрических станций, составлен алгоритм и программа по исследованию режима при двухфазном коротком замыкании у асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором, оценена максимальная мощность, которая может быть сгенерирована в энергосистему без усиления передающей сети.

Внедрение научных результатов: Результаты исследований были переданы системному оператору Г.П. «Молдэлектрика», в Главное управление безопасности и энергетической эффективности Министерство экономики Республики Молдова, а также Ассоциации по Ветровой Энергетике Румынии.

ANNOTATION

Author – GROPA Victor. **Title** – *Estimation of the wind power impact on the power system of the Republic of Moldova*. PhD thesis for the awarding of the scientific title of doctor of technical sciences, specialty 221.01. *Energy systems and technologies*. Chişinău 2017.

Structure: The paper consists of an introduction, four chapters, conclusions and recommendations, 138 bibliography titles, and includes 4 Annexes, 138 pages, 73 figures, 39 tables. The results are published in 16 scientific papers.

Keywords: power system, wind power plant, high voltage network, network connection, technical rules, calculation method, loadflow.

Field of study: technical sciences.

The aim of the thesis consist of elaboration of the assessment methodology of the RES integration potential into the national power system, in territorial aspect.

Paper Objectives are analysis of the set of electrotechnical issues concerning of the wind power plants connection to the national power grid; identification of the minimum technical requirements that would ensure a normal operation mode of the national power system at the wind power plants integration; a quick and efficient method elaboration for calculating the normal operating regimes; elaboration of the calculating methods of the transited power thresholds for a given power grid sections.

Scientific novelty and originality of the work. Develop a new method and algorithm for estimating the maximum allowable power through a section of the power system by excluding the need to perform difficult calculations standing regimes operating on the edge convergence iterative process.

Important scientific problem solved. It consists of elaborating methodologies for determining the maximum power rates of renewable energy sources that could be integrated into the national power system, which allows to valorise the local wind potential in order to promote the use of renewable energy.

Theoretical importance. The thesis makes scientific contributions to calculation and analysis of standing operating regimes of electricity transmission grids by considering the integration of wind power plants.

The practical value of the work. They were developed normative-technical requirements for connecting the wind farm to the national power system; was created a program and an algorithm for calculating the two-phase short-circuit study of DFIG; it was estimated maximum total power that can be technically injected into the existing national power system, excluding the necessity to strengthen it.

Implementation of research results. The research results were presented to the transmission system operator S.E. "Moldelectrica", to the Energy Efficiency and Sources of Renewable Energy Directorate of the Ministry of Economy and to the Romanian Wind Energy Association.

LISTA ABREVIERILOR

ANRE	Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică
CEE	Centrală electrică eoliană
CET	Centrală electrică de termoficare
CTE	Centrală termoelectrică
CTEM	CTE Moldovenească
DE	Î.U.S. „Dnestrenergo”
DFIG	Doubly-fed induction generators
EE	Energie electrică
E-SER	Electricitatea produsă de surse de energie regenerabilă
FiT	Feed-in tarif
GGE	Grupul Generator Eolian
IEE	Instalație energetică eoliană
LE	Linie electrică
ME	Î.S. „Moldelectrică”
NHE	Nodul Hidroenergetic
OTS	Operatorul de Transport și Sistem
P	Putere activă, MW
PCC	Punctul comun de conectare
PE	Piața de Energie
Q	Putere reactivă, Mvar
RE	Rețea electrică
RED	Rețele electrice de distribuție
RET	Rețele electrice de transport
RM	Republica Moldova
SEE	Sistem electroenergetic
SEN	Sistem electroenergetic național
SRE	Surse regenerabile de energii
SVC	Static Var Compensator
TE	Turbină eoliană
TSR	Raport tip dintre viteza turbinei și viteza vântului (tip speed ratio)
Un	Tensiune nominală, kV
UE	Uniunea Europeană
W	Volum de energie electrică, kWh
WasP	Wind Analysis and Applications Programmes

INTRODUCERE

Actualitatea problemei de cercetare

Energia electrică, una din cele mai importante forme de energie, se produce prin transformări ale altor forme de energie. În comparație cu alte mărfuri comercializate zi de zi energia electrică are unele caracteristici care o diferențiază de celelalte forme de energie determinând o influență semnificativă asupra producerii, transportului, distribuției și utilizării ei.

Pe plan mondial, la etapa inițială de dezvoltare a energiei eoliene, toate țările europene au mers pe o singură cale – utilizarea maximală a potențialului de transport și de distribuție a rețelelor și a stațiilor de transformare existente. Majoritatea parcurilor eoliene din țările UE au fost conectate la rețelele electrice de distribuție cu niveluri de tensiune mai mici de 100 kV. Odată cu creșterea puterii per unitate și numărului de turbine în componența unei centrale electrice eoliene preferință se dă rețelelor electrice de transport.

Expansiunea energiei eoliene, ridică o serie de probleme pentru sistemele electroenergetice și dezvoltarea lor, care se referă la caracteristicile generatoarelor eoliene:

- Energia vântului este fluctuantă. Într-o măsură, acest lucru poate să fie controlat și / sau prezis, dar uneori nu este posibil, sau doar pe o perioadă scurtă de timp.
- Deseori energia eoliană se produce la distanțe mari de locul de consum. Înseamnă că trebuie să fie produse schimbări în infrastructura rețelelor de transport sau de distribuție și în același timp să fie menținută calitatea aprovizionării cu energie electrică.
- Caracteristicile tehnice ale generatoarelor eoliene nu se potrivesc cu caracteristicile tehnice ale celor convenționale în jurul cărora s-au construit și au evoluat rețelele electrice.

Cât privește Republica Moldova, pe parcursul anului 2015, operatorul rețelei de transport și de sistem, operatorii rețelelor de distribuție și furnizorii de ultimă opțiune au procurat energie electrică în volum de 4 050,4 mil. kWh, cu 0,4% mai mult decât în anul 2014. Este necesar de luat în considerație că volumul de generare a energiei electrice rămâne a fi cu mult sub nivelul consumului, producerea internă (partea dreaptă a Nistrului, exceptând CTE Moldovenească) acoperind doar 19,1 la sută din necesar, menținându-se la același nivel ca și în anul 2014, în condițiile în care producția internă a sporit doar cu 0,6%, iar consumul a crescut cu 2,0 la sută.

Cantitatea totală de energie electrică produsă de sursele regenerabile s-a majorat de circa 5,5 ori comparativ cu anul 2014, an pe parcursul căruia a fost livrată în rețelele electrice o cantitate totală de energie electrică din surse regenerabile de 3,1 GWh (în conformitate cu informația

prezentată în garanțiile de origine, emise de operatorii de rețea pe parcursul anilor respectivi). Energia electrică produsă din biogaz deține cea mai mare pondere în cantitatea totală de energie electrică, produsă din SRE în anul 2015 (84,6% din cantitatea totală de energie electrică), urmează energia electrică produsă de instalațiile eoliene (9,0%) și, respectiv, energia electrică produsă de instalațiile fotovoltaice (6,4%) [1,2].

Scopul și sarcinile tezei

Prezenta lucrare se execută în scopul elaborării metodologiei de estimare a potențialului de integrare a surselor regenerabile de energii în profil teritorial.

De la bun început, este necesar de a menționa că decizia doritorilor de a investi în construcția unui parc eolian trebuie să fie anticipată de efectuarea pașilor:

1. *Selectarea amplasamentului.*

2. *Obținerea accesului la rețelele electrice publice.* Se determină distanța de la eventuala fermă eoliană până la rețelele electrice cu tensiunea 10, 35 sau 110 kV și puterea maximă admisibilă care poate fi conectată.

3. *Obținerea dreptului asupra terenului și căile de acces.* Dreptul asupra suprafețelor de teren pe care vor fi amplasate turbinele se legalizează fie prin cumpărare sau printr-un contract de arendă. Nu mai puțin important este existența și starea căilor de acces la amplasamentul selectat (vor fi sau nu necesare investiții în construcția sau repararea drumurilor).

4. *Acces la capital.* Construcția unui parc eolian este o investiție scumpă. În medie, 1 MW instalat costă 1,2 mln €. Raționamentul economic impune ca puterea instalată a parcului eolian să fie egală sau mai mare de 20 MW.

5. *Identificarea cumpărătorului de energie electrică eoliană.* Prețul de cost al energiei eoliene nu este mai mare decât al celei produse la o nouă centrală, care funcționează pe combustibil fosil. Totodată, companiile de distribuție vor prefera să cumpere energie electrică mai ieftină, produsă la centralele vechi care deja au recuperat investițiile inițiale. Cadrul legal existent în Republica Moldova impune companiile de distribuție să procure toată energia electrică produsă la centralele locale, inclusiv energia produsă din surse regenerabile.

6. *Identificarea particularităților amplasamentului.* Viteza vântului nu este unicul criteriu pentru a lua o decizie definitivă privind dezvoltarea ulterioară a proiectului. Trebuie să răspundem la următoarele întrebări:

- Este sau nu este teritoriul respectiv o zonă ecologică protejată?
- Sunt căile de migrare a păsărilor în afara zonei selectate?
- Turbinele eoliene nu vor afecta traficul aerian din zonă și liniile de teleradiocomunicații?
- Corespunde geologia terenului cerințelor pentru o dezvoltare industrială?
- Va influența zgomotul și aspectul turbinelor asupra comunității?

7. *Obținerea licenței și expertizelor de la instanțele de reglementare și supraveghere.*

Licența pentru producerea energiei electrice va fi obținută de la Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE). Proiectul va fi supus expertizei de Inspectoratul Ecologic de Stat și de alte instanțe.

8. *Estimarea cantității de energie electrică eoliană.* Se selectează turbina eoliană și, folosind programul WasP, se face o primă estimare a cantității de energia care va fi produsă pe durata unui an.

9. *Stabilirea contactelor cu producătorul de turbine eoliene și instituțiile de proiectare.*

Un rol important are înălțimea turnului, deoarece, odată cu înălțimea, crește și viteza vântului. Producătorii asigură una și aceeași turbină cu turnuri de diferite înălțimi.

10. *Întocmirea și încheierea contractului de livrare a turbinelor.* În prezent, pe piața mondială se constată un deficit de turbine eoliene de mare putere. Producătorii de turbine nu au prevăzut creșterea atât de mare a cererii. Livrarea turbinelor se efectuează peste 2 – 3 ani din momentul semnării contractului.

Este evident, că pentru a lua o decizie cu privire la realizarea oricărui proiect în orice domeniu, inclusiv și cel ce ține de domeniul energiei eoliene, trebuie de demonstrat fezabilitatea acestuia, bazată în mare măsură pe cantitatea de energie electrică medie anuală care poate fi produsă de o turbină eoliană, amplasată într-un punct dat, luând în considerație prețul energiei electrice realizate.

Noutatea științifică a rezultatelor obținute

A fost elaborată o metodă nouă și un algoritm de estimare a puterii maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic prin excluderea necesității efectuării calculelor dificile ale regimurilor permanente la limita convergenței procesului iterativ.

În lucrare este prezentat un *studiu detaliat al regimurilor de funcționare ale sistemului electroenergetic național pentru 20 amplasamente ale CEE.* În lipsa existenței Atlasului

energetic eolian, amplasamentele au fost identificate astfel, încât CEE să fie distribuite pe întreg teritoriul Republicii Moldova, ținând seama de configurația și parametrii RET. În acest scop au fost efectuate calculele pentru 14 scenarii de racordare individuală ale CEE la SEE, pentru a determina puterile maxime ce pot fi injectate în nodurile respective.

Puterile maxime posibile care pot fi injectate de sursele de energii regenerabile în SEE au fost estimate în baza criteriului convergenței procesului iterativ privind soluționarea ecuațiilor de stare.

Aprobarea rezultatelor

Rezultatele elaborărilor din cadrul tezei de doctor au fost publicate, prezentate și discutate în cadrul mai multor seminare, simpozioane și conferințe de nivel național și internațional:

- Ședințele catedrei *Electroenergetică*, Universitatea Tehnică a Moldovei, Chișinău, Republica Moldova.
- *Conferințele Tehnico-științifice ale Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților* din anii 2010, 2011, 2012 și 2014, Universitatea Tehnică a Moldovei, Chișinău, Republica Moldova.
- *Conferința Internațională Sisteme Electromecanice și Energetice, SIELMEN* 2009, 2011, 2013, 2015, Universitatea Tehnică a Moldovei, Chișinău, Republica Moldova.
- *Conferința internațională "Energetica Moldovei - 2012. Aspecte regionale de dezvoltare.* 4-6 octombrie 2012, Academia de Științe a Moldovei, Chișinău, Republica Moldova.
- Masa rotundă "Problemele dezvoltării sectorului energetic național pe termen mediu și lung", organizate în cadrul jubileului de 50 ani al Universității Tehnice a Moldovei, 21 octombrie 2014, Chișinău, Republica Moldova.

Implementarea rezultatelor

Rezultatele cercetărilor au fost prezentate operatorului de transport și sistem Î.S. "Moldelectrica", Direcției generale securitate și eficiență energetică din cadrul Ministerului Economiei al Republicii Moldova și Asociației Române pentru Energia Eoliană (RWEA).

Sumarul compartimentelor tezei

Fiecare compartiment vine să ofere răspuns pentru diferite aspecte cu privire la racordarea CEE la SEE, fiind asigurată o continuitate a procesului de racordare propriu-zis. Astfel, în **primul capitol** sunt analizate aspecte de ordin general și de reglementare, având la bază experiența altor țări care beneficiază de energie eoliană. Integrarea centralelor electrice eoliene în SEE, dat fiind

ca caracteristicile lor constructive și funcționale sunt total diferite de cele ale surselor clasice, ce impune o reconsiderare a regulamentelor tehnice existente.

Recomandările propuse din capitolul 1 vor stabili cerințele tehnice minime pe care trebuie să le îndeplinească centralele electrice eoliene racordate la rețelele electrice de interes public, astfel încât să poată fi asigurată atât funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic cât și instalarea unei puteri maxime în amplasamentul unei eventuale centrale eoliene. În acest context, au fost analizate câteva caracteristici fundamentale (influența golurilor de tensiune, reglarea puterii active și a frecvenței, variația admisibilă a tensiunii și frecvenței, reglarea puterii reactive și a tensiunii) de care depinde funcționarea normală atât a parcurilor eoliene, cât și a sistemelor energetice la care ele sunt conectate. Recomandările propuse pot constitui completări ale *Normelor tehnice ale rețelei electrice de transport* și *Normelor tehnice ale rețelelor electrice de distribuție* sau pot fi întocmite într-un document separat.

Capitolele 2 și 3 conțin cercetări cu privire la stabilitatea statică și dinamică a funcționării SEE la racordarea CEE. În instalațiile eoliene de ultimă oră se utilizează generatoare de inducție cu dublă alimentare (Doubly-fed induction generators) DFIG. Au fost prezentate scheme echivalente, modele matematice, diagrame și tot aparatul matematic ce descriu procesele ce au loc. De menționat că un sistem electroenergetic care în condiții de exploatare este supus unor perturbații va funcționa în regim stabil din punct de vedere al tensiunii atunci când valorile tensiunilor în nodurile zonelor de consum se vor menține în limitele admisibile.

Un studiu de integrare a CEE la SEE este prezentat în **capitolul 4**, precum și în Anexe, cu utilizarea unor elemente de calcul inovative ale regimurilor permanente. În acest context a fost elaborat un algoritm de calcul ce permite determinarea rapidă a inversei matricei Jacobi, utilizată pe larg la calculele regimurilor permanente de funcționare ale SEE. Algoritmul prezentat în acest capitol poate fi utilizat pentru estimarea puterii maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic fără a efectua calculul regimului permanent de funcționare, care este o problemă dificilă condiționată de convergența procesului iterativ.

Pe baza metodei dezvoltate în lucrare s-a elaborat un algoritm privind analiza stabilității statice aperiodice a SEE. Algoritmul propus în lucrare permite de a estima limita stabilității statice prin efectuarea calculului numai a unui regim permanent de funcționare, care se află departe de limită. Aceasta duce la o reducere pronunțată a duratei de timp necesară pentru estimarea puterii limită.

Cercetările din capitolul 4 culminează cu estimarea puterilor maxime ce pot fi injectate în SEE al Republicii Moldova de la CEE. S-au propus 20 de amplasamente ale CEE, distribuite pe întreg teritoriul țării, câte 5 centrale în fiecare din zonele Nord, Centru, Sud și Sud-Est. În conformitate cu amplasamentele prezentate s-au analizat 8 scenarii, câte 4 pentru regimurile de sarcină maximă de iarnă și sarcină maximă de vară, injectând în una din zone puterea maximă posibilă, din considerentele capacităților de transport ale liniilor electrice de transport din zonă, iar pentru celelalte zone s-au determinat puterile maxime care pot fi injectate utilizând criteriul convergenței procesului iterativ.

În **Concluzii generale și recomandări** sânt generalizate constatările și concluziile de bază ale cercetării, sânt formulate recomandările principale privind racordarea CEE la SEE al Republicii Moldova, precum și sânt expuse propuneri privind domeniile cercetărilor de perspectivă.

Delimitări și ipoteze acceptate în lucrare

Este o lucrare științifică ce conține răspunsuri la întrebări legate de particularitățile racordării CEE la SEE al Republicii Moldova. Dat fiind faptul că punctul de racord al Centralelor Electrice Eoliene se află în gestiunea operatorului de transport și sistem, cercetările efectuate în cadrul tezei sunt orientate către RET.

În lucrare sunt propuse recomandări privind completarea documentelor tehnico-normative naționale, obținute în baza experienței statelor avansate în energia eoliană; sunt analizate aspecte legate de procesele tranzitorii ce au loc în rețelele electrice unde urmează a fi racordate CEE; precum și estimarea puterii maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic, prin excluderea necesității efectuării calculelor dificile a regimurilor permanente de funcționare aflate la limita convergenței procesului iterativ.

1. ANALIZA CADRULUI LEGAL EXISTENT PRIVIND FUNCȚIONAREA CEE

1.1. Analiza cadrului legal primar și secundar

Pentru a realiza prevederile politicii de stat privind integrarea surselor regenerabile de energii la sistemul electroenergetic național este necesar de a elabora/ajusta legislația în vigoare. Republica Moldova și-a asumat angajamentul de a ajusta cadrul legislativ din domeniul energetic la cel european, fapt consemnat prin aderarea la tratatul comunității energetice în luna mai a anului 2010. Însă până în prezent Republica Moldova nu face parte din statele care produc energie electrică de la centralele electrice eoliene integrate în sistemul electroenergetic național. Acest fapt nici nu ar putea să se producă atât timp cât normele de rigoare interne [3-6] nu reflectă cerințele tehnice de racordare al acestui tip de generare.

În art. 6 al *Legii privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile* [7] este stipulat: „... realizarea unei ponderi a energiei din surse regenerabile de cel puțin 17% în consumul final brut de energie în anul 2020...”. Același obiectiv ambițios se regăsește în *Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2020* [8]. Realizarea acestui obiectiv presupune existența unui cadru legal atât primar cât și secundar adecvat.

Un alt act normativ este Programul Național de Eficiență Energetică 2011-2020 [9], care a fost elaborat în conformitate cu Legea privind eficiența energetică [10] și care prevede câteva obiective globale pentru Republica Moldova, printre care „... creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul mix-ului energetic de la 6% în anul 2010 până la 20% în anul 2020 ...”.

De menționat că prin intermediul Planului Național de Acțiuni în domeniul Eficienței Energetice pentru anii 2013-2015 [11], Republica Moldova și-a asumat angajamentul de a reduce consumul de energie la utilizatorii finali în toate sectoarele economiei naționale cu aproximativ 1,8 % anual pe parcursul perioadei 2013-2015 comparativ cu anul 2009 (consumul total de energie la utilizatorii finali în 2009 constituia în jur de 24,08 TWh), în mod similar statelor membre UE care și-au propus să atingă un obiectiv național de economisire a energiei de 9% pe parcursul anilor 2008-2016 [12].

Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2030 [13] prevede ghidări specifice privind dezvoltarea sectorului energetic din Moldova în vederea furnizării unei baze pentru creșterea economică și bunăstarea socială. Strategia subliniază problemele prioritare ale țării, urmărește identificarea soluțiilor rapide și formulează obiectivele pentru asigurarea unei balanțe între resursele interne și necesitățile țării; obiectivele Uniunii Europene și ale Comunității

Energetice comparativ cu obiectivele naționale, angajamentele internaționale privind tratatele și acordurile și programele (inclusiv de vecinătate) la care Moldova este parte.

Din experiența altor sectoare și din rezultatele îndeplinirii respectivelor strategii sau programe naționale putem conchide: cadru legal secundar, care cuprinde diverse regulamente, metodologii, norme tehnice etc. joacă un rol principal în realizarea obiectivelor stipulate în legi.

Totuși constatăm în prezent o lipsă totală a reglementărilor tehnice privind dezvoltarea energeticii eoliene, în particular, a parcurilor eoliene de putere mare conectate la SEN. Atât Operatorul de Transport și Sistem (OTS), întreprinderea de stat „Moldelectrica”, cât și operatorii de distribuție a energie electrice pot stopa orice inițiativă în domeniul respectiv deoarece nu există nici un regulament sau normă tehnică privind conectarea turbinelor eoliene sau centralelor eoliene la rețelele electrice de interes public. Deja este depășit și *Regulamentul privind construcția/reconstrucția centralelor electrice* [14], în care nu se spune nimic despre construcția centralelor electrice eoliene, despre caracteristicile specifice ale acestora.

La baza realizării propunerilor pentru elaborarea documentului tehnic, ce ar prevedea condițiile tehnice de racordare a CEE la rețelele electrice ale SEN, este pusă experiența statelor avansate în domeniul utilizării energiei eoliene, cum ar fi:

- *Germania* (E.ON Netz GmbH, Grid Code for high and extra high voltage) [15];
- *Irlanda* (The Irish code published by ESB National Grid) [16];
- *Danemarca* (The code of Denmark, wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV) [17];
- *Canada* (The grid codes of two Canadian TSOs, Hydro-Quebec) [18];
- *România* (Transelectrica, Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene) [19].

Din experiența sistemelor energetice ale statelor menționate, au fost identificate probleme în funcționarea centralelor eoliene dotate cu generatoare asincrone cu rotor în scurt circuit conectate la rețelele electrice de interes public:

- inflexibilitatea generatoarelor eoliene de a-și reduce, respectiv crește puterea activă generată;
- necompensarea puterii reactive;
- valori ale tensiunii în afara benzilor admisibile, ca urmare a unor defecte temporare, datorită deconectării rapide de la rețeaua electrică a centralei eoliene, prin pierderea unei puteri de câteva sute de MW, iar uneori au avut loc chiar avarii de sistem;

- probleme de calitate a energiei electrice: flicker, precum și armonici și interarmonici produse de dispozitivele bazate pe electronică de putere cu care o parte din generatoarele eoliene sunt echipate.

Practic, din analiza acestor probleme au rezultat *cerințele tehnice minime* pe care trebuie să le îndeplinească centralele eoliene conectate la rețelele de distribuție și/sau la cele de transport de energie electrică. Aceste cerințe sunt necesare deoarece specificul generării eoliene nu este reflectat în normele tehnice existente, aprobate de ANRE.

1.2. Evaluarea potențialului eolian local

Cert este faptul că natura își are propriile reguli, bazate pe fenomene climatice, simple și în același timp foarte complicate, iar nouă, oamenilor de știință ne rămâne să înțelegem cum funcționează ele. Poziționarea geografică a Republicii Moldova în apropierea Mării Negre și a munților Carpați favorizează existența în permanență a unor curenți de aer ce sunt mereu în mișcare (Figura 1.1).

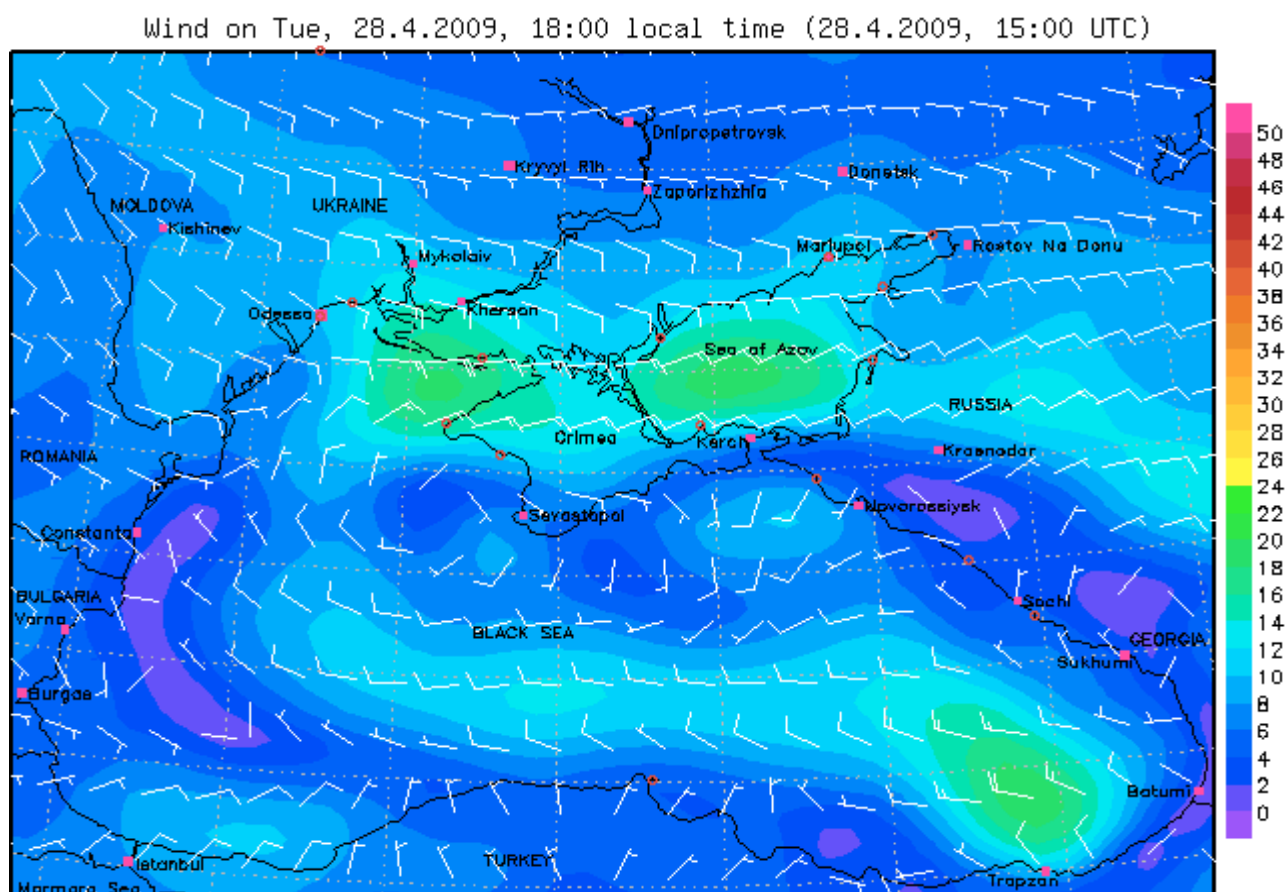


Fig. 1.1. Curenții de aer din regiunea Mării Negre [20]

Toate cercetările privind racordarea turbinelor eoliene la sistemul electroenergetic național își au rostul atunci când există un potențial eolian considerabil, pentru ca investiția, de altfel, destul de importantă, să se devină una rezonabilă. În acest context de idei, de-a lungul anilor s-au efectuat numeroase cercetări, analize, studii care să ofere răspunsul căutat, însă abordările, metodele și mijloacele utilizate au influențat semnificativ rezultatul.

Un aspect care trebuie luat în considerație este prezența instabilă a vântului pe parcursul zilei (Figura 1.2). O analiză amplă în acest context a fost realizată de către o echipă de cercetători din Universitatea Stanford [21], care a estimat producția de energie electrică, produsă de o turbină eoliană cu puterea instalată de 2 MW (Figura 1.3).

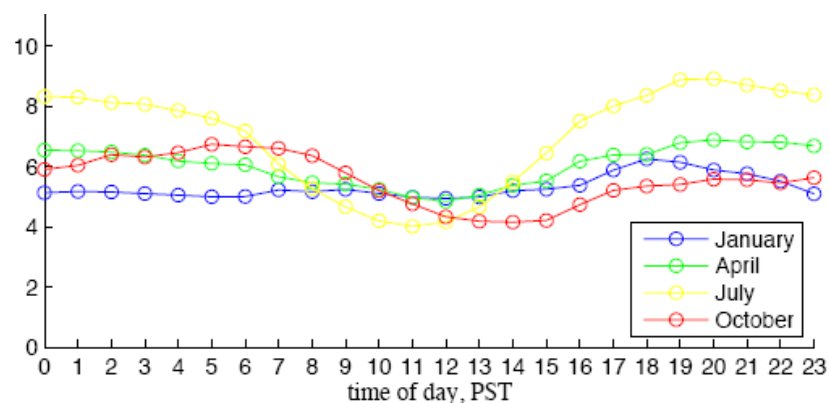


Fig. 1.2. Vitezele medii a vântului la înălțimea 80 m [21, pag.7]

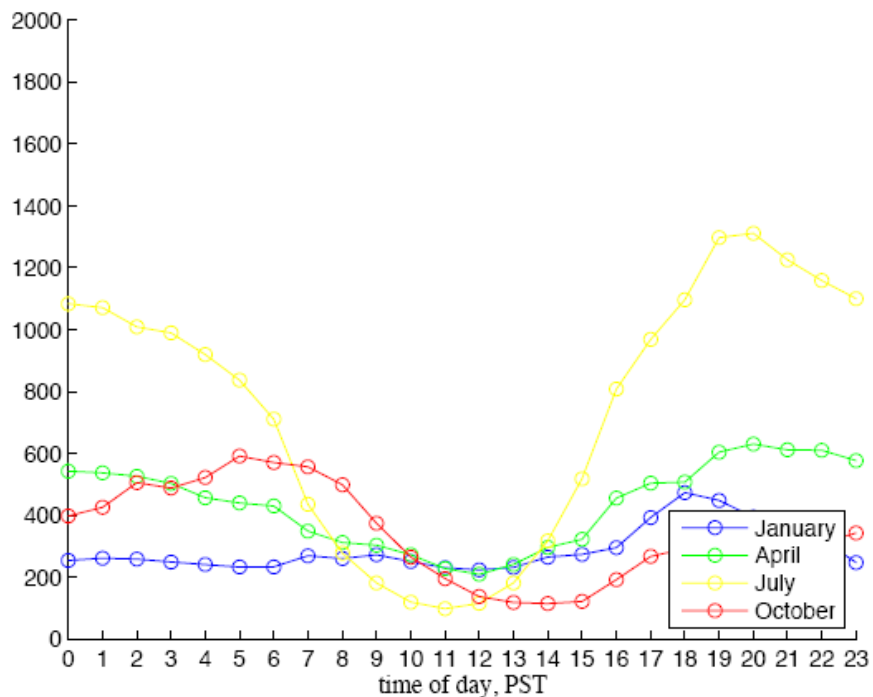


Fig. 1.3. Puterea produsă de către o turbină eoliană de 2 MW [21, pag.7]

Cele expuse au fost analizate minuțios într-o teză de doctor susținută recent [22], unde autorul pune pe cântar măsurările efectuate (Figura 1.4) și posibilitățile software existente (Figura 1.5), oferind un rezultat practic, și cel mai important, optimist pentru potențialii investitori în acest domeniu.

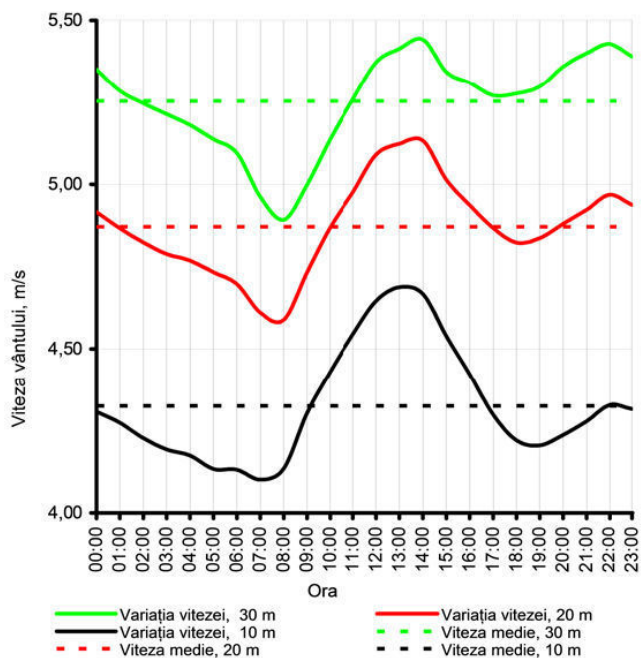


Fig. 1.4. Variațiile diurne ale vitezei vântului la diferite înălțimi [22, pag. 86]

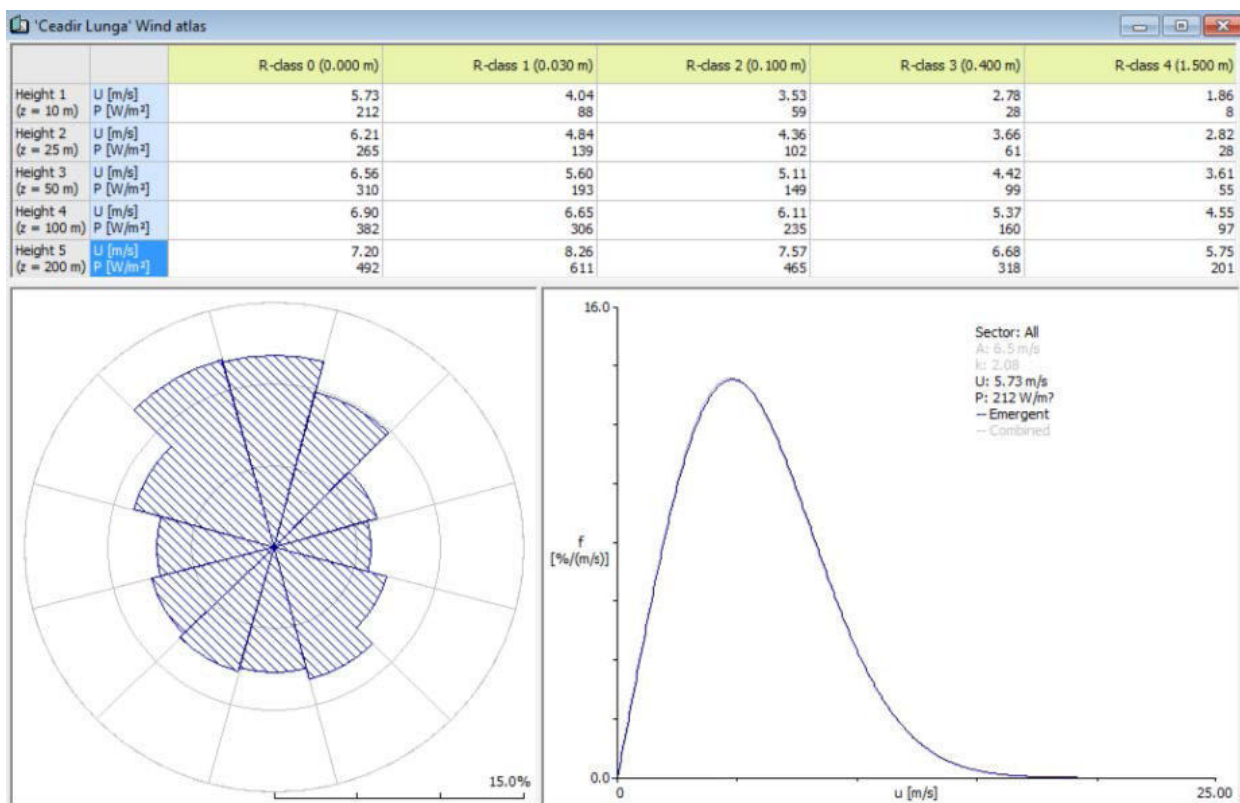


Fig. 1.5. Atlasul Vântului pentru o stație hidrometeorologică [22, pag. 89]

Astfel, în teza de doctor [22] autorul concluzionează cu elaborarea unei hărți al potențialului eolian pentru întreg teritoriul țării (Figura 1.6), care de fapt reprezintă un echivalent al Atlasului Vântului pentru Republica Moldova, atât așteptat.

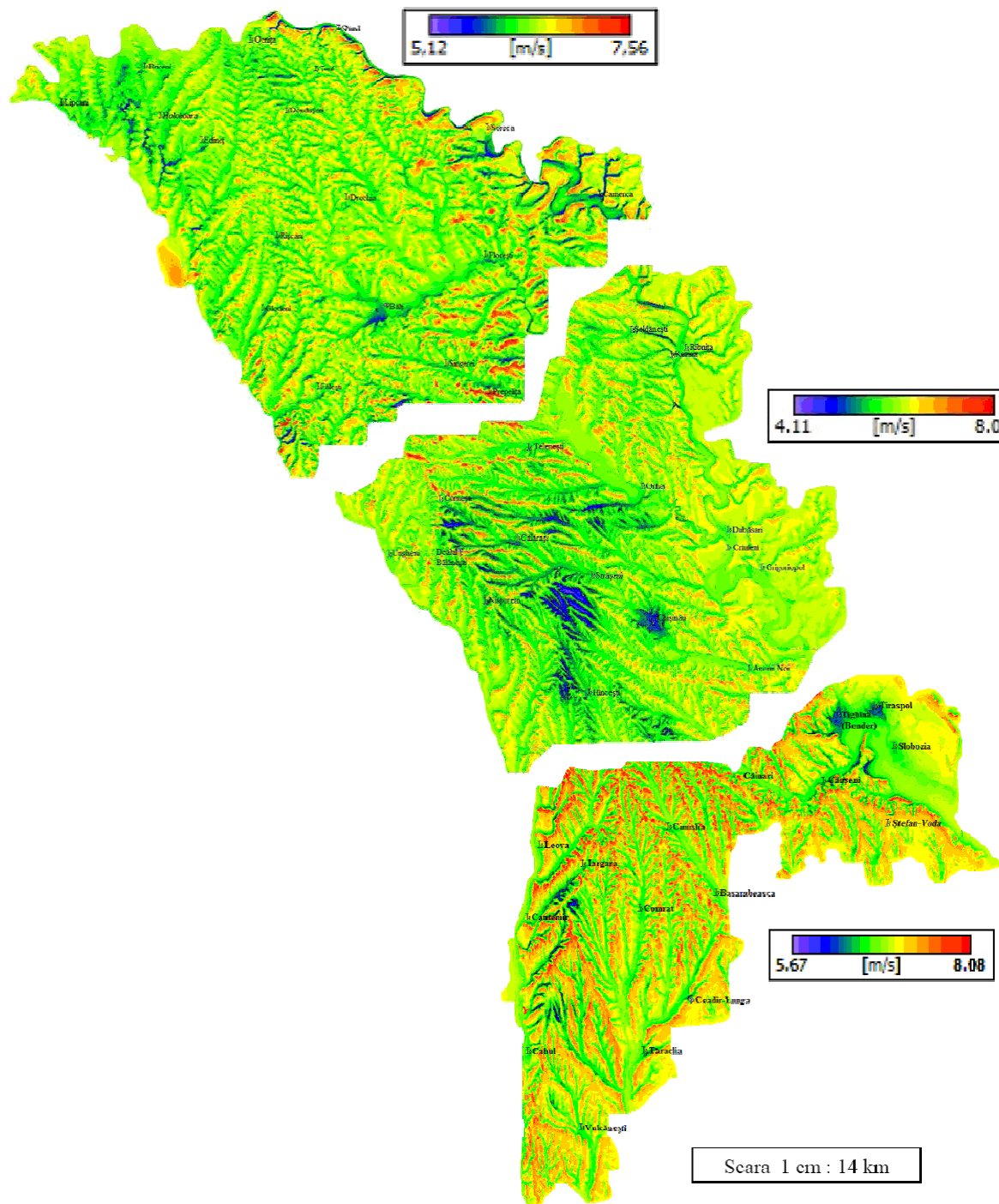


Fig. 1.6. Harta vitezei medii a vântului la înălțimea 100 m [22]

1.3. Identificarea caracteristicilor fundamentale pentru funcționarea normală a CEE

Aspectele utilizării energiei eoliene au la bază câteva caracteristici fundamentale de care depinde funcționarea normală atât a parcurilor eoliene, cât și a sistemelor energetice la care ele sunt conectate [23]. Aceste caracteristici sunt:

- Influența golurilor de tensiune din rețeaua electrică asupra funcționării instalațiilor energetice eoliene (IEE);
- Reglarea puterii active și a frecvenței;
- Diapazonul de variație a tensiunii și frecvenței la funcționarea IEE;
- Reglarea puterii reactive și a tensiunii.

1.3.1. Influența golurilor de tensiune asupra funcționării instalațiilor energetice eoliene

La micșorarea tensiunii IEE poate rămâne conectată la SEN pe o durată anumită în funcție de nivelul tensiunii care s-a stabilit în urma perturbației. Dacă nivelul tensiunii continuă să rămână jos, atunci durata de absorbire a puterii reactive de către IEE din SEN va crește și poate duce la defectarea generatorului TE, cât și a regimului de funcționare a rețelei. În cazul depășirii acestei durate TE trebuie deconectată de la rețea. Se reglementează și durata restabilirii tensiunii. În Figura 1.7 sunt prezentate capacitățile de trecere a IEE prin golul de tensiune în sistemele electroenergetice ale diferitor țări.

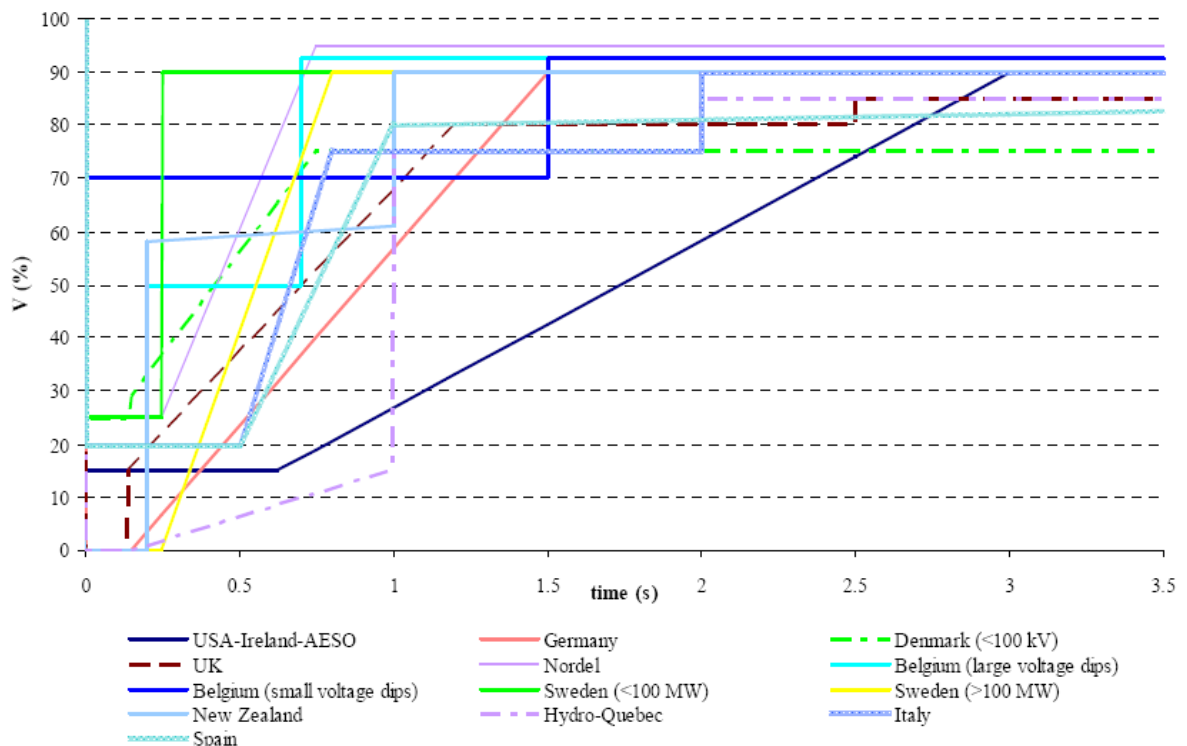


Fig. 1.7. Capacitatea de trecere a IEE prin golul de tensiune în SEN

Se poate constata că durata golurilor de tensiune care trebuie depășită de IEE fără a fi deconectate de la sistemele electroenergetice depinde de particularitățile SEE al țării respective și de punctul de racord.

1.3.2. Reglarea puterii active și a frecvenței

Un factor important în asigurarea funcționării normale a sistemului electroenergetic este menținerea frecvenței în limitele admisibile.

IEE trebuie să fie utilată cu sisteme de reglaj automat al puterii active și frecvenței. Cea mai potrivită caracteristică de funcționare a acestor sisteme corespunde diagramei prezentate în Figura 1.8.

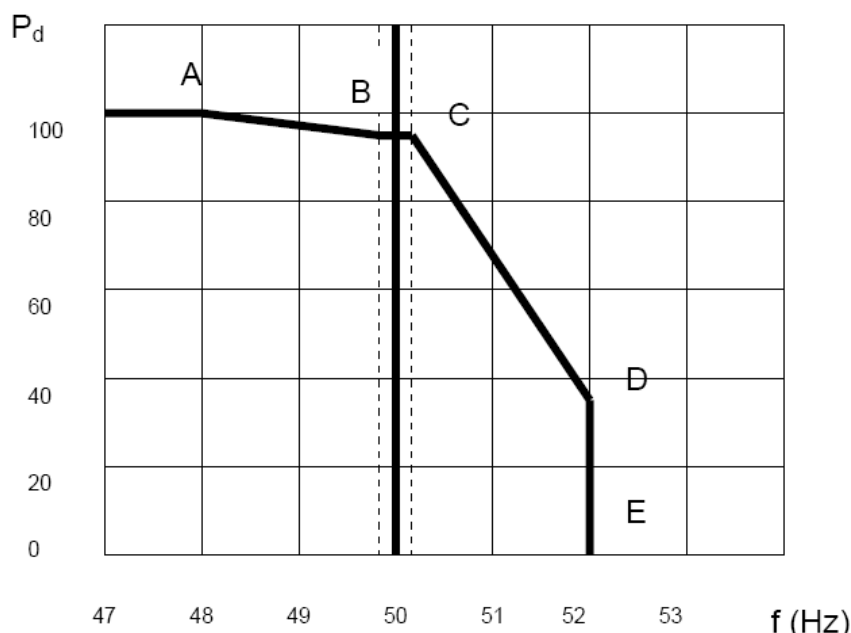


Fig. 1.8. Variația puterii IEE în funcție de frecvență

Aici P_d este puterea activă disponibilă, punctele A , B , C , D și E corespund valorilor frecvenței și a puterilor active pe care le pot produce centrala.

Se observă că pornind de la frecvența de 50,2Hz (punctul C), pentru a păstra echilibrul puterilor active în sistem, este necesar de a reduce puterea produsă de fiecare IEE, deconectarea fiind admisă la frecvența de 52 Hz în sistem (segmentul D-E). Spre exemplu: în sistemul electroenergetic al României viteza de reducere a puterii active generate trebuie să fie cel puțin 60 % din puterea nominală pe minut (MW/min).

În cazul când frecvența în sistem scade mai jos de 49,8Hz (punctul B), puterea activă a IEE trebuie mobilizată astfel ca să atingă valoarea disponibilă la frecvența de 48Hz (punctul A).

În codurile tehnice ale altor state sunt prevăzute următoarele caracteristici de reglare a puterii active și frecvenței:

- **Germania**, o micșorare a puterii active cu 10% din valoarea disponibilă pe minut;
- **Irlanda**, o micșorare cu 1-30MW pe minut;
- **Danemarca**, un diapazon de 10-100% din puterea disponibilă pe minut.

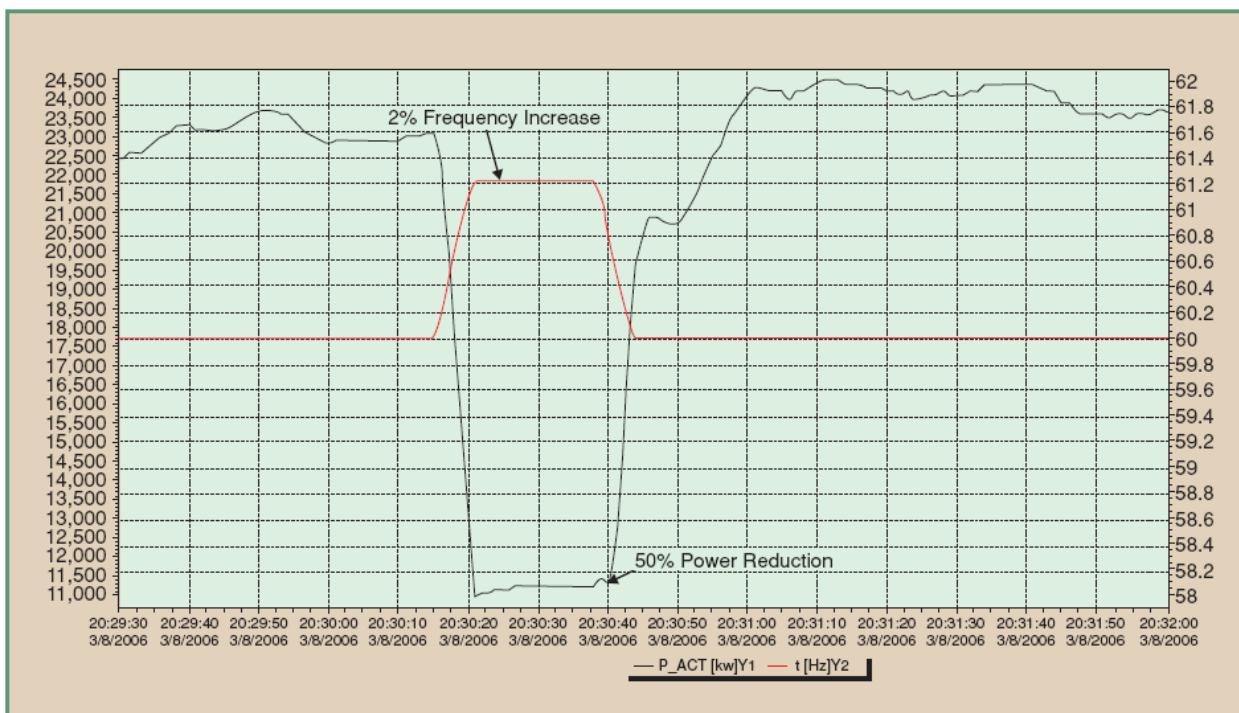


Fig. 1.9. Variația puterii active a IEE în funcție de frecvență în SEE al Canadei

1.3.3. Diapazonul de variație a tensiunii și frecvenței

Când frecvența sistemului se găsește între $47 \div 52\text{Hz}$, IEE trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețeaua electrică, deoarece la valori ale frecvenței sistemului din afara diapazonului indicat există două pericole: rezonanța turbinelor cu abur și punerea la zero ale centralelor termice, condiționate de reducerea productivității pompelor de alimentare cu apă a cazanelor și ca urmare a funcționării protecțiilor termo-mecanice.

Întrucât CEE vor funcționa în paralel cu centrale termoelectrice (CTE), care acoperă o parte considerabilă din sarcina sistemului electroenergetic, funcționarea celor din urmă trebuie să fie acordată la limitele admisibile de variație a frecvenței turbinelor din centralele termoelectrice. Producătorii de turbine cu abur limitează durata funcționării conform tabelului 1.1.

Tabelul 1.1. Durata funcționării turbinelor cu abur din CTE

Frecvența, Hz		50,5–51	49–48	48–47	47–46
Durata admisibilă de funcționare, min	O singură dată	3	5	1	0,17
	Pentru întreaga perioadă de exploatare	500	750	180	30

IEE trebuie să producă putere activă la tensiuni și frecvențe diferite de valorile nominale pentru cel puțin intervalele de timp indicate în Figura 1.10.

La tensiuni mai mari de $1,06 \cdot U_n$ și mai mici de $1,10 \cdot U_n$ are loc creșterea esențială a curentului de magnetizare (cu caracter reactiv) în legătură cu trecerea la funcționarea transformatoarelor pe partea cu saturație a curbei de magnetizare, ceea ce poate duce la depășirea valorilor admisibile ale temperaturilor.

Dacă tensiunea în punctul de racordare ia valori mai mici de $0,9 \cdot U_n$ se consideră gol de tensiune și limitarea golului de tensiune se efectuează în conformitate cu [24]. La funcționarea cu frecvențe mai joase de 50 Hz scad tensiunile electromotoare și ca rezultat are loc creșterea curenților de magnetizare. Pentru frecvențe mai mari de 51 Hz are loc creșterea reactanței inductive și micșorarea factorului de putere, ce condiționează modulul curentului.

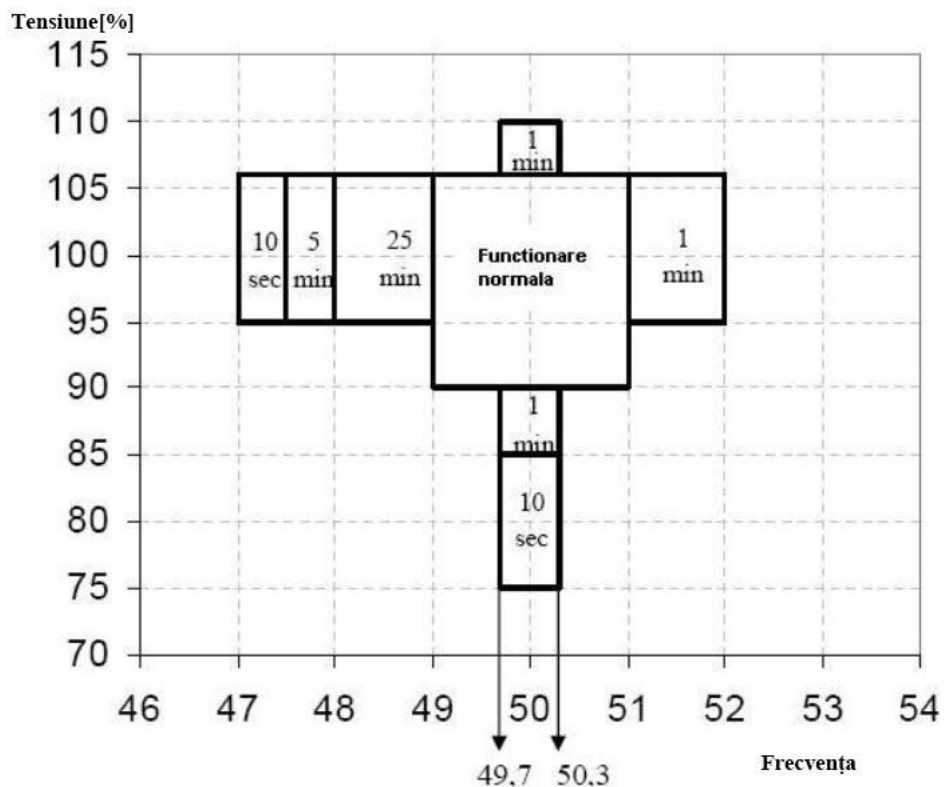


Fig. 1.10. Cerințe tehnice minime privind tensiunea și frecvența.

Diapazonul de variație a tensiunii și frecvenței în alte state depind de specificul sistemelor electroenergetice respective și sunt prezentate în Figura 1.11.

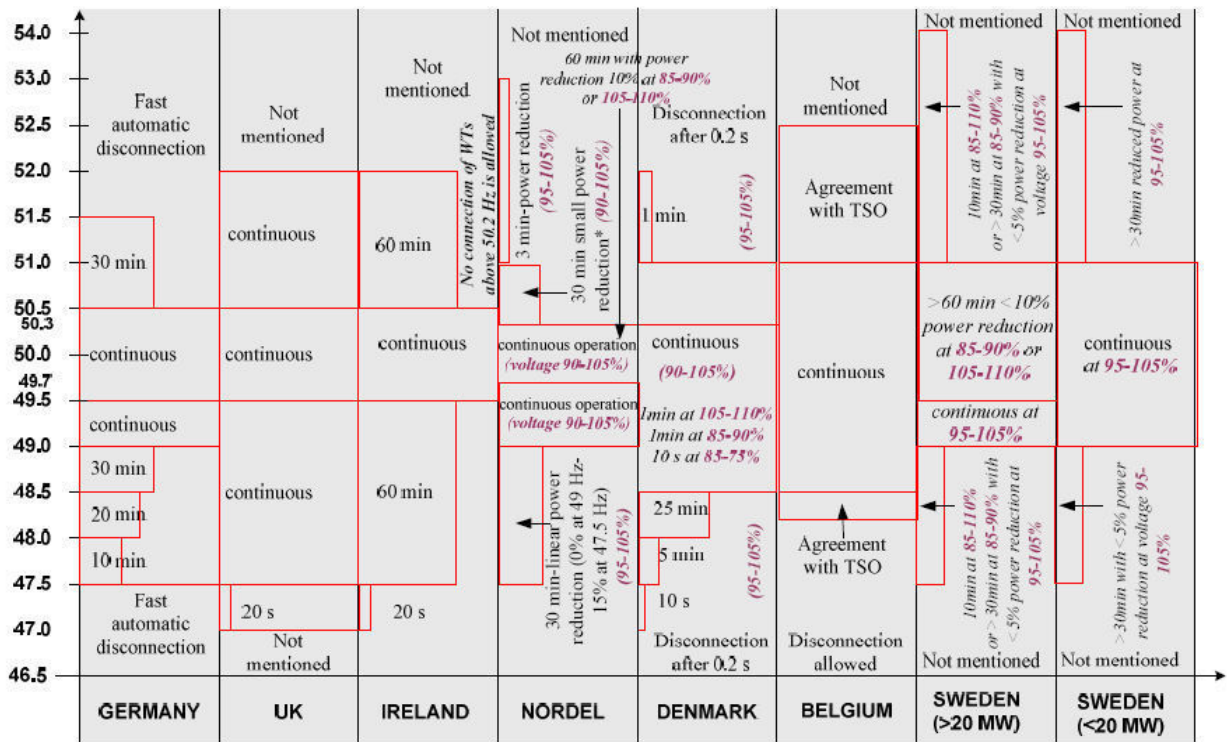


Fig. 1.11. Diapazoanele de variație a tensiunii și frecvenței

1.3.4. Reglarea puterii reactive și a tensiunii

Proprietarul IEE este responsabil de controlul puterii reactive, căci una din cerințele OTS este participarea CEE la menținerea și reglarea tensiunii în rețeaua electrică.

Evident că consumul puterii reactive din rețeaua electrică determină necesitatea instalării sistemelor de compensare (montarea de baterii de condensatoare în derivație, dispozitive bazate pe electronică de putere: SVC (Static Var Compensator), convertoare c.a.-c.c.-c.a.).

Ca rezultat apare o dependență a puterii active de factorul de putere prezentată în Figura 1.12. Astfel, schimbul de putere reactivă în punctul de conectare la rețea a IEE trebuie să se încadreze în banda de reglaj din Figura 1.14.

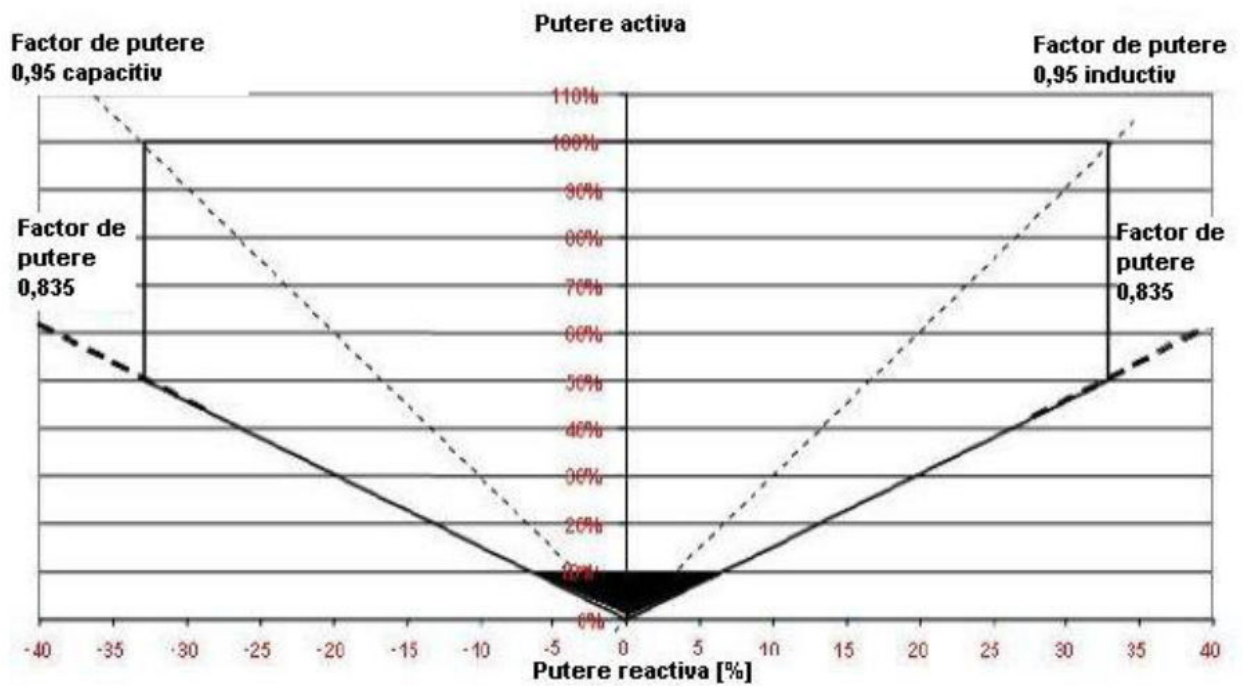


Fig. 1.12. Diagrama P-Q (capacitatea de reglare a puterii reactive în punctul de conectare)

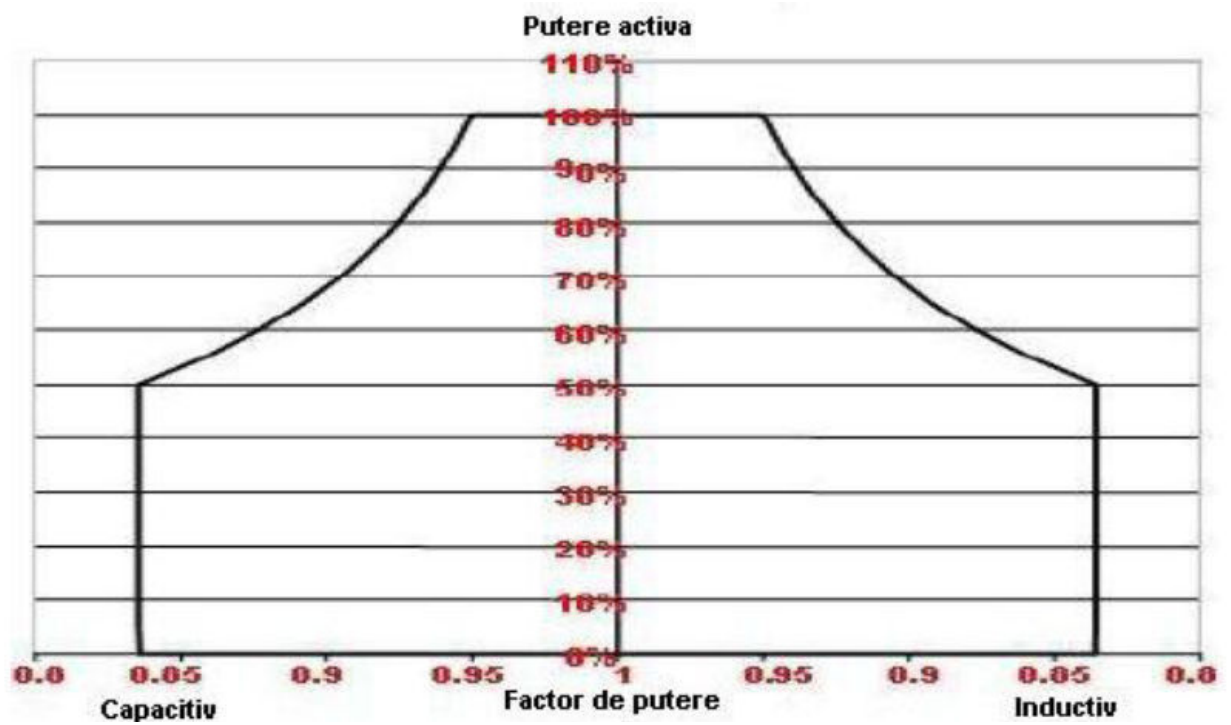


Fig. 1.13. Cerințe tehnice minime privind puterea activă produsă

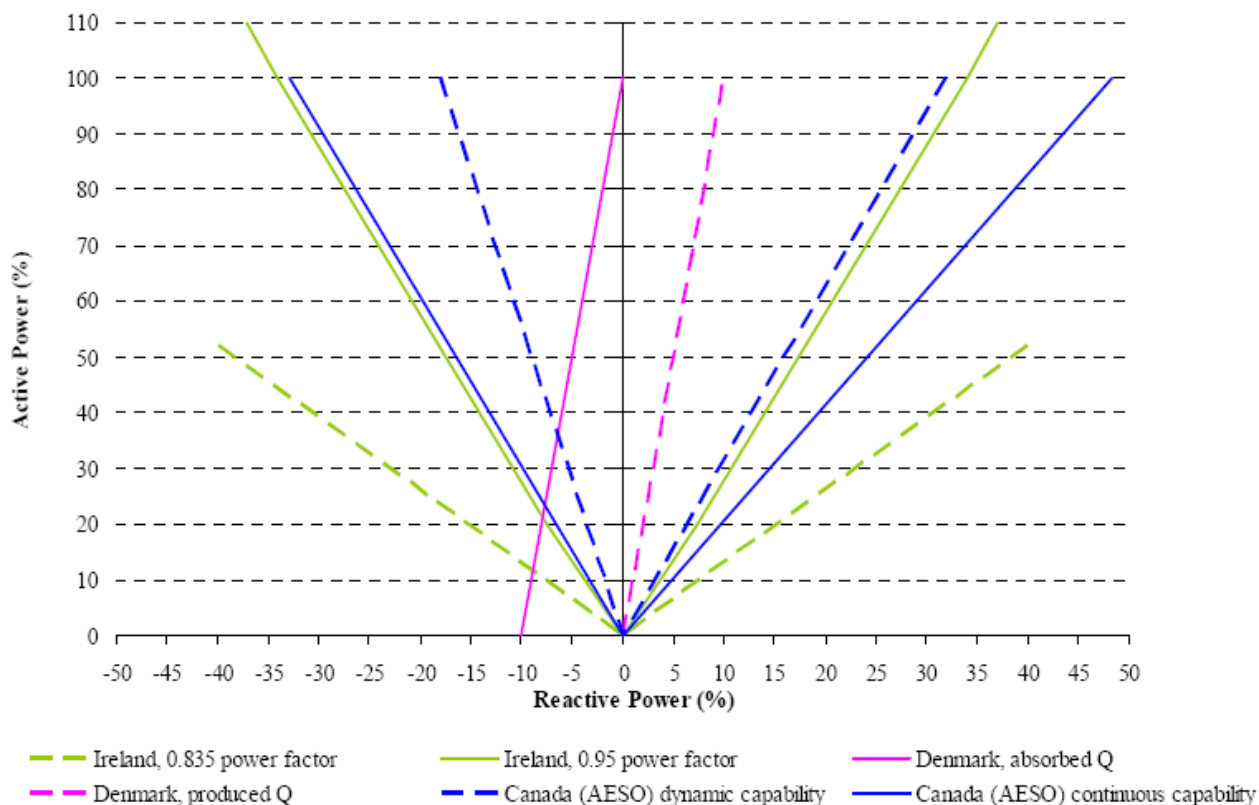


Fig. 1.14. Dependența capacității de producere a puterii active de puterea reactivă în codurile tehnice ale diferitor țări

1.3.5. Descrierea caracteristicilor secundare

- Supratensiunile cauzate de deconectarea de la rețea nu trebuie să depășească $1,2 \cdot U_{nom}$, ceea ce ar putea deteriora izolația.
- Trebuie să fie posibilă conectarea și deconectarea externă a IEE.
- Orice IEE care a fost deconectată de la rețea datorită vitezei prea mari a vântului, trebuie să se reconecteze automat atunci când viteza vântului a scăzut sub viteza de oprire automată (cel puțin 25m/s), în scopul prevenirii deteriorărilor constructive.
- Variațiile rapide de tensiune determinate de către o IEE în punctul de conectare la rețea trebuie să fie până la 5%.
- Pentru orice IEE, media fluctuațiilor de tensiune înregistrate pe durata a două ore trebuie să se încadreze în următoarele limite:
 - indicatorul de flicker pe timp lung să fie sub 0,7 pentru 10 – 20 kV;
 - indicatorul de flicker pe timp lung să fie sub 0,6 pentru 110 kV.
- În scopul menținerii nivelului armonicilor în limite admisibile proprietarul IEE este responsabil de montarea filtrelor adecvate.

- În cazul unor incidente neprevăzute (de exemplu: deconectarea forțată a unor linii), când rețeaua electrică de transport poate fi supraîncărcată, IEE trebuie să reducă automat puterea activă generată la un nivel acceptabil pentru sistem.
- Limitarea puterii generate în scopul obținerii unei rezerve a sistemului, pentru situații de deficit de putere activă în sistemul electroenergetic.
- Când viteza vântului permite utilizarea deplină a capacității turbinei toate restricțiile trebuie eliminate (limitarea puterii active la o valoare de consemn, limitarea puterii generate în scopul obținerii unei rezerve a sistemului etc).

1.4. Elaborarea recomandărilor privind cerințele tehnice minime de racordare a CEE la SEN

Integrarea centralelor electrice eoliene în SEN, dat fiind ca caracteristicile lor constructive și funcționale sunt total diferite de cele ale surselor clasice, impune o reconsiderare a regulamentelor tehnice existente.

Recomandările științifico-aplicative propuse vor stabili cerințele tehnice minime pe care trebuie să le îndeplinească centralele electrice eoliene racordate la rețelele electrice de interes public, astfel încât să poată fi asigurată atât funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic cât și instalarea unei puteri maxime în amplasamentul unei eventuale centrale eoliene.

Aceste recomandări pot constitui drept completări aduse *Normelor tehnice ale rețelei electrice de transport* [25] și *Normelor tehnice ale rețelelor electrice de distribuție* [26] sau pot fi întocmite ca un document separat, și trebuie să fie în concordanță cu prevederile următoarelor acte normative:

- a) Legea cu privire la energia electrică [27];
- b) Legea cu privire la energetică [28];
- c) Legea privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile [7];
- d) Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport [25];
- e) Normele tehnice ale rețelelor electrice de distribuție [26];
- f) Regulamentul pentru furnizarea și utilizarea energiei electrice [29];
- g) Regulile pieței energiei electrice [30].

În baza studiului experienței internaționale s-au formulat unele propuneri științifico-aplicative privind: *Condițiile tehnice minime de racordare a centralelor electrice eoliene dispeserizabile* (puterea instalată mai mare de 10 MW) la rețelele electrice a SEN:

1. CEE dispecerizabile trebuie să fie capabile să producă pe durata nelimitată, în punctul de racordare, simultan puterea activă și reactivă maximă corespunzătoare condițiilor meteo, în conformitate cu diagrama P-Q echivalentă pentru care a primit aviz, în banda de frecvențe 49,5÷50,5 Hz și în banda admisibilă a tensiunii.
2. CEE dispecerizabilă trebuie să aibă capacitatea:
 - să funcționeze continuu pentru frecvențe cuprinse în intervalul 47,5 ÷ 52 Hz;
 - să rămână conectate la rețeaua electrică pentru frecvențe cuprinse în intervalul 47,0÷47,5 Hz timp de minimum 20 de secunde;
 - să rămână conectate la rețeaua electrică atunci când se produc variații de frecvență având viteza de până la 0,5 Hz/secundă;
 - să funcționeze continuu la o tensiune în punctul de racordare în domeniul 0,90÷1,10 U_n;
3. Grupul Generator Eolian (GGE) trebuie să rămână în funcțiune:
 - la variații ale frecvenței în domeniul 49,5 ÷ 47,5 Hz. La scăderea frecvenței sub 49,5 Hz se admite o reducere liniară a puterii active disponibile, proporțională cu abaterea frecvenței;
 - la variații de frecvență cu viteza de până la 0,5 Hz/s și/sau variații de tensiune în domeniul 0,90 ÷ 1,10U_n;
 - funcționarea la tensiuni sau la frecvențe anormale nu trebuie să conducă la reducerea puterii active disponibile a GGE cu mai mult de 20%.
4. GGE trebuie să rămână în funcțiune la apariția golurilor și a variațiilor de tensiune, pe una sau pe toate fazele, în punctul de racordare, de tipul celor din Figura 1.7.
5. Pe durata golurilor de tensiune CEE dispecerizabile trebuie să producă putere activă corespunzător nivelului tensiunii remanente și să maximizeze curentul reactiv injectat, fără a depăși limitele de funcționare. CEE dispecerizabilă trebuie să poată genera curentul reactiv maxim un timp de minimum 3 s.
6. Din momentul restabilirii tensiunii rețelei electrice în limitele normale de funcționare, CEE dispecerizabilă trebuie să producă întreaga putere activă disponibilă în cel mai scurt timp posibil, cu un gradient de variație a sarcinii > 20 % din puterea instalată pe secunda (MW/sec).
7. CEE dispecerizabilă va fi prevăzută cu un sistem de reglaj automat al puterii active în funcție de valoarea frecvenței (reglaj automat f/P). Acesta va acționa conform unei curbe de răspuns frecvență/putere activă (Figura 1.8), unde P_d reprezintă puterea activă disponibilă. Coordonatele punctelor A, B, C, D și E depind de valoarea frecvenței, a puterii active pe care o poate produce centrala și de valoarea de consemn la care este limitată puterea activă, în

intervalele: A (50-47 Hz), B (50-47 Hz), C (50-52 Hz), DE (50-52 Hz). Poziția punctelor trebuie să poată fi setată conform solicitărilor OTS cu o eroare de maxim ± 10 mHz. Eroarea de măsurare a frecvenței nu trebuie să fie mai mare de ± 10 mHz.

8. Modificarea puterii active generate datorită variațiilor de frecvență va fi realizată, pe cât posibil, prin modificarea proporțională a puterii active generate de fiecare grup al CEE dispecerizabile, nu prin pornirea și oprirea de grupuri. Viteza de răspuns a fiecărui GGE aflat în funcțiune trebuie să fie cel puțin 60% din puterea nominală pe minut (MW/min).
9. Dacă valoarea frecvenței ajunge la o valoare mai mare decât cea corespunzătoare segmentului „D – E” pe curba caracteristică prezentată în Figura 1.8, se admite ca CEE să fie deconectata. Condițiile de repunere în funcțiune se stabilesc de către OTS.
10. La variațiile de frecvență din SEN, CEE dispecerizabilă trebuie să aibă capacitatea:
 - să asigure scăderea puterii active cu cel puțin 40% din puterea instalată / Hz la creșterea frecvenței peste 50,2 Hz;
 - să asigure creșterea puterii active până la limita maximă a puterii active disponibile, la scăderea frecvenței sub 49,8 Hz.
11. Puterea activă produsă de o IEE trebuie să poată fi limitată la o valoare de consemn.
12. Mărimea valorii de consemn trebuie să poată fi setată local sau preluată automat de la distanță în intervalul între puterea minimă tehnic și puterea instalată a centralei.
13. CEE dispecerizabilă trebuie să asigure reglajul puterii active în punctul de racordare cu o precizie de $\pm 5\%$ din puterea instalată (ca putere medie pe 10 minute).
14. În funcționare normală, CEE dispecerizabilă trebuie să aibă capacitatea:
 - de a seta viteza de creștere/ reducere liniară a puterii active produse la valoarea impusă de operatorul de rețea (MW/minut);
 - de a reduce, la dispoziția OTS, puterea activă produsă la valoarea solicitată (inclusiv oprire) respectând viteza de variație (încărcare/descărcare) stabilită. Viteza de variație a puterii trebuie să fie respectată atât în cazul variației naturale de putere (intensificarea vitezei vântului), cât și pentru variațiile consemnului de putere. Prevederile de mai sus nu se referă la opririle intempestive.
15. Valoarea vitezei de variație a puterii trebuie să poată fi setată într-o gamă cuprinsă între 10 % din puterea instalată pe minut și viteza maximă admisibilă, data de fabricant.
16. CEE dispecerizabilă trebuie să instaleze sisteme de protecții care să asigure declanșarea de la sistem în cazul pierderii stabilității.

17. OTS poate solicita în avizul tehnic de racordare instalarea suplimentară în CEE a unor sisteme de automatizare destinate reducerii rapide a puterii, chiar până la oprire.
18. Producătorul este responsabil pentru protejarea GGE și a instalațiilor auxiliare ale acestora contra pagubelor ce pot fi provocate de defecte în instalațiile proprii sau de impactul rețelei electrice asupra acestora la acționarea protecțiilor de deconectare a CEE dispecerizabile sau la incidentele din rețea (scurtcircuite cu și fără punere la pământ, acționări ale protecțiilor în rețea, supratensiuni tranzitorii, etc.) cât și în cazul apariției unor condiții excepționale / anormale de funcționare.
19. Reglajele protecțiilor la interfața CEE – SEN se stabilesc de către operatorul de rețea.
20. Dacă un GGE a declanșat din cauza vitezei vântului aflată în afara limitelor luate în calcul la proiectare, acesta trebuie să aibă capacitatea de a se reconecta automat atunci când viteza vântului revine la valori normale de funcționare.
21. La valori ale tensiunii în punctul de racordare situate în banda admisibilă de tensiune, puterea reactivă produsă/absorbită de o CEE dispecerizabilă trebuie să poată fi reglată continuu corespunzător unui factor de putere situat cel puțin în gama 0,95 capacitiv și 0,95 inductiv.
22. CEE dispecerizabilă trebuie să poată realiza reglajul automat tensiune - putere reactivă în PCC în oricare din modalitățile:
 - reglajul tensiunii;
 - reglajul puterii reactive schimbate cu SEN;
 - reglajul factorului de putere.
23. Condițiile de detaliu privind reglajul tensiunii și puterii reactive se stabilesc de OTS prin avizul tehnic de racordare.
24. Viteza de răspuns a sistemului de reglaj al tensiunii trebuie să fie de minimum 95% din puterea reactivă disponibilă pe secundă.
25. În regim normal de funcționare al rețelei, CEE dispecerizabilă nu trebuie să producă în punctul de racordare variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală.
26. Soluția de racordare a CEE dispecerizabilă trebuie să aibă în vedere evitarea funcționării CEE în regim insularizat, inclusiv prin dotarea cu protecții care să deconecteze CEE într-un asemenea regim.
27. Indiferent de numărul GGE și al instalațiilor auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, CEE dispecerizabilă trebuie să asigure calitatea energiei electrice conform cu standardele în vigoare.
28. OTS verifică și asigură că racordarea și funcționarea CEE dispecerizabile prevăzute a fi instalate nu conduce la încălcarea normelor în vigoare privind calitatea energiei electrice.

29. În scopul efectuării studiilor de stabilire a soluției de racordare sau de planificare, solicitantul pune la dispoziția OTS un model de simulare a funcționării centralei/grupului eolian. Modelul trebuie să fie furnizat într-un format cerut de OTS. Modelul trebuie să evidențieze parametrii CEE / GGE necesari atât pentru calculele de regimuri staționare cât și pentru cele de regimuri dinamice/ tranzitorii.
30. Înainte de punerea în funcțiune a unei CEE dispecerizabile, de comun acord cu OTS, se stabilește programul de probe prin care se demonstrează capacitatea CEE de a îndeplini condițiile de racordare impuse de OTS prin avizul tehnic de racordare. Probele includ și verificarea modelului de simulare a funcționării.
31. CEE dispecerizabilă trebuie dotată cu sisteme de măsurare și de monitorizare a funcționării și a calității energiei electrice.

1.5. Concluzii la capitolul 1

1. Poziționarea geografică a Republicii Moldova în apropierea Mării Negre și a munților Carpați favorizează existența în permanență a unor curenți de aer ce sunt mereu în mișcare, fapt de care poate beneficia sistemul energiei electrice național, unul dependent de resursele primare importate. Altfel spus, Republica Moldova dispune de potențial energetic eolian capabil să contribuie la sporirea securității energetice naționale.
2. Din experiența sistemelor energetice ce utilizează energia eoliană au fost identificate unele probleme în funcționarea centralelor eoliene conectate la rețelele electrice de interes public, analiza cărora au rezultat *cerințele tehnice minime* pe care trebuie să le îndeplinească centralele eoliene conectate la rețelele de distribuție și/sau la cele de transport de energie electrică. Aceste cerințe sunt necesare deoarece specificul generării eoliene nu este reflectat în normele tehnice existente, aprobate de ANRE.
3. Principalele caracteristici de care depinde funcționarea normală atât a parcurilor eoliene, cât și a sistemelor energetice în ansamblu sunt capacitatea CEE de a trece peste golurile de tensiune din rețea, precum și reglarea parametrilor de sistem (puterea activă, puterea reactivă, tensiunea, frecvența) în limita unor restricții impuse de rețea.
4. În celelalte capitole ale lucrării sunt realizate simulări ale funcționării centralei/grupului eolian, prin efectuarea calculelor de regimuri staționare și de regimuri dinamice/ tranzitorii, necesare pentru stabilirea soluției de racordare sau de planificare.

2. REGLAREA TURBINEI EOLIENE ȘI ANALIZA PROCESELOR TRANZITORII

2.1. Schema bloc a unui sistem energetic cu racordarea unei turbine eoliene

Racordarea parcurilor eoliene influențează mult funcționarea sistemului energetic, mai cu seamă stabilitatea tensiunii cât și cea unghiulară.

În unele state cum ar fi Danemarca, Germania, Marea Britanie în normele tehnice de racordare la sistemul energetic sunt prevăzute cerințe ca în cazul unor scurtcircuite în rețeaua externă, tensiunea la bornele generatorului eolian să fie restabilită fără deconectarea acestora de la rețea pe parcursul scurtcircuitului.

În instalațiile eoliene de ultimă oră se utilizează generatoare cu dublă alimentare (Doubly-fed induction generators) DFIG.

În Figura 2.1 este prezentată schema-bloc a unei rețele electrice cu conectarea unei turbine eoliene cu generatoare DFIG.

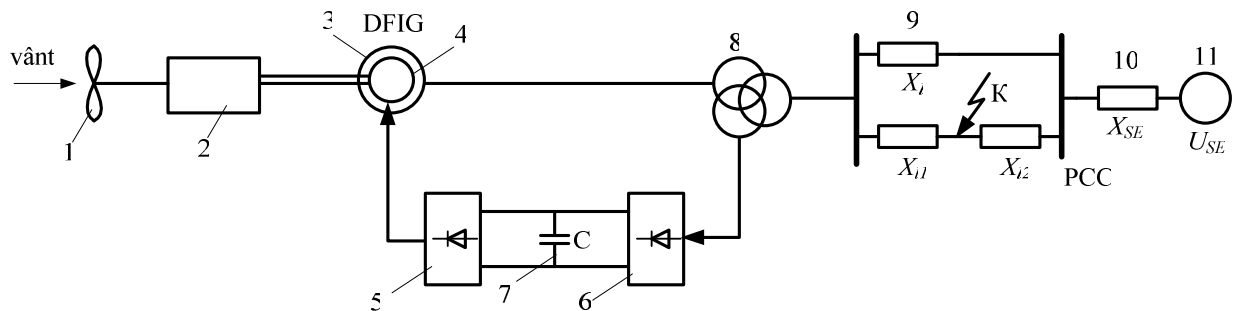


Fig. 2.1. Schema bloc a unei rețele electrice cu racordare a unei turbine eoliene

1 – turbină eoliană cu 3 palete;	7 – capacitate;
2 – multiplicator mecanic de viteză;	8 – transformator;
3 – generator cu dublă alimentare DFIG;	9 – linie electrică de racordare a turbinei eoliene la sistemul energetic;
4 – rotor cu înfășurare trifazată;	10 – reactanța echivalentă a rețelei electrice în punctul comun de conectare (PCC) a turbinei eoliene la rețeaua electrică;
5 – convertizor de frecvență rotorică;	11 – tensiunea echivalentă a sistemului energetic în PCC.
6 – convertizor de frecvență de rețea;	

2.2. Modelul matematic al proceselor tranzitorii a variației frecvenței curentului IEE

Schema-bloc a cuplurilor mecanice a unei instalații eoliene este prezentată în Figura 2.2.

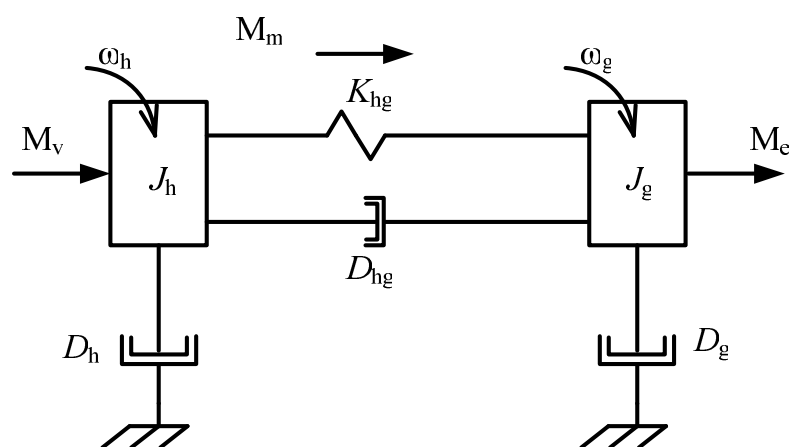


Fig. 2.2. Schema-bloc a cuplurilor mecanice a unei instalații energetice eoliene

Aici: M_v – cuplul mecanic dezvoltat de turbina eoliană;

J_h – cuplul rezultat de inerție a turbinei eoliene și a multiplicatorului;

ω_h – viteza unghiulară a arborelui și multiplicatorului turbinei eoliene;

D_h – coeficient de amortizare a sistemului mecanic din partea rotorului turbinei eoliene;

M_m – cuplul mecanic transmis de la arborele rotorului turbinei spre generator;

M_e – cuplul electromagnetic de frânare a generatorului;

J_g – cuplul de inerție a rotorului generatorului;

ω_g – viteza unghiulară a rotorului generatorului;

D_g – coeficientul de amortizare a rotorului generatorului cauzat de alunecarea electrică;

K_{hg} – componenta rigidă a cuplului mecanic transmis de la rotorul turbinei spre generator;

D_{hg} – coeficient de amortizare a ambalajului dintre rotorul turbinei și rotorul generatorului.

Ecuțiile diferențiale ale mișcării mecanice se pot prezenta sub forma:

$$\frac{d\omega_h}{dt} = \frac{1}{J_h} \cdot (M_v - M_m - D_h \cdot \omega_h); \quad (2.1)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{J_g} \cdot (M_m - M_e - D_g \cdot \omega_g); \quad (2.2)$$

$$M_m = K_{hg} \int (\omega_h - \omega_g) dt + D_{hg} (\omega_h - \omega_g). \quad (2.3)$$

Cuplul mecanic M_v dezvoltat de turbina eoliană se poate determina cu relația:

$$M_v = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^3 \cdot V_{eg}^2 \cdot C_p(\theta, \lambda), \quad (2.4)$$

unde ρ este densitatea aerului, $\rho = 0,125 \frac{kg \cdot s^2}{m^4}$;

R – raza palelor turbinei eoliene;

V_{eg} – viteza echivalentă a vântului;

$C_p(\theta, \lambda)$ – coeficientul de conversie a energiei vântului;

θ – unghiul de atac (pitch angle of the rotor);

λ raport tip dintre viteza turbinei și viteza vântului (tip speed ratio), TSR;

C_p – caracterizează gradul de conversie a energiei cinetice a vântului în funcție de gradul de frânare a vitezei în planul de rotație al paletelor turbinei eoliene, $e = \frac{V_1}{V_0}$, (V_0 este viteza vântului până la planul de rotație al turbinei și V_1 – după trecerea prin planul de rotație al turbinei).

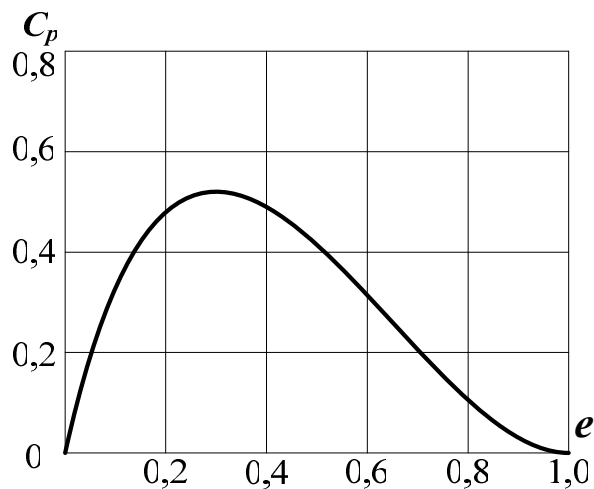


Fig. 2.3. Dependența C_p de e

Se observă (Figura 2.3) că gradul maxim de conversie a energiei vântului nu depășește 0,45-0,5.

Totodată C_p depinde și de unghiul de atac dintre direcția vitezei vântului și axa transversală a paletei.

În Figura 2.4 este prezentată dependența C_p de unghiul de atac θ și TSR $\left(\frac{\omega_r \cdot R_r}{V}\right)$.

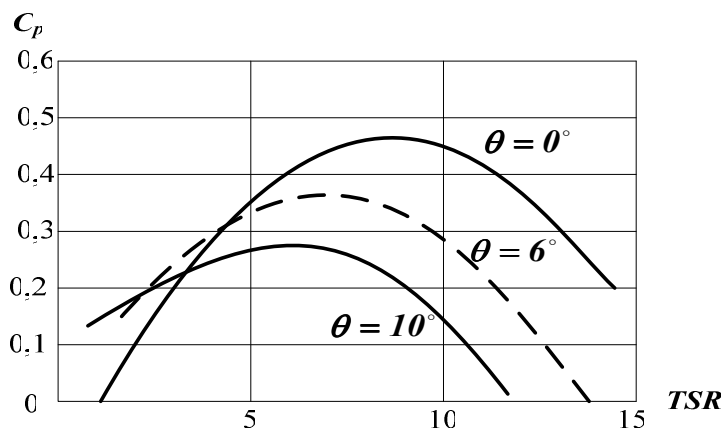


Fig. 2.4. Dependența C_p de θ și TSR

Gradul de conversie $C_p(\theta, \lambda)$ poate fi prezentat cu o precizie accesibilă în forma analitică:

$$C_p(\theta, \lambda) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\theta - 0,5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}}, \quad (2.5)$$

unde

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - \frac{0,035}{\theta^3 + 1}}. \quad (2.6)$$

2.3. Modelul matematic al proceselor electromagnetice

2.3.1. Ecuațiile diferențiale ale proceselor electromagnetice

În Figura 2.5 este prezentată schema echivalentă a circuitelor electrice a generatorului DFIG conectat la sistemul electroenergetic.

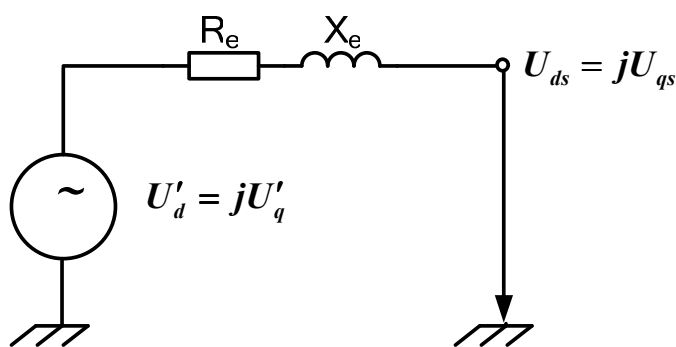


Fig. 2.5. Schema echivalentă în regim tranzitoriu

Aici: U'_d, U'_q – componentele în axele d și q ale tensiunii la bornele generatorului;

U_{ds}, U_{qs} – componentele în axele d, q ale tensiunii la bornele sistemului energetic;

R_e, X_e – rezistența și reactanța echivalente ale generatorului DFIG.

Din ecuațiile de echilibru al tensiunilor din Figura 2.5 curenții i_{ds} și i_{qs} se vor prezenta sub forma:

$$i_{ds} = \frac{(U'_d - U_{ds}) \cdot R_e + (U'_q - U_{qs}) \cdot X_e}{R_e^2 + X_e^2}; \quad (2.7)$$

$$i_{qs} = \frac{-(U'_d - U_{ds}) \cdot X_e + (U'_q - U_{qs}) \cdot R_e}{R_e^2 + X_e^2}. \quad (2.8)$$

Ecuțiile diferențiale ale procesului tranzitoriu electromagnetic se pot scrie sub forma:

$$\frac{dU'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_0} [U'_d - (X_e - X'_e) \cdot i_{qs}] - j\omega_0 s \cdot U'_q; \quad (2.9)$$

$$\frac{dU'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_0} [U'_q + (X_e - X'_e) \cdot i_{ds}] - j\omega_0 s \cdot U'_d; \quad (2.10)$$

$$M_e = U'_d i_{ds} + U'_q i_{qs}, \quad (2.11)$$

unde $T'_0 = \frac{X_r}{R_r}$ – constanta de timp tranzitorie a circuitului rotorice;

$$X'_e = X_e - \frac{X_m^2}{X_r},$$

s – alunecarea;

X_r, R_r – reactanța și rezistența circuitului rotorice;

X_m – reactanța mutuală între înfășurările rotorice și statorice.

2.3.2. Scheme de reglare și protecție

În instalațiile energetice eoliene cu viteză variabilă și generator DFIG poate fi realizată reglarea directă a cuplului electromagnetic M_e . Așadar în aceste sisteme poate fi admisă funcționarea cu viteze variabile în limitele admisibile de IEE.

Un avantaj a acestui mod de realizare constă în faptul că la viteze moderate a vântului reglarea poate fi efectuată astfel ca factorul de conversie C_p să aibă valoare maximă.

În general turbinele eoliene cu viteză variabilă pot avea două diapazoane (game) de reglare.

La viteze moderate ale vântului reglarea se efectuează astfel încât să se asigure conversia maximă a energiei vântului, $C_p = \max$, iar la viteze mari ale vântului reglarea se efectuează în așa mod ca să se mențină puterea electrică injectată în sistemul energetic.

Sunt utilizate două scheme de reglare: de reglare a vitezei (speed control) și de reglare a unghiului de atac (pitch control). Metoda reglării unghiului de atac se utilizează atât la viteze moderate ale vântului, cât și la viteze mari.

Sistemele de reglare a instalațiilor eoliene au 2 componente: nivelul I și nivelul II (Figura 2.6).

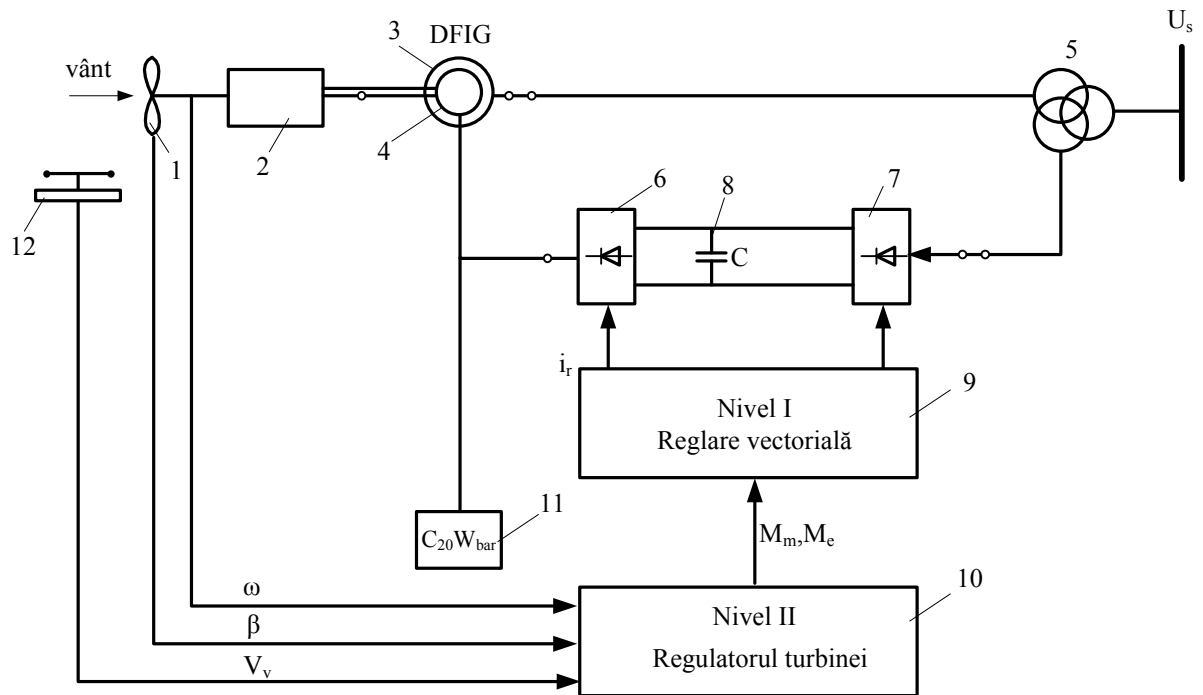


Fig. 2.6. Schema-bloc de reglare și comandă a unei instalații eoliene

Aici: 1 – turbină eoliană;	7 – convertor de rețea;
2 – multiplicator mecanic;	8 – capacitate;
3 – generator DFIG;	9 – sistem de reglare vectorială de primul nivel;
4 – rotorul generatorului;	10 – sistem de reglare vectorială de nivelul doi;
5 – transformator;	11 – sistem de frânare accidentală la viteze mari ale vântului;
6 – convertor rotoric;	12 – element de măsurare a vitezei vântului

Nivelul unu de reglare și comandă este orientat spre reglarea cuplului electromecanic M_e al generatorului pentru a asigura maximumul factorului C_p de conversie a energiei vântului în energie mecanică la arborele turbinei eoliene la viteze moderate ale vântului și pentru a stabiliza valoarea puterii electrice produsă la viteze mari ale vântului.

Nivelul doi este orientat la reglarea turbinei (pitch control).

În sistemele cu generatoare DFIG, care includ două convertizoare de frecvență – back-to-back sunt utilizate pe larg sisteme de reglare vectorială.

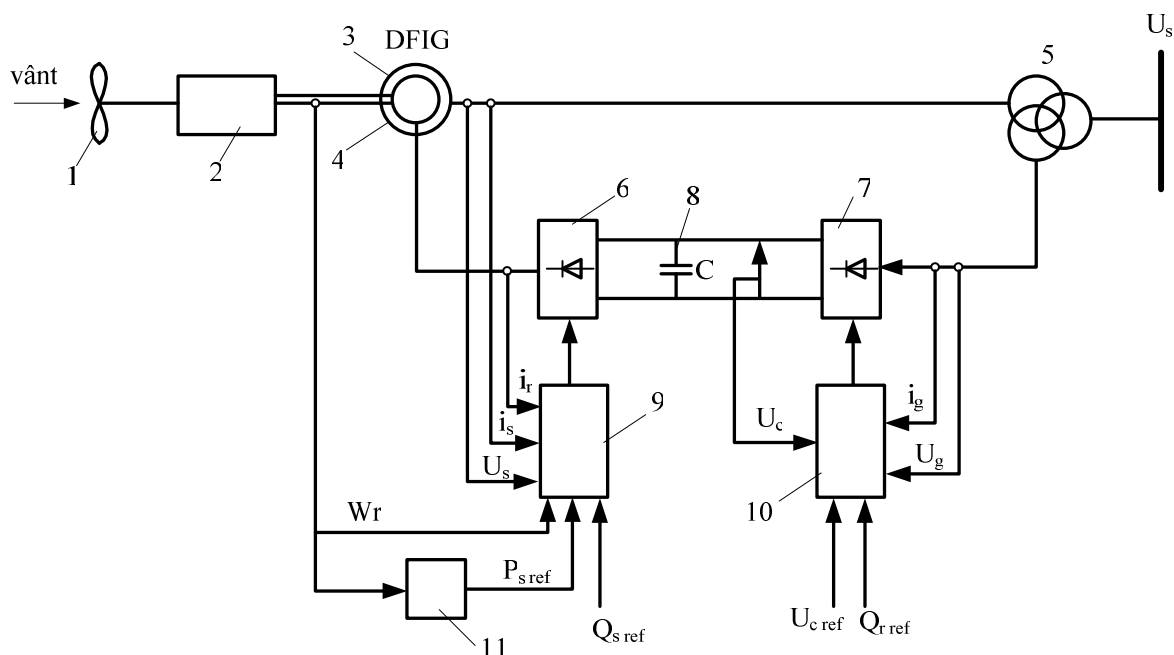


Fig. 2.7. Schema-bloc de reglare a vitezei (speed control)

1 – turbină eoliană;	7 – convertor de frecvență de rețea;
2 – multiplicator mecanic de viteză;	8 – capacitate de acumulare;
3 – generator DFIG;	9 – regulator vectorial al convertizorului din partea rotorului;
4 – rotorul generatorului;	10 – regulator vectorial al convertizorului de rețea;
5 – transformator de legătură cu SEE;	11 – bloc de optimizare a factorului C_p ;
6 – convertor de frecvență rotoric;	

Aici: i_r – curentul rotoric;

i_s, U_s – respectiv curentul și tensiunea statorică;

$P_{s\ ref}, Q_{s\ ref}$ – puterile de referință activă și reactivă;

U_c – tensiunea la ieșirea din convertizorul de rețea;

i_g, U_g – respectiv curentul și tensiunea din partea sistemului energetic.

Puterea produsă de instalația energetică eoliană este influențată de unghiul de atac dintre viteza vântului și direcția transversală a paletei. Acest unghi se reglează prin rotația paletei. Valoarea unghiului de atac și reglarea lui trebuie să nu depășească anumite limite și viteze care pot deveni periculoase pentru paletă din punct de vedere mecanic.

La viteze moderate ale vântului instalațiile energetice eoliene trebuie să producă o putere cât mai mare pe care o pot conversa din energia vântului.

La viteze mari ale vântului trebuie limitată puterea injectată în sistemul energetic atât din punct de vedere a forțelor mecanice, care acționează asupra turbinei, cât și a parametrilor părții electrice a instalației.

În Figura 2.8 este prezentată dependența unghiului de atac de viteza vântului.

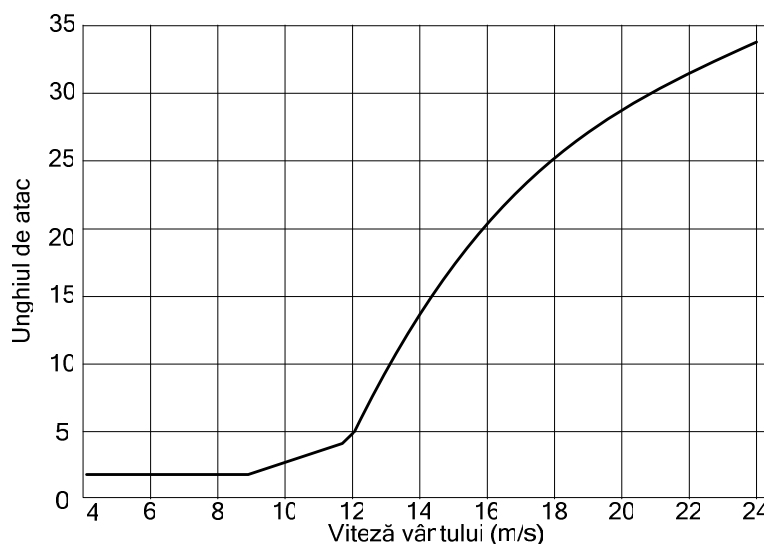


Fig. 2.8. Dependența unghiului de atac de viteza vântului în instalația cu DFIG

2.3.3. Analiza funcționării unei instalații energetice eoliene la un scurtcircuit în rețea

Sistemele de reglare și protecție ale instalațiilor eoliene sunt concepute astfel ca la perturbații sau scurtcircuitele produse în rețeaua sistemului electroenergetic instalația să nu fie deconectată de la sistem, iar după lichidarea scurtcircuitului funcționarea ei normală să fie restabilită cât mai repede.

Sistemul de reglare și comandă a instalației eoliene trebuie să asigure:

1. Scurtcircuitarea imediată a rotorului DFIG, dezactivând convertorul rotoric pentru a nu depăși curenții statorici ai DFIG și tensiunea pe capacitatea C , în cazul unui scurtcircuit produs în rețeaua externă.
2. Schemele de pitch control trebuie să reducă puterea dezvoltată de rotorul turbinei
3. După lichidarea scurtcircuitului, funcționarea convertorului rotoric trebuie să aibă loc imediat pentru a nu provoca instabilitatea tensiunii în punctul de racordare a instalației la sistemul energetic.

În Figura 2.9 toate elementele instalației eoliene corespund respectiv celor din Figura 2.7 și Figura 2.8 (inscripțiile în engleză). Rețeaua externă este prezentată de sistemul energetic cu impedanța Z_s , două linii paralele pe una din care în punctul K are loc un scurtcircuit trifazat.

Scurtcircuitul are loc în momentul $t=2 s$. Practic momentan crește curentul statoric de la 0,6 la 2,5 unități relative, tensiunea la bornele instalației eoliene scade până la zero, iar tensiunea pe condensator face un salt. Viteza rotorică a turbinei crește în corespundere cu inerția mecanică.

Peste $40ms$ de la producerea scurtcircuitului convertizorul din partea rotorului se scurtcircuitează și tensiunea la bornele instalației practic se restabilește datorită fluxului magnetic remanent al statorului și creșterii consumului de putere reactivă din sistem cât și a vitezei rotorului turbinei. Puterea activă se restabilește parțial, iar puterea reactivă produsă de instalație rămâne practic la nivelul zero din cauza deconectării excitației (scurtcircuitarea PWM rotor).

Sistemul de reglare ajustează unghiul de atac al paletelor la valoarea respectivă a puterii active prevăzută de regimul de funcționare.

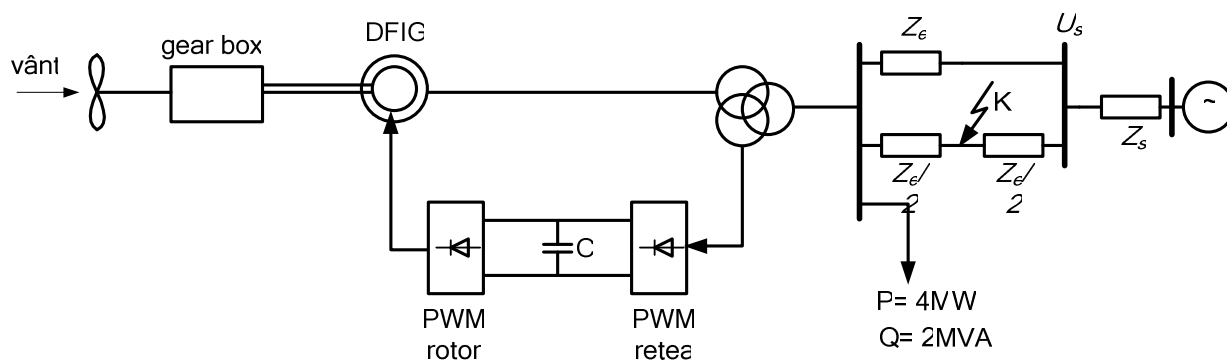


Fig. 2.9. Schema electrică a unui sistem electroenergetic cu racordarea unei instalații eoliene

După lichidarea scurtcircuitului și restabilirea schemei în rețeaua externă ($\sim 7 s$) se restabilește funcționarea convertorului rotorului și funcționarea instalației eoliene revine la situația inițială.

În Figura 2.10 sunt prezentate oscilogramele variației parametrilor regimului de funcționare a unei instalații eoliene în cazul unui scurtcircuit produs în rețeaua externă pe una din linii (Figura 2.9), precum și un exemplu privind variațiile vitezei vântului.

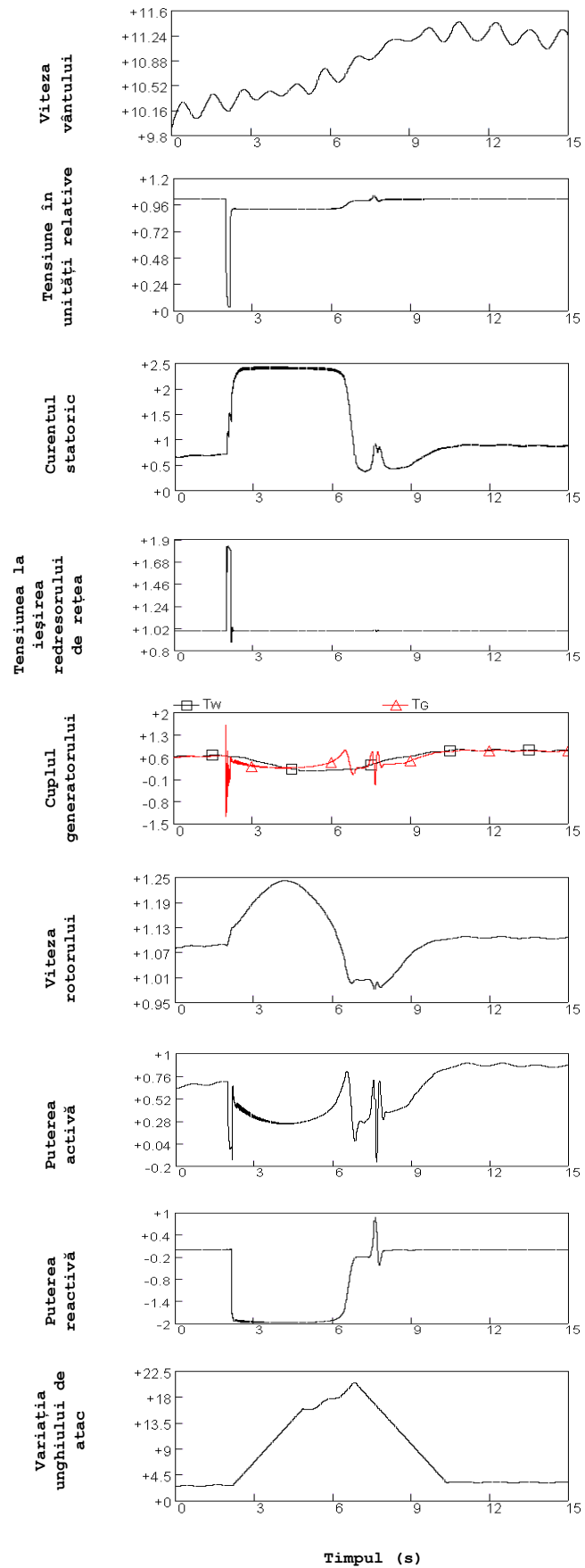


Fig. 2.10. Exemple de oscilोगrame.

2.4. Analiza regimurilor de scurtcircuit bifazat ale generatoarelor DFIG

Impactul centralelor electrice eoliene asupra sistemelor electroenergetice, în primul rând, este determinat de puterile activă și reactivă livrate în sistem. Puterea activă livrată este influențată de viteza vântului și reacția sistemului de reglare; și respectiv puterea reactivă de regimul de funcționare a generatorului eolian, de reacția sistemului de reglare precum și de nesimetria tensiunilor în rețeaua electrică. Se știe, că o nesimetrie pronunțată a tensiunilor de fază poate apărea în cazul unui scurtcircuit nesimetric.

În regimurile de scurtcircuit invertorul din partea rotorului generatorului asincron se blochează pentru a evita deteriorarea lui de la supracurenți. În acest regim DFIG funcționează ca un generator asincron simplu, consumând putere reactivă din sistem. Așadar, generatoarele eoliene influențează regimul sistemului electroenergetic și poate duce la instabilitatea tensiunii.

În continuare se prezintă un studiu al regimului de scurtcircuit bifazat al generatorului asincron cu rotorul bobinat [31].

Se presupune un scurtcircuit bifazat cu invertorul blocat iar rotorul rotit de turbina eoliană, schema de principiu pentru cazul analizat este prezentată în Figura 2.11.

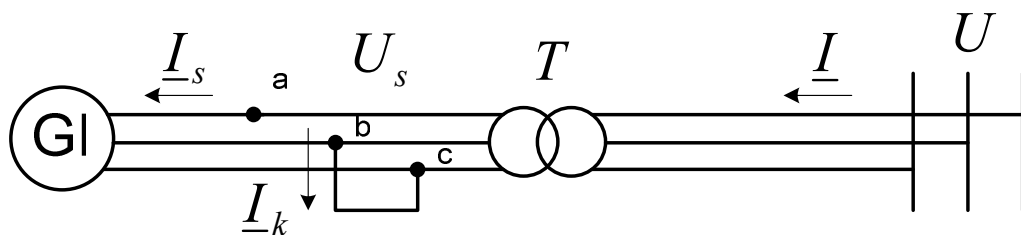


Fig. 2.11. Schema electrică

Schemele echivalente monofazate de succesiune directă și inversă sunt prezentate în Figura 2.12.

Deoarece invertorul este blocat alimentarea din partea rotorului lipsește (Figura 2.12) – rotorul este scurtcircuitat. În schema echivalentă de succesiune inversă lipsește alimentarea cu tensiunea respectivă din partea sistemului – deci din partea respectivă schema este scurtcircuitată.

În locul de scurtcircuit potențialele punctelor respective în ambele scheme echivalente sunt aceleași și aceste puncte din ambele scheme pot fi unite între ele. Prin urmare, se obține schema monofilară complexă (Figura 2.12).

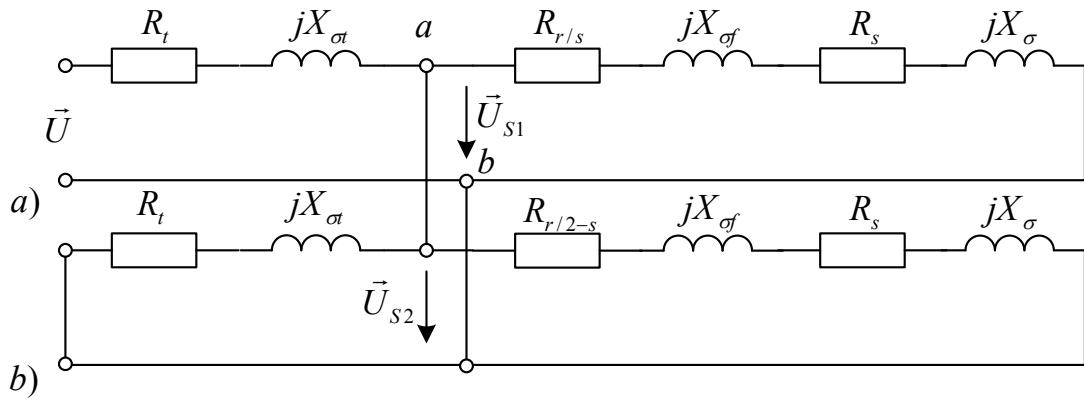


Fig. 2.12. Schema echivalentă monofilară complexă:
a) de succesiune directă;
b) de succesiune inversă.

Impedanța rezultantă a circuitelor conectate în paralel în raport cu punctul de scurtcircuit se va determina cu relația:

$$\frac{1}{Z_{ab}} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_t}, \quad (2.12)$$

unde Z_1 , Z_2 impedanța de succesiune directă și inversă a schemei echivalente a generatorului asincron;

Z_t – impedanța transformatorului;

Z_{ab} – impedanța echivalentă a schemelor conectate în paralel în raport cu punctele a, b.

După determinarea impedanței rezultante se obține schema echivalentă (Figura 2.13).

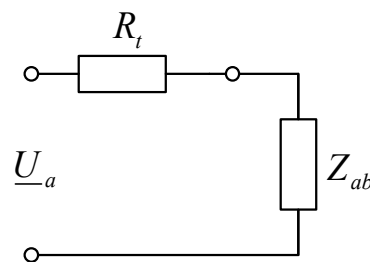


Fig. 2.13. Schema echivalentă

Notând cu U_a tensiunea fazei “a” pentru curentul de succesiune directă se poate scrie:

$$I_1 = \frac{U_a}{Z_{ab} + Z_t}, \quad (2.13)$$

iar pentru componentele tensiunilor \vec{U}_{S1} și \vec{U}_{S2} de succesiune directă și inversă aplicate în

punctul de scurtcircuit se obține:

$$\underline{U}_{S1} = \underline{U}_{S2} = \underline{U}_a \frac{Z_{ab}}{Z_{ab} + Z_t}. \quad (2.14)$$

Și atunci componentele de succesiune directă și inversă a curentului devin:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{S1}}{Z_1} = \underline{U}_a \cdot \frac{Z_{ab}}{Z_{ab} + Z_t} \cdot \frac{1}{Z_1}; \quad (2.15)$$

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{U}_{S2}}{Z_2} = \underline{U}_a \cdot \frac{Z_{ab}}{Z_{ab} + Z_t} \cdot \frac{1}{Z_2}. \quad (2.16)$$

Înfășurările statorice ale generatorului asincron sunt străbătute de curenții:

$$\begin{aligned} \underline{I}_{sa} &= \underline{I}_1 + \underline{I}_2; \\ \underline{I}_{sb} &= a^2 \underline{I}_1 + a \underline{I}_2; \\ \underline{I}_{sc} &= a \underline{I}_1 + a^2 \underline{I}_2. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Curenții consumați din rețea:

- în faza „a“ \underline{I}_{sa} ;
- în fazele „b“ și „c“:

$$\underline{I}_b = -\underline{I}_c = -\frac{j\sqrt{3}U}{2Z_t}. \quad (2.18)$$

Ținând seama că reactanța transformatorului ($U_{sc} = 5-10\%$) este cu mult mai mică decât impedanțele Z_1 și Z_2 a generatorului, impedanța transformatorului poate fi neglijată, și atunci relațiile (2.15) și (2.16) devin:

$$\underline{I}_1 = \underline{U}_a \frac{1}{Z_1}; \quad \underline{I}_2 = \underline{U}_a \frac{1}{Z_2}. \quad (2.19)$$

În acest caz $\underline{U}_{S1} = \underline{U}_{S2} = \frac{1}{2} \cdot \underline{U}_a$ și deci:

$$\underline{I}_1 = \frac{1}{2} \frac{\underline{U}_a}{Z_1}; \quad \underline{I}_2 = \frac{1}{2} \frac{\underline{U}_a}{Z_2}. \quad (2.20)$$

Dacă vom trasa diagramele circulare atunci $\frac{U}{Z_1}$ corespunde alunecării s , iar $\frac{U}{Z_2}$ alunecării $2-s$.

Împărțind aceste valori la 2 și adunând componentele simetrice vom obține curenții în faze. Printre componentele simetrice mai mare este curentul de succesiune inversă, iar printre curenții fazici de obicei curentul din faza „a“ egal cu:

$$\underline{I}_{sa} = \underline{I}_{S1} + \underline{I}_{S2} = \frac{1}{2} \underline{U}_a \left(\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} \right). \quad (2.21)$$

Diagrama circulară este prezentată în Figura 2.14.

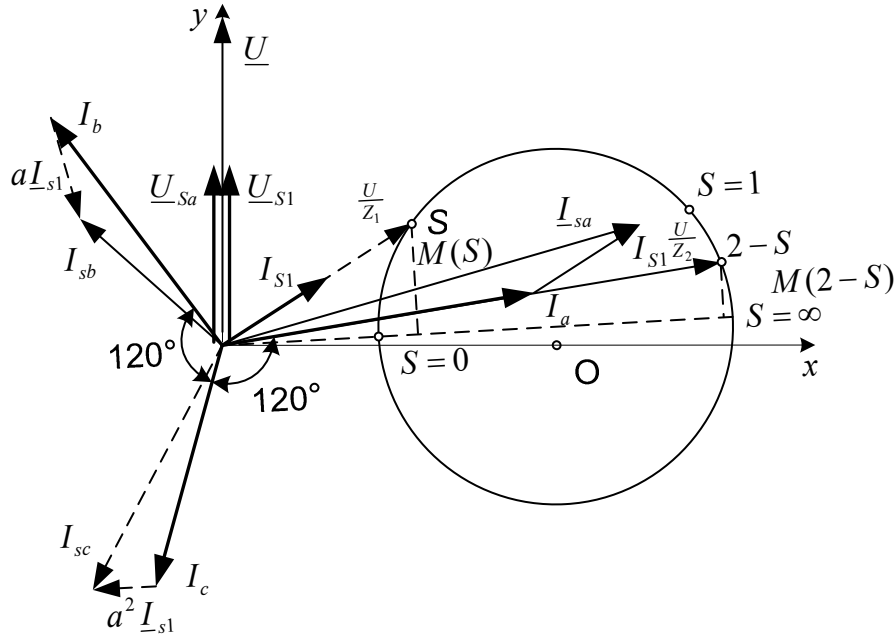


Fig. 2.14. Diagrama circulară a generatorului asincron în regim de scurtcircuit bifazat

Cuplul electromagnetic dezvoltat de generatorul asincron în regim de scurtcircuit bifazat se poate calcula cu ajutorul componentelor de succesiune directă și inversă. Componentele simetrice ale

tensiunii sunt $U_{S1} = U_{S2} = \frac{U_{\max}}{2}$.

Deci tensiunea aplicată la fazele „b” și „c” în locul de scurtcircuit va alcătui:

$$U_{bc} = \frac{U_{\max}}{2} (e^{j\omega_0 t} + e^{-j\omega_0 t}) \quad (2.22)$$

Prezentând:

$$\begin{cases} \frac{1}{Z_1} = G_1 - jB_1; \\ \frac{1}{Z_2} = G_2 - jB_2, \end{cases} \quad (2.23)$$

curenții se vor scrie în forma:]

$$\begin{aligned} I_{S1} &= \frac{U_{\max}}{2} (G_1 - jB_1); \\ I_{S2} &= \frac{U_{\max}}{2} (G_2 - jB_2), \end{aligned} \quad (2.24)$$

iar curentul statoric rezultat va fi:

$$i_s = I_{S1} e^{j\omega_0 t} + I_{S2} e^{-j\omega_0 t} = \frac{U_{\max}}{2} [(G_1 - jB_1) e^{j\omega_0 t} + (G_2 - jB_2) e^{-j\omega_0 t}] \quad (2.25)$$

Cuplul electromagnetic se poate prezenta prin fluxul magnetic statoric și curenții statorici.

Fluxul magnetic se va determina din relația $\vec{U}_S = \frac{d\vec{\psi}_S}{dt}$ cu ajutorul relației:

$$\vec{\psi}_S = \int \vec{U}_S dt = \int \frac{U_{\max}}{2} (e^{j\omega_0 t} + e^{-j\omega_0 t}) dt = \frac{U_{\max}}{2j\omega_0} (e^{j\omega_0 t} - e^{-j\omega_0 t}) . \quad (2.26)$$

Și atunci fluxul electromagnetic se va prezenta sub forma:

$$M = \frac{3}{2} \text{Im}(\vec{\psi}_S^* \vec{I}_S) = \frac{3}{2} \frac{U_{\max}}{2\omega_1} (G_1 - G_2) + \frac{3}{2} \left(\frac{U_{\max}}{2} \right)^2 \frac{1}{\omega_1} [(G_2 - G_1) \cos(2\omega_1 t) + (B_2 - B_1) \sin(2\omega_1 t)]. \quad (2.27)$$

Puterea reactivă absorbită din rețea se determină cu relația:

$$Q = \text{Im}(\vec{U} \vec{I}^*) = \text{Im}(\vec{U}_{S1} \vec{I}_{S1}^* + \vec{U}_{S2} \vec{I}_{S2}^*) = \text{Im}(\vec{U}_{S1} \vec{I}_{S1}^*) + \text{Im}(\vec{U}_{S2} \vec{I}_{S2}^*). \quad (2.28)$$

Dacă vom neglija reactanța transformatorului ($\approx 5\%$) în raport cu reactanța generatorului $x_1 \approx 300\%$, $Z_2 \approx 20\%$ observăm, că componenta de succesiune inversă \vec{I}_{S2} este de 5 - 7 ori mai mare decât cea directă și deci consumul de putere reactivă din rețea depășește cu mult livrarea de putere reactivă.

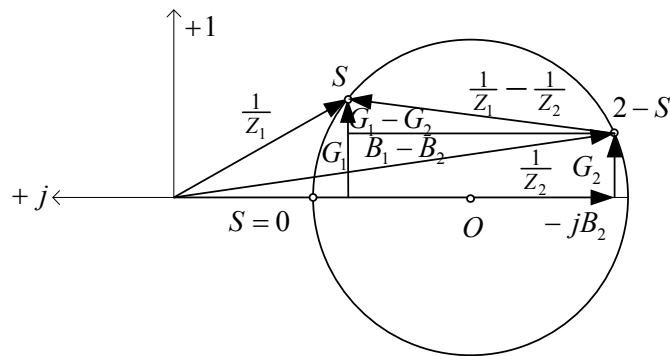


Fig. 2.15 Diagrama circulară a admitanțelor pentru determinarea pulsațiilor cuplului electromagnetic.

În acest caz $\frac{1}{Z_1}$ și $\frac{1}{Z_2}$ pot fi neglijate în raport cu $\frac{1}{Z_t}$ și deci $\underline{U}_{S1} = \underline{U}_{S2}$, iar componentele

curenților (2.20) vor fi :

$$\underline{I}_{S1} = \frac{1}{2} \cdot U \cdot \frac{1}{Z_1}; \quad \underline{I}_{S2} = \frac{1}{2} \cdot U \cdot \frac{1}{Z_2}. \quad (2.29)$$

Dacă vom nota reactanța generatorului în regim de frânare cu X_k atunci pentru impedența de succesiune directă și inversă se obține:

$$\begin{cases} Z_1 = \frac{R_r}{S} + j s X_k; \\ Z_2 = \frac{R_r}{2-s} + j (2-s) X_k. \end{cases} \quad (2.30)$$

Exemplul 1: Calculul scurtcircuitului bifazat la un generator DFIG de tip VESTAS-V90-2MW.

Tabelul 2.1. Parametrii nominali

Tensiunea nominală	U_n	690 V
Curentul nominal	I_n	1900 A
Frecvența	f_n	50 Hz
Puterea nominală	P_n	2 MW

Tabelul 2.2. Valori de bază

Tensiune de bază	V_b	400 V
Curent de bază	I_b	1900 A
Frecvența de bază	ω_b	314 rad/s
Impedanța de bază	Z_b	0,21 Ω
Puterea de bază	S_b	760 kVA

Tabelul 2.3. Parametrii mașinii asincrone

Rezistența statorică	R_s	0,0022 Ω	0,01 u.r.
Rezistența rotorică	R_r	0,0018 Ω	0,009 u.r.
Inductanța statorică de scăpări	$L_{s\sigma}$	0,12 mH	0,18 u.r.
Inductanța rotorică de scăpări	$L_{r\sigma}$	0,05 mH	0,07 u.r.
Rezistența de magnetizare	R_m	42 Ω	198 u.r.
Inductanța mutuală	L_m	2,9 mH	4,4 u.r.
Reactanța statorică de scăpări	$X_{s\sigma}$	0,038 Ω	0,179 u.r.
Reactanța rotorică de scăpări	$X_{r\sigma}$	0,0157 Ω	0,075 u.r.

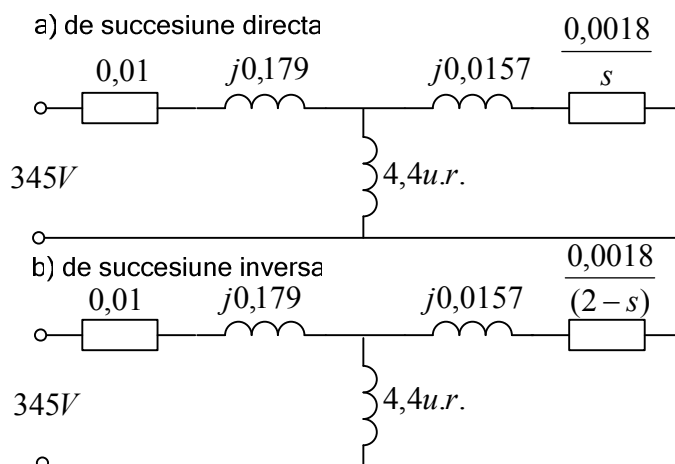


Fig. 2.16. Schemele echivalente (transformatorul este neglijat).

Neglijând curenții de magnetizare obținem schemele echivalente din Figura 2.17.

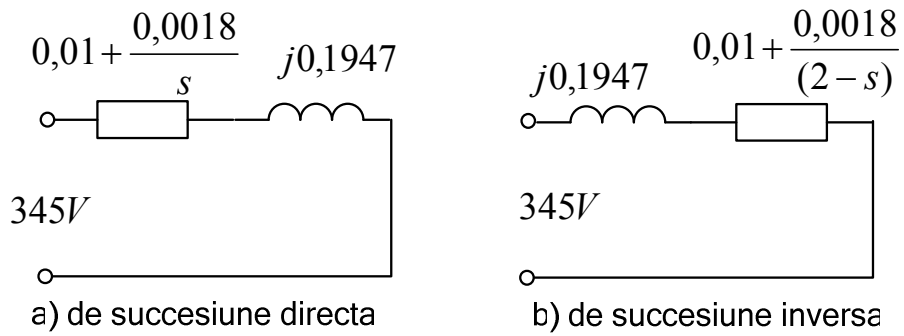


Fig. 2.17. Schemele echivalente (curenții de magnetizare sunt neglijăți).

În baza relațiilor (2.24) putem calcula curenții de succesiune directă și inversă precum și puterile pentru diferite alunecări.

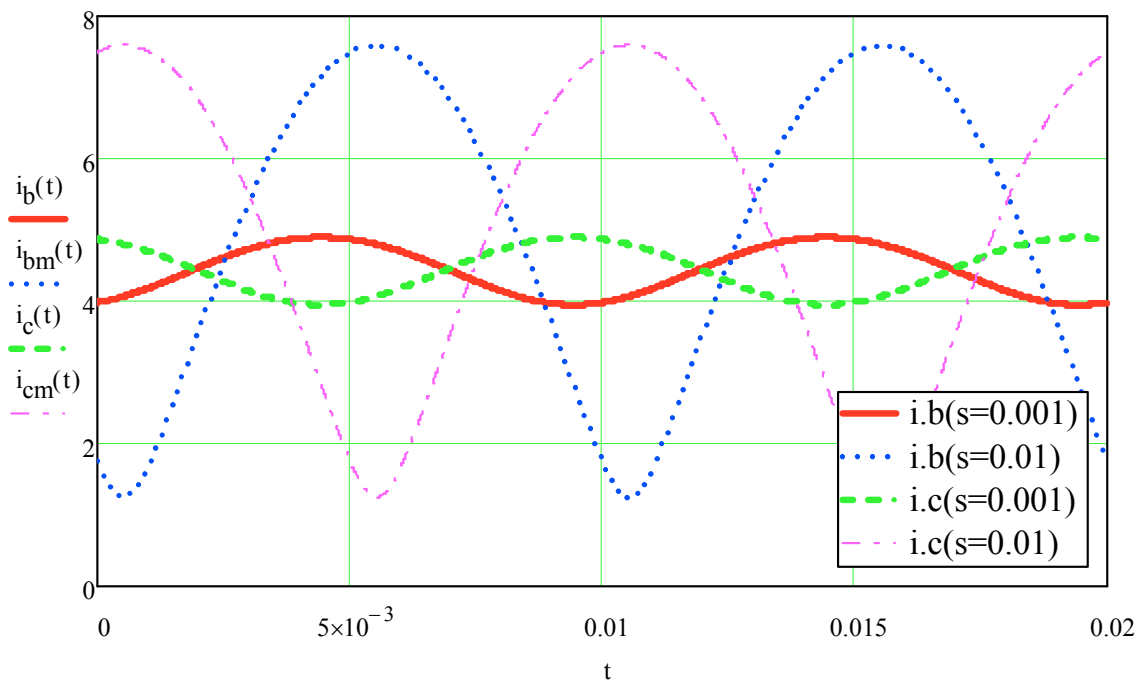


Fig. 2.18. Curenții în fazele b și c

Din Figura 2.18 rezultă că la alunecări de circa 1% valorile curenților în fazele afectate cresc de circa 8 ori.

Tabelul 2.4. Curenții și puterile pentru succesiune directă

s	G1	B1	Re(Is1)	Im(Is1)	P1	Q1
0	0	0	0	0	0	0
0,001	0,546	-0,059	0,471	-0,051	0,406	-0,044
0,002	1,051	-0,225	0,906	-0,194	0,782	-0,167
0,003	1,488	-0,475	1,283	-0,410	1,107	-0,353
0,004	1,844	-0,780	1,590	-0,673	1,371	-0,581
0,005	2,117	-1,114	1,826	-0,961	1,575	-0,829
0,006	2,313	-1,453	1,995	-1,253	1,721	-1,081
0,007	2,445	-1,782	2,109	-1,537	1,819	-1,325
0,008	2,523	-2,091	2,176	-1,803	1,877	-1,555
0,009	2,561	-2,374	2,209	-2,048	1,905	-1,766
0,01	2,567	-2,631	2,214	-2,269	1,910	-1,957
0,1	0,724	-5,032	0,624	-4,340	0,538	-3,743
1	0,310	-5,117	0,267	-4,414	0,231	-3,807
1,9	0,288	-5,120	0,248	-4,416	0,214	-3,809
1,99	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
1,999	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
2	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809

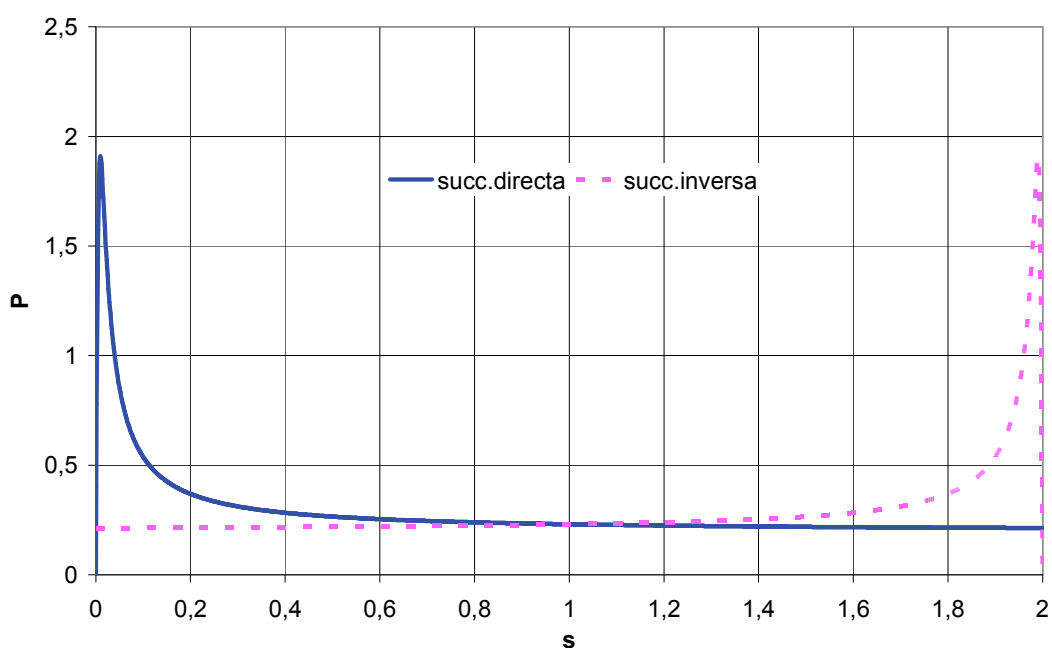


Fig. 2.19. Dependența $P=f(s)$ pentru succesiunea directă și inversă

Tabelul 2.5. Curenții și puterile pentru succesiune inversă

s	G2	B2	Re(Is2)	Im(Is2)	P2	Q2
0	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,001	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,002	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,003	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,004	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,005	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,006	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,007	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,008	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,009	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,01	0,287	-5,120	0,247	-4,416	0,213	-3,809
0,1	0,288	-5,120	0,248	-4,416	0,214	-3,809
1	0,310	-5,117	0,267	-4,414	0,231	-3,807
1,9	0,724	-5,032	0,624	-4,340	0,538	-3,743
1,99	2,567	-2,631	2,214	-2,269	1,910	-1,957
1,999	0,546	-0,059	0,471	-0,051	0,406	-0,044
2	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!

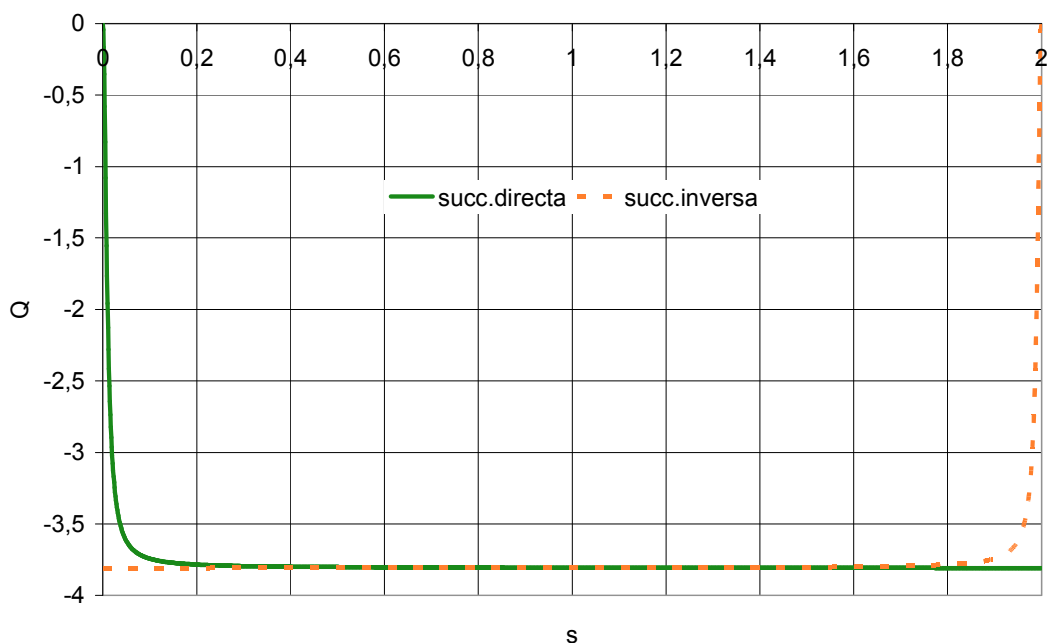


Fig. 2.20. Dependența $Q=f(s)$ pentru succesiunea directă și inversă

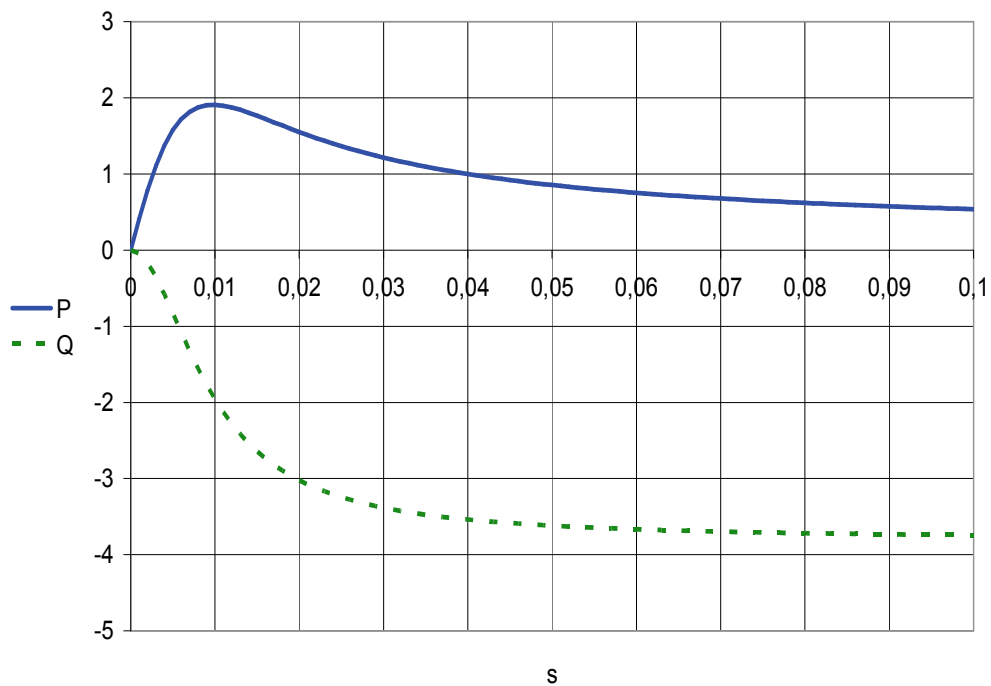


Fig. 2.21. Dependența $P, Q=f(s)$ pentru succesiunea directă ($s < 0,1$)

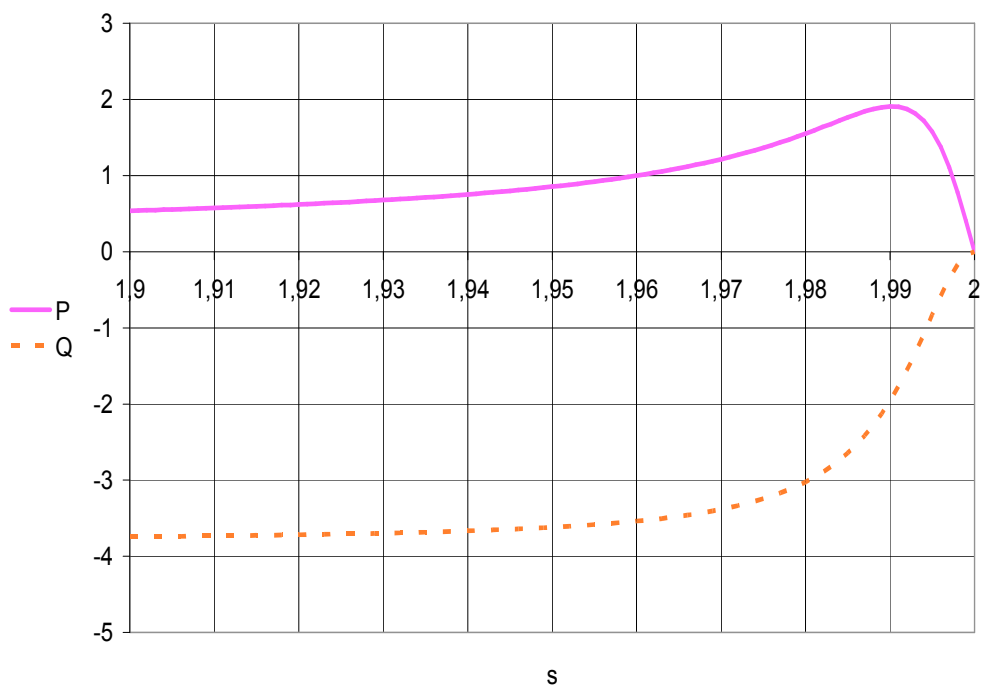


Fig. 2.22. Dependența $P, Q=f(s)$ pentru succesiunea inversă ($s > 1,9$)

Din analiza Figurilor 2.19-2.22 se observă că puterea activă consumată din rețea care accelerează rotorul turbinei eoliene crește până la 2 unități, iar consumul de putere reactivă se ridică până la 4 unități relative.

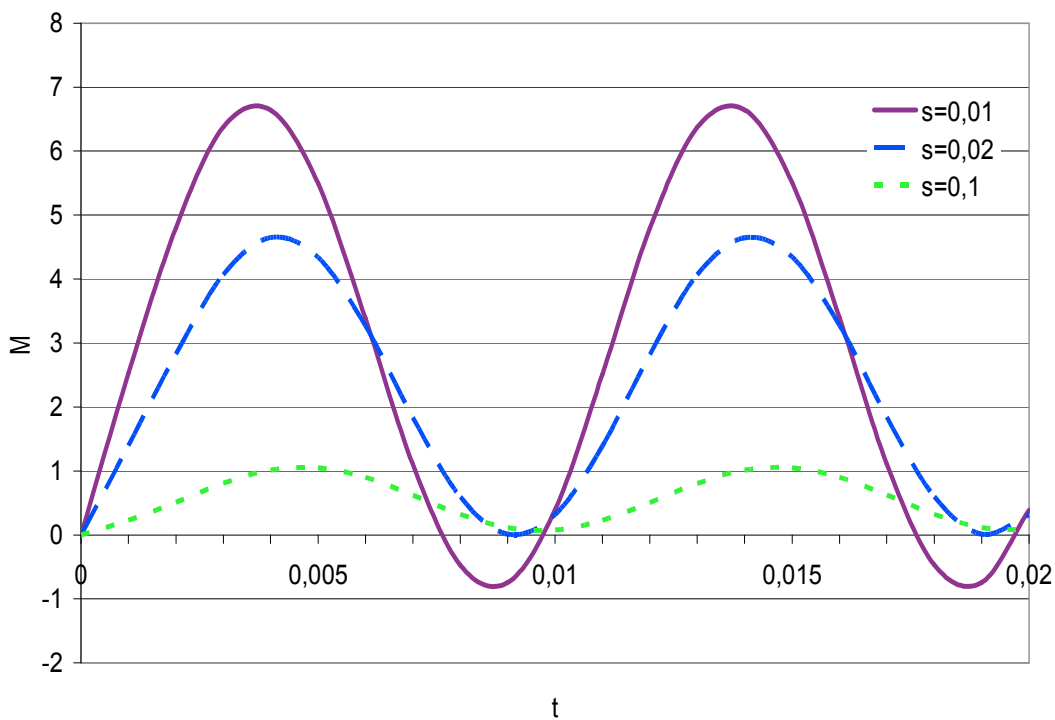


Fig. 2.23. Dependența $M=f(t)$ pentru diferite valori ale alunecării s

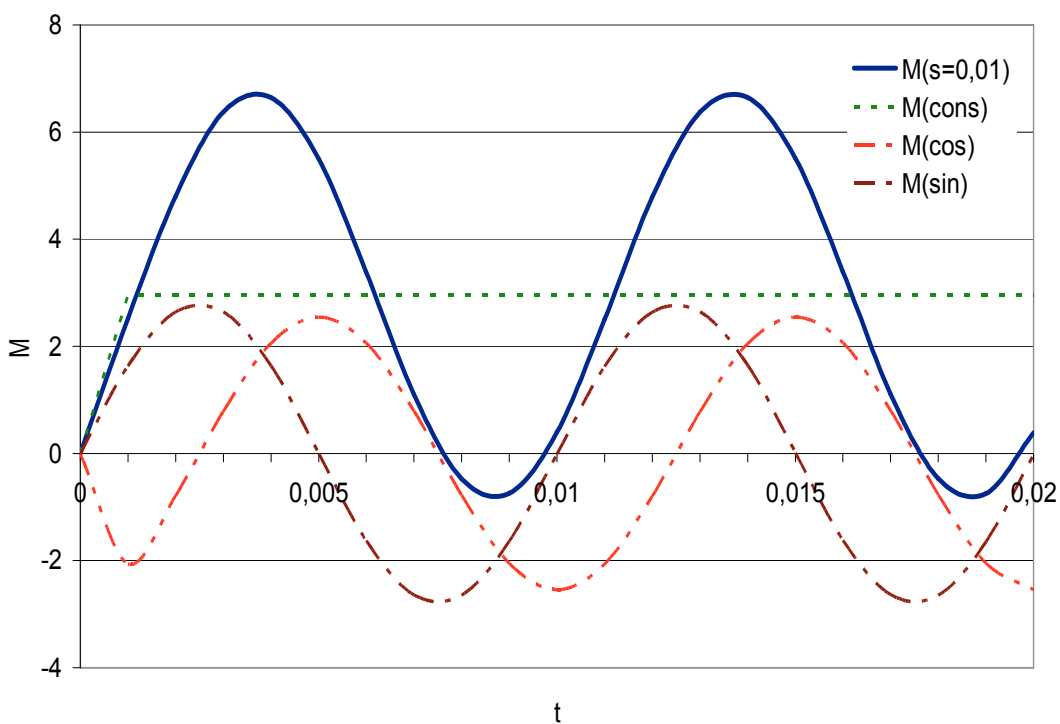


Fig. 2.24. Componentele cuplului $M=f(t)$ pentru $s=0,01$

În Figura 2.23 și Figura 2.24 este prezentată amplitudinea pulsațiilor cuplului electromagnetic care depășește 6 unități relative.

2.5. Concluzii la capitolul 2

1. Puterea produsă de instalația energetică eoliană este influențată de unghiul de atac dintre viteza vântului și direcția transversală a paletei. Acest unghi se reglează prin rotația paletei. Valoarea unghiului de atac și reglarea lui trebuie să nu depășească anumite limite și viteze care pot deveni periculoase pentru paletă din punct de vedere mecanic. La viteze moderate ale vântului instalațiile eoliene trebuie să producă o putere cât mai mare pe care o pot converti din energia vântului, iar la viteze mari ale vântului trebuie limitată puterea injectată în sistemul energetic atât din punct de vedere a forțelor mecanice, care acționează asupra turbinei, cât și a parametrilor părții electrice a instalației.

2. În regimurile de scurtcircuit invertorul din partea rotorului generatorului asincron se blochează pentru a evita deteriorarea lui de la supracurenți. În acest regim DFIG funcționează ca un generator asincron simplu, consumând putere reactivă din sistem. Așadar, generatoarele eoliene influențează regimul sistemului electroenergetic și pot duce la instabilitatea tensiunii.

3. Rezultatele calculelor arată că în cazul unui scurtcircuit bifazat la bornele instalației energetice eoliene componentele de succesiune directă ating valorile maxime la alunecări mici, iar cele de succesiune inversă – în apropierea alunecării egale cu 2-s. În același timp cuplul electromagnetic reprezintă pulsații cu frecvența dublă, amplitudinile cărora cresc împreună cu alunecarea și pot depăși cu mult valoarea medie. În instalația în funcție aceste pulsații produc vibrații mecanice și sunt periculoase din punct de vedere a apariției rezonanței.

3. STABILITATEA FUNCȚIONĂRII A UNUI PARC EOLIAN CONECTAT LA SEN

3.1. Aspecte teoretice și metoda generală de analiză a stabilității de tensiune

Un sistem electroenergetic care în condiții de exploatare este supus unor perturbații va funcționa în regim stabil din punct de vedere al tensiunii dacă valorile tensiunilor în nodurile zonelor de consum se vor menține în limitele admisibile.

Astfel, un sistem electroenergetic se consideră stabil din punct de vedere al tensiunii, dacă la o perturbație oarecare:

- *Traectoria sistemului tinde către un punct de echilibru stabil, caracterizat de un nivel de tensiune acceptabil;*
- *Valorile tensiunilor în timpul procesului tranzitoriu de trecere la o nouă stare de echilibru se mențin în limitele admisibile.*

Din punct de vedere matematic un nod al unui sistem electroenergetic se consideră stabil din punct de vedere al tensiunii, dacă la adăugarea unei conductanțe ΔG , sau a unei susceptanțe ΔB infinit de mici puterea activă, respectiv reactivă va crește, iar tensiunea în nod se va micșora.

Aceste condiții pot fi prezentate matematic în forma [32,33]:

$$\left. \frac{dU}{dG} \right|_{B=const} < 0; \quad \left. \frac{dP}{dG} \right|_{B=const} > 0; \quad (3.1)$$

$$\left. \frac{dU}{dB} \right|_{G=const} < 0; \quad \left. \frac{dQ}{dB} \right|_{G=const} > 0; \quad (3.2)$$

sau în forma clasică:

$$\left. \frac{dU}{dP} \right|_{Q=const} < 0; \quad \left. \frac{dU}{dQ} \right|_{P=const} < 0. \quad (3.3)$$

unde G este conductanța sarcinii;

B este susceptanța sarcinii;

P, Q – respectiv puterea activă și reactivă consumată din nod.

Un sistem energetic este stabil din punct de vedere al tensiunii dacă condițiile (3.1)-(3.2) sau (3.3) se îndeplinesc pentru toate nodurile.

3.2. Aspecte fizice ale regimului de tensiune într-un sistem energetic simplu

În Figura 3.1 este prezentat un sistem simplu de alimentare cu energie electrică a unui consumator printr-o linie electrică de la o sursă de putere infinită.

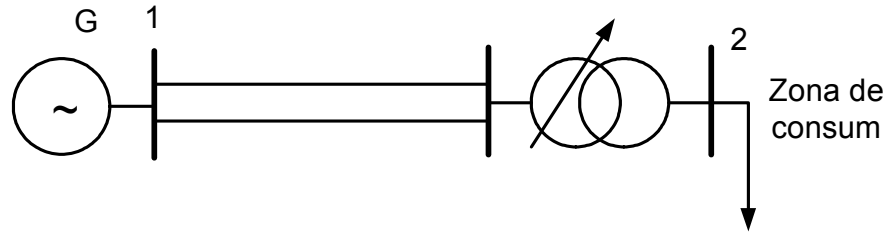


Fig. 3.1. Schema de principiu a sistemului de alimentare

Vom nota impedența liniei cu $Z < \beta$, iar a consumatorului cu $Z_c < \varphi$

Schema echivalentă de calcul este prezentată în Figura 3.2.

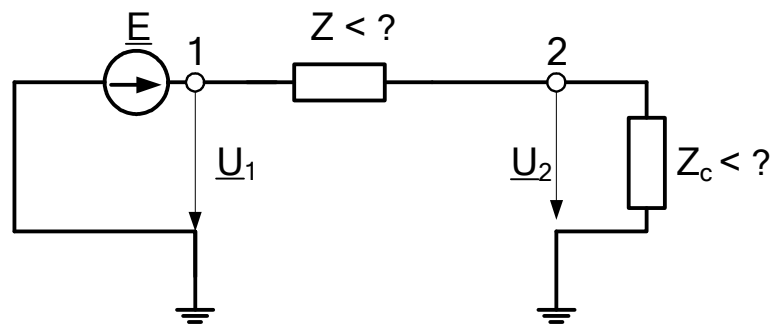


Fig. 3.2. Schema echivalentă

Curentul de scurtcircuit produs în nodul 2 se determină cu relația:

$$\underline{I}_{sc} = \frac{E}{Z}, \quad (3.4)$$

iar curentul absorbit de consumator respectiv cu relația:

$$\underline{I} = \frac{E}{Z + Z_c} = \frac{I_{sc}}{1 + \frac{Z_c}{Z}}. \quad (3.5)$$

Ținând cont că

$$\underline{Z} = Z e^{j\beta} \text{ și } \underline{Z}_c = Z_c e^{j\varphi} \quad (3.6)$$

din (3.5) pentru modulul curentului din linie se obține:

$$\begin{aligned}
I &= \sqrt{\underline{I} \cdot \underline{I}^*} = \frac{\sqrt{I_{sc} I_{sc}^*}}{\sqrt{\left(1 + \frac{Z_c}{Z} e^{-j(\beta-\varphi)}\right) \left(1 + \frac{Z_c}{Z} e^{j(\beta-\varphi)}\right)}} = \\
&= \frac{I_{sc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + \frac{Z_c}{Z} (e^{-j(\beta-\varphi)} + e^{j(\beta-\varphi)})}} = \frac{I_{sc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\beta - \varphi)}}.
\end{aligned} \tag{3.7}$$

Aici s-a luat în considerație că $\frac{e^{j(\beta-\varphi)} + e^{-j(\beta-\varphi)}}{2} = \cos(\beta - \varphi)$.

Luând în considerație (3.7) pentru modulul tensiunii în nodul 2 obținem:

$$U_2 = I \cdot Z_c = \frac{I_{sc} Z_c}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\beta - \varphi)}}. \tag{3.8}$$

Ținând seama de relațiile (3.7) și (3.8) puterea aparentă va fi dată de relația:

$$S_2 = U_2 \cdot I = \frac{Z_c I_{sc}^2}{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\beta - \varphi)}. \tag{3.9}$$

La rândul său puterea activă se determină cu relația:

$$P_2 = S_2 \cos \varphi = \frac{Z_c I_{sc}^2 \cos \varphi}{1 + \left(\frac{Z_c}{Z}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z} \cos(\beta - \varphi)}. \tag{3.10}$$

Din analiza relațiilor (3.9) și (3.10) se observa că la $\cos \varphi = \text{const}$ puterea activă și cea aparentă vor atinge valorile maxime pentru același raport $\frac{Z_c}{Z}$.

Vom determina valoarea raportului la care puterea aparentă va atinge valoarea maximă.

Notăm raportul $\frac{Z_c}{Z} = X$ și vom scrie funcția pe lângă I_{sc}^2 în (3.9) sub forma:

$$F(X) = \frac{Z \cdot X}{1 + X^2 + 2X \cos(\beta - \varphi)}. \tag{3.11}$$

Derivând expresia (3.11) în raport cu X și egalând-o cu zero se obține:

$$\frac{dF(X)}{dX} = Z \frac{1 + X^2 + 2X \cos(\beta - \varphi) - X(2X + 2 \cos(\beta - \varphi))}{(1 + X^2 + 2X \cos(\beta - \varphi))^2} = 0 \quad (3.12)$$

de unde se obține ca; $1 - X^2 = 0$;

sau $X = 1.$ (3.13)

Așadar, atât puterea aparentă cât și cea activă absorbite de consumator vor atinge valorile maxime dacă $Z_c = Z$.

Ținând seama de aceasta din (3.9) și (3.10) obținem:

$$S_{2\max} = \frac{Z_c}{2} \frac{I_{sc}^2}{[1 + \cos(\beta - \varphi)]} \quad (3.14)$$

$$P_{2\max} = \frac{Z_c}{2} \frac{I_{sc}^2}{[1 + \cos(\beta - \varphi)]} \cos \varphi \quad (3.15)$$

Grafic curbele $\frac{I}{I_c} \left(\frac{Z}{Z_c} \right)$, $\frac{U_2}{E} \left(\frac{Z}{Z_c} \right)$, $\frac{P_2}{P_{2\max}} \left(\frac{Z}{Z_c} \right)$, sunt prezentate în Figura 3.3.

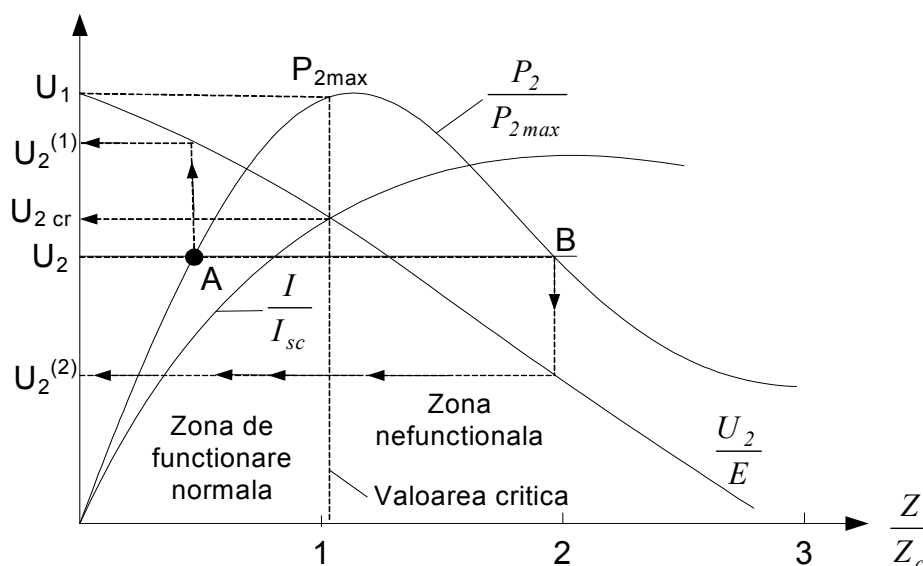


Fig. 3.3. Variația tensiunii la bornele sarcinii, a curentului prin linie și a puterii active furnizate în funcție de raportul $\frac{Z}{Z_c}$ dintre impedanța liniei și a consumatorului

Din analiza curbelor prezentate în Figura 3.3 se observă că:

- diminuarea impedanței sarcinii Z_c duce la creșterea curentului transmis prin linie până la valoarea I_{sc} și respectiv la micșorarea tensiunii la bornele consumatorului (dacă $Z_c=0, U_2=0$);
- pentru fiecare valoare a puterii la bornele consumatorului $P_2 < P_{2max}$ se obțin două tensiuni $U_2^{(1)}$ și $U_2^{(2)}$.

Dacă vom analiza stabilitatea regimului în aceste două puncte (Figura 3.3) cu ajutorul criteriului (3.3) se observă că pe partea ascendentă a curbei puterii P_2 până la U_{2cr} se îndeplinește criteriul

$\left. \frac{dU}{dP} \right|_{Q=\cos t} < 0$, deci regimul de funcționare a sistemului analizat corespunde raportului $\frac{Z}{Z_c} < 1$. La

rândul său pe partea descendentă a curbei regimului îi corespunde $\left. \frac{dU}{dP} \right|_{Q=\cos t} > 0$ ceea ce determina

instabilitatea zonei cu $U_2 < U_{2cr}$ sau $\frac{Z}{Z_c} > 1$.

În ipoteza că $Z=Z_c$ tensiunea la bornele consumatorului, numită tensiune critică, și puterea activă absorbită de consumator se determină respectiv cu relațiile:

$$U_{2cr} = \frac{U_1}{2 \cos \frac{\beta - \varphi}{2}}; \quad (3.16)$$

$$P_{2max} = \frac{U_1^2 \cdot \cos \varphi}{4Z \cos^2 \frac{\beta - \varphi}{2}}. \quad (3.17)$$

3.3. Caracteristicile rețelei de transport

Se consideră o structură simplă formată dintr-un generator, o linie de transport și un consumator (Figura 3.1).

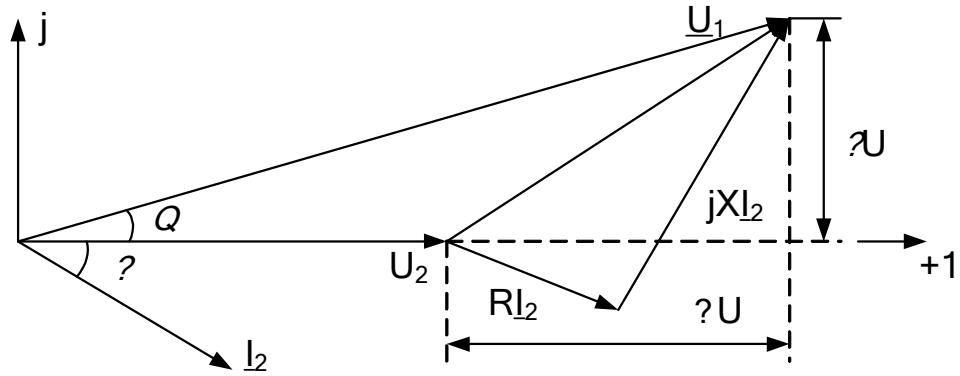


Fig. 3.4. Diagrama fazorială, corespunzătoare schemei echivalente din figura 3.2

Fazorul tensiunii în nodul 1 se determină cu relația:

$$\underline{U}_1 = U_2 + \Delta U + j\delta U. \quad (3.18)$$

Aici $\Delta U = I(Z \cos \beta + Z \sin \beta)$ și $\delta U = I(Z \sin \beta - Z \cos \beta)$.

Sau

$$\underline{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}, \quad (3.19)$$

unde $P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi$, $Q_2 = S_2 \sin \varphi$, $R = Z \cdot \cos \beta$, $X = Z \cdot \sin \beta$.

Proiectând tensiunea \underline{U}_1 pe axele reală și imaginară obținem:

$$U_1 \cos \Theta = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}; \quad (3.20)$$

$$U_1 \sin \Theta = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}. \quad (3.21)$$

Ridicând la pătrat și însumând relațiile (3.20) și (3.21) se obține:

$$F(U_1, U_2, P_2, Q_2) = U_2^4 + [2(P_2 R + Q_2 X) - U_1^2] U_2^2 + Z^2 S_2^2 = \tilde{0} \quad (3.22)$$

Relația (3.22) definește legătura dintre tensiunile la intrare și ieșire din linie precum și sarcina consumatorului. Pornind de la această relație se poate exprima valoarea tensiunii la ieșire din linie ca o funcție explicită:

$$U_2 = F(U_1, P_2, Q_2). \quad (3.23)$$

Ecuția (3.22) reprezintă interes practic numai în cazul când tensiunea U_2 este un număr real pozitiv. Aceasta se va întâmpla dacă discriminantul ecuației este pozitiv adică

$$\left[2(P_2R + Q_2X) - U_1^2\right]^2 - 4Z^2S_2^2 \geq 0, \quad (3.24)$$

sau

$$\left[2S_2(R \cos \varphi + X \sin \varphi) - U_1^2\right]^2 - 4Z^2S_2^2 \geq 0. \quad (3.25)$$

Relația (3.24) poate fi scrisă și sub forma:

$$2 \left(\frac{P_2R + Q_2X}{U_2} - \frac{Z\sqrt{P_2^2 + Q_2^2}}{U_2} \right) U_2 \geq U_1^2. \quad (3.26)$$

Se observă că în partea stângă în (3.26) figurează diferența dintre componenta longitudinală a căderii de tensiune în linie și modulul acestei căderi. Întrucât componenta nu poate depăși modulul, partea stângă (3.26) este negativă și inegalitatea nu are loc.

Deci relația (3.24) poate avea sens fizic numai în cazul când discriminantul ecuației (3.22) este egal cu 0. Și atunci rezolvând (3.24) în raport cu S_2 putem scrie:

$$S_2 = \frac{U_1^2}{2[R \cos \varphi + X \sin \varphi \pm Z]} = \frac{U_1^2}{2Z[\cos(\beta - \varphi) \pm 1]}. \quad (3.27)$$

Această valoare a sarcinii S_2 corespunde valorii critice a tensiunii U_{2cr} .

Din ecuația (3.22) ținând contul, că discriminantul este egal cu 0 se obține:

$$U_2 = \frac{\sqrt{U_1^2 - 2(P_2R + Q_2X)}}{2}. \quad (3.28)$$

Ecuția (3.28) în cazul $U_1 = \text{const}$ reprezintă o suprafață în spațiul cu două dimensiuni P_2 - Q_2 .

Dacă vom intersecta această suprafață cu un plan $Q_2 = \text{const}$ paralel planului U_2 - P_2R linia de intersecție a suprafeței cu planul va prezenta o parabolă. Spre exemplu, în cazul $Q_2 = 0$ se obține:

$$U_2^2 = \frac{U_1^2 - P_2R}{2}. \quad (3.29)$$

Aceasta este o parabolă cu axa de simetrie în punctul $P_{2\max} = \frac{U_1^2}{2R}$, ceea ce corespunde tensiunii U_{2cr} , deci cu axa de simetrie, care corespunde $U_2 = U_{2cr}$ (Figura 3.5).

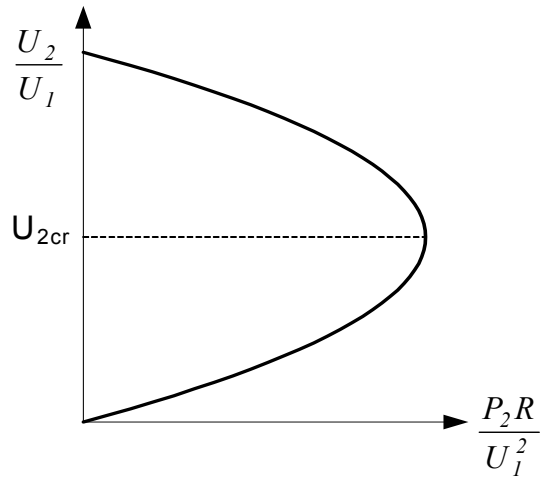


Fig. 3.5. Variația relativă a tensiunii $\frac{U_2}{U_1}$ în funcție de puterea activă absorbită P_2

În mod similar intersectând suprafața (3.28) cu un plan $P_2=const$ vom obține o parabolă cu axa în punctul U_{2cr} care corespunde $Q_{2max} = \frac{U_1^2}{2X}$ (Figura 3.6).

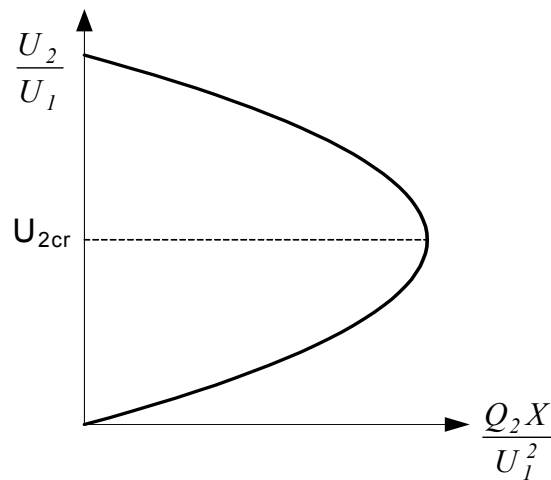


Fig. 3.6. Variația relativă a tensiunii $\frac{U_2}{U_1}$ în funcție de puterea reactivă absorbită Q_2

În caz general relația (3.28) va prezenta suprafața din Figura 3.7.

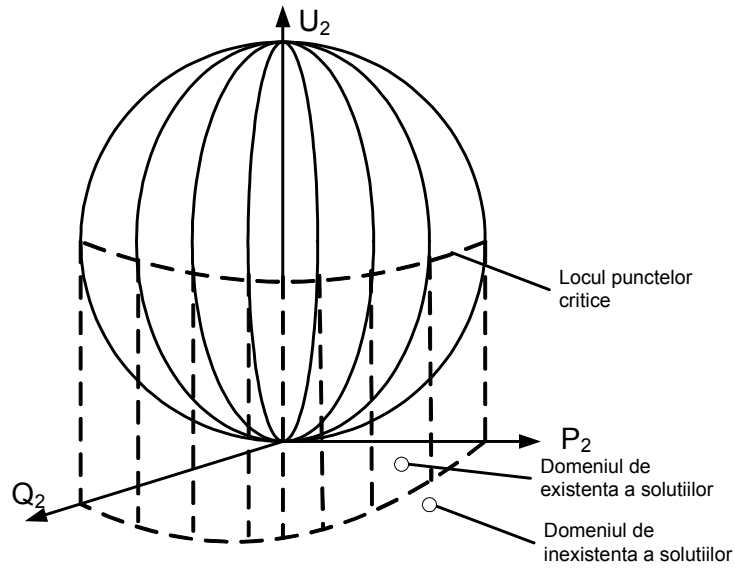


Fig. 3.7. Relația dintre tensiunea U_2 și puterile activă P_2 și reactivă Q_2 pentru structura simplă generator-linie-consumator

3.4. Aspecte statice ale stabilității de tensiune

Domeniul de existență posibilă a soluțiilor corespunde punctelor A și B din Figura 3.3. Punctele critice constituie puncte de bifurcație statică. Lor le corespunde relația:

$$\left[2(P_2 R + Q_2 X) - U_1^2\right]^2 = 4Z^2 S_2^2. \quad (3.30)$$

În aceste puncte se obțin soluții confundate (egale) pentru punctele A și B:

$$U_{2A}^2 = U_{2B}^2 = \frac{U_1^2 - 2(P_2 R + Q_2 X)}{2}. \quad (3.31)$$

Luând în considerație că:

$$R = Z \cos \beta, \quad X = Z \sin \beta, \quad P_2 = S_2 \cos \varphi, \quad Q_2 = S_2 \sin \varphi$$

din (3.31) obținem aceeași relație (3.16) pentru tensiunea critică:

$$U_{2cr} = \frac{U_1}{2 \cos \frac{\beta - \varphi}{2}}. \quad (3.31a)$$

Pentru analiza stabilității tensiunii vom porni de la ecuațiile regimului permanent și vom lua în considerație, că matricea Jacobi (Jacobianul) a regimului permanent al sistemului coincide cu termenul liber al ecuației caracteristice, iar trecerea acestui termen prin 0, înseamnă trecerea de la regim static stabil la regim instabil.

În cazul nostru trecerea Jacobianului prin 0 va însemna intersecția curbei, care separă spațiul regimurilor existente de spațiul celor inexistente.

Vom prezenta tensiunile de la începutul și sfârșitul liniei în forma:

$$\underline{U}_1 = U_1 e^{j\theta_1}, \quad \underline{U}_2 = U_2 e^{j\theta_2}. \quad (3.32)$$

Considerăm nodul ① unu ca nod de echilibru cu $\theta_1=0$ și că rezistența liniei $R=0$. În aceasta ipoteza de calcul pentru puterile tranzitate prin linie se poate scrie:

$$\begin{aligned} P_2 &= \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\theta_1 - \theta_2) = -\frac{U_1 U_2}{X} \sin \theta_2; \\ Q_2 &= \frac{U_1 U_2}{X} \cos(\theta_1 - \theta_2) - \frac{U_2^2}{X} = \frac{U_1 U_2}{X} \cos \theta_2 - \frac{U_2^2}{X}. \end{aligned} \quad (3.33)$$

Jacobianul sistemului (3.33) se determină cu relația:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial U_2} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial U_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{U_1 U_2}{X} \cos \theta_2 & -\frac{U_1}{X} \sin \theta_2 \\ -\frac{U_1 U_2}{X} \sin \theta_2 & \frac{U_1}{X} \cos \theta_2 - \frac{2U_2}{X} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Din sistemul (3.33) vom elimina θ_2 . Din prima ecuație se obține:

$$\sin \theta_2 = -\frac{P_2 X}{U_1 U_2}, \quad \cos \theta_2 = \sqrt{1 - \left(\frac{P_2 X}{U_1 U_2} \right)^2}. \quad (3.35)$$

Substituind (3.35) în ecuația a doua a sistemului (3.33) obținem:

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2}{X} \sqrt{1 - \left(\frac{P_2 X}{U_1 U_2} \right)^2} - \frac{U_2^2}{X} = \frac{1}{X} \sqrt{(U_1 U_2)^2 - (P_2 X)^2} - \frac{U_2^2}{X}. \quad (3.36)$$

Trecând termenul $\frac{U_2^2}{X}$ în partea stângă și ridicând la pătrat putem scrie:

$$\left(Q_2 + \frac{U_2^2}{X}\right)^2 = \frac{(U_1 U_2)^2}{X^2} - P_2^2, \quad (3.37)$$

sau

$$P_2^2 + \left(Q_2 + \frac{U_2^2}{X}\right)^2 = \left(\frac{U_1 U_2}{X}\right)^2. \quad (3.38)$$

Pentru puterea reactivă dacă $\varphi = \text{const}$ poate fi scrisă relația:

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \varphi = k P_2, \quad (3.39)$$

de unde substituind în (3.38) se obține:

$$P_2 = \frac{U_2^2}{(1+k^2)X} \left[-k + \sqrt{\frac{(1+k^2)U_1^2}{U_2^2} - 1} \right]. \quad (3.40)$$

Maximul puterii active absorbite de consumator se obține când:

$$\frac{\partial P_2}{\partial U_2} = 0. \quad (3.41a)$$

În acest caz din (3.39) rezultă că:

$$\frac{\partial Q_2}{\partial U_2} = 0. \quad (3.41b)$$

Astfel, dacă puterea activă tranzitată prin linie este maximă atunci coloana a doua a matricei Jacobi din (3.34) va fi nulă și ca rezultat determinantul va fi egal cu zero.

Acestui caz cum a fost menționat îi corespunde U_{2cr} și $S_{2\max} = \frac{P_{2\max}}{\cos \varphi}$.

Dacă $r=0$ și deci $\beta = \frac{\pi}{2}$ atunci conform relațiilor (3.16) și (3.17)

$$U_{2cr} = \frac{U_1}{2 \cos\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right)} = \frac{U_1}{\sqrt{2(1 + \sin \varphi)}}; \quad (3.42)$$

$$P_{2\max} = \frac{U_1^2 \cos \varphi}{4X \cos^2\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right)} = \frac{U_1^2 \cos \varphi}{2X(1 + \sin \varphi)}; \quad (3.43)$$

$$S_{2\max} = \frac{U_1^2}{4X \cos^2\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right)} = \frac{U_1^2}{2X(1 + \sin \varphi)} = \frac{U_1^2}{2X \left[\cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right) + 1 \right]}. \quad (3.44)$$

În concluzie: sistemul de ecuații a regimului permanent (3.33) are soluții dacă:

$$P_2 \leq P_{2\max}. \quad (3.45)$$

Considerând sarcina pur activă ($Z_c=R$) și deci $\cos \varphi=1$ din (3.43) putem scrie:

$$P_{2\max} = \frac{U_1^2}{2X}. \quad (3.46)$$

Din (3.33), luând în considerație (3.39) obținem:

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2}{X} \cos(\theta_1 - \theta_2) - \frac{U_2^2}{X} = \frac{1}{k_1} P_2 = \frac{1}{k_1} \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\theta_1 - \theta_2), \quad (3.47)$$

unde $k_1 = \frac{P_2}{Q_2}$.

De aici
$$\frac{U_2}{X} = \frac{U_1}{X} \left[\cos(\theta_1 - \theta_2) - \frac{1}{k_1} \sin(\theta_1 - \theta_2) \right]. \quad (3.48)$$

Substituind în prima relație (3.33) obținem:

$$P_2 = \frac{U_1^2}{X} \left[\cos(\theta_1 - \theta_2) - \frac{1}{k_1} \sin(\theta_1 - \theta_2) \right] \sin(\theta_1 - \theta_2). \quad (3.49)$$

Din (3.45), (3.46) și (3.49) putem scrie:

$$\frac{1}{2} - \frac{1}{2k_1} \sin 2(\theta_1 - \theta_2) - \frac{1}{2} [1 - \cos 2(\theta_1 - \theta_2)] \geq 0; \quad (3.50)$$

sau
$$\cos 2(\theta_1 - \theta_2) - \frac{Q_2}{P_2} \sin(\theta_1 - \theta_2) \geq 0, \quad (3.51)$$

din care
$$\frac{Q_2}{P_2} = \operatorname{tg} \varphi = \operatorname{ctg} 2(\theta_1 - \theta_2). \quad (3.52)$$

Relația (3.52) definește limita de încărcare maximă a rețelei de transport, care corespunde limitei de stabilitate a tensiunii.

Analiza punctelor și zonelor de funcționare

Pentru analiza punctelor din domeniul de existență a soluțiilor vom prezenta relația (3.22) sub forma :

$$U_2^4 + [2P_2(R + X \operatorname{tg} \varphi) - U_1^2] \cdot U_2^2 + Z^2 \left(\frac{P_2}{\cos \varphi} \right)^2 = 0, \quad P_2 \in [0, P_{2\max}] \quad (3.53)$$

Considerând U_1 și $\cos \varphi$ constante obținem relația, care se va prezenta grafic caracteristica U_2-P_2 (Figura 3.8) a rețelei de transport.

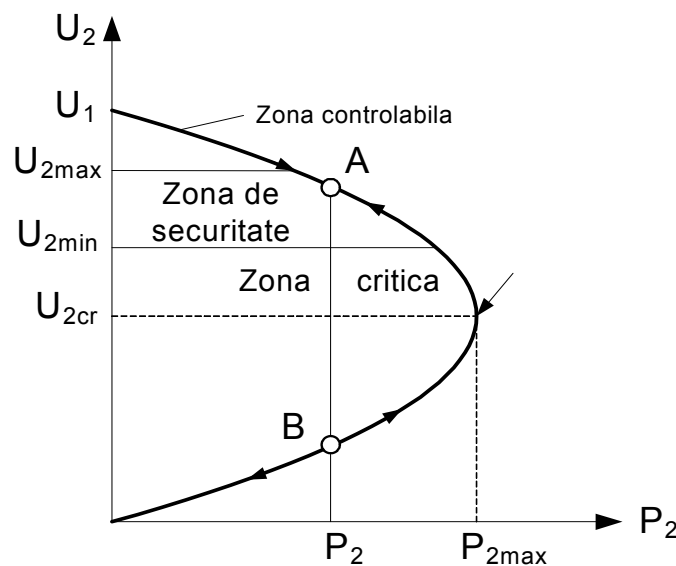


Fig. 3.8. Caracteristica U_2-P_2 : puncte și zone de funcționare

Puterii P_2 transmise prin linie îi corespunde punctul A stabil și punctul B instabil. Vom analiza stabilitatea celor două puncte de echilibru.

Se analizează cazul când puterea de consum $P_2 = \text{const}$ iar sursa este de putere infinită și deci $U_1 = \text{const}$. Nodul 1 este nod de echilibru și deci $\theta_1 = 0$.

Vom analiza dinamica variației puterii P_2 la consumator la variația conductanței laterale de la nodul receptor. Interacțiunea dintre rețeaua de transport și sarcină este descrisă de următorul sistem de ecuații:

$$\begin{aligned}
T_p \frac{dG_c}{dt} &= P_{02} - G_c U_2^2; \\
P_{02} &= G_c U_2^2 = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\theta_1 - \theta_2); \\
Q_{02} &= \frac{U_1 U_2}{X} \cos(\theta_1 - \theta_2) - \frac{U_2^2}{X} = 0,
\end{aligned} \tag{3.54}$$

unde T_p - constanta de timp a variației puterii active a consumatorului la variația conductanței G_c ;

P_{02} - puterea inițială a receptorului;

$Q_{02}=0$ – puterea reactivă a consumatorului egală cu 0, consumatorul considerându-se pur activ;

θ_1 - unghiul tensiunii \underline{U}_1 .

θ_2 - unghiul tensiunii \underline{U}_2 .

Sistemul se va considera stabil dacă la abaterea conductanței cu ΔG_c de la valoarea inițială sistemul va reveni la poziția inițială cu conductanța G_c și puterea P_{02} .

Pentru a analiza stabilitatea celor două puncte de echilibru A și B vom liniariza sistemul (3.54) după ce vom elimina variabilele algebrice de stare U_2 , θ_1 și θ_2 .

Vom obține

$$\frac{d\Delta G}{dt} = \frac{U_2^2}{T_p} \frac{X^2 G_c^2 - 1}{X^2 G^2 + 1} \Delta G_c, \tag{3.55}$$

Sau

$$\left(p - \frac{U_2^2 X^2 G_c^2 - 1}{T_p X^2 G^2 + 1} \right) \Delta G_c = 0, \tag{3.56}$$

unde: $p = \frac{d}{dt}$;

ΔG_c este variația infinitezimală a conductanței consumatorului;

Rădăcina ecuației caracteristice a ecuației diferențiale va fi egală cu:

$$p = \frac{U_2^2}{T_p} \frac{X^2 G_c^2 - 1}{X^2 G^2 + 1}. \tag{3.57}$$

Această rădăcină este funcție de tensiunea U_2^2 și în dependență de valoarea tensiunii U_2 poate fi atât pozitivă cât și negativă.

Vom cerceta valorile pentru care rădăcina p este negativă și tensiunea în nodul de sarcină va fi stabilă.

$$\text{Fie } p = \frac{U_1^2 (X^2 G_c^2 - 1)}{T_p (X^2 G^2 + 1)} < 0, \quad (3.58)$$

Rădăcina p va fi negativă, dacă:

$$X^2 G_c^2 - 1 < 0, \quad \text{sau} \quad X \cdot \frac{1}{R_c} < 1, \quad (3.59)$$

$$\text{de unde rezultă că:} \quad X < R_c. \quad (3.60)$$

Valorii $X=R_c$, îi corespunde dintr-o parte rădăcina $p=0$, iar din alta P_{2max} și U_{2cr} .

Așadar condiției stabilității tensiunii U_2 și de existență a soluției ecuațiilor regimului permanent îi corespunde curba din Figura 3.8 de la U_{cr} în sus. Această parte a curbei mai poartă denumirea de zonă controlabilă.

Vom menționa că în cazul $X > R_c$ rădăcina p devine pozitivă, iar tensiunea în punctul B este instabilă. Zona care corespunde tensiunilor mai joase decât U_{cr} poartă denumirea de zonă necontrolabilă.

În zona controlabilă dacă are loc o variație a tensiunii la consumator cu timpul ea va amortiza conform relației:

$$\Delta U_2 = \Delta U_{2(0)} \cdot e^{-pt}, \quad (3.61)$$

și regimul va reveni la valoarea tensiunii $U_{2(0)}$ inițiale punctul A în cazul nostru. Aici $\Delta U_{2(0)}$ variația inițială la $t=0$. Pe latura necontrolabilă unde $p>0$ abaterea tensiunii de la valoarea inițială cu timpul se va amplifica în conformitate cu relația:

$$\Delta U_2 = \Delta U_{2(0)} e^{pt}. \quad (3.62)$$

Astfel, regimul se va îndepărta de la poziția inițială (în cazul nostru punctul B) și va avea loc colapsul (prăbușirea) tensiunii.

Vom menționa, că practic este imposibil ca să menținem $U_2=const$, de aceea pentru a evita colapsul tensiunii este necesară o zonă de securitate (Figura 3.8).

Influența compensării puterii reactive

Influența compensării puterii reactive asupra caracterului curbelor caracteristicilor U_2 - P_2 este prezentată în Figura 3.9.

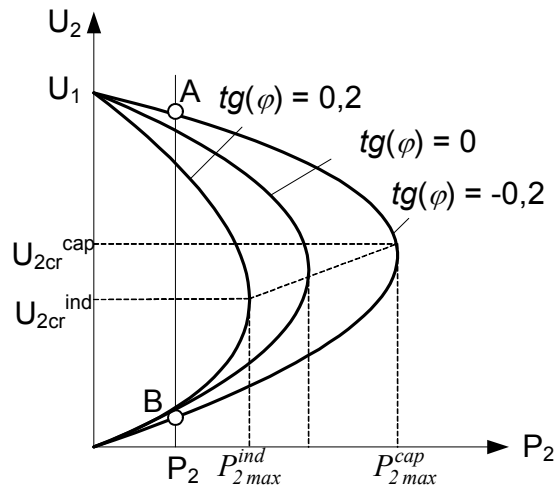


Fig. 3.9. Efectul compensării puterii reactive

Se remarcă faptul că compensarea contribuie la trecerea funcționării receptorului la o tensiune mai înaltă, iar valoarea maximă a puterii active, care poate fi transmisă prin linie crește. În cazul compensării puterii reactive crește esențial diapazonul controlabil al sarcinii P_2 .

Efectul modificării tensiunii la capătul sursă al liniei de transport

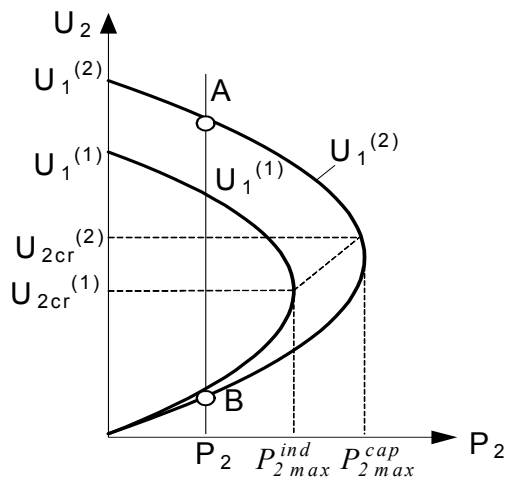


Fig. 3.10. Caracteristicile $U_2(P_2)$ pentru diferite tensiuni $U_1^{(2)} > U_1^{(1)}$ la capătul sursă a liniei de transport

Se constată și în acest caz (Figura 3.10) atât creșterea tensiunii de funcționare, cât și a puterii maxime $P_{2\max}^{(2)}$ care poate fi transmisă consumatorului și respectiv a diapazonului controlabil al puterii P_2 .

Influența reglajului sub sarcină al ploturilor transformatoarelor

În sistemele electroenergetice se utilizează pe larg reglarea tensiunii sub sarcina la transformatoare și autotransformatoare. Schema echivalentă este prezentată în Figura 3.11.

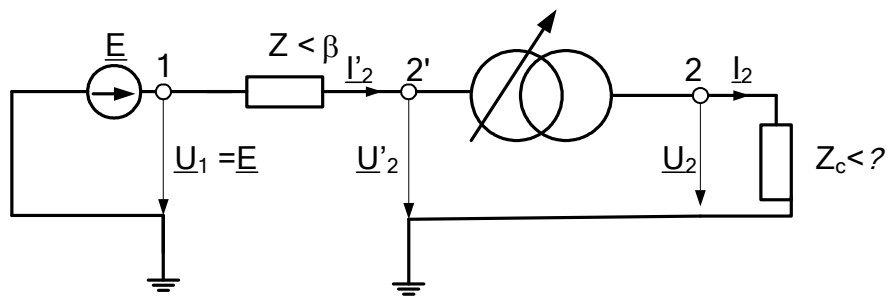


Fig. 3.11. Schema echivalentă ce include transformator cu reglarea tensiunii sub sarcină

În scopul simplificării analizei se vor neglija pierderile de mers în gol ale transformatoarelor, iar impedanța longitudinală se consideră inclusă în impedanța echivalentă Z , sarcina se modelează prin impedanța $Z_c \angle \varphi$.

Conform schemei echivalente (Figura 3.11) avem:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}'_2 + \underline{Z} \underline{I}'_2; \\ \underline{U}_2 &= \underline{Z}_c \underline{I}_2. \end{aligned} \quad (3.63)$$

Vom nota raportul de transformare:

$$k_t = \frac{U'_2}{U_2} = \frac{I_2}{I'_2}, \quad (3.64)$$

și atunci din relațiile (3.63) se obține:

$$\underline{U}_1 = k_t \underline{U}_2 + \underline{Z} \underline{I}'_2 = k_t \underline{U}_2 + \underline{Z} \frac{I_2}{k_t} = k_t \underline{U}_2 + \underline{Z} \frac{\underline{U}_2}{k_t \underline{Z}_c} = \frac{k_t^2 \underline{Z}_c + \underline{Z}}{k_t \underline{Z}_c} \underline{U}_2, \quad (3.65)$$

sau

$$\underline{U}_2 = \frac{k_t \underline{U}_1 \underline{Z}_c}{k_t^2 \underline{Z}_c + \underline{Z}}. \quad (3.66)$$

Pentru a obține modulul tensiunii U_2 vom înmulți (3.66) cu expresia conjugată și vom lua rădăcina pătrată de la acest produs. Vom obține:

$$U_2 = \sqrt{\frac{(k_t U_1 Z_c e^{j\varphi})(k_t U_1 Z_c e^{-j\varphi})}{(k_t^2 Z_c e^{j\varphi} + Z e^{j\beta})(k_t^2 Z_c e^{-j\varphi} + Z e^{-j\beta})}} = \frac{k_t U_1 Z_c}{\sqrt{k_t^4 Z_c^2 + k_t^2 Z_c Z e^{j(\beta-\varphi)} + e^{-j(\beta-\varphi)} + Z^2}} = \frac{k_t U_1 Z_c}{\sqrt{k_t^4 Z_c^2 + 2k_t^2 Z_c Z \cos(\beta - \varphi) + Z^2}}. \quad (3.67)$$

Dacă vom neglija rezistența liniei și a transformatorului $\left(\beta = \frac{\pi}{2}\right)$, iar sarcina vom considera-o pur activă $Z_c = R_c$ și $\varphi = 0$, atunci expresia (3.67) se va scrie sub forma:

$$U_2 = \frac{k_t U_1 R_c}{X \sqrt{1 + \left(\frac{R_c}{X}\right)^2 k_t^4}} = f_{U_2}(k_t, U_1, R_c, X). \quad (3.68)$$

Puterea absorbită de consumator se va determina cu relația:

$$P_2 = \frac{U_2^2}{R_c} = \frac{k_t^2 U_1^2 R_c}{X^2 + R_c^2 k_t^4}. \quad (3.69)$$

Puterea maximă tranzitată prin linie în funcție de raportul de transformare k_t se obține prin anularea derivatei P_2 în raport cu variabila k_t :

$$\frac{\partial P_2}{\partial k_t} = 2k_t U_1^2 R_c (X^2 + R_c^2 k_t^4) - k_t^2 U_1^2 R_c \cdot 4R_c^2 k_t^3 = 2k_t U_1^2 X^2 - 2k_t^5 U_1^2 R_c^2 = 0, \quad (3.70)$$

de unde se obține: $k_{t \max} = \sqrt{\frac{X}{R_c}}$.

Substituind în relația (3.68) putem scrie:

$$U_{2 \max} = U_1 \sqrt{\frac{R_c}{2X}}. \quad (3.71)$$

Astfel, la bornele consumatorului nu se poate asigura orice valoare a tensiunii U_2 prin simpla modificare a raportului de transformare, aceasta depinzând de raportul dintre R_c și X .

În Figura 3.12,a sunt prezentate curbele $U_2 = f(k_t)$ pentru două valori ale tensiunii la sursă $U_1^{(1)}$ și $U_1^{(2)}$, $R_c = \text{const.}$, iar în Figura 3.12,b. sunt prezentate curbele $U_2(k_t)$ pentru $U_1 = \text{const}$ și $R_c^{(1)} > R_c^{(2)}$.

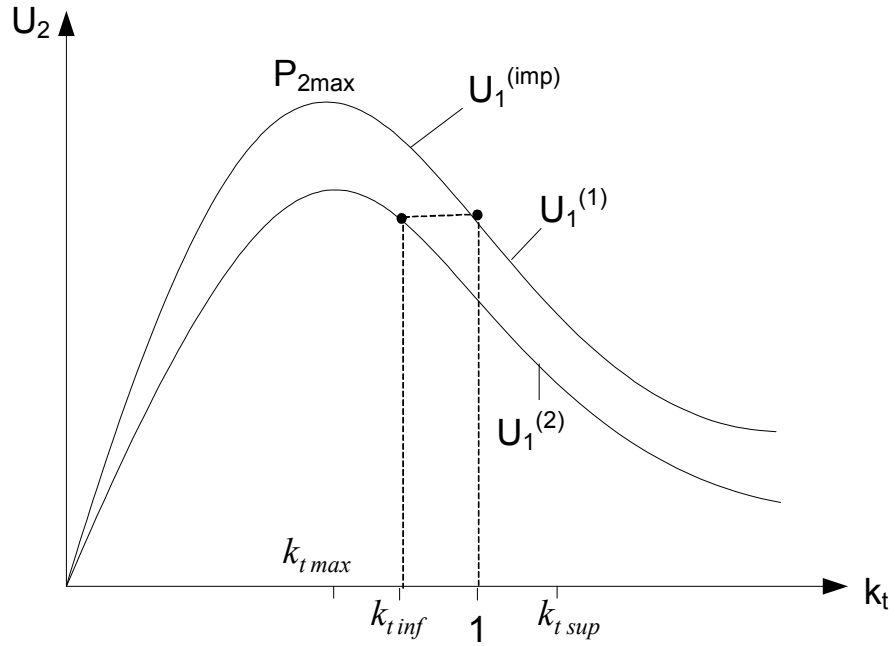


Fig.3.12,a. Caracteristica $U_2=f(k_t)$ – funcție de raportul de transformare pentru două valori ale tensiunii sursei $U_1^{(1)}$ și $U_1^{(2)}$

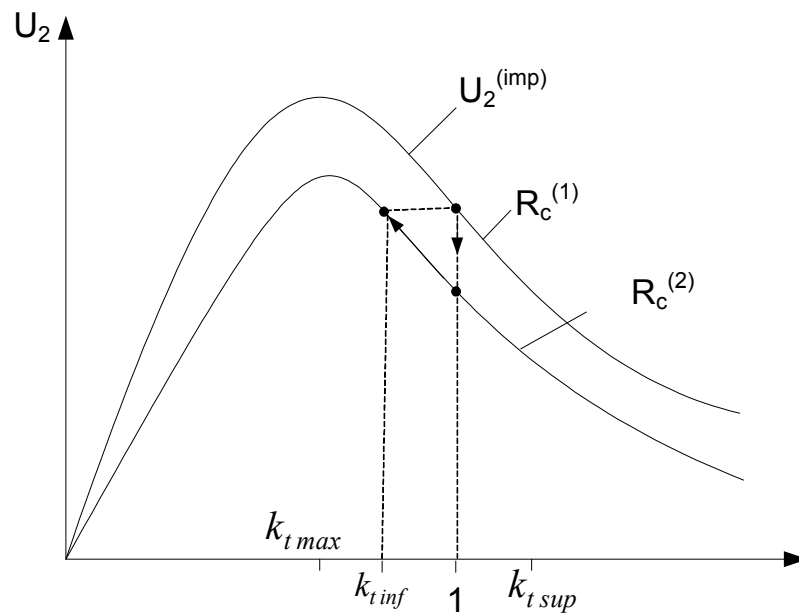


Fig.3.12,b. Caracteristica $U_2=f(k_t)$ – funcție de raportul de transformare pentru două valori ale sarcinii $R_c^{(1)}$ și $R_c^{(2)}$

Din Figurile 3.12,a și 3.12,b putem face concluzia că dacă tensiunea la consumator coboară până la o valoare mai joasă de U_2^{imp} atunci regulatorul va comanda reducerea raportului de transformare și valoarea tensiunii U_2 se va restabili la U_2^{imp} . Dacă $U_2 > U_2^{imp}$ atunci regulatorul va comanda creșterea raportului de transformare.

Vom analiza funcționarea sistemului de reglare automată pe sectorul controlabil și cel necontrolabil a caracteristicii $U_2(P_2)$ (Figura 3.13) la variația puterii P_2 .

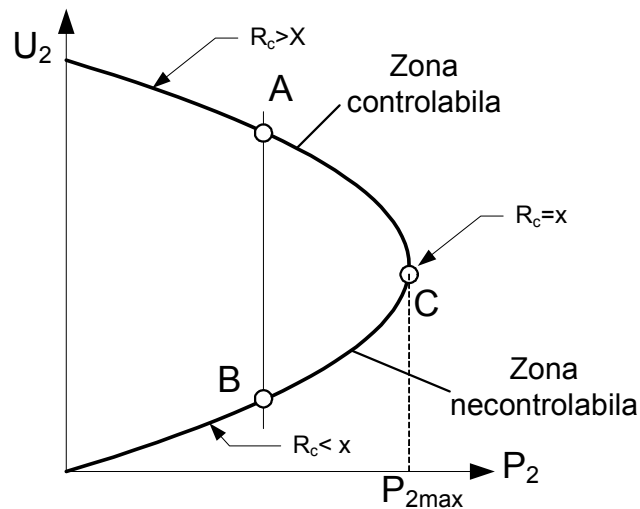


Fig. 3.13. Caracteristica $U_2(P_2)$ în zona controlabilă și necontrolabilă a tensiunii.

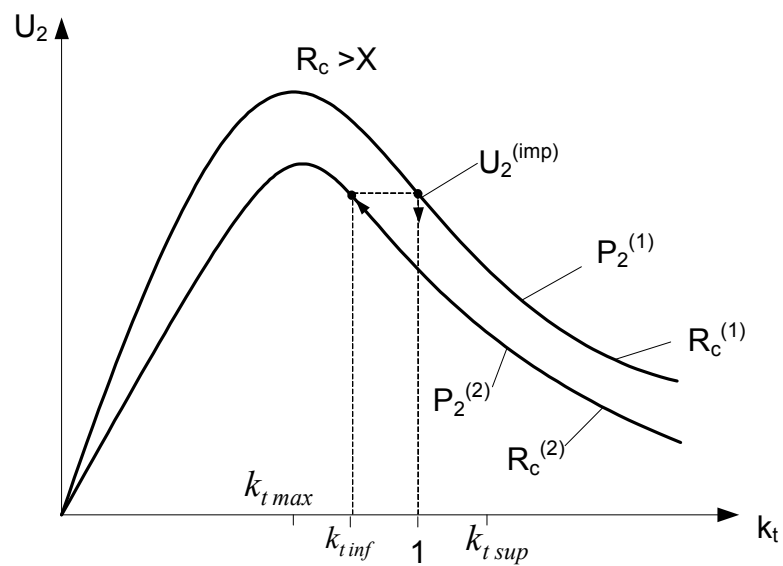


Fig. 3.14. Efectul acțiunii regulatorului raportului de transformare în zona controlabilă a tensiunii ($R_c > X$)

În Figura 3.14 sunt prezentate caracteristicile $U_2(k_t)$ pentru două valori ale puterii consumate $P_2^{(1)}$ și $P_2^{(2)}$, care corespund sectorului controlabil $R_c > X$ (punctul A).

Creșterea puterii consumate P_2 este legată de diminuarea rezistenței R_c .

La creșterea puterii consumate tensiunea U_2 la consumator va scădea ceea ce corespunde trecerii în Figura 3.14 de la caracteristica $P_2^{(1)}$ cu $R_c^{(1)}$ la caracteristica $P_2^{(2)} > P_2^{(1)}$ cu $R_c^{(2)} < R_c^{(1)}$.

Din cauza micșorării tensiunii U_2 regulatorul va da comanda la micșorarea raportului de transformare k_t , și tensiunea U_2 va crește revenind la valoarea U_{2imp} .

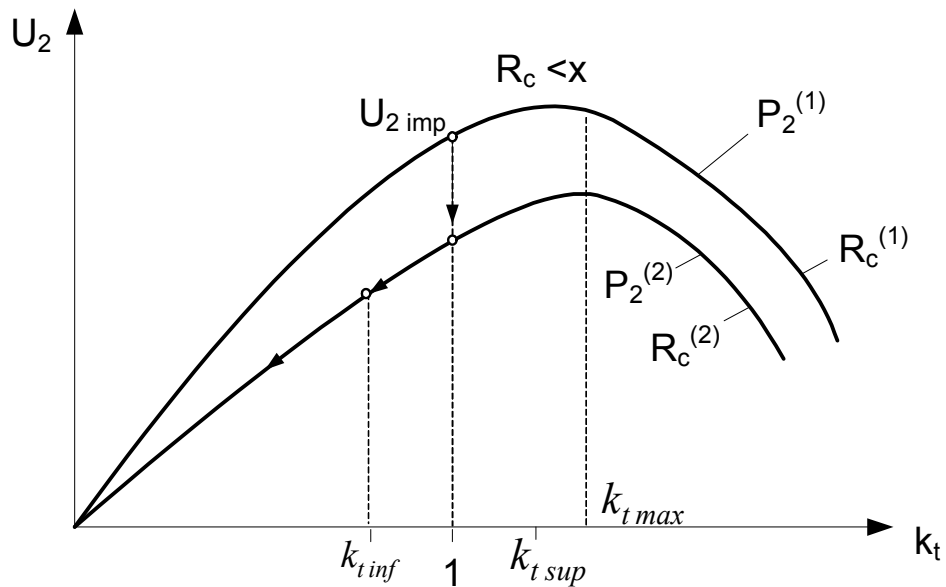


Fig. 3.15. Efectul acțiunii regulatorului raportului de transformare în zona necontrolabilă a tensiunii $R_c < X$

În cazul funcționării sistemului pe sectorul necontrolabil (Figura 3.15, punctul B, figura 3.13) $R_c < X$ la creșterea puterii consumate $P_2^{(2)} > P_2^{(1)}$ și $R_c^{(2)} < R_c^{(1)}$ tensiunea U_2 se va micșora, regulatorul va diminua raportul de transformare k_t și tensiunea U_2 se va micșora suplimentar, la rândul său regulatorul din nou va diminua raportul de transformare și tensiunea U_2 din nou se va micșora. Aceasta va duce la prăbușirea (colapsul) tensiunii.

Așadar regulatorul raportului de transformare în cazul $R_c > X$ va funcționa în concordanță cu destinația lui, iar în cazul $R_c < X$ va agrava situația.

Fizic acest lucru se explică în felul următor. În cazul când rezistența sarcinii R_c scade (puterea P_2 crește), crește curentul în linie în primarul transformatorului. Căderea de tensiune în reactanța liniei crește și tensiunea la înfășurarea primară a transformatorului se va micșora. Regulatorul intră în acțiune și diminuează raportul de transformare, reducând rezistența R_c privită din partea primară a transformatorului. Curentul în linie va crește și tensiunea la primarul transformatorului se va micșora în continuare. Din altă parte tensiunea la consumator va crește din cauza micșorării raportului de transformare.

Deci vor avea loc două procese antagoniste – unul care duce la creșterea tensiunii U_2 , altul la micșorarea U_2 .

Analiza arată că în cazul $R_c > X$ preponderent este primul, iar în cazul $R_c < X$ - al doilea.

Influența limitării puterii reactive debitate de mașinile sincrone

Unul din mijloacele de menținere a nivelului admisibil de tensiune în sistemele energetice sunt sistemele de reglare a curentului de excitație. Însă capacitățile lor de influență sunt limitate din cauza limitării valorilor maxime atât a curenților rotorici, cât și statorici ale mașinilor sincrone.

Vom considera o zonă de consum alimentată de la un sistem cu putere infinită cu un generator intermediar G_2 (Figura 3.16).

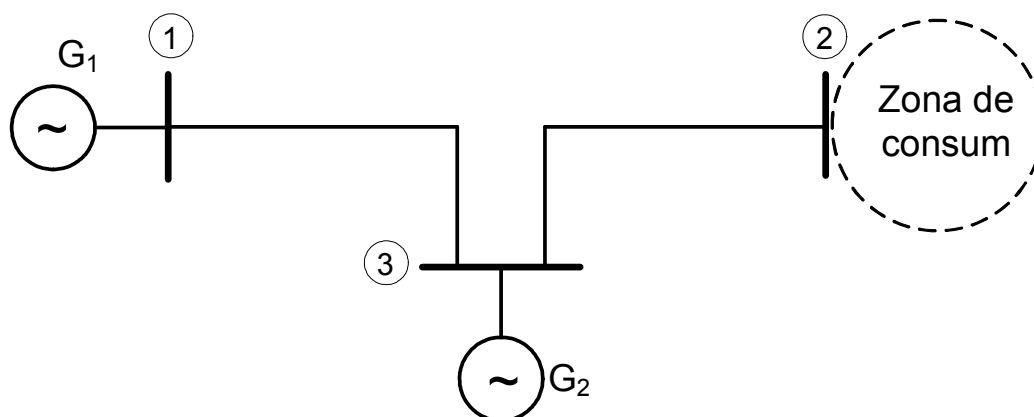


Fig. 3.16. Schema de principiu a unui sistem simplu cu surse intermediare de putere reactivă

În nodul intermediar ③ din apropierea zonei de consum se află generatorul G2 care poate controla tensiunea în acest nod. În absența limitărilor de putere reactivă debitată de generator caracteristica U_2-P_2 este prezentată prin curba 1 din Figura 3.17.

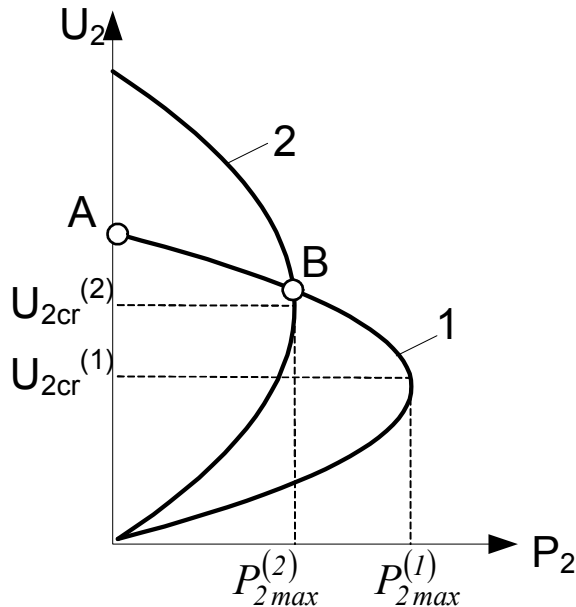


Fig. 3.17. Caracteristicile de funcționare a sistemului din Figura 3.16 cu și fără sursa intermediară G_2 de putere reactivă

Dacă tensiunea în nodul ③ nu se menține constantă (nu este controlată) sistemul va funcționa conform caracteristicii 2, care corespunde tensiunii constante în nodul ①. În acest caz tensiunea U_2 în regimul de mers în gol corespunde punctului A.

De asemenea se observă o creștere a tensiunii $U_{2cr}^{(2)} > U_{2cr}^{(1)}$ datorită creșterii impedanței echivalente Z_{12} în comparație cu Z_{32} . Se observă și o reducere a puterii maxime.

Punctul B de intersecție a celor două caracteristici corespunde puterii tranzitate pentru care generatorul G_2 atinge limita maximă de putere reactivă.

Din punct de vedere al stabilității tensiunii regimul de funcționare pe caracteristica 1 în punctul B îi cu mult mai stabil decât pe caracteristica 2. În modul aceasta pot fi analizate și alte situații de funcționare a nodurilor de consum.

Influența mijloacelor statice de compensare a puterii reactive

Pentru analiza influenței mijloacelor statice de compensare a puterii reactive asupra stabilității tensiunii se folosesc caracteristicile $Q-U$, care pot fi obținute din (3.22) considerând $P_2=const$. În acest caz nodul consumator se substituie cu un nod de tip $P-U$ (nod generator) – deci într-un nod cu puterea activă P egală cu puterea consumată P_2 și cu puterea reactivă Q_2 nelimitată.

În Figura 3.18 sunt prezentate curbele $Q_2(U_2)$ în unități relative și sunt evidențiate punctele critice ale tensiunii în funcție de Q_2 .

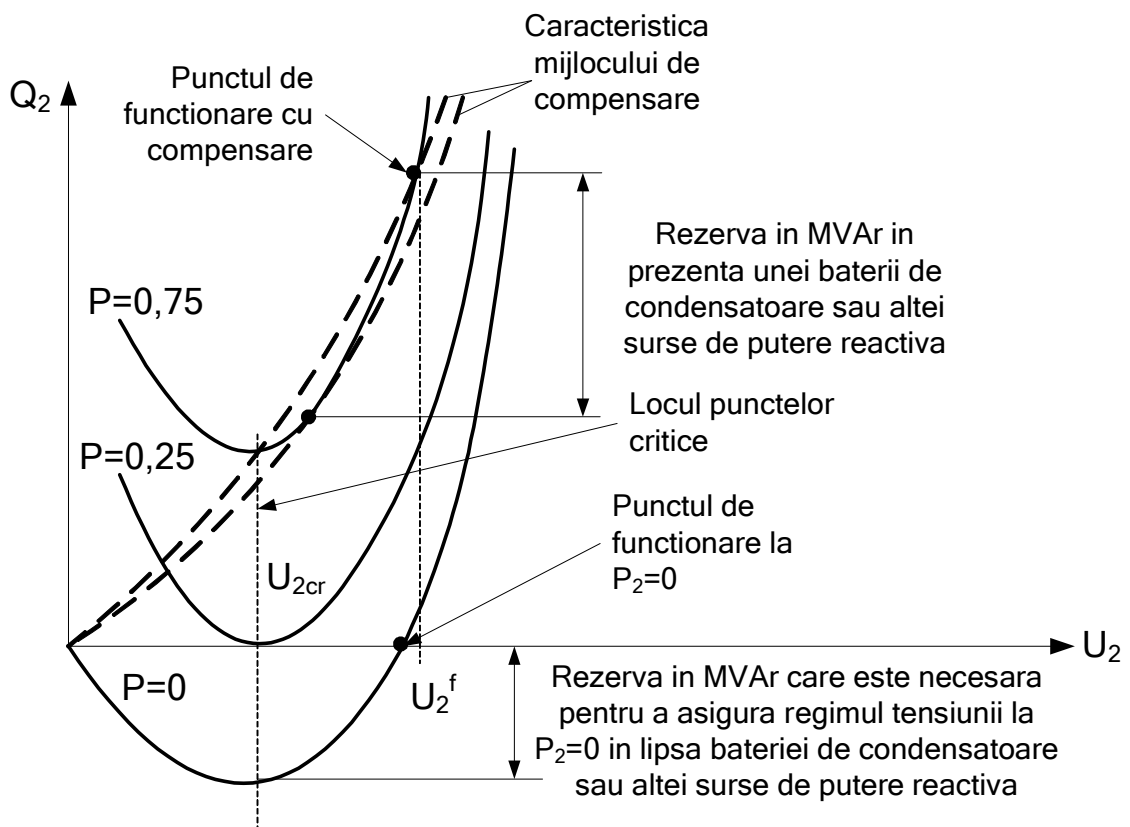


Fig. 3.18. Caracteristicile statice $Q_2=f(U_2)$ ale sarcinii reactive pentru diferite puteri P_2 consumate de consumator

Se observă că ramura fiecărei caracteristici situată în dreapta punctului critic corespunde condițiilor normale de funcționare stabilă, iar cea situată în stânga acestuia corespunde lipsei de stabilitate și consumatorii în regimurile respective nu vor funcționa.

Exemplul 2: Se analizează stabilitatea statică a 7 turbine eoliene V90-3.0MW (produse de firma **Vestas Wind Systems**) conectate la SEE al RM prin intermediul a două transformatoare de putere (16 MVA fiecare) și două linii aeriene ce asigură legătura cu sistemul electroenergetic.

Tabelul 3.1. Caracteristicile principale ale turbinei eoliene Vestas V90-3.0MW [34]

Rotorul:		
Diametrul:	90	m
Aria suprafeței:	6,362	m ²
Viteza nominală:	16,1	rot/min
Viteze admisibile de lucru:	8.6-18.4	rot/min
Numărul de palete:	3	
Viteza vântului de lucru:		
Viteza minimală:	4	m/s
Viteza nominală de lucru:	15	m/s
Viteza periculoasă de lucru:	25	m/s
Generatorul:		
Tipul:	asincron OptiSpeed	
Puterea de producere:	3	MW
Frecvența de producere:	50	Hz
Tensiunea de producere:	1	kV
Factorul de putere $\cos\phi$:	0,95	

În Figura 3.19 este prezentată caracteristica de lucru a turbinei eoliene V90-3.0MW în funcție de viteza vântului ce atacă paletele turbinei.

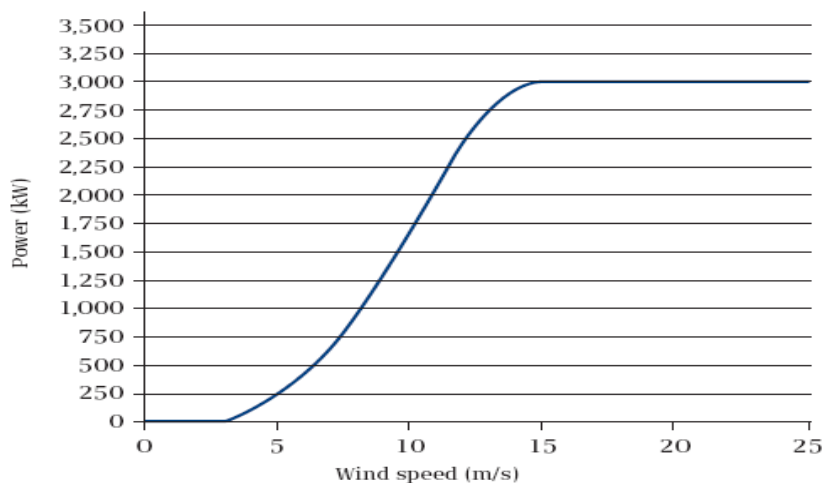


Fig. 3.19. Caracteristica turbinei V90-3.0 MW $P=f(v)$ [34].

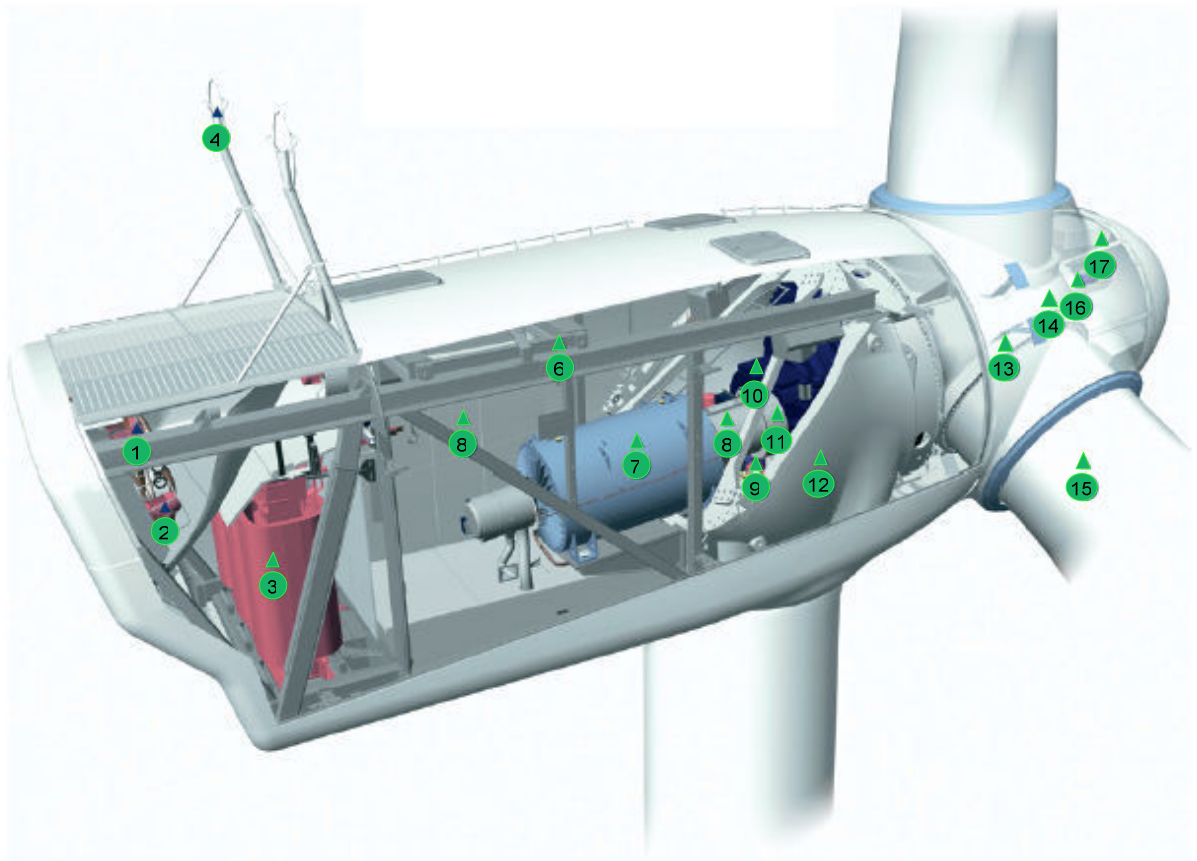


Fig. 3.20. Turbina eoliană de tip Vestas V90-3.0 MW.

1 – răcire cu ulei	10 – cutie de viteză
2 – răcire cu apă a generatorului	11 – disc-frână mecanică
3 – transformator de tensiune	12 – fundația mașinii
4 – sensor de vânt cu ultrasunet	13 – lamă de suport
5 – VMP, convertor de frecvență	14 – butucul roții
6 – suport	15 – palete
7 – Opti Speed generator	16 – cilindrul de rostogolire
8 – disc de cuplare	17 – butucul roții principal
9 – mecanism de angrenaj	

În Figura 3.21 este prezentată schema de conectare a parcului eolian format din 7 TE, ce produc energie electrică la tensiunea 1000 de volți, ridicată ulterior până la 10 kV prin intermediul transformatoarelor de putere, apoi prin intermediul liniilor în cablu energia electrică este transmisă până la o stație de transformare foarte apropiată, pentru a diminua pierderile de energie prin cablu. Stația de transformare 110/10 kV este conectată la sistemul energetic ($P_s=2600$ MW) prin intermediul a două linii electrice aeriene.

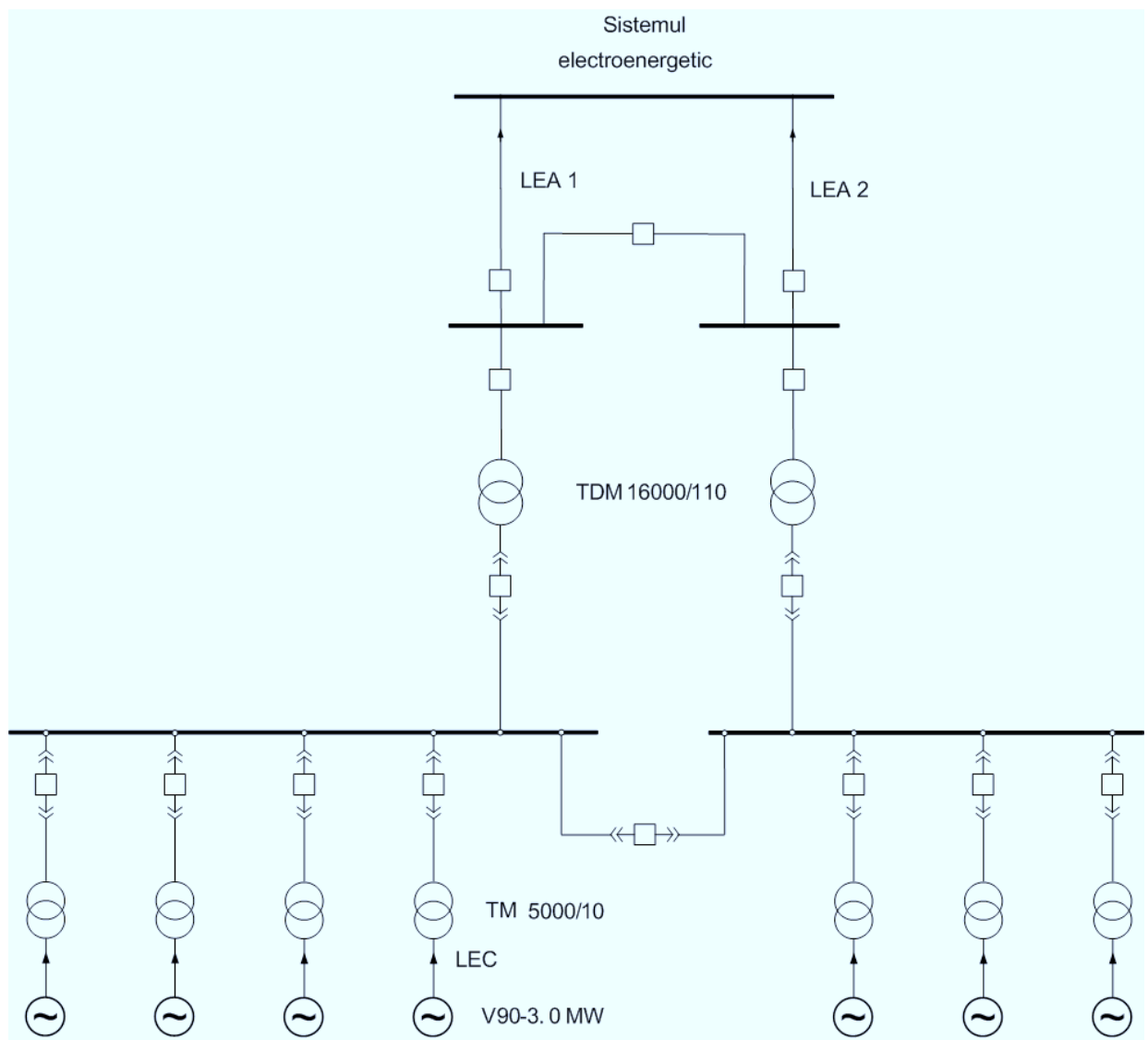


Fig. 3.21. CEE cu puterea instalată $P = 21$ MW, conectată la SEN.

Pentru a afla dacă este stabil sistemul electroenergetic la funcționarea sa în paralel cu o turbină eoliană sau un grup de turbine eoliene este necesar de efectuat următorii pași:

- ✍ formarea determinantului caracteristic;
- ✍ desfășurarea determinantului caracteristic în ecuația caracteristică;
- ✍ identificarea soluțiilor ecuației caracteristice, prezentate grafic;
- ✍ alcătuirea determinantului Hurvitz;
- ✍ calculul determinantului Hurvitz și multiplii acestuia;
- ✍ prezentarea grafică a amortizării ecuației caracteristice în timp.

Determinantul caracteristic se formează în baza unui șir de ecuații caracteristice:

- Ecuația mișcării rotorului:
$$T_j \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P = P_T - P_e.$$

- Liniarizarea puterii generatorului:
$$\Delta P = C_1 \Delta \delta + b_1 \Delta E_q.$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E'_q} \cdot \Delta E'_q = c_2 \cdot \Delta \delta + b_2 \cdot \Delta E'_q$$

- Ecuația proceselor electromagnetice din înfășurarea de excitație:

$$\Delta E_q + T_r \frac{d}{dt} \cdot \Delta E'_q = 0.$$

Teoretic determinantul necesar pentru analiza efectuată este:

$$D(p) = \begin{vmatrix} \Delta \partial & \Delta p & \Delta E_q & \Delta E'_q \\ T_j \cdot p & -1 & 0 & 0 \\ C_1 & -1 & b_1 & 0 \\ C_2 & -1 & 0 & b_2 \\ 0 & 0 & 1 & T_r \cdot p \end{vmatrix}$$

Ecuația caracteristică a determinantului analizat este:

$$T_j \cdot T_r \cdot b_1 \cdot p^3 + T_j \cdot b_2 \cdot p^2 + C_2 \cdot p + C_1 = 0$$

Se consideră constanta de inerție mecanică $T_j = 12 s$, și $T_r = 4 s$, în baza cărora se va determina valoarea constantei de timp a înfășurării rotorice măsurată cu înfășurarea statorică închisă în

regim tranzitoriu:

$$T_{d0}' = T_r \cdot \frac{X_d' + X_s}{X_d + X_s} = 4 \cdot \frac{7.823 + 3.822}{30.132 + 3.822} = 1.372.$$

Coeficientul de amortizare P_d este:

$$P_d = U_s^2 \cdot \frac{X_d - X_d'}{X_d \cdot X_d'} \cdot \frac{T_{d0}'}{1 + (sT_d')^2}$$

Deoarece $(sT_d') \ll 1$, valoarea acestui produs se va neglija, de unde vom obține respectiv

următoarea formulă de calcul:

$$P_d = U_s^2 \cdot \frac{X_d - X_d'}{X_d \cdot X_d'} \cdot T_{d0}'$$

$$P_d = 1^2 \cdot \frac{30.132 - 7.823}{30.132 \cdot 7.823} = 0.13.$$

Determinăm constantele c_1, c_2, b_1, b_2 .

$$c_1 = \frac{U_s \cdot E_q}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = \frac{1 \cdot 11.551}{22.654} \cdot \cos\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = 0.255.$$

$$c_2 = \frac{U_s \cdot E_q'}{X_{d\Sigma}'} \cdot \cos\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - U_s^2 \cdot \frac{X_d - X_d'}{X_{d\Sigma} \cdot X_{d\Sigma}'} \cdot \cos\left(2 \cdot \delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right),$$

$$c_2 = \frac{1 \cdot 11.547}{11.664} \cdot \cos\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - 1^2 \cdot \frac{30.132 - 7.823}{22.654 \cdot 11.664} \cdot \cos\left(2 \cdot \delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = 0.736.$$

$$b_1 = \frac{U_s}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = \frac{1}{22.654} \cdot \sin\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = 0.02.$$

$$b_2 = \frac{U_s}{X_{d\Sigma}'} \cdot \sin\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = \frac{1}{11.664} \cdot \sin\left(\delta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) = 0.057.$$

Înlocuind valorile constantelor obținute în determinantul caracteristic se obține:

$$D(p) = 17.45p^3 + 12.2p^2 + 1.138p + 0.252$$

Pentru a stabili dacă sistemul electroenergetic este static stabil sau nu este necesar de a rezolva această ecuație caracteristică.

Conform criteriul Stodola: ecuația caracteristică poate avea numai rădăcini de stânga doar în cazul când toți coeficienții ecuației sunt pozitivi:

Rezolvăm ecuația caracteristică utilizând softul Mathcad:

$$D(p) := (17.45p^3 + 12.2p^2 + 1.138p + 0.252) \quad r1 := \text{root}(D(p), p) \quad r1 = -0.632$$

$$g(p) := \frac{D(p)}{p - r1} \quad r2 := \text{root}(g(p), p) \quad r2 = -0.034 + 0.147i$$

$$f(p) := \frac{g(p)}{p - r2} \quad r3 := \text{root}(f(p), p) \quad r3 = -0.034 - 0.147i$$

Se observă că toate rădăcinile obținute sunt negative, deci conectarea unui parc de TE cu puterea instalată de 21 MW nu va conduce la apariția unei avarii în sistemul energetic al RM.

În continuare se prezintă grafic rădăcinile ecuației obținute, utilizând softul Mathcad:

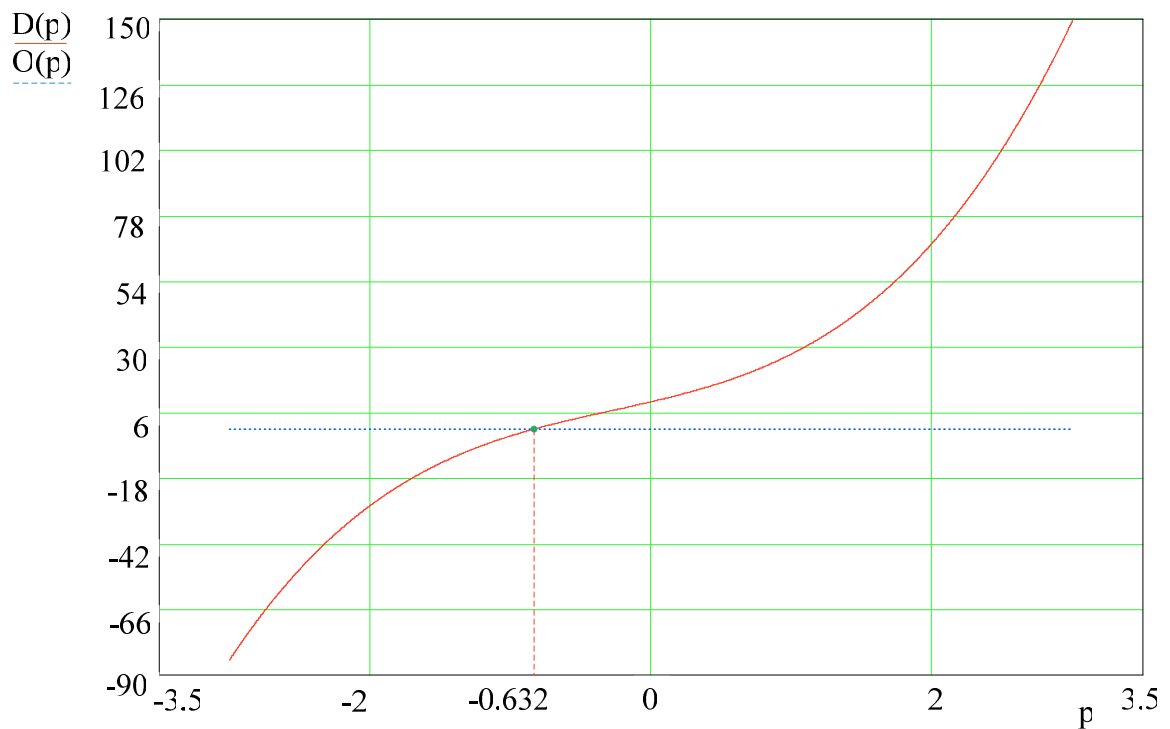


Fig. 3.22. Prezentare grafică a rădăcinilor obținute utilizând softul Mathcad.

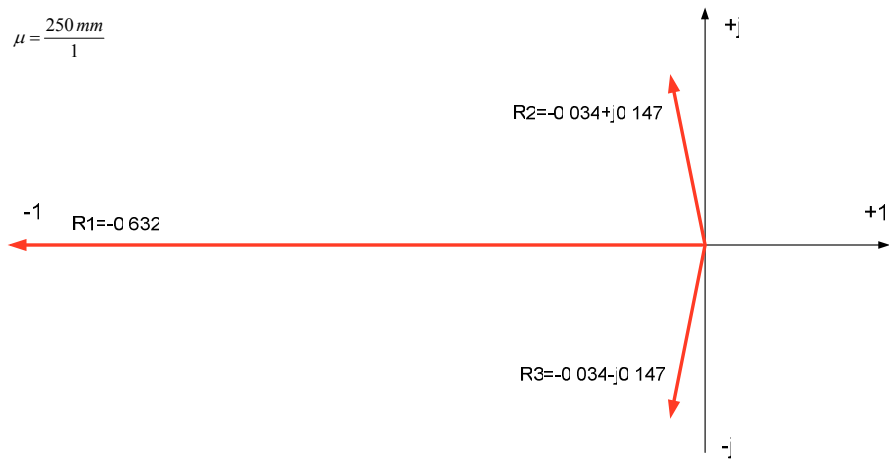


Fig. 3.23. Prezentare grafică a rădăcinilor în axa imaginară.

În Figura 3.24 sunt prezentate aplatizările cauzate de perturbațiile exterioare asupra turbinelor eoliene, pentru diferite momente de timp.

$$y(t) = e^{-0.0335 \cdot t} \cos[0.147 \cdot t + m], \quad m = \frac{\pi}{12} (y1), \quad m = \frac{\pi}{6} (y2), \quad m = \frac{\pi}{2} (y3)$$

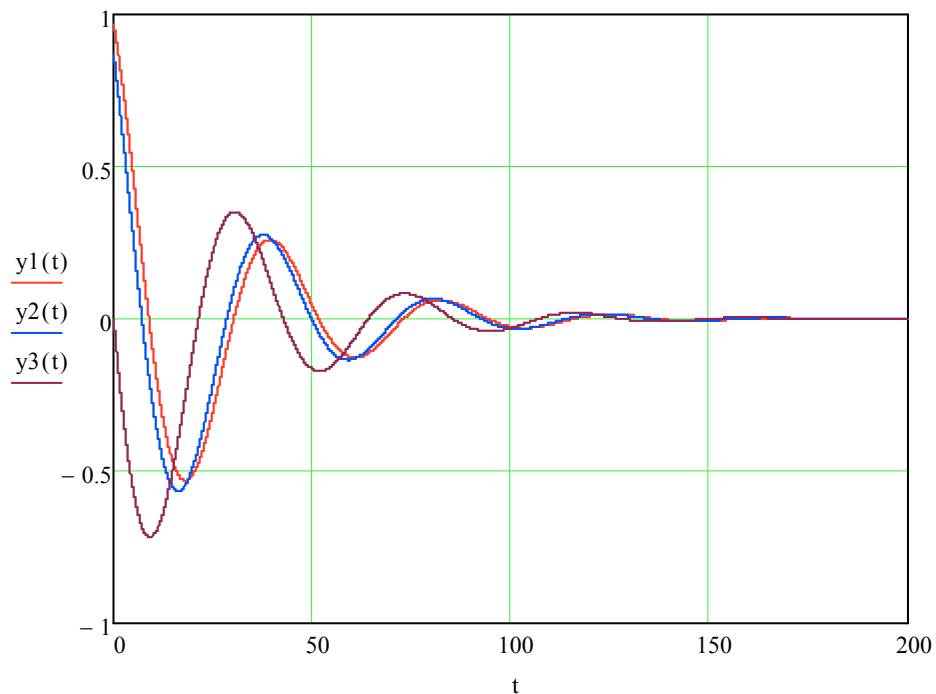


Fig. 3.24. Aplatizările cauzate de influențele forțelor exterioare asupra turbinelor eoliene,

pentru diferite momente de timp $\frac{\pi}{12}$, $\frac{\pi}{6}$, $\frac{\pi}{2}$.

O altă metodă de analiză a stabilității statice a sistemului electroenergetic este criteriul Hurvitz, care se formulează în felul următor:

Pentru ca toate rădăcinile ecuației caracteristice să fie de stânga este necesar și suficient ca toți minorii diagonali ai determinantului Hurvitz să fie pozitivi.

$$\begin{aligned}\Delta H_1 &= a_1 > 0. \\ \Delta H_2 &= a_1 \cdot a_2 - a_0 \cdot a_3 > 0. \\ \Delta H_3 &> 0.\end{aligned}$$

În continuare se prezintă cum se formează determinantul Hurvitz:

$$\Delta H_z = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 \\ o & a_1 & a_3 & a_5 \\ o & a_0 & a_2 & a_4 \\ o & o & a_1 & a_3 \\ o & o & a_0 & a_2 \\ o & o & o & a_1 \end{vmatrix}$$

Ecuția caracteristică în formă generală este:

$$D(p) = a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3$$

Determinantul Hurvitz utilizând valorile din ecuația caracteristică este:

$$\Delta H_z = \begin{vmatrix} 12.2 & 0.252 & 0 \\ 17.45 & 1.138 & 0 \\ 0 & 12.2 & 0.252 \end{vmatrix}$$

Modulul determinantului obținut:

$$\begin{aligned}|H_z| &= 2.391 \\ |H_z| &> 0\end{aligned}$$

Se observă că determinantul este pozitiv, deci se poate de afirmat că sistemul nostru este static stabil la conectarea unui parc eolian la barele sistemului electroenergetic, fără provocarea oricăror avarii considerabile.

3.5. Analiza stabilității reglării turbinei eoliene

Eficiența funcționării turbinei eoliene se apreciază în baza caracteristicilor sale statice.

Caracteristicile statice reprezintă un șir de curbe care caracterizează variația medie a numărului de rotații pentru o sarcină constantă sau variabilă.

Ecuatiile de echilibru dintre cuplurile sistemului de reglare și ale forțelor aerodinamice pot fi prezentate astfel (conform Figurii 3.25) [35]:

$$M_p = M_g$$

$$M_r - M_{tr} = M_a - M_t$$

Unde: M_p – Cuplul de rotație al turbinei eoliene;

M_g - Cuplul de rezistență;

M_r și M_{tr} - Cuplurile forțelor care rotesc paletele în jurul axei proprii;

M_a și M_t - Cuplurile aerodinamic și centripet, ce influențează paletele.

Analiza se va efectua pentru următoarele date inițiale:

- viteza medie a vântului $v_{1n} = 15 \text{ m/s}$,
- viteza minimală a vântului $v_n = 4 \text{ m/s}$,
- raza paletei $R = 90 / 2 = 45 \text{ m}$,
- raza până la punctul de intersecție $r = 25 \text{ m}$,
- unghiul dintre paletă și mecanismul de acționare al resortului regulatorului $\theta_0 = 27^\circ$,
- unghiul inițial al regulatorului $\beta_0 = 69^\circ$,
- unghiul dintre paletă și axa $\beta = 54^\circ$,
- unghiul instalat pentru paletă $\phi_0 = \theta_0 + \beta_0 - 90 = 69 + 27 - 90 = 6^\circ$,
- cuplul de inerție a forțelor centripete ale balansorului regulatorului în raport cu axa paletei $J_{gr} = 12780 \text{ N} \cdot \text{m}$,
- cuplul de inerție a paletelor $J_t = 11890 \text{ N} \cdot \text{m}$.

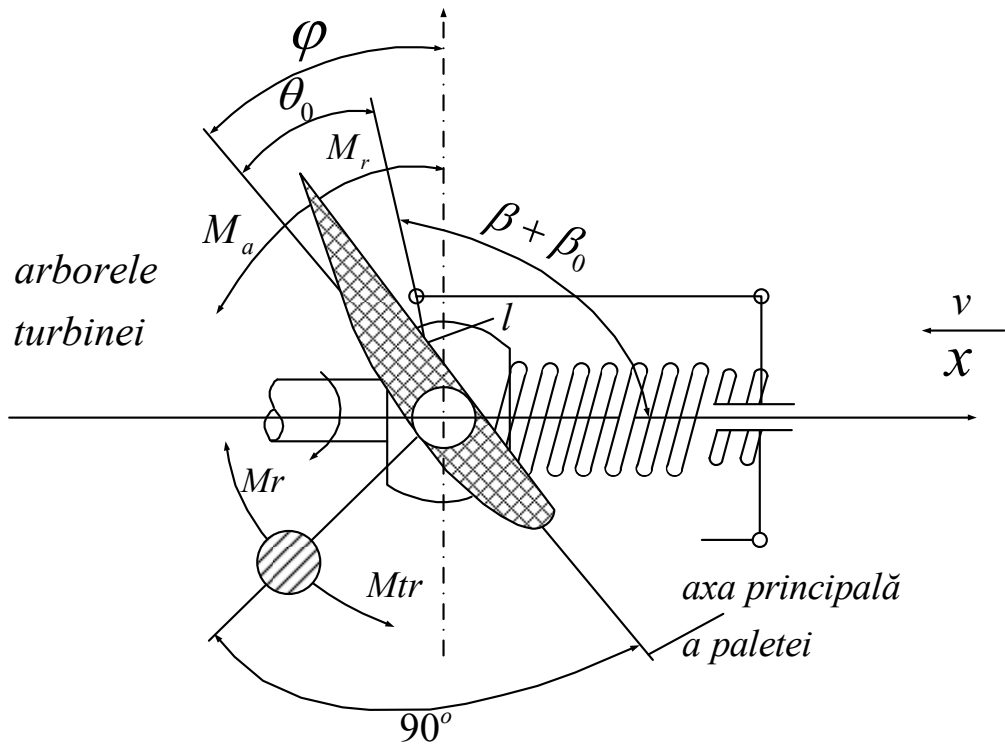


Fig. 3.25. Schema cinematică a regulatorului centrifug.

Valoarea coeficientului de frânare a fluxului de aer pe suprafața paletelor:

$$e = \frac{v_{ln}}{v} = \frac{15}{4} = 3.75$$

Cotangenta unghiului β va alcătui:

$$\operatorname{ctg} \beta := \frac{\cos\left(\beta \cdot \frac{\pi}{180}\right)}{\sin\left(\beta \cdot \frac{\pi}{180}\right)} = 0.781$$

Numărul de module în funcție de e și β :

$$Z := \left[\left[(1 - e) - \frac{e}{\operatorname{ctg} \beta^2 \cdot (1 + e)} \right] \cdot \frac{\operatorname{ctg} \beta}{r_x} \right] = 5.686$$

Relațiile de calcul pentru cuplurile M_A și respectiv M_B sunt:

$$M_A = \rho \cdot R^3 \cdot \frac{v^2}{2} \cdot M_A(Z, \phi).$$

$$M_B = \pi \cdot \rho \cdot R^3 \cdot \frac{v^2}{2} \cdot M_B(Z, \phi).$$

Relația de calcul pentru cuplul M_{tr} este următoarea:

$$M_{tr} = \frac{1}{2} \cdot J_{gr} \cdot \omega^2 \cdot \sin 2(90 - \phi),$$

Cuplul forțelor resortului se determină în felul următor:

$$M_r = M_{tr} + M_t$$

$$M_r = \frac{k}{i} \cdot \left\{ a + l \left[\cos \beta_0 - \cos(\varphi + \mu_0) \right] \right\} \cdot l \cdot \sin(\varphi + \mu_0)$$

$$M_t = J_t \cdot \omega^2 \cdot \frac{\sin 2(\varphi - \varphi_0)}{2}$$

unde: k este coeficientul de rigiditate a resortului,

a - parametru ce reprezintă gradul de comprimare a resortului,

l - lungimea arborelui cotit al regulatorului, $l = 27 \text{ cm}$

i - numărul de palete ($i=3$),

J_t - cuplul de inerție în raport cu axa paletei.

$$\mu_0 = (\beta_0 - \varphi_0) = (90 - \varphi_0) = 90 - 27 = 63^\circ$$

Luând în considerație relațiile de mai sus vom obține ecuația:

$$\frac{k}{i} \cdot l \cdot \left[a + l \cdot \left[\cos \left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180} \right) - \cos \left[(\varphi + \mu_0) \cdot \frac{\pi}{180} \right] \right] \right] \cdot \sin \left[(\varphi + \mu_0) \cdot \frac{\pi}{180} \right] = \frac{1}{2} (J_{gr} - J_t) \cdot \omega^2 \cdot \sin \left(2 \cdot \varphi \cdot \frac{\pi}{180} \right)$$

Formula de calcul pentru viteza relativă în momentul contactului fluxului de aer cu suprafața paletei este:

$$\omega_1 = \frac{Z \cdot v}{R},$$

$$\omega_1 := \frac{Z \cdot v}{r} = 0.91,$$

$$\omega_{1'} := \frac{Z \cdot v_{1n}}{R} = 1.895$$

Astfel, relațiile numărului de rotații ale paletei în momentul contactului cu fluxul de aer este:

$$n_1 := \frac{30 \cdot \omega_1}{\pi} = 8.688,$$

$$n_2 := \frac{30 \cdot \omega_{1'}}{\pi} = 18.1,$$

$$\omega_2 := 30Z \cdot v = 682.347$$

Calculul se va efectua pentru următoarele valori ale unghiurilor de reglaj al paletelor:

$$\phi_1 = \begin{pmatrix} 13.5 \\ 20 \\ 27 \\ 36 \\ 42 \\ 50 \\ 60 \end{pmatrix} \quad \text{și} \quad \phi_2 = \begin{pmatrix} 13.5 \\ 20 \\ 27 \\ 36 \\ 42 \\ 50 \\ 60 \end{pmatrix}$$

Formulele de calcul pentru unghiurile de reglaj ϕ_1 și ϕ_2 sunt următoarele:

$$\frac{k}{i} \cdot l \cdot \left[a + l \cdot \left[\cos\left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - \cos\left[\left(\phi_1 + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] \right] \cdot \sin\left[\left(\phi_1 + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] = \frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_2^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_1 \cdot \frac{\pi}{180}\right) \right.$$

$$\left. \frac{k}{i} \cdot l \cdot \left[a + l \cdot \left[\cos\left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - \cos\left[\left(\phi_2 + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] \right] \cdot \sin\left[\left(\phi_2 + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] = \frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_1^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_2 \cdot \frac{\pi}{180}\right) \right]$$

Calculul gradului de întindere a resortului se efectuează cu relația (pentru $p=1..7$ trepte):

$$a(t,p) := \left. \begin{array}{l} a_{t,p} \\ a_{t,p} \end{array} \right\leftarrow \frac{l \cdot \left[\cos\left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - \cos\left[\left(\phi_{1p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] \right] \cdot \frac{\frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_2^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_{2t} \cdot \frac{\pi}{180}\right) \cdot l \cdot \sin\left[\left(\phi_{1p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right]}{\frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_1^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_{1p} \cdot \frac{\pi}{180}\right) \cdot l \cdot \sin\left[\left(\phi_{2t} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right]} - \frac{\frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_2^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_{2t} \cdot \frac{\pi}{180}\right) \cdot l \cdot \sin\left[\left(\phi_{1p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right]}{\frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_1^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_{1p} \cdot \frac{\pi}{180}\right) \cdot l \cdot \sin\left[\left(\phi_{2t} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right]} - l \cdot \left[\cos\left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - \cos\left[\left(\phi_{2t} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] \right]}{\frac{\sin\left(2 \cdot \phi_{2t} \cdot \frac{\pi}{180}\right) \cdot l \cdot \sin\left[\left(\phi_{1p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right]}{\sin\left(2 \cdot \phi_{1p} \cdot \frac{\pi}{180}\right) \cdot l \cdot \sin\left[\left(\phi_{2t} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right]}}$$

Au fost obținute următoarele rezultate:

$$\underline{a} := \begin{pmatrix} |a(1,1)| \\ |a(1,2)| \\ |a(1,3)| \\ |a(1,4)| \\ |a(1,5)| \\ |a(1,6)| \\ |a(1,7)| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3.373 \\ 6.385 \\ 9.676 \\ 13.9 \\ 16.664 \\ 20.226 \\ 24.381 \end{pmatrix} \text{ cm.}$$

Calculul coeficientului de rigiditate a resortului la diferite valori ale unghiurilor ϕ_1 și ϕ_2 se realizează cu ajutorul formulei:

$$k(p) := \left. \begin{array}{l} k \\ k \end{array} \right\leftarrow \frac{\frac{1}{2} \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \omega_1^2 \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_{1p} \cdot \frac{\pi}{180}\right)}{l \cdot \left[a_p + l \cdot \left[\cos\left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - \cos\left[\left(\phi_{1p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] \right] \cdot \sin\left[\left(\phi_{1p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right] \right]}$$

Obținem:

$$\underline{k} := \begin{pmatrix} k(1) \\ k(2) \\ k(3) \\ k(4) \\ k(5) \\ k(6) \\ k(7) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2.833 \\ 2.075 \\ 1.711 \\ 1.418 \\ 1.264 \\ 1.082 \\ 0.867 \end{pmatrix}$$

Utilizând parametrii k și a poate fi determinat numărul de rotații efectuat la diferite valori ale unghiurilor de reglaj:

$$n(p) := \begin{matrix} n \\ \leftarrow \\ \frac{30}{\pi} \cdot \sqrt{\frac{42 \cdot k_p \cdot \left[a_p + l \cdot \cos\left(\beta_0 \cdot \frac{\pi}{180}\right) - \cos\left(\left(\phi_{2p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right) \right] \cdot l \cdot \sin\left(\left(\phi_{2p} + \mu_0\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right)}{i \cdot (J_{gr} - J_t) \cdot \sin\left(2 \cdot \phi_{2p} \cdot \frac{\pi}{180}\right)} \\ n \end{matrix}$$

Astfel, numărul de rotații ale turbinei va fi:

$$\underline{n} := \begin{pmatrix} n(1) \\ n(2) \\ n(3) \\ n(4) \\ n(5) \\ n(6) \\ n(7) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 16.254 \\ 16.254 \\ 16.254 \\ 16.254 \\ 16.254 \\ 16.254 \\ 16.254 \end{pmatrix} \text{ rot/min}$$

Observăm că sistemul de reglare asigură o stabilitate bună a numărului de rotații a turbinei.

Determinăm numărul de module ce corespund vitezelor respective:

$$Z = \frac{\pi \cdot R \cdot n}{30 \cdot v_{1n}} = \frac{3.14 \cdot 45 \cdot 16.254}{30 \cdot 15} = 5.106$$

Pentru $Z = 5.3$ și $\varphi = 20^\circ$ din caracteristică normată $M_b = (Z, \Phi) = 0.046$.

Cuplul turbinei eoliene va alcătui:

$$M_B := \pi \cdot \rho \cdot R^3 \cdot \frac{v_{1n}^2}{2} \cdot M_b(Z, \phi) = 1.812 \times 10^5$$

Astfel, puterea produsă de instalația eoliană va fi:

$$P_B = \frac{M_B \cdot n}{975} = \frac{181.2 \cdot 10^3 \cdot 16.254}{975} = 3.02 \times 10^3 \text{ kW}$$

3.6. Concluzii la capitolul 3

1. Compensarea puterii reactive contribuie la trecerea funcționării receptorului la o tensiune mai înaltă, iar valoarea maximă a puterii active, care poate fi transmisă prin linie crește, pe când în cazul modificării tensiunii la capătul sursa a liniei electrice de transport are loc atât creșterea tensiunii de funcționare, cât și a puterii maxime care poate fi transmisă consumatorului și respectiv a diapazonului controlabil al puterii P_2 .

2. La reglarea tensiunii sub sarcina la transformatoare și autotransformatoare, în cazul când rezistența sarcinii R_c scade (puterea P_2 crește), crește curentul în linie în primarul transformatorului. Căderea de tensiune în reactanța liniei crește și tensiunea la înfășurarea primară a transformatorului se va micșora. Regulatorul va intra în acțiune și va diminua raportul de transformare, reducând rezistența R_c privită din partea primară a transformatorului. Astfel, curentul în linie va crește și tensiunea la primarul transformatorului se va micșora în continuare. Din altă parte tensiunea la consumator va crește din cauza micșorării raportului de transformare. Deci vor avea loc două procese antagoniste – unul care duce la creșterea tensiunii U_2 , altul la micșorarea U_2 . În cazul limitării puterii reactive debitate de mașinile sincrone, din punct de vedere al stabilității tensiunii, regimul de funcționare pe caracteristica 1 în punctul B de intersecție a celor două caracteristici, ce corespunde puterii tranzitate pentru care generatorul atinge limita maximă de putere reactivă, îi cu mult mai stabil decât pe caracteristica 2.

3. A fost analizată stabilitatea statică a unui sistem electroenergetic la conectarea a 7 turbine eoliene de tipul V90-3.0MW. S-a observat că toate rădăcinile obținute sunt negative, deci, conform criteriului Stodola, conectarea unei CEE cu puterea instalată de 21MW nu va conduce la apariția unei avarii în sistemul energetic al RM. De asemenea, calculele au arătat că determinantul Hurvitz este pozitiv, deci se poate de afirmat că sistemul analizat este static stabil, fără provocarea oricăror avarii considerabile.

4. STUDIU DE INTEGRARE A CEE ÎN SEE AL REPUBLICII MOLDOVA

4.1. Calculul circulației puterilor cu metoda Newton-Raphson

Un regim permanent de funcționare al rețelelor electrice (abreviat - regim permanent) se presupune a fi un regim de funcționare normală, de lungă durată, însă în exploatarea rețelelor electrice mărimile de stare nu se mențin riguros constante în principal datorită variației puterii cerute de consumatori [36]. Problematika regimului permanent este extrem de vastă, deoarece ea acoperă toate aspectele funcționale ale rețelelor. Elementele principale ale studiului regimului permanent sunt [37]:

- calculul mărimilor de stare asociate laturilor (puterile activă și reactivă care tranzitează elementele rețelei);
- calculul mărimilor nodale de stare.

Pe baza acestor informații se poate proceda la analize focalizate pe diverse teme: dimensionare echipamente, evaluări de eficiență energetică, verificarea condițiilor de calitate a energiei, aprecierea gradului de încărcare a instalațiilor, etc. Tot aceste date pot fi folosite pentru planificarea rețelelor ca și pentru prognozarea unor regimuri tranzitorii, pentru care servesc drept stare inițială [38].

Analizele de regim permanent vizează calculul circulațiilor de puteri prin elementele rețelelor electrice, regimul tensiunilor, al pierderilor și multe altele. În practica de calcul adesea apare problema privind efectuarea calculului regimului permanent de funcționare a sistemului electroenergetic (SEE) pentru mai multe scenarii. Multitudinea de scenarii este provocată de modificarea informației inițiale.

Dat fiind faptul că atât sursele de energie cât și consumatorii în schemele de calcul sunt reprezentați prin puteri, sistemul de ecuații care descrie regimul de funcționare a RE analizate (ecuațiile de stare) este un sistem de ecuații algebric neliniar. Soluționarea unui asemenea sistem se poate obține numai prin utilizarea metodelor iterative de calcul. O comparație între cele mai folosite metode de calcul relevă o viteză foarte bună a metodei Newton-Raphson și o mai mare insensibilitate la estimările inițiale a metodelor de tip Gauss. Aceasta face ca metodelor de tip Gauss să li se rezerve în general un rol de demarare a metodelor de tip Newton-Raphson, prin ameliorarea estimării inițiale. Comparația între cele două metode poate fi asemănată cu două scene de vânătoare. Urmărirea unei gazele de către un ghepard durează foarte puțin timp (cîteva „iterații”) dar, datorită nervozității atacului, nu rareori ghepardul ratează: aceasta reprezintă divergența în metoda Newton. O vânătoare de vulpi cu o mulțime finită de setteri englezi nu oferă o urmărire „la vedere” ca în cazul african anterior: se parcurge „urma” în timp îndelungat

(multe „iterații”), cu pierderi, ezitări, reveniri, dar niciodată vulpea nu scapă: aceasta este metoda Gauss-Seidel.

Expresiile puterilor injectate în noduri constituie elementul inițial în aplicarea metodei Newton-Raphson. Acceptând o variație a modului și unghiului tensiunilor se obține:

$$P_i(U_j + \Delta U_j, \delta_j + \Delta \delta_j) = P_i(U_j, \delta_j) + \sum_{j \in n} \Delta \delta_j \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} + \sum_{j \in n} \Delta U_j \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_j} \quad j \in n, i \in n$$

$$Q_i(U_j + \Delta U_j, \delta_j + \Delta \delta_j) = Q_i(U_j, \delta_j) + \sum_{j \in n} \Delta \delta_j \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} + \sum_{j \in n} \Delta U_j \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} \quad j \in n, i \in n$$

De remarcat că ecuațiile tensiunilor nodale pot să exprime atât bilanțul puterilor nodale cât și bilanțul curenților nodali. În funcție de modul de exprimare al tensiunilor, există varianta polară și rectangulară a ecuațiilor tensiunilor nodale.

Considerând mărimile date (impuse), mărimi finale în urma corecțiilor de modul și unghi,

$$P_i(U_j + \Delta U_j, \delta_j + \Delta \delta_j) = P_{impus} = P_i$$

$$Q_i(U_j + \Delta U_j, \delta_j + \Delta \delta_j) = Q_{impus} = Q_i$$

se obține relația matriceală care permite calculul corecțiilor la iterația k:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} \Big|_k & \frac{\partial P}{\partial U} \Big|_k \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} \Big|_k & \frac{\partial Q}{\partial U} \Big|_k \end{bmatrix} \frac{\Delta \delta^k}{\Delta U^k} = \frac{P - P(U^k, \delta^k)}{Q - Q(U^k, \delta^k)}$$

iar submatricile au următoarele trei structuri distincte:

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} \Big|_k = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \Big|_k & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \Big|_k \dots \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \Big|_k \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} \Big|_k & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \Big|_k \dots \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \Big|_k \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} \Big|_k & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} \Big|_k \dots \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \Big|_k \end{bmatrix} \quad \Delta \delta^k = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^k \\ \Delta \delta_2^k \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^k \end{bmatrix} \quad P - P(U^k, \delta^k) = \begin{bmatrix} P_1 - P_1(U_j^k, \delta_j^k) \\ P_2 - P_2(U_j^k, \delta_j^k) \\ \vdots \\ P_n - P_n(U_j^k, \delta_j^k) \end{bmatrix} \quad j \in n$$

Structura similară au submatricile $\frac{\partial P}{\partial U} \Big|_k$, $\frac{\partial Q}{\partial \delta} \Big|_k$, $\frac{\partial Q}{\partial U} \Big|_k$.

Simetric, relația matriceală ce permite calculul corecțiilor la iterația k poate fi pusă sub forma:

$$[J] \cdot [V] = [D]$$

unde [J] este matricea Jacobian;

[V] - matricea variabilelor (corecțiilor);

[D] - matricea diferențelor între valorile impuse și cele rezultate în procesul iterativ.

Termenii tip ai Jacobianului se obține ușor și prin derivarea funcțiilor puterilor active și reactive.

$$P_i = U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos(-\psi_{ii}) + \sum_{j \in n \setminus i} U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \quad i \in n$$

$$Q_i = U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(-\psi_{ii}) + \sum_{j \in n \setminus i} U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) \quad i \in n$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = - \sum_{j \in n \setminus i} U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(-\psi_{ii}) - Q_i$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i \cdot Y_{ii} \cdot \cos(-\psi_{ii}) + \sum_{j \in n \setminus i} Y_{ij} \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = U_i \cdot Y_{ii} \cdot \cos(-\psi_{ii}) + \frac{P_i}{U_i}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_j} = U_i \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \in n \setminus i} U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = P_i - U_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos(-\psi_{ii})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i \cdot Y_{ii} \cdot \sin(-\psi_{ii}) + \sum_{j \in n \setminus i} Y_{ij} \cdot U_j \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = \frac{Q_i}{U_i} + U_i \cdot Y_{ii} \cdot \sin(-\psi_{ii})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_j} = U_i \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij})$$

Conform relațiilor de mai sus rezultă că matricea Jacobian are un grad de lacunaritate egal cu cel al matricei de admitanță nodală ceea ce determină o serie de facilități în rezolvarea sistemului de ecuației algebrice liniare.

Programele software comerciale destinate calculului regimului permanent de funcționare al sistemelor electroenergetice utilizează, în marea lor majoritate, o variantă a metodei Newton-Rapshon – ce poartă denumirea de metodă rapidă. Această metodă se deosebește de metoda Newton-Rapshon tradițională prin aceea că nu se recalculază valoarea derivatei în fiecare ciclu iterativ, însă conduce la creșterea numărului de iterații necesare pentru obținerea soluției. Deși

mai puțin evident în cazul unidimensional, câștigul global se constată foarte clar în cazul multidimensional, unde se economisește un mare volum și timp de calcul prin evitarea recalculării numeroaselor elemente ale Jacobianului (care reprezintă cea mai mare parte din calculele corespunzătoare fiecărei iterații).

4.2. Elaborarea metodei rapide de calcul al inversei matricei Jacobi

Sistemul de ecuații algebrice liniare, ce descrie regimul permanent de funcționare la un pas oarecare a procesului iterativ, în formă matriceală compactă se poate prezenta sub forma:

$$\| [J_i] + [\Delta J] \| \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_p \\ W_q \end{bmatrix}; \quad (4.1,a)$$

sau

$$[J_f] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_p \\ W_q \end{bmatrix}, \quad (4.1,b)$$

unde $[J_i]$ este matricea Jacobi aferentă regimului inițial, cu dimensiunile $2n-m \times 2n-m$ (n – numărul nodurilor independente, iar m – numărul nodurilor unde se impune P și $|U|$);

$[J_f] = [J_i] + [\Delta J]$ – matricea Jacobi aferentă regimului modificat;

$[\Delta \delta]$, $[\Delta U]$ – sunt respectiv subvectorii valorilor corecțiilor, unghiurilor de defazaj ale tensiunilor în nodurile independente față de nodul de echilibru și a modulelor tensiunilor;

$[W_p]$, $[W_q]$ – sunt subvectorii valorilor corecțiilor puterilor la noduri la același pas al procesului iterativ.

Prin înmulțirea la stânga a relației (4.1) cu $[J_i^{-1}]$ se obține:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = - \| [U] + [J_i^{-1}][\Delta J] \|^{-1} [J_i^{-1}] \begin{bmatrix} W_p \\ W_q \end{bmatrix}. \quad (4.2)$$

Se poate semnificativ de simplificat problema determinării vectorului de stare $\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}$ prin

dezvoltare în serie de puteri [39,40] a expresiei din dreapta a relației (4.2), dacă are loc restricția:

$$\| [J_i^{-1}] \cdot [\Delta J] \| < 1, \quad (4.3)$$

unde $\| [J_i^{-1}] \cdot [\Delta J] \|$ este una din normele matricei.

Condiția (4.3) se îndeplinește pentru valori suficient de mici ale elementelor matricei $[J_f] - [J_i] = [\Delta J]$.

Atunci se poate scrie:

$$[J_f^{-1}] = \|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\|^{-1} [J_i^{-1}] = \sum_{k=0}^{\infty} (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k [J_i^{-1}]. \quad (4.4)$$

Într-adevăr, dacă ambele părți ale relației (4.4) se înmulțesc la stânga cu $\|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\|$, rezultă:

$$\|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot [J_f^{-1}] = \|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot \sum_{k=0}^{\infty} (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k [J_i^{-1}] \quad (4.5)$$

Partea dreaptă a relației (4.5) se poate scrie sub forma:

$$\begin{aligned} \|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot \sum_{k=0}^{\infty} (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k [J_i^{-1}] &= \|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot \\ &\cdot \left((-[J_i^{-1}][\Delta J])^0 + (-[J_i^{-1}][\Delta J])^1 + (-[J_i^{-1}][\Delta J])^2 + \dots + (-[J_i^{-1}][\Delta J])^{k-1} + (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k \right) [J_i^{-1}] \end{aligned} \quad (4.6)$$

Trecând la limită în această egalitate când k tinde spre infinit, și ținând seama că $(-[J_i^{-1}][\Delta J])^0 = [U]$ și că $([J_i^{-1}][\Delta J]) \cdot (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k = ([J_i^{-1}][\Delta J])^{k+1}$ precum și că $(\|[J_i^{-1}][\Delta J]\|)^{k+1} \rightarrow [0]$, se obține:

$$\|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot \sum_{k=0}^{\infty} (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k [J_i^{-1}] = [J_i^{-1}]. \quad (4.7)$$

Ținând seama de (4.7) relația (4.5) devine:

$$\|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot [J_f^{-1}] = [J_i^{-1}]. \quad (4.8)$$

Substituind (4.7) în (4.8) rezultă:

$$\|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| [J_f^{-1}] = \|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\| \cdot \sum_{k=0}^{\infty} (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k [J_i^{-1}]. \quad (4.9)$$

Prin înmulțirea ambelor părți ale relației (4.9) cu $\|[U] + [J_i^{-1}][\Delta J]\|^{-1}$ rezultă:

$$[J_f^{-1}] = \sum_{k=0}^{\infty} (-[J_i^{-1}][\Delta J])^k [J_i^{-1}]. \quad (4.10)$$

În cazurile uzuale de calcul relația (4.10) se scrie sub formele:

- dacă $k=2$:

$$[J_f^{-1}] = (-[J_i^{-1}][\Delta J])^{(0)} [J_i^{-1}] + (-[J_i^{-1}][\Delta J])^{(1)} [J_i^{-1}] = [J_i^{-1}] - [J_i^{-1}][\Delta J][J_i^{-1}] \quad (4.11)$$

- dacă $k=3$:

$$[J_f^{-1}] = [J_i^{-1}] - [J_i^{-1}][\Delta J][J_i^{-1}] + ([J_i^{-1}][\Delta J])^2 [J_i^{-1}]. \quad (4.12)$$

Din relația (4.10) rezultă că exactitatea și validitatea rezultatelor obținute sunt influențate de numărul de elemente ale seriei de puteri.

Dacă elementele matricei $[\Delta J]$ sunt astfel încât nu se îndeplinește restricția (4.3), atunci matricei $[\Delta J]$ se prezenta sub forma:

$$\|\Delta J\| = \sum_{i=1}^n \|\Delta J^{(i)}\|. \quad (4.13)$$

Elementele fiecărei din matricele relației (4.11) trebuie să primească așa valori ca să se îndeplinească relația (4.3) la fiecare pas, adică:

$$\|K^{(i)}\| = \|[J]^{-1}\|\|\Delta J^{(i)}\| < 1. \quad (4.14)$$

Condiția (4.11) se îndeplinește dacă elementul maximal de pe diagonala principală a matricei rezultante $\|K^{(i)}\|$ satisface inegalitatea [41]:

$$K_{ii}^{(i)} < \frac{1}{m}, \quad (4.15)$$

unde m este ordinul matricei Jacobi.

Pentru a demonstra utilitatea aplicării metodei propuse, la efectuarea calculelor operative ale regimului permanent de funcționare al SEE, în continuare se prezintă două studii de caz bazate pe compararea valorilor elementelor a două inverse matrice Jacobi. Prima se obține prin inversarea matricei Jacobi și respectiv a doua utilizând metoda rapidă propusă.

Exemplul 3: Se consideră o rețea electrică de 330 kV schema de principiu a căreia este prezentată în Figura 4.1.

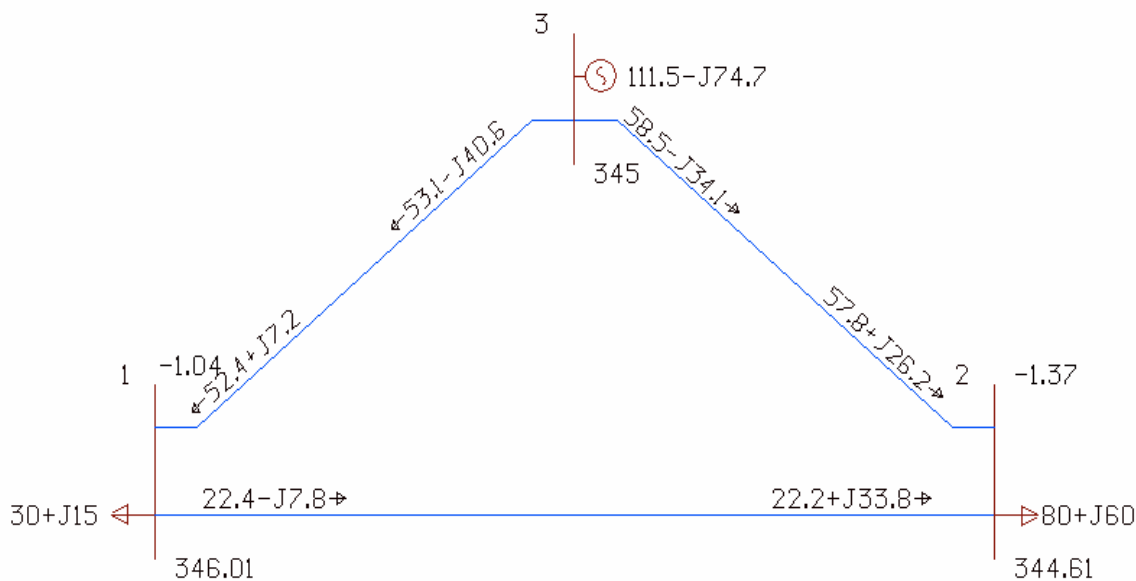


Fig. 4.1. Schema de principiu a RE.

Valorile parametrilor liniilor electrice sunt indicate în Tabelul 4.1, iar datele nodale sunt indicate în Tabelul 4.2.

Tabelul 4.1. Datele inițiale laturi

Latura, Nr. nodului	Rezistența activă, $R_{ij}, [\Omega]$	Reactanța inductivă, $X_{ij}, [\Omega]$	Admitanța laterală, $G_l, 10^{-6}[S]$	Susceptanța capacitivă, $B_l, 10^{-6}[S]$
1-2	3	32	1,837	350
1-3	5,89	39,36	4,187	409
2-3	5,55	48,45	3,994	519

Tabelul 4.2. Datele inițiale nodale

Nod, nr.	Tensiunea nominală	Producție		Consum		Tipul nodului
		P, MW	Q, Mvar	P, MW	Q, Mvar	
1	330	0	0	30	15	consum
2	330	0	0	80	60	consum

Pentru regimul inițial matricea Jacobi $[J_i]$ la ultimul pas al procesului iterativ capătă forma:

$$[J_i] := UF([S_i], 10) = \begin{pmatrix} 6653.793998 & -3695.673736 & 762.559361 & -325.394208 \\ -3691.756564 & 6106.536384 & -367.177382 & 542.371605 \\ -822.559361 & 325.394208 & 6623.793998 & -3695.673736 \\ 367.177382 & -702.371605 & -3691.756564 & 5986.536384 \end{pmatrix}$$

În continuare se analizează două scenarii privind modificarea regimului inițial. Scenariu unu – sarcina activă în nodul unu s-a modificat de două ori; scenariul doi – sarcinile în toate nodurile rețelei electrice analizate s-au majorat cu 50%.

Matricele Jacobi la ultimul pas a procesului iterativ $[J_f]$ aferente scenariilor nominalizate capătă formele:

- scenariul unu:

$$[J_f] := UF([S_f], 100) = \begin{pmatrix} 6640.017659 & -3688.34723 & 730.9147 & -334.562994 \\ -3686.261891 & 6097.958179 & -356.806611 & 541.488648 \\ -850.9147 & 334.562994 & 6610.017659 & -3688.34723 \\ 356.806611 & -701.488648 & -3686.261891 & 5977.958179 \end{pmatrix}$$

- scenariul doi:

$$[J_f] := UF([S_f], 100) = \begin{pmatrix} 6562.435968 & -3630.479167 & 735.757389 & -308.752222 \\ -3624.604822 & 6010.235241 & -371.411902 & 489.371394 \\ -825.757389 & 308.752222 & 6517.435968 & -3630.479167 \\ 371.411902 & -729.371394 & -3624.604822 & 5830.235241 \end{pmatrix}$$

Totodată, inversele matricei Jacobi $[J_f]$, calculate prin inversarea matricei Jacobi și respectiv utilizând metoda propusă, devin:

- scenariul unu

$$[J_f]^{-1} = \begin{pmatrix} 0.0002 & 0.0001 & -0 & -0 \\ 0.0001 & 0.0002 & -0 & -0 \\ 0 & 0 & 0.0002 & 0.0001 \\ 0 & 0 & 0.0001 & 0.0003 \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned} [J_i]^{-1} - [J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \cdot [J_i]^{-1} + \left[[J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \right]^2 \cdot [J_i]^{-1} = \\ = \begin{pmatrix} 0.0002 & 0.0001 & -0 & -0 \\ 0.0001 & 0.0002 & -0 & -0 \\ 0 & 0 & 0.0002 & 0.0001 \\ 0 & 0 & 0.0001 & 0.0003 \end{pmatrix} \end{aligned}$$

- scenariul doi

$$[J_f]^{-1} = \begin{pmatrix} 0.0002 & 0.0001 & -0 & -0 \\ 0.0001 & 0.0002 & -0 & -0 \\ 0 & 0 & 0.0002 & 0.0001 \\ 0 & 0 & 0.0001 & 0.0003 \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned} [J_i]^{-1} - [J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \cdot [J_i]^{-1} + \left[[J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \right]^2 \cdot [J_i]^{-1} = \\ = \begin{pmatrix} 0.0002 & 0.0001 & -0 & -0 \\ 0.0001 & 0.0002 & -0 & -0 \\ 0 & 0 & 0.0002 & 0.0001 \\ 0 & 0 & 0.0001 & 0.0003 \end{pmatrix} \end{aligned}$$

Exemplul 4: Se consideră o schemă electrică de 330 kV cu șapte noduri (Figura 4.2).

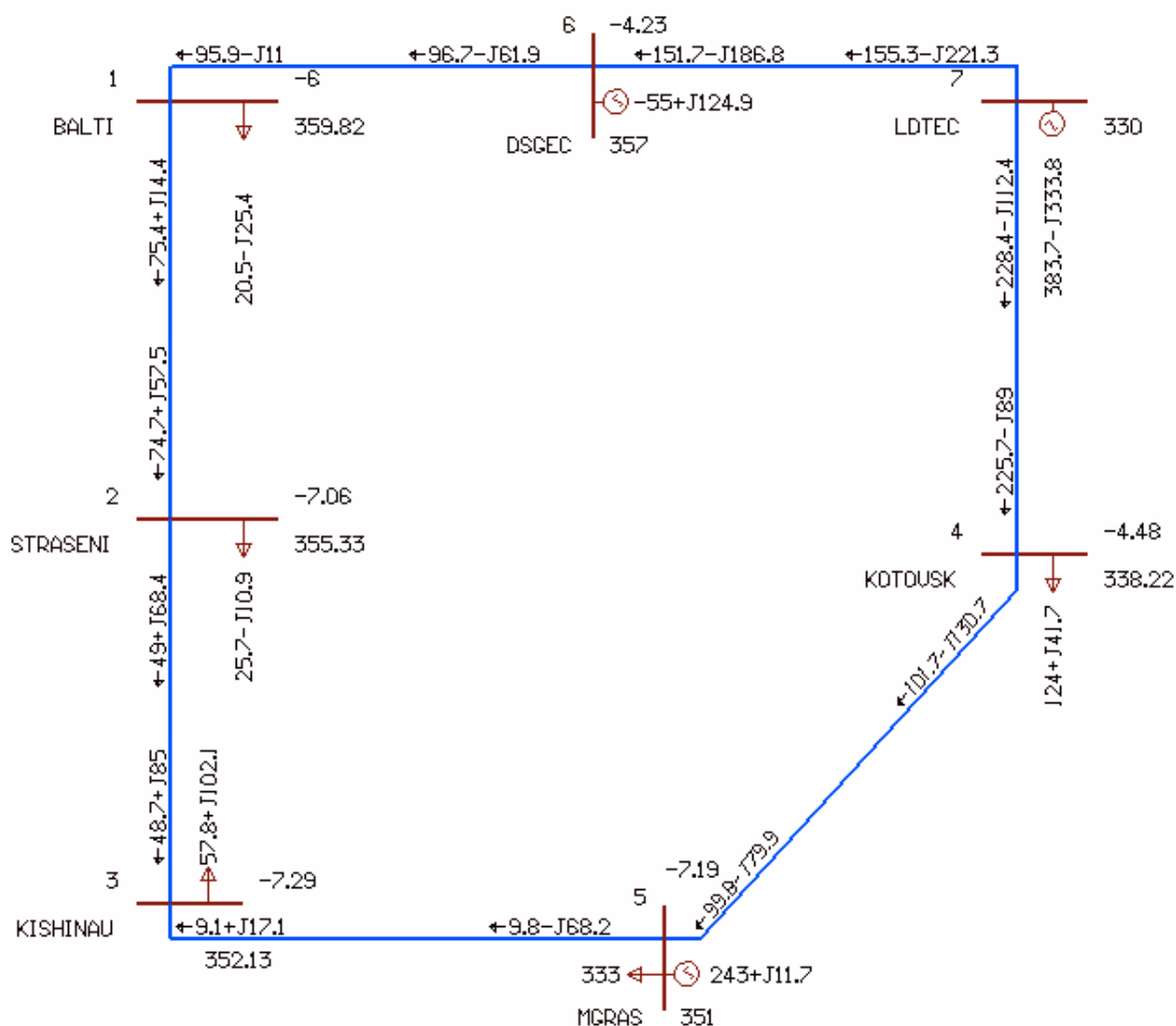


Fig. 4.2. Schema de principiu a RE.

Valorile parametrilor liniilor electrice și nodurilor sunt indicate în Tabelele 4.3 și 4.4.

Tabelul 4.3. Datele inițiale laturi

Latura, Nr. nodului	Rezistența activă, R_{ij} , [Ω]	Reactanța inductivă, X_{ij} , [Ω]	Admitanța laterală, G_i , 10^{-6} [S]	Susceptanța capacitivă, B_i , 10^{-6} [S]
1-2	5,047	33,784	3,594	351
2-3	2,009	13,448	1,431	140
3-5	1,861	16,198	5,326	691
5-4	7,203	48,216	5,129	501
4-7	4,181	36,499	3,009	391
7-6	5,624	49,096	4,048	526
6-1	4,514	39,406	3,249	422

Tabelul 4.4. Datele inițiale nodale

Nod, nr.	Tensiunea nominală	Producție		Consum		Tipul nodului
		P, MW	Q, Mvar	P, MW	Q, Mvar	
1	330	0	0	20,5	-25,4	consum
2	330	0	0	25,7	-10,9	consum
3	330	0	0	57,8	102,1	consum
4	330	0	0	124,0	41,7	consum
5	330	243	11,7	333,0	0	generare
6	330	0	124,9	55,0	0	generare

În acest caz matricea Jacobi $[J_i]$ la ultimul pas al procesului iterativ capătă forma:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	6916	-3711.4	0	0	0	-3204.6	911.4	-484.8	0	0
2	-3691	12797.6	-9106.6	0	0	0	-621	1892.7	-1323.1	0
3	0	-9095.7	16625.4	0	-7529.7	0	0	-1396.1	2158.1	0
4	0	0	0	5404.9	-2422.7	0	0	0	0	577.5
5	0	0	-7532.5	-2388.6	9921.2	0	0	0	-853	-473.5
6	-3227.4	0	0	0	0	5569.4	-269.2	0	0	0
7	-952.4	484.8	0	0	0	467.6	6966.8	-3711.4	0	0
8	621	-1944.1	1323.1	0	0	0	-3691	12819.4	-9106.6	0
9	0	1396.1	-2273.7	0	877.5	0	0	-9095.7	16421.2	0
10	0	0	0	-825.5	245.3	0	0	0	0	5321.5

Trebuie de menționat că s-au analizat mai multe scenarii privind modificarea regimului inițial, însă sunt prezentate numai matricele Jacobi inversate, în ipoteza că sarcinile în toate nodurile rețelei electrice analizate s-au modificat cu 50%:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	6894.2	-3699.1	0	0	0	-3195.2	899.9	-446.2	0	0
2	-3667.9	12692.4	-9024.5	0	0	0	-654.4	1864.9	-1287.6	0
3	0	-9006.8	16495.1	0	-7488.3	0	0	-1406.1	2104.9	0
4	0	0	0	5345	-2409.3	0	0	0	0	505
5	0	0	-7491	-2359.5	9850.5	0	0	0	-848.8	-522.7
6	-3228.9	0	0	0	0	5555.2	-220.6	0	0	0
7	-961.4	446.2	0	0	0	515.3	6970.4	-3699.1	0	0
8	654.4	-1942	1287.6	0	0	0	-3667.9	12725.1	-9024.5	0
9	0	1406.1	-2278.3	0	872.2	0	0	-9006.8	16188.8	0
10	0	0	0	-877	189.7	0	0	0	0	5219.9

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.0005	0.0004	0.0003	0.0001	0.0003	0.0003	-0	-0	-0	0
2	0.0004	0.0005	0.0005	0.0002	0.0004	0.0002	-0	-0	-0	0
3	0.0003	0.0005	0.0005	0.0002	0.0004	0.0002	0	-0	-0	0
4	0.0001	0.0002	0.0002	0.0003	0.0002	0.0001	0	0	0	-0
5	0.0003	0.0004	0.0004	0.0002	0.0005	0.0002	0	0	0	0
6	0.0003	0.0002	0.0002	0.0001	0.0002	0.0003	-0	-0	-0	0
7	0	0	0	0	0	-0	0.0002	0.0001	0.0001	0
8	0	0	0	0	0	-0	0.0001	0.0002	0.0001	0
9	0	0	0	0	0	-0	0.0001	0.0001	0.0001	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002

$$[J_i]^{-1} - [J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \cdot [J_i]^{-1} =$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.0005	0.0004	0.0003	0.0001	0.0003	0.0003	-0	-0	-0	0
2	0.0004	0.0005	0.0005	0.0002	0.0004	0.0002	-0	-0	-0	0
3	0.0003	0.0005	0.0005	0.0002	0.0004	0.0002	0	-0	-0	0
4	0.0001	0.0002	0.0002	0.0003	0.0002	0.0001	0	0	0	-0
5	0.0003	0.0004	0.0004	0.0002	0.0005	0.0002	0	0	0	0
6	0.0003	0.0002	0.0002	0.0001	0.0002	0.0003	-0	-0	-0	0
7	0	0	0	0	0	-0	0.0002	0.0001	0.0001	0
8	0	0	0	0	0	-0	0.0001	0.0002	0.0001	0
9	0	0	0	0	0	-0	0.0001	0.0001	0.0001	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0002

Din cele prezentate în studiile de caz rezultă că în ambele cazuri rezultatele obținute prin inversarea matricei Jacobi și respectiv prin utilizarea metodei rapide propuse coincid totalmente.

Aceasta ne permite să afirmăm că metoda propusă poate fi utilizată, pe scară largă, în calculele operative ale regimurilor permanente de funcționare ale SEE.

Rezultatele comparative ale calculelor efectuate sunt prezentate în Tabelul 4.5, unde pentru fiecare scenariu ale studiilor de caz analizate sunt calculați determinanții respectivi. Cele trei scenarii sunt: scenariul unu – sarcina activă în nodul unu s-a modificat de două ori; scenariul doi – sarcinile în toate nodurile rețelei electrice analizate s-au majorat cu 20%, scenariul trei – sarcinile în toate nodurile rețelei electrice analizate s-au majorat cu 50%.

Tabelul 4.5. Rezultate obținute

	Studiu de caz unu (10^{-15})			Studiu de caz doi (10^{-38})		
	Scen.1,	Scen.2	Scen.3	Scen.1	Scen.2	Scen.3
Det(A)	1.3943	1.4248	1.4895	0.9880	1.0045	1.0645
Det(B)	1.3943	1.4248	1.4894	0.9880	1.0045	1.0644
Det(C)	1.3941	1.4244	1.4868	0.9875	1.0040	1.0609

$$\text{Notă: } A = [J_i]^{-1},$$

$$B = [J_i]^{-1} - [J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \cdot [J_i]^{-1} + \left[[J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \right]^2 \cdot [J_i]^{-1},$$

$$C = [J_i]^{-1} - [J_i]^{-1} \cdot ([J_f] - [J_i]) \cdot [J_i]^{-1}.$$

Studiile de caz prezentate în lucrare ne demonstrează că și atunci când modificarea regimului inițial are loc în urma variației sarcinilor în toate nodurile rețelei electrice în marja (0-50)% e de ajuns ca seria de puteri să includă două componente. În acest caz valorile elementelor inversei matricei Jacobi, obținute prin utilizarea metodei propuse, coincid totalmente cu valorile elementelor inversei matricei Jacobi, obținute prin inversarea ei.

4.3. Crearea metodei și algoritmului de estimare a puterii active maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic

Astăzi actualitatea problemei privind determinarea transferurilor maxime de putere activă prin rețeaua de transport (RET) a crescut esențial datorită creării complexelor informaționale operative pentru soluționarea problemelor ce țin de dirijarea automată a SEE, și, nu în ultimul rând, datorită implementării surselor distribuite. Trebuie de menționat că puterile transferabile maxime prin RET pot fi determinate utilizând una din următoarele ipoteze de calcul:

- Jacobianul sistemului de ecuații algebrice liniare, ce descrie regimul permanent de funcționare a SEE, devine egal cu zero;
- Jacobianul sistemului de ecuații diferențiale neliniare, ce descriu procesele tranzitorii în SEE, liniarizat în punctul static de funcționare a SEE, devine egal cu zero. În acest caz transferurile limită de putere activă printr-o secțiune a SEE corespund limitei stabilității statice de tip aperiodic. Dacă se îndeplinesc unele condiții Jacobianul din ipoteza de calcul doi este egal cu Jacobianul din ipoteza unu.

Una din dificultăți ce apare la determinarea puterilor limită constă în formalizarea slabă a problemei, deoarece nu există o legătură funcțională directă dintre Jacobianul și parametrii SEE.

În legătură cu aceasta problema elaborării unei metode practice de evaluare a puterii active maxime admisibile printr-o secțiune a SEE prezintă interes.

Sistemul de ecuații nodale, ce descrie regimul de funcționare al SEE la un pas oarecare al procesului iterativ, în formă matriceală compactă, utilizând forma de scriere a bilanțului puterilor la noduri cu exprimarea tensiunilor în formă polară, se poate prezenta sub forma:

$$-[J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_p \\ W_q \end{bmatrix}; \quad (4.16)$$

unde $[J]$ este matricea Jacobi cu dimensiunile $2_{n-m} \times 2_{n-m}$ (unde $n+1$ este numărul nodurilor independente și m este numărul nodurilor în care se impune P și $|U|$);

$[\Delta \delta]$ și $[\Delta U]$ sunt subvectorii valorilor corecțiilor, reprezentând necunoscutele la pasul respectiv,

iar $[W_p]$, $[W_q]$ sunt subvectorii valorilor erorilor puterilor la noduri, la același pas al procesului iterativ.

Se consideră că, s-au modificat elementele liniilor i, j și k ale matricei Jacobi $[J]$. Modificările elementelor matricei Jacobi pot să aibă loc atât în urma conectării sau deconectării elementelor rețelei electrice (RE), cât și în urma variațiilor puterilor absorbite din noduri sau injectate în ele. În acest caz matricea Jacobi modificată, notată prin $[\hat{J}]$ se determină cu relația:

$$[\hat{J}] = \begin{bmatrix} J_1 \\ \vdots \\ J_i \\ \vdots \\ J_j \\ \vdots \\ J_k \\ \vdots \\ J_{2n-m} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0_{1 \times 2n-m} \\ \vdots \\ \hat{J}_i - J_i \\ \vdots \\ \hat{J}_j - J_j \\ \vdots \\ \hat{J}_k - J_k \\ \vdots \\ J_{2n-m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 \\ \vdots \\ J_i \\ \vdots \\ J_j \\ \vdots \\ J_k \\ \vdots \\ J_{2n-m} \end{bmatrix} + [e_{i,j..k}] [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}] \quad (4.17)$$

unde $J_i, i=1 \dots 2n-m$ – liniile matricei Jacobi;

$\hat{J}_{i,j..k}$ sunt liniile matricei Jacobi modificate;

$[\hat{J}]$ este matricea Jacobi modificată;

$[e_{i,j..k}]$ este o matrice pătrată cu dimensiunile $(2n-m \times 2n-m)$ cu elementele egale cu 1 ce

se află la intersecțiile liniilor și coloanelor i, j și k , iar celelalte sunt nule.

Relația (4.17) în formă matriceală compactă se poate scrie sub forma:

$$[\hat{J}] = \|[J] + [e_{i,j..k}] [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}]\|. \quad (4.18)$$

Se pune problema de identificat dacă matricea modificată $[\hat{J}]$ este inversabilă, fără de a determina determinantul ei [42-44].

În continuare se propune o dezvoltare și generalizare a metodei propuse în [42-44].

Determinantul matricei Jacobi modificate $[\hat{J}]$ (4.18) se determina cu relația:

$$\det[\hat{J}] = \det\left(\left([J] + [e_{i,j..k}] [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}]\right)\right). \quad (4.19)$$

Expresia (4.19) se poate scrie și sub altă formă:

$$\det[\hat{J}] = \det\left([U] + [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}] \cdot [J^{-1}] [e_{i,j..k}]\right) \cdot \det(J) \quad (4.20)$$

Pentru a demonstra acest lucru se utilizează matricea împărțită pe blocuri în două dimensiuni, notată prin L:

$$[L] = \left\| \begin{array}{c|c} [J] & [e_{i,j..k}] \\ \hline -[\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}] & [U] \end{array} \right\|, \quad (4.21)$$

unde $[U]$ este o matrice unitară de ordinul $2n-m \times 2n-m$.

În conformitate cu teorema Schura [45,46], privind determinarea determinantului matricei împărțită pe blocuri $[L]$ se poate scrie:

$$\det([L]) = \det\left([J] + [e_{i,j..k}][U^{-1}][\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}]\right) \cdot \det([U]). \quad (4.22)$$

Pentru a obține relația (4.22) linia doi a matricei $[L]$ se înmulțește la stânga cu $[e_{i,j..k}][\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}]$ și se scade din linia unu.

Întrucât matricea $[U]$ este o matrice unitară relația (4.22) devine:

$$\det([L]) = \det([\hat{J}]) = \det\left([J] + [e_{i,j..k}][\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}]\right). \quad (4.23)$$

Din analiza relațiilor (4.19) și (4.23) rezultă că determinantul matricei $[L]$ este egal cu determinantul matricei Jacobi modificate $[\hat{J}]$.

Prin înmulțirea la stânga a matricei $[L]$ cu matricea:

$$\left\| \begin{array}{c|c} [J]^{-1} & [0] \\ \hline [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}][J]^{-1} & [U] \end{array} \right\|, \quad (4.24)$$

$$\begin{aligned} & \left\| \begin{array}{c|c} [J]^{-1} & [0] \\ \hline [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}][J]^{-1} & [U] \end{array} \right\| \cdot \left\| \begin{array}{c|c} [J] & [e_{i,j..k}] \\ \hline [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}] & [U] \end{array} \right\| = \\ & = \left\| \begin{array}{c|c} [U] & [J]^{-1}[e_{i,j..k}] \\ \hline [0] & [U] + [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}][J]^{-1}[e_{i,j..k}] \end{array} \right\| \end{aligned} \quad (4.25)$$

Trecând la determinarea determinantului, și ținând seama de (4.21) și (4.23) se obține:

$$\det([J^{-1}]) \cdot \det([\hat{J}]) = \det([U] + [\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}][J]^{-1} \cdot [e_{i,j..k}]) \quad (4.26)$$

Prin înmulțirea ambelor părți ale relației (4.25) cu $\det([J])$, și ținând seama că $\det([J]) \cdot \det([J]^{-1}) = 1$, se obține relația dorită (4.20).

Din analiza relației (4.20) reiese ca condiția necesară privind nesingularitatea matricei Jacobi modificate $[\hat{J}]$ se îndeplinește atunci dacă are loc strict inegalitatea:

$$[\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}][J]^{-1}[e_{i,j..k}] \neq [U]. \quad (4.27)$$

Deci relația (4.27) poate fi utilizată în calitate de indice integral privind identificarea inversabilității matricei Jacobi modificate $[\hat{J}]$, în urma perturbațiilor locale care au loc permanent în SEE, în ipoteza că matricea Jacobi inițiată $[J]$ este inversabilă. În calitate de matricea Jacobi inițială se propune de utilizat matricea $[J]$ aferentă regimului la mers în gol. Pentru a evalua modificările matricei Jacobi $[J]$ ce duc la singularitatea ei relația (4.27) se scrie sub forma:

$$[\hat{J}_{i,j..k} - J_{i,j..k}][J]^{-1}[e_{i,j..k}] = -[U]. \quad (4.28)$$

de unde rezultă că:

$$[\hat{J}_{i,j..k}][J]^{-1}[e_{i,j..k}] = -[U] + [J_{i,j..k}][J]^{-1}[e_{i,j..k}]. \quad (4.29)$$

Întrucât $[J]^{-1}[e_{i,j...k}]$ reprezintă coloanele $i,j...k$ ale matricei $[J]^{-1}$ rezultă că:

$$[J_{i,j...k}][J]^{-1}[e_{i,j...k}] = [U], \quad (4.30)$$

și atunci, ținând seama de (4.30) relația (4.28) devine:

$$[\hat{J}_{i,j...k}][J]^{-1}[e_{i,j...k}] = [0], \quad (4.31)$$

Trebuie de menționat, că dacă are loc numai modificarea a unei linii a matricei $[J]$ atunci relația (4.26) se scrie sub forma:

$$\det([\hat{J}]) = \det(1 + [\hat{J}_{i,j...k} - J_{i,j...k}][J]^{-1} \cdot [e_{i,j...k}]) \cdot \det([J]), \quad (4.32)$$

Cum reiese din relația (4.16) prin modificarea puterii active absorbite dintr-un nod oarecare al rețelelor electrice oarecare se modifică elementele matricei Jacobi. Însă mai pronunțat se modifică elementele liniei aferente nodului în care a avut loc modificarea.

Ulterior prin înmulțirea elementelor liniei respective la elementele coloanei corespunzătoare ale matricei inverse Jacobi inițiale se obține coeficientul K_i . Variația acestui coeficient în funcție de valoarea puterii P_i este prezentată în Figura 4.3.

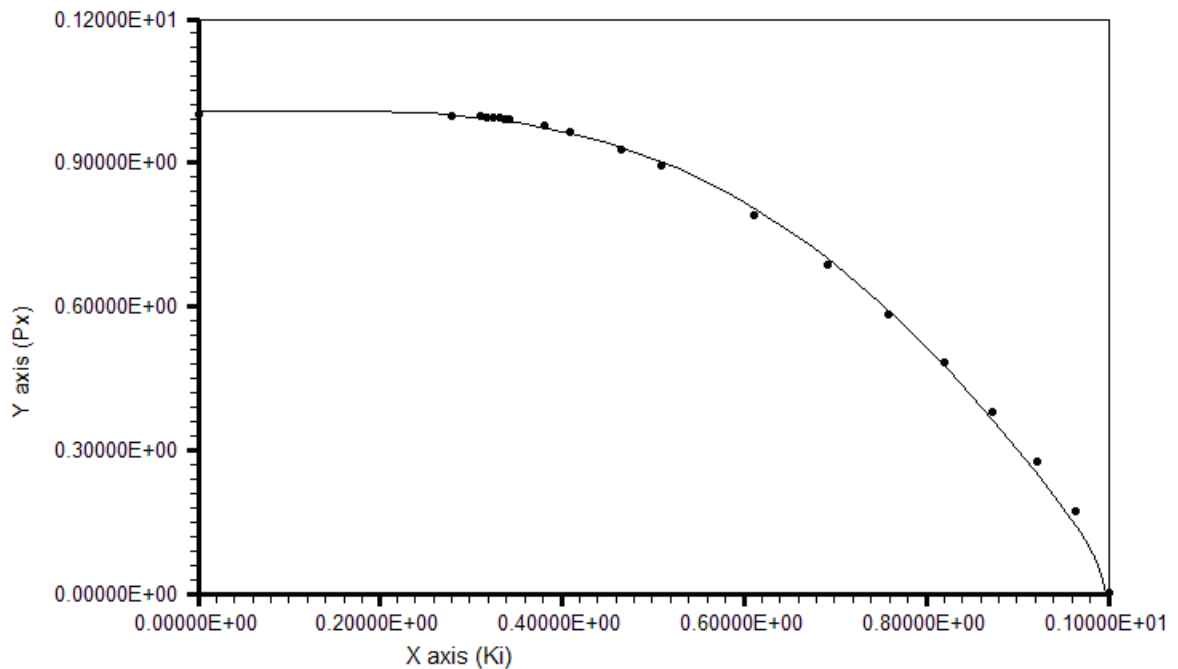


Fig. 4.3. Dependența $P_x = f(K_i)$.

Dacă se utilizează valoarea relativă a puterii active se obține una și aceeași curbă, indiferent de schema analizată (similară curbei din Figura 4.3). Această curbă poate fi descrisă utilizând polinomul:

$$P_* = 0,049 \cdot e^{\frac{(K_i - 4,680)^2}{16,634}} + \frac{0,133 + K_i}{0,163 + 0,031 \cdot K_i^2} - 5,859 \cdot K_i, \quad (4.33)$$

Exemplul 5: Se consideră o rețea electrică de 330 kV schema de principiu a căreia este prezentată în Figura 4.4.

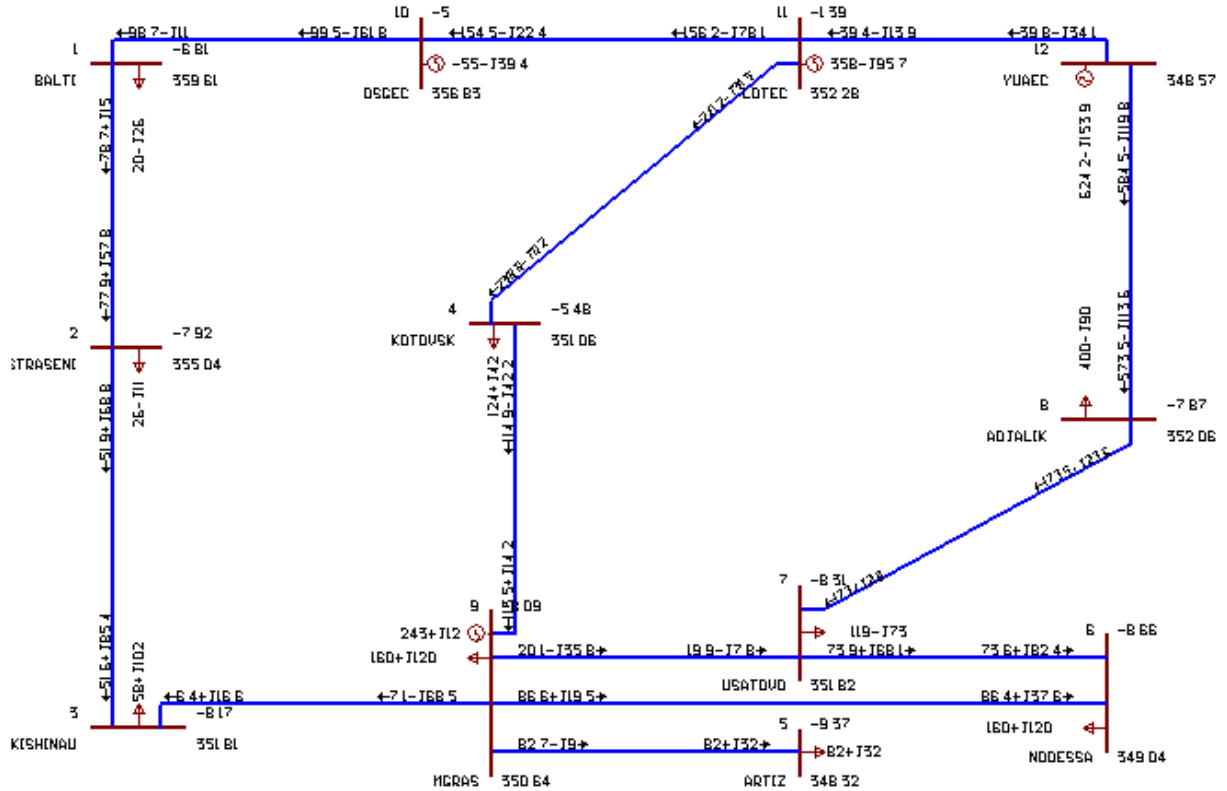


Fig. 4.4. Schema de principiu a rețelei electrice.

Rezultatele obținute sunt prezentate în Tabelul 4.6.

Tabelul 4.6. Rezultate obținute

P, MW	K_i	
	regim	polinom
300	0,903	0,9020
600	0,744	0,7446
900	0,487	0,4796

Algoritmul de estimare a puterii active maxime

Algoritmul prezentat poate fi utilizat pentru estimarea puterii maxime fără a efectua calculul regimului permanent de funcționare, care este o problemă dificilă condiționată de convergența procesului iterativ.

Pentru a determina puterea maximă trebuie de parcurs următorii pași:

1. Se efectuează calculul regimului cu modificarea puterii într-un nod;

$$[Si] := \begin{vmatrix} -(58 + J \cdot 102) \\ -(124 + J \cdot 42) \\ -(82 + J \cdot 32) \\ -(160 + J \cdot 120) \\ -(119 - J \cdot 73) \\ -(400 - J \cdot 90) \end{vmatrix} \quad [Sm] := \begin{vmatrix} -(300 + J \cdot 102) \\ -(124 + J \cdot 42) \\ -(82 + J \cdot 32) \\ -(160 + J \cdot 120) \\ -(119 - J \cdot 73) \\ -(400 - J \cdot 90) \end{vmatrix}$$

2. Se determină coeficientul Ki ca produsul liniei corespunzătoare a matricei Jacobi modificate la coloana respectivă a inversei matricei Jacobi inițiale;

$$Ki := \begin{cases} \text{for } z \in 1..rows([Si]) & = 0.903 \\ \quad i \leftarrow z \text{ if } [Sm]_z \neq [Si]_z \\ \text{for } x \in 1..cols([Ji]) \\ \quad C1_{1,x} \leftarrow [Jm]_{1,x} \\ \text{for } y \in 1..rows([Ji]^{-1}) \\ \quad C2_{y,1} \leftarrow ([Ji]^{-1})_{y,i} \\ C1 \cdot C2 \text{ if } Disp = 3 \\ "n/a" \text{ otherwise} \end{cases}$$

3. În baza polinomului (4.33) se determină raportul dintre puterea modificată către puterea maximă;

$$Px(P, Ki) := \begin{cases} \text{for } x \in 0, \varepsilon .. 1 \\ \quad f(x) \leftarrow Y_1 \cdot e^{\frac{(x-Y_2)^2}{Y_3}} + \frac{Y_4 + x}{Y_5 + Y_6 x^2} + Y_7 x \\ \quad Px \leftarrow f(x) \text{ if } |x - Ki| < \varepsilon \end{cases}$$

$$Px(300, 0.903) = 0.305$$

4. Se determină puterea maximă în baza raportului obținut.

$$Pmax := \frac{P}{Px} = 983.986$$

Pe baza metodei dezvoltare în lucrare s-a elaborat un algoritm privind analiza stabilității statice aperiodice a SEE. Algoritmul propus în lucrare permite de a estima limita stabilității statice prin efectuarea calculului numai a unui regim permanent de funcționare, care se află departe de limită. Aceasta duce la o reducere pronunțată a duratei de timp necesară pentru estimarea puterii limită.

4.4. Estimarea puterilor maxime ce pot fi injectate în SEN

4.4.1. Formularea problemei

În scopul realizării unui studiu detaliat privind estimarea puterilor maxime ce pot fi injectate în SEE al Republicii Moldova de la CEE s-au propus 20 de amplasamente ale acestor surse, distribuite pe întreg teritoriul țării, câte 5 în fiecare zonă (Figura 4.5):

- Zona NORD - Briceni, Dondușeni, Soroca, Fălești, Florești
- Zona CENTRU - Orhei, Călărași, Nisporeni, Cărpineni, Anenii Noi
- Zona SUDEST - Cioburciu1, Cioburciu2, Purcari, Caplani, Răscăeții Noi
- Zona SUD - Vulcănești, Balabani, Comrat, Cahul Sud, Leova

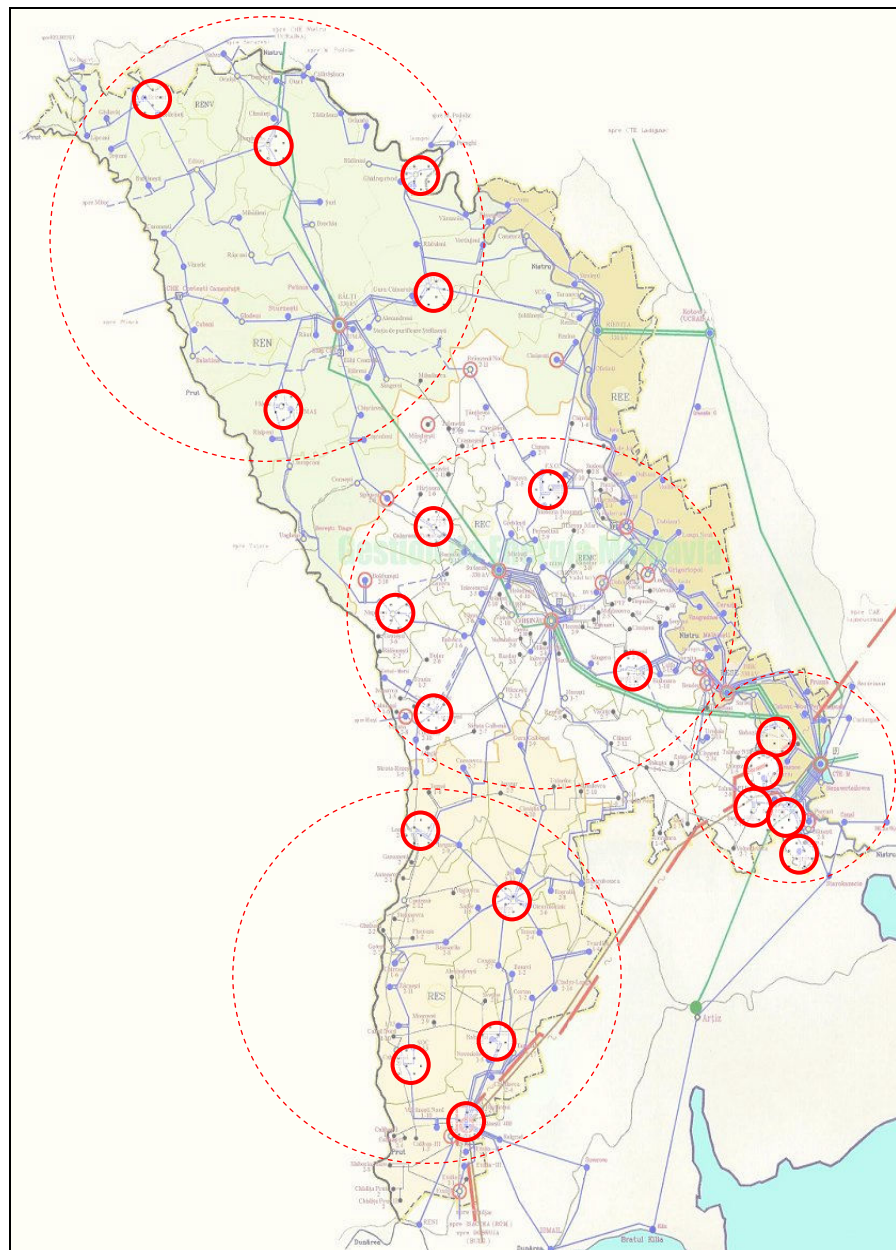


Fig. 4.5. Amplasamentele CEE

În conformitate cu amplasamentele prezentate în Figura 4.5 s-au analizat 8 scenarii, câte 4 pentru regimurile de sarcină maximă de iarnă și sarcină maximă de vară, injectând în una din zone puterea maximă posibilă, din considerentele capacităților de transport ale liniilor electrice de transport din zonă, iar pentru celelalte zone s-au determinat puterile maxime care pot fi injectate utilizând criteriul convergenței procesului iterativ, după cum urmează:

- scenariul 1 - injectarea în zona de SUD a puterii maxime de la CEE;
- scenariul 2 - injectarea în zona de SUD-EST a puterii maxime de la CEE;
- scenariul 3 - injectarea în zona de CENTRU a puterii maxime de la CEE;
- scenariul 4 - injectarea în zona de NORD a puterii maxime de la CEE.

Estimarea puterilor maxime s-a realizat prin aplicarea următorului algoritm de calcul:

- asigurarea alimentării consumatorilor Î.U.S. „Dnestrenergo” de la centralele electrice MGRES și CHE Dubăsari;
- injectarea în cele 20 de amplasamente a CEE de puteri comparativ mici (zeci de MW);
- modificând puterile injectate în nodurile unei zone, în conformitate cu scenariul dat, ținând seama ca liniile electrice să nu fie supraîncărcate, se determină puterea maximă totală ce poate fi injectată în această zonă, în baza criteriului convergenței procesului iterativ privind soluționarea sistemului de ecuații de stare a SEE.

Acest algoritm a fost utilizat pentru toate scenariile analizate.

Soluționarea ecuațiilor de funcționare ale regimului permanent pentru estimarea puterilor maxime totale ale CEE ce pot fi injectate în sistemul electroenergetic s-a realizat în baza criteriului convergenței procesului iterativ.

Se menționează că puterile maxime s-au estimat considerând că toate liniile electrice de transport se află în funcțiune. La rândul său la deconectarea unei linii electrice de transport are loc reducerea puterilor maxime, care pot fi injectate în SEE. Rezultatele calculelor sunt prezentate în continuare (subcapitolul 4.4.3).

4.4.2. Regimuri de referință

Calculul regimurilor staționare de funcționare fără racordarea CEE s-a efectuat în scopul verificării condițiilor de injectare a puterii produse de CEE.

Regim maxim de iarnă

Tabelul 4.7 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP , MW	Pexp, MW
MD	1256	1256	34,6	0

Tabelul 4.8 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW
Î.S. „Moldelectrica” (ME)	265	975	26,07	1001	-736
Î.U.S. „Dnestrenergo” (DE)	991	246	8,53	255	736

Tabelul 4.9 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW	Qgen, MVar	Qsar, MVar	ΔQ , MVar	Qcons, MVar	Qexp, MVar
NORD-VEST		89	2	91	-91		29	-10	19	-19
NORD		152	9	162	-162		48	-11	37	-37
EST		108	1	109	-109		25	-25	0	0
CENTRU		138	7	145	-145		40	-55	-15	15
CHISINAU		401	3	405	-405		131	-12	118	-118
SUD		97	2	99	-99		32	-142	-111	111
SUD-EST		115	2	117	-117		37	-99	-62	62
MGRES	956	18	5	23	933	229	9	57	66	163
CET1	30	5	0	6	24		1	3	4	-4
CET2	201	30	0	31	170	106	2	13	15	91
CHE DUBASARI	35	5	0	5	30		2	4	6	-6
CET NORD	25	4	0	4	21		1	3	4	-4
NHE COSTESTI	9	0	0	0	9		0	1	1	-1
EOLIAN		57	1	58	-58		19	-10	9	-9

Tabelul 4.10 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	119,12	64,68
31008	DONDUSHENI	117,21	64,59
31023	SOROKA	112,70	58,13
32027	FALESHTI	112,77	59,52
32028	FLORESHT	113,74	59,50
34009	KALARASH	113,67	57,02
34011	KAPLANI	114,42	55,82
34012	KARPINEN	113,64	54,94
34017	N.ANENI	113,58	54,82
34019	RASKAITS	113,85	55,51
34020	NISPOREN	112,29	56,54
34022	ORHEI	114,47	56,39
34038	CHOBRUCH	114,56	55,91
34076	PURKARI2	114,52	55,91
34106	CHOBRUCH	114,56	55,91
36013	S.CAHUL	108,23	52,95
36023	KOMRAT	109,36	52,51
36025	LEOVO	110,27	52,84
36037	BALABANI	109,15	54,11
36038	VULKANES	109,30	54,27

Tabelul 4.11 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	I _{max} , A	I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
35046	30220	_CHOKANA - KISHIN.SPP2	326	510	63,9
35047	30220	_CHOKANA - KISHIN.SPP2	283	510	55,4
534	70544	XU1BOLGR - UBOLGR51	265	510	52,0
35034	34059	_HOLODMA - STRASHEN	259	510	50,8
35046	35012	_CHOKANA - UZINELOR	254	510	49,9
35034	35025	_HOLODMA - SKULENI	244	510	47,9
35066	34057	IALOVENI - KISHINAU	224	510	43,8
75040	75060	UKILIA - UCH.YAR	169	390	43,4
75060	79515	UCH.YAR - UARCIZ52	168	390	43,1
35047	35018	_CHOKANA - MUNCHESH	211	510	41,4
35048	35012	_KODRU1 - UZINELOR	203	510	39,8
31004	31001	BRICHENI - BSZ	172	450	38,1
32046	32034	_ZTUM2 - BALTSI	168	450	37,4
35061	34057	_VIERUL2 - KISHINAU	190	510	37,3
32046	32027	_ZTUM2 - FALESHTI	168	450	37,3
35061	35059	_VIERUL2 - SKINOAS	189	510	37,1
35054	35003	_BOTANIK - BOTANIKA	138	390	35,4
35066	35058	IALOVENI - SKINOAS	178	510	34,9
32040	32034	_ALEXAND - BALTSI	157	450	34,9
32039	32034	_ALEXAND - BALTSI	156	450	34,9

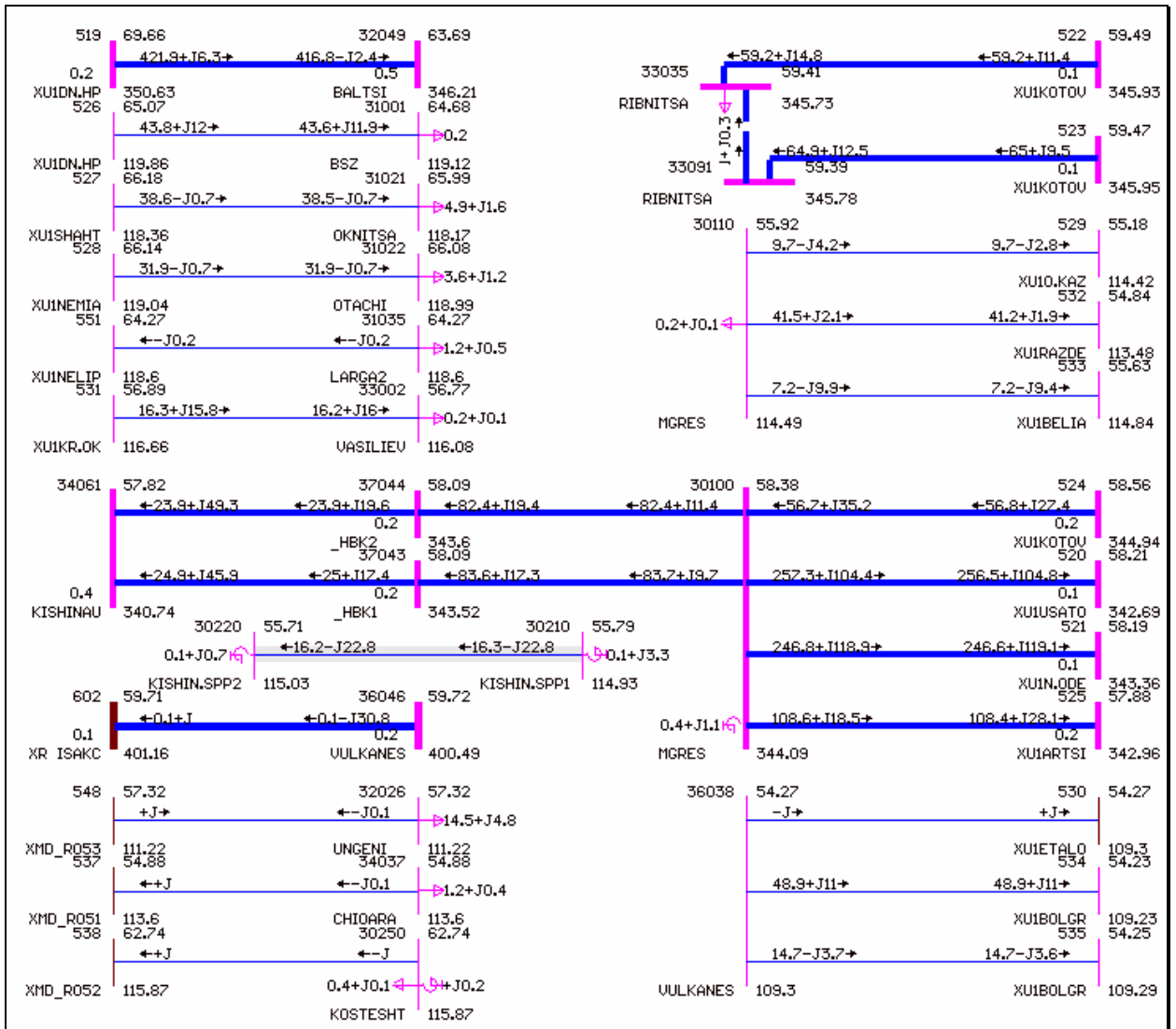


Fig. 4.6. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Regim maxim de vară

Tabelul 4.12 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP , MW	Pexp, MW
MD	976	976	31,9	0

Tabelul 4.13 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW
Î.S. „Moldelectrica” (ME)	48	653	23,485	676	-628
Î.U.S. „Dnestrenergo” (DE)	928	291	8,376	299	628

Tabelul 4.14 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW	Qgen, MVar	Qsar, MVar	ΔQ , MVar	Qcons, MVar	Qexp, MVar
NORD-VEST		62	2	64	-64		20	-11	9	-9
NORD		106	9	116	-116		33	-12	22	-22
EST		128	2	129	-129		29	-24	5	-5
CENTRU		96	7	103	-103		28	-53	-25	25
CHISINAU		280	2	282	-282		91	-15	76	-76
SUD		68	1	69	-69		22	-146	-124	124
SUD-EST		136	1	138	-138		44	-100	-56	56
MGRES	904	21	4	26	878	209	11	51	62	148
CET1			0	0	0			3	3	-3
CET2	37		0	0	37	39		3	3	37
CHE DUBASARI	24	6	0	6	18		2	2	4	-4
CET NORD			0	0	0			3	3	-3
NHE COSTESTI	11	0	0	0	11		0	1	1	-1
EOLIAN		40	0	41	-41		13	-10	3	-3

Tabelul 4.15 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	120,57	65,84
31008	DONDUSHENI	118,53	65,56
31023	SOROKA	114,25	58,94
32027	FALESHTI	114,55	60,47
32028	FLORESHT	115,00	60,20
34009	KALARASH	114,50	57,37
34011	KAPLANI	114,56	55,55
34012	KARPINEN	114,66	55,33
34017	N.ANENI	114,05	54,80
34019	RASKAITS	114,08	55,30
34020	NISPOREN	113,80	57,28
34022	ORHEI	114,90	56,40
34038	CHOBRUCH	114,65	55,62
34076	PURKARI2	114,61	55,62
34106	CHOBRUCH	114,65	55,62
36013	S.CAHUL	110,11	53,91
36023	KOMRAT	111,42	53,51
36025	LEOVO	112,21	53,73
36037	BALABANI	110,41	54,77
36038	VULKANES	110,48	54,89

Tabelul 4.16 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod in	Nod sf	Denumirea	Imax, A	0.8*Iadm, A	Imax/Iadm, %
534	70544	XU1BOLGR - UBOLGR51	289	408	70,8
75040	75060	UKILIA - UCH.YAR	161	312	51,5
75060	79515	UCH.YAR - UARCIZ52	159	312	51,1
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	205	408	50,2
35034	35025	HOLODMA - SKULENI	195	408	47,8
31004	31001	BRICHENI - BSZ	153	360	42,4
32040	32034	ALEXAND - BALTSI	152	360	42,4
32039	32034	ALEXAND - BALTSI	152	360	42,3
70528	75100	UKOSA151 - UETALON	130	312	41,8
32039	32037	ALEXAND - GURAKAI	145	360	40,2
70544	70528	UBOLGR51 - UKOSA151	144	360	40,2
32040	32038	ALEXAND - GURAKAI	145	360	40,2
32046	32034	ZTUM2 - BALTSI	141	360	39,3
32037	32028	GURAKAI - FLORESHT	141	360	39,3
32038	32028	GURAKAI - FLORESHT	141	360	39,2
32046	32027	ZTUM2 - FALESHTI	141	360	39,1
31026	31008	SHURI - DONDUSHENI	159	408	38,9
32012	32010	KOSHKODE - KISHKARE	120	312	38,6
31026	31009	SHURI - DROKIA	154	408	37,7
31022	31018	OTACHI - LENKAUTS	117	312	37,7

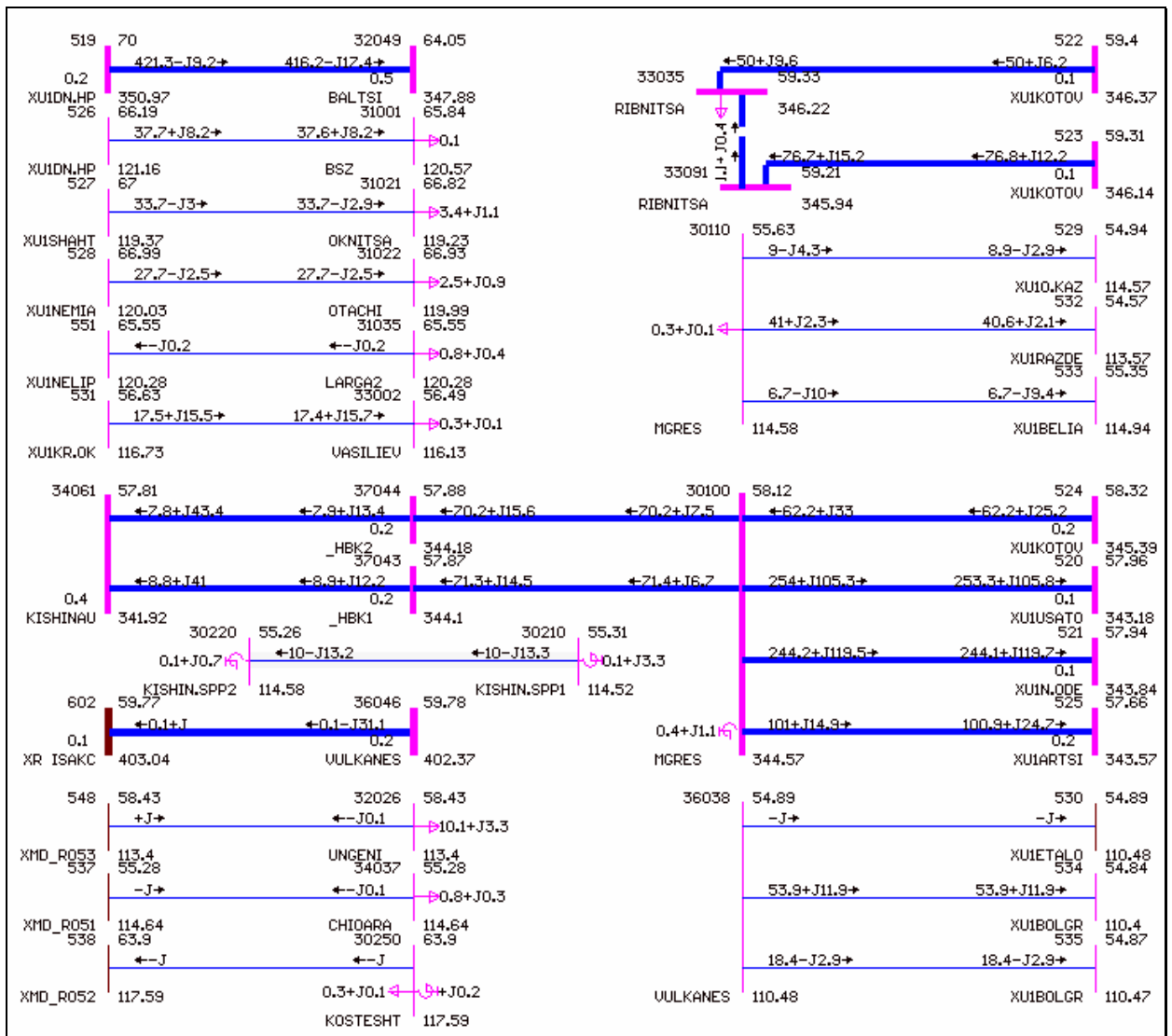


Fig. 4.7. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

În conformitate cu Tabelul 4.7 și Tabelul 4.12 se observă că în regimurile de referință producerea energiei electrice este egală cu valoarea consumului, însă Tabelul 4.8 și Tabelul 4.13 arată că rolul de nod de echilibru local îl îndeplinește centrala electrică MGRES, care acoperă deficitul de putere din rețelele Î.S. „Moldelectrica”.

Rezultatele calculului regimului permanent pentru scenariul de referință demonstrează că nivelul tensiunilor în noduri se află în limite admisibile (Tabelul 4.10 și Tabelul 4.15), iar curenții care circulă prin liniile electrice de transport (direcțiile fluxurilor de puteri sunt afișate în Figura 4.6 și Figura 4.7) nu duc la supraîncărcarea elementelor de rețea (Tabelul 4.11 și Tabelul 4.16).

Informații similare pentru scenariile de calcul analizate sunt prezentate în Anexă.

4.4.3. Scenarii de calcul

Generare maximă eoliană în zona de Sud

Regim maxim de iarnă

Tabelul 4.17 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP , MW	Pexp, MW
MD	1621	1271	49,4	350

Tabelul 4.18 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1365	975	40,32	1015	350
DE	256	246	9,1	255	0

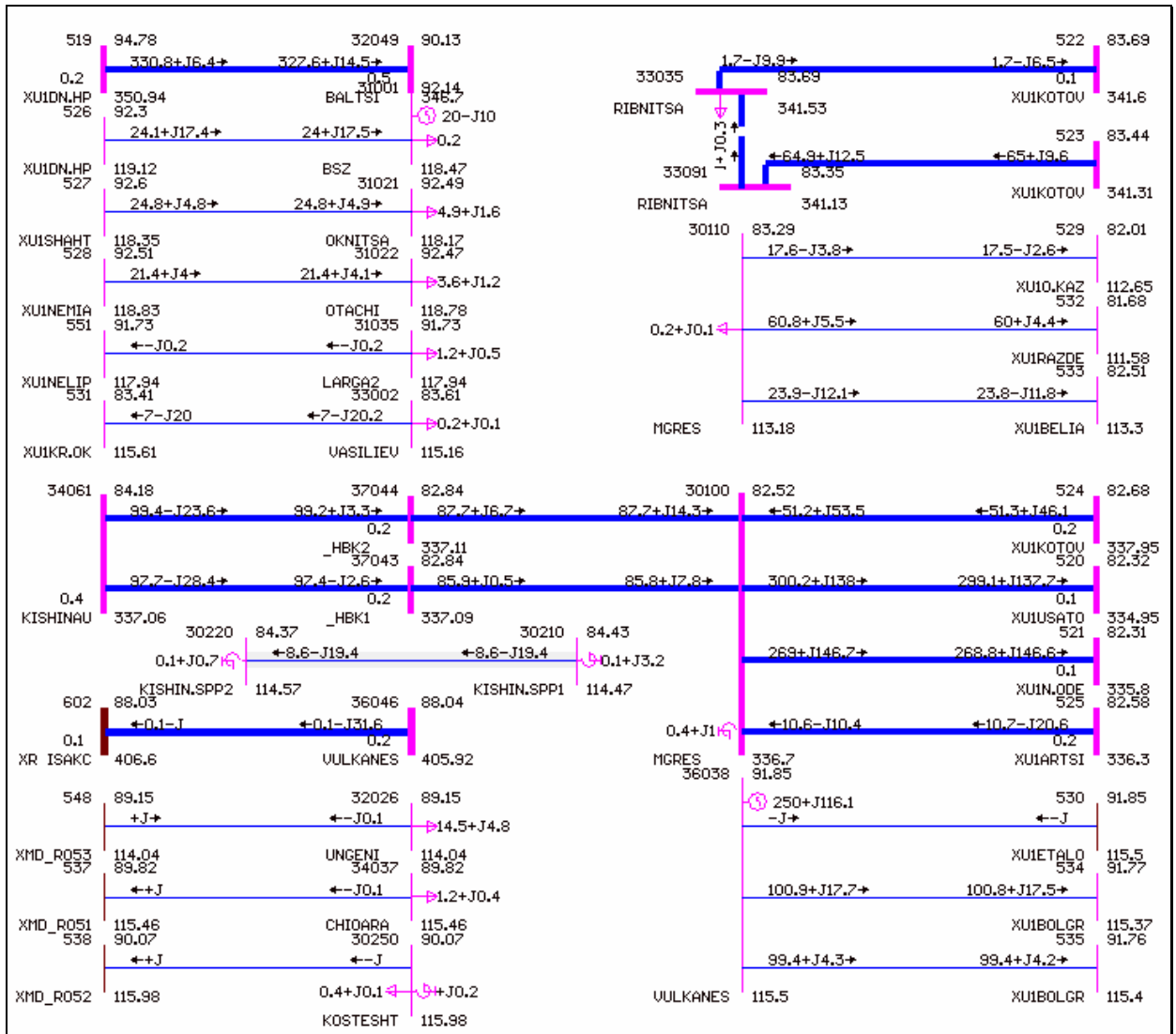


Fig. 4.8. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Regim maxim de vară

Tabelul 4.19 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1349	998	53,7	351

Tabelul 4.20 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1048	653	43,647	696	352
DE	301	291	10,043	301	-1

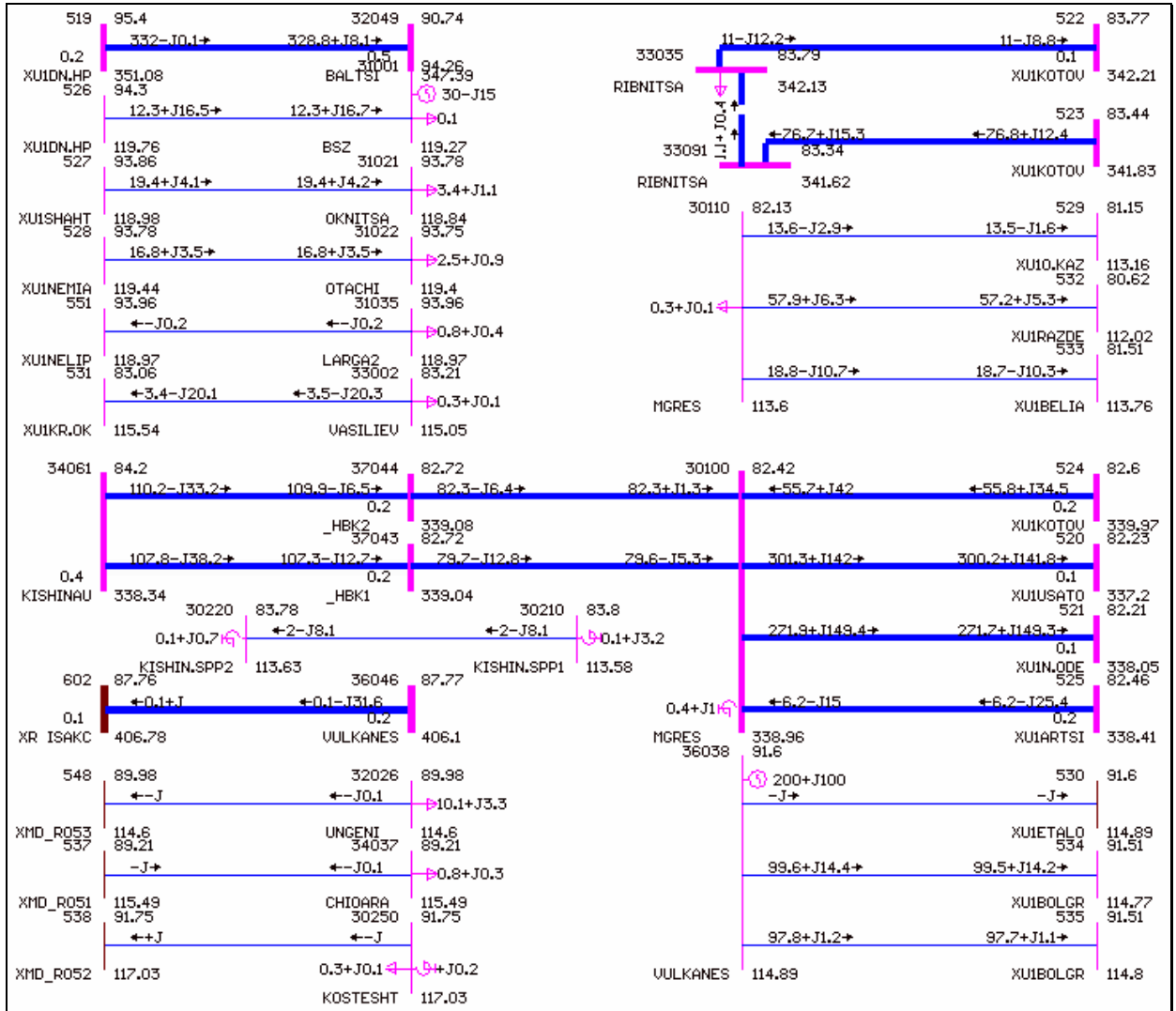


Fig. 4.9. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Rezultate detaliate pentru scenariul unei producții maxime de energie de la CEE amplasate în zona de sud sunt prezentate în Anexa 1.

Generare maximă eoliană în zona de Sud-Est

Regim maxim de iarnă

Tabelul 4.21 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1622	1278	56,7	344

Tabelul 4.22 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1365	975	44,74	1020	345
DE	257	246	11,94	258	-1

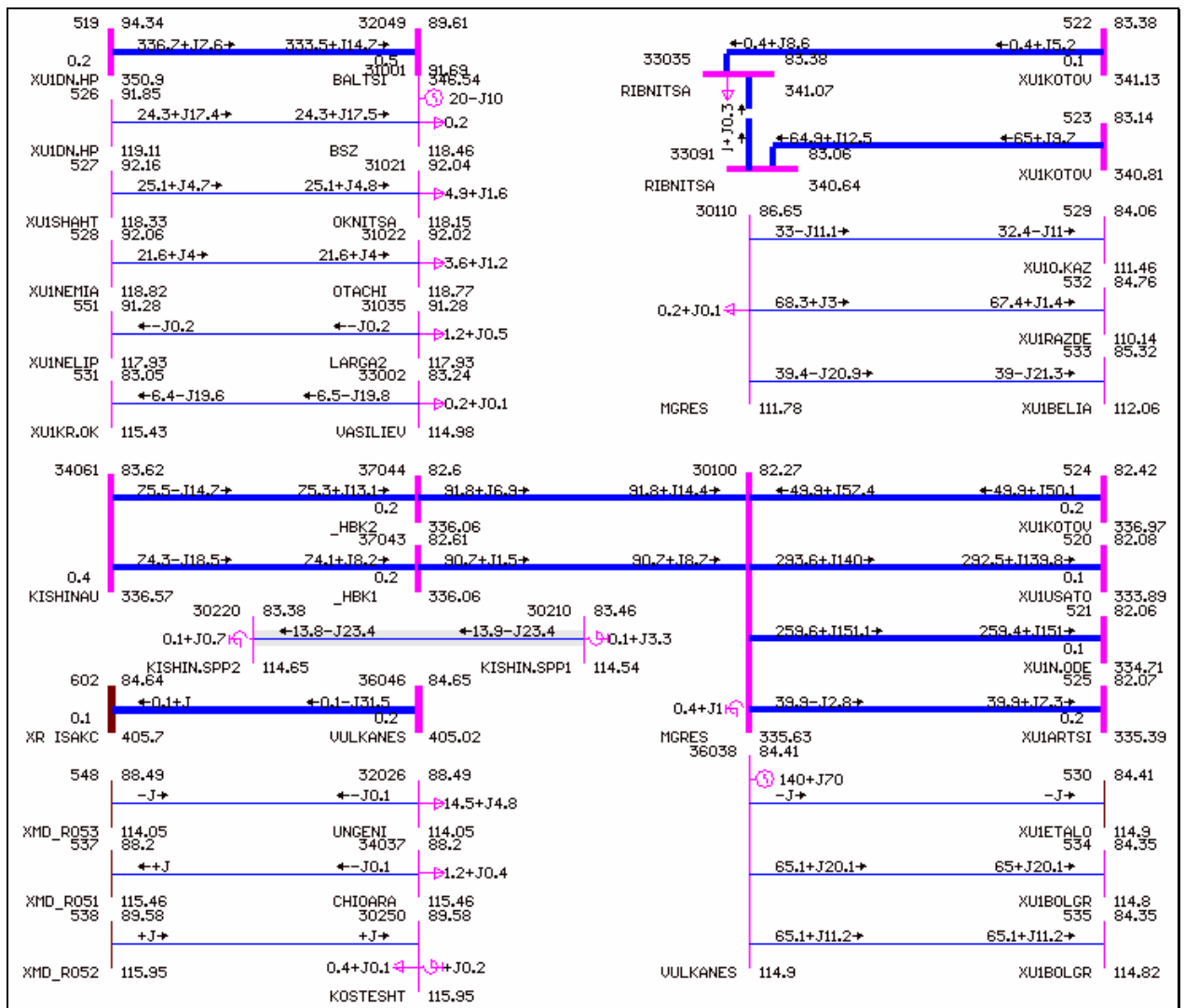


Fig. 4.10. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Regim maxim de vară

Tabelul 4.23 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1342	993	48,8	349

Tabelul 4.24 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1038	653	37,584	690	348
DE	304	291	11,17	302	1

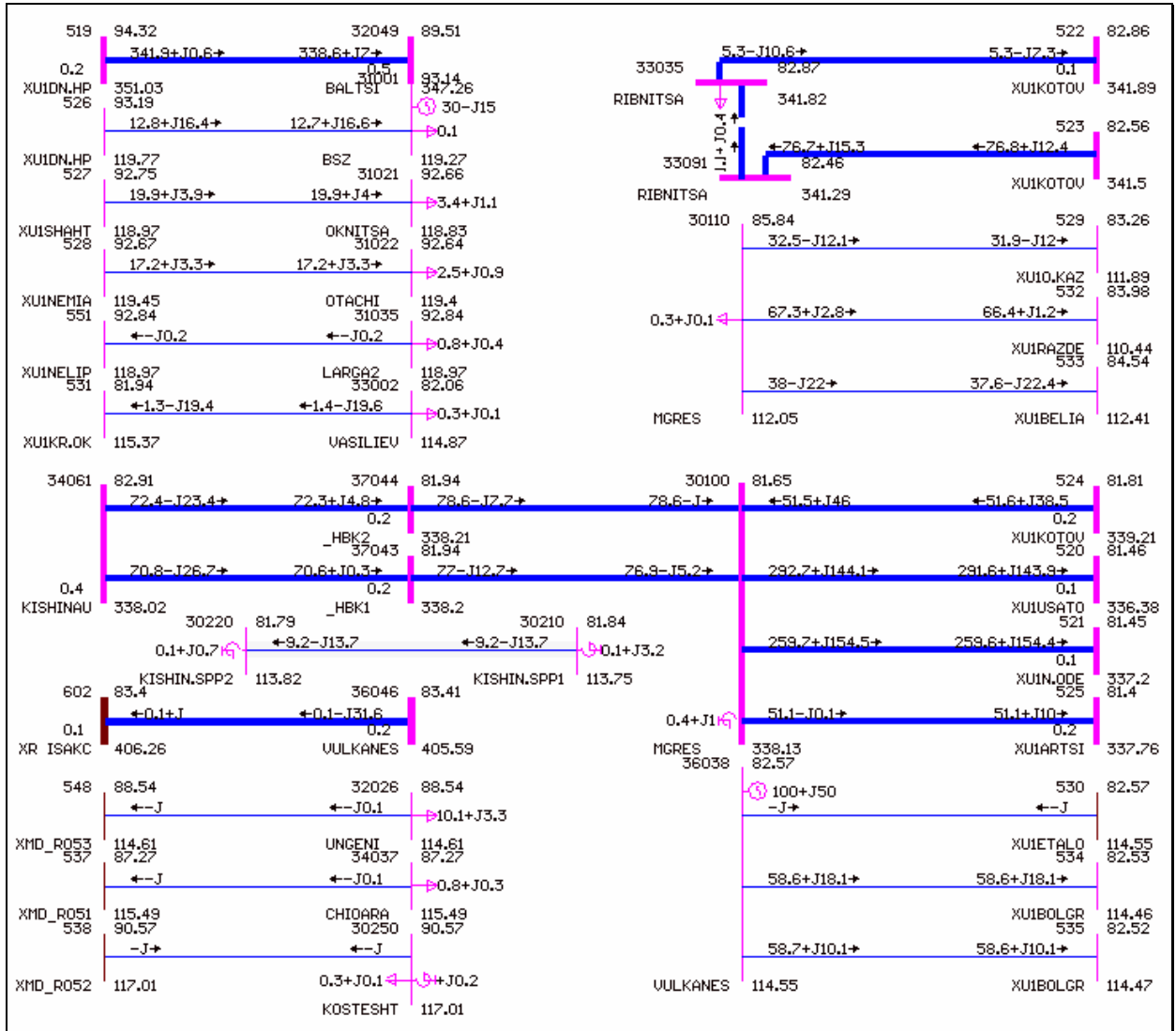


Fig. 4.11. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Rezultate detaliate pentru scenariul unei producții maxime de energie de la CEE amplasate în zona de sud-est sunt prezentate în Anexa 2.

Generare maximă eoliană în zona de Centru

Regim maxim de iarnă

Tabelul 4.25 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1625	1288	66,8	337

Tabelul 4.26 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1365	975	53,33	1028	337
DE	260	246	13,44	260	0

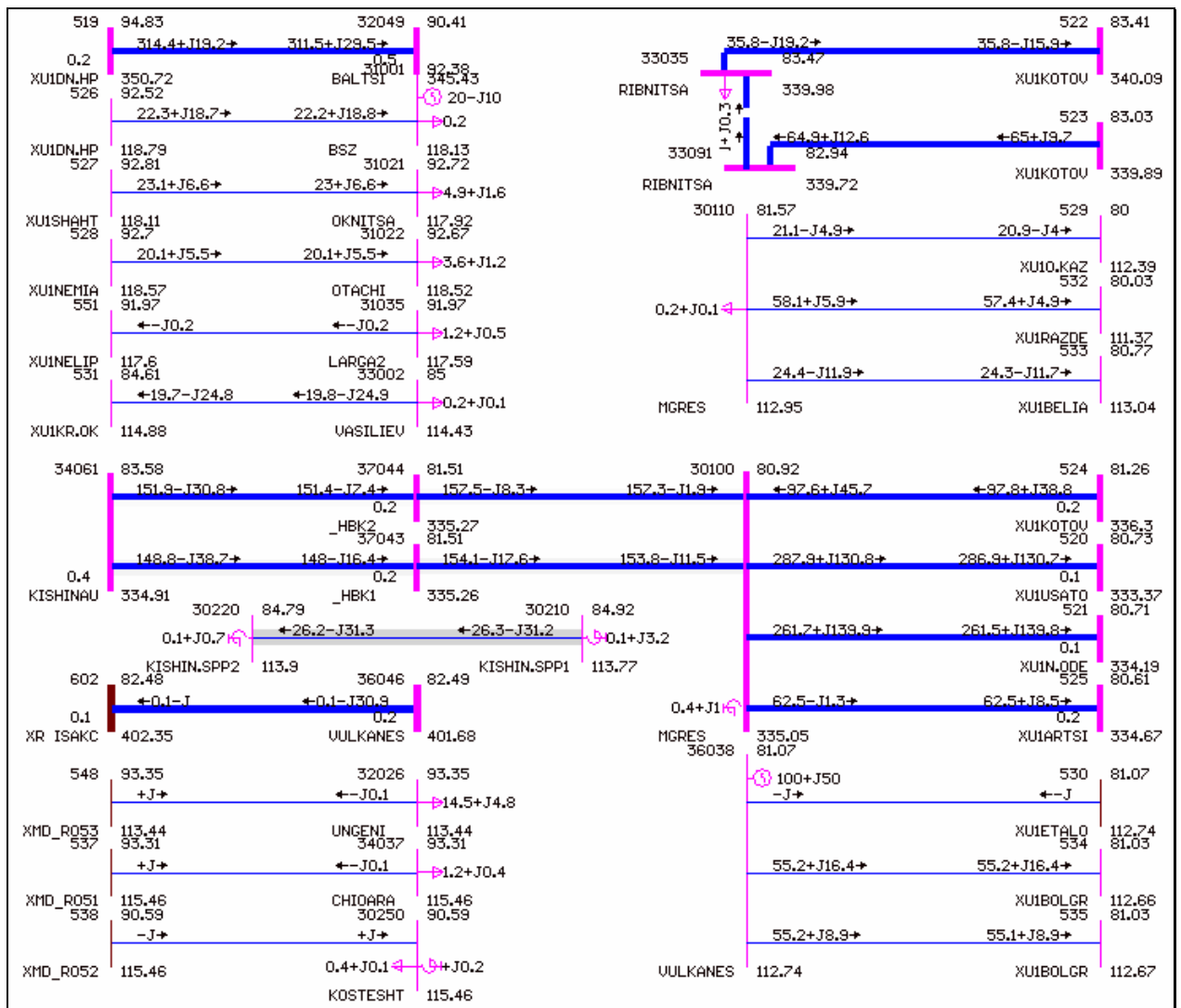


Fig. 4.12. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Regim maxim de vară

Tabelul 4.27 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1341	991	47,3	349

Tabelul 4.28 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1038	653	36,394	689	349
DE	303	291	10,906	302	1

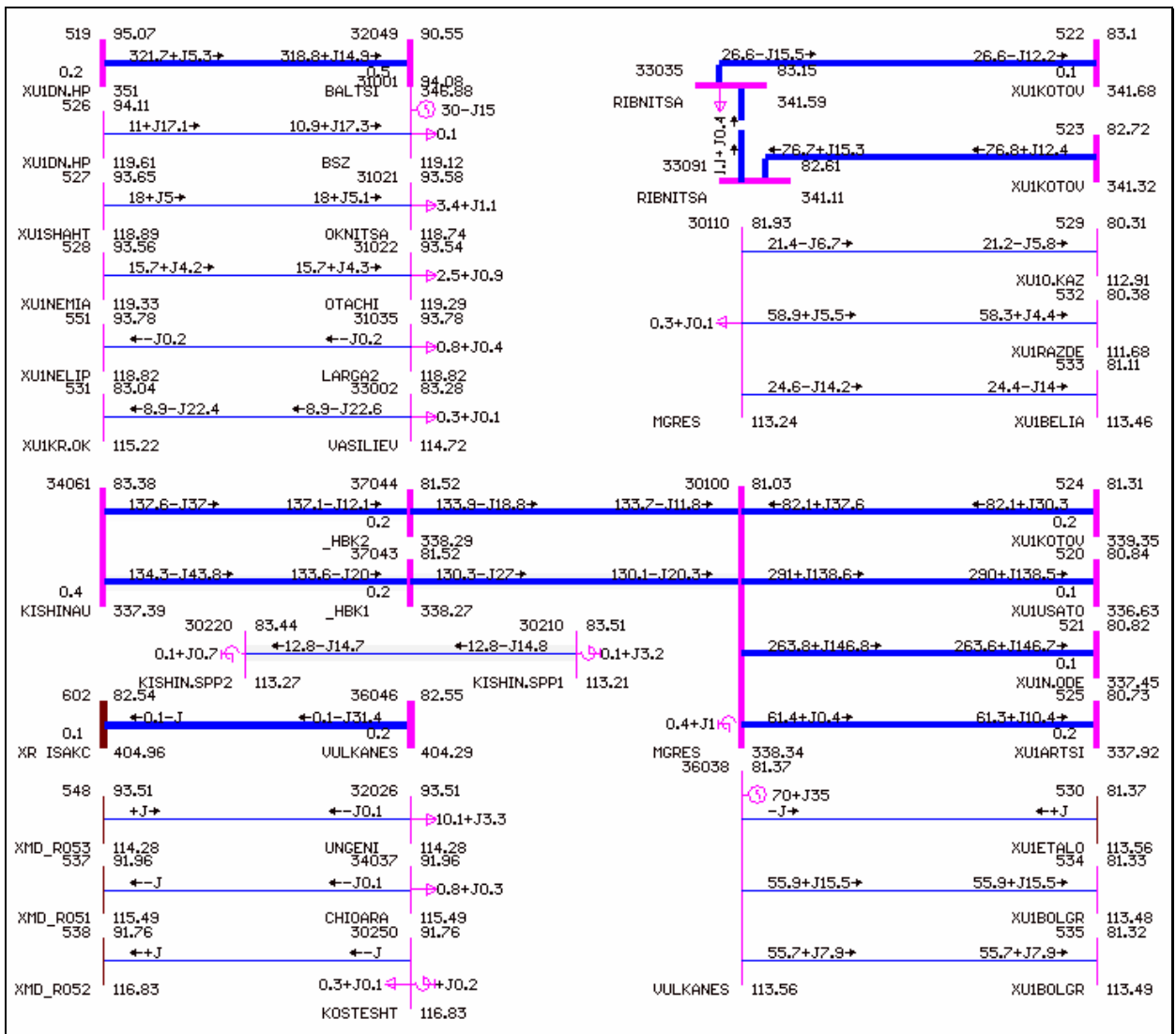


Fig. 4.13. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Rezultate detaliate pentru scenariul unei producții maxime de energie de la CEE amplasate în zona de centru sunt prezentate în Anexa 3.

Generare maximă eoliană în zona de Nord

Regim maxim de iarnă

Tabelul 4.29 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1641	1302	80,9	339

Tabelul 4.30 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1375	975	61,65	1037	338
DE	266	246	19,23	265	0

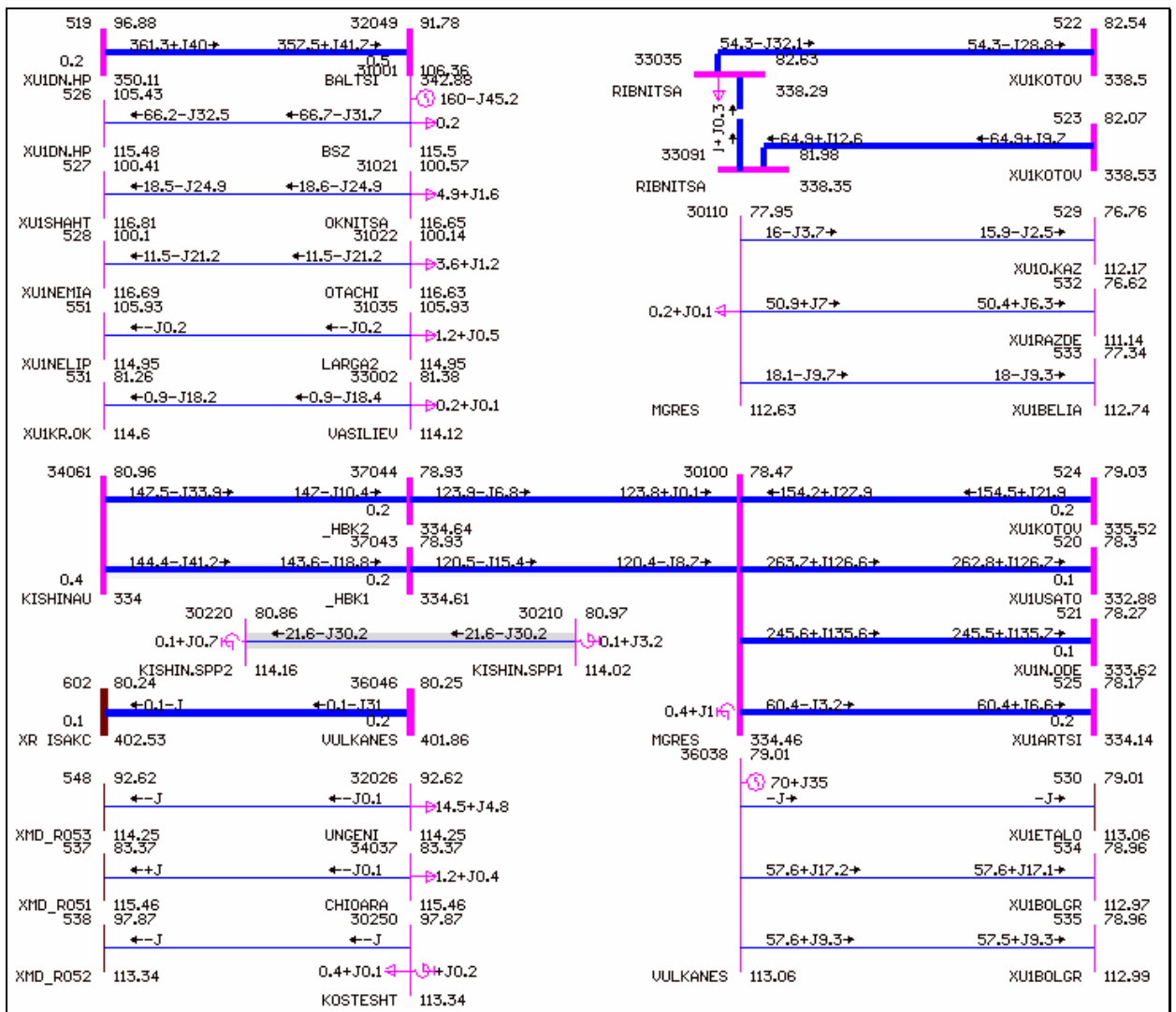


Fig. 4.14. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Rezultate detaliate pentru scenariul unei producții maxime de energie de la CEE amplasate în zona de nord sunt prezentate în Anexa 4.

Regim maxim de vară

Tabelul 4.31 Informație generală despre SEE al Republicii Moldova

Denumirea	Pgen, MW	Pcons, MW	ΔP, MW	Pexp, MW
MD	1357	1016	72,1	341

Tabelul 4.32 Informație despre operatorii de transport

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP, MW	Pcons, MW	Pexp, MW
ME	1048	653	54,033	707	341
DE	309	291	18,111	309	-1

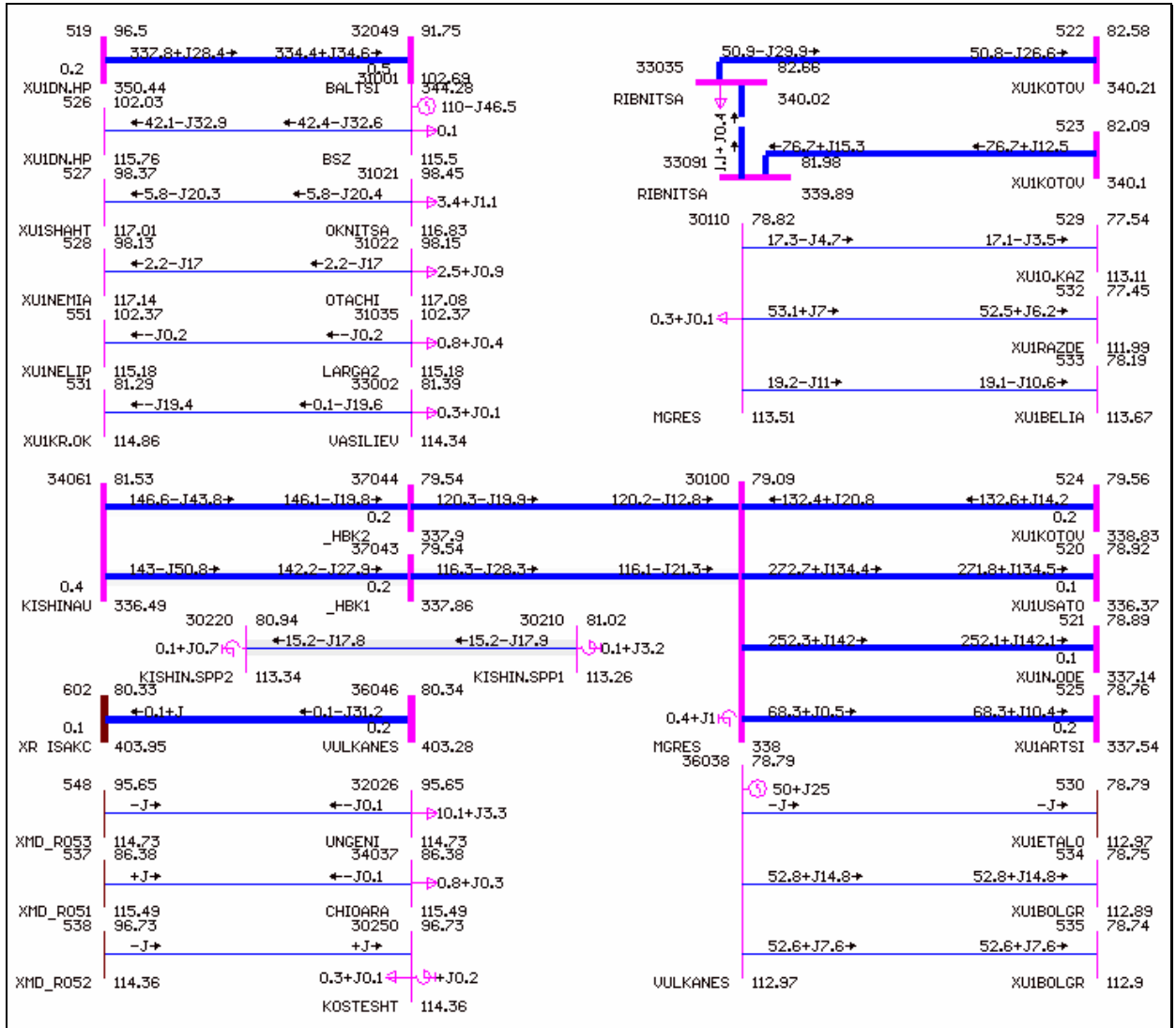


Fig. 4.15. Secvențe ale calculului regimului permanent de funcționare al SEE

Astfel, racordarea surselor de energii regenerabile la SEE duce la creșterea gradului de încărcare a unor linii electrice de 110 kV. Această creștere este influențată atât de amplasamentele CEE, de consumul de energie în Republica Moldova, precum și de exportul de energie din țară în Ucraina și România.

4.5. Concluzii la capitolul 4

1. Rezultatele obținute în studiile de caz prin inversarea matricei Jacobi și respectiv prin utilizarea metodei rapide propuse coincid totalmente. Aceasta ne permite să afirmăm că metoda rapidă de inversare a matricei Jacobi poate fi utilizată, pe scară largă, în calculele operative ale regimurilor permanente de funcționare ale SEE.

2. Pe baza metodei dezvoltate în lucrare s-a elaborat un algoritm privind analiza stabilității statice aperiodice a SEE. Algoritmul propus permite de a estima limita stabilității statice prin efectuarea calculului numai a unui regim permanent de funcționare, care se află departe de limită. Aceasta duce la o reducere pronunțată a duratei de timp necesară pentru estimarea puterii limită.

3. În baza studiului s-a constatat că puterile maxime care pot fi injectate în diferite zone ale SEE al Republicii Moldova, în dependență de valorile curentului maxim admisibil ce parcurge conductoarele liniilor electrice de transport, constituie:

- Regimul maxim de iarnă:

Zona \ P_{max} în zona:	SUD	SUDEST	CENTRU	NORD
Zona NORD	100	100	100	630
Zona CENTRU	270	270	660	170
Zona SUDEST	210	470	180	110
Zona SUD	520	260	160	200
P_{max}, MW	1100	1100	1100	1110

- Regimul maxim de vară:

Zona \ P_{max} în zona:	SUD	SUDEST	CENTRU	NORD
Zona NORD	140	130	130	510
Zona CENTRU	270	210	420	210
Zona SUDEST	200	390	210	140
Zona SUD	390	260	230	140
P_{max}, MW	1000	990	990	1000

CONCLUZII GENERALE ȘI RECOMANDĂRI

Cercetările teoretice și experimentale efectuate în cadrul tezei au generat formularea următoarelor **concluzii generale**:

1. S-a demonstrat că racordarea centralelor electrice eoliene la sistemul electroenergetic național este posibilă dacă sunt soluționate un set de preocupări electrotehnice, cum ar fi: capacitatea de trecere a instalației energetice eoliene prin gol de tensiune în sistemul electroenergetic; asigurarea puterii active la variația frecvenței în sistemul electroenergetic; controlul puterii reactive și a tensiunii în punctul de racord, etc.
2. Au fost identificate cerințe tehnice minime, privind integrarea generării eoliene, care ar asigura funcționarea normală a sistemelor electroenergetice în diferite regimuri [47].
3. În cazul unui scurtcircuit bifazat la bornele generatorului asincron cu dublă alimentare a turbinei eoliene [48,49], componentele de succesiune directă ating valorile maxime la alunecări mici, iar cele de succesiune inversă – în apropierea alunecării egale cu 2-s [50]. În același timp cuplul electromagnetic pulsează cu frecvență dublă, amplitudinile cărora cresc odată cu alunecarea și pot depăși cu mult valoarea medie. Aceste pulsații produc vibrații, sunt periculoase și pot provoca rezonanța mecanică [51].
4. A fost investigat aspectul stabilității statice aperiodice a sistemului electroenergetic, la racordarea unei centrale electrice eoliene, prin utilizarea criteriilor Stodola și Hurvitz.
5. A fost elaborată o metoda pentru determinarea rapidă și eficientă a inversei matricei Jacobi [52], care stă la baza calculului regimurilor permanente de funcționare ale sistemelor electroenergetice.
6. A fost realizat un algoritm privind determinarea puterii limită printr-o secțiune prin efectuarea numai al unui calcul al regimului permanent de funcționare, care se află departe de limită [53]. Aceasta duce la o reducere pronunțată a duratei de timp necesară pentru estimarea puterii limită.
7. S-a constatat că puterile maxime ale surselor regenerabile de energie care pot fi injectate în diferite zone ale sistemului electroenergetic național, determinate în baza criteriului tehnic - încălzirea admisibilă a conductoarelor liniilor electrice de transport - constituie în ansamblu circa 1000 MW și nu depinde în care zonă se injectează puterea maximă [54].
8. Racordarea surselor regenerabile de energie la sistemul electroenergetic național duce la creșterea gradului de încărcare a unor linii electrice de 110 kV, fiind influențat de

amplasamentele centralelor electrice eoliene, de consumul de energie electrică în Republica Moldova, precum și de exportul de energie electrică în Ucraina și România [55].

Din această lucrare derivă următoarele **recomandări**:

1. De completat normele tehnice existente cu cerințele tehnice minime, care ar asigura funcționarea normală a centralelor eoliene conectate la rețelele de distribuție și/sau la cele de transport a energiei electrice.
2. Se cere de a limita vibrațiile mecanice, ce apar în cazul unui scurtcircuit bifazat la bornele generatorului asincron cu dublă alimentare a turbinei eoliene, inclusiv prin deconectarea acesteia de la rețeaua electrică.
3. De utilizat în practica de calcul al regimurilor permanente SEN algoritmul elaborat privind determinarea puterii limită printr-o secțiune.

Problema științifică importantă soluționată constă în elaborarea unor metodologii, privind determinarea puterii maxime a surselor regenerabile de energie, ce poate fi integrată în sistemul electroenergetic național, fapt ce permite valorificarea potențialului eolian local, în vederea promovării utilizării energiei din surse regenerabile.

Direcții și obiective de cercetare pentru viitor. Elaborările științifice realizate până la moment în domeniul promovării surselor regenerabile de energie necesită a fi continuate prin:

- realizarea unui studiu de identificare a elementelor pentru care urmează de a fortifica capacitatea de transport al lor,
- elaborarea unei metodologii privind evaluarea puterii maxime a surselor regenerabile de energie, ce poate fi integrată în sistemul electroenergetic național, din considerente economice,
- realizarea unor cercetări cu privire la echilibrarea sistemului electroenergetic național în condițiile integrării surselor regenerabile de energie.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Anuarul statistic al Republicii Moldova, 2015 / Biroul Național de Statistică al Republicii Moldova, Chișinău, 2015
- [2] Raport anual de activitate a ANRE pentru anul 2015. www.anre.md
- [3] Regulamentul privind garanțiile de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie (Hotărîre ANRE nr. 330 din 03.04.2009)
- [4] Regulamentul privind procedura de schimbare a furnizorului de energie electrică de către consumatorii eligibili (Hotărîre ANRE nr. 534 din 20.11.2013)
- [5] Regulamentul de măsurare a energiei electrice în scopuri comerciale Hotărîrea ANRE nr.382 din 02 iulie 2010. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 05.11.2010, nr. 214-220 art Nr : 765
- [6] Planul Național de Acțiuni privind Energia Regenerabilă pentru anii 2013-2020. Hotărîrea Guvernului nr. 1073 din 27 decembrie 2013. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 10.01.2014, nr. 4-8, art.1.
- [7] Legea privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Nr. 10 din 26 februarie 2016. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 25.03.2016 Nr. 69-77 art Nr: 117
- [8] Strategia energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2020. Hotărîrea Guvernului nr. 958 din 21 august 2007. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2007, nr.141-145, art.1012
- [9] Programul Național pentru Eficiență Energetică 2011-2020. Hotărîrea Guvernului nr. 833 din 10 noiembrie 2011. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 18.11.2011, Nr. 197-202, art Nr : 914.
- [10] Legea cu privire la eficiența energetică. Nr. 142 din 2 iulie 2010. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 03.09.2010, nr. 155-158 art. Nr.: 545
- [11] Planul Național de Acțiuni în domeniul Eficienței Energetice pentru anii 2013-2015. Hotărîrea Guvernului nr. 113 din 07 februarie 2013. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 15.02.2013, Nr. 31-35, art Nr : 158.
- [12] Directiva 2006/32/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 5 aprilie 2006 privind eficiența energetică la utilizatorii finali și serviciile energetice și de abrogare a Directivei 93/76/CEE a Consiliului. JO L 114, 27.4.2006.
- [13] Strategia energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2030. Hotărîrea Guvernului nr. 102 din 05 februarie 2013. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2013, nr.27-30, art.147

- [14] Regulamentul privind construcția/reconstrucția centralelor electrice. Hotărîrea Guvernului nr. 436 din 26 aprilie 2004. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 07.05.2004, Nr. 073, art Nr : 578
- [15] E.ON Netz GmbH, Grid Code for high and extra high voltage. E.ON Netz GmbH Bayreuth, April 2006.
- [16] The Irish code published by ESB National Grid, Section WPFS1: Wind Farm Power Station Grid Code Provisions.
- [17] The code of Denmark, wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV. Technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. Approved by Elkraft System and Eltra in November 2004.
- [18] Transmission Provider Technical Requirements for the Connection of Power Plants to the Hydro-Quebec Transmission System. Hydro Quebec Transenergie, March 2006.
- [19] Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene. România, Ordin ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările din Ord. ANRE nr. 29/2013.
- [20] Wind, waves & weather forecast. www.windfinder.com
- [21] Matching Hourly and Peak Demand by Combining Different Renewable Energy Sources. A case study for California in 2020. ---. Graeme R.G. Hoste. Michael J. Dvorak
- [22] V. Rachier. Evaluarea potențialului energetic eolian al Republicii Moldova (RM). Teză de doctor în științe tehnice. Chisinau, 2016.
- [23] Willi Christiansen & David T. Johnsen, Analysis of requirements in selected Grid Codes. Section of Electric Power Engineering, Technical University of Denmark (DTU), January 2006.
- [24] Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения"
- [25] Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport. Hotărîrea ANRE nr.266 din 20 noiembrie 2007. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 07.12.2007, nr. 188-191 art. Nr.: 694
- [26] Normele tehnice ale rețelelor electrice de distribuție. Hotărîrea ANRE nr.267 din 20 noiembrie 2007. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 07.12.2007, nr. 188-191 art. Nr.: 695
- [27] Legea cu privire la energia electrică. Nr. 107 din 27 mai 2016. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 08.07.2016 Nr. 193-203 art Nr : 413
- [28] Legea cu privire la energetică. Nr. 1525 din 19 februarie 1998. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 04.06.1998, Nr. 50-51 art Nr : 366

- [29] Regulamentul de furnizare și utilizare a energiei electrice. Hotărîrea ANRE nr.393 din 15 decembrie 2010. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 15.04.2011, nr. 59-62 art. Nr.: 308
- [30] Regulile pieței energiei electrice Hotărîrea ANRE nr.212 din 09.10.2015. În Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 11.12.2015, nr. 332-339 art. Nr.: 2405
- [31] Ковач К.П., Рац И. „Переходные процессы в машинах переменного тока”, М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.- 744 с.
- [32] T.Sun, Z.Chen, F.Blaabjerg. Voltage Recovery of Grid-Connecte Wind Turbines with DFIG After a Short-Circuit Fault. IEEE Transactions on Power Electronics (Volume: 23, Issue: 3, May 2008)
- [33] Trinh Trong Chuong. Voltage Stability Investiganion of Grid Connected Wind Farm.World Academy of Science,Engineering and Technology 42 2008.
- [34] VESTAS-“Discover the unique power of the wind,” www.vestas.com
- [35] Андрианов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р. - Ветроэлектрические станции. Государственное Энергетическое Издательство, Москва-Ленинград, 1960.
- [36] Eremia, M., Trecat, J., Germond, A. – “Réseaux électriques. Aspects actuels”. Bucuresti : Editura tehnica, 2000.
- [37] L.L. Freris, A.M. Sasson: "Investigation on the Load-Flow Problem", Proc. IEE, Vol.115, No.10, 1968, pp. 1450-1460.
- [38] J. P. Barret, P. Bornanrd, B. Meyer: "Simulation des réseaux électriques", Eyrolles, 1977
- [39] Демидович Б.П. Лекции по математической устойчивости. - Москва: Наука, 1967. 472с.
- [40] Малышев А.Н. Введение в вычислительную линейную алгебру. - Новосибирск: Наука, 1991. 227с.
- [41] Жуков Л.А., Стратан И.П.. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем. Методы расчетов. - Москва: Энергия, 1979. 406с.
- [42] Мириханов М.Ш., Рябченко В.Н. Метод решения алгебраических систем с локально изменяемыми матрицами для оперативного управления в электроэнергетике. // Автоматика и телемеханика. 2006, №5. С.133-141.
- [43] Мириханов М.Ш., Рябченко В.Н. Быстрый алгоритм решения алгебраических систем уравнений при оперативном управлении режимами энергосистемы. Третья Международная научно-практическая конференция «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». – Екатеринбург, 2008.
- [44] Мириханов М.Ш., Рябченко В.Н. Алгебраический метод оценки запасов статической устойчивости электроэнергетической системы. //Электро. 2010, №5. С.17-21.

- [45] Прасолов В.В. Задачи и теоремы линейной алгебры. – М.: 2008.
- [46] Фадеев Д.К. Лекции по алгебре. – М.: Наука, 1984, 415с.
- [47] V. Gropa, Influence on power quality of grid-connected wind turbines. Conferința internațională „Energetica Moldovei-2012”. Aspecte regionale de dezvoltare, Chișinău, 4-6 oct. 2012, p.204-209, ISBN 978-9975-62-324-7, 0.31 c.t.
- [48] I. Macovei, I. Stratan, V. Gropa, D. Rujanschi, Funcționarea instalațiilor eoliene cu generator cu dublă alimentare tip DFIG în regim cuazistaționar. The 10th International Conference and Exhibition on Electromechanical and Power Systems. SIELMEN 2015, Craiova-Chișinău, 8 - 9 octombrie 2015, p.205-209, ISBN 978-606-567-284-0, 0.31 c.t.
- [49] V. Gropa, The analysis of biphasic short circuit regimes to doubly-fed induction generators connected to a power system. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series No.37; 2013, p.68 – 72, ISSN 1842-4805, 0.38 c.t.
- [50] I.Macovei, I.Stratan, V.Gropa, M.Pripa, „A presentation method of the unsimetric short-circuits regimes of synchronous machine in the D-Q axes”, The 8th International Conference on Electromechanical and Power Systems SIELMEN, 11-13 octombrie, 2011. Craiova-Iași, România, 13-15 octombrie, 2011. Chișinău, Republica Moldova, pp.445-450.
- [51] I. Macovei, I. Stratan, V. Gropa, Modelarea matematică a regimurilor nesimetrice ale unui generator cu dublă alimentare (DFIG). The 9th International Conference on Electromechanical and Power Systems. SIELMEN 2013, Chișinău, 17 - 18 octombrie 2013, p.265 – 270, ISSN 978-606-13-1560-4, 0.38 c.t.
- [52] V. Gropa, I. Stratan, Metodă rapidă de calcul al inversei matrice Jacobi. The 10th International Conference and Exhibition on Electromechanical and Power Systems. SIELMEN 2015, Craiova-Chișinău, 8 - 9 octombrie 2015, p.191-195, ISBN 978-606-567-284-0, 0.25 c.t.
- [53] V. Gropa, I. Stratan, I. Macovei, Metodă practică de evaluare a puterii active maxime admisibile printr-o secțiune a sistemului electroenergetic. The 10th International Conference and Exhibition on Electromechanical and Power Systems. SIELMEN 2015, Craiova-Chișinău, 8 - 9 octombrie 2015, p.210-212, ISBN 978-606-567-284-0, 0.23 c.t.
- [54] I. Stratan, V. Gropa, Identificarea capacităților maxime de racordare la stațiile electrice din sistemul electroenergetic al Republicii Moldova. Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților. Chișinău, 17 - 19 noiembrie 2010, p.362–363, ISBN 978-9975-45-065-2, 0.12 c.t.
- [55] V. Gropa, Studiu privind utilizarea rațională a capacității de transport ale liniilor electrice aeriene. Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților UTM, Volumul I, Chișinău, 8 - 10 decembrie 2011, p.228–229, ISBN 978-9975-45-208-3, 0.15 c.t.
- [56] Standardul european „CEI-61400-21:2008 – Wind turbines-Part-21. Measurement and assessments of power quality characteristics of grid connected wind turbines” și

- C6.04.01, 2005, CIGRE publication - Connection Criteria of the distribution Network for Distributed Generation”
- [57] D. Dragomir, N. Golovanov, P. Postolache. Overview on the Grid Code Requirements Related to the Connection of Wind Power Plants. 2nd International conference on modern power systems MPS 2008, 12-14 november 2008, Cluj-Napoca, Romania
 - [58] Bora Alboyaci, Bahtiyar Dursun. Grid Connection Requirements for Wind Turbine Systems in selected Countries - Comparison to Turkey. Electrical Power Quality & Utilization Magazine Volume 3, Issue 2, June 2008.
 - [59] Integration of Alternative Sources of Energy / Edition 1. by Felix A. Farret, Marcelo G. Simoes. ISBN: 0-471-71232-9
 - [60] Thomas Ackermann. Wind Power in Power Systems. April 2005, ISBN: 978-0-470-01267-3. 742 p.
 - [61] Interconnecting Wind Generation into the Power System by Robert Zavadil, Nicholas Miller, Abraham Ellis, Eduard Muljadi, Ernst Camm, and Brendan Kirby. IEEE power & energy magazine, november/december 2007.
 - [62] Renewable energy in power systems / Leon Freris, David Infield. ISBN 978-0-470-01749-4, 2008, 302p.
 - [63] Surse Regenerabile de Energie / T. Ambros, V. Arion, A. Guțu și al. Editura “Tehnica - Info”, Ch.: - 1999, 435 p.
 - [64] Petru Todos, Ion Sobor, Andrei Chiciuc. Surse regenerabile de energie în Republica Moldova: realitate și perspective. Energetica, nr.1/Ianuarie 2004, pag. 14-17
 - [65] Renewable Energy: power for a sustainable future. Edited by Godfrey Boyle. Oxford University Press. Oxford: - 2004.
 - [66] Holttinen H. P. et all. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power: Phase One 2006-2008. VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo, Finland. – 2009, 200 p.
 - [67] European Energy Association (EWEA), “European grid code requirements for wind power generation”, February 2008.
 - [68] World Wind Energy Association (WWEA), “World Wind Energy Report 2008”, February 2009.
 - [69] Mihai Grosu. Analiza comparativă a potențialului energetic eolian în zona de sud a RM și a curbanelor de sarcină în rețelele electrice RED-SUD. Proceedings of the 5th International Conference on Electromechanical and Power Systems - SIELMEN 2005, Volume 1, Chisinau, 6-8 October 2005.
 - [70] I. Sobor. Potențialul energetic eolian al Republicii Moldova: modele, estimări, măsurări și validări. Meridian Ingineresc, nr.2, 2007, p. 59-66. ISSN 1683-853X.

- [71] Culegerea de lucrări prezentate la conferința internațională “Energetica Moldovei - 2012”, Tipografia AȘM, 2012. 620 p.
- [72] Vadim Ceban, Dezvoltarea energiei regenerabile în Republica Moldova: realități, capacități, opțiuni, perspective, Policy Analysis, Asociația pentru Politică Externă, 2014.
- [73] Мустафаев Р.И., Гасанова Л.Г. Модель для исследования режимов работы ветроэлектрических установок с асинхронными машинами двойного питания в энергосистеме. Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2012;(3):27–39.
- [74] Мустафаев Р. И., Гасанова Л. Г. Моделирование и исследование режимов работы синхронных генераторов ветроэлектрических установок при частотном управлении. Электричество. - 2010. - N 7. - С. 34-40.
- [75] Gorev A.A. Pehodnie processi sinhronnoi masini. Gosenergoizdat, Moscow, 1950.
- [76] Manoj R Rathi, Philip P Jose, Ned Mohan, „A novel $H/\sub /spl infin//$ based controller for wind turbine applications operating under unbalanced voltage conditions”, Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on, 6-10 Nov. 2005.
- [77] Ted K. A. Brekken, Ned Mohan, „Control of a Doubly Fed Induction Wind Generator Under Unbalanced Grid Voltage Conditions”, Energy Conversion, IEEE Transactions on (Volume:22 , Issue: 1), 2007.
- [78] Sol-Bin Lee, Kyo-Beum Lee†, Dong-Choon Lee, „An Improved Control Method for a DFIG in a Wind Turbine under an Unbalanced Grid Voltage Condition”, Journal of electrical engineering & technology; 5, 4; 614-622. 2010.
- [79] Sirisumrannukul, S. ; Chatratana, S. ; Deleroi, W, „Control of Doubly Fed Induction Generator under Unbalanced Voltages for Reduction of Torque Pulsation”, Journal of Energy & Power Engineering; Mar2011, Vol. 5 Issue 3, p243.
- [80] Florin Iov, Anca Daniela Hansen, Poul Sørensen, Nicolaos Antonio Cutululis. Mapping of grid faults and grid codes. Aalborg University, Institute of Energy Technology, Risø National Laboratory, Wind Energy Department, VES, July 2007, ISBN 978-87-550-3622-2
- [81] Modeling of GE Wind. Turbine-Generators for. Grid Studies. Prepared by: Kara Clark. Nicholas W. Miller. Juan J. Sanchez-Gasca. Version 4.5. April 16, 2010.
- [82] Олейников А. М. Моделирование режима ветроэлектрической установки малой мощности / А. М. Олейников, Ю. В. Матвеев, Л. Н. Канов // Электротехника и Электромеханика = Electrical engineering & Electromechanics. – 2010. – № 2. – С. 16-20.
- [83] Tao Sun, “Power Quality of Grid-Connected Wind Turbines with DFIG and Their Interaction with the Grid”, Dissertation submitted to the Faculty of Engineering & Science at Aalborg University in partial fulfilment of the requirements for the degree of

Doctor of Philosophy in Electrical Engineering Institute of Energy Technology Aalborg University, Denmark, May 2004.

- [84] Macovei I.A. *Matematicheskie metodi v zadachah energetiki. Uchebnoe posobie.* Chisinau, 1987.
- [85] Macovei I.A. *Metodi poviseniea efectivnosti opredeleniea na CVM perehodnih processov v electriceskikh sistemah. Avtoreferat disertacii.* LPI; Leningrad, 1979.
- [86] Taft B.A. *Electriceskije cepi s periodiceski izmeneaesimisea parametrami I perehodnie processi v sincronnih masinah.* Izd.VAN SSSR, Moscow, 1958.
- [87] R.A. Yanson. - *Teoria idealinogo gorizontalino-osevogo vetrodvigatelya v svobodnom atmosvernom potoke.* M., Iz-vo MGTU im. Baumana, 2005.
- [88] Sabinin G.H. - *Teoria i aerodinamiceskii rascet vetreanij dvigatelej.* Trudi CAGI 104, 1931.
- [89] Sabinin G.H. *Teoria regulirovanija bistrohodnih vetrodvigatelyj povorotom lopastej centrobejnij reguleatorom.* Sbornik promaerodinamiki, Oborongiz, 1957.
- [90] Andrianov V.N., Bistritkij D.N. – *Statika regulirovanija vetrodvigatelya D18.* Selihozmasina, 1951.
- [91] Shefter Ya. I. Orlov V.A. i Kolodin V.N. – *Necotorie voprosi statiki i dinamiki centrobejnogo reguleatora vetrodvigatelya D18.* Trudi VIM, 1956.
- [92] Bolishakov V.S. – *O collicestvennoj harakteristike porivistosti vetra.* Metrologia i gidrologia, 1955.
- [93] M. Ebeed, B. Omar Nour Elden, and A.A. Ebrahim, “Assessing behaviour of the outer crowbar protection with the DFIG during grid fault ,” April 2013.
- [94] Omar Naulden, “Behavior of DFIG wind turbines with crowbar protection”, *International journal of Electrical sciences* vol. 3, Nr.12.
- [95] Francesco Sulla, “Fault behavior of wind turbines,” Lund University 2012.
- [96] Abdelatif Noubrik, Larbi Alouin and Pascal Bussy, “Analysis and simulation of a Crowbar protection for DIFG wind turbines during power system disturbances ,” *journal of mechanics engineering and automation*, 2011.
- [97] Ah.M. Alkandari, Soliman Ab. Elhady, “Steady State analysis of a DFIG,” *Energy and Power Engineering*, vol. A247, p. 393–400, 2011.
- [98] Andreas Peterson, “Analysis, Modeling and Control of DFIG for wind Turbines”, *Energy and Power Engineering*, Sweden 2005.
- [99] *Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants*, The University of Texas, 2008.
- [100] Z. Chen F. Blaabjerg, T. Sun: “Voltage Quality of Grid Connected Wind Turbines”, Aalborg University, Institute of Energy Technology in Denmark

- [101] P. S. Mayurappriyan, Jovitha Jerome, M. Ramkumar and K. Rajambal. Dynamic Modeling and Analysis of Wind Turbine. Driven Doubly Fed Induction Generator. International Journal of Recent Trends in Engineering, Vol 2, No. 5, November 2009
- [102] Динамическое моделирование работы ветроагрегата в условиях сложного рельефа местности / Д. К. Перфильев [и др.] // Электричество. - 2012. - № 5. - С. 18-22.
- [103] I. Macovei, V. Gropa, D. Rujanschi, Unele aspecte privind protecția și metoda de calcul a curenților de scurtcircuit în sistemele eoliene cu viteză variabilă. The 10th International Conference and Exhibition on Electromechanical and Power Systems. SIELMEN 2015, Craiova-Chișinău, 8 - 9 octombrie 2015, p.187-190, ISBN 978-606-567-284-0, 0.25 c.t.
- [104] Ботвинник М.М., Шакарян Ю.Г., „Управляемая машина переменного тока”, М.: Наука, 1969. 140 с.
- [105] P. Kundur, „Power System Stability and Control”, „Power System Planning and Operations Program, California, 1995.
- [106] Thierrz Van Cutsem Universitz of Liege, Belgium, Costas Vousmas. national Tehnical Universitz, Athens, Greece. “Voltage Stability of Electric Power Systems”. Kluwer Academic Publishers, Boston/London/Dordrecht, 1997.
- [107] В.А. Баринов, С.А. Совалов. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления. М., Энергоатомиздат, 1990.
- [108] Iurii Cazacu. Sistemul electroenergetic al Republicii Moldova: situația actuală, dezvoltarea rețelei de transport și integrarea resurselor regenerabile. Conferința Internațională „Energetica Moldovei- 2012. Aspecte regionale de dezvoltare”; 4-6 octombrie 2012, Chișinău: Rapoarte. Ch.:Tipogr. Acad. de Șt. a Moldovei.-pp. 289-293.
- [109] Герих В.П. и др. Методика расчета транзитных потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях субъектов оптового рынка электроэнергии. РАО "ЕЭС России", Москва, 2001.
- [110] Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. НЦ ЭНАС, Москва, 2002, 277р.
- [111] Montsinger V.M., „Loading Transformers by Temperature” AIEE Transactions, vol.49, 1930pp. 1151-1162; Paper C111; Cigré 2009 6th Southern Africa Regional Conference
- [112] ”Devlopment of Methods of Evaluation of Power Transformer Insulation Agiging Taking Into Account Random Exploitation Factors” V.P. Vasin, A.P. Dolin SPA “Electroinginiring Diagnostics And Service” (Russia) JSC “Federal Network Company EES” (Russia)
- [113] Chendong I. „Monitoring Paper Insulation Aging by Measuring Furfural Contents in Oil”, Seventh International Symposium on High Voltage Engineering, Dressden, August 1991;
- [114] De Pablo A., Mollman A., „New Guidlines for Furan Analysis As Well As Disolved Gas Analysis in Oil-Filled Transformers” CIGRE 1996: 15/21/33-19;

- [115] De Pablo A., „Recent Research Relating to the Usefulness of Furanic Analysis to Transformer Condition Assessment” CIGRE, Paris 1998, WG 15-01.
- [116] Proiecte de cercetare din cadrul programelor de stat 09.838.06.03A. „Integrarea parcurilor eoliene de putere mare în sistemul electroenergetic al Republicii Moldova”.
- [117] European Transmission Systems Operators: “European Wind Integration Study (EWIS) - Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids”, Final Report, 2007.
- [118] Ion Comendant. Wind farm promotion impact on national power system development. Conferința Internațională „Energetica Moldovei- 2012. Aspecte regionale de dezvoltare”; 4-6 octombrie 2012, Chișinău: Rapoarte. Ch.:Tipogr. Acad. de Șt. a Moldovei.-pp. 391-398.
- [119] Ion Comendant. Identificarea soluțiilor de acoperire a cererii de energie din sursele regenerabile. Problemele energeticii regionale 2(16) 2011, pp. 39-52.
- [120] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- [121] Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей. М. 1988.
- [122] Свеженцева О.В., Воропай Н.И. Оптимизация размещения источников питания при формировании рациональной конфигурации системы электроснабжения. Электричество. 2012;(10):7-14.
- [123] P. Boerre Eriksen, T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter, J. Rodriguez Garcia, “System Operation with High Wind Penetration,” IEEE Power & Energy, Vol. 3, Issue 6, Nov./Dec. 2005, pp. 65-74.
- [124] A.D. Hansen, F. Iov, F. Blaabjerg, L.H. Hansen, “Review of contemporary wind turbine concepts and their market penetration”, Journal of Wind Engineering, 28(3), 2004, pp. 247-263.
- [125] Z. Chen, J.M. Guerrero, F. Blaabjerg, "A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines," IEEE Transactions on Power Electronics, vol.24, no.8, pp.1859-1875, Aug. 2009.
- [126] Gouseynov, Asaf M.; Akhundov, Baghir S. Impact of Distributed Generation on Stability of the Azerbaijan Power Supply System in Market Conditions Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE Volume , Issue , 24-28 June 2007 Page(s):1 – 3
- [127] Papazoglou, T.M.; Gigandidou, A. Impact and benefits of distributed wind generation on quality and security in the case of the Cretan EPS Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003. CIGRE/IEEE PES International Symposium Volume , Issue , 8-10 Oct. 2003 Page(s): 193 – 197
- [128] I. Macovei, I. Stratan, V. Gropa, The simplified design procedure of losses of the electric power. A The 7th International Conference of Electromechanical and Power Systems SIELMEN '09. Iași, 8-9 October 2009. V.1, p.121-124, ISBN 978-606-520-617-5, 0.26 c.t.

- [129] I. Macovei, I. Stratan, V. Gropa, Working out of analytical expressions for the simplified operative definition of additional losses at various scenarios of export. Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series No.33; 2009, p.117 – 121, ISSN 1842-4805, 0.31 c.t.
- [130] I. Macovei, I. Stratan, V. Gropa, I. Păduraru, M. Pripa, Study of technical diagnosis of power transformers in power system of republic of Moldova. Conferința internațională „Energetica Moldovei-2012”. Aspecte regionale de dezvoltare, Chișinău, 4-6 oct. 2012, p.229-236, ISBN 978-9975-62-324-7, 0.57 c.t.
- [131] D. Zastavnetchi, V. Gropa, Identificarea cauzelor valorilor majorate ale tensiunilor în unele noduri ale sistemului electroenergetic al Republicii Moldova. Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților UTM, Volumul I, Chișinău, 20 octombrie 2014, p.428 – 431, ISBN 978-9975-45-249-6, 0.25 c.t.
- [132] Dicționarul explicativ al limbii române, <http://dexonline.ro/>
- [133] The economics of wind energy. EWEA Report. March 2009.
- [134] Ion Sobor, Vadim Ceban. Impact assessment of FiT support scheme for wind energy to tariff for end users. Conferința Internațională „Energetica Moldovei- 2012. Aspecte regionale de dezvoltare”; 4-6 octombrie 2012, Chișinău: Rapoarte. Ch.:Tipogr. Acad. de Șt. a Moldovei.-pp. 294-298.
- [135] Petru Todos, Ion Sobor, Andrei Chiciuc. Regarding the just removing of subsidies for energies production from fossil to renewable sources in Moldova Republic. Proceedings of the 5th International Conference on Electromechanical and Power Systems - SIELMEN 2005, Volume 1, Chisinau, 6-8 October 2005, pp. 496 - 498.
- [136] Ion Sobor. Este energia regenerabilă mai scumpă? „Energetica Moldovei -2005”, Conf. Int., 21 -24 sept. 2005, Chișinău: Rapoarte. - Ch.:, pp.579 - 583.
- [137] V. Gropa, Aspecte economice privind racordarea surselor de energii regenerabile la sistemul electroenergetic al Republicii Moldova. Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților UTM, Volumul I, Chișinău, 15-17 noiembrie 2012, p.399 – 400, ISBN 978-9975-45-249-6, 0.18 c.t.
- [138] Prima și unica turbină eoliană din Moldova, instalată pe un câmp din raionul Edineț. <http://agrobiznes.md/prima-si-unica-turbina-eoliana-din-moldova-instalata-pe-un-camp-din-raionul-edinet.html>

ANEXE

Anexa 1. Generare maximă eoliană în zona de Sud

Regim maxim de iarnă

Tabelul A1.1 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW	Qgen, MVar	Qsar, MVar	ΔQ , MVar	Qcons, MVar	Qexp, MVar
NORD-VEST		89	1	91	-91		29	-12	17	-17
NORD		152	6	158	-158		48	-31	17	-17
EST		108	2	110	-110		25	-23	2	-2
CENTRU		138	14	151	-151		40	-43	-3	3
CHISINAU		401	3	405	-405		131	-12	119	-119
SUD		97	9	106	-106		32	-132	-101	101
SUD-EST		115	2	118	-118		37	-92	-55	55
MGRES	221	18	4	22	199	93	9	1	10	84
CET1	30	5	0	6	24		1	3	4	-4
CET2	201	30	1	31	170	122	2	14	15	107
CHE DUBASARI	35	5	0	5	30		2	4	6	-6
CET NORD	25	4	0	4	21		1	3	4	-4
NHE COSTESTI	9	0	0	0	9		0	1	1	-1
EOLIAN	1100	57	6	63	1037	94	19	1	19	75

Tabelul A1.2 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U_nom, kV	Pgen, MW	Qgen, MVar	U_imp, kV	Qmin, MVar	Qmax, MVar	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	110	20	-10	115,5	-10	10	118,47	92,14
31008	DONDUSHENI	110	20	-10	115,5	-10	10	117,2	91,75
31023	SOROKA	110	20	8,5	115,5	-10	10	115,5	86,16
32027	FALESHTI	110	20	6,2	115,5	-10	10	115,5	89,32
32028	FLORESHT	110	20	10	115,5	-10	10	115,15	87,03
34009	KALARASH	110	60	2,8	115,5	-30	30	115,5	87,92
34011	KAPLANI	110	40	-6,7	115,5	-20	20	115,5	86,39
34012	KARPINEN	110	50	-10,3	115,5	-25	25	115,5	89,89
34017	N.ANENI	110	50	19,5	115,5	-25	25	115,5	83,87
34019	RASKAITS	110	60	19	115,5	-30	30	115,5	84,42
34020	NISPOREN	110	60	-11,6	115,5	-30	30	115,5	90,67
34022	ORHEI	110	50	10,4	115,5	-25	25	115,5	85,37
34038	CHOBRUCH	110	40	3,1	115,5	-20	20	115,5	85,62
34076	PURKARI2	110	30	6,7	115,5	-15	15	115,5	84,46
34106	CHOBRUCH	110	40	3,1	115,5	-20	20	115,5	85,62
36013	S.CAHUL	110	70	-26,3	115,5	-35	35	115,5	96,02
36023	KOMRAT	110	80	15,7	115,5	-40	40	115,5	91,41
36025	LEOVO	110	70	-30	115,5	-35	35	115,5	94,25
36037	BALABANI	110	50	-21,9	115,5	-25	25	115,5	93,42
36038	VULKANES	110	250	116,1	115,5	-125	125	115,5	91,85

Tabelul A1.3 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	I _{max} , A	I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
534	70544	XU1BOLGR - UBOLGR51	512	510	100,4
535	79544	XU1BOLGR - UBOLGR52	498	510	97,6
35046	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	315	510	61,8
36043	36013	SOK2 - S.CAHUL	239	390	61,3
70528	75100	UKOSA151 - UETALON	238	390	61,1
36039	36023	JB11 - KOMRAT	288	510	56,6
36039	36032	JB11 - CHIMISHL	286	510	56,1
70544	70528	UBOLGR51 - UKOSA151	252	450	56,0
34060	34057	HINCESH - KISHINAU	251	450	55,9
36025	36022	LEOVO - KNEAZEVK	214	390	55,0
35047	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	273	510	53,6
34050	34012	KARPINE - KARPINEN	236	450	52,7
36022	34060	KNEAZEVK - HINCESH	203	390	52,1
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	265	510	52,0
34021	34011	OLONESHT - KAPLANI	202	390	51,8
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	263	510	51,6
36023	36004	KOMRAT - BASHKALI	200	390	51,3
36043	36008	SOK2 - N.VULKAN	227	450	50,5
35034	35025	HOLODMA - SKULENI	250	510	49,1
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	246	510	48,3

Regim maxim de vară

Tabelul A1.4 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	P _{gen} , MW	P _{sar} , MW	ΔP, MW	P _{cons} , MW	P _{exp} , MW	Q _{gen} , MVar	Q _{sar} , MVar	ΔQ, MVar	Q _{cons} , MVar	Q _{exp} , MVar
NORD-VEST		62	2	64	-64		20	-12	9	-9
NORD		106	7	113	-113		33	-30	3	-3
EST		128	3	130	-130		29	-22	8	-8
CENTRU		96	16	112	-112		28	-33	-5	5
CHISINAU		280	3	283	-283		91	-14	77	-77
SUD		68	10	77	-77		22	-133	-111	111
SUD-EST		136	3	139	-139		44	-90	-46	46
MGRES	277	21	4	25	251	160	11	3	13	146
CET1			0	0	0			3	3	-3
CET2	37		0	0	37	52		4	4	48
CHE DUBASARI	24	6	0	6	18		2	2	4	-4
CET NORD			0	0	0			3	3	-3
NHE COSTESTI	11	0	0	0	11		0	1	1	-1
EOLIAN	1000	40	7	47	953	7	13	1	14	-8

Tabelul A1.5 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U _{nom} , kV	P _{gen} , MW	Q _{gen} , MVar	U _{imp} , kV	Q _{min} , MVar	Q _{max} , MVar	U, kV	δ, grade
31001	BSZ	110	40	-20	115,5	-20	20	118,89	95,24
31008	DONDUSHENI	110	20	-10	115,5	-10	10	117,84	93,69
31023	SOROKA	110	20	2,1	115,5	-10	10	115,5	88,08
32027	FALESHTI	110	20	-0,8	115,5	-10	10	115,5	91,36
32028	FLORESHT	110	40	1,7	115,5	-20	20	115,5	88,91
34009	KALARASH	110	70	-2,9	115,5	-35	35	115,5	89,00
34011	KAPLANI	110	50	-13,5	115,5	-25	25	115,5	86,90
34012	KARPINEN	110	40	-7,3	115,5	-20	20	115,5	89,38
34017	N.ANENI	110	50	16,2	115,5	-25	25	115,5	83,81
34019	RASKAITS	110	60	14,4	115,5	-30	30	115,5	84,05
34020	NISPOREN	110	70	-18,2	115,5	-35	35	115,5	92,84
34022	ORHEI	110	40	15,4	115,5	-20	20	115,5	85,12
34038	CHOBURUCH	110	30	5,4	115,5	-15	15	115,5	84,42
34076	PURKARI2	110	30	4,8	115,5	-15	15	115,5	83,98
34106	CHOBURUCH	110	30	5,4	115,5	-15	15	115,5	84,42
36013	S.CAHUL	110	50	-8,3	115,5	-25	25	115,5	91,18
36023	KOMRAT	110	100	4,5	115,5	-50	50	115,5	91,12
36025	LEOVO	110	90	-42,3	115,5	-45	45	115,5	95,75
36037	BALABANI	110	50	10,2	115,5	-25	25	115,5	88,58
36038	VULKANES	110	100	50	115,5	-50	50	113,59	87,41

Tabelul A1.6 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod in	Nod sf	Denumirea	I _{max} , A	0.8*I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
534	70544	XU1BOLGR - UBOLGR51	407	408	99,7
535	79544	XU1BOLGR - UBOLGR52	395	408	96,8
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	339	408	83,0
34021	34011	OLONESHT - KAPLANI	258	312	82,9
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	327	408	80,1
34020	34001	NISPOREN - BOBEIKA	287	360	79,8
36035	36025	IARGORA - LEOVO	244	312	78,8
36025	36022	LEOVO - KNEAZEVK	244	312	78,3
34094	34001	ULMU2 - BOBEIKA	276	360	77,0
34094	34048	ULMU2 - TVCENTE	273	360	75,7
36022	34060	KNEAZEVK - HINCESH	236	312	75,6
36035	36023	IARGORA - KOMRAT	235	312	75,4
34059	34048	STRASHEN - TVCENTE	271	360	75,4
34060	34057	HINCESH - KISHINAU	265	360	73,7
34026	34021	PURKARI1 - OLONESHT	254	360	70,5
34026	30110	PURKARI1 - MGRES	253	360	70,4
36043	36013	_SOK2 - S.CAHUL	219	312	70,2
34052	34017	_BULIBOA - N.ANENI	208	312	66,7
37007	34054	VARNITSA - KALFA2	206	312	66,1
34053	34052	_SHERPEN - _BULIBOA	206	312	66,0

Anexa 2. Generare maximă eoliană în zona de Sud-Est

Regim maxim de iarnă

Tabelul A2.1 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW	Qgen, MVar	Qsar, MVar	ΔQ , MVar	Qcons, MVar	Qexp, MVar
NORD-VEST		89	1	91	-91		29	-12	17	-17
NORD		152	6	158	-158		48	-30	18	-18
EST		108	2	110	-110		25	-23	1	-1
CENTRU		138	20	158	-158		40	-31	9	-9
CHISINAU		401	4	405	-405		131	-11	120	-120
SUD		97	2	99	-99		32	-148	-116	116
SUD-EST		115	4	119	-119		37	-88	-51	51
MGRES	222	18	5	23	199	97	9	3	12	84
CET1	30	5	0	6	24		1	3	4	-4
CET2	201	30	1	31	170	119	2	13	15	104
CHE DUBASARI	35	5	0	5	30		2	4	6	-6
CET NORD	25	4	0	4	21		1	3	4	-4
NHE COSTESTI	9	0	0	0	9		0	1	1	-1
EOLIAN	1100	57	10	68	1032	85	19	13	32	53

Tabelul A2.2 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U _{nom} , kV	Pgen, MW	Qgen, MVar	U _{imp} , kV	Qmin, MVar	Qmax, MVar	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	110	20	-10	115,5	-10	10	118,46	91,69
31008	DONDUSHENI	110	20	-10	115,5	-10	10	117,18	91,29
31023	SOROKA	110	20	9	115,5	-10	10	115,5	85,69
32027	FALESHTI	110	20	6,4	115,5	-10	10	115,5	88,74
32028	FLORESHT	110	20	10	115,5	-10	10	115,12	86,55
34009	KALARASH	110	60	2,2	115,5	-30	30	115,5	87,13
34011	KAPLANI	110	70	-12,7	115,5	-35	35	115,5	92,27
34012	KARPINEN	110	50	-12,3	115,5	-25	25	115,5	88,27
34017	N.ANENI	110	50	25	115,5	-25	25	115,46	83,65
34019	RASKAITS	110	120	14,1	115,5	-60	60	115,5	89,26
34020	NISPOREN	110	60	-11,9	115,5	-30	30	115,5	89,92
34022	ORHEI	110	50	11,1	115,5	-25	25	115,5	84,81
34038	CHOBURUCH	110	100	-5	115,5	-50	50	115,5	92,90
34076	PURKARI2	110	80	-6,4	115,5	-40	40	115,5	90,55
34106	CHOBURUCH	110	100	-5	115,5	-50	50	115,5	92,90
36013	S.CAHUL	110	20	1,8	115,5	-10	10	115,5	84,71
36023	KOMRAT	110	40	20	115,5	-20	20	115,2	84,10
36025	LEOVO	110	40	-14	115,5	-20	20	115,5	86,48
36037	BALABANI	110	20	2,9	115,5	-10	10	115,5	84,78
36038	VULKANES	110	140	70	115,5	-70	70	114,9	84,41

Tabelul A2.3 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	I _{max} , A	I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
34106	30110	CHOBURCH - MGRES	501	510	98,1
34038	30110	CHOBURCH - MGRES	501	510	98,1
34055	34019	OLONESH - RASKAITS	358	390	91,9
34021	34011	OLONESHT - KAPLANI	355	390	91,0
37040	30110	NEZAVER - MGRES	400	450	89,0
34026	34021	PURKARII - OLONESHT	348	450	77,5
34026	30110	PURKARII - MGRES	348	450	77,3
34055	30110	OLONESH - MGRES	352	510	69,1
534	70544	XUIBOLGR - UBOLGR51	342	510	67,2
35046	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	335	510	65,6
535	79544	XUIBOLGR - UBOLGR52	332	510	65,2
34056	34019	SHTEFANV - RASKAITS	249	390	63,8
35047	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	290	510	56,9
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	285	510	55,9
34050	34012	KARPINE - KARPINEN	238	450	53,2
35034	35025	HOLODMA - SKULENI	271	510	53,0
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	269	510	52,7
35046	35012	CHOKANA - UZINELOR	262	510	51,4
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	252	510	49,4
34020	34001	NISPOREN - BOBEIKA	220	450	49,0

Regim maxim de vară

Tabelul A2.4 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	P _{gen} , MW	P _{sar} , MW	ΔP, MW	P _{cons} , MW	P _{exp} , MW	Q _{gen} , MVar	Q _{sar} , MVar	ΔQ, MVar	Q _{cons} , MVar	Q _{exp} , MVar
NORD-VEST		62	1	64	-64		20	-12	8	-8
NORD		106	7	113	-113		33	-29	4	-4
EST		128	2	130	-130		29	-22	7	-7
CENTRU		96	18	114	-114		28	-32	-4	4
CHISINAU		280	2	283	-283		91	-14	77	-77
SUD		68	1	69	-69		22	-150	-128	128
SUD-EST		136	3	140	-140		44	-91	-47	47
MGRES	280	21	5	26	254	152	11	4	15	137
CET1			0	0	0			3	3	-3
CET2	37		0	0	37	48		3	3	44
CHE DUBASARI	24	6	0	6	18		2	2	4	-4
CET NORD			0	0	0			3	3	-3
NHE COSTESTI	11	0	0	0	11		0	1	1	-1
EOLIAN	990	40	7	47	943	13	13	6	19	-6

Tabelul A2.5 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U _{nom} , kV	P _{gen} , MW	Q _{gen} , MVar	U _{imp} , kV	Q _{min} , MVar	Q _{max} , MVar	U, kV	δ, grade
31001	BSZ	110	30	-15	115,5	-15	15	119,28	93,84
31008	DONDUSHENI	110	20	-10	115,5	-10	10	118,02	92,76
31023	SOROKA	110	20	1,7	115,5	-10	10	115,5	87,41
32027	FALESHTI	110	20	-2,3	115,5	-10	10	115,5	89,98
32028	FLORESHT	110	40	-1,4	115,5	-20	20	115,5	88,18
34009	KALARASH	110	50	0,6	115,5	-25	25	115,5	86,97
34011	KAPLANI	110	60	-13,1	115,5	-30	30	115,5	90,30
34012	KARPINEN	110	50	-15,4	115,5	-25	25	115,5	88,41
34017	N.ANENI	110	30	15	115,5	-15	15	114,73	82,84
34019	RASKAITS	110	100	9,5	115,5	-50	50	115,5	87,60
34020	NISPOREN	110	50	-11,4	115,5	-25	25	115,5	89,81
34022	ORHEI	110	30	15	115,5	-15	15	115,45	84,01
34038	CHOBRUCH	110	80	-5,1	115,5	-40	40	115,5	90,40
34076	PURKARI2	110	70	-9	115,5	-35	35	115,5	88,89
34106	CHOBRUCH	110	80	-5,1	115,5	-40	40	115,5	90,40
36013	S.CAHUL	110	20	-5	115,5	-10	10	115,5	86,16
36023	KOMRAT	110	50	2,5	115,5	-25	25	115,5	85,22
36025	LEOVO	110	20	-7	115,5	-10	10	115,5	85,97
36037	BALABANI	110	20	-6,6	115,5	-10	10	115,5	85,95
36038	VULKANES	110	150	75	115,5	-75	75	115,37	85,41

Tabelul A2.6 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod _{in}	Nod _{sf}	Denumirea	I _{max} , A	0.8*I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
34021	34011	OLONESH - KAPLANI	306	312	98,3
34038	30110	CHOBRUCH - MGRES	401	408	98,2
34106	30110	CHOBRUCH - MGRES	401	408	98,2
37040	30110	_NEZAVER - MGRES	352	360	97,8
34055	34019	_OLONESH - RASKAITS	296	312	94,8
534	70544	XU1BOLGR - UBOLGR51	360	408	88,4
535	79544	XU1BOLGR - UBOLGR52	350	408	85,8
34026	34021	PURKARI1 - OLONESHT	302	360	83,9
34026	30110	PURKARI1 - MGRES	301	360	83,7
34055	30110	_OLONESH - MGRES	291	408	71,5
34050	34012	_KARPINE - KARPINEN	247	360	68,9
34056	34019	SHTEFANV - RASKAITS	208	312	66,8
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	261	408	64,1
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	249	408	61,1
70528	75100	UKOSA151 - UETALON	189	312	60,7
34020	34001	NISPOREN - BOBEIKA	218	360	60,5
34094	34001	ULMU2 - BOBEIKA	207	360	57,7
34094	34048	ULMU2 - TVCENTE	203	360	56,5
70544	70528	UBOLGR51 - UKOSA151	203	360	56,4
34059	34048	STRASHEN - TVCENTE	201	360	56,1

Anexa 3. Generare maximă eoliană în zona de Centru

Regim maxim de iarnă

Tabelul A3.1 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW	Qgen, MVar	Qsar, MVar	ΔQ , MVar	Qcons, MVar	Qexp, MVar
NORD-VEST		89	1	91	-91		29	-12	17	-17
NORD		152	6	159	-159		48	-32	16	-16
EST		108	4	112	-112		25	-19	6	-6
CENTRU		138	30	168	-168		40	-2	38	-38
CHISINAU		401	6	408	-408		131	-5	126	-126
SUD		97	1	98	-98		32	-146	-115	115
SUD-EST		115	5	120	-120		37	-80	-42	42
MGRES	225	18	4	22	203	106	9	3	11	95
CET1	30	5	0	6	24		1	3	4	-4
CET2	201	30	1	31	170	145	2	15	17	128
CHE DUBASARI	35	5	0	5	30		2	4	6	-6
CET NORD	25	4	0	4	21		1	3	4	-4
NHE COSTESTI	9	0	0	0	9		0	1	1	-1
EOLIAN	1100	57	7	65	1035	48	19	4	23	25

Tabelul A3.2 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U _{nom} , kV	Pgen, MW	Qgen, MVar	U _{imp} , kV	Qmin, MVar	Qmax, MVar	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	110	20	-10	115,5	-10	10	118,13	92,38
31008	DONDUSHENI	110	20	-10	115,5	-10	10	116,86	92,07
31023	SOROKA	110	20	10	115,5	-10	10	114,84	86,91
32027	FALESHTI	110	20	10	115,5	-10	10	115,12	91,38
32028	FLORESHT	110	20	10	115,5	-10	10	114,41	87,78
34009	KALARASH	110	120	-6,2	115,5	-60	60	115,5	91,62
34011	KAPLANI	110	20	6,2	115,5	-10	10	115,5	82,64
34012	KARPINEN	110	90	-21,4	115,5	-45	45	115,5	93,38
34017	N.ANENI	110	130	-6,3	115,5	-65	65	115,5	86,50
34019	RASKAITS	110	60	24,7	115,5	-30	30	115,5	82,94
34020	NISPOREN	110	120	-28,5	115,5	-60	60	115,5	97,39
34022	ORHEI	110	200	-30,1	115,5	-100	100	115,5	91,52
34038	CHOBRUCH	110	40	5,1	115,5	-20	20	115,5	83,85
34076	PURKARI2	110	20	10	115,5	-10	10	115,02	82,19
34106	CHOBRUCH	110	40	5,1	115,5	-20	20	115,5	83,85
36013	S.CAHUL	110	10	5	115,5	-5	5	113,03	80,90
36023	KOMRAT	110	20	10	115,5	-10	10	112,91	81,66
36025	LEOVO	110	20	10	115,5	-10	10	114,99	83,44
36037	BALABANI	110	10	5	115,5	-5	5	113,18	81,14
36038	VULKANES	110	100	50	115,5	-50	50	112,74	81,07

Tabelul A3.3 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	I _{max} , A	I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
34052	34017	BULIBOA - N.ANENI	385	390	98,8
34050	34012	KARPINE - KARPINEN	443	450	98,7
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	500	510	98,1
34053	34052	SHERPEN - BULIBOA	382	390	97,9
34054	34053	KALFA2 - SHERPEN	381	390	97,7
37007	34054	VARNITSA - KALFA2	381	390	97,7
34043	34022	UZ.MASH - ORHEI	486	510	95,3
34047	34043	MARKAUT - UZ.MASH	485	510	95,2
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	483	510	94,7
34047	30230	MARKAUT - DUBASARI	483	510	94,6
34020	34001	NISPOREN - BOBEIKA	425	450	94,5
34094	34001	ULMU2 - BOBEIKA	410	450	91,4
34094	34048	ULMU2 - TVCENTE	405	450	90,0
34059	34048	STRASHEN - TVCENTE	403	450	89,7
35046	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	407	510	79,8
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	365	510	71,7
35047	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	353	510	69,2
35034	35025	HOLODMA - SKULENI	351	510	68,8
34060	34050	HINCESH - KARPINE	307	450	68,6
34044	34022	SPORTS2 - ORHEI	300	450	66,7

Regim maxim de vară

Tabelul A3.4 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	P _{gen} , MW	P _{sar} , MW	ΔP, MW	P _{cons} , MW	P _{exp} , MW	Q _{gen} , MVar	Q _{sar} , MVar	ΔQ, MVar	Q _{cons} , MVar	Q _{exp} , MVar
NORD-VEST		62	1	64	-64		20	-12	8	-8
NORD		106	6	112	-112		33	-31	2	-2
EST		128	3	131	-131		29	-21	8	-8
CENTRU		96	19	116	-116		28	-25	3	-3
CHISINAU		280	3	283	-283		91	-12	79	-79
SUD		68	1	69	-69		22	-151	-129	129
SUD-EST		136	3	140	-140		44	-88	-44	44
MGRES	279	21	4	25	253	148	11	3	13	135
CET1			0	0	0			3	3	-3
CET2	37		0	0	37	51		4	4	48
CHE DUBASARI	24	6	0	6	18		2	2	4	-4
CET NORD			0	0	0			3	3	-3
NHE COSTESTI	11	0	0	0	11		0	1	1	-1
EOLIAN	990	40	5	45	945	4	13	-1	12	-8

Tabelul A3.5 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U _{nom} , kV	Pgen, MW	Qgen, MVar	U _{imp} , kV	Qmin, MVar	Qmax, MVar	U, kV	δ, grade
31001	BSZ	110	30	-15	115,5	-15	15	119,19	94,55
31008	DONDUSHENI	110	20	-10	115,5	-10	10	117,95	93,51
31023	SOROKA	110	20	2,3	115,5	-10	10	115,5	88,30
32027	FALESHTI	110	20	-0,5	115,5	-10	10	115,5	91,68
32028	FLORESHT	110	40	2,1	115,5	-20	20	115,5	89,08
34009	KALARASH	110	80	-5,9	115,5	-40	40	115,5	89,65
34011	KAPLANI	110	40	-8,2	115,5	-20	20	115,5	86,04
34012	KARPINEN	110	70	-21,1	115,5	-35	35	115,5	91,53
34017	N.ANENI	110	100	-7,5	115,5	-50	50	115,5	85,82
34019	RASKAITS	110	60	15,2	115,5	-30	30	115,5	84,22
34020	NISPOREN	110	80	-21,8	115,5	-40	40	115,5	93,99
34022	ORHEI	110	90	-4,2	115,5	-45	45	115,5	87,22
34038	CHOBRUCH	110	40	1,7	115,5	-20	20	115,5	85,21
34076	PURKARI2	110	30	4,9	115,5	-15	15	115,5	84,08
34106	CHOBRUCH	110	40	1,7	115,5	-20	20	115,5	85,21
36013	S.CAHUL	110	20	-4,3	115,5	-10	10	115,5	85,47
36023	KOMRAT	110	20	10	115,5	-10	10	115,06	84,30
36025	LEOVO	110	20	-3,4	115,5	-10	10	115,5	85,69
36037	BALABANI	110	20	-7,3	115,5	-10	10	115,5	85,40
36038	VULKANES	110	150	75	115,5	-75	75	115,41	84,84

Tabelul A3.6 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	I _{max} , A	0.8*I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
34052	34017	BULIBOA - N.ANENI	309	312	99,2
34053	34052	SHERPEN - BULIBOA	307	312	98,5
34054	34053	KALFA2 - SHERPEN	307	312	98,3
37007	34054	VARNITSA - KALFA2	306	312	98,2
34050	34012	KARPINE - KARPINEN	350	360	97,7
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	378	408	92,6
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	365	408	89,6
34020	34001	NISPOREN - BOBEIKA	322	360	89,5
534	70544	XU1BOLGR - UBOLGR51	356	408	87,3
34094	34001	ULMU2 - BOBEIKA	311	360	86,7
34094	34048	ULMU2 - TVCENTE	307	360	85,4
34059	34048	STRASHEN - TVCENTE	305	360	85,0
535	79544	XU1BOLGR - UBOLGR52	346	408	84,7
34021	34011	OLONESH - KAPLANI	203	312	65,3
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	260	408	63,8
34055	34019	OLONESH - RASKAITS	196	312	62,9
34060	34050	HINCESH - KARPINE	221	360	61,8
35034	35025	HOLODMA - SKULENI	250	408	61,3
34043	34022	UZ.MASH - ORHEI	247	408	60,5
34047	34043	MARKAUT - UZ.MASH	246	408	60,5

Anexa 4. Generare maximă eoliană în zona de Nord

Regim maxim de iarnă

Tabelul A4.1 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	Pgen, MW	Psar, MW	ΔP , MW	Pcons, MW	Pexp, MW	Qgen, MVar	Qsar, MVar	ΔQ , MVar	Qcons, MVar	Qexp, MVar
NORD-VEST		89	10	99	-99		29	7	36	-36
NORD		152	19	171	-171		48	1	49	-49
EST		108	12	120	-120		25	-4	21	-21
CENTRU		138	20	158	-158		40	10	50	-50
CHISINAU		401	5	407	-407		131	-7	123	-123
SUD		97	2	98	-98		32	-147	-115	115
SUD-EST		115	3	118	-118		37	-84	-47	47
MGRES	231	18	4	22	209	109	9	3	12	97
CET1	30	5	0	6	24		1	3	4	-4
CET2	201	30	1	31	170	136	2	14	16	120
CHE DUBASARI	35	5	0	5	30		2	4	6	-6
CET NORD	25	4	0	4	21		1	3	4	-4
NHE COSTESTI	9	0	0	0	9		0	1	1	-1
EOLIAN	1110	57	4	62	1048	66	19	-2	17	49

Tabelul A4.2 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U _{nom} , kV	Pgen, MW	Qgen, MVar	U _{imp} , kV	Qmin, MVar	Qmax, MVar	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	110	160	-45,2	115,5	-80	80	115,5	106,36
31008	DONDUSHENI	110	140	-49,2	115,5	-70	70	115,5	101,97
31023	SOROKA	110	130	-34,4	115,5	-65	65	115,5	98,44
32027	FALESHTI	110	100	-13,6	115,5	-50	50	115,5	96,77
32028	FLORESHT	110	100	34,8	115,5	-50	50	115,5	93,84
34009	KALARASH	110	40	20	115,5	-20	20	114,95	85,30
34011	KAPLANI	110	30	2,6	115,5	-15	15	115,5	79,92
34012	KARPINEN	110	30	-0,7	115,5	-15	15	115,5	83,44
34017	N.ANENI	110	30	15	115,5	-15	15	113,88	79,01
34019	RASKAITS	110	20	10	115,5	-10	10	113,15	78,11
34020	NISPOREN	110	40	5,8	115,5	-20	20	115,5	89,44
34022	ORHEI	110	30	15	115,5	-15	15	114,24	82,69
34038	CHOBURCH	110	20	10	115,5	-10	10	114,88	78,90
34076	PURKARI2	110	20	10	115,5	-10	10	114,71	78,57
34106	CHOBURCH	110	20	10	115,5	-10	10	114,88	78,90
36013	S.CAHUL	110	30	9,2	115,5	-15	15	115,5	79,95
36023	KOMRAT	110	40	20	115,5	-20	20	114,6	79,67
36025	LEOVO	110	30	-3,6	115,5	-15	15	115,5	81,48
36037	BALABANI	110	30	15	115,5	-15	15	114,63	79,51
36038	VULKANES	110	70	35	115,5	-35	35	113,06	79,01

Tabelul A4.3 radul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	I _{max} , A	I _{adm} , A	I _{max} /I _{adm} , %
31004	31001	BRICHENI - BSZ	419	450	93,1
31028	31023	ZTO2 - SOROKA	337	390	86,5
31030	31028	ZASTINK - ZTO2	331	390	85,0
31030	31006	ZASTINK - VARANKAU	317	390	81,2
32005	31006	VERTIUJE - VARANKAU	314	390	80,5
33012	32005	KUZMIN - VERTIUJE	307	390	78,8
33011	32035	KAMENKA - RADULEN	300	390	77,1
31014	31004	KALICAUT - BRICHENI	385	510	75,5
35046	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	381	510	74,7
31014	31010	KALICAUT - EDINETS	373	510	73,2
33023	33011	RIBNITSA - KAMENKA	282	390	72,8
31026	31008	SHURI - DONDUSHENI	358	510	70,4
31026	31009	SHURI - DROKIA	352	510	69,0
31023	31007	SOROKA - GIDROPRIVOD	310	450	68,9
33020	33012	STROENTS - KUZMIN	303	450	68,0
32035	32028	RADULEN - FLORESHT	303	450	67,3
33023	33020	RIBNITSA - STROENTS	299	450	66,6
31029	31007	ZASTINK - GIDROPRIVOD	299	450	66,5
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	338	510	66,2
35047	30220	CHOKANA - KISHIN.SPP2	330	510	64,8

Regim maxim de vară

Tabelul A4.4 Informație despre operatorii de distribuție și centralele electrice

Denumirea	P _{gen} , MW	P _{sar} , MW	ΔP, MW	P _{cons} , MW	P _{exp} , MW	Q _{gen} , MVar	Q _{sar} , MVar	ΔQ, MVar	Q _{cons} , MVar	Q _{exp} , MVar
NORD-VEST		62	6	68	-68		20	-2	18	-18
NORD		106	16	122	-122		33	-9	25	-25
EST		128	11	138	-138		29	-6	23	-23
CENTRU		96	21	118	-118		28	6	34	-34
CHISINAU		280	4	284	-284		91	-10	81	-81
SUD		68	1	69	-69		22	-149	-127	127
SUD-EST		136	3	139	-139		44	-86	-42	42
MGRES	285	21	4	25	259	168	11	4	15	153
CET1			0	0	0			3	3	-3
CET2	37		0	0	37	54		4	4	50
CHE DUBASARI	24	6	0	6	18		2	2	4	-4
CET NORD			0	0	0			3	3	-3
NHE COSTESTI	11	0	0	0	11		0	1	1	-1
EOLIAN	1000	40	5	45	955	-6	13	-2	11	-17

Tabelul A4.5 Amplasamentele CEE

Nr.	Nodul	U_nom, kV	Pgen, MW	Qgen, MVar	U_imp, kV	Qmin, MVar	Qmax, MVar	U, kV	δ , grade
31001	BSZ	110	110	-47,2	115,5	-55	55	115,5	102,65
31008	DONDUSHENI	110	80	-40	115,5	-40	40	115,63	99,11
31023	SOROKA	110	110	-31,9	115,5	-55	55	115,5	97,52
32027	FALESHTI	110	110	-27,5	115,5	-55	55	115,5	98,27
32028	FLORESHT	110	100	16	115,5	-50	50	115,5	93,79
34009	KALARASH	110	50	15,7	115,5	-25	25	115,5	86,40
34011	KAPLANI	110	40	-9,2	115,5	-20	20	115,5	82,06
34012	KARPINEN	110	50	-12,6	115,5	-25	25	115,5	86,42
34017	N.ANENI	110	30	15	115,5	-15	15	114,65	79,69
34019	RASKAITS	110	40	20	115,5	-20	20	115,35	79,50
34020	NISPOREN	110	50	-2,4	115,5	-25	25	115,5	91,76
34022	ORHEI	110	30	15	115,5	-15	15	114,58	83,07
34038	CHOBRUCH	110	20	8	115,5	-10	10	115,5	79,84
34076	PURKARI2	110	20	9,2	115,5	-10	10	115,5	79,48
34106	CHOBRUCH	110	20	8	115,5	-10	10	115,5	79,84
36013	S.CAHUL	110	20	10	115,5	-10	10	115,38	79,44
36023	KOMRAT	110	30	15	115,5	-15	15	114,88	79,89
36025	LEOVO	110	20	-2,2	115,5	-10	10	115,5	81,50
36037	BALABANI	110	20	10	115,5	-10	10	114,05	79,13
36038	VULKANES	110	50	25	115,5	-25	25	112,97	78,80

Tabelul A4.6 Gradul de încărcare a liniilor electrice de transport

Nod_in	Nod_sf	Denumirea	Imax, A	0.8*Iadm, A	Imax/Iadm, %
32046	32027	ZTUM2 - FALESHTI	357	360	99,3
32046	32034	ZTUM2 - BALTSI	356	360	99,0
31028	31023	ZTO2 - SOROKA	307	312	98,3
31030	31028	ZASTINK - ZTO2	302	312	97,0
34020	34001	NISPOREN - BOBEIKA	341	360	94,8
33011	32035	KAMENKA - RADULEN	295	312	94,8
31030	31006	ZASTINK - VARANKAU	292	312	93,7
32005	31006	VERTIUJE - VARANKAU	290	312	93,0
34094	34001	ULMU2 - BOBEIKA	330	360	92,0
33012	32005	KUZMIN - VERTIUJE	285	312	91,5
34094	34048	ULMU2 - TVCENTE	327	360	90,7
34059	34048	STRASHEN - TVCENTE	325	360	90,3
33023	33011	RIBNITSA - KAMENKA	274	312	88,6
31004	31001	BRICHENI - BSZ	309	360	85,8
32035	32028	RADULEN - FLORESHT	297	360	82,6
34009	34004	KALARASH - BUKOVATS	331	408	81,1
33020	33012	STROENTS - KUZMIN	281	360	78,8
34059	34004	STRASHEN - BUKOVATS	319	408	78,2
33023	33020	RIBNITSA - STROENTS	276	360	77,0
35034	34059	HOLODMA - STRASHEN	289	408	70,9

DECLARAȚIA PRIVIND ASUMAREA RĂSPUNDERII

Subsemnatul, declar pe răspundere personală că materialele prezentate în teza de doctorat sunt rezultatul propriilor cercetări și realizări științifice. Conștientizez că, în caz contrar, urmează să suport consecințele în conformitate cu legislația în vigoare.

Gropa Victor

CURRICULUM VITAE

Numele, prenumele:	GROPA Victor
Data și locul nașterii:	23.06.1980, orașul Chișinău, Republica Moldova
Cetățenia:	Republica Moldova
Studii:	<ul style="list-style-type: none">• 2003 - diplomă de licență, specialitatea Electroenergetică, UTM, FE, catedra EE;• 2004 - diplomă de masterat, specialitatea Electroenergetică, UTM, FE, catedra EE.
Domeniu de interes științific:	<ul style="list-style-type: none">- Calculul și analiza regimurilor permanente de funcționare ale rețelelor electrice,- Eficiență energetică,- Surse de energii regenerabile,- Utilizarea softurilor specializate de calcul electric, etc.
Activitatea profesională:	2016 – prezent: prodecan studii, FEIE, UTM 2003 – prezent: cadru didactic (lect.sup.), departamentul EEET, FEIE, UTM
Participări la evenimente științifice internaționale	<ul style="list-style-type: none">- Conferința internațională de sisteme electromecanice și energetice SIELMEN, Chișinău-Iași-Craiova, Republica Moldova-România (2004-2015).- Școala de vară, Universitatea Alexandru Ioan Cuza, Iași, România, 2009, 2010.- Institutul de politici energetice KEPAN, Atena, Grecia, 2007.
Lucrări științifice și științifico-metodice publicate	Peste 20 de publicații în reviste și culegeri naționale și internaționale
Cunoașterea limbilor:	Română – excelent (nativă) Rusă – bine Engleza – bine Franceza – satisfăcător.
Adresa la serviciu:	str. 31 August 1989 nr. 78, mun. Chișinău, Republica Moldova.
E-mail:	Victor.Gropa@ee.utm.md
Tel:	+373-022-23-75-10