



Universitatea
Transilvania
din Brașov

ȘCOALA DOCTORALĂ INTERDISCIPLINARĂ

Facultatea de Inginerie Electrică și Știința Calculatoarelor

Julio ESPINOSA DOMINGUEZ

Controlul avansat al sistemelor de stocare a energiei cu baterii pentru diminuarea sensibilității la frecvență a cuptoarelor cu arc electric în sisteme electroenergetice slabe.

REZUMAT

Conducător științific

Prof. dr. ing. Ioan SERBAN

BRAȘOV, 2026

MULȚUMIRI

Aș dori să-mi exprim sincerele mulțumiri tuturor celor care, într-un fel sau altul, au contribuit la dezvoltarea mea profesională.

Prietenilor mei: celor care mi-au fost mereu alături în fiecare provocare, celor care nu mai sunt printre noi, celor care au trecut prin viața mea lăsând o amprentă de neșters și celor care, în ciuda trecerii timpului, vor rămâne mereu prietenii mei.

Familiei mele, care, în ciuda distanței fizice, mi-a rămas alături, oferindu-mi sprijin necondiționat în fiecare decizie pe care am luat-o. Cu o dragoste deosebită pentru părinții mei, pentru mama mea, a cărei iubire mă însoțește în fiecare clipă, și pentru tatăl meu, care a fost și va rămâne mereu călăuza mea. De asemenea, le dedic o amintire veșnică bunicilor mei, care veghează asupra mea și mă ocrotesc de sus.

Recunoștința mea profundă se îndreaptă către îndrumătorul meu, prof. dr. ing. Ioan Șerban, a cărui îndrumare, încurajare și sprijin neclintit au fost fundamentale pentru finalizarea acestei lucrări și pentru realizările obținute în acești ani de dedicare și efort.

Aș dori să-mi exprim recunoștința sinceră față de Universitatea „Transilvania” din Brașov pentru această oportunitate și pentru acordarea unei burse integrale, care mi-a permis să dezvolt această cercetare.

De asemenea, doresc să-mi exprim profunda recunoștință față de profesorul, îndrumătorul și mentorul meu, Orllys Ernesto Torres Breffe. Prin înțelepciunea, sfaturile și exemplul său, el a influențat în mare măsură formarea mea ca profesionist și ca persoană. Mai mult decât un profesor, îl consider o figură paternă.

Julio Espinosa Domínguez

Cuprins

INTRODUCERE.....	5
Necesitatea și justificarea tezei.....	6
Scop și obiective.....	6
CAPITOLUL 1. Analiză de ultimă oră a soluțiilor hardware și de control pentru atenuarea dependenței de frecvență a consumatorilor în rețelele electrice fragile.....	7
1.1. Controlul frecvenței în rețelele electrice	7
1.1.1. Răspunsul sarcinii la abaterile de frecvență (amortizare).....	8
1.1.2. Nivelurile de control ale frecvenței într-un sistem de energie electrică.....	8
1.1.3. Rezistența sistemului electroenergetic și principalele probleme ale sistemelor electroenergetice fragile.....	9
1.2. Necesitatea sistemelor de stocare a energiei în rețelele electrice	11
1.2.1. Tehnologiile sistemelor de stocare a energiei.....	12
1.2.1.1. Sisteme mecanice de stocare.....	12
1.2.1.2. Sisteme de stocare a energiei termice (TES).....	13
1.2.1.3. Sisteme de stocare a energiei electrice	13
1.2.1.4. Sisteme de stocare a energiei electrochimice	13
1.2.1.5. Sisteme chimice de stocare a energiei	13
1.2.2. Aplicații ale sistemelor de stocare a energiei în rețelele electrice.....	13
1.2.2.1. Servicii de generare convențională/în bloc.....	13
1.2.2.2. Transport.....	14
1.2.2.3. Distribuție	14
1.2.2.4. Servicii pentru clienți.....	14
1.2.2.5. Servicii de generare din surse regenerabile	14
1.3. Sisteme de control pentru invertoarele utilizate în BESS	14
1.3.1. Convertoare de putere	15
1.3.2. Controlul convertoarelor de putere.....	16
1.3.2.1. Compararea tehnologiilor GFL și GFM.	16
1.3.2.2. Structurile de control GFL și GFM	17
1.3.3. Sisteme de control al contingențelor și al fenomenelor tranzitorii.....	17
1.3.3.1. Capacitatea de menținere a conexiunii în cazul unei perturbații de tensiune (VFRT)	18

1.3.3.2. Codul de rețea cubanez și cerințele VFRT.....	19
1.3.3.3. Controlul frecvenței sistemului.....	20
1.4. Proiecte privind sistemele de stocare cu baterii la nivel mondial.....	20
1.4.1. Aplicarea unui BESS într-un sistem slab, cu inerție redusă și penetrare ridicată a surselor regenerabile de energie.....	22
1.5. Provocări legate de dezvoltarea sistemelor BESS în contextul rețelei electrice cubaneze..	23
1.5.1. Utilizarea sistemelor BESS în oțelăriile electrice cubaneze.....	23
1.6. Concluzii.....	25
CAPITOLUL 2. Implementarea unui sistem avansat de control al unui compensator bazat pe BESS pentru cuptoarele cu arc electric în rețelele electrice slabe	27
2.1. Provocările apărute în sistemul electroenergetic cubanez cauzate de cuptoarele cu arc electric.....	27
2.1.1. Factorul de putere.....	27
2.1.2. Fluctuațiile frecvenței rețelei electrice	28
2.2. Soluțiile adoptate de industria cubaneză și provocările rămase	28
2.2.1. Creșterea puterii de scurtcircuit la PCC.....	29
2.2.2. Instalarea filtrelor pasive	29
2.2.3. Pornirea și oprirea progresivă a EAF	29
2.2.4. Provocări rămase în oțelăriile cubaneze.....	30
2.3. Configurația sistemului de control al BESS.....	31
2.3.1. Controlul curentului (buclă internă).....	32
2.3.2. Controlul puterii (buclă externă).....	32
2.3.3. Buclă cu sincronizare de fază (Phase-locked loop)	32
2.3.4. Capacitatea de a face față perturbațiilor de tensiune (VFRT).....	32
2.3.4.1. Detectarea VFRT	34
2.3.4.2. Injectarea curentului reactiv în timpul funcționării VFRT	34
2.3.4.3. Proiectarea controlerului fuzzy	34
2.3.5. Controlul nesimetriilor de curent.....	36
2.3.6. Controlul armonicelor	37
2.3.7. Controlul factorului de putere.....	38
2.3.8. Sistem de control pentru compensarea fluctuațiilor de putere într-un EAF.....	38
2.3.8.1. Modelul echivalent al sistemului electroenergetic pentru analiza comportamentului frecvenței	39

2.3.8.2. Compensator BESS bazat pe filtru neadaptiv	40
2.3.8.3. Implementarea unui compensator BESS adaptiv bazat pe logica fuzzy	41
2.4. Concluzii	43
3.1. Analiza răspunsului BESS pentru compensarea puterii active a EAF în vederea menținerii stabilității frecvenței sistemului electroenergetic.....	45
3.1.1. Compensator adaptiv al BESS bazat pe logica fuzzy	48
3.1.2. Analiza comparativă a strategiilor de control BESS pentru compensarea EAF.....	50
3.1.3. Dinamica SOC a BESS pentru un profil zilnic al cererii de putere a EAF.....	51
3.2. Gestionarea predictivă a stării de încărcare în sistemele de stocare a energiei cu baterii integrate cu cuptoare cu arc electric	51
3.2.1. Strategia de control propusă	52
3.2.1.1. Sistem de netezire a puterii	52
3.2.1.2. Ajustarea predicției SOC	53
3.2.1.3. Evaluarea modelului de predicție	53
3.3. Analiza răspunsului BESS la căderile și creșterile de tensiune din sistemul electroenergetic	57
3.3.1. Performanța controlerului VFRT în cazul golurilor asimetrice de tensiune.....	57
3.3.1.1. Gol de tensiune monofazat.....	57
3.3.1.2. Gol de tensiune bifazat	58
3.3.1.3. Gol de tensiune trifazat.....	59
3.3.1.4. Analiză comparativă.....	62
3.3.1.5. Performanța controlerelor VFRT în condiții de creșteri de tensiune	63
3.4. Modelarea EAF pentru analiza armonicelor și a factorului de putere.	64
3.4.1. Modelul EAF.....	65
3.4.2. Modelul EAF dezechilibrat	65
3.5. Utilizarea sistemului BESS ca filtru activ pentru compensarea armonicelor EAF	66
3.5.1. Analiza curenților armonici în circuitul EAF fără măsuri de compensare	66
3.5.2. Analiza curenților armonici în circuitul oțelăriei cu măsuri de compensare	67
3.6. Utilizarea BESS ca compensator de putere reactivă pentru îmbunătățirea factorului de putere al EAF.....	68
3.7. Concluzii	69
CAPITOLUL 4. Validări experimentale	70
4.1. Configurația experimentală	70

4.2. Sisteme de control	74
4.2.2. Bucla de control a curentului cu compensare armonică	75
4.2.3. Regulator de curent dezechilibrat	77
4.2.4. Implementarea unui compensator adaptiv BESS cu logică fuzzy	77
4.2.5. Controlerul VFRT	80
4.2.6. BESS ca filtru activ pentru compensarea armonicelor.	82
4.3. Concluzii	86
CONCLUZII FINALE	87
Impactul cercetării	87
Contribuția științifică și tehnică	88
REFERINȚE (Selective)	89

INTRODUCERE

Dezvoltarea umanității a fost strâns legată de producția de materiale precum oțelul, a cărui fabricare necesită o cantitate semnificativă de energie. Procesul de fabricare a oțelului este extrem de complex și începe cu selectarea și clasificarea deșeurilor metalice în cadrul oțelăriei, urmată de procesul de topire și de introducerea de substanțe chimice pentru a produce oțeluri înalt aliate [1]. Una dintre etapele producției de oțel este procesul de topire, care are loc în oțelării folosind cuptoare cu arc electric (EAF) de mare putere. Datorită caracteristicilor lor de funcționare, EAF impun cerințe ridicate asupra sistemelor de alimentare cu energie electrică. EAF-urile provoacă probleme de calitate a energiei electrice pentru sistemul de alimentare cu energie electrică al oțelăriei, care trebuie atenuate pentru a evita afectarea consumatorilor din apropiere [2], [3]. Pe lângă problemele legate de calitatea energiei electrice, precum poluarea armonică, efectul de flicker, factorul de putere scăzut și dezechilibrele, acești consumatori de mare putere pot provoca perturbații severe ale frecvenței în rețelele electrice slabe [4], [5], cum ar fi rețeaua electrică cubaneză. În astfel de cazuri, pentru a evita problemele de stabilitate a frecvenței, operatorul rețelei electrice poate impune limitarea cererii de energie a cuptoarelor cu arc electric, ceea ce poate afecta grav eficiența procesului de producție a oțelului [4]. Este important de menționat că impactul cuptoarelor cu arc electric asupra frecvenței reprezintă o problemă majoră în sistemul electric cubanez actual, necesitând soluții diferite față de cele utilizate în rețelele puternice, cum ar fi sistemul electric european [6].

O soluție la problemele de stabilitate a frecvenței o reprezintă implementarea sistemelor de stocare a energiei în baterii (BESS) în rețelele electrice [7], [8], [9]. Viteza și eficacitatea sistemelor de control ale acestor dispozitive contribuie la reducerea abaterilor de frecvență, ceea ce este extrem de benefic pentru unitățile de generare convenționale care ar putea să nu răspundă cu viteza necesară. Pe măsură ce gradul de penetrare a surselor de energie regenerabilă (RES) crește, procesul de control al frecvenței devine mai complex în toate rețelele electrice, în special în rețelele slabe [10], [11]. Prin urmare, implementarea sistemelor BESS crește semnificativ datorită numeroaselor aplicații pe care le au în rețelele electrice [12].

Cercetările privind aplicațiile sistemelor BESS în cuptoarele cu arc electric s-au limitat în principal la îmbunătățirea calității energiei [13], [14], [15], în timp ce alte studii, precum [16], [17], au ridicat posibilitatea utilizării sistemelor BESS pentru îmbunătățirea stabilității frecvenței în rețelele electrice. Principalul dezavantaj al acestor aplicații îl reprezintă dependența lor de BESS cu capacitate energetică ridicată și valori ridicate ale ratei de încărcare/descărcare (C-rate), ceea ce face ca aplicația să fie mai costisitoare din punct de vedere tehnic. Pentru a aborda această problemă, obiectivul prezentei teze este de a propune un sistem de control adaptiv bazat pe logica fuzzy pentru un sistem BESS, special conceput pentru funcționarea în paralel cu un EAF în cadrul sistemului electroenergetic din Cuba. Obiectivul principal este atenuarea impactului EAF asupra sistemului electroenergetic cubanez, reducând astfel abaterile de frecvență cauzate de aceste cuptoare și asigurând funcționarea continuă a oțelăriilor. În plus, sistemul de control ar trebui să fie adaptabil la toate etapele procesului de producție din oțelării, îmbunătățind astfel eficiența și nivelurile de producție din industrie.

Necesitatea și justificarea tezei

Necesitatea acestei cercetări decurge din constrângerile tehnice și economice actuale cu care se confruntă oțelăriile și operatorul rețelei electrice din Cuba. În prezent, funcționarea cuptoarelor de mare putere din instalații precum Las Tunas și Antillana de Acero generează fluctuații de frecvență care depășesc intervalele admise (59,7–60,2 Hz), punând astfel în pericol stabilitatea rețelei electrice.

Raționamentul care stă la baza acestei lucrări se bazează pe următoarele puncte-cheie:

- **Ineficiența producției:** Pentru a proteja sistemul, oțelăriile sunt nevoite să funcționeze cu creșteri lente ale puterii, ceea ce mărește timpul de topire, consumul specific de energie și uzura echipamentelor de comutație.
- **Impactul economic și calitatea energiei electrice:** Industriile se confruntă cu sancțiuni financiare din cauza unui factor de putere scăzut (de obicei sub 0,9) și a prezenței armonicilor. Filtrele pasive tradiționale sunt adesea insuficiente în fața variabilității sarcinii.
- **Limitările soluțiilor convenționale:** Creșterea puterii de scurtcircuit la punctul de cuplare comun (PCC) atenuează efectul de flicker, dar nu rezolvă problema fundamentală a stabilității frecvenței sau a compensării dinamice a puterii reactive.

Scop și obiective

Scopul acestei teze este de a dezvolta și valida o strategie de control multifuncțională bazată pe BESS pentru a atenua impactul EAF asupra rețelelor electrice fragile, asigurând stabilitatea frecvenței, compensarea distorsiunilor armonice și optimizarea factorului de putere.

Obiectivele acestei teze sunt prezentate după cum urmează:

- Dezvoltarea unui sistem de control pentru un BESS adaptat cazului specific al integrării EAF în sistemul electroenergetic cubanez,
- Implementarea unui sistem avansat de control bazat pe logica fuzzy, conceput pentru a reduce influența frecvenței asupra funcționării EAF, menținând în același timp utilizarea bateriei la un nivel minim,
- Analizarea răspunsului BESS la perturbațiile de tensiune (de exemplu, goluri sau vârfuri de tensiune) din rețeaua electrică,
- Modelarea EAF pentru analiza armonicilor și a factorului de putere,
- Îmbunătățirea funcționalității BESS prin furnizarea de servicii auxiliare, cum ar fi compensarea factorului de putere,
- Analiza comportamentului BESS ca filtru activ în prezența armonicilor în rețeaua oțelăriei,
- Evaluarea și validarea experimentală a sistemelor de control în contextul rețelei electrice cubaneze.

CAPITOLUL 1. Analiză de ultimă oră a soluțiilor hardware și de control pentru atenuarea dependenței de frecvență a consumatorilor în rețelele electrice fragile

Schimbările climatice reprezintă o realitate globală. În fiecare an, temperatura medie la suprafața planetei crește, provocând fenomene naturale care, dacă se mențin, pot duce la perturbări profunde ale societăților în viitorul apropiat. Aceste evoluții au determinat națiunile să caute soluții imediate pentru a preveni o catastrofă climatică. Una dintre măsurile care trebuie luate pentru a combate schimbările climatice este integrarea RES în rețelele electrice. Această măsură vizează reducerea producției de energie electrică din combustibili fosili, care contribuie la poluare și la încălzirea globală. Introducerea accelerată a acestor surse a dus la slăbirea rețelelor existente, care și-au pierdut inerția și sunt mai vulnerabile la fenomenele tranzitorii care apar în cadrul acestora. Stabilitatea rețelelor este esențială în procesul de generare și transport al energiei electrice, astfel încât s-au căutat soluții pentru a se asigura că introducerea surselor de energie regenerabilă nu devine un factor care compromite securitatea sistemelor electroenergetice. Una dintre soluțiile care contribuie la introducerea pe scară largă a RES în sistemele de energie electrică este utilizarea sistemelor de stocare a energiei. Aceste sisteme au multiple aplicații și reprezintă în prezent o soluție viabilă la problemele de stabilitate care pot apărea în sistemele electroenergetice slabe [18].

Situația este agravată de faptul că sistemul electroenergetic cubanez este izolat, cu centrale de producție convenționale care funcționează de peste 30 de ani și care înregistrează întârzieri în ciclurile de întreținere din cauza constrângerilor financiare. Toate acestea reprezintă o provocare semnificativă pentru funcționarea și întreținerea sistemului, în special în ceea ce privește stabilitatea[6].

Cu toate acestea, țara a stabilit politici strategice menite să asigure integrarea pe scară largă a RES împreună cu sistemele de stocare a energiei, pentru a garanta stabilitatea sistemului. În acest context și având în vedere provocările actuale cu care se confruntă sistemul electroenergetic cubanez, obiectivul principal al acestui capitol este de a examina metodele de control al frecvenței aplicate în rețelele electrice slabe, precum și de a analiza starea actuală și tehnicile de control asociate sistemelor de stocare a energiei, pentru a contribui la consolidarea stabilității rețelelor electrice. Având în vedere diversitatea tehnologică existentă în sistemele de stocare, această secțiune se concentrează mai întâi pe o prezentare generală a aplicațiilor acestora și apoi aprofundează studiul strategiilor de control utilizate în BESS, având în vedere că acestea reprezintă una dintre cele mai răspândite tehnologii în rețelele electrice slabe.

1.1. Controlul frecvenței în rețelele electrice

Pentru ca un sistem de alimentare cu energie electrică (PS) să funcționeze corespunzător, frecvența trebuie menținută într-un anumit interval. Controlul adecvat al frecvenței este esențial pentru menținerea stabilității sistemului de alimentare cu energie electrică și pentru asigurarea funcționării fiabile a echipamentelor dependente de frecvență. Pentru ca turația sau frecvența unui PS să rămână constantă sau să varieze într-un interval acceptabil, trebuie respectat echilibrul puterii active [19], [20]:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_d + \Sigma \Delta P \quad (0.1)$$

unde P_G , P_d și ΔP reprezintă puterile active generate, solicitate și, respectiv, pierderile acestora. Datorită echilibrului puterilor active, un sistem de alimentare funcționează la o anumită frecvență unică pentru întregul sistem[21].

1.1.1. Răspunsul sarcinii la abaterile de frecvență (amortizare)

Sarcina unui PS este alcătuită dintr-o mare varietate de dispozitive electrice. În cazul sarcinilor rezistive puterea electrică activă absorbită este independentă de frecvență; însă, în cazul sarcinilor dependente de turație, precum ventilatoarele, pompele de apă etc., puterea electrică variază în funcție de frecvență[19], [21].

Caracteristicile sarcinilor care variază în funcție de frecvență sunt exprimate prin ecuația [21]:

$$\Delta P_G = \Delta P_d + (D \cdot \Delta f) \quad (1.2)$$

unde ΔP_G reprezintă variația puterii active generate ca urmare a variației cererii, ΔP_d reprezintă variația cererii de putere activă care nu variază în funcție de frecvență, $D \cdot \Delta f$ reprezintă variația puterii sarcinii în funcție de frecvență, iar $D = \frac{\Delta P_d}{\Delta f}$ reprezintă constanta de amortizare a sarcinii (MW/Hz).

În ecuația (1.2), termenul $(D \cdot \Delta f)$ are întotdeauna semnul opus celui al variației sarcinii (ΔP_d), care este responsabilă de schimbarea frecvenței. Pe măsură ce sarcina crește, frecvența scade sub 60 Hz și, în consecință, variația efectivă a sarcinii în sistem se reduce, deoarece $(D \cdot \Delta f)$ devine negativă.

1.1.2. Nivelurile de control ale frecvenței într-un sistem de energie electrică

Formele sau acțiunile de control al frecvenței sunt enumerate mai jos și sunt rezumate în Figura 1.1:

1. Controlul primar
2. Controlul secundar
3. Controlul terțiar

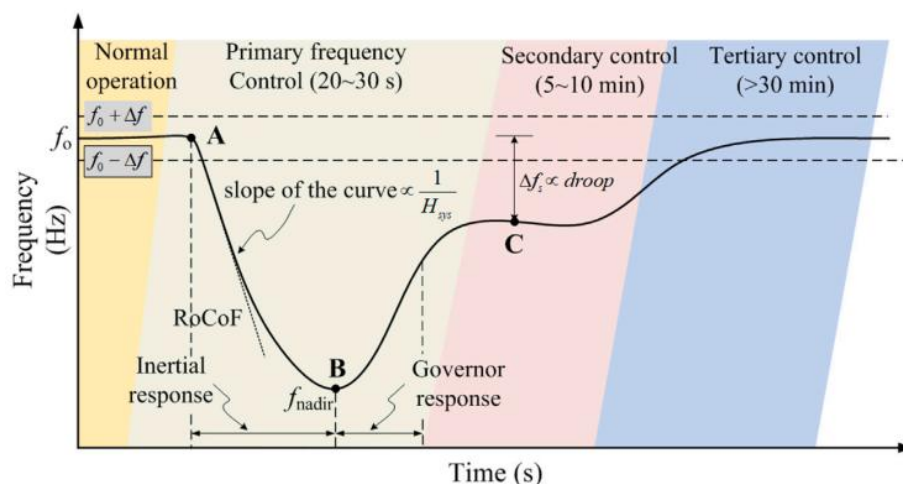


Figura 1.1. Reprezentare grafică a intervalului de timp implicat și a răspunsului în frecvență al unui sistem [22].

Controlul primar se referă la răspunsul inițial al generatoarelor sau al altor echipamente implicate la variațiile de frecvență din sistem, în afara benzii moarte definite. Aceste sisteme detectează

schimbările de frecvență și răspund în conformitate cu o caracteristică de reglaj primar (droop) predefinită.

Odată ce controlul primar a acționat, frecvența rămâne cu o abatere care depinde de caracteristica de reglaj primar a sistemului electroenergetic și de nivelul perturbației, fiind necesară o acțiune de control suplimentară pentru a readuce frecvența în interiorul benzii moarte. Acțiunile de control care urmează acțiunii primare sunt denumite control secundar.

Controlul secundar are ca scop readucerea frecvenței la valorile nominale în interiorul benzii moarte, dar în modul cel mai economic. Controlul terțiar, pe de altă parte, vizează refacerea acestei rezerve prin modificarea puterii de referință a generatoarelor aflate în funcțiune, prin trecerea generatoarelor în rezervă sau prin ajustarea programelor de funcționare cu alte zone. În general, controlul terțiar este suficient de lent pentru a fi gestionat printr-o buclă de control manuală [19].

Pe lângă cele trei niveluri de control, în cazul unor abateri semnificative de frecvență sau al unor rate rapide de variație sunt activate și alte mecanisme. În astfel de situații, se recurge la reducerea sarcinii pentru a menține sistemul electroenergetic operațional, chiar dacă acest lucru implică deconectarea unor consumatori. Un alt mecanism este activat atunci când frecvența depășește anumite praguri, ceea ce duce la deconectarea generatoarelor. Prima acțiune este cunoscută sub denumirea de ADF, care înseamnă „Deconectare automată în funcție de frecvență”. A doua acțiune este cunoscută sub denumirea de AGD, care înseamnă Deconectare automată a generatoarelor [19], [21].

1.1.3. Rezistența sistemului electroenergetic și principalele probleme ale sistemelor electroenergetice fragile

Sistemele electroenergetice pot fi considerate fie puternice, fie slabe. O rețea puternică poate rezista la schimbări bruște în condiții normale de funcționare, cum ar fi schimbări bruște ale cererii sau apariția unor perturbații, menținând în același timp tensiunea și frecvența în limite acceptabile pentru sistemul electroenergetic. În schimb, o rețea slabă este mai susceptibilă la astfel de perturbații, care pot provoca fluctuații semnificative ale tensiunii și frecvenței și, prin urmare, pot afecta funcționarea normală a sistemului [23], [24].

Deși în literatura de specialitate există mai mulți indicatori și definiții ale rezistenței sistemului electroenergetic, standardul IEEE1204 definește un sistem electroenergetic slab pe baza performanțelor dinamice și statice, după cum urmează:

1. Impedanța sistemului de curent alternativ poate fi ridicată la punctul de racordare, adică puterea de scurtcircuit la punctul de racordare poate fi scăzută [25].
2. Inerția mecanică a sistemului de curent alternativ poate fi insuficientă [25].

Un indicator important este nivelul puterii de scurtcircuit, care este scăzut în rețelele electrice slabe. Raportul de scurtcircuit (SCR) în PCC-ul în care se conectează o unitate de generare sau un BESS se definește [23]:

$$SCR = \frac{S_{SC}}{S_n} \quad (1.3)$$

unde: S_n reprezintă puterea instalată a centralei electrice, iar S_{SC} reprezintă puterea de scurtcircuit la PCC.

Din perspectiva SCR, o rețea este considerată puternică dacă are valori peste 20 și slabă dacă SCR se situează sub intervalul de 6 până la 10 [23]. Deși aceste limite sunt considerate standard în sistemele tradiționale de alimentare, ele pot diferi în aplicațiile care încorporează generarea de energie din surse regenerabile prin intermediul inverteoarelor de putere.

Spre deosebire de rețelele electrice robuste și consolidate, funcționarea sistemelor slabe reprezintă o provocare semnificativă pentru operatori, datorită varietății problemelor care pot apărea. Fenomene precum rezonanțele, instabilitatea tensiunii și supratensiunile cauzate de pierderile de sarcină sunt factori care pot afecta performanța diverselor controlere, în special a celor utilizate în RES. În general, Tabelul 1.1 rezumă principalele provocări operaționale cu care se confruntă sistemele electrice slabe, conform referinței [24].

Provocările descrise mai sus arată că exploatarea sistemelor electroenergetice slabe este un proces complex și dinamic, a cărui stabilitate reprezintă o provocare constantă pentru operatori. În acest context, integrarea unor dispozitive moderne, de mare capacitate, care contribuie la menținerea stabilității la nivelul întregii rețele, este indispensabilă. Printre acestea, sistemele de stocare a energiei se remarcă ca elemente-cheie, nu numai că facilitează stabilitatea și extinderea sistemului, ci permit și integrarea eficientă la scară largă a RES.

Tabelul 1.1. Probleme întâmpinate în sistemele cu inerție redusă și putere redusă [24]	
Problemă	Constatări
Răspunsul la frecvență	- Frecvența este mai susceptibilă la creșterea producției din RES din cauza lipsei de suport inerțial. - Sensibilitate crescută a sistemului la perturbații. - Creșterea ROCOF și a abaterii de frecvență. - Posibilă declanșare a protecțiilor prin deconectarea sarcinii sau generatorului. - Probleme de stabilitate oscilatorie la frecvențe joase.
Stabilitatea tensiunii	- Tensiunea este extrem de sensibilă la variațiile de putere, chiar și în condiții de defecțiuni de mică amplitudine. - O creștere bruscă a puterii active sau reactive poate genera variații semnificative de tensiune, ducând la condiții instabile ale sistemului. - Supratensiuni în cascadă cauzate de fluctuații excesive de tensiune sau de supratensiuni. - Instabilități de tensiune datorate integrării surselor regenerabile de energie. - Scăderi de tensiune de amplitudine mai mare. - Propagarea mai extinsă a căderii de tensiune. - Proces mai îndelungat de restabilire a tensiunii.

Defecțiune în cascadă	• Aceasta apare din cauza unei reduceri a tensiunii provocate de o defecțiune și este agravată de fluctuațiile de tensiune din convertoare. • Scăderea inerției în rețeaua electrică poate duce la deconectarea sarcinilor și poate declanșa defecțiuni în cascadă.
Funcționarea inadecvată a sistemului de protecție	• Creșterea ROCOF poate declanșa declanșarea releului de protecție. • În sistemele cu inerție redusă, protecția împotriva supracurentului este una dintre cele mai afectate, deoarece nivelurile scăzute ale curentului de scurtcircuit pot fi insuficiente pentru declanșarea releelor de protecție. • Eșecul declanșării protecției diferențiale din cauza diferențelor minime de curent. • Relația dintre tensiune și curent este influențată de variații semnificative ale numărului de generatoare sincrone prezente în perioadele de vârf și în afara acestora, ceea ce poate reprezenta o provocare pentru funcționarea corectă a releelor de distanță.

1.2. Necesitatea sistemelor de stocare a energiei în rețelele electrice

Rețelele electrice la nivel mondial reprezintă una dintre componentele esențiale ale societăților moderne. Sectoare precum telecomunicațiile, transporturile, industria, afacerile, serviciile de sănătate, educația etc. depind de energie electrică, astfel încât sunt necesare rețele electrice din ce în ce mai fiabile și mai sigure. Schimbările climatice reprezintă astăzi o preocupare globală, iar pentru a le minimiza trebuie luate măsuri. Pentru sectorul energiei electrice, schimbările climatice reprezintă o provocare din cauza necesității de a utiliza surse regenerabile de generare a energiei electrice pentru a înlocui sursele tradiționale de generare [26]. Integrarea surselor de energie regenerabilă în sistemele electroenergetice se accelerează rapid, energia solară și cea eoliană fiind sursele cu cea mai mare pondere în sistemele de energie electrică. Ritmul de instalare a panourilor solare fotovoltaice și a centralelor eoliene este condus de țări precum SUA, India, China, Australia, Japonia și state membre ale UE, cum ar fi Germania, Regatul Unit, Franța și Spania [7], [26].

Pe măsură ce crește producția de energie electrică din surse regenerabile, natura sistemului electroenergetic se modifică, iar stabilitatea acestuia este afectată. Variabilitatea surselor regenerabile în producția de energie electrică reprezintă o problemă nerezolvată în prezent, la care se adaugă răspunsul inerțial redus al acestor surse, ceea ce poate constitui un pericol pentru stabilitatea sistemelor electrice [27].

Având în vedere problemele generate de sursele regenerabile în cadrul sistemelor electroenergetice, oamenii de știință și cercetătorii s-au orientat către căutarea unor soluții care

să permită funcționarea acestor surse de generare în paralel cu sursele convenționale de generare. Una dintre aceste soluții este implementarea sistemelor de stocare a energiei (ESS) în orice parte a sistemului electroenergetic [28]. Sistemele de stocare a energiei trebuie să îndeplinească patru obiective principale: să sporească fiabilitatea surselor de energie regenerabilă; să contribuie la stabilitatea rețelei și să ofere servicii auxiliare acestora; să permită și să valorifice toate avantajele rețelelor inteligente; și să contribuie la optimizarea producției pentru a satisface cererea rețelei. Pentru a îndeplini aceste obiective, este necesar să se selecteze corect tehnologia de stocare adecvată, precum și să se înțeleagă limitările tehnice în corelație cu alegerea strategiei de control [29].

1.2.1. Tehnologiile sistemelor de stocare a energiei

Importanța sistemelor de stocare a energiei în sistemele electroenergetice actuale face ca procesul de alegere a celei mai bune tehnologii de stocare a energiei să reprezinte o provocare pentru proiectele electroenergetice de astăzi. Pentru o anumită aplicație pot fi alese diferite tehnologii de stocare a energiei (a se vedea Figura 1.2), în funcție de energia și puterea necesare, timpul de răspuns, ciclurile de funcționare, greutatea, volumul și temperatura de funcționare [30].

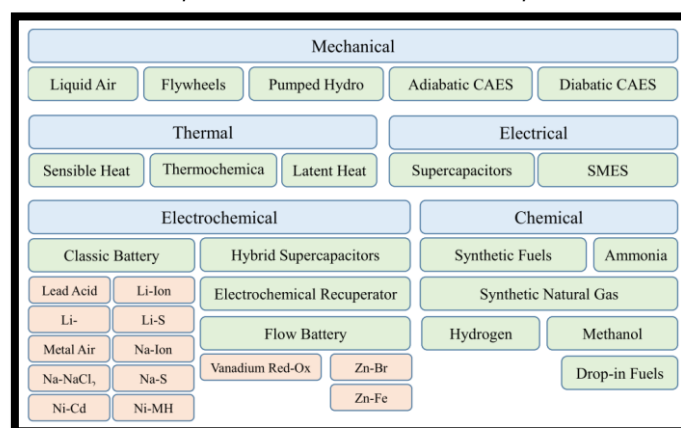


Figura 1.2. Clasificarea tehnologiilor ESS [7].

Clasificarea diferitelor tehnologii poate urma diverse criterii, de exemplu, în funcție de timpii de răspuns, forma energiei stocate etc. În prezent, abordarea cea mai utilizată este clasificarea sistemelor ESS în funcție de modul în care energia este obținută și stocată (a se vedea Figura 1.2); astfel, există sisteme de stocare a energiei mecanice, termice, electrice, electrochimice și chimice [7], [29], [30], [31], [32].

1.2.1.1. Sisteme mecanice de stocare

Sistemele mecanice de stocare a energiei transformă energia mecanică în energie electrică și invers. În momentele zilei în care consumul de energie este mai redus, sistemul consumă energie electrică din rețea și o stochează folosind principiile de funcționare ale energiei potențiale, energiei cinetice, gazului sub presiune și arcului forțat. Atunci când sistemul electroenergetic are nevoie de energia stocată, aceste sisteme efectuează procesul reversibil și furnizează energia electrică necesară [7], [29], [30], [31], [32].

1.2.1.2. Sisteme de stocare a energiei termice (TES)

Sistemele de stocare a energiei termice pot stoca și furniza energie sub formă de căldură sau gheață, în funcție de tipul de aplicație. Această tehnologie câștigă teren în principal în sectoarele industrial și rezidențial; sistemele de încălzire și climatizare beneficiază cel mai mult în clădiri, mici industrii și întreprinderi [32].

1.2.1.3. Sisteme de stocare a energiei electrice

Sistemele de stocare a energiei electrice realizează stocarea energiei electrice în mod direct și se bazează pe sisteme electrostatice și magnetice (EMESS). Principalele tehnologii utilizate în sistemele de alimentare cu energie sunt supercondensatoarele în combinație cu magneți supraconductori; aceste dispozitive stochează energia în câmpul electrostatic, respectiv în cel magnetic [7], [29], [30], [31], [32].

1.2.1.4. Sisteme de stocare a energiei electrochimice

Sistemele de stocare electrochimică constau dintr-o baterie compusă din una sau mai multe celule. Aceste celule sunt conectate în serie sau în paralel pentru a obține tensiunea de curent continuu și puterea necesare [7], [29], [30], [31], [32].

1.2.1.5. Sisteme chimice de stocare a energiei

Energia chimică este stocată în compuși moleculari, iar transformarea energiei se realizează prin legăturile chimice ale unor molecule. Energia chimică stocată poate fi eliberată prin reacții chimice, în care legăturile chimice din materiale sunt rupte și se formează altele noi [7], [29], [30], [31], [32], [33].

1.2.2. Aplicații ale sistemelor de stocare a energiei în rețelele electrice

Domeniul de aplicare al sistemelor de stocare a energiei s-a extins la toate componentele rețelei electrice. În prezent, aceste sisteme pot fi utilizate atât în sectorul de producție, cât și în cel de transport și distribuție, precum și la nivelul consumatorilor (Figura 1.3). Această mare versatilitate înseamnă că utilizarea acestor sisteme crește considerabil de la o zi la alta [7].

CONVENTIONAL/BULK GENERATION SERVICES	TRANSMISSION	DISTRIBUTION	CUSTOMER SIDE	RENEWABLE GENERATION
 • Arbitrage • Peak shaving • Load leveling • Generator bridging • Generator ramping and load following • Black start	 • Frequency control • Angular stability • Voltage support • Investment deferral • Transmission support	 • Capacity Support and investment deferral • Contingency grid support • Voltage control • Reactive power compensation	 • End-user peak shaving • Energy cost management • Power quality • Energy back-up • Reactive power compensation	 • Curtailment minimization • Capacity firming • Ancillary services support

Figura 1.3. Aplicațiile ESS în rețelele electrice.

1.2.2.1. Servicii de generare convențională/în bloc

Generarea sincronă convențională are ca scop menținerea unui echilibru între producția și consumul de energie electrică. Menținerea acestui echilibru devine din ce în ce mai complicată,

deoarece sistemele electrice actuale necesită mai multă energie electrică, la un nivel adecvat de fiabilitate și calitate. Principalele aplicații ale ESS în generarea convențională sunt arbitrajul electroenergetic, reducerea vârfurilor de consum, nivelarea sarcinii, conectarea temporară a generatoarelor, accelerarea și decelerarea generatoarelor, urmărirea sarcinii și pornirea din întuneric (Black start).

1.2.2.2. Transport

Securitatea rețelei de transport este esențială, deoarece de aceasta depinde stabilitatea sistemului electroenergetic. Din acest motiv, se utilizează diverse sisteme pentru a menține stabilitatea și fiabilitatea rețelei, inclusiv sistemele de stocare a energiei. Principalele aplicații ale ESS în cadrul sistemului de transport sunt controlul frecvenței, stabilitatea unghiulară, susținerea tensiunii, amânarea investițiilor în transport și susținerea transportului.

1.2.2.3. Distribuție

Rețelele de distribuție sunt responsabile de transportul energiei către locuințe, mici unități industriale și întreprinderi. Datorită topologiei lor, aceste rețele sunt foarte ramificate și extinse și pot fi atât aeriene, cât și subterane. Principalele aplicații ale ESS în rețelele de distribuție sunt susținerea capacității RES, susținerea rețelei în situații de urgență, controlul tensiunii și compensarea puterii reactive.

1.2.2.4. Servicii pentru clienți

Energia generată și transmisă consumatorilor în sistemul electroenergetic trebuie să îndeplinească cerințele de calitate și fiabilitate. Sistemele ESS pot fi utilizate pentru a îmbunătăți gestionarea energiei și pentru a contribui la reducerea costurilor. Principalele acțiuni orientate către clienți pe care le pot îndeplini sistemele ESS sunt reducerea vârfurilor de consum la nivelul utilizatorilor finali, gestionarea costurilor energetice în funcție de intervalul orar de utilizare, calitatea energiei, continuitatea alimentării cu energie electrică și compensarea puterii reactive.

1.2.2.5. Servicii de generare din surse regenerabile

Pătrunderea surselor de energie regenerabilă reduce inerția și amortizarea naturală a sistemelor electrice. Aceste fenomene, împreună cu variabilitatea ridicată a energiei furnizate de sursele de energie regenerabilă, fac din problemele de stabilitate o provocare care trebuie rezolvată în sistemele electrice actuale. Utilizarea ESS împreună cu sursele de energie regenerabilă contribuie la reducerea variabilității în cadrul sistemului și la menținerea echilibrului și stabilității. Principalele aplicații ale sistemelor ESS cu surse de energie regenerabilă sunt minimizarea restricționării producției, consolidarea capacității și sprijinirea serviciilor auxiliare.

1.3. Sisteme de control pentru invertoarele utilizate în BESS

Sistemele BESS sunt compuse din baterii electrochimice, reprezentând una dintre cele mai răspândite tehnologii din sistemele electroenergetice contemporane. Aplicațiile sunt nenumărate, iar noi tehnologii de baterii sunt dezvoltate în fiecare zi pentru a rezolva diverse provocări. Datorită importanței acestor sisteme, este necesar un studiu detaliat al tehnicilor de control, precum și cunoașterea componentelor hardware și a principalelor aplicații din cadrul sistemelor electroenergetice actuale. Secțiunile următoare prezintă o analiză actualizată a stadiului actual al

tehnologiei, incluzând principalele topologii ale convertoarelor utilizate în BESS, diversele strategii de control, buclele de control interne și sistemele de control pentru situații de urgență și evenimente tranzitorii ale rețelei.

1.3.1. Convertoare de putere

Unul dintre elementele fundamentale ale sistemului BESS este convertorul de putere. Acest dispozitiv are rolul de a controla fluxul de energie între baterie și rețea [7], [34], [35].

Convertorul este bidirecțional, deoarece controlează fluxul de energie în două direcții: de la rețea la baterie în timpul încărcării sau de la baterie la sistem în timpul descărcării. Acest dispozitiv trebuie să respecte condițiile impuse de codul de rețea și instrucțiunile operatorului și, de asemenea, trebuie să controleze nivelul optim de încărcare al bateriilor [7], [34], [35].

În aceste convertoare sunt utilizate diferite topologii pentru funcționarea BESS, așa cum se evidențiază în Figura 1.4. Acestea pot fi împărțite în două grupe: cu un transformator de ieșire conectat la rețeaua electrică sau fără transformator (conectate direct la rețeaua electrică) [7], [34], [35].

Cele mai utilizate convertoare sunt cele cu două niveluri, cele cu trei niveluri și cele cu mai multe niveluri. În ceea ce privește topologia, utilizarea transformatoarelor împreună cu convertorul se dovedește a fi soluția preferată de producători pentru aplicații cu putere mai mare [7], [34], [35].

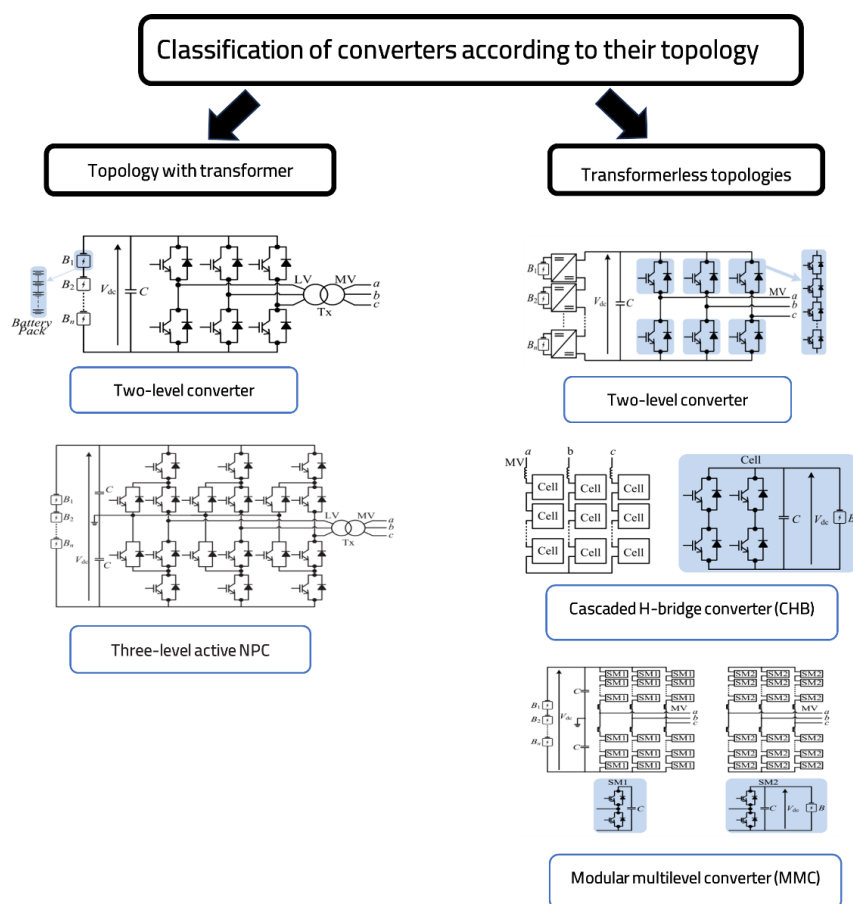


Figura 1.4. Diferite topologii ale convertoarelor BESS [35].

1.3.2. Controlul convertoarelor de putere

Pentru ca un convertor să furnizeze sau să consume puterea necesară rețelei, acesta trebuie controlat în conformitate cu cerințele specifice impuse de codurile de rețea. În ultimul deceniu, a fost dezvoltată o gamă largă de soluții de control pentru aplicațiile BESS. Odată cu penetrarea crescândă a resurselor bazate pe inverteoare, aceste strategii de control au evoluat către abordări mai robuste și orientate către rețea.

Cele mai utilizate controlere în prezent folosesc două abordări principale: control bazat pe urmărirea rețelei (GFL - grid following) și control bazat pe formarea rețelei (GFM – grid forming). Aceste tehnici de control diferă între ele, dar GFL este în prezent cea mai utilizată [36], [37], [38], [39].

Strategia GFL depinde de rețeaua existentă, deoarece se sincronizează cu tensiunea și frecvența stabilite de alte surse, de obicei mașini sincrone. Acest lucru le face potrivite pentru sisteme electrice puternice și stabile, dar în rețelele slabe pot provoca probleme de instabilitate atât la frecvență, cât și la tensiune. În plus, capacitatea lor de a răspunde la defecțiuni este limitată și au adesea nevoie de sprijinul unei rețele robuste pentru a rămâne operaționale. În schimb, tehnologia GFM poate genera propria referință de tensiune și frecvență, funcționând similar cu o mașină sincronă virtuală. Ca urmare, acestea furnizează inerție sintetică, stabilizează frecvența și reglează mai bine tensiunea locală, chiar și în sisteme slabe sau micro-rețele. De asemenea, acestea funcționează mai robust în timpul perturbațiilor și defecțiunilor, ajutând sistemul să se redreseze [36], [37], [38], [39].

1.3.2.1. Compararea tehnologiilor GFL și GFM.

Tehnica de control GFL funcționează ca un urmăritor de rețea și este reprezentată ca o sursă de curent conectată în paralel la rețea, așa cum se arată în Figura 1.5. În general, controlerul GFL este o sursă de tensiune controlată de curent care trebuie sincronizată cu rețeaua printr-o buclă de calare pe fază (PLL) și necesită un controler de putere care trimite curenții de referință către un regulator de curent intern [36], [37], [38], [39].

În schimb, controlul GFM nu necesită neapărat utilizarea PLL pentru sincronizare și poate fi reprezentat ca o sursă de tensiune cu o amplitudine și o frecvență date, așa cum este ilustrat în Figura 1.6. În general, aceste controlere funcționează ca o sursă controlată în tensiune; acest comportament permite acestei tehnologii să contribuie mai bine la stabilitatea sistemului, comportându-se similar cu un generator sincron convențional.

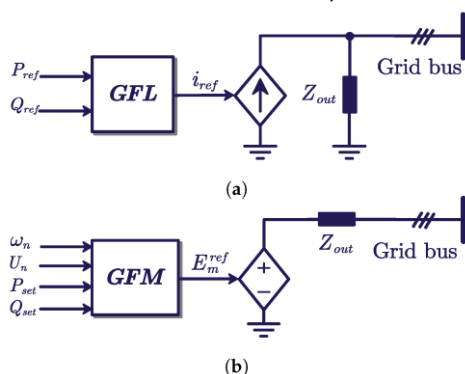


Figura 1.5. Tehnologii de control utilizate în domeniul energiei regenerabile: a) GFL. b) GFM [40].

Tabelul 1.2 compară cele două tehnologii de control pe baza avantajelor și dezavantajelor fiecărui tip de control. Sunt enumerate caracteristicile de bază ale fiecărei tehnologii, precum și tipul de rețea în care utilizarea acestora este mai avantajoasă.

Tabelul 1.2. Comparație între convertoarele GFL și GFM [33]		
Modul de control	Avantaje	Dezavantaje
Convertor GFL	1. Reglare rapidă	1. Lipsa reglării frecvenței și tensiunii
	2. Structură simplă de control	2. Imposibilitatea de a funcționa în regim insular
	3. Stabilitate în rețele rigide unde $SCR > 4$	3. Instabilitate în rețelele slabe unde $2 < SCR < 4$
Convertor GFM	1. Stabilitate în rețelele slabe unde $2 < SCR < 4$	1. Instabilitate în rețelele rigide în care $SCR > 4$
	2. Capabil să funcționeze în regim izolat	2. Este foarte sensibil la suprasarcină
	3. Asigură reglarea frecvenței și a tensiunii	

1.3.2.2. Structurile de control GFL și GFM

După cum s-a explicat mai sus, tehnologiile GFL și GFM sunt diferite și sunt utilizate în funcție de caracteristicile rețelei. În ceea ce privește structura buclelor lor de control (Figura 1.6), aceste două tehnologii au abordări diferite, deși multe dintre buclele lor interne de control sunt similare. Figura 1.6 prezintă structurile de control ale celor două tehnologii, arătând modul în care acestea diferă în ceea ce privește sincronizarea cu rețeaua și modul în care controlează puterea de ieșire a inverterului [7], [36], [37], [39], [41].

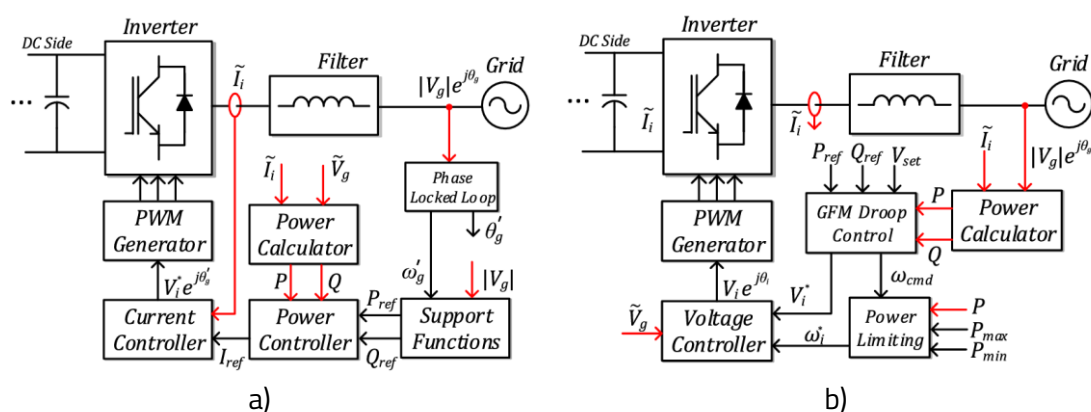


Figura 1.6. Diagrame bloc tipice ale tehnologiilor a) GFL și b) GFM [41].

1.3.3. Sisteme de control al contingențelor și al fenomenelor tranzitorii

Defecțiunile și, în general, fenomenele tranzitorii din rețelele electrice sunt evenimente inevitabile. Caracterul aleatoriu al fenomenelor și condițiile inițiale dinaintea acestor evenimente nu permit o

predicție precisă a apariției lor. Aceste evenimente pot avea o amploare considerabilă și pot pune în pericol stabilitatea rețelelor electrice.

Fenomenele menționate mai sus sunt mai critice în rețelele slabe, deoarece prezența evenimentelor tranzitorii poate pune în pericol stabilitatea sistemului [23]. Din acest motiv, codurile de rețea (GC) specifică funcționarea surselor regenerabile în timpul regimurilor tranzitorii și controlul frecvenței în timpul situațiilor de urgență. Mecanismele de control utilizate în invertoare în timpul situațiilor de urgență și de perturbații sunt Voltage Fault Ride-Through (VFRT) și Frequency Control [7].

1.3.3.1. Capacitatea de menținere a conexiunii în cazul unei perturbații de tensiune (VFRT)

VFRT este definit în codurile de rețea ca timpul necesar pentru menținerea resurselor regenerabile conectate în timpul apariției unei perturbații de tensiune în rețea. Caracteristica VFRT depinde de valoarea căderii sau creșterii de tensiune în funcție de timp. Această caracteristică diferă ușor pentru fiecare cod de rețea, fiind specifică fiecărei țări, așa cum se arată în Figura 1.7, și trebuie coordonată cu dispozitivele de protecție a rețelei [42].

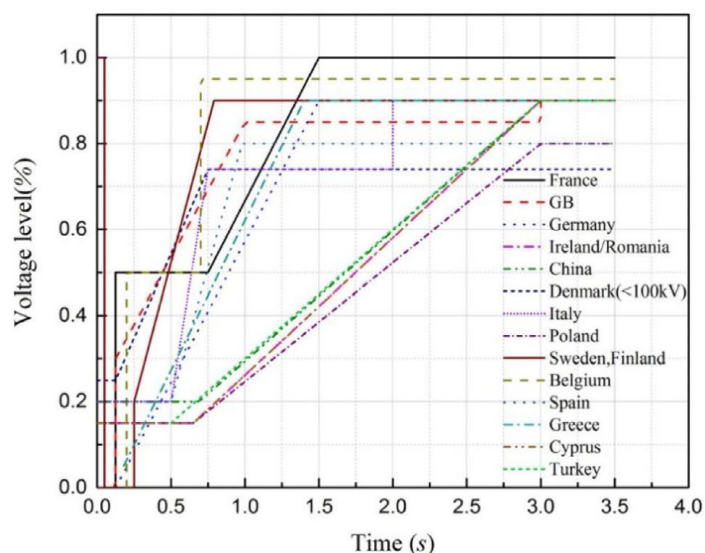


Figura 1.7. Caracteristicile VFRT în diferite țări [42].

Curba VFRT este împărțită în trei regiuni principale (Figura 1.8): menținerea în rețea la tensiune scăzută (LVRT), menținerea în rețea la tensiune zero (ZVRT) și menținerea în rețea la tensiune ridicată (HVRT). În funcție de regiunea curbei VFRT, se definește durata de timp în care sursa regenerabilă va rămâne conectată la rețea în cazul unei defecțiuni [42].

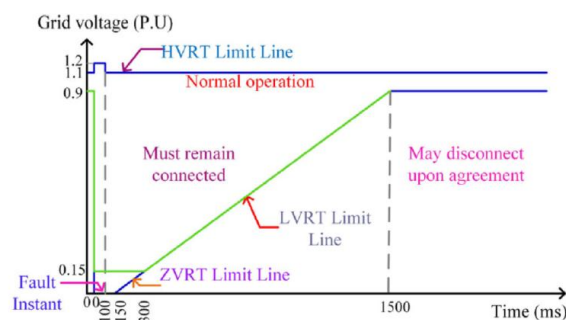


Figura 1.8. Diferite regiuni ale VFRT în cazul codului de rețea german [42].

1.3.3.2. Codul de rețea cubanez și cerințele VFRT

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe lucrările proprii ale autorului publicate în [6] și [43].

În cazul Republicii Cuba, GC este adaptat la caracteristicile și particularitățile sistemului său electroenergetic, care face obiectul unor actualizări constante determinate de dezvoltarea tot mai mare a producției din RES la nivel național.

Atunci când apar perturbații, este important ca generatoarele RES să rămână conectate pentru o perioadă adecvată. Mai mult, acest comportament este benefic pentru stabilitatea sistemului, care poate fi afectată de abateri semnificative de frecvență datorate deficitului de putere activă. Din acest motiv, RES trebuie să respecte caracteristica de menținere în funcțiune în timpul defectelor (FRT – fault ride through) din Figura 1.9, definită în GC cubanez. Este de o importanță majoră ca unitatea de generare să rămână conectată pentru a preveni situații critice care ar putea compromite stabilitatea sistemului [44], [45].

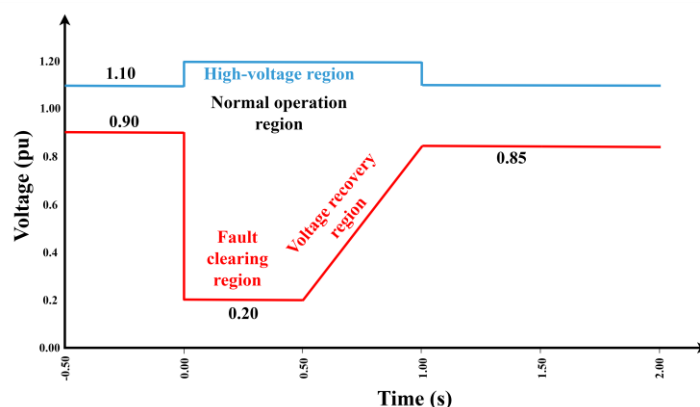


Figura 1.9. Caracteristica VFRT stabilită de codul de rețea cubanez.

Susținerea curentului reactiv

Codul de rețea cubanez prevede că RES trebuie să contribuie la stabilitatea rețelei și la restabilirea tensiunii în cazul unui defect de rețea. În consecință, invertoarele trebuie să aibă capacitatea de a furniza sau de a absorbi curent reactiv. Amploarea curentului reactiv care trebuie gestionat de inverter depinde de nivelul abaterii de tensiune (Figura 1.10).

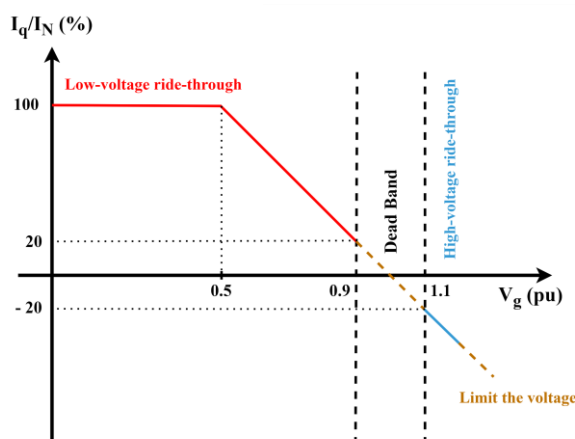


Figura 1.10. Cerințe privind injectarea curentului reactiv conform codului de rețea cubanez.

1.3.3.3. Controlul frecvenței sistemului

Apariția perturbațiilor și a fenomenelor tranzitorii în rețea se poate reflecta, în funcție de tipul și nivelul perturbației, în comportamentul frecvenței; aceste evenimente pot avea o amploare mai mare în sistemele slabe, unde inerția și capacitatea de reglare a frecvenței sistemului sunt insuficiente.

Creșterea generării distribuite și, în special, creșterea surselor regenerabile în rețelele electrice a dus la o scădere a inerției globale a rețelelor electrice actuale. Datorită acestei situații, sistemele BESS sunt utilizate în principal pentru controlul frecvenței în rețelele cu o pondere ridicată a surselor regenerabile [46].

Sistemele BESS dispun de mai multe bucle de control pentru controlul frecvenței, fiecare dintre acestea fiind legată de diferitele etape ale controlului frecvenței în sistemul electroenergetic. Printre metodele de control utilizate pentru controlul frecvenței în BESS se numără controlul de tip inerție virtuală, controlul de tip *droop*, sau controlul primar și controlul secundar (Figura 1.11 – Figura 1.13).

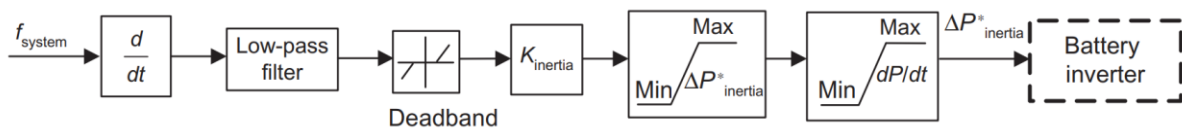


Figura 1.11. Diagrama bloc a controlului inerției virtuale a BESS [28].

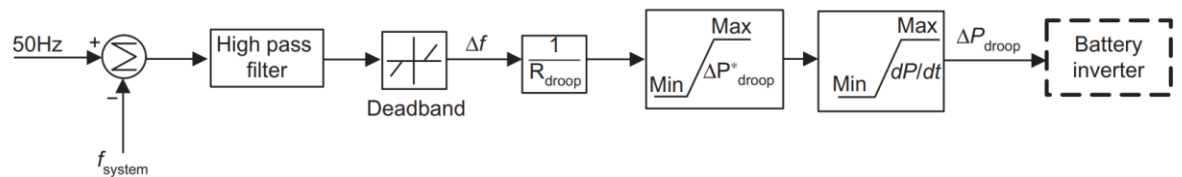


Figura 1.12. Diagrama bloc a controlului primar al unui sistem BESS [28].

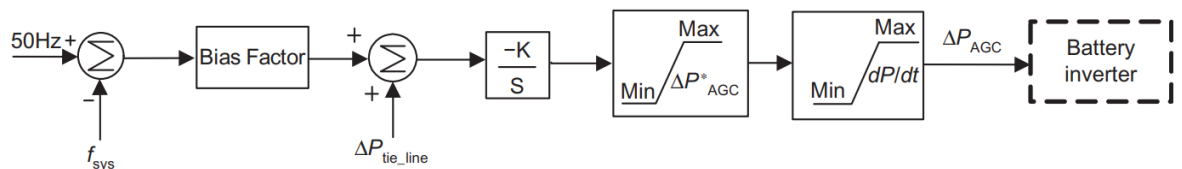


Figura 1.13. Diagrama bloc a controlului secundar al frecvenței unui sistem BESS [28].

1.4. Proiecte privind sistemele de stocare cu baterii la nivel mondial.

Integrarea sistemelor de stocare a energiei în rețelele electrice a devenit o necesitate strategică, ca urmare a transformărilor structurale provocate de penetrarea tot mai mare a RES, a căror natură variabilă și intermitentă reprezintă provocări semnificative pentru stabilitatea și fiabilitatea sistemului electric. Ca răspuns la aceste probleme, implementarea proiectelor ESS a cunoscut o creștere exponențială la nivel mondial, așa cum o demonstrează datele raportate de Departamentul Energiei al Statelor Unite [47].

Printre cele mai notabile proiecte se numără sistemele de stocare prin pompare și BESS. În cazul BESS, acestea au crescut în ultimii ani datorită modularității bateriilor, precum și costurilor de

producție mai mici (Figura 1.14). Tabelul 1.3 prezintă un rezumat al unora dintre cele mai semnificative proiecte.

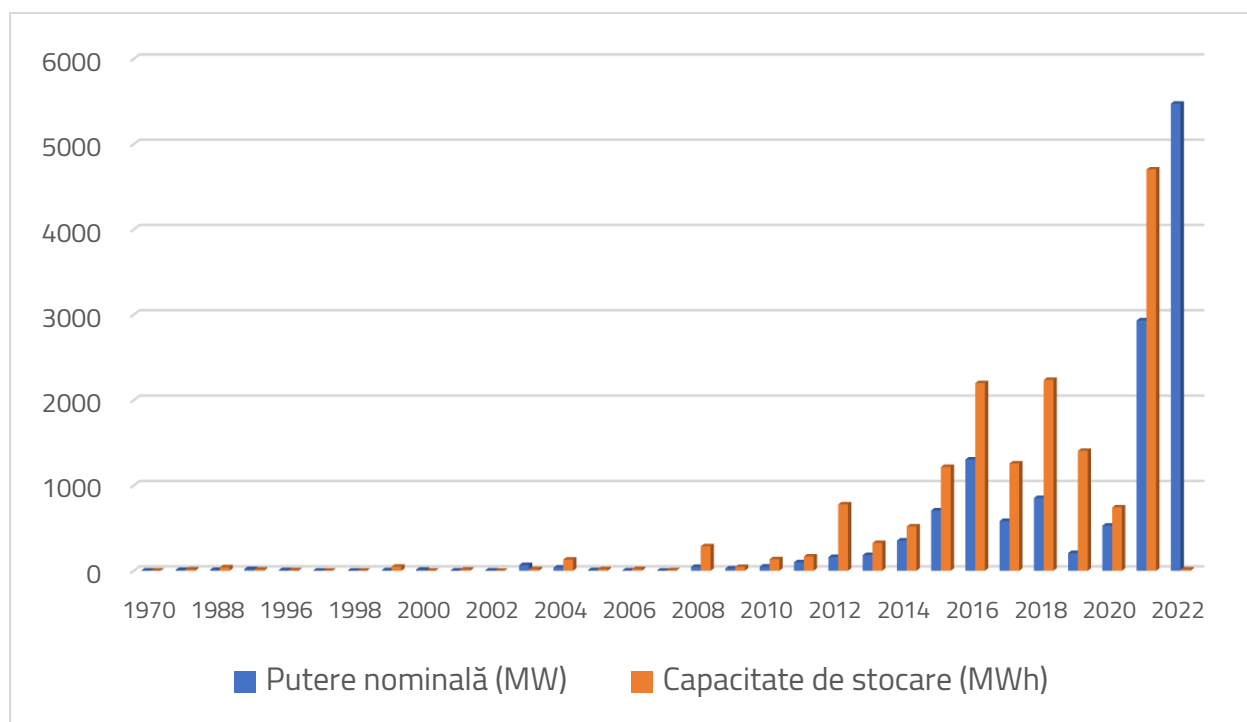


Figura 1.14. Instalații de sisteme de stocare electrochimică pe ani [47].

Tabelul 1.3. Proiecte BESS la nivel mondial		
Locație	Configurația sistemului de stocare cu baterii	Aplicație
Australia	30 MW/8 MWh	Răspuns rapid la frecvență.
Australia	Baterii litiu-ion de 120 kW/120 kWh și baterii redox cu flux de vanadiu de 180 kW/900 kWh	Reducerea vârfurilor de consum.
Statele Unite	8 MW/2 MWh	Reglarea frecvenței.
Statele Unite	10 MW/40 MWh	Rezervă rotativă, echilibrare a sarcinii.
Statele Unite	Baterii litiu-ion de 100 kW/300 kWh și supercondensatoare de 277 kW/8 kWh	Decalaj temporal al energiei, uniformizarea puterii, reglarea frecvenței.
Germania	8,5 MW/8,5 MWh	Controlul frecvenței și rezerva rotativă.
Germania	Sistem de încălzire electric cu baterii de 20 MW	Reglarea frecvenței.
Germania	Baterii litiu-ion de 12,5 MW și stocare hidroelectrică prin pompare de 137 MW	Arbitraj energetic, reglarea frecvenței, pornire din starea de oprit total.
Puerto Rico	20 MW/14 MWh	Controlul frecvenței și rezerva rotativă.

Japonia	34 MW/244,8 MWh	Atenuarea fluctuațiilor energiei eoliene.
Irlanda	2 MW/12 MWh	Reducerea fluctuațiilor energiei eoliene.
China	Baterii litiu-ion de 4 MW și roți volante de 1 MW	Stabilizarea puterii, reglarea frecvenței.
China	Baterii litiu-ion de 5 MW/5 MWh și roți de inerție de 2 MW/0,4 MWh	Reglarea frecvenței.
China	Baterii litiu-ion de 15 MW/7,5 MWh și supercondensatoare de 5 MW	Reglarea frecvenței.
China	201 MW/402 MWh baterii litiu-ion și supercondensatoare de 3 MW/187 kWh	Arbitraj energetic, reglarea frecvenței, pornire din starea de oprit total.
Polonia	Baterii litiu-ion de 1 MW/0,47 MWh și baterii plumb-acid de 5 MW/26,9 MWh	Decalaj temporal al energiei, arbitraj energetic, susținerea tensiunii.
Regatul Unit	Baterii litiu-ion de 50 MW/50 MWh și baterii redox cu flux de vanadiu de 2 MW/5 MWh	Arbitraj energetic, reglarea frecvenței.
India	Baterii litiu-ion de 614,4 kWh și baterii plumb-acid de 480 kWh	Reducerea vârfurilor de consum.
Italia	Baterii litiu-ion de 4 MW/8 MWh și stocare hidroelectrică prin pompare de 43,4 MW	Arbitraj energetic, reglarea frecvenței, pornire din starea de oprire totală.

1.4.1. Aplicarea unui BESS într-un sistem slab, cu inerție redusă și penetrare ridicată a surselor regenerabile de energie.

Unul dintre cele mai interesante proiecte realizate într-un sistem izolat cu inerție redusă a fost implementarea unei baterii de 1 MW, 250 kWh pentru a controla abaterea de frecvență cauzată de o penetrare ridicată a surselor de energie regenerabilă pe insula Hawaii. Acest proiect a fost dezvoltat în colaborare cu Institutul de Energie Naturală din Hawaii (HNEI), Universitatea din Hawaii la Manoa și operatorul de rețea, Hawaii Electric Light Company (HELCO, Hilo, HI, SUA)[10]. Utilizarea unei baterii litiu-ion permite acestui sistem BESS să aibă o rată de încărcare și descărcare ridicată (rata C), asigurând viteze mari de funcționare a bateriei. Rata C a acestei baterii este de 2,5C, calculată ca raportul dintre putere și energia nominală.

Conectarea între sistemul de stocare și sistemul de alimentare cu energie electrică s-a realizat la nivelul rețelei de transport a insulei. Sistemul BESS este compus din două containere (Figura 1.15); unul este modulul de putere (PM), iar celălalt este sistemul de conversie a puterii (PCS).

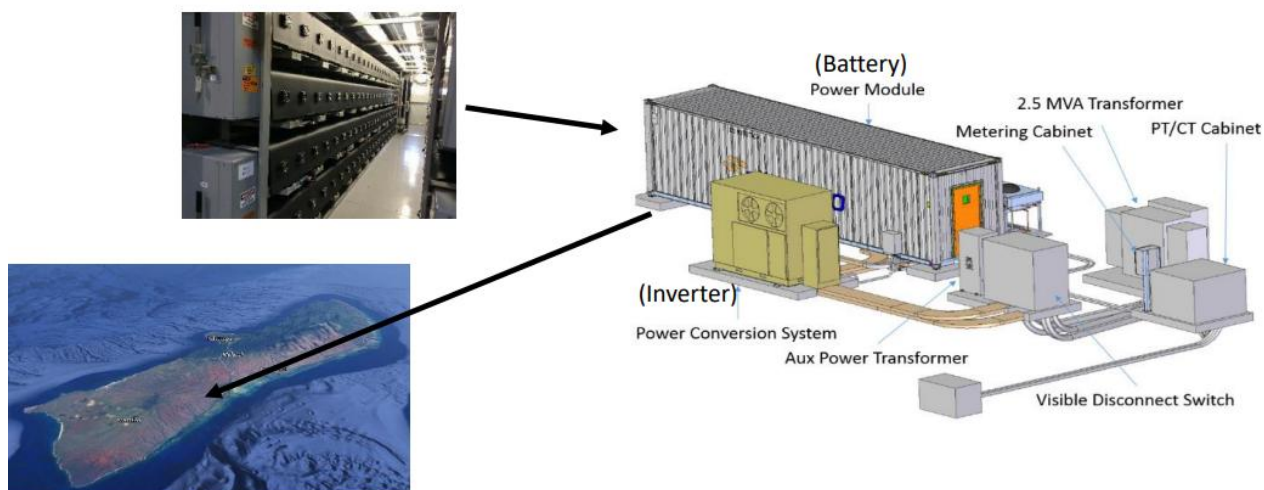


Figura 1.15. Exemplu de sistem BESS la scară de MW [10].

1.5. Provocări legate de dezvoltarea sistemelor BESS în contextul rețelei electrice cubaneze

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolele autorului publicate în [6], [43] și [5].

Începând din 2014, Republica Cuba a urmărit un plan de transformare a matricei sale energetice prin introducerea surselor regenerabile în sistemul electric. Obiectivul principal al planului de transformare este atingerea unui procent de 30% din producția de energie electrică din surse regenerabile până în 2030 [48], [49].

Acest plan ambițios răspunde unuia dintre obiectivele mondiale de protecție a mediului, și anume reducerea emisiilor de CO₂ în atmosferă. Se estimează că, până în 2030, Cuba va dispune de o capacitate totală de 2000 MW de energie fotovoltaică și de aproximativ 700 MW de energie eoliană [50].

Conform [50], producția din surse regenerabile trebuie să coexiste cu cea convențională, ceea ce ar putea reprezenta o problemă pentru stabilitatea frecvenței sistemului electric cubanez. Având în vedere această situație, este necesară utilizarea BESS pentru a susține reglarea frecvenței. Din acest motiv, se desfășoară studii pentru a determina capacitatea necesară a sistemelor BESS pentru rețeaua electrică [50].

Pentru sistemul electroenergetic, utilizarea sistemelor BESS pentru controlul frecvenței reprezintă o provocare necesară, așa cum am analizat recent și în [5]. Această aplicare a sistemelor BESS în sistemul electroenergetic cubanez deschide posibilitatea utilizării acestora și în alte aplicații, cum ar fi oțelăriile.

1.5.1. Utilizarea sistemelor BESS în oțelăriile electrice cubaneze

În Republica Cuba, ultimii ani au adus provocări semnificative pentru funcționarea sistemului electroenergetic. Întreruperile frecvente de curent, cauzate în principal de un deficit de capacitate de generare, se datorează în mare măsură ciclurilor prelungite de întreținere ale principalelor centrale electrice și penuriei de combustibil [51], [52]. Această combinație de factori creează un scenariu operațional complex care limitează sever gestionarea eficientă a sistemului electroenergetic, în special în ceea ce privește controlul frecvenței. Aceste limitări sunt agravate și

mai mult de prezența EAF în sistemul electric cubanez, care reprezintă sarcini extrem de solicitante și variabile, ce necesită intervenția directă și constantă a operatorului de sistem [5], [53]. Gestionarea corespunzătoare a acestor sarcini este esențială pentru menținerea stabilității frecvenței sistemului electric, deși funcționarea lor simultană are un impact negativ asupra productivității industriale.

Figura 1.16 ilustrează comportamentul tipic al frecvenței sistemului electric în timpul funcționării EAF, arătând că, pe parcursul majorității procesului industrial, frecvența rămâne în afara intervalului de bandă moartă (reprezentat de liniile punctate negre) stabilit pentru sistemul electric cubanez (59,7–60,2 Hz) [5]. Aceste valori au fost obținute din înregistrările sistemului SCADA al National Load Dispatch Centre din 2023.

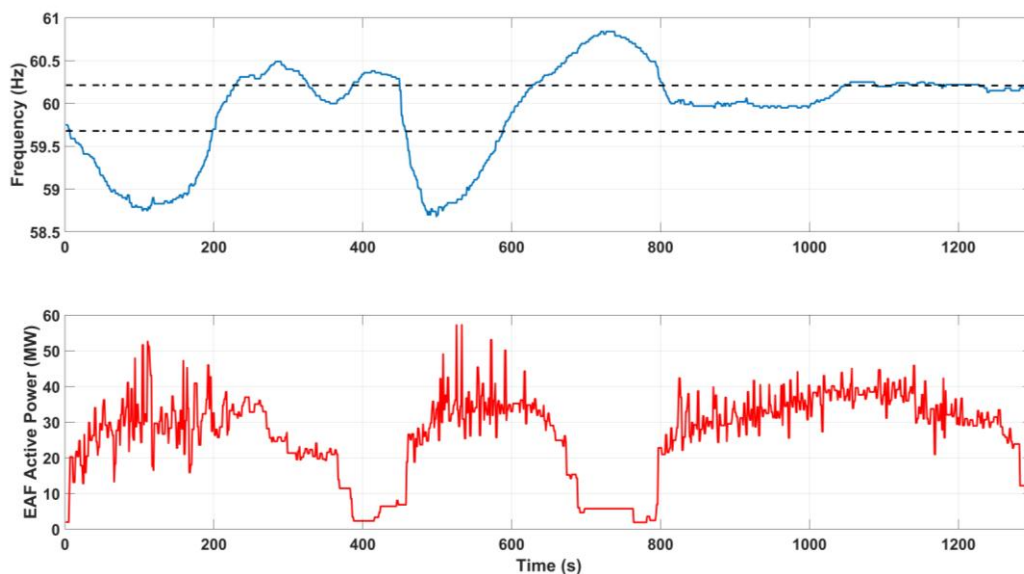


Figura 1.16. Comportamentul frecvenței sistemului electric cubanez sub acțiunea cuptoarelor cu arc electric (măsurători experimentale).

Funcționarea cuptoarelor cu arc electric în cadrul rețelei evidențiază o slăbiciune semnificativă a capacității sistemului electroenergetic cubanez de a controla frecvența. Pentru a evita colapsul sistemului electroenergetic în timpul funcționării cuptoarelor cu arc electric, operatorul de sistem impune restricții asupra puterii maxime care poate fi solicitată de cuptoare. Această măsură este benefică pentru rețea, dar, în consecință, afectează productivitatea și eficiența oțelăriei prin creșterea timpilor de topire și contribuie la o creștere a consumului de energie [4]. Prin urmare, au fost studiate noi soluții pentru a asigura funcționarea industriei siderurgice în condițiile sistemului electroenergetic cubanez. O soluție propusă de autor este utilizarea BESS în paralel cu instalația de alimentare cu energie electrică a EAF, cu scopul de a susține ratele de tranziție între diferite procese de topire, care exercită o presiune semnificativă asupra sistemului electroenergetic. Figura 1.17 prezintă integrarea propusă a BESS în cadrul infrastructurii electrice a EAF, având în vedere o oțelărie cubaneză specifică. BESS este conectat la magistrala 2 la o tensiune de 34,5 kV. În ceea ce privește interacțiunea cu rețeaua, așa cum s-a discutat în secțiunea 1.3.2.1, alegerea între strategiile de control GFL și GFM depinde în principal de SCR-ul rețelei la PCC. Având în vedere conexiunea puternică a EAF la sistemul de transport prin intermediul a două

transformatoare paralele, nivelul SCR la PCC-ul BESS este relativ ridicat (2000 MVA). Prin urmare, așa cum s-a explicat anterior, controlul GFL reprezintă alegerea optimă.

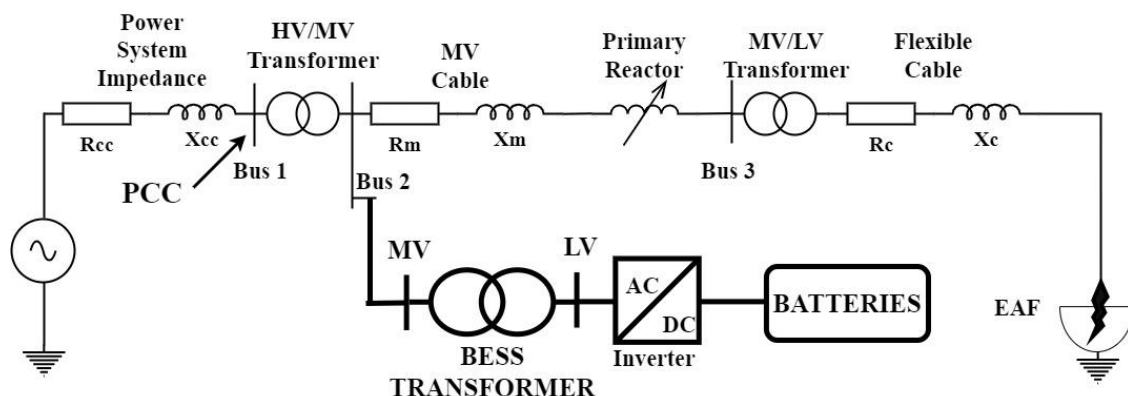


Figura 1.17. Schema unifilară a sistemului de alimentare cu energie electrică al oțelăriilor din Cuba cu BESS integrat.

1.6. Concluzii

Utilizarea sistemelor de stocare a energiei în rețelele electrice este o necesitate în prezent. Aplicațiile acestor sisteme pot fi observate în orice parte a rețelei electrice, ceea ce reprezintă o schimbare în matricea energetică care face ca serviciul electric să fie mai distribuit. Sistemul electric cubanez, care constituie obiectul acestei teze, se aliniază tendinței globale de creștere a dependenței de sursele de energie regenerabilă și, în consecință, de integrare a sistemelor de stocare a energiei în întreaga rețea.

Printre cele mai comune sisteme de stocare utilizate în prezent se numără BESS, care sunt proiectate în principal pentru a contribui la stabilitatea sistemului electroenergetic și pentru a facilita introducerea surselor de energie regenerabilă, printre altele. Aceste sisteme dispun de convertoare bidirecționale care permit conversia rapidă și eficientă a curentului continuu în curent alternativ și invers.

Proiectele de stocare cu baterii sunt în creștere de la an la an, datorită numeroaselor aplicații pe care le oferă aceste sisteme. Cele mai comune servicii furnizate de BESS în rețelele electrice sunt gestionarea facturilor de energie electrică, decalarea temporală a consumului de energie, reglarea frecvenței, capacitatea micro-rețelelor, comutarea generării din surse regenerabile și consolidarea capacității regenerabile.

În ceea ce privește funcțiile de control, aceste sisteme pot utiliza două tehnologii principale, GFL și GFM, deși GFL este în prezent cea mai utilizată. Utilizarea eficientă a acestor tehnologii în rețelele electrice depinde de rezistența sistemului electroenergetic în raport cu puterea sa de scurtcircuit. În rețelele slabe, unde raportul de scurtcircuit se situează între $2 < SCR < 4$, utilizarea tehnologiei GFL nu este recomandată, în timp ce în cazul rețelelor puternice, unde raportul de scurtcircuit este $SCR > 4$, utilizarea tehnologiei GFM nu este recomandată.

O altă particularitate a sistemelor de control din cadrul BESS este aceea că acestea trebuie să fie capabile să gestioneze evenimentele tranzitorii care apar în sistemul electroenergetic. În acest context, există două tipuri fundamentale de control: VFRT și controlul frecvenței.

Diversele proiecte BESS din întreaga lume, precum și studiul stadiului actual al acestor sisteme de stocare, fac posibilă identificarea de noi nișe pentru aplicații viitoare în cadrul sistemului electroenergetic. O astfel de aplicație este utilizarea BESS în cuptoarele cu arc electric pentru a îmbunătăți eficiența electrică a oțelărilor, în combinație cu susținerea reglării frecvenței într-un sistem electroenergetic slab.

CAPITOLUL 2. Implementarea unui sistem avansat de control al unui compensator bazat pe BESS pentru cuptoarele cu arc electric în rețelele electrice slabe

Cuptoarele cu arc electric joacă un rol important în oțelăriile electrice în timpul procesului de producție a oțelului. Acestea sunt utilizate pentru a produce diverse tipuri de oțel, în principal pentru industria construcțiilor și alte sectoare ale societății. În interiorul acestor cuptoare se formează un arc electric durabil, care furnizează energia termică necesară pentru topirea deșeurilor metalice. Ca urmare a comportamentului neliniar al arcului electric, apar diverse probleme în sistemul de alimentare cu energie electrică. Din punctul de vedere al calității energiei electrice, aceste cuptoare provoacă perturbații severe în ceea ce privește amplitudinea și forma de undă a tensiunii, pe lângă faptul că agravează factorul de putere [2]. În plus, cuptoarele cu arc electric provoacă dezechilibre de tensiune și curent, precum și armonici [2], [54]. În ceea ce privește stabilitatea sistemului, dacă rețeaua electrică are o capacitate redusă de reglare a frecvenței (așa cum este cazul actual al rețelei electrice cubaneze), funcționarea cuptoarelor cu arc electric poate provoca perturbații grave și chiar deconectarea totală a sistemului [4], [17]. Acesta este unul dintre principalele obstacole în calea instalării unor cuptoare cu arc electric de mari dimensiuni în rețeaua electrică analizată.

Problemele legate de alimentarea cu energie electrică cauzate de EAF sunt rezolvate în diverse moduri. Fiecare soluție implementată în oțelării abordează aspecte specifice, însă niciuna nu oferă o abordare cuprinzătoare care să atenueze în mod eficient toate problemele. Printre soluțiile descrise în literatura de specialitate și grație progreselor înregistrate în domeniul electronicii de putere, implementarea sistemelor BESS la scară industrială se conturează ca o alternativă cuprinzătoare pentru abordarea provocărilor electrice cu care se confruntă oțelăriile. Aplicarea acestora nu numai că ar contribui la atenuarea fenomenelor electrice adverse, ci ar spori și eficiența procesului industrial [4]. Plecând de la aceste premise, obiectivul acestui capitol este de a prezenta implementarea sistemelor de control pentru un sistem BESS care acționează ca un compensator pentru un EAF de mare putere în cadrul sistemului electroenergetic cubanez.

2.1. Provocările apărute în sistemul electroenergetic cubanez cauzate de cuptoarele cu arc electric

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [5].

Funcționarea cuptoarelor cu arc electric în sistemul electroenergetic cubanez este o sarcină foarte complexă, în principal din cauza capacității reduse de reglare a frecvenței, ceea ce face ca procesul să fie ineficient și dificil de controlat. De asemenea, dacă funcționarea EAF nu este controlată și limitată, sistemul ar putea pierde stabilitatea [53]. Acest fenomen, împreună cu factorul de putere scăzut cauzat de schimbările continue ale cererii de energie din partea cuptoarelor cu arc electric, reprezintă problemele fundamentale care afectează în prezent sistemul electroenergetic cubanez.

2.1.1. Factorul de putere

Factorul de putere este o măsură a performanței alimentării cu energie electrică într-o instalație. În Republica Cuba, pentru ca alimentarea cu energie electrică să fie eficientă, aceasta trebuie realizată cu un factor de putere de 0,9 sau mai mare; valorile mai mici de 0,9 reprezintă o penalizare economică pentru consumator [55]. Factorul de putere într-o oțelărie este de obicei

sub 0,9 și variază în funcție de încărcarea cuptorului electric cu arc. În funcție de poziția treptei transformatorului cuptorului și de elementele inductive prezente în circuitul oțelăriei, se va obține un anumit factor de putere. Pentru a asigura funcționarea eficientă a cuptorului electric cu arc, este necesar să se stabilească parametri care sunt setați în timpul procesului de topire, ceea ce se realizează prin monitorizarea constantă a echipamentelor electrice care alimentează EAF în fiecare etapă de lucru. Factorul de putere scăzut poate apărea nu numai atunci când EAF este în funcțiune, ci și atunci când oțelăria nu funcționează din diverse motive tehnice, în care căderea de tensiune în elementele de mare putere provoacă pierderi mari de putere reactivă și, din această cauză, deteriorarea factorului de putere. Din aceste motive, oțelăriile trebuie să ia măsuri pentru a contracara în mod continuu deteriorarea factorului de putere.

2.1.2. Fluctuațiile frecvenței rețelei electrice

În cazul Republicii Cuba, există două oțelării importante dotate cu EAF de mare putere; una este oțelăria Las Tunas, iar cealaltă este Antillana de Acero. Aceste două EAF introduc oscilații semnificative în frecvența rețelei electrice cubaneze. Funcționarea acestor întreprinderi este limitată tocmai din cauza oscilațiilor severe care ar putea compromite stabilitatea frecvenței. Mai mult, intensitatea acestor fluctuații poate deveni atât de pronunțată încât, la jumătatea procesului de topire, frecvența sistemului devine dificil de controlat, obligând operatorul sistemului să inițieze oprirea oțelăriei. Acesta este unul dintre cele mai grave scenarii care afectează procesul de producție, din cauza pierderii de tone de oțel care nu sunt topite complet în cuptorul electric cu arc. Este imperativ să se asigure topirea completă, întrucât întreruperea procesului la jumătatea acestuia duce la obținerea unui oțel care nu îndeplinește specificațiile tehnice, fiind necesară o repornire. Repercusiunile unei opriri bruște a oțelăriilor cuprind atât pierderi economice, cât și pierderi electrice, fără a mai menționa timpul pierdut pentru reluarea producției.

2.2. Soluțiile adoptate de industria cubaneză și provocările rămase

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [5].

Industria siderurgică cubaneză a adoptat diverse soluții pentru a atenua problemele electrice cauzate de funcționarea EAF. Aceste soluții au vizat în principal atenuarea fluctuațiilor de tensiune, îmbunătățirea factorului de putere, reducerea curenților armonici produși de cuptorul cu arc electric și reducerea vârfurilor de supra- și sub-frecvență care ar putea pune în pericol stabilitatea sistemului electroenergetic. Alte probleme, precum dezechilibrele de curent și tensiune, nu au fost încă rezolvate, în principal din cauza lipsei unor politici de reglementare care să abordeze acest fenomen, care nu este considerat în prezent o prioritate economică.

Principalele măsuri luate de oțelăriile cubaneze au fost:

- Creșterea puterii de scurtcircuit în PCC pentru a reduce problema fluctuațiilor de tensiune și a oscilațiilor.
- Instalarea de filtre pasive pentru a reduce armonicile și a îmbunătăți factorul de putere.
- Pornirea și oprirea progresivă a EAF pentru a remedia problemele legate de fluctuațiile de frecvență din sistem.

2.2.1. Creșterea puterii de scurtcircuit la PCC

Fluctuațiile de tensiune au reprezentat o problemă pentru oțelăriile cubaneze, problemă care a fost rezolvată prin creșterea puterii de scurtcircuit la bara colectoare 2 din Figura 1.17, prin instalarea unui transformator paralel de mare putere. Măsura reduce semnificativ fluctuațiile de tensiune pe această bară, la care sunt conectați consumatorii din apropierea oțelăriei, reducând astfel și fluctuațiile de tensiune. Acești transformatoare noi sunt proiectate special cu o putere nominală ridicată și o reactanță de scurtcircuit redusă. Pentru instalarea transformatoarelor paralele de mare putere cu reactanță de scurtcircuit redusă, s-au utilizat transformatoare cu înfășurări speciale. Transformatoarele de 125 MVA au înlocuit vechile transformatoare de 60 MVA, având o impedanță de scurtcircuit redusă, de aproximativ 5,76%. Este important de menționat că o astfel de valoare scăzută a impedanței de scurtcircuit nu este tipică pentru transformatoarele de mare putere conform standardului IEC 60076-5, care prevede că, pentru transformatoarele de peste 100 MVA, impedanța ar trebui să fie de aproximativ 15%. Caracteristica de a avea o impedanță de scurtcircuit atât de scăzută permite ca căderea de tensiune la bara colectoare de medie tensiune să fie foarte mică și, prin urmare, fluctuațiile de tensiune sunt atenuate.

2.2.2. Instalarea filtrelor pasive

Pentru a rezolva problema armonicelor cauzate de EAF, precum și pentru a îmbunătăți factorul de putere, în oțelăriile cubaneze s-au utilizat, până acum câțiva ani, filtre pasive. Aceste filtre erau conectate la bara colectoare de medie tensiune a oțelăriei, la un nivel de tensiune de 34,5 kV.

După peste patruzeci de ani de funcționare, filtrele utilizate în oțelăriile cubaneze s-au deteriorat până la punctul în care nu mai erau capabile să compenseze armonicile. Un alt aspect important este faptul că aceste filtre erau expuse la supracurenți și supratensiuni din cauza comutării lor atunci când EAF era în funcțiune. În plus, spectrul armonic pentru care au fost proiectate aceste filtre a devenit insuficient, deoarece impedanța echivalentă a rețelei de alimentare a fost modificată prin utilizarea unor transformatoare paralele cu reactanță redusă, care permit armonicelor să circule pe o cale mai accesibilă către rețeaua electrică.

În ceea ce privește armonicile care poluează sistemul electric, este important de menționat că, în prezent, Cuba nu dispune de un standard care să reglementeze poluarea armonică la nivelurile de înaltă tensiune, un fenomen care poate fi agravat de funcționarea EAF fără o compensare adecvată a armonicelor. Între timp, factorul de putere scăzut continuă să reprezinte o problemă pentru industriile metalurgice, care sunt penalizate economic de operatorul de sistem pentru menținerea unui factor de putere inadecvat.

2.2.3. Pornirea și oprirea progresivă a EAF

Sistemul electric cubanez nu dispune în prezent de suficiente generatoare de mare putere care să asigure un control eficient al frecvenței; din acest motiv, sarcinile mari, precum oțelăriile, sunt controlate îndeaproape de operatorul de sistem [53].

Controlul cuptoarelor cu arc electric se realizează printr-o pornire și oprire progresivă sub forma unei rampe de putere. Aceste rampe sunt gestionate de operatorul de rețea și de cel al cuptorului. Comutatoarele de trepte ale transformatorului cuptorului și ale reactorului primar sunt utilizate pentru a realiza diferitele rampe la pornirea și oprirea cuptorului cu arc electric (Figura 2.1).

Modificarea treptelor reactorului și ale transformatorului cuptorului determină modificări ale cererii de putere a cuptorului electric cu arc asupra rețelei și, prin urmare, controlează și frecvența.

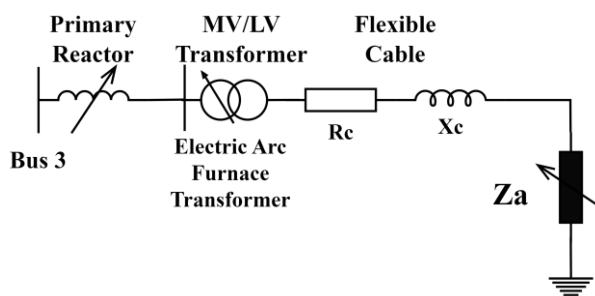


Figura 2.1. Reactorul primar și transformatorul cuptorului ca mijloace de control al puterii arcului electric în cuptorul electric cu arc.

Pornirea și oprirea progresivă a cuptorului electric cu arc contribuie la menținerea stabilității sistemului electroenergetic cubanez. Deși acest lucru este benefic pentru operatorul de sistem, el reprezintă un dezavantaj pentru industrie, deoarece afectează negativ eficiența producției. Figura 2.2 ilustrează conceptul de pornire și oprire progresivă a EAF, comparativ cu pornirea și oprirea normale pe care EAF ar trebui să le urmeze pentru un proces de topire eficient. Dacă comparăm cele două grafice, putem observa că pornirea și oprirea progresivă prelungesc durata de topire în comparație cu pornirea și oprirea normale, în timp ce durata de topire este mult mai scurtă în cazul pornirii și opririi normale.

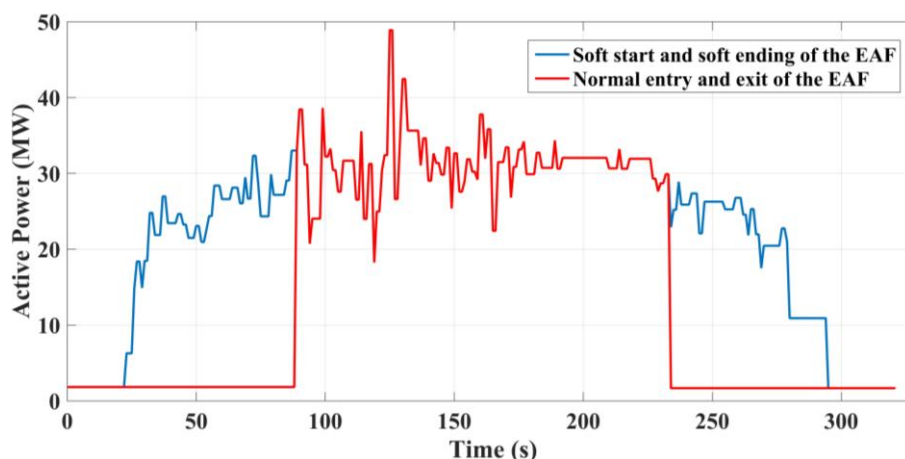


Figura 2.2. Pornirea și oprirea progresivă a EAF comparativ cu funcționarea normală a EAF.

2.2.4. Provocări rămase în oțelăriile cubaneze

Soluțiile explicate mai sus nu au rezolvat în mod exhaustiv toate provocările cu care se confruntă oțelăriile cubaneze. Probleme precum factorul de putere scăzut, precum și eficiența redusă a procesului de producție cauzată de pornirea și oprirea EAF sub formă de rampă, nu au fost rezolvate până în prezent.

Pierderile economice rezultate din penalizările pentru factorul de putere scăzut, împreună cu creșterea consumului de energie cauzată de funcționarea etapizată a EAF, evidențiază necesitatea

implementării unor soluții tehnice și definitive pentru a aborda aceste probleme. În plus, poluarea armonică din aceste industrii cubaneze nu a fost studiată în profunzime, ceea ce a limitat instalarea unor soluții cuprinzătoare care să abordeze toate problemele existente. Având în vedere aceste provocări, secțiunile următoare vor prezenta diferitele sisteme de control ale unui BESS, care este propus ca soluție cuprinzătoare la dificultățile descrise mai sus.

2.3. Configurația sistemului de control al BESS

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe lucrările autorului publicate în [6], [43], [56], [57].

Datorită condițiilor actuale ale sistemului electroenergetic cubanez — caracterizat prin inerție redusă, o bandă moartă de frecvență largă și un control primar și secundar slab — consumatorii de mare putere, precum oțelăriile, se confruntă cu provocări semnificative în ceea ce privește funcționarea eficientă. Pentru a aborda această problemă, soluția propusă de autor în [4], [5] implică integrarea unui BESS de 25 MVA în paralel cu un EAF de 50 MVA, în principal pentru compensarea puterii active. Așa cum s-a discutat în [4], alegerea bateriei implică găsirea unui echilibru între performanță și cost, pe baza cerințelor EAF în condițiile specifice ale sistemului electroenergetic cubanez. S-a stabilit că o baterie capabilă să furnizeze 50% din cererea maximă a cuptorului este suficientă pentru a susține tranzițiile acestuia între diferite stări de funcționare, minimizând în același timp perturbațiile asupra sistemului electroenergetic (Figura 2.3).

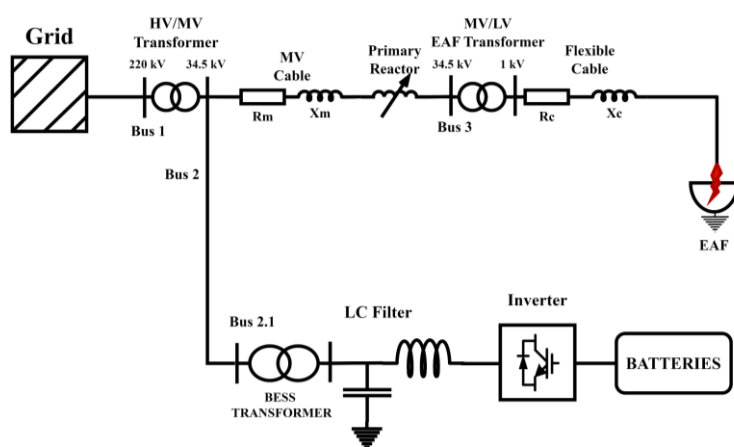


Figura 2.3. Schema unifilară a sistemului de alimentare cu energie a unui EAF de 50 MVA în combinație cu un BESS.

La acest nivel de putere, un sistem BESS funcționează, în general, cu mai multe convertoare în paralel. Pentru a analiza comportamentul invertorului BESS, a fost proiectat un sistem de control bazat pe mai multe bucle, care modelează invertorul ca o sursă de tensiune (VSI). Acest sistem de control (Figura 2.4) a fost implementat într-un invertor trifazat, în două etape, care menține tensiunea de curent continuu constantă în timpul perturbațiilor rețelei. Analiza s-a concentrat exclusiv asupra răspunsului invertorului, presupunând o tensiune continuă constantă furnizată de baterie.

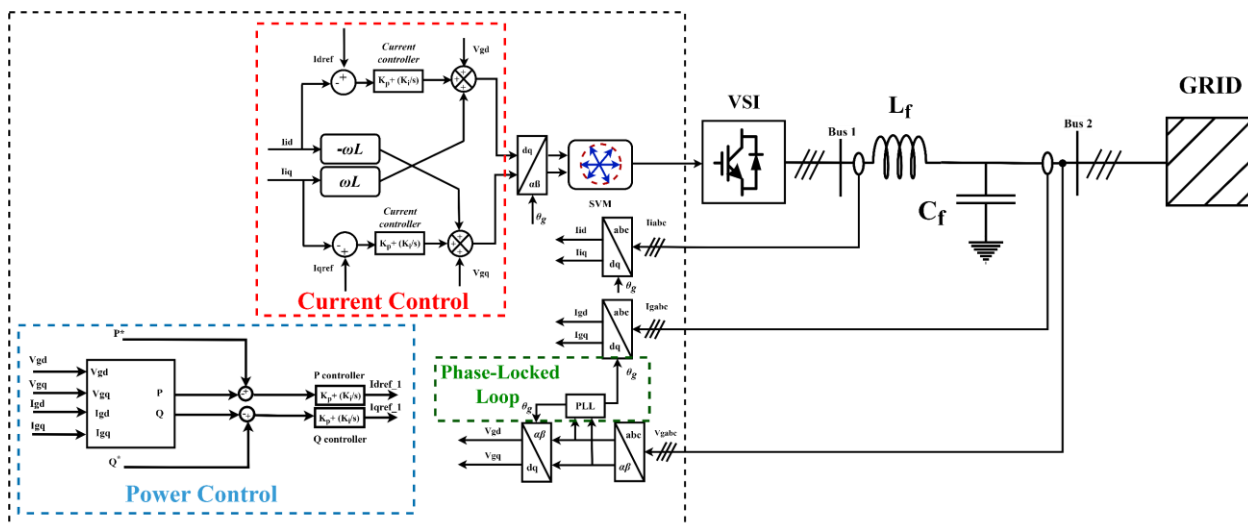


Figura 2.4. Schema generală a VSI conectat la rețea.

În termeni generali, controlul unui sistem VSI constă în principal din două bucle de control: o buclă internă și o buclă externă. Bucla internă este responsabilă de controlul curentului, în timp ce bucla externă, prezentată în Figura 2.4, este responsabilă de controlul puterii. Cu toate acestea, în această buclă externă pot fi încorporate controlere suplimentare, care vor fi descrise în secțiunile următoare.

2.3.1. Controlul curentului (buclă internă)

Funcția principală a controlului curentului este de a regla curentul pe care invertorul îl injectează în rețea. Odată ce PLL determină referința de fază, curenții măsoarați sunt transformați în sistemul de coordonate sincron dq, permițând controlul independent al componentelor asociate cu puterea activă (I_d) și puterea reactivă (I_q). Controlerul compară curenții reali (I_d, I_q) cu valorile lor de referință (I_{dref}, I_{qref}) și ajustează semnalele de modulare ale invertorului pentru a corecta eventualele abateri [58].

2.3.2. Controlul puterii (buclă externă)

Controlul puterii este responsabil de stabilirea valorilor de referință pentru bucla de control al curentului. Acest bloc determină valorile dorite ale I_{dref} și I_{qref} , în conformitate cu obiectivele de funcționare ale sistemului, cum ar fi menținerea unui anumit flux de putere activă (P) și a factorului de putere sau a nivelului de putere reactivă (Q). În cazul unui BESS, acest control definește puterea activă și cea reactivă pe baza nevoilor operatorului de rețea sau a strategiilor de gestionare a energiei implementate [58].

2.3.3. Buclă cu sincronizare de fază (Phase-locked loop)

Scopul PLL este de a sincroniza invertorul cu rețeaua electrică, care trebuie să „urmeze” frecvența, faza și amplitudinea rețelei existente pentru a injecta energia în mod corespunzător. PLL măsoară tensiunea trifazată a rețelei și estimează unghiul de fază (θ) și frecvența instantanee (ω) a sistemului.

2.3.4. Capacitatea de a face față perturbațiilor de tensiune (VFRT)

Apariția defecțiunilor de rețea poate afecta semnificativ stabilitatea sistemului electroenergetic, iar în sistemele cu capacitate electrică redusă poate provoca chiar deconectarea totală. Pe baza

experiențelor internaționale în care stabilitatea a fost compromisă de astfel de evenimente, această secțiune propune un sistem de control fuzzy adaptiv, conceput pentru a respecta cerințele codului de rețea cubanez, așa cum este prezentat în [43]. Acest sistem ia în considerare variațiile de tensiune și frecvență care apar în timpul golurilor sau vârfurilor de tensiune în rețeaua electrică. Sistemul de control propus a fost implementat în cadrul sistemului de control al inverterului VSI (Figura 2.5), iar structura sa detaliată este prezentată în Figura 2.6.

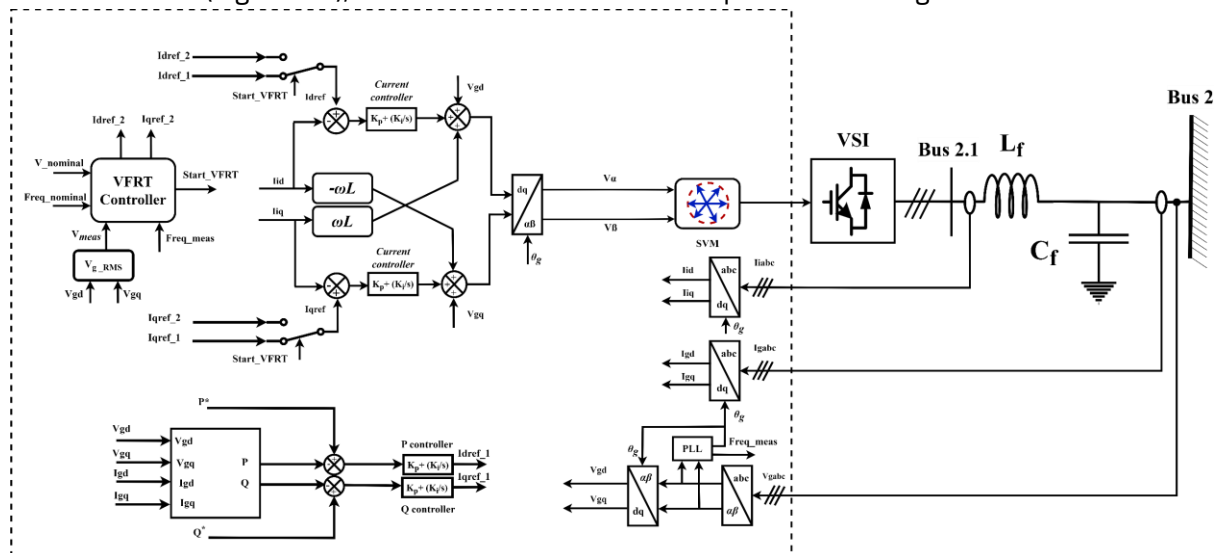


Figura 2.5. Schema VSI conectat la rețea, împreună cu sistemul său de control și schema de control a VFRT.

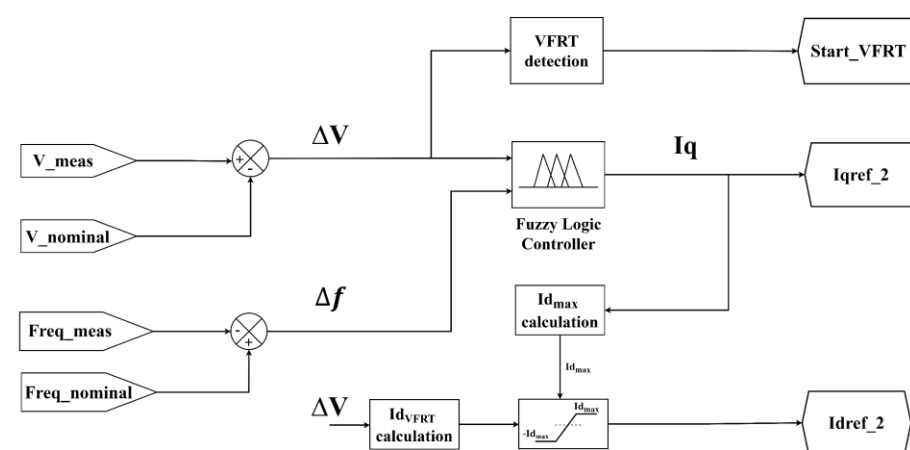


Figura 2.6. Controlerul VFRT.

Pentru a detecta prezența căderilor sau a creșterilor de tensiune în sistemul de alimentare, se monitorizează tensiunea efectivă a rețelei și, atunci când se constată condițiile specificate în GC, se activează controlerul VFRT. Scopul acestuia este de a se adapta la condițiile rețelei prin detectarea variațiilor de tensiune împreună cu comportamentul frecvenței, pentru a îmbunătăți profilul de tensiune și a contribui la stabilitatea sistemului în cazul unor căderi sau creșteri de tensiune.

2.3.4.1. Detectarea VFRT

Variațiile de tensiune care depășesc intervalul normal de $\pm 10\%$ sunt identificate prin calcularea tensiunii efective la PCC utilizând sistemul de referință dq [59]:

$$V_{gRMS} = \sqrt{V_{gd}^2 + V_{gq}^2} \quad (2.1)$$

unde V_{gRMS} este tensiunea rețelei, iar V_{gd} și V_{gq} sunt componentele de tensiune pe axa directă și pe axa de cuadratură.

Valoarea RMS a tensiunii de rețea este introdusă la intrarea V_{meas} a regulatorului VFRT, așa cum se arată în Figura 2.6, permițând detectarea prezenței căderilor sau creșterilor de tensiune în rețea. Atunci când apar fluctuații de tensiune, acest controler schimbă starea de funcționare a invertorului de la starea normală la activarea stării VFRT.

2.3.4.2. Injectarea curentului reactiv în timpul funcționării VFRT

Odată ce controlul VFRT este activat în invertor, convertorul trebuie să injecteze sau să consume curent reactiv pentru a contribui la restabilirea profilului de tensiune după eveniment. Deși există mai multe metode de control al curentului reactiv de ieșire al invertorului [60], [61], această lucrare prezintă o metodă care nu numai că respectă standardul cubanez GC, dar aduce și o îmbunătățire substanțială prin luarea în considerare a abaterii frecvenței rețelei, făcând-o un candidat ideal pentru viitoarele revizuirii ale standardului. Dacă, în timpul unei fluctuații de tensiune în sistemul electroenergetic, frecvența rămâne în limitele tolerabile stabilite de operatorul de sistem, curentul reactiv va respecta strict specificațiile standardului GC. Cu toate acestea, dacă frecvența depășește aceste limite, comportamentul curentului reactiv este ajustat în mod diferit. Această capacitate adaptivă este caracteristica cheie a controlului VFRT propus în acest studiu, a cărui funcționare va fi detaliată în secțiunea următoare.

Curentul reactiv (I_q) obținut din controlul VFRT, așa cum se arată în Figura 2.6, limitează capacitatea invertorului de a furniza curent activ (I_d). Ca urmare, componenta de curent activ în timpul VFRT este limitată de următoarea ecuație:

$$I_d = \sqrt{I_{max}^2 - I_q^2} \quad (2.2)$$

unde I_d reprezintă curentul activ de referință, iar I_q reprezintă curentul reactiv de referință pe care VSI-ul îl poate furniza rețelei, în timp ce I_{max} este curentul maxim admis de invertor [61].

2.3.4.3. Proiectarea controlerului fuzzy

Capacitatea de adaptare a acestor FLC-uri a condus la dezvoltarea unui nou controler VFRT în cadrul acestei lucrări (Figura 2.6), care are ca scop calcularea curentului reactiv de referință I_{qref2} care urmează să fie transmis către controlerul de curent al invertorului în condiții VFRT. Controlul VFRT este activat atunci când căderea de tensiune în rețea depășește banda moartă stabilită în [43]. Odată activat, FLC primește ca intrări abaterea de tensiune (ΔV) și abaterea de frecvență (Δf). Pe baza acestor valori, sistemul generează ca ieșire curentul reactiv de referință I_{qref2} al invertorului în p.u. și curentul activ de referință I_{dref2} , al cărui calcul se bazează pe curentul activ

maxim I_{dmax} obținut din (2.1) și pe curentul activ calculat I_{dVFRT} , care depinde de căderea de tensiune și este întotdeauna mai mic sau egal cu I_{dmax} . Valoarea lui I_{dVFRT} este calculată pentru a minimiza fluctuațiile puterii active la PCC în timpul VFRT, prin compensarea parțială sau completă a reducerii puterii EAF cauzate de variațiile de tensiune.

Proiectarea funcțiilor de apartenență (fuzzificare)

Proiectarea funcțiilor de apartenență pentru variabilele de intrare și ieșire ale FLC s-a bazat pe funcții în formă de Z, în formă de S și în formă de clopot generalizată, selectate pe baza cunoștințelor specifice aplicației și prezentate în Figura 2.7. Funcțiile de apartenență pentru frecvență au fost proiectate pe baza benzii moarte stabilite în Cuba, în timp ce funcțiile de apartenență pentru tensiune au fost dezvoltate în conformitate cu reglementările GC cubaneze. Împreună, aceste funcții îndeplinesc cerințele GC și criteriile de control al frecvenței din sistemul electroenergetic cubanez.

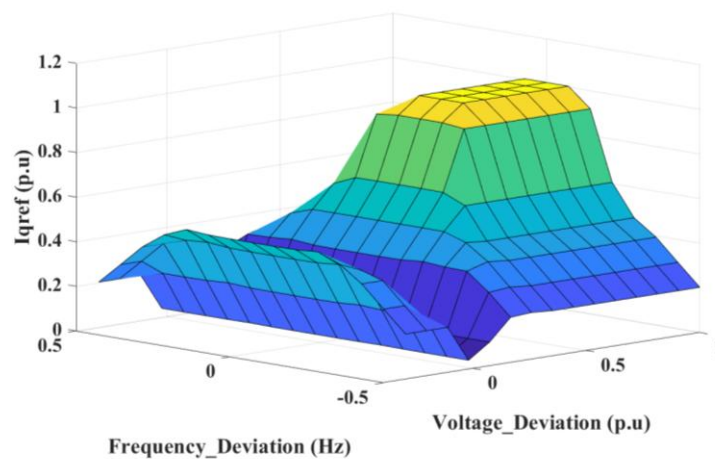


Figura 2.7. Grafic de suprafață care ilustrează relația dintre funcțiile de intrare și de ieșire ale FLC.

Reguli fuzzy

Obiectivul principal al FLC este obținerea celei mai eficiente valori a curentului reactiv ca răspuns la variațiile de tensiune. Pentru aceasta, este necesar să se stabilească relația dintre funcțiile de intrare și de ieșire prin intermediul unei serii de reguli simple de tip dacă-atunci [62], așa cum se arată în Tabelul 2.1. Regulile prezentate în Tabelul 2.1 oferă o perspectivă asupra modului în care controlerul fuzzy gestionează referința curentului reactiv al inverterului (I_{qref2}) atunci când apar căderi sau creșteri de tensiune în sistemul de alimentare.

Tabelul 2.1. Reguli fuzzy ale FLC		
Abaterea de tensiune (ΔV)	Abaterea de frecvență (Δf)	Curent reactiv (I_{qref2})
SLV	FL	I_{qL}
SLV	FN	I_{qL}
SLV	FH	I_{qL}
HLV	FL	I_{qL}

HLV	FN	IqH
HLV	FH	IqL
HV	FL	IqL
HV	FN	IqH
HV	FH	IqL

2.3.5. Controlul nesimetriilor de curent

În rețelele electrice, apariția anumitor evenimente tranzitorii, cum ar fi căderile de tensiune, conectarea sarcinilor dezechilibrate și scurtcircuitul, poate genera curenți și tensiuni de secvență negativă. Circulația curenților de secvență negativă afectează funcționarea normală a mașinilor rotative, deoarece curenții induși în rotoare pot duce la supraîncălzire, defecțiuni ale izolației și probleme mecanice [63]. Din motivele menționate mai sus, unele standarde, precum IEEE Std 1159-2019 și IEC 61000-4-30, limitează dezechilibrul cauzat de circulația curenților de secvență negativă în rețea.

În cazul convertoarelor utilizate în sursele regenerabile, apariția căderilor de tensiune și a scurtcircuitelor în prezența secvenței negative poate provoca injectarea de curenți dezechilibrați, pe lângă apariția unor oscilații incontroleabile ale puterilor active și reactive furnizate de convertor în rețea [58]. Soluția la această problemă constă în utilizarea unui regulator de curent cu două sisteme de referință care se rotesc în sens pozitiv și negativ la frecvența fundamentală a rețelei (Figura 2.8).

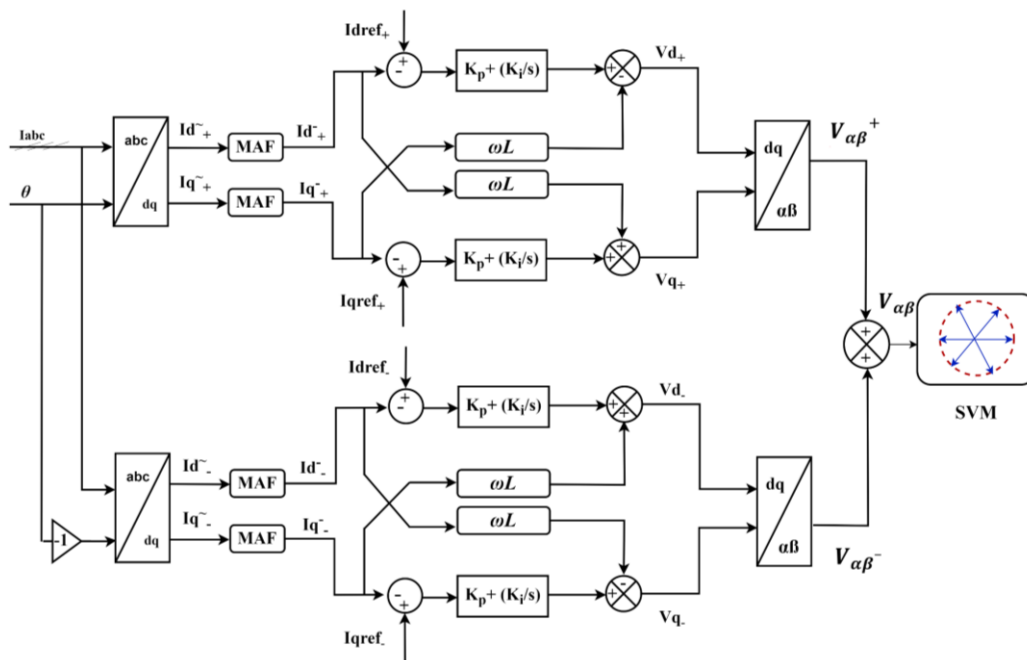


Figura 2.8. Regulator de curent cu dublu sistem de referință sincron.

Oscilațiile cauzate de interacțiunile curenților de pe axele dq au o frecvență dublă față de frecvența fundamentală a sistemului de alimentare. Din cauza acestor oscilații, este necesară utilizarea unor filtre care să asigure că semnalul de referință de curent trimis către PWM nu

conține componente de secvență negativă, astfel încât curentul furnizat de convertor către rețea în prezența unei perturbații să aibă un procent redus de dezechilibru [64].

2.3.6. Controlul armonicelor

Datorită comportamentului nelinier al arcului electric în EAF se generează armonici de curent care deteriorează calitatea energiei instalației, afectând la rândul lor forma de undă a tensiunii. Acest fenomen obligă oțelăriile să implementeze măsuri de compensare, cum ar fi utilizarea unui sistem BESS care acționează ca un filtru activ, a cărui aplicare într-o oțelărie este prezentată în această secțiune (Figura 2.9).

Pentru a atenua curenții armonici generați de cuptorul cu arc electric, sistemul BESS implementat va acționa ca un filtru activ, utilizând sisteme de referință rotative pentru fiecare dintre frecvențele armonice tipice ale sistemului de alimentare cu energie electrică al cuptorului cu arc electric [58]. Schema generală de control bazată pe aceste sisteme de referință rotative este prezentată în Figura 2.10.

Figura 2.10 arată că sistemul de control al armonicelor detectează curenții armonici prezenți pe magistrala 2 din Figura 2.3, care trebuie compensați de sistemul BESS. Fiecare frecvență armonică este ajustată în conformitate cu sistemul de referință stabilit în modelul de control.

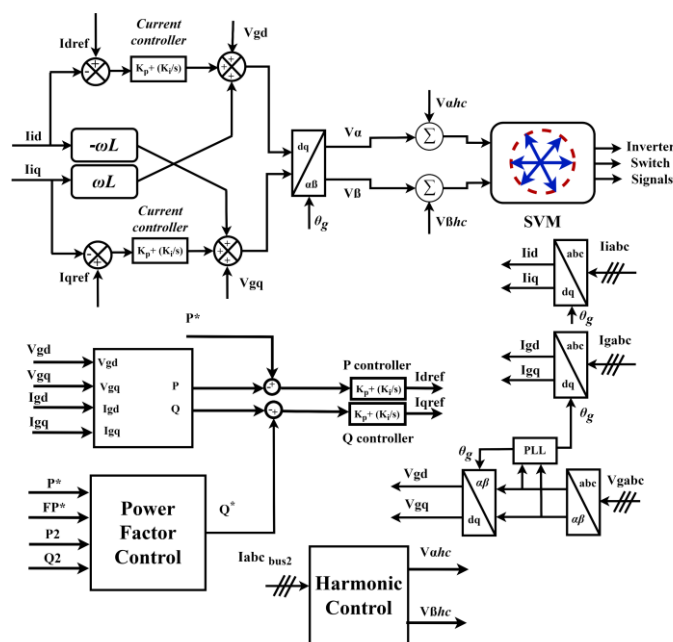


Figura 2.9. Schema de control a BESS pentru atenuarea armonicelor și corectarea factorului de putere prin intermediul VSI.

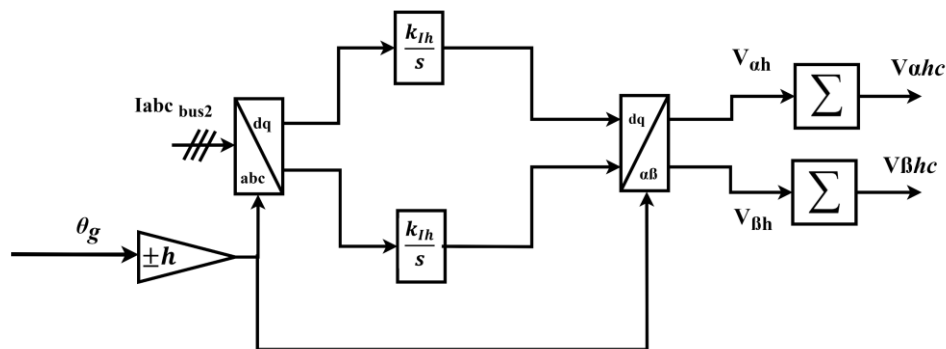


Figura 2.10. Controlul compensării armonicelor în BESS.

2.3.7. Controlul factorului de putere

Controlul factorului de putere al EAF este limitat pe puterea nominală a BESS (Figura 2.11). Pentru reglarea factorului de putere, se acordă prioritate compensării puterii active de către BESS, în timp ce capacitatea rămasă a invertorului BESS este utilizată pentru a injecta puterea reactivă necesară pentru corectarea factorului de putere. Cu toate acestea, atunci când BESS atinge capacitatea maximă de alimentare cu putere activă, controlul factorului de putere este limitat.

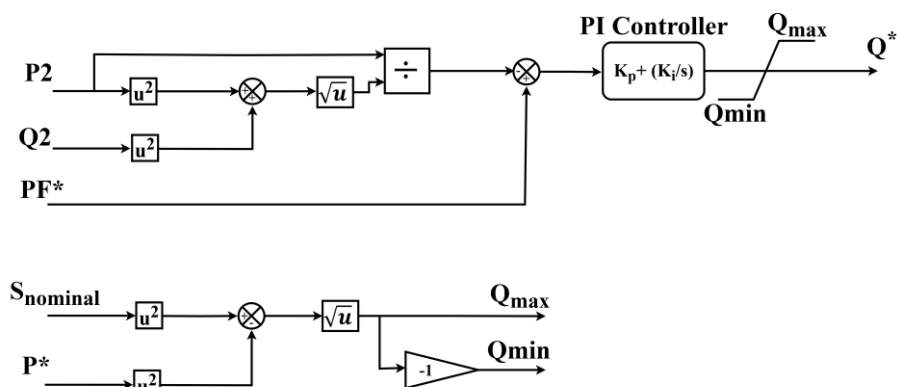


Figura 2.11. Controlul factorului de putere în BESS.

Diagrama de control al factorului de putere al BESS, prezentată în Figura 2.11, măsoară puterea activă și cea reactivă pe magistrala 2 pentru a determina factorul de putere real în timpul procesului de topire. Această valoare este comparată cu factorul de putere de referință (PF^*) iar diferența este aplicată unui controler PI. Controlerul reglează injectia de putere reactivă necesară pentru a atinge factorul de putere dorit, care este setat la 0,9.

2.3.8. Sistem de control pentru compensarea fluctuațiilor de putere într-un EAF

Secțiunile anterioare au indicat că puterea de scurtcircuit pe magistrala 2 din Figura 2.3 atinge o valoare ridicată, apropiată de 2000 MVA, ceea ce permite implementarea controlului GFL (așa cum s-a explicat în secțiunea 1.5.1) în BESS. Având în vedere că funcția principală a BESS este de a compensa cererea de putere a EAF, este necesar un controler care să țină cont de puterea EAF și, simultan, să mențină stabilitatea frecvenței sistemului (Figura 2.12). După cum se arată, la nodul 2

sunt amplasați senzori de măsurare a curentului și tensiunii pentru a determina consumul de energie al EAF. Puterea EAF calculată este utilizată ca referință pentru compensatorul BESS, care este responsabil de compensarea puterii EAF conform metodei propuse. Acest sistem constă dintr-un filtru care poate fi adaptiv sau nu, în funcție de configurația sa. Funcționarea filtrului în combinație cu EAF va fi discutată în detaliu în secțiunile următoare.

Controlul BESS include, de asemenea, un controler al stării de încărcare (SOC) care asigură readucerea SOC-ului bateriei la valoarea de referință. Pentru a realiza acest lucru, o putere de compensare SOC (ΔP_{SOC}) este adăugată la puterea de referință a sistemului de compensare a rețelei furnizată de compensatorul BESS (P_{COMP}). Este important de menționat că controlerul SOC este activat numai în timpul perioadelor de pauză ale EAF, pentru a evita interferența cu compensatorul principal al BESS. Controlerul SOC primește valoarea SOC prin intermediul BMS și generează semnalul ΔP_{SOC} pe baza condițiilor sistemului [65]. În plus, puterea de referință (P^*) a BESS utilizată de controlul GFL intern este limitată de pragurile stabilite pentru SOC-ul bateriei (SOC_{min} și SOC_{max}) pentru a preveni supraîncărcarea sau descărcarea excesivă.

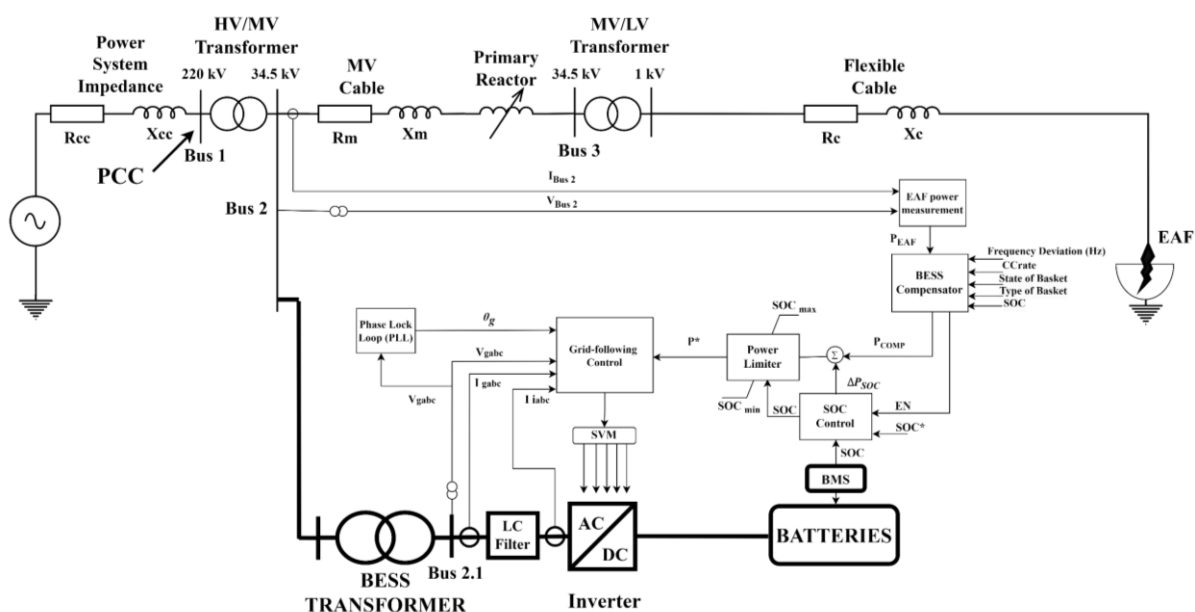


Figura 2.12. Diagrama bloc a sistemului de control al BESS.

2.3.8.1. Modelul echivalent al sistemului electroenergetic pentru analiza comportamentului frecvenței

Pentru a analiza comportamentul frecvenței în sistemul electroenergetic cubanez, a fost dezvoltat un model echivalent, așa cum se arată în Figura 2.13 [21]. Acesta permite reproducerea comportamentului frecvenței descris anterior, pe baza parametrilor implicați în controlul frecvenței – caracteristica de reglaj primare (λ_p) și secundare (K_s), împreună cu inerția sistemului electroenergetic (H) și coeficientul de amortizare (D). Acest model va fi utilizat și în testele experimentale pentru a emula sistemul electroenergetic.

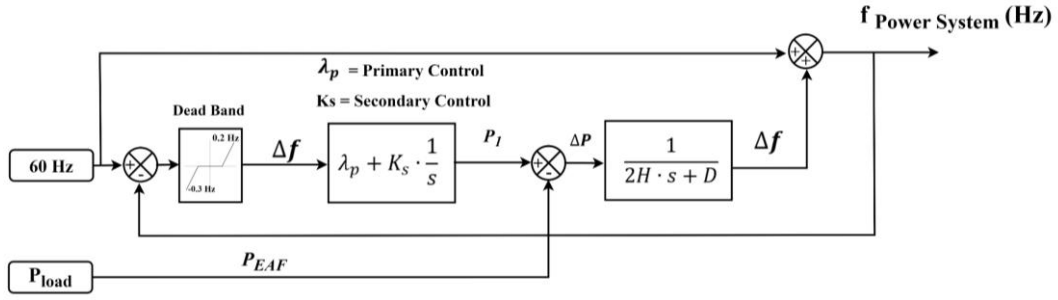


Figura 2.13. Model echivalent al sistemului pentru analiza dinamicii frecvenței.

2.3.8.2. Compensator BESS bazat pe filtru neadaptiv

Așa cum se arată în Figura 2.12, referința de putere activă a BESS este furnizată de un compensator care urmărește variațiile de putere ale EAF. Prima implementare se bazează pe un filtru neadaptiv care are ca intrare puterea activă a EAF (P_{EAF}) măsurată în punctul indicat în Figura 2.12. Acest filtru neadaptiv servește ca bază pentru dezvoltarea compensatorului îmbunătățit, discutat în secțiunea următoare.

Figura 2.14 prezintă diagrama bloc a filtrului neadaptiv, care funcționează, în esență, ca un filtru trece-sus. Acțiunea buclei de control a filtrului este fundamentală, deoarece aceasta reglează cantitatea de putere pe care sistemul BESS o va furniza rețelei electrice. Această tehnică de filtrare este una dintre numeroasele tehnici utilizate pentru a uniformiza puterea de ieșire cu ajutorul unui sistem BESS; în principal în aplicații destinate controlului variabilității puterii de ieșire a sistemelor fotovoltaice [66], [67], [68].

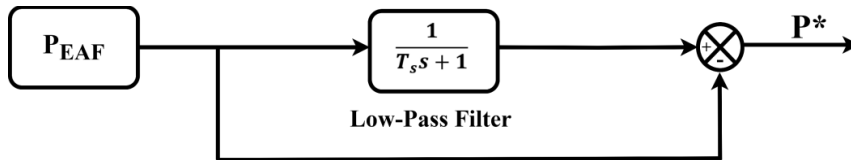


Figura 2.14. Diagrama bloc a compensatorului neadaptiv.

Selectarea constantei de timp a filtrului trece-jos

Pentru a determina constanta de timp optimă a filtrului trece-jos (LPF) (T_s), au fost luați în considerare următorii indicatori de performanță: integrala erorii absolute de frecvență (IAE), așa cum este definită în (2.3), și energia ciclică a BESS într-un proces de topire, așa cum este definită în (2.4). Pe baza acestor indici, s-a determinat constanta de timp optimă T_s a filtrului pentru cele mai slabe stări ale sistemului electroenergetic cubanez, caracterizate printr-o inerție de $H = 58 \text{ MWs}^2/\text{rad}$ și o amortizare de $D = 25 \text{ MW/rad/s}$ [6].

$$IAE = \int_0^T |e(t)| dt \quad (2.3)$$

$$E_{BESS} = \int_0^T |P_{BESS}(t)| dt \quad (2.4)$$

unde $e(t) = \Delta f(t)$ reprezintă eroarea frecvenței sistemului electric (abaterea frecvenței față de valoarea nominală), P_{BESS} reprezintă puterea de ieșire a bateriei BESS în timpul procesului de topire, iar T reprezintă durata procesului de topire.

Rezultatele obținute în condițiile de mai sus sunt prezentate în Figura 2.15. Pentru această analiză, T_s a fost ajustată într-un interval pentru a determina valoarea sa optimă, asigurându-se că frecvența a rămas în limitele specificate în timpul funcționării EAF.

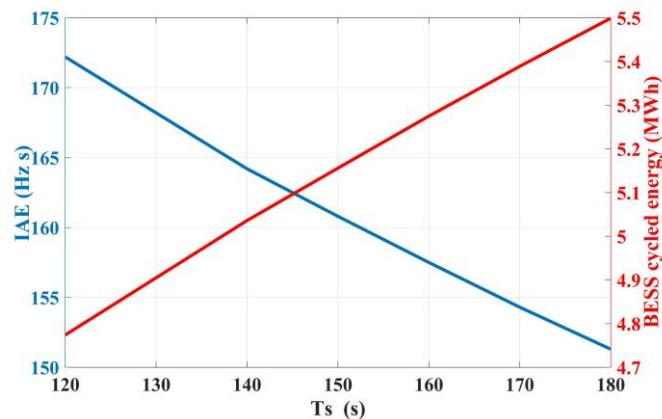


Figura 2.15. Relația dintre indicele IAE și energia ciclată de BESS pentru diferite valori ale constantei de timp a filtrului.

Așa cum se arată în Figura 2.15, creșterea constantei de timp a filtrului reduce eroarea absolută de frecvență, dar aceasta duce la o creștere a energiei procesate de BESS. Din acest motiv, valoarea optimă a T_s a fost considerată în jurul punctului de intersecție al celor două curbe, rezultând o valoare cuprinsă între 140 și 150s. Prin urmare, o valoare de $T_s = 150$ s a fost aleasă ca referință pentru metoda adaptivă propusă, descrisă în secțiunea următoare.

2.3.8.3. Implementarea unui compensator BESS adaptiv bazat pe logica fuzzy

Deși utilizarea unui filtru neadaptiv este una dintre cele mai utilizate tehnici de către cercetători datorită complexității sale reduse, aceasta prezintă dezavantajul că, prin utilizarea unei constante de timp fixe T_s definită de utilizator, poate provoca supraîncărcarea bateriei BESS, ceea ce se reflectă într-o reducere a duratei sale de viață utile [68]. Având în vedere aceste dezavantaje, mai mulți autori au studiat diferite tehnici adaptive pentru a prelungi durata de viață a bateriei. Printre aceste tehnici se numără utilizarea unui controler fuzzy pentru selectarea constantei de timp a unui filtru LPF în aplicații menite să netezească puterea de ieșire a sistemelor fotovoltaice [67], [68], [69]. În această secțiune se dezvoltă un control adaptiv bazat pe aplicarea logicii fuzzy pentru selectarea constantei de timp a unui filtru LPF utilizat pentru compensarea puterii de ieșire a unui EAF într-o rețea slabă, în special în sistemul electroenergetic cubanez (Figura 2.16).

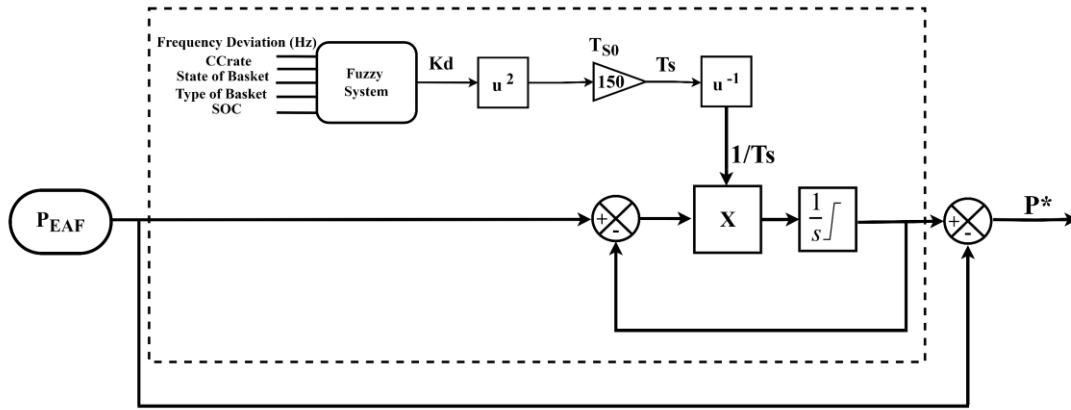


Figura 2.16. Diagrama bloc a compensatorului BESS cu FLC.

Așa cum se arată în Figura 2.16, variabilele de intrare ale controlerului fuzzy (FLC) vor fi abaterea de frecvență (Δf), rata C cumulată a bateriei ($CC_{rate}(t)$), starea și tipul coșului EAF care se află în proces de topire și SOC. Variabilele de intrare care descriu funcționarea EAF se bazează în principal pe ciclul său de funcționare, care este împărțit în trei faze: încărcare, topire și rafinare. În ceea ce privește $CC_{rate}(t)$, introdusă de autor, aceasta indică relația dintre puterea maximă a BESS și timpul de funcționare al bateriei. Cu cât această rată este mai mare, cu atât mai mult timp bateria va consuma sau va furniza energie la o valoare apropiată de valoarea sa maximă. Valorile $CC_{rate}(t)$ sunt exprimate în valori relative, pe baza ratei C nominale a bateriei de 2,5:

$$CC_{rate}(t) = \frac{1}{T_f s + 1} \cdot \frac{|P_{BESS}|}{E_{r_BESS}} \cdot \frac{1}{2.5} \quad (2.5)$$

unde P_{BESS} reprezintă puterea de ieșire a bateriei BESS, E_{r_BESS} este capacitatea nominală a bateriei, iar T_f este constanta de timp a unui filtru trece-jos utilizat pentru a calcula media P_{BESS} pe o fereastră convenabilă.

Toate aceste variabile au ca scop obținerea celei mai eficiente puteri de ieșire a FLC, care va avea cel mai mic efect asupra duratei de viață a bateriei și nu va permite frecvenței sistemului să atingă valori inacceptabile în afara benzii moarte pentru perioade lungi de timp. În cadrul acestei cercetări, aplicarea constantei de timp a filtrului adaptiv a fost concepută pornind de la o constantă de timp fixă, a cărei valoare se poate modifica în funcție de condițiile existente în sistemul de alimentare și în EAF. Acest comportament permite modificarea constantei de timp într-un interval de valori mai mari sau mai mici decât valoarea fixă T_s . Relația dintre constanta de timp adaptivă și cea fixă este exprimată în ecuația (2.6).

$$T_s = K_d^2 \cdot T_{s0} \quad (2.6)$$

unde T_s este constanta adaptivă a filtrului, K_d este variabila de ieșire a FLC, iar T_{s0} este constanta fixă, considerată în acest studiu egală cu 150s, așa cum s-a discutat anterior.

Figura 2.17 prezintă graficele de suprafață ale relației dintre variabilele de intrare și de ieșire ale FLC. Valoarea lui K_d crește atunci când frecvența se află în afara benzii moarte, deși valoarea

acestui coeficient poate fi redusă în funcție de tipul coșului EAF, de rata C cumulată și de SOC. Relația dintre variabilele de intrare și ieșirea controlerului fuzzy poate fi observată printr-un tabel de reguli bazat pe formatul IF-THEN.

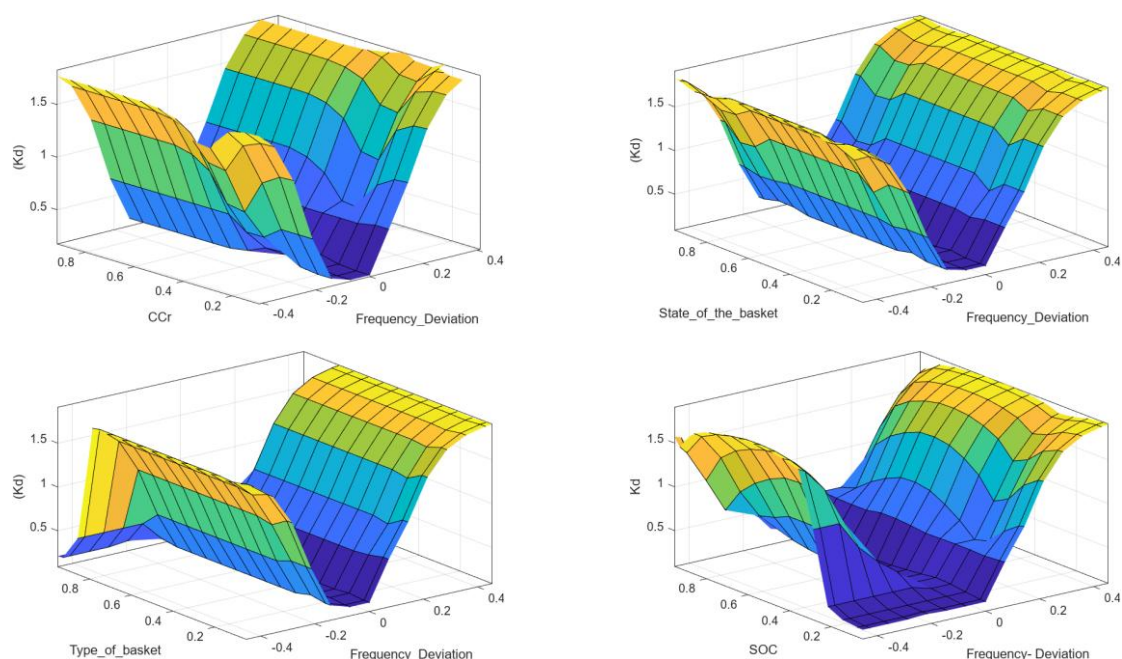


Figura 2.17. Diagrame de suprafață care ilustrează relația dintre variabilele de intrare și variabila de ieșire adaptivă.

2.4. Concluzii

Cercetarea desfășurată în acest capitol a propus o soluție cuprinzătoare bazată pe integrarea unui sistem BESS dotat cu o arhitectură avansată de control. Sistemul BESS a fost proiectat cu o structură de control ierarhizat, menită să abordeze simultan diverse probleme electrice prezente în funcționarea EAF. Sistemele de control prezentate sunt proiectate pentru a atenua dezechilibrul, a îmbunătăți factorul de putere și a reduce armonicile, precum și pentru a compensa fluctuațiile de putere, contribuind astfel la stabilitatea frecvenței în sistemul electric.

Principalele contribuții ale acestui capitol sunt rezumate după cum urmează:

- Evidențierea principalelor provocări cu care se confruntă sistemul electric cubanez în timpul funcționării cuptoarelor electrice cu arc de mare capacitate și propunerea unei soluții moderne care integrează un sistem BESS pentru a compensa fluctuațiile rapide de putere ale cuptorului electric cu arc;
- Elaborarea unei strategii de control pentru inverterul care interconectează sistemul BESS cu rețeaua electrică, bazată pe principiile de control GFL;
- Analizarea și îmbunătățirea compensatorului de putere al sistemului BESS pentru a maximiza impactul acestuia asupra performanței EAF, reducând în același timp la minimum consumul bateriei;

- Propunerea unui filtru adaptiv inovator pentru compensatorul BESS, bazat pe tehnici de logică fuzzy;
- Furnizarea de funcționalități suplimentare pentru îmbunătățirea calității energiei, inclusiv corectarea factorului de putere, atenuarea armonicelor și compensarea dezechilibrului de tensiune.

CAPITOLUL 3. Evaluarea performanțelor sistemului de control BESS propus

Notă: Informațiile din acest capitol se bazează pe articolele autorului [6], [56], [57].

Scopul principal al utilizării unui BESS în cadrul oțelăriei este compensarea variației consumului EAF, pentru a preveni problemele de stabilitate ale sistemului electroenergetic. Cu toate acestea, pe lângă această funcție, invertorul sistemului BESS poate fi utilizat și pentru îmbunătățirea calității energiei în PCC-ul cu rețeaua al EAF. Simularea acestor strategii de control, precum și funcționarea coordonată a acestora, constituie obiectivele principale ale acestui capitol, care sunt rezumate după cum urmează:

- Analiza răspunsului BESS pentru compensarea puterii active a EAF, în vederea reducerii impactului acestuia asupra stabilității frecvenței în sistemul electroenergetic cubanez,
- Analiza răspunsului BESS la gurile și vârfurile de tensiune din PCC,
- Modelarea EAF pentru analiza armonicilor și a factorului de putere,
- Utilizarea BESS ca element de compensare al factorului de putere,
- Analiza comportamentului BESS ca filtru activ în prezența armonicilor.

3.1. Analiza răspunsului BESS pentru compensarea puterii active a EAF în vederea menținerii stabilității frecvenței sistemului electroenergetic

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [57].

Pentru a analiza capacitatea de compensare a BESS în diferite condiții ale rețelei electrice, au fost utilizați mai mulți indici de performanță pentru a caracteriza atât rețeaua electrică, cât și utilizarea bateriei BESS. Indicii utilizați pentru a analiza comportamentul rețelei electrice au fost: abaterile de frecvență și rata maximă de variație a frecvenței ($ROCOF_m$), definită ca [20], [70]:

$$ROCOF_m = \frac{f(t_0 + T) - f(t_0)}{T} \quad (3.1)$$

unde $f(t_0), f(t_0 + T)$ sunt două măsurători consecutive ale frecvenței, iar T reprezintă intervalul de timp dintre cele două măsurători, definit de obicei în codurile de rețea (în scopul acestei cercetări $T = 0,5s$).

Pe de altă parte, pentru evaluarea nivelului de utilizare a bateriei, au fost analizate puterea de ieșire a BESS, energia consumată în timpul proceselor de încărcare și descărcare, numărul de cicluri complete echivalente pe an (FCE/a), definit prin (3.2) și (3.3), variația stării de încărcare (ΔSOC) pe durata procesului, definită în (3.4), precum și valoarea medie a curbei ratei C , definită ca rata C cumulată ($CC_{rate}(t)$), conform relației [57].

Valoarea FCE legată de durata de viață a bateriei este determinată de ecuația prezentată în [71]:

$$FCE = \frac{\sum_k |E(t_k)|}{2C} \quad (3.2)$$

unde $E(t_k)$ reprezintă energia totală pe durata unui ciclu de funcționare a bateriei, iar C reprezintă capacitatea bateriei. Pentru evaluarea lui (FCE/a) din (3.3), se presupune că profilul de sarcină se repetă în medie de 15 ori pe parcursul celor 260 de zile lucrătoare ale unui an.

$$FCE/a = \frac{\sum_k |E(t_k)|}{2C} \cdot 15 \cdot 260 \quad (3.3)$$

Variația SOC poate fi exprimată astfel:

$$\Delta SOC = SOC_{max1} - SOC_{min1} \quad (3.4)$$

unde SOC_{max1} și SOC_{min1} sunt valorile maxime și minime ale stării de încărcare a bateriei pe parcursul unui ciclu de funcționare a EAF.

Utilizarea unui filtru de ordinul întâi în [57] permite cunoașterea tendinței ratei C a bateriei. Creșterea sau scăderea ratei C cumulative oferă o măsură a utilizării bateriei în timpul procesului de compensare a puterii consumate de EAF.

În plus, pentru a cuantifica utilizarea bateriei pe parcursul unui ciclu de funcționare a EAF, valoarea medie cumulativă a ratei C este definită după cum urmează:

$$ACC_{rate} = \frac{1}{T_c} \int_0^{T_c} CC_{rate}(t) \cdot dt \quad (3.5)$$

unde T_c este durata unui ciclu al cuptorului electric cu arc, iar $CC_{rate}(t)$ este rata C cumulată definită în [57].

Studii de caz și baza de referință pentru comparație

Pentru a testa efectul soluției propuse în procesul de compensare a EAF, au fost elaborate trei studii de caz pentru diferite condiții ale sistemului electroenergetic cubanez. Compensatorul utilizat în sistemul BESS are o constantă de timp definită de 150s, așa cum s-a discutat în secțiunea 2.3.8.2.

Parametrii definiți ai rețelei electrice sunt selectați pentru diferite valori ale inerției și ale amortizării sarcinii, denumite în continuare Cazul 1 până la Cazul 3. Studiul de caz 1 prezintă valori ale inerției ($H = 58 \text{ MWs}^2/\text{rad}$) și ale amortizării ($D = 25 \text{ MW}/\text{rad}/\text{s}$) care sunt foarte similare cu condițiile actuale mai slabe ale sistemului electroenergetic cubanez, spre deosebire de celelalte valori care au fost estimate ca scenarii viitoare în care condițiile sistemului electroenergetic ar fi mai robuste. Scenariile viitoare, denumite Cazurile 2 și 3, prezintă valori ale inerției de 58 MWs^2/rad și, respectiv, 100 MWs^2/rad , în timp ce valorile amortizării sunt de 50 $\text{MW}/\text{rad}/\text{s}$ și, respectiv, 100 $\text{MW}/\text{rad}/\text{s}$. Utilizarea diferitelor condiții din cadrul sistemului electroenergetic va permite caracterizarea în detaliu a efectului controlului BESS.

Ca punct de referință pentru comparație, cele trei cazuri definite sunt analizate mai întâi fără BESS. Tabelul 3.1 prezintă parametrii de performanță utilizați pentru evaluarea diverselor strategii de control BESS, în cadrul funcționării convenționale a EAF fără BESS.

Tabelul 3.1. Parametrii frecvenței sistemului electroenergetic în diferite studii de caz, fără utilizarea BESS			
Parametri	Cazul 1	Cazul 2	Cazul 3
Frecvența maximă (Hz)	60,785	60,515	60,298
Frecvența minimă (Hz)	59,333	59,527	59,706
Timp $f > 60,2$ Hz (s)	307	222	103
Timp $f < 59,7$ Hz (s)	216	87	0
ROCOF _m (Hz/s)	0,296	0,255	0,148

Tabelul de mai sus evidențiază necesitatea implementării unui mecanism de compensare a frecvenței în sistemul electroenergetic cubanez, întrucât în fiecare studiu de caz comportamentul acestei mărimi reprezintă o provocare pentru stabilitatea sistemului. Ca răspuns la această problemă, secțiunile următoare prezintă diferite strategii de compensare bazate pe utilizarea unui BESS, luând în considerare atât schemele de control neadaptative, cât și cele adaptive.

Controlul BESS cu LPF neadaptiv

Rezultatele diferitelor simulări (Figura 3.1) prezintă comportamentul frecvenței sistemului, puterea activă a BESS, puterea activă furnizată de rețea, precum și rata C cumulativă pe parcursul întregului proces al EAF. Tabelul 3.2 prezintă rezultatele generale ale simulărilor, unde valoarea de bază pentru reprezentarea puterilor active în p.u. a fost de 50 MW. În general, BESS menține frecvența electrică în interiorul benzii moarte în diverse condiții de funcționare ale sistemului electric, precum și valorile $ROCOF_m$ în limitele de siguranță prevăzute de diverse standarde internaționale [20], [70]. În toate cele trei studii de caz, puterea BESS, puterea activă a sistemului electric și valorile ratei C cumulative au rămas aproximativ constante, ceea ce poate duce la o utilizare inutilă a bateriei în condiții mai robuste ale sistemului electric, când EAF necesită o compensare mai redusă. În ceea ce privește energia de încărcare și descărcare a bateriei, echivalentele de cicluri complete pe an și variațiile stării de încărcare, comportamentul este similar în cele trei scenarii, demonstrând încă o dată că soluția compensatorului bazat pe filtrul cu constantă de timp fixă nu permite sistemului BESS să se adapteze la condițiile variabile care apar frecvent în sistemul electric. În consecință, a fost dezvoltat un compensator adaptiv pentru a se adapta la schimbările condițiilor rețelei și la caracteristicile de funcționare ale EAF, minimizând în același timp uzura bateriei.

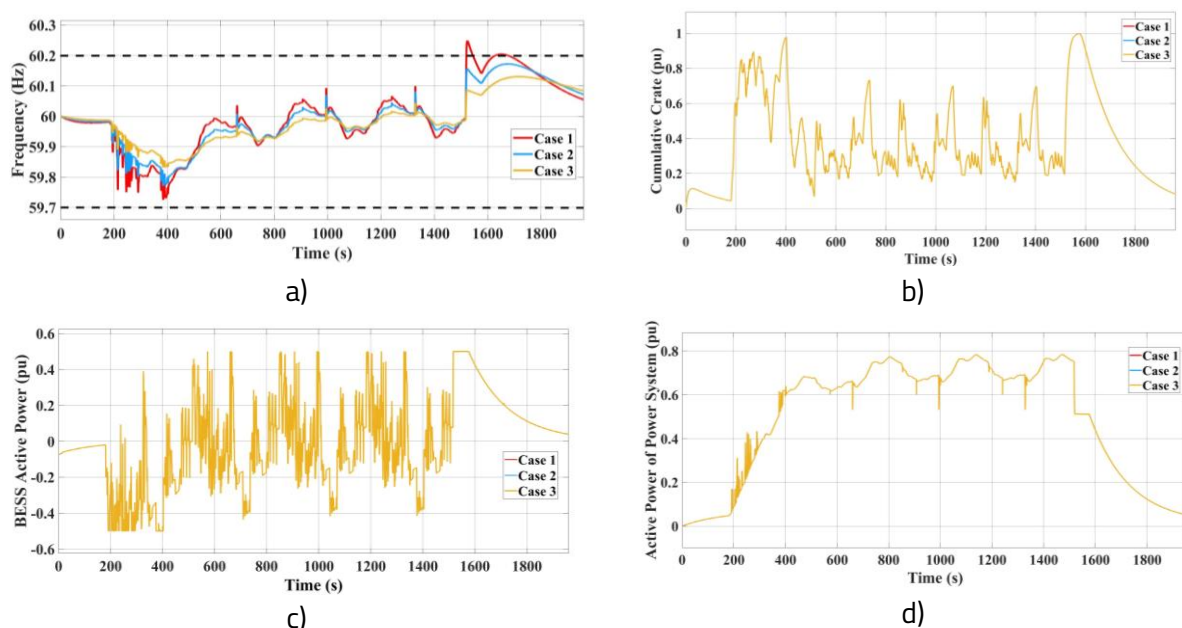


Figura 3.1. Funcționarea sistemului cu un compensator neadaptiv ($T_s = 150$ s): a) Frecvența sistemului de alimentare, b) Rata C cumulă, c) Puterea activă a BESS, d) Puterea activă absorbită de la rețea.

3.1.1. Compensator adaptiv al BESS bazat pe logica fuzzy

Pentru a testa controlul adaptiv propus, au fost simulate studiile de caz definite anterior. Rezultatele simulării (Figura 3.2) prezintă comportamentul frecvenței rețelei electrice, al puterilor active ale BESS și ale rețelei electrice, precum și variația ratei C cumulative pe parcursul procesului. Pe lângă aceste variabile, Figura 3.2e ilustrează modul în care constanta de timp este modificată de controlerul fuzzy în cele trei cazuri.

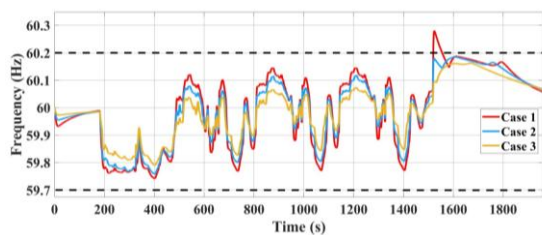
Tabelul 3.2. Analiza performanței globale cu BESS, incluzând un compensator neadaptiv ($T_s=150s$)

Parametri	Filtru de trecere joasă (LPF) cu $T_s=150s$		
	Cazul 1	Cazul 2	Cazul 3
Puterea medie (pu)	0,196	0,197	0,196
Frecvența maximă (Hz)	60,248	60,172	60,130
Frecvența minimă (Hz)	59,722	59,770	59,832
Timp $f > 60,2$ Hz (s)	66,612	0	0
Rata C cumulativă medie (pu)	0,384	0,385	0,384
FCE/a	1058	1058	1058
ΔSOC (%)	16,82	16,82	16,82
ROCOF _m (Hz/s)	0,097	0,090	0,052

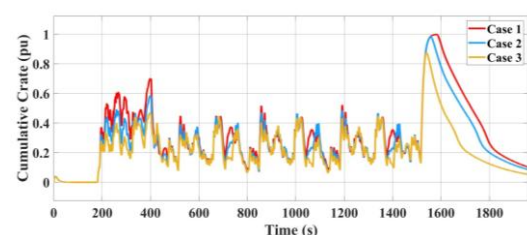
După cum se poate observa, FLC menține frecvența în interiorul benzii moarte în diferite condiții ale sistemului de alimentare, precum și valorile $ROCOF_m$ în limitele de siguranță prevăzute de diverse standarde internaționale [20], [70]. Spre deosebire de strategia de control anterioară, care folosea un compensator neadaptiv, controlerul propus permite reducerea puterii medii de ieșire a BESS, ceea ce înseamnă că bateria este utilizată mai puțin, fără a compromite stabilitatea sistemului de alimentare în timpul funcționării cuptorului. Pentru a obține performanțe optime, controlerul variază continuu valoarea constantei de timp a filtrului LPF pentru a selecta cel mai bun răspuns la ieșirea BESS. Inițial, constanta de timp este menținută sub valoarea de referință de 150s, în timp ce spre finalul procesului devine necesară creșterea constantei de timp peste acest prag. Această ajustare este necesară din cauza reducerii bruște a puterii EAF, care induce abaterea de frecvență, limitată de acțiunea rapidă a BESS.

Variația CC_{rate} pentru cele trei studii de caz scade pe măsură ce condițiile sistemului se îmbunătățesc. Acest comportament se reflectă și în puterea de ieșire a BESS, care scade pe măsură ce sistemul devine mai robust (Cazurile 2 și 3), satisfăcând mai bine cererea de putere a EAF. În ceea ce privește energia de încărcare și descărcare a bateriei, pe măsură ce condițiile sistemului electroenergetic se îmbunătățesc, consumul de energie al bateriei se reduce, chiar dacă procesul de încărcare consumă cea mai mare cantitate de energie din cauza reducerii bruște a puterii EAF. În plus, parametrul FCE/a și variațiile stării de încărcare scad odată cu îmbunătățirea condițiilor rețelei, ceea ce înseamnă că acest sistem de control contribuie la prelungirea duratei de viață a bateriei.

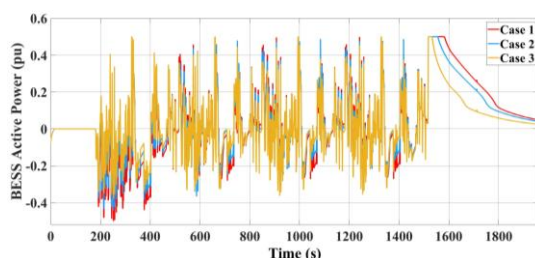
În general, comportamentul controlului adaptiv reduce gradul de utilizare a bateriei BESS pe măsură ce condițiile sistemului de alimentare se îmbunătățesc, evitând astfel degradarea accelerată a bateriei. În plus, spre deosebire de abordarea de control neadaptivă prezentată în 2.3.8.3, care se bazează pe un filtru LPF cu o constantă de timp fixă, controlul adaptiv ține cont nu numai de condițiile sistemului electric, ci și de starea EAF în corelație cu condițiile de funcționare ale BESS, devenind astfel o strategie de control mai generală și mai eficientă.



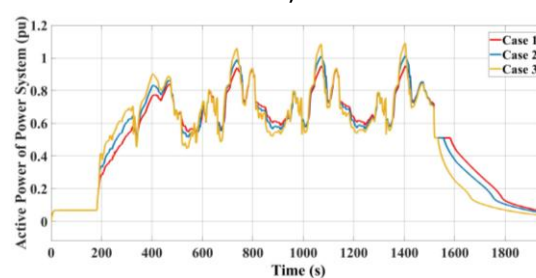
a)



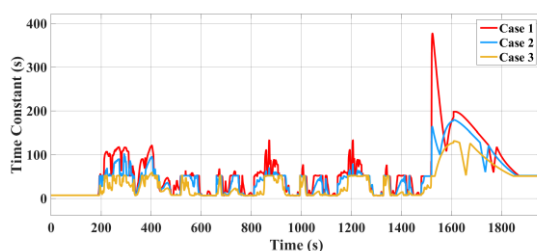
b)



c)



d)



e)

Figura 3.2. Comportamentul sistemului utilizând un compensator adaptiv fuzzy: a) Frecvența sistemului de alimentare, b) Rata C cumulată, c) Puterea activă a BESS, d) Puterea activă absorbită de la rețea, e) Variația constantei de timp adaptive.

3.1.2. Analiza comparativă a strategiilor de control BESS pentru compensarea EAF

Tabelul 3.3 prezintă comparațiile dintre rezultatele obținute de fiecare dintre abordările de control discutate, și anume filtrele neadaptive și cele bazate pe logică fuzzy. Analiza se concentrează pe cele trei cazuri luate în considerare anterior (Cazul 1 până la Cazul 3), utilizând aceiași parametri de performanță ca și înainte.

Tabelul 3.3. Comparație între diferitele metode de control utilizate în sistemul BESS de compensare a EAF									
Parametri	Cazul 1			Cazul 2			Cazul 3		
	CM0	CM1	CM2	CM0	CM1	CM2	CM0	CM1	CM2
Puterea medie (pu)	-	0,20	0,15	-	0,20	0,13	-	0,20	0,11
Frecvența maximă (Hz)	60,78	60,25	60,28	60,51	60,17	60,18	60,30	60,13	60,16
Frecvența minimă (Hz)	59,33	59,72	59,74	59,53	59,77	59,76	59,71	59,83	59,77
Timp $f > 60,2$ Hz (s)	307	66,61	33,46	222	0	0	103	0	0
Timp $f < 59,7$ Hz (s)	216	0	0	87	0	0	0	0	0
Rata C cumulativă medie (pu)	-	0,38	0,30	-	0,38	0,27	-	0,38	0,22
Energie de încărcare (MWh)	-	2,63	2,74	-	2,63	2,48	-	2,63	1,93
Energie de descărcare (MWh)	-	2,79	1,71	-	2,79	1,45	-	2,79	1,29
FCE/a	-	1058	867	-	1058	766	-	1058	627
Δ SOC (%)	-	16,82	17,84	-	16,82	15,49	-	16,82	9,67
ROCOF _m (Hz/s)	0,30	0,10	0,12	0,25	0,09	0,10	0,15	0,05	0,06

CM0: fără BESS; CM1: LPF cu $T_s=150$ s; CM2: LPF cu sistem fuzzy

Datele prezentate în tabelul de mai sus demonstrează superioritatea tehnică a compensatorului adaptiv față de cel neadaptiv. Reducerea parametrilor evaluați optimizează regimul de funcționare al bateriei BESS și reduce fluctuațiile de frecvență. Ca urmare, constrângerile operaționale din procesul de topire al oțelăriei sunt eliminate.

3.1.3. Dinamica SOC a BESS pentru un profil zilnic al cererii de putere a EAF

Pentru a asigura sustenabilitatea pe termen lung a sistemului BESS în fața cererii continue și variabile provenite de la un EAF adaptat la constrângerile de sarcină ale sistemului electroenergetic cubanez, a fost evaluată o strategie activă de restabilire a SOC în timpul pauzelor dintre loturile de turnare. Prin intermediul a cinci studii de caz în care s-au variat SOC-ul inițial (SOC_i) și valoarea de referință țintă (SOC^*), prin utilizarea flexibilă a unui controler, a fost demonstrată eficacitatea acestei propuneri; în timp ce, atunci când controlerul a fost dezactivat (Cazul 1), SOC-ul final atinge aproape 100%, limitând capacitatea sistemului BESS pentru ciclurile ulterioare, activarea controlului în cazurile 2–5 (prezentate în Figura 3.3) asigură revenirea sistematică a SOC la valoarea sa de referință la sfârșitul zilei de funcționare, garantând disponibilitatea și fiabilitatea sistemului de stocare pentru producția zilei următoare.

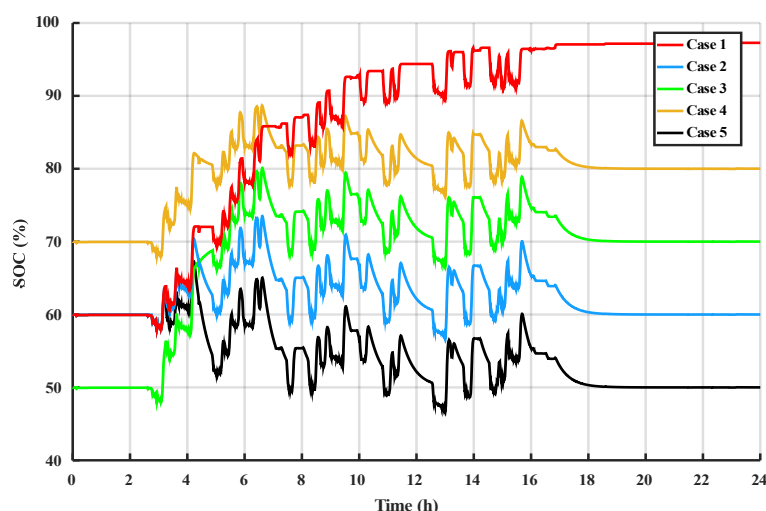


Figura 3.3. Variația zilnică a SOC a sistemului BESS pentru cazurile luate în considerare.

3.2. Gestionarea predictivă a stării de încărcare în sistemele de stocare a energiei cu baterii integrate cu cuptoare cu arc electric

Notă: Conținutul acestei secțiuni face parte dintr-un articol de revistă care a fost trimis de autor spre evaluare la Journal of Energy Storage.

În prezent, integrarea sistemelor BESS în rețelele electrice este influențată din ce în ce mai mult de implementarea modelelor de prognoză a cererii bazate pe inteligență artificială (IA). În acest context, prezenta secțiune propune o metodologie inovatoare bazată pe prognozarea cererii pentru EAF în vederea optimizării dinamice a SOC-ului unui BESS. Spre deosebire de abordările convenționale, propunerea încorporează un model de rețea neuronală cu două straturi (BNN)

menit să prognozeze cu precizie vârfurile de cerere asociate cu procesul industrial. În acest fel, BESS-ul își poate ajusta proactiv SOC-ul, asigurând disponibilitatea unor rezerve suficiente de energie pentru a atenua variațiile bruște de putere și a contribui la menținerea stabilității frecvenței într-un sistem electroenergetic vulnerabil.

3.2.1. Strategia de control propusă

Prezenta lucrare adoptă o metodologie bazată pe combinarea unui sistem de predicție a cererii cu un sistem de stocare a energiei, cu scopul de a atenua variațiile de putere asociate funcționării unui cuptor cu arc electric (Figura 3.4). Cererea viitoare este estimată folosind algoritmi de predicție, care permit calcularea SOC-ului viitor al bateriei, luând în considerare atât cererea preconizată, cât și restricțiile impuse de limitele ratei de variație a sistemului.

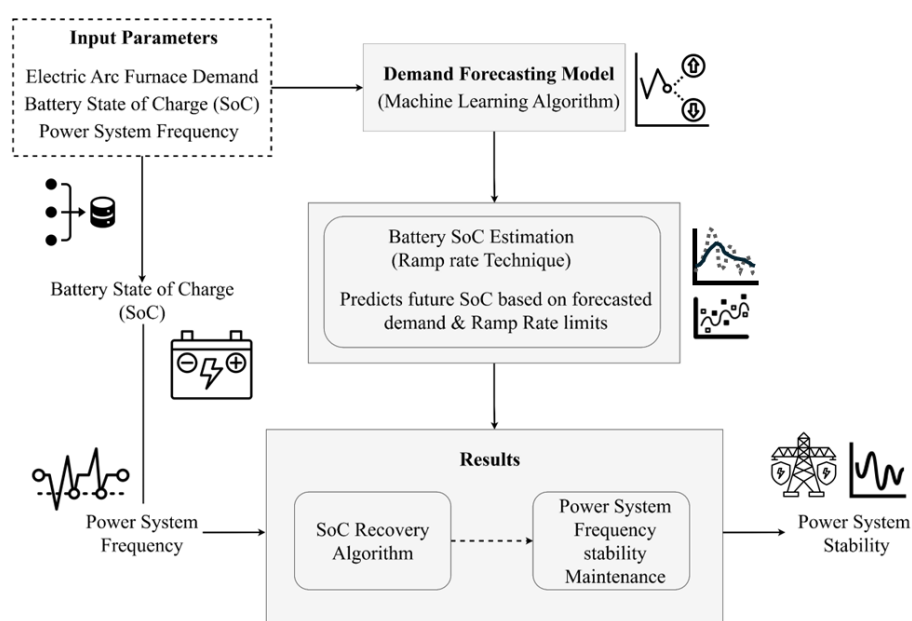


Figura 3.4. Diagrama fluxului propunerii metodologice.

3.2.1.1. Sistem de netezire a puterii

Pentru a atenua impactul negativ al fluctuațiilor de putere provenite de la un EAF asupra frecvenței unui sistem electroenergetic slab, se implementează inițial un filtru convențional de limitare a vitezei de variație a puterii. Cu toate acestea, acest mecanism rigid tinde să crească consumul bateriei și să genereze pierderi din cauza lipsei sale de flexibilitate. SOC-ul acestui BESS este determinat în timp real prin calcularea energiei acumulate în timpul ciclurilor de încărcare și descărcare pe baza unei puteri de referință, fiind în același timp controlat strict într-un interval de funcționare sigur, cuprins între 5% și 95%, pentru a preveni saturarea celulelor sau descărcarea prematură. Pentru a valida această strategie într-un regim de sarcină real, extrem de haotic și neliniar, s-au utilizat ca bază înregistrările operaționale ale unei oțelării cubaneze; această instalație dispune de un cuptor de 50 MVA conectat la un circuit de 220 kV, care funcționează în

paralel cu un sistem BESS de 25 MVA conceput special pentru a atenua natura asimetrică a cererii industriale și pentru a contracara tendința bateriilor de a se descărca progresiv.

3.2.1.2. Ajustarea predicției SOC

Pentru a optimiza gestionarea energiei sistemului de stocare, a devenit necesară dezvoltarea unei metode de ajustare predictivă a SOC, prin care energia disponibilă în BESS este determinată în avans pe baza estimărilor cererii furnizate de modelul rețelei neuronale. Această etapă permite schemei de control să evalueze dinamica temporală a bateriei și să implementeze acțiuni corective preventive în cazul în care se prognozează că SOC va scădea sub limita de referință de 50%. În continuare, este introdus algoritmul de recuperare a încărcării, care înlocuiește rigiditatea filtrului tradițional cu o tehnică adaptivă de viteză de rampă (RR_t); această strategie ajustează dinamic constrângerile filtrului pe baza erorii de energie acumulată și a condițiilor operaționale ale frecvenței rețelei, segmentând comportamentul său pentru scenarii de bandă moartă, supra-frecvență și sub-frecvență.

Având în vedere că un proces de încărcare inflexibil ar putea compromite stabilitatea sistemului electric în condiții critice, este incorporat un criteriu de încetare treptată bazat pe logica condițională. Pentru a asigura o tranziție lină și a reduce puterea bateriei fără a provoca perturbații în rețea, sunt monitorizate în timp real două variabile de stare cuplate printr-o funcție logică AND; această funcție este definită formal prin expresia:

$$G(t) = C_1(t) \cdot C_2(t) \quad (3.6)$$

unde valoarea $G(t) = 1$ indică o operațiune de încărcare validă în intervalul $SOC_{min} < SOC < 50\%$.

Odată ce ambele cerințe sunt îndeplinite simultan, se activează o buclă de control proporțională, care reduce treptat puterea de ieșire a bateriei până la finalizarea ciclului de restabilire, asigurând astfel compatibilitatea deplină între recuperarea de energie a dispozitivului și menținerea stabilității frecvenței în sistemul electroenergetic.

3.2.1.3. Evaluarea modelului de predicție

Validarea strategiei de control a început cu o evaluare a diverselor arhitecturi de învățare automată în comparație cu tehnicile clasice de regresie pentru prognozarea pe termen scurt a cererii de putere a EAF. Modelele evaluate au inclus rețelele neuronale înguste (NNN), rețelele neuronale pe două niveluri (BNN), mașinile cu vectori de suport (SVM), rețelele neuronale largi (WNN) și regresia liniară robustă (RLR).

Comportamentul modelelor a fost împărțit în patru intervale operaționale critice pentru a verifica capacitatea de urmărire a sarcinii în diferite etape ale procesului de topire: etapa inițială de aprindere a arcului (Zona 1), perioada de stabilizare a arcului electric (Zona 2) și fazele de reducere treptată a pantei cererii pe măsură ce procesul de topire se apropie de final (Zonele 3 și 4) (Figura 3.5).

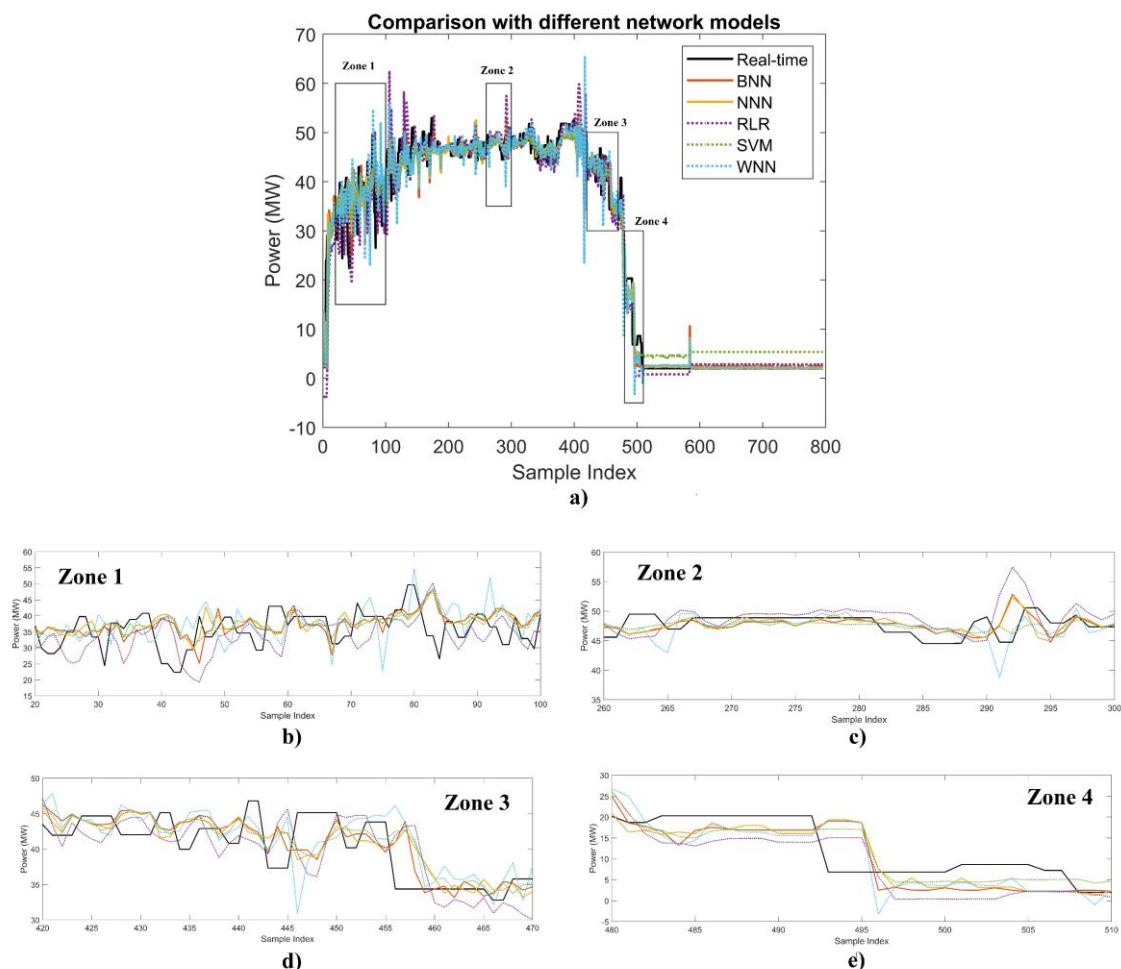


Figura 3.5. Compararea modelelor de prognoză: (b) Zona 1, (c) Zona 2, (d) Zona 3 și (e) Zona 4

Deși analiza indicatorilor de performanță statistică (RMSE, R^2 , MSE și MAPE) a arătat că rețeaua NNN este ușor superioară în ceea ce privește precizia punct cu punct pentru puterea activă, integrarea acestor fluxuri de date în controlul în buclă închisă al BESS a relevat un fenomen de eroare cumulativă. Atunci când previziunile au fost supuse filtrării ratei de rampă, erorile localizate ale rețelei NNN au fost amplificate, provocând abateri sistematice în estimarea stării de încărcare (Figura 3.6). În schimb, rețeaua BNN a demonstrat o gestionare mult mai consistentă a incertitudinii. După cum se poate observa din comportamentul dinamic al SOC și din analiza benzilor de toleranță de $\pm 5\%$, arhitectura BNN a menținut în mod constant eroarea de estimare a stării de încărcare în limitele tehnice de siguranță, impunându-se ca predictor operațional ideal pentru aplicație (Figura 3.7).

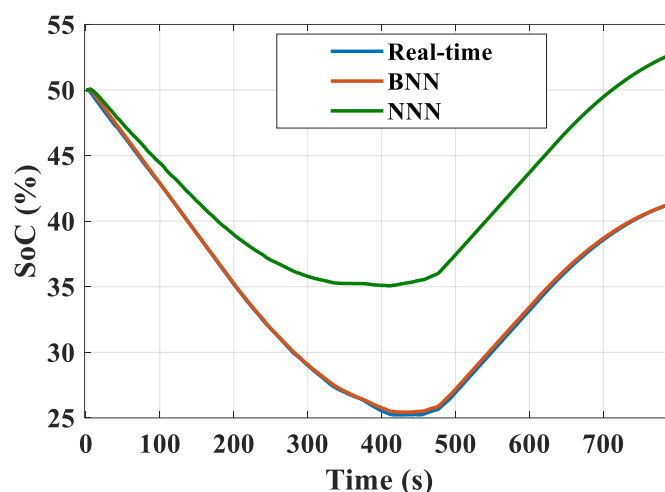


Figura 3.6. Comportamentul SOC pentru diferitele modele de predicție, corelat cu valoarea reală care urmează să fie estimată.

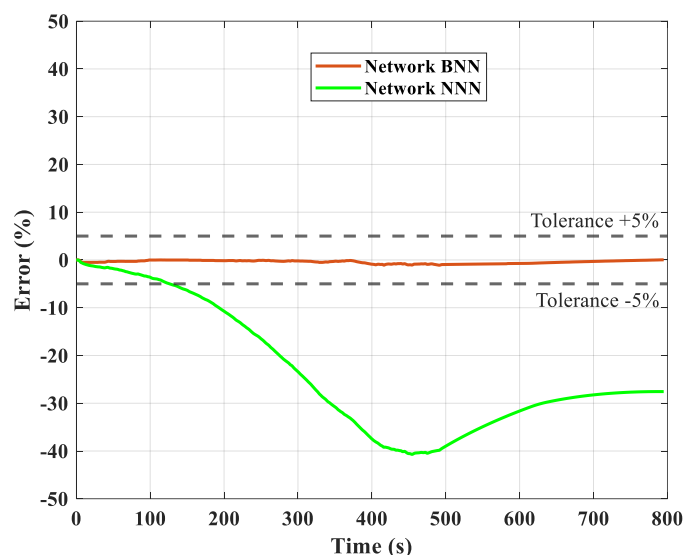


Figura 3.7. Eroarea procentuală dintre valoarea reală a SOC și valoarea estimată în timp real pentru diferitele modele de predicție.

Odată selectat predictorul BNN, a fost evaluat impactul combinat al algoritmului de recuperare adaptiv asupra gestionării interne a bateriei și asupra stabilității rețelei electrice. Rezultatele arată că utilizarea unui filtru convențional (neadaptiv) al ratei de rampă provoacă o descărcare progresivă și ireversibilă a sistemului de stocare, lăsând SOC sub pragul minim de siguranță de 50% la sfârșitul ciclului industrial. În schimb, strategia predictivă și adaptivă propusă utilizează în mod optim perioadele cu variabilitate redusă pentru a iniția o reîncărcare treptată și lină a bateriei, readucând cu succes sistemul de stocare la niveluri optime de încărcare (peste 50%) pentru a face față următorului ciclu de producție fără a degrada durata de viață utilă a sistemului (Figura 3.8).

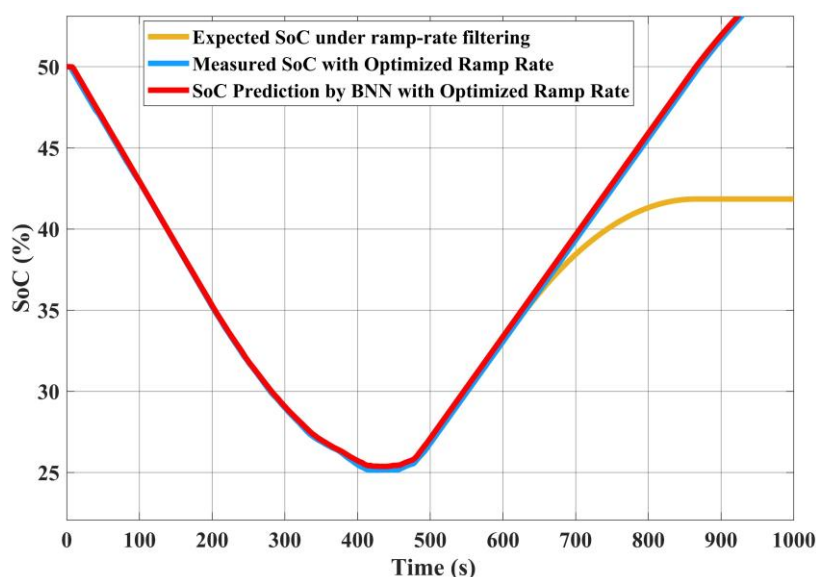


Figura 3.8. Compararea SOC în condițiile controlului convențional al ratei de creștere și ale strategiei optimizate de control al ratei de creștere.

În final, a fost evaluat impactul acestei strategii asupra frecvenței sistemului electroenergetic cubanez (caracterizat prin statutul său de rețea slabă, cu inerție redusă). Simularea dinamică a demonstrat că injectarea coordonată de energie din sistemul BESS absoarbe fluctuațiile de sarcină ale EAF. Bucla de control predictiv adaptiv nu numai că previne scăderile critice ale frecvenței rețelei, dar și limitează permanent oscilațiile în interiorul benzii moarte de funcționare în condiții de siguranță, depășind în mod semnificativ limitările operaționale ale filtrului RR (Figura 3.9).

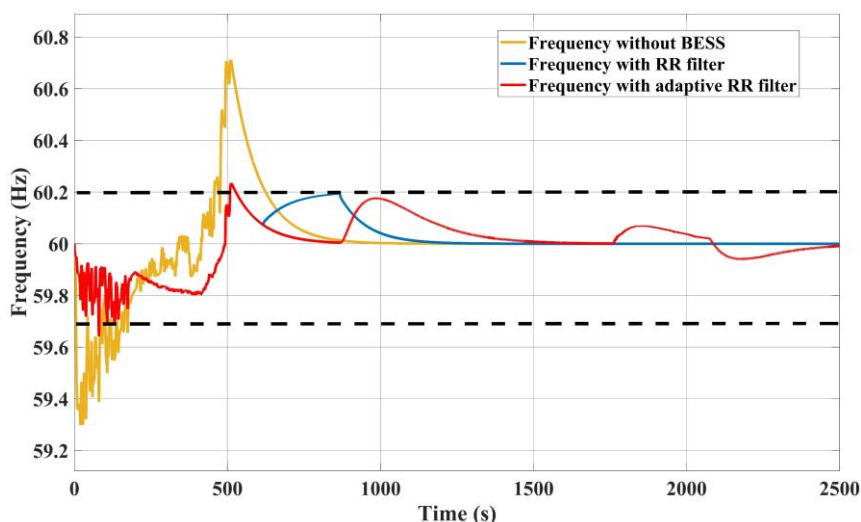


Figura 3.9. Comportamentul frecvenței sistemului electroenergetic în funcție de diferite strategii de control.

3.3. Analiza răspunsului BESS la căderile și creșterile de tensiune din sistemul electroenergetic

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [6].

Pentru a evalua comportamentul controlerului VFRT dezvoltat, discutat în secțiunea 2.3.4, au fost efectuate mai multe simulări în software-ul Matlab/Simulink. Au fost luate în considerare diverse evenimente, inclusiv creșteri de tensiune, goluri de tensiune monofazate, bifazate și trifazate cu durate diferite, modelând EAF ca o sarcină cu impedanță constantă, datorită perioadei scurte de timp analizate. Au fost utilizate diferite valori ale tensiunii pentru a evalua evenimentele, analizându-se efectul BESS în cadrul a două scheme de control: una corespunzătoare condițiilor convenționale ale sistemului cubanez GC (CGC) și cealaltă cu FLC-ul propus, dezvoltat în cadrul acestei lucrări. Principalele variabile analizate au fost abaterea de frecvență (Δf), puterea activă (P_{PCC}) și cea reactivă (Q_{PCC}) la PCC, precum și curenții activi (I_{dBESS}) și reactivi (I_{qBESS}) ai BESS. Parametrii de inerție și amortizare utilizați pentru analiza frecvenței au fost $H = 58 \text{ MWs}^2/\text{rad}$ și $D = 25 \text{ MW/rad/s}$, obținuți dintr-un studiu privind condițiile sistemului electroenergetic cubanez din ultimii ani. Pentru a evalua soluția propusă într-un scenariu dificil, puterea inițială a BESS înainte de variația de tensiune a fost stabilită la 0 MW. Pentru coerența analizei, toate puterile au fost exprimate în p.u., cu o valoare de bază de 50 MVA.

3.3.1. Performanța controlerului VFRT în cazul golurilor asimetrice de tensiune

Golurile de tensiune în rețelele electrice apar în principal din cauza defectiunilor și a comutării sarcinilor mari. Cele mai frecvente dintre acestea sunt defectiunile asimetrice, cum ar fi scurtcircuiturile monofazate și bifazate, care pot provoca goluri semnificative de tensiune. Pentru a reproduce dinamica defectiunilor reale în simulare, au fost aplicate goluri de tensiune cu adâncimi și durate diferite. De obicei, aceste goluri sunt aproape instantanee, deoarece protecțiile sistemului izolează rapid defectiunea. Durata fiecărei căderi de tensiune este determinată de setările acestor dispozitive de protecție [72].

3.3.1.1. Gol de tensiune monofazat

S-a simulat apariția unui gol de tensiune într-o fază a rețelei electrice pentru a analiza comportamentul CGC-ului convențional în raport cu FLC-ul propus în lucrarea de față. Au fost simulate în mod continuu patru variații de tensiune monofazate instantanee cu amplitudini de 0,8 p.u., 0,5 p.u., 0,2 p.u. și 0,8 p.u. și cu durate de 0,3s, 0,1s, 0,1s și, respectiv, 0,1s (Figura 3.10).

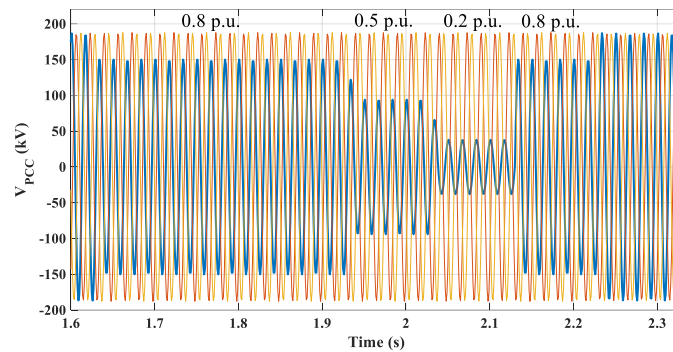


Figura 3.10. Goluri de tensiune instantanee monofazate.

Figura 3.11 arată că, în ciuda variației semnificative de tensiune, frecvența rămâne în interiorul benzii moarte. Ambele controlere prezintă un comportament identic al curentului reactiv, îmbunătățind profilul de tensiune în conformitate cu standardele GC cubaneze. Deși frecvența nu suferă o destabilizare semnificativă, FLC atenuează ușoarele oscilații prin consumul de putere activă pentru a preveni degradarea. Pornind de la o valoare inițială de 59,997 Hz în banda moartă, abaterea maximă de frecvență cu CGC a atins 0,092 Hz. Utilizarea FLC a redus abaterea de frecvență la 0,08 Hz, evidențiind capacitatea controlerului fuzzy de a contribui la controlul frecvenței atunci când există marjă operațională.

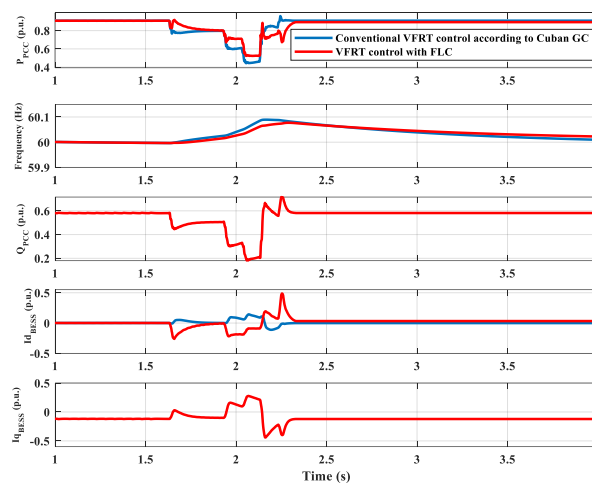


Figura 3.11. Comportamentul diferitelor controlere VFRT în prezența golurilor de tensiune monofazate.

3.3.1.2. Gol de tensiune bifazat

Simularea golurilor de tensiune bifazate s-a realizat în același mod ca și în cazul celor monofazate, cu excepția faptului că, în acest caz, tensiunea nominală a două faze este redusă. Pentru comparația dintre CGC și FLC, au fost generate patru variații de tensiune bifazate cu amplitudini de 0,8 p.u., 0,5 p.u., 0,2 p.u. și 0,8 p.u. și durate de 0,3s, 0,1s, 0,1s și, respectiv, 0,1s (Figura 3.12).

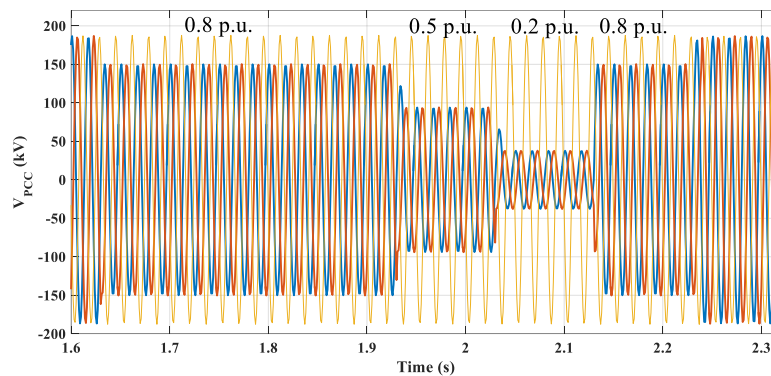


Figura 3.12. Goluri de tensiune bifazate.

Figura 3.13 ilustrează comportamentul variabilelor cheie în timpul variațiilor de tensiune bifazate. La fel ca în cazul monofazat, frecvența sistemului rămâne în interiorul benzii moarte, ambele soluții de control injectând în mod echivalent curent reactiv pentru a compensa diferența de tensiune. Deși frecvența nu este destabilizată în mod semnificativ, FLC atenuează ușoara oscilație prin consumul de putere activă, contribuind astfel la menținerea stabilității. În cadrul schemei CGC, abaterea maximă a frecvenței față de o valoare inițială de 59,997 Hz în interiorul benzii moarte a fost de 0,161 Hz; cu FLC, aceasta a fost redusă la 0,093 Hz. Acest lucru demonstrează capacitatea FLC de a contribui la controlul frecvenței atunci când dispune de marjă operațională.

3.3.1.3. Gol de tensiune trifazat

Golurile de tensiune trifazate din rețelele electrice sunt un fenomen aleatoriu care poate crea condiții critice pentru frecvența sistemului. Amploarea acestor căderi determină reducerea puterii furnizate sarcinilor, ceea ce poate pune în pericol stabilitatea generală. Prin urmare, este esențial să se simuleze scenarii care implică goluri trifazate, care afectează stabilitatea mai grav decât cele asimetrice. În cadrul acestui studiu, au fost efectuate trei simulări de goluri de tensiune de amplitudini variabile, așa cum este ilustrat în Figura 3.14, pentru a analiza răspunsul în frecvență al sistemului atunci când BESS este controlat prin cele două metode, CGC și FLC. Figurile 3.15–3.17 prezintă comportamentul celor două controlere VFRT în cazul golurilor de tensiune trifazate.

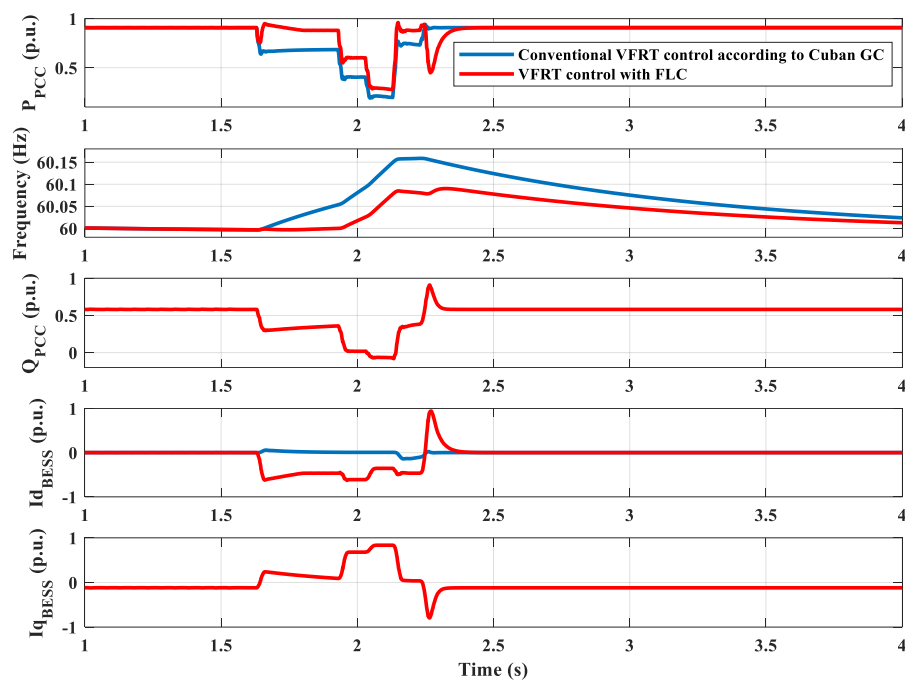


Figura 3.13. Răspunsul sistemului la VFRT cu cele două metode de control la goluri de tensiune trifazate.

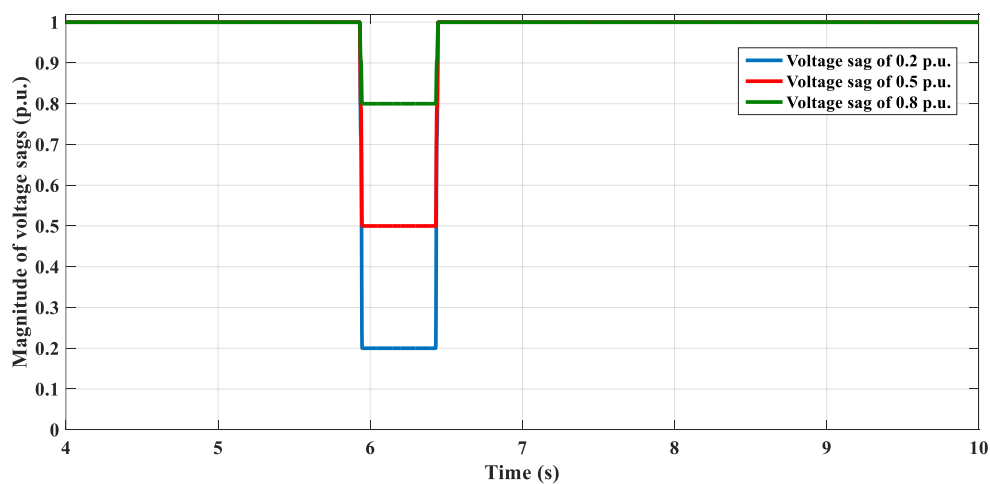


Figura 3.14. Golurile de tensiune implementate în simulări.

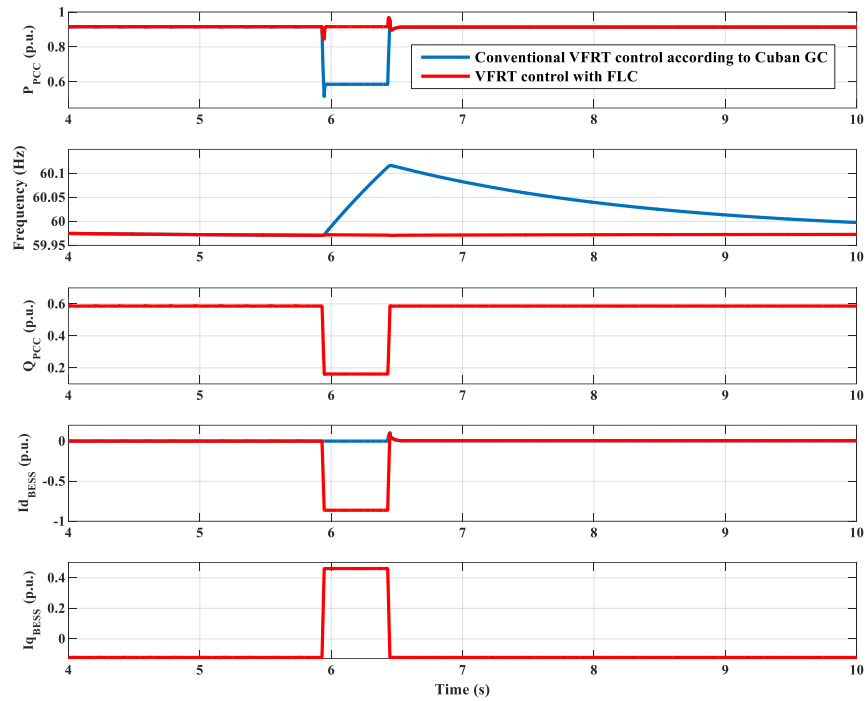


Figura 3.15. Comportamentul celor două controlere VFRT în prezența unei căderi de tensiune de 0,8 p.u.

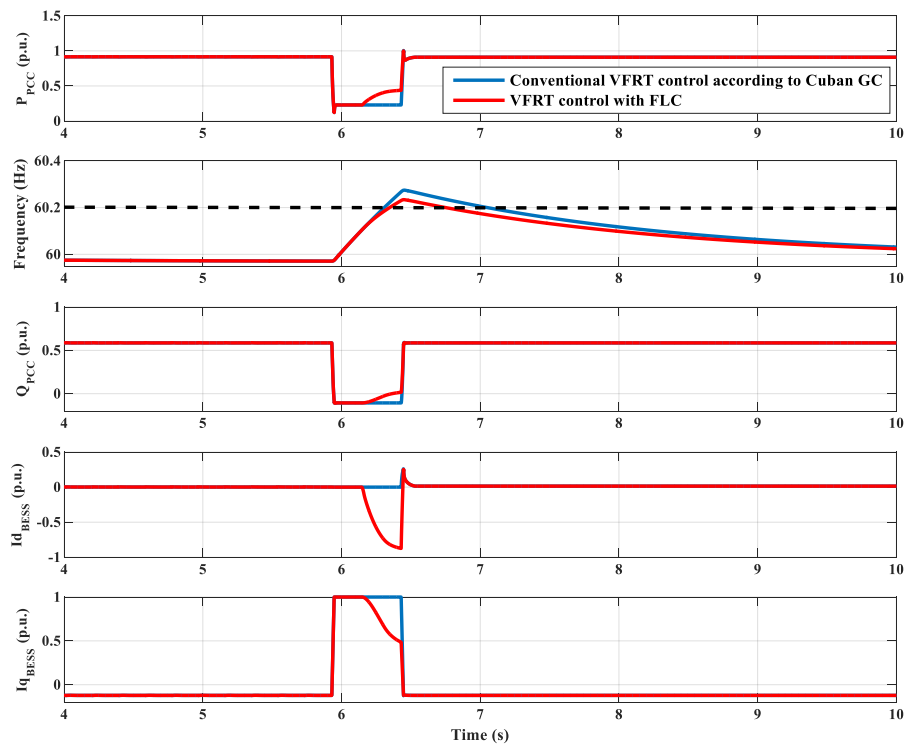


Figura 3.16. Comportamentul celor două controlere VFRT în prezența unei căderi de tensiune de 0,5 p.u.

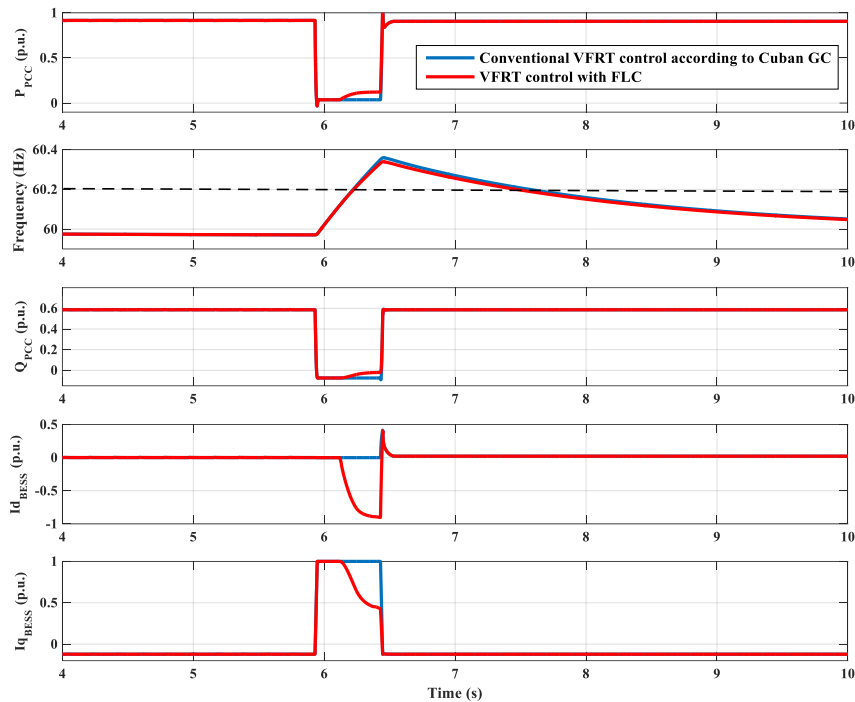


Figura 3.17. Comportamentul celor două controlere VFRT în prezența unei căderi de tensiune de 0,2 p.u.

3.3.1.4. Analiză comparativă

Utilizarea celor două controlere în sistemul studiat permite efectuarea unor comparații diferite în ceea ce privește abaterea de frecvență (Δf), puterea activă ($P_{PCC}(\Delta f_{max})$) și puterea reactivă ($Q_{PCC}(\Delta f_{max})$), precum și curenții activi ($I_{dBESS}(\Delta f_{max})$) și reactivi ($I_{qBESS}(\Delta f_{max})$) ai BESS, obținute atunci când apare abaterea maximă de frecvență. Pentru această comparație au fost alese golurile de tensiune trifazate din secțiunea anterioară, deoarece acestea generează o abatere de frecvență mai mare și permit evaluarea diferitelor controlere, așa cum se arată în Tabelul 3.4. După cum se poate observa, CGC controlează doar curentul reactiv, în timp ce curentul activ al BESS rămâne neschimbat față de valoarea sa dinaintea căderii de tensiune. În mod similar, FLC injectează putere reactivă în toate cazurile; cu toate acestea, în cadrul abordării propuse, acesta își adaptează ieșirea în funcție de variațiile de frecvență, permițând și controlul curentului activ.

În consecință, FLC-ul propus permite BESS-ului să consume putere în toate scenariile, contribuind la atenuarea variațiilor de frecvență într-o anumită măsură, în funcție de căderea de tensiune. Abaterea maximă de frecvență în fiecare caz din Tabelul 3.4 este calculată ca diferența dintre valoarea de vârf înregistrată în timpul căderii de tensiune și valoarea inițială de 59,983 Hz. Așa cum era de așteptat, cea mai semnificativă îmbunătățire a frecvenței are loc atunci când căderea de tensiune este de 0.8, permițând BESS să mențină puterea activă la PCC în timpul căderii de tensiune la un nivel apropiat de valoarea dinaintea evenimentului.

Tabelul 3.4. Compararea diferitelor controlere VFRT în cazul golurilor de tensiune trifazate						
Parametri	Cădere de tensiune (0,8 p.u.)		Cădere de tensiune (0,5 p.u.)		Cădere de tensiune (0,2 p.u.)	
	CGC	FLC	CGC	FLC	CGC	FLC
Δf (Hz)	0,116	0,001	0,274	0,234	0,360	0,340
$P_{PCC}(\Delta f_{max})$ (p.u.)	0,586	0,925	0,229	0,438	0,037	0,123
$Q_{PCC}(\Delta f_{max})$ (p.u.)	0,163	0,163	-0,107	0,016	-0,074	-0,020
$I_{d_{BESS}}(\Delta f_{max})$ (p.u.)	0,000	-0,863	0,000	-0,874	0,000	-0,903
$I_{q_{BESS}}(\Delta f_{max})$ (p.u.)	0,460	0,460	1,000	0,490	1,000	0,428

În ansamblu, utilizarea sistemului fuzzy prezintă mai multe avantaje față de controlul convențional bazat pe GC cubanez. Spre deosebire de controlerul convențional, sistemul fuzzy permite reducerea variației de frecvență într-un sistem electric slab, așa cum este cazul sistemului cubanez. În plus, acest controler BESS oferă posibilitatea de a injecta sau consuma putere activă în funcție de condițiile sistemului electric. În mod similar, controlerul fuzzy permite ajustarea injectării de putere reactivă, cu o valoare care poate fi modificată în funcție de comportamentul frecvenței. Flexibilitatea FLC-ului propus oferă potențialul de a îmbunătăți funcționarea sistemului electric cubanez în viitor, pe măsură ce crește penetrarea RES și BESS.

3.3.1.5. Performanța controlerelor VFRT în condiții de creșteri de tensiune

Apariția supratensiunilor în rețelele electrice este definită prin tensiuni mai mari de 1,1 p.u., cu durate cuprinse între 0,5 cicluri și 1 minut. Amplitudinile lor tipice se situează între 1,1 p.u. și 1,2 p.u. Deși supratensiunile sunt mai puțin frecvente decât subțensiunile, ele sunt cauzate în principal de defecțiuni în rețea, precum și de deconectarea bruscă a sarcinilor de mare putere sau a bateriilor de condensatoare [72].

Gravitatea și amplitudinea unei creșteri de tensiune depind de locația defectului, de impedanța sistemului și de schema de împământare. De exemplu, în sistemele izolate, un defect de împământare monofazat poate genera supratensiuni de până la 1,73 p.u. pe fazele neafectate, în timp ce în sistemele cu împământare eficientă, aceleași defecte nu provoacă supratensiuni pe fazele neafectate.

Pentru a compara CGC cu FLC, a fost simulată o variație a tensiunii trifazate de 1,2 p.u. cu o durată de 1 s (Figura 3.18). La apariția acestui vârf de tensiune (Figura 3.19), se observă că frecvența în cazul CGC prezintă o scădere puternică, spre deosebire de FLC, unde aceasta nu variază prea mult. În plus, ambele controlere prezintă același comportament în ceea ce privește curentul reactiv, ceea ce înseamnă că ambele contribuie la îmbunătățirea profilului de tensiune.

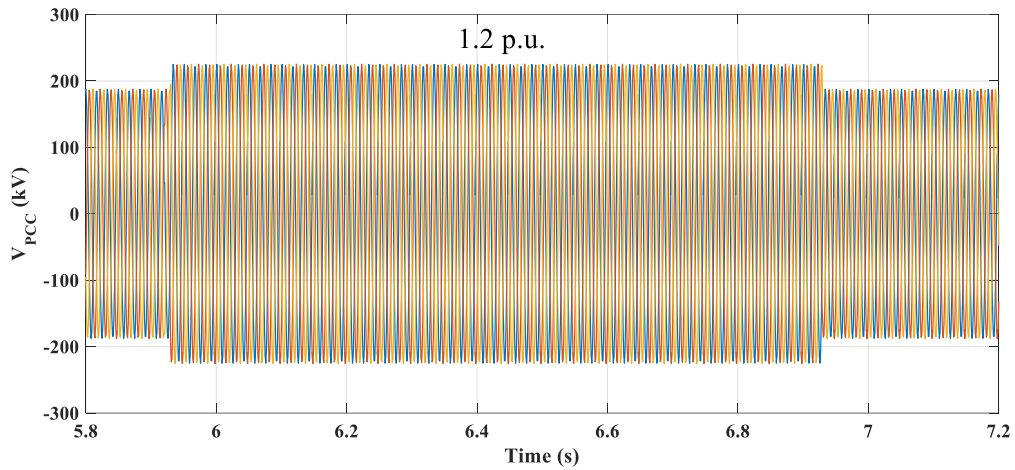


Figura 3.18. Supratensiune trifazată.

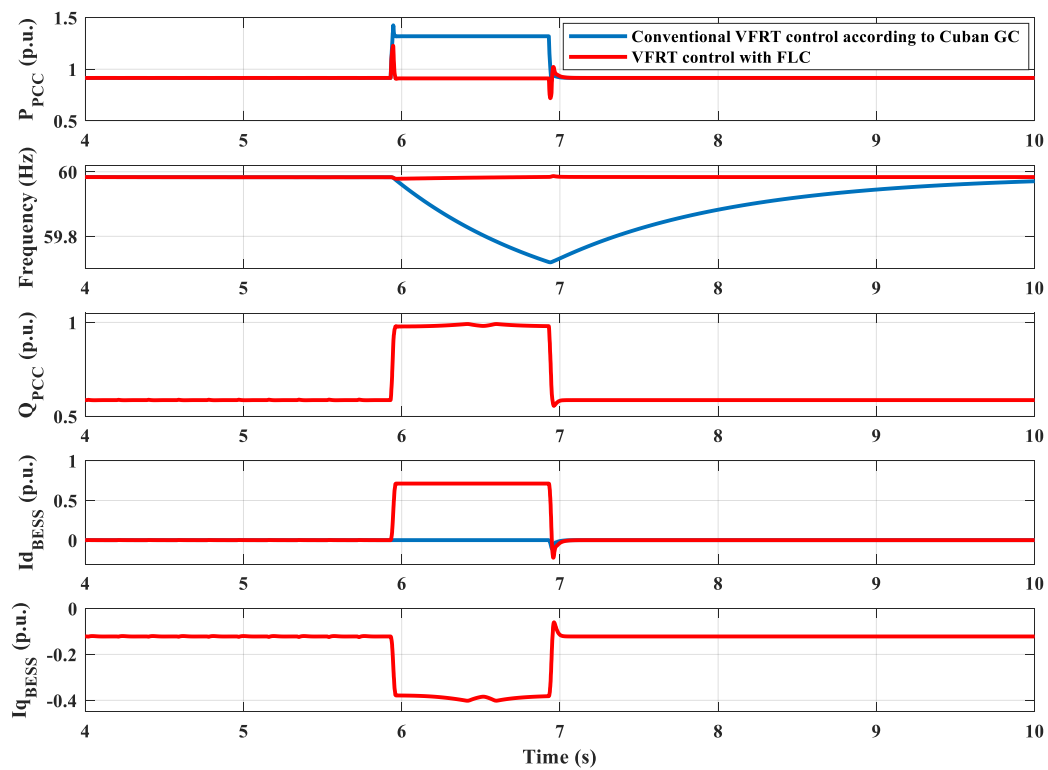


Figura 3.19. Comportamentul celor două controlere VFRT în prezența unei variații de tensiune trifazate de 1.2pu.

3.4. Modelarea EAF pentru analiza armonicilor și a factorului de putere.

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [56].

Această lucrare analizează comportamentul armonicilor în oțelărie, precum și răspunsul sistemului BESS care acționează ca filtru activ, utilizând un model în domeniul frecvențial. În plus, acest model permite studierea comportamentului factorului de putere în cadrul circuitului. Pentru a explica funcționarea sa, va fi prezentată o scurtă descriere teoretică a modelului, urmată de

modelul dezechilibrat, care permite reprezentarea unui EAF în condiții mai apropiate de cele practice.

3.4.1. Modelul EAF

Modelul adoptat oferă o reprezentare simplificată a comportamentului nelinier al unui EAF. Acesta se bazează pe aproximarea caracteristicii V-I a arcului electric, rezultând un circuit echivalent redus, așa cum este ilustrat în Figura 3.20, care produce o formă de undă pătrată în tensiunea cuptorului [73]. Pe lângă modelul arcului, sunt incluse și impedanțele dintre cuptor și magistrala la care este conectat BESS (adică Magistrala 2).

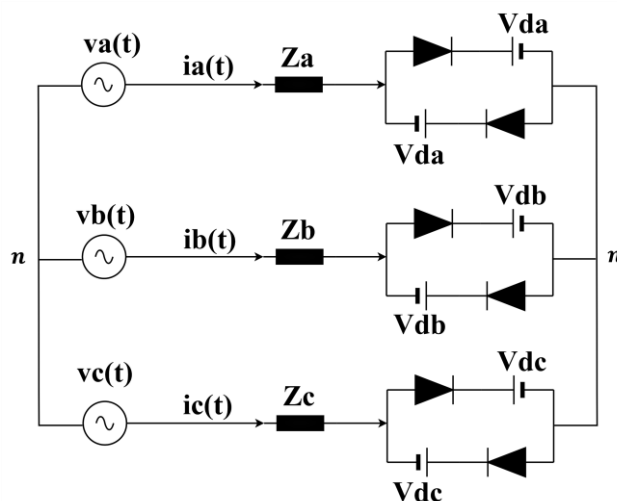


Figura 3.20. Circuitul electric echivalent al modelului EAF.

3.4.2. Modelul EAF dezechilibrat

În practică, comportamentul arcului electric pe fiecare fază a EAF nu este echilibrat. Arcul electric prezintă o caracteristică cvasi-aleatorie, cauzată de pozițiile diferite ale deșeurilor metalice din interiorul cuptorului. În consecință, se observă un dezechilibru între fazele circuitului, care poate fi reprezentat matematic prin luarea în considerare a unor impedanțe diferite în interiorul EAF. Pentru a aproxima comportamentul arcului electric în aceste condiții, a fost dezvoltat un model de control al tensiunii arcului bazat pe modelul descris anterior. Figura 3.21 prezintă un model pe o fază conceput pentru a imita caracteristica electrică a unui EAF.

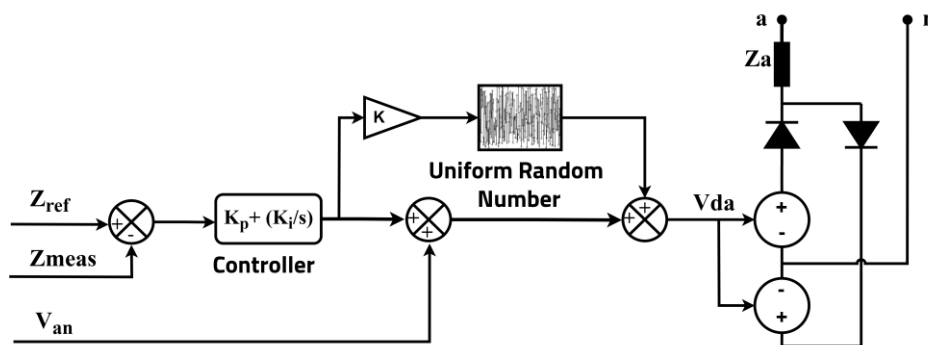


Figura 3.21. Model pe fază al EAF.

Pentru a controla tensiunea arcului V_{da} , sistemul include controlul impedanței arcului care trebuie menținută în interiorul cuptorului și al valorii tensiunii nominale de fază la intrarea în EAF. În plus, controlul impedanței încorporează un coeficient de amplificare K care reflectă rata de distorsiune a curentului de arc [74], [75]. Acest coeficient de amplificare este înmulțit cu o funcție uniformă de numere aleatorii, simulând natura aleatorie a arcului din cuptor.

3.5. Utilizarea sistemului BESS ca filtru activ pentru compensarea armonicelor EAF

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [56].

Pentru analiza comportamentului BESS în circuitul oțelăriei în prezența armonicelor, toate componentele de control și ale circuitului au fost modelate în Matlab/Simulink (Figura 2.3). Analiza curentului armonic a fost efectuată în conformitate cu standardul IEEE 519-2022, care utilizează distorsiunea totală a cererii (TDD) pentru a măsura conținutul armonic prezent în sistem. TDD este definit ca raportul dintre conținutul armonic mediu pătratic și curentul maxim al sarcinii (I_L), exprimat procentual [76]. Curentul maxim al sarcinii în circuitul oțelăriei este de 146 A; o valoare obținută din măsurători periodice efectuate pe parcursul a trei luni de funcționare.

Limitele de distorsiune a curentului în sistemul de 220 kV au fost determinate utilizând raportul dintre curentul de scurtcircuit la PCC și curentul de vârf al curentului de sarcină. În studiul nostru de caz, acest raport a avut ca rezultat o valoare de 48, ceea ce ne-a permis să determinăm limitele de distorsiune prezentate în Tabelul 3.5, conform standardului IEEE Std 519-2022.

Tabelul 3.5. Distorsiunea maximă a curentului armonic – IEEE Std 519-2022					
Ordin armonică individuală - % din I_L					
$2 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD [%]
2	1	0,75	0,3	0,15	2,5

3.5.1. Analiza curenților armonici în circuitul EAF fără măsuri de compensare

Pentru analiza unui profil al EAF, s-a setat o impedanță de 10 mΩ în sistemul de control al mișcării electrozilor, ceea ce corespunde aproximativ unei cereri de 50 MW a cuptorului electric cu arc. Analiza comportamentului armonic în PCC a arătat că, la un nivel de tensiune de 220 kV, pot fi produși curenți cu un procent ridicat de armonici, ceea ce este inacceptabil pentru sistemul electric în conformitate cu standardul IEEE Std 519-2022 (Figura 3.22).

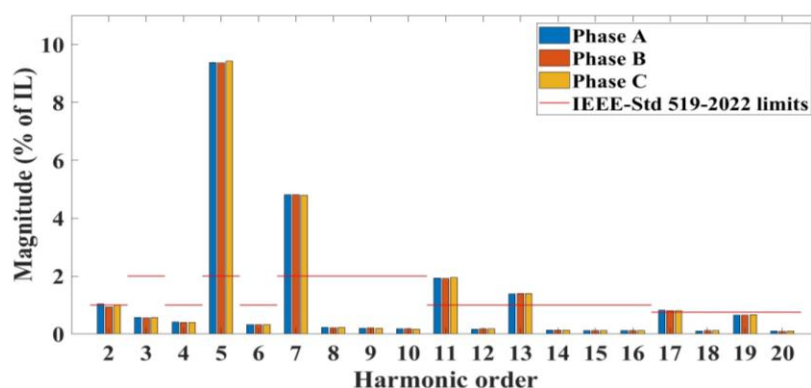


Figura 3.22. Spectrul curenților armonici în PCC (fără compensare).

3.5.2. Analiza curenților armonici în circuitul oțelăriei cu măsuri de compensare

Integrarea sistemului BESS în cadrul sistemului EAF a fost stabilită anterior ca fiind necesară pentru a asigura funcționarea continuă a oțelăriei în condițiile specifice ale sistemului electroenergetic cubanez. Pe lângă funcția sa principală, sistemul BESS poate fi utilizat pentru a îmbunătăți calitatea energiei electrice în PCC, în special prin atenuarea distorsiunilor armonice generate de EAF.

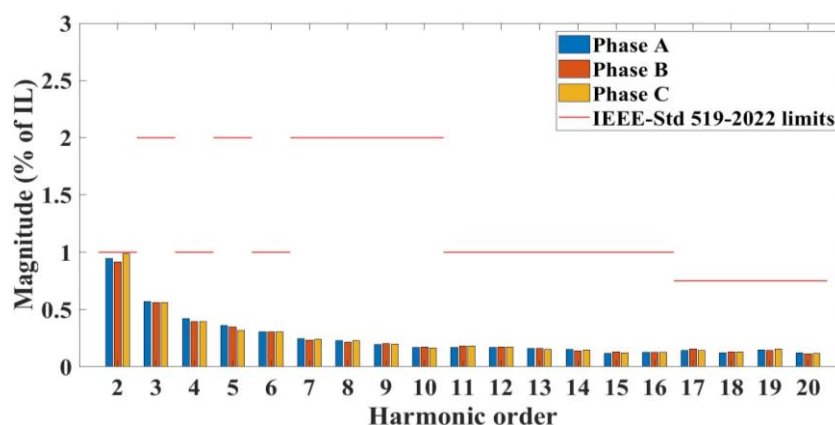


Figura 3.23. Spectrul curenților armonici în PCC (cu compensare BESS).

Analiza spectrului armonic din Figura 3.23 permite efectuarea unei comparații generale între indicele TDD observat fără compensare și cel obținut cu compensare. Rezultatele acestei comparații sunt prezentate în Tabelul 3.6, împreună cu formele de undă ale curenților prezentate în Figura 3.24. După cum se poate observa, BESS poate reduce armonicile la PCC la niveluri cu mult sub limitele standard, atât pentru armonicile individuale, cât și pentru TDD. Cu toate acestea, nivelul de compensare a armonicilor este limitat de capacitatea rămasă a inverterului.

Tabelul 3.6. TDD pe cele trei faze în PCC			
	TDD faza A [%]	TDD Faza B [%]	TDD faza C [%]
Fără compensare	10,94	10,92	10,98
Cu compensare	1,86	1,82	1,86
Limita standardului IEEE 519-2022	2,5		

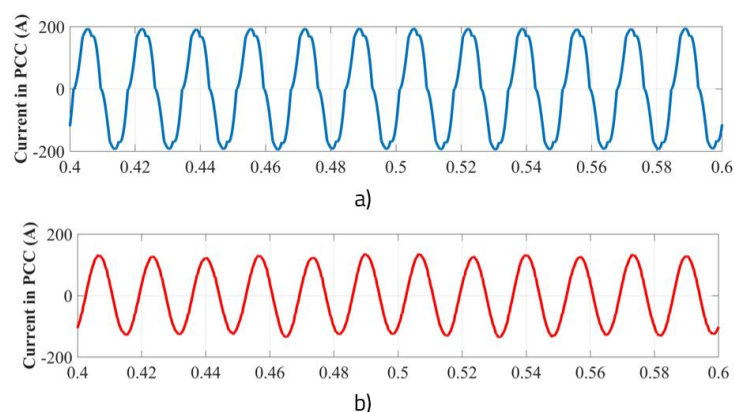


Figura 3.24. Curentul în PCC: a) fără compensare armonică; b) cu compensare armonică.

3.6. Utilizarea BESS ca compensator de putere reactivă pentru îmbunătățirea factorului de putere al EAF

Notă: Informațiile din această secțiune se bazează pe articolul autorului publicat în [56].

Pe lângă compensarea armonicilor, îmbunătățirea factorului de putere este o altă funcție auxiliară pe care BESS o poate îndeplini. Analiza comportamentului factorului de putere pe magistrala 2 (Figura 2.3) s-a bazat pe același profil de topire utilizat pentru studiul armonicilor din rețea. Impedanța cuptorului cu arc electric a fost setată la 10 mΩ pentru o putere maximă de 50 MW. În general, analiza factorului de putere corespunzătoare acestui profil de topire a indicat o valoare de 0,85, ceea ce evidențiază necesitatea implementării unei metode de compensare pentru îmbunătățirea calității energiei în industrie. Tabelul 3.7 prezintă performanța factorului de putere pe magistrala 2 pentru fiecare dintre aceste scenarii.

Tabelul 3.7. Factorul de putere pe magistrala 2 pentru diferite niveluri de putere furnizate de BESS		
Puterea activă a BESS (MW)	Puterea reactivă a BESS (MVar)	Factorul de putere pe magistrala 2
0	6,63	0,9
5	9,17	0,9
10	11,72	0,9
15	14,29	0,9
20	15,00	0,88
25	0,00	0,6

După cum se poate observa din rezultatele din Tabelul 3.7, factorul de putere este compensat eficient până la nivelul de 15 MW, atingând și menținând o valoare de 0,9. Acest nivel îndeplinește cerințele reglementărilor cubaneze și evită aplicarea de penalități industriei pentru un factor de putere scăzut [55]. Cu toate acestea, dincolo de limita menționată, factorul de putere nu mai poate fi corectat în totalitate, deoarece BESS acordă prioritate furnizării de putere activă, reducându-și capacitatea de a compensa puterea reactivă.

3.7. Concluzii

În acest capitol, sistemul BESS a fost simulat împreună cu toți parametrii circuitului electric al oțelăriei, inclusiv un model al EAF conceput pentru a reproduce fidel condițiile reale ale procesului. Au fost evaluate diferite sisteme de control, demonstrându-se că sistemul BESS poate funcționa ca o soluție completă pentru compensarea electrică într-o oțelărie.

Principalele contribuții ale acestui capitol sunt rezumate după cum urmează:

- Validarea filtrului adaptiv pentru compensatorul BESS bazat pe tehnici de logică fuzzy;
- Implementarea sistemului de control VFRT al BESS în cazul evenimentelor de defecțiune a tensiunii rețelei;
- Validarea sistemului de control BESS ca filtru activ pentru compensarea armonicelor produse de EAF, în combinație cu compensarea factorului de putere pentru oțelărie;
- Proiectarea și implementarea unui model al EAF pentru simularea armonicelor și analiza factorului de putere.

CAPITOLUL 4. Validări experimentale

Notă: Conținutul acestui capitol se bazează pe lucrările autorului publicate în [6], [57].

Scopul acestui capitol este validarea experimentală a sistemului BESS propus, conceput pentru îmbunătățirea funcționării EAF în condițiile sistemului electroenergetic cubanez, așa cum a fost prezentat în capitolele anterioare. În acest scop, a fost utilizată o configurație de laborator de la Institutul de Cercetare și Dezvoltare al Universității Transilvania din Brașov. A fost adoptată o abordare de tip Power Hardware-in-the-Loop (PHIL), în cadrul căreia a fost simulată dinamica sistemului electroenergetic, în timp ce reprezentarea fizică a conexiunii PCC a sistemului BESS cu rețeaua a fost implementată folosind un convertor de putere cu patru cadrane, ca parte a sistemului PHIL. Din punct de vedere al puterii, configurația PHIL permite un flux de putere bidirecțional de până la 10 kW, prin urmare factorul de scalare față de sistemul real este de 1:5000. Sistemul BESS a constatat dintr-un inverter trifazat de 5 kW, alimentat de o sursă de curent continuu bidirecțională și conectat pe partea de curent alternativ la sistemul PHIL. Controlul sistemului BESS a fost dezvoltat utilizând un sistem de tip rapid control prototyping (RCP) bazat pe o placă dSPACE DS1103[77]. Detaliile privind configurația utilizată sunt prezentate în secțiunea următoare.

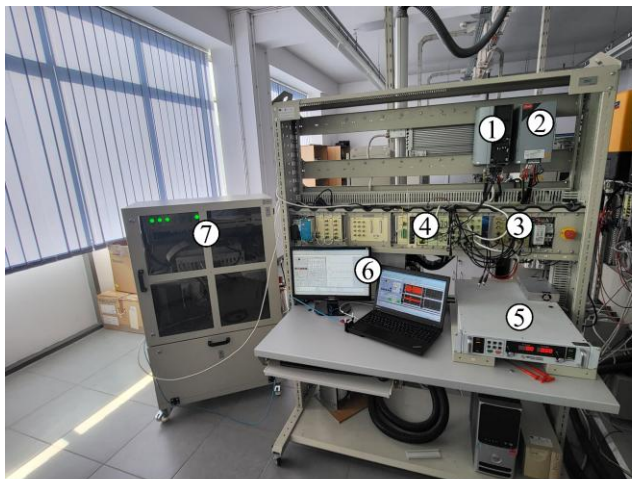
Validările experimentale urmează îndeaproape simulările prezentate în capitolul 3. Prin urmare, acest capitol prezintă validările experimentale ale sistemului BESS propus pentru următoarele caracteristici dezvoltate în cadrul acestei teze:

- 1) Validarea controlului inverterului, în special în ceea ce privește controlul puterii, armonicele de curent și compensarea dezechilibrelor.
- 2) Validarea suportului adaptiv dezvoltat în timpul variațiilor de putere ale EAF, utilizând sistemul BESS pentru a atenua impactul acestuia asupra sistemului electroenergetic cubanez.
- 3) Validarea răspunsului BESS în condiții de VFRT.
- 4) Evaluarea performanței inverterului BESS ca filtru de putere activ pentru atenuarea distorsiunilor armonice generate de EAF.

4.1. Configurația experimentală

Experimentele au fost efectuate utilizând un banc de testare PHIL la scară de laborator, alcătuit din elementele prezentate în Figura 4.1. Configurația principală a echipamentului constă dintr-un VSI de 5 kW, un filtru LC și o sursă de curent continuu de 650 V la legătura de curent continuu. Un convertor de putere cu patru cadrane (FQPC) de 10 kW emulează comportamentul dinamic în PCC al rețelei electrice din Cuba, în timp ce o sarcină neliniară controlată emulează comportamentul EAF. Parametrii principali ai configurației experimentale sunt prezentați în Tabelul 4.1. Sistemul de control dezvoltat pentru inverterul BESS este implementat folosind o placă dSPACE DS1103, care oferă toate interfețele analogice și digitale necesare pentru sistemul vizat [77].

Tabelul 4.1. Parametrii principali ai sistemului PHIL	
Parametri	Valori
Puterea activă nominală a inverterului	5 kW
Puterea activă nominală a FQPC	10 kW
Tensiune nominală CA de linie	400 V
Frecvență nominală	60 Hz
Tensiunea CC a inverterului	650 V
Frecvența de comutație PWM	10 kHz
Inductanța filtrului	3 mH
Capacitatea filtrului (conectat în stea)	10 μ F
Puterea activă nominală a sarcinii (emulare EAF)	9 kW



- 1.VSI (Voltage Source Inverter)
- 2.LC filter
- 3.V-I transducers
- 4.ADC (Analog interface)
- 5.DC Power Supply
- 6.MATLAB/Simulink and dSPACE/ControlDesk
7. Four-quadrant power converter

Figura 4.1. Vedere de ansamblu a configurației PHIL din laborator.

Diagrama generală de control elaborată în MATLAB/Simulink (Figura 4.2) constă în principal din trei subsisteme: achiziția de date (Figura 4.3), controlul inverterului (Figura 4.5) și generarea PWM (Figura 4.4).

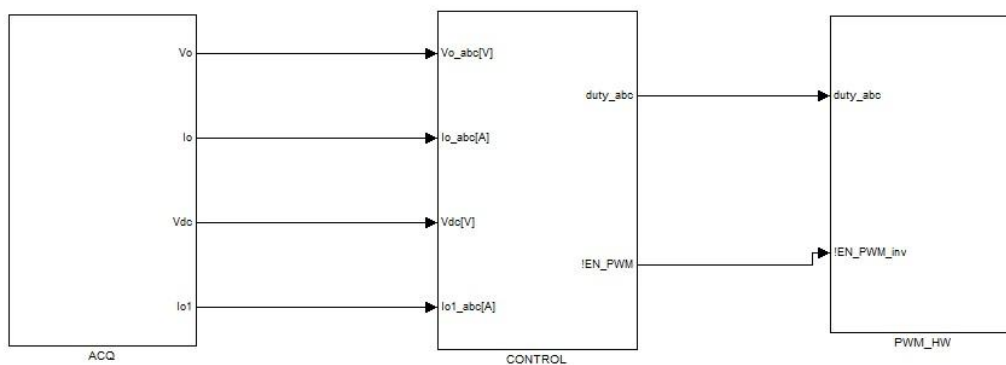


Figura 4.2. Schema generală de control Matlab/Simulink.

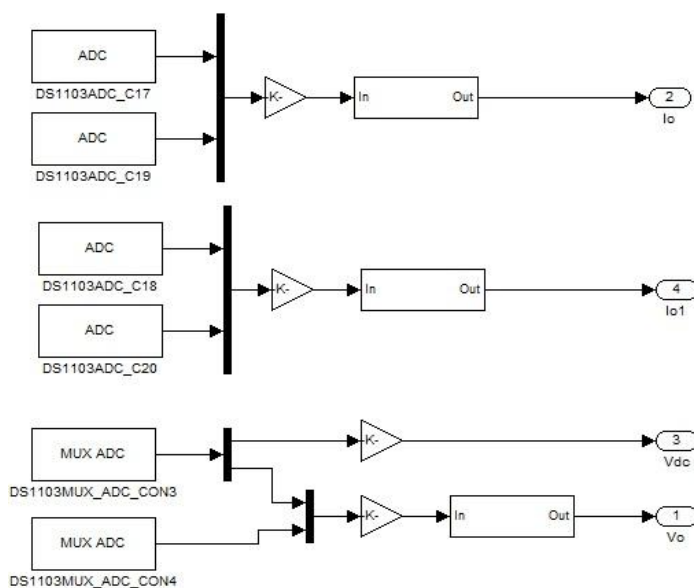


Figura 4.3. Subsistemul de achiziție a datelor.

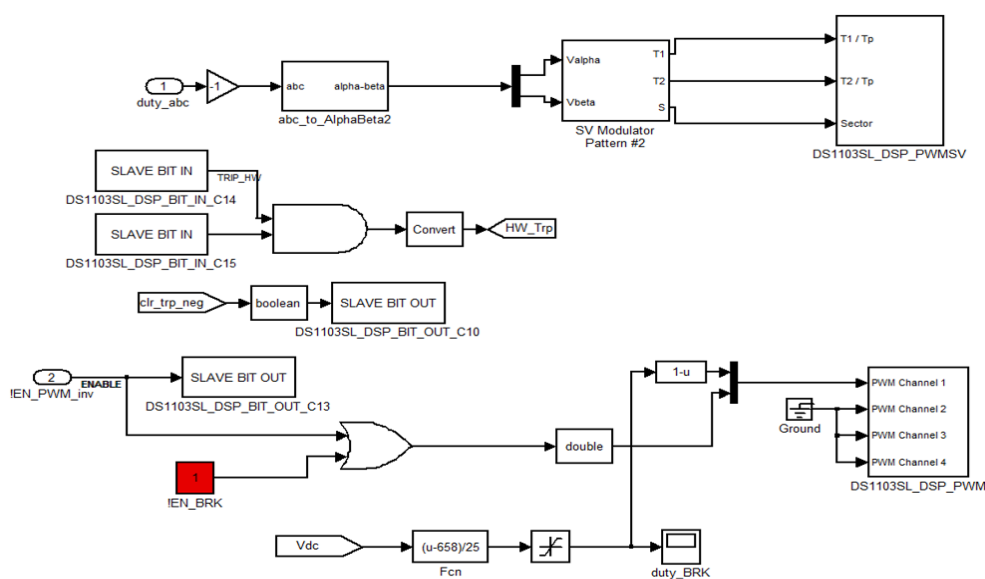


Figura 4.4. Subsistemul de generare PWM.

Pentru a obține rezultatele principale în timpul experimentelor, interfața programului prezentată în Figura 4.6 a fost dezvoltată folosind dSPACE/ControlDesk. Această interfață asigură controlul inverterului, măsurători, gestionarea puterii active și reactive a inverterului, ajustarea unor parametri din cadrul controlului inverterului și blocul de reprezentare grafică în timp real.

Desfășurarea experimentelor a fost împărțită în două etape: în prima etapă, a fost testat controlul intern al inverterului în timp ce acesta era conectat la rețeaua electrică, fără a funcționa în paralel cu emulatorul EAF; în a doua etapă, sistemele de control au fost evaluate în cadrul aplicației EAF prevăzute, în condițiile reale de funcționare ale rețelei electrice cubaneze emulate de FQPC.

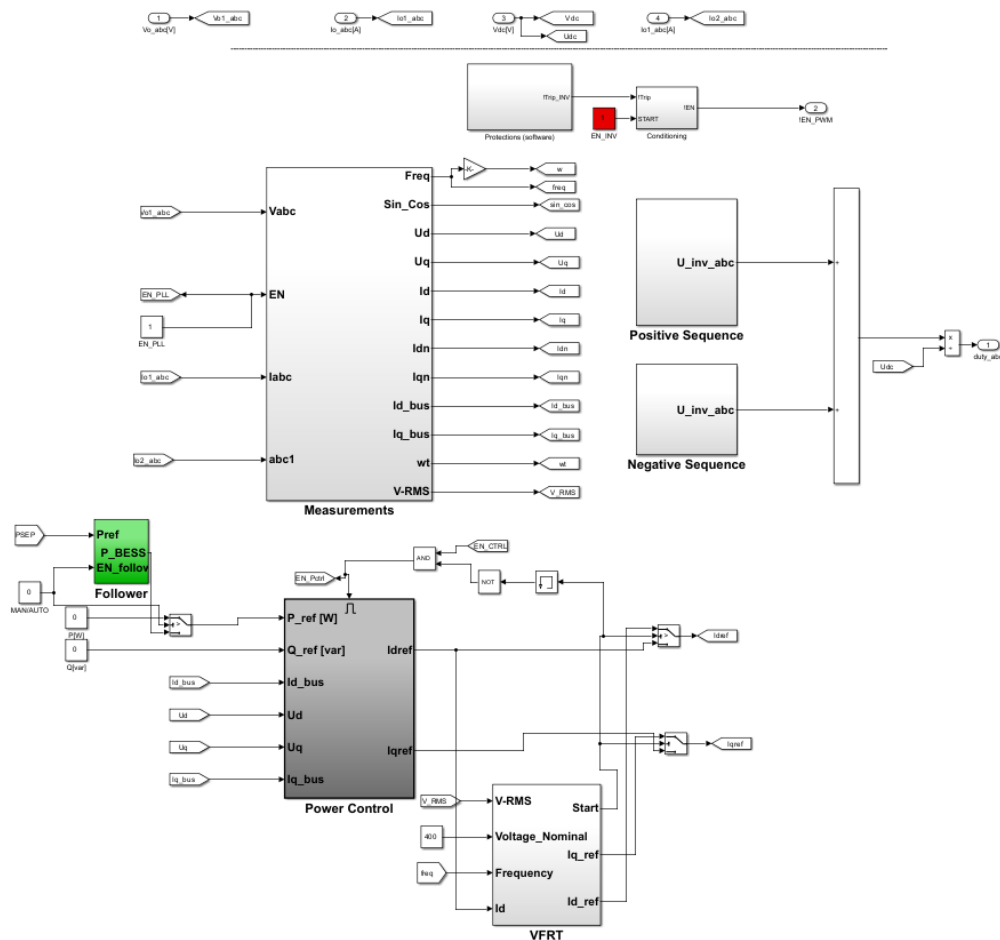


Figura 4.5. Subsistemul de control al inverterului.

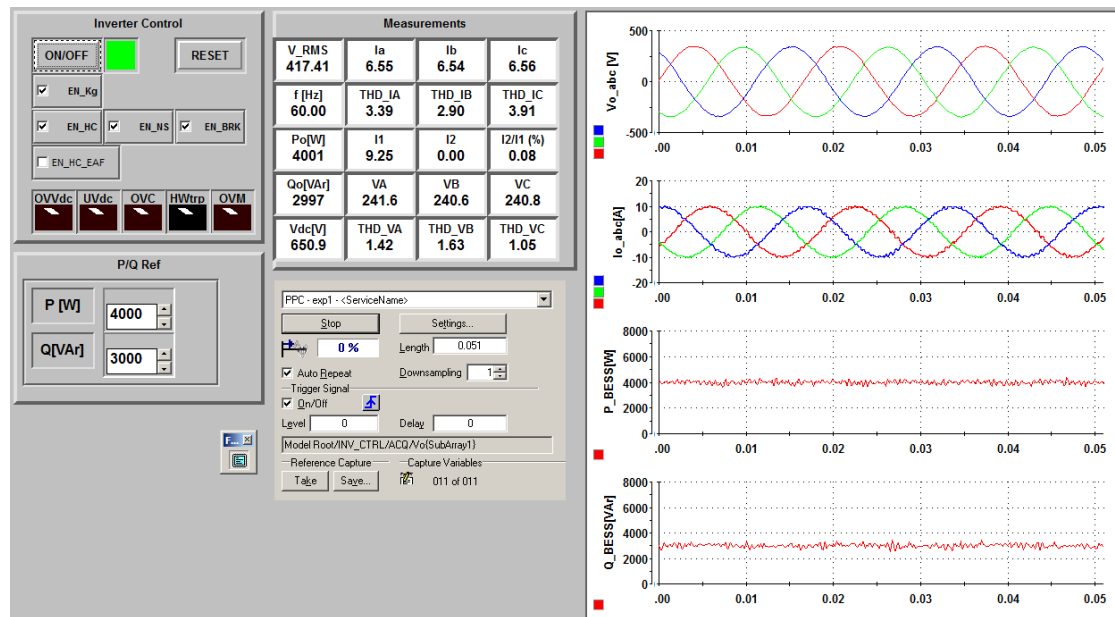


Figura 4.6. Interfața utilizatorului ControlDesk.

4.2. Sisteme de control

Diagrama bloc a controlului curentului GFL este prezentată în secțiunea 4.2.2, unde bucla internă de control al curentului furnizează tensiunile de referință modulatorului PWM cu vectorial spațial care controlează inverterul BESS. Scopul buclei interne de curent este de a controla curentul prin inverter pentru a urma semnalul de referință și a contribui la calitatea energiei convertorului [24]. În plus, există alte cinci bucle de control: controlul puterii, compensarea armonicilor, controlul de curent dezechilibrat, controlul VFRT și încă una pentru controlul principal al compensatorului EAF. Toate sunt implementate conform celor discutate în capitolele anterioare.

4.2.1. Controlul de putere

Figura 4.7 prezintă diagrama bloc Simulink a controlerului de putere, care utilizează două controlere PI care acționează asupra erorii dintre puterile active și reactive de referință (P_{ref} , Q_{ref}) și puterile măsurate. Rezultatele din Figura 4.8 arată că controlul de putere răspunde rapid, în aproximativ două până la trei cicluri ale tensiunii alternative de ieșire. În plus, funcționarea inverterului în toate cele patru cadrane îi permite să emuleze cu precizie comportamentul BESS.

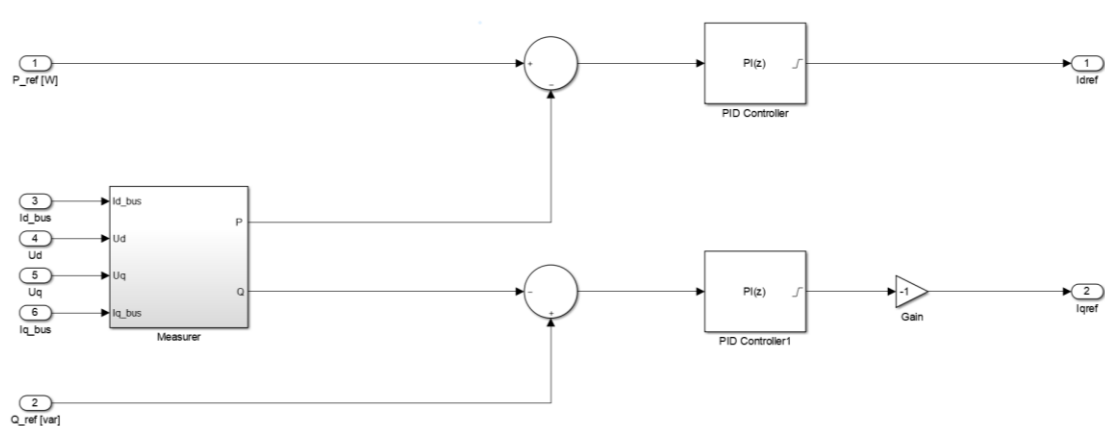
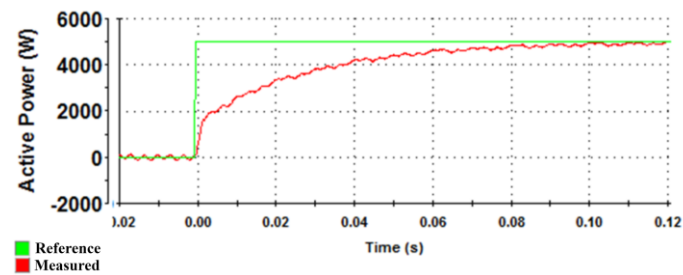
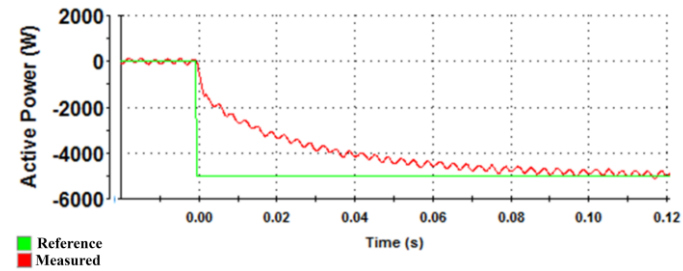


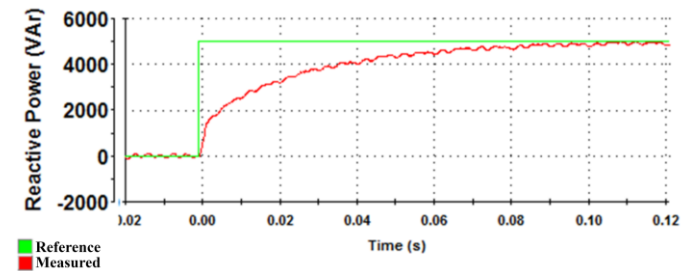
Figura 4.7. Regulator de putere.



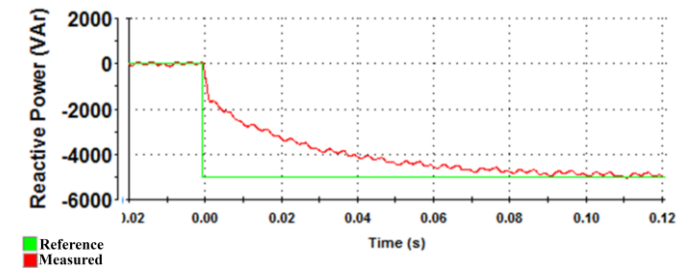
a)



b)



c)



d)

Figura 4.8. Răspunsul invertorului la o variație bruscă a valorilor de referință ale puterii (regula generatorului): a) $P_{ref}=5$ kW; b) $P_{ref}=-5$ kW; c) $Q_{ref}=5$ kVAr; d) $Q_{ref}=-5$ kVAr.

4.2.2. Bucla de control a curentului cu compensare armonică

Controlul GFL implică utilizarea unei bucle de control a curentului interioare sincronizată printr-un PLL, așa cum s-a discutat în secțiunea 2.3.1. Pe lângă controlul componentei fundamentale a curentului, invertorul trebuie să asigure și atenuarea armonicilor de curent. În acest scop, una dintre buclele de control proiectate pentru a îmbunătăți calitatea energiei la ieșirea invertorului este controlul de compensare a armonicilor (Figura 4.9).

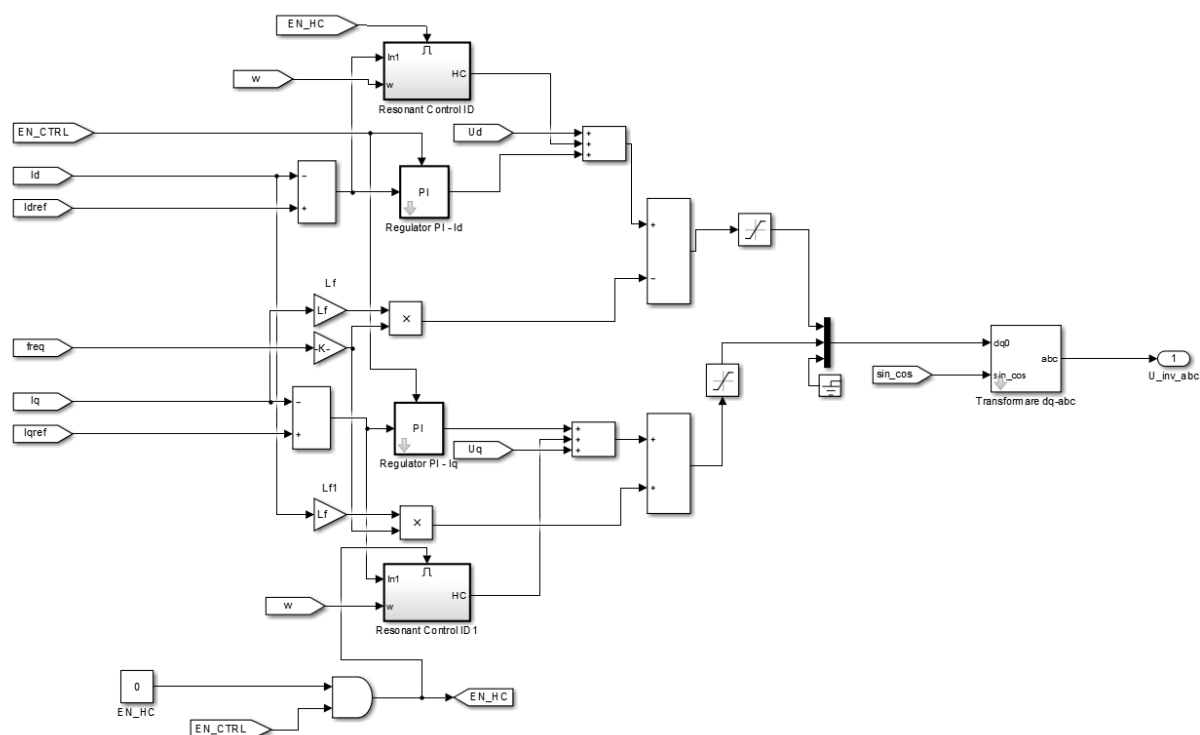


Figura 4.9. Implementarea controlului curentului cu compensare armonică.

Așa cum se arată în Tabelul 4.2, efectul controlului de compensare a armonicilor este reducerea THD-ului curentului pe fază. Acest efect este extrem de benefic pentru asigurarea calității energiei furnizate de inverter către rețea, deoarece asigură conformitatea cu standardele IEEE 1547 și IEC 61727, care stabilesc o limită maximă de 5% pentru THD-ul curentului. În acest context, implementarea controlerului de compensare menține THD-ul întotdeauna sub acest prag. În plus, controlul precis al armonicilor permite îmbunătățirea BESS cu o funcționalitate de filtrare a puterii active, așa cum se va discuta în secțiunea 4.2.6.

Tabelul 4.2. Rezultate generale ale controlului compensării armonicilor

Caz	THD _i _A (%)	THD _i _B (%)	THD _i _C (%)
P=5 kW fără control	2,82	2,74	3,22
P = 5 kW cu control	1,99	2,14	1,56
P = -5 kW fără control	5,51	5,07	5,90
P = -5 kW cu control	1,97	2,15	2,22
Q = 5 kVAr fără control	3,79	3,29	3,69
Q = 5 kVAr cu control	2,52	2,29	2,16
Q=-5 kVAr fără control	4,35	4,27	4,75
Q = -5 kVAr cu control	1,99	2,15	2,89

4.2.3. Regulator de curent dezechilibrat

Acest controler de curent dezechilibrat a fost evaluat în laborator în condiții de dezechilibru la ieșirea inverterului PHIL. În aceste experimente inițiale, nu a fost necesar să se ia în considerare condițiile reale ale sistemului de alimentare, ci doar să se observe procesul de atenuare a curenților dezechilibrați la ieșirea inverterului. Rezultatele sunt prezentate în Tabelul 4.3.

Tabelul 4.3. Rezultatele controlerului de curent dezechilibrat						
Parametri	I_a (A)	I_b (A)	I_c (A)	I_1 (A)	I_2 (A)	I_2 / I_1 (%)
Convertor de curent de ieșire fără control de dezechilibru	3,880	4,600	4,700	6,175	0,710	11.500
Convertor de curent de ieșire cu control de dezechilibru	4,380	4,380	4,380	6.175	0,005	0,081

După cum se poate observa din Tabelul 4.3, atunci când inverterul funcționează fără un controler de dezechilibru, gradul de dezechilibru al curenților de ieșire ajunge la 11,5%. Cu toate acestea, prin implementarea controlerului de dezechilibru al curentului, această valoare este redusă semnificativ la 0,081%. În aceste condiții, inverterul respectă una dintre cerințele privind calitatea energiei electrice prevăzute de standardele internaționale GC.

4.2.4. Implementarea unui compensator adaptiv BESS cu logică fuzzy

O diagramă bloc a configurației instalației de laborator utilizate pentru testele de compensare a BESS este prezentată în Figura 4.10. Următoarele rezultate experimentale sunt obținute pentru unul dintre cele mai severe scenarii, cu inerția sistemului de alimentare de $58 \text{ MWs}^2/\text{rad}$ și o constantă de amortizare de $25 \text{ MW}/\text{rad}/\text{s}$. Figura 4.11 prezintă principalele rezultate experimentale, inclusiv puterile active ale EAF și BESS, precum și frecvența sistemului de alimentare. Valoarea de referință pentru reprezentarea puterilor active în p.u. a fost de 10 kW pentru puterea reală și de 50 MW pentru puterea emulată. În plus, sunt prezentate variația parametrului T_s al filtrului, furnizată de FLC, și valoarea parametrului CC_{rate} al bateriei.

Tabelul 4.4 prezintă o comparație între rezultatele simulării și cele experimentale, pe baza indicilor de performanță prezentați anterior. După cum se poate observa, toate valorile sunt apropiate, cea mai mare diferență fiind observată în ceea ce privește durata în care frecvența depășește limita superioară de 60,2 Hz în timpul reducerii rapide a puterii cuptorului la sfârșitul procesului de topire. În ceea ce privește abaterea frecvenței, atât rezultatele experimentale, cât și cele ale simulării arată că frecvența rămâne constant peste 59,7 Hz pe parcursul întregului proces, atingându-se astfel obiectivul principal.

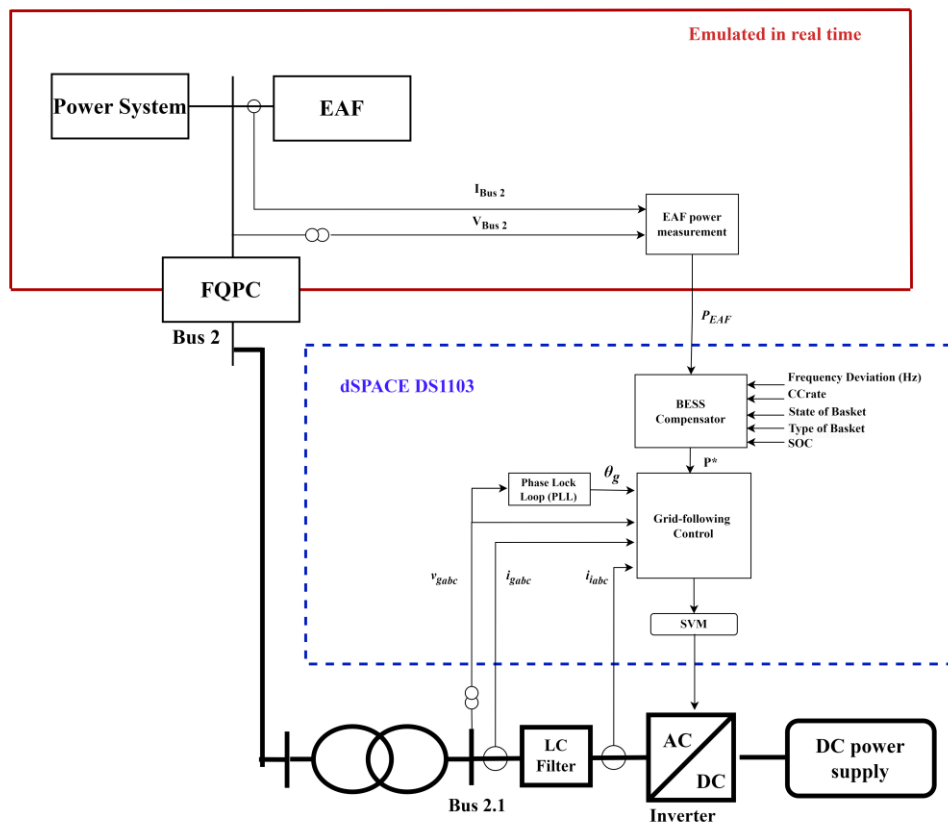


Figura 4.10. Diagrama bloc a configurației PHIL de laborator.

Tabelul 4.4. Comparație între rezultatele simulărilor și cele experimentale pentru scenariul cel mai dificil

Parametri	Rezultate ale simulării	Rezultate experimentale
Putere medie (p.u.)	0,152	0,157
Frecvența maximă (Hz)	60,280	60,286
Frecvența minimă (Hz)	59,741	59,731
Timp $f > 60,2$ Hz (s)	33,461	73
Timp $f < 59,7$ Hz (s)	0	0
Rata C cumulativă medie (pu)	0,304	0,316

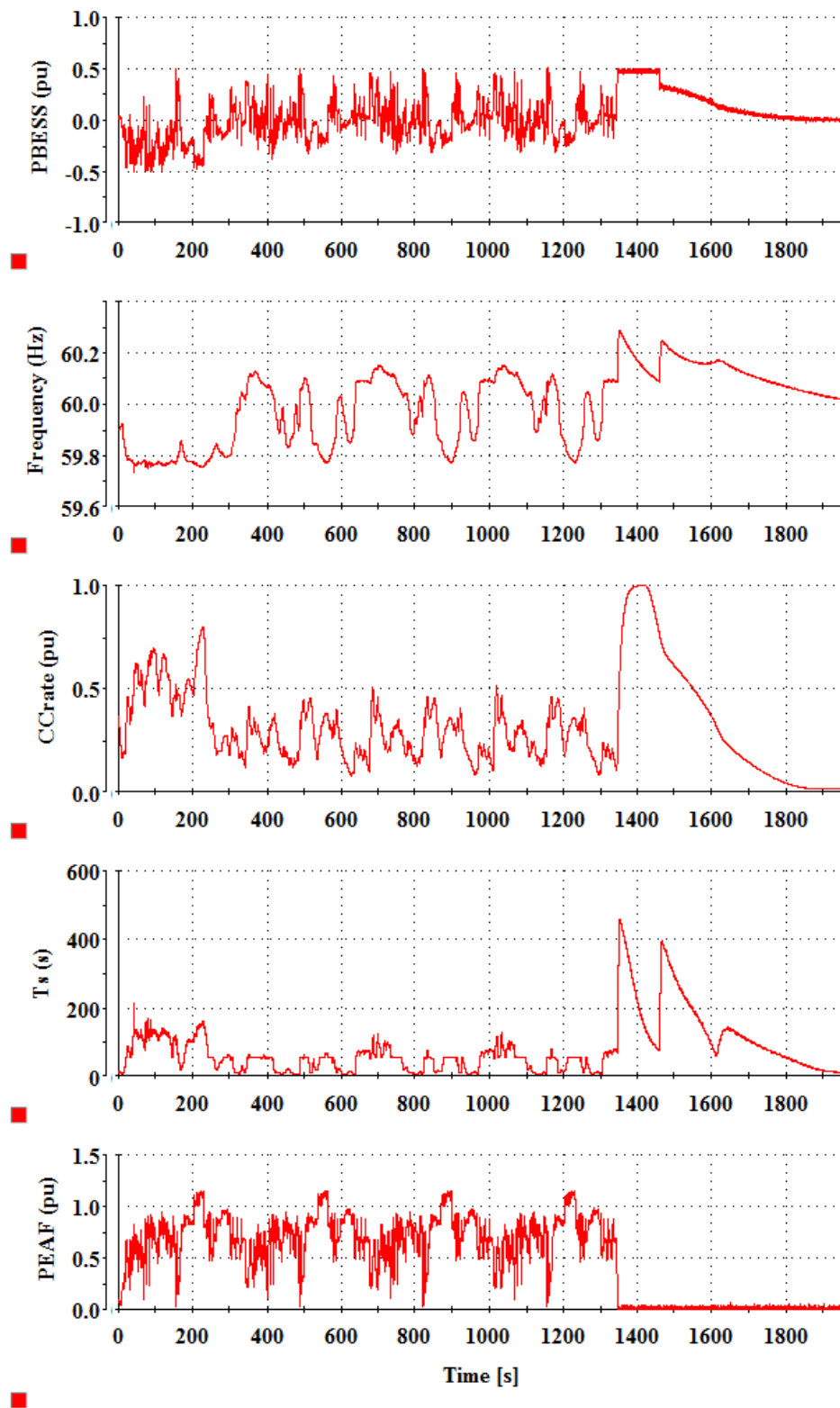
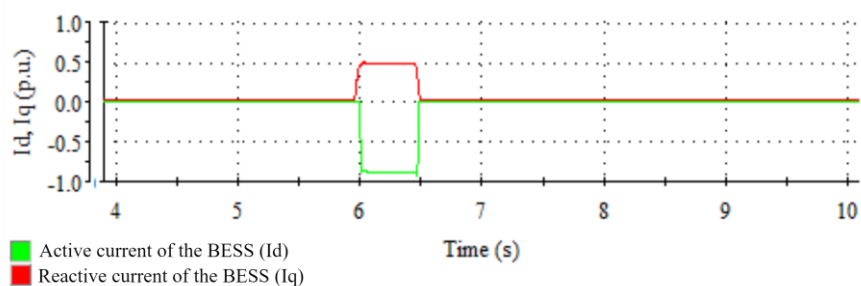


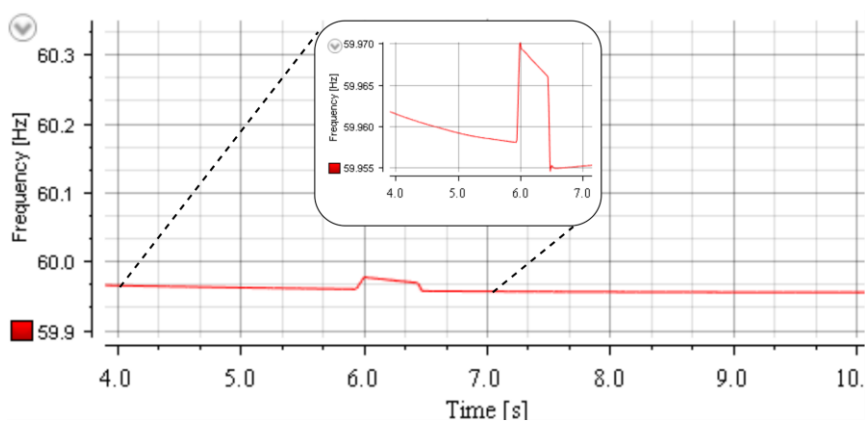
Figura 4.11. Rezultate experimentale pentru scenariul cel mai dificil.

4.2.5. Controlul VFRT

Analiza experimentală are ca scop validarea implementării și fezabilității VFRT fuzzy prezentat în această lucrare. Au fost efectuate analize detaliate pentru cele trei variante de gol de tensiune, luând în considerare o inerție a sistemului electroenergetic cubanez de $58 \text{ MWs}^2/\text{rad}$ și o constantă de amortizare de 25 MW/rad/s . Rezultatele diferitelor experimente sunt prezentate în Figura 4.12 – Figura 4.14, unde sunt incluse comportamentul curenților activi și reactivi ai BESS, împreună cu comportamentul frecvenței sistemului la apariția golurilor de tensiune.

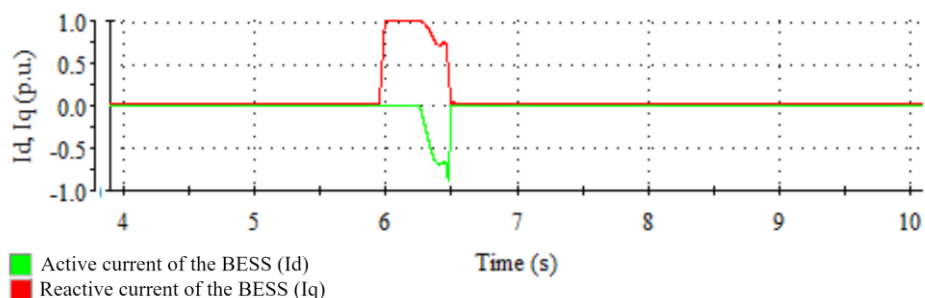


a)



b)

Figura 4.12. Comportamentul sistemului pentru un gol de tensiune de 0,8 p.u.: a) curenții activi și reactivi ai BESS; b) frecvența sistemului.



a)

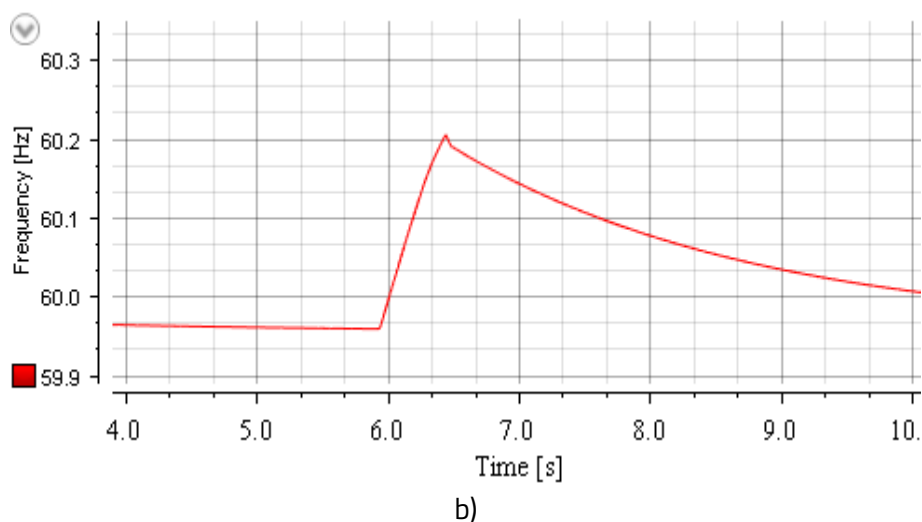


Figura 4.13. Comportamentul sistemului în cazul unui gol de tensiune de 0,5 p.u.: a) curenții activi și reactivi ai BESS; b) frecvența sistemului.

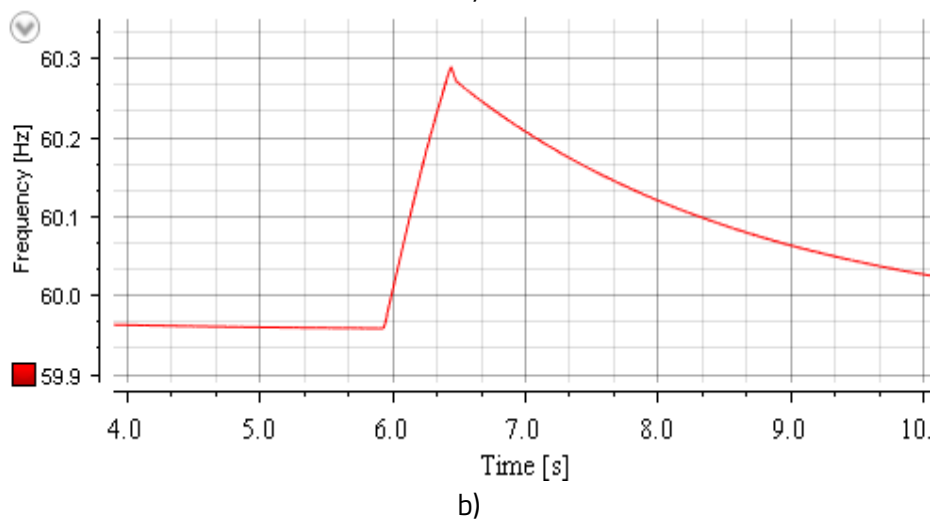
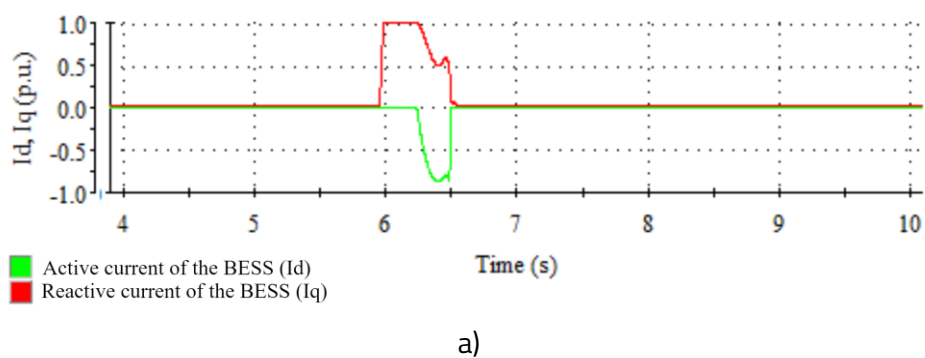


Figura 4.14. Comportamentul sistemului pentru un gol de tensiune de 0,2 p.u.: a) curenții activi și reactivi ai BESS; b) frecvența sistemului.

Tabelul 4.5 prezintă o comparație între rezultatele analizelor experimentale și cele obținute prin simulare în scenariile în care se produce abaterea maximă de frecvență în rețeaua electrică. În general, valorile sunt foarte similare, deși se observă o ușoară reducere a abaterii maxime de frecvență în experimente comparativ cu simulările. Aceste rezultate demonstrează eficacitatea

controlerului adaptiv fuzzy VFRT prezentat în acest studiu, care contribuie simultan la reducerea abaterii de frecvență și la asigurarea suportului pentru rezistența la defecțiuni prin injectarea de curent reactiv.

Tabelul 4.5. Comparație între rezultatele simulărilor și cele experimentale pentru diferitele scenarii

Parametri	Cădere de tensiune (0,8 p.u.)		Cădere de tensiune (0,5 p.u.)		Cădere de tensiune (0,2 p.u.)	
	Rezultatele simulării	Rezultate experimentale	Rezultatele simulării	Rezultate experimentale	Rezultatele simulării	Rezultate experimentale
Δf (Hz)	0,030	0,040	0,234	0,203	0,340	0,290
I_d_{BESS} (Δf_{max}) (p.u.)	-0,863	-0,862	-0,874	-0,896	-0,903	-0,908
I_q_{BESS} (Δf_{max}) (p.u.)	0,460	0,472	0,490	0,443	0,428	0,419

4.2.6. BESS ca filtru activ pentru compensarea armonicelor.

Această secțiune evaluează experimental capacitatea inverterului BESS de a detecta și minimiza distorsiunile armonice produse de EAF în rețea. Analiza se bazează inițial pe o validare statistică riguroasă, menită să verifice acuratețea modelului de simulare în raport cu datele obținute în cadrul experimental. Această evaluare ia în considerare în mod specific spectrul armonic caracteristic al modelului matematic EAF detaliat în [56]. Odată stabilită robustețea statistică a modelului, se efectuează o analiză cantitativă a compensării armonicelor obținute în testele de laborator, validând astfel eficacitatea BESS atunci când funcționează ca filtru activ în rețelele industriale.

Dezvoltarea sistemului experimental și validarea modelului de simulare

Evaluarea compensării armonicelor pentru EAF a fost realizată utilizând un sistem experimental conceput pentru a emula comportamentul său neliniar în timp real. Acest sistem a constatat dintr-o sarcină programabilă de 9 kW conectată la PCC, care emula modelul neliniar al EAF, integrată în paralel cu inverterul BESS. Atenuarea armonicelor a fost realizată prin algoritmul de control detaliat anterior în secțiunea 2.3.6.

Baza de date de validare

Pentru a efectua analiza discrepanțelor, au fost măsurate valorile amplitudinii curentului (exprimate ca procent din componenta fundamentală) pentru armonicile de ordinul 2 până la 20 pe cele trei faze ale sistemului. Distorsiunea armonică individuală (IHD), definită ca raportul dintre

valoarea RMS a unei componente armonice specifice și valoarea RMS a componentei fundamentale, a fost utilizată ca indicator de evaluare. Spectrul armonic al curentului din EAF, până la a 20-a armonică și bazat pe modelul discutat în secțiunea 2.3.6, a fost reprodus folosind sarcina programabilă, iar valorile măsurate, comparate cu cele obținute din simulări, sunt prezentate în Tabelul 4.6.

Tabelul 4.6. Rezultate comparative pentru curentul IHD [%] al EAF						
	FAZA A		FAZA B		FAZA C	
Ordinea armonică	Experimental	Simulare	Experimental	Simulare	Experimental	Simulare
2	1,011	1,174	1,118	1,021	0,615	1,126
3	0,097	0,642	0,622	0,618	0,787	0,628
4	0,237	0,474	0,084	0,434	0,248	0,434
5	7,984	10,534	7,604	10,321	7,743	10,433
6	0,430	0,358	0,116	0,355	0,270	0,357
7	4,282	5,415	4,219	5,293	4,195	5,319
8	0,226	0,263	0,127	0,238	0,302	0,247
9	0,441	0,221	0,274	0,227	0,270	0,222
10	0,118	0,200	0,179	0,203	0,097	0,190
11	2,055	2,176	2,141	2,108	2,017	2,152
12	0,097	0,193	0,179	0,191	0,075	0,193
13	1,313	1,561	1,445	1,542	1,596	1,559
14	0,054	0,155	0,148	0,142	0,151	0,149
15	0,258	0,123	0,169	0,134	0,377	0,125
16	0,043	0,127	0,074	0,124	0,129	0,127
17	0,775	0,921	0,875	0,886	0,625	0,895
18	0,097	0,118	0,084	0,124	0,097	0,122
19	0,204	0,737	0,084	0,708	0,173	0,732
20	0,075	0,111	0,000	0,101	0,065	0,106

După cum se poate observa în tabelul de mai sus, armonicile de ordinul 5 și 7 prezintă cele mai ridicate niveluri de distorsiune. În general, rezultatele experimentale sunt în concordanță cu cele obținute prin simulare, întrucât armonicile prezente în testele experimentale sunt de același ordin cu cele raportate în [56].

Evaluarea calității energiei electrice fără compensare

Conform analizei preliminare din Figura 4.15, rezultatele experimentale pentru curentul IHD arată că armonicile 2, 5, 7, 11, 13, 17 și 19 depășesc limitele stabilite de standardul IEEE 519. Pe lângă aceste valori procentuale, formele de undă obținute în laborator (prezentate în Figura 4.16) confirmă vizual distorsiunea severă în fiecare dintre faze, așa cum era de așteptat în timpul funcționării EAF.

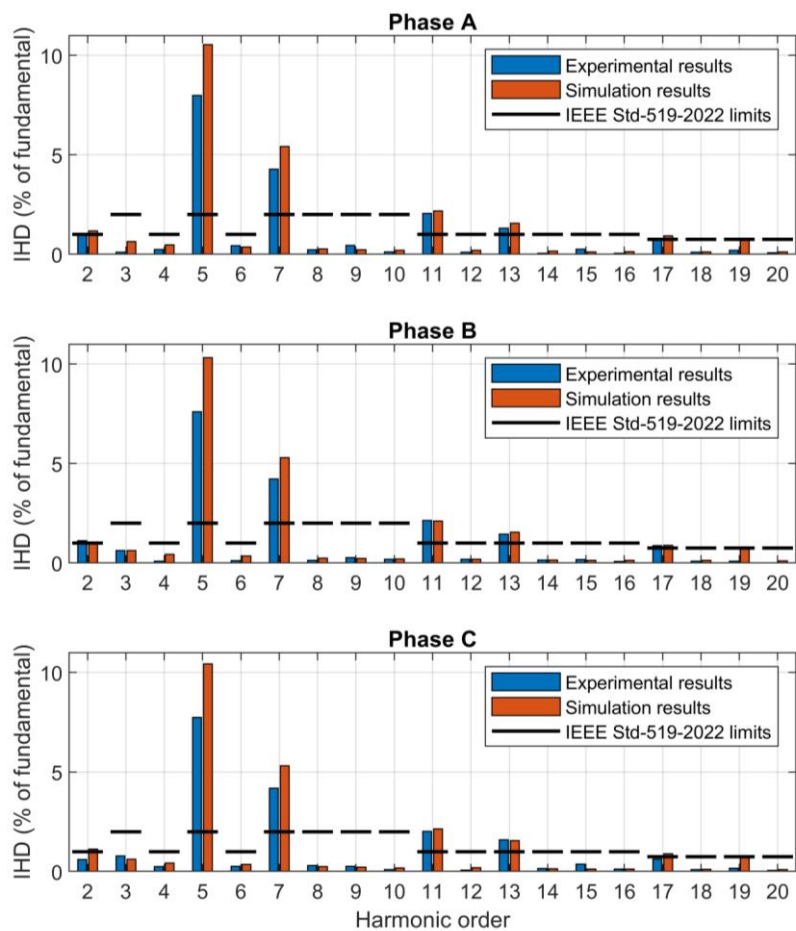


Figura 4.15. Spectrul armonic al curentului pe faze în comparație cu limitele standardului IEEE 519-2022.

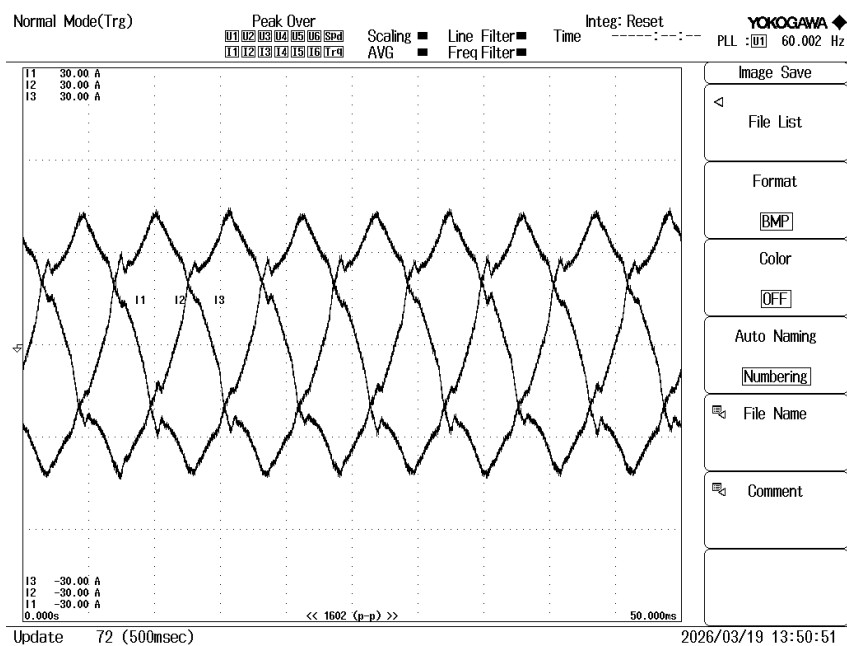


Figura 4.16. Formele de undă ale curentului de fază fără compensare armonică.

Asemănarea dintre formele de undă experimentale și cele obținute în simulări [56] confirmă acuratețea reprezentării experimentale a EAF. Așa cum s-a discutat și în secțiunea 3.4.1, nivelurile TDD pe fază (care depășesc 9%) depășesc limita de 2,5% specificată în standardul IEEE 519. În consecință, este necesară intervenția sistemului de compensare la PCC prin intermediul BESS, descrisă în secțiunea următoare.

Implementarea și rezultatele experimentale ale compensării armonicelor în cuptorul cu arc electric

Așa cum s-a discutat în 2.3.6, pe lângă funcția sa principală, BESS poate contribui, de asemenea, la îmbunătățirea calității energiei electrice în timpul funcționării EAF. În acest scop, a fost implementat un control de filtrare activă în cadrul inverterului BESS. Testele experimentale ale acestui scenariu au implicat utilizarea unei sarcini neliniare care generează curenți armonici similari cu cei ai unui EAF. Figura 4.17 prezintă formele de undă ale curentului de fază la PCC cu compensarea armonicelor.

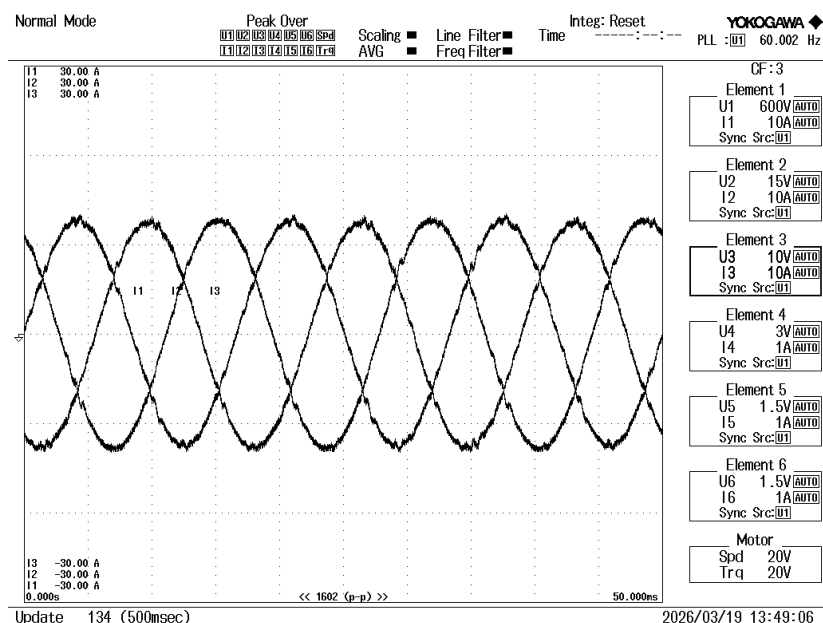


Figura 4.17. Formele de undă ale curentului de fază cu compensarea armonicelor.

În ceea ce privește valorile TDD pe fază, s-au obținut valori de 1,26% (faza A), 1,19% (faza B) și 1,39% (faza C), toate fiind sub limita de 2,5% stabilită de standardul IEEE 519. Figura 4.18 prezintă o comparație între spectrul armonic al curentului obținut atât în simulare, cât și în testele experimentale, cu pragurile reglementate. Rezultatele confirmă faptul că, în ambele scenarii, atenuarea armonicelor este eficientă și respectă strict standardul.

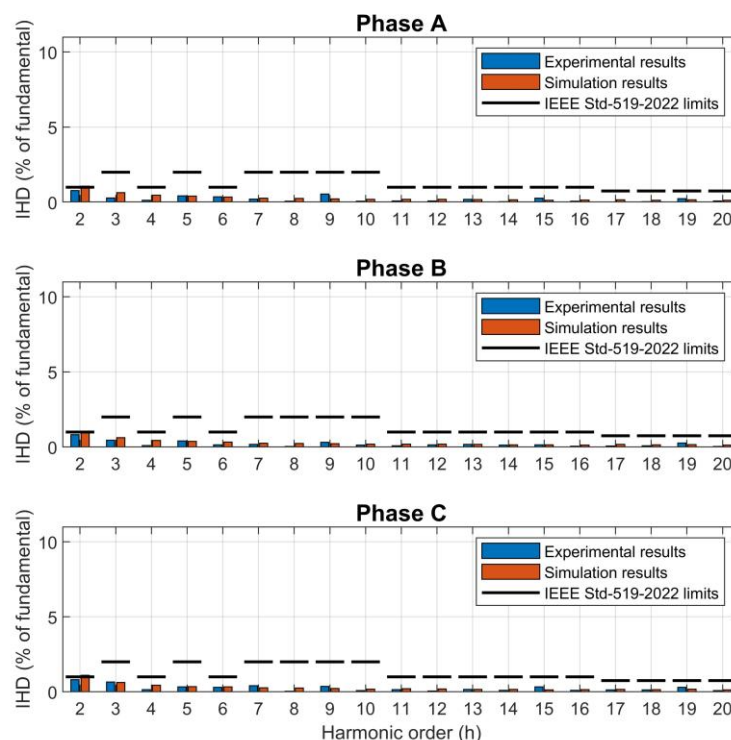


Figura 4.18. Spectrul curentului armonic în PCC pentru fiecare fază (experiment, simulare și limitele standardului IEEE Std-519-2022).

4.3. Concluzii

Acest capitol a prezentat validări experimentale ale sistemului de control propus pentru sistemul BESS studiat, care funcționează în paralel cu un EAF în rețeaua electrică din Cuba. Implementarea experimentală a fost realizată în laborator și s-a bazat pe o abordare PHIL, având ca obiectiv principal validarea controlului invertorului BESS în diverse scenarii care apar la punctul de conectare la rețea al EAF (variații de frecvență, variații de tensiune, dezechilibre, armonici). Rețeaua electrică a fost emulată cu ajutorul unui FQPC capabil să genereze variații de frecvență în conformitate cu modelul dinamic al rețelei electrice și perturbații de tensiune pentru testarea VFRT. Implementarea sistemului de control s-a bazat pe o placă de control în timp real dSPACE DS1103 și pe software-ul asociat.

Experimentarea acestor strategii de control, precum și funcționarea lor coordonată, constituie obiectivele principale ale acestui capitol, care sunt rezumate după cum urmează:

- Analiza răspunsului BESS pentru compensarea puterii active a EAF, în vederea reducerii impactului EAF asupra stabilității frecvenței în sistemul electric cubanez,
- Analiza răspunsului BESS la variații de tensiune (gol, vârf) din sistemul electric,
- Modelarea EAF pentru analiza armonicelor și a factorului de putere,
- Comportamentul BESS ca compensator al factorului de putere,
- Analiza comportamentului BESS ca filtru activ în prezența armonicelor în rețeaua oțelăriei.

CONCLUZII FINALE

Această teză de doctorat a dezvoltat și validat o strategie de control multifuncțională pentru un sistem BESS, concepută special pentru a atenua impactul negativ al EAF asupra rețelelor electrice vulnerabile. Rețeaua electrică din Cuba servește drept studiu de caz principal, unde funcționarea EAF prezintă provocări semnificative pentru stabilitatea și performanța rețelei. Obiectivul central a fost asigurarea stabilității frecvenței rețelei, compensând simultan factorul de putere și reducând distorsiunea armonică în oțelărie.

Structura cercetării este prezentată după cum urmează:

- **Context și fundamentare:** În prima fază, au fost analizate relevanța și aplicațiile critice ale sistemelor BESS în rețelele electrice moderne, evidențiindu-se caracterul lor indispensabil în sisteme cu capacitate redusă de reglare a frecvenței, precum rețeaua cubaneză.
- **Modelare și control:** A doua și a treia parte s-au concentrat pe proiectarea sistemelor de control și pe modelarea matematică detaliată a componentelor circuitului oțelăriei. Aceasta a inclus modelarea comportamentului neliniar al EAF și integrarea sistemului BESS pe baza unei arhitecturi de invertor de tip grid-following. În cadrul acestei abordări, sistemul acționează ca o sursă de curent controlată care monitorizează frecvența și tensiunea la punctul comun de conexiune a EAF cu rețeaua (PCC), facilitând atenuarea armonicilor și compensarea factorului de putere în timp real, menținând în același timp stabilitatea frecvenței în cadrul sistemului electroenergetic.
- **Validare și inovație:** Etapa finală a constat în validarea experimentală și prin simulare a strategiilor propuse. O inovație științifică notabilă o reprezintă implementarea controlerelor fuzzy într-un mediu de aplicații industriale, optimizând răspunsul sistemului la natura stocastică a EAF. În plus, validarea în laboratorul PHIL s-a dovedit a fi un instrument puternic pentru dezvoltarea și reglarea experimentală a strategiilor de control ale sistemului BESS.

Rezultatele obținute confirmă faptul că integrarea unui BESS în sistemul electric al unei oțelării conectate la o rețea slabă nu este doar o opțiune viabilă din punct de vedere tehnic pentru menținerea stabilității operaționale, ci reprezintă și o îmbunătățire substanțială a indicilor de calitate a energiei electrice și a eficienței producției din industrie.

Impactul cercetării

- **Impactul asupra eficienței industriale:** Soluția propusă permite EAF să funcționeze la putere maximă încă de la începutul procesului, fără restricțiile de „rampă ușoară” impuse în prezent de operatorul de sistem din Cuba. Acest lucru reduce direct timpul de topire, consumul specific de energie și uzura prematură a electrozilor și a materialelor refractare. Deși soluția a fost adaptată la condițiile actuale ale sistemului electroenergetic cubanez,

ea stabilește totodată un cadru operațional general pentru îmbunătățirea calității energiei electrice în aplicații industriale similare.

- **Impact economic:** Capacitatea propusă a sistemului BESS îmbunătățește condițiile din industria siderurgică, permițând funcționarea continuă în ciuda constrângerilor sistemului electroenergetic cubanez, contribuind în același timp la îmbunătățirea calității energiei electrice (de exemplu, corectarea factorului de putere). Acest lucru reduce pierderile financiare și îmbunătățește rentabilitatea oțelăriilor, cum ar fi „Antillana de Acero”, care este considerată cazul de referință în acest studiu.
- **Impactul asupra funcționării sistemului:** Prin atenuarea fluctuațiilor bruște de tensiune în PCC, se reduce riscul de instabilitate a frecvenței și de posibile întreruperi totale ale sistemului, ceea ce duce la o siguranță sporită a sistemului electroenergetic cubanez.
- **Perspective tehnologice:** Această teză stabilește o foaie de parcurs tehnică pentru tranziția de la soluții de compensare pasivă la sisteme flexibile de electronică de putere, demonstrând că stocarea energiei este cea mai viabilă soluție cuprinzătoare pentru decarbonizare și industrializare în sistemele electrice cu resurse de reglare limitate.

Contribuția științifică și tehnică

- A fost dezvoltat un model de control fuzzy pentru un sistem BESS care compensează fluctuațiile puterii active ale EAF; în paralel cu acest control, factorul de putere este reglat dinamic în timpul etapei de topire, împreună cu compensarea armonicilor.
- Implementarea controlului bazat pe BESS s-a dovedit capabilă să crească factorul de putere de la niveluri ineficiente (0,83) la valorile țintă (0,93), depășind limitările filtrelor pasive tradiționale, care suferă de obsolescență și de o lipsă de adaptabilitate.
- S-a demonstrat că utilizarea unui BESS de 25 MW permite menținerea frecvenței în banda moartă permisă a sistemului electroenergetic cubanez (59,7–60,2 Hz), reducând dependența de controlul primar al sistemului, care este în prezent insuficient în contextul studiat.

REFERINȚE (Selective)

- [1] M. M. Abadi, H. Tang, and M. M. Rashidi, "A review of simulation and numerical modeling of electric arc furnace (EAF) and its processes," *Heliyon*, vol. 10, no. 11, p. e32157, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e32157.
- [2] Z. Łukasik and Z. Olczykowski, "Estimating the Impact of Arc Furnaces on the Quality of Power in Supply Systems," *Energ. 2020*, vol. 13, Mar. 2020, doi: 10.3390/en13061462.
- [3] H. Andrei, C. Cepisca, and S. Grigorescu, "Power Quality and Electrical Arc Furnaces," 2011. doi: 10.5772/15996.
- [4] J. E. Dominguez, J. Rekola, O. E. Torres Breffe, and C. R. Capablanca, "Use of Battery Energy Storage with Electric Arc Furnace to Improve Frequency Stability of Weak Power System," in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Oct. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640151.
- [5] J. E. Domínguez, O. E. Torres Breffe, I. Serban, C. B. González, and C. Revuelta Capablanca, "The Impact of Electric Arc Furnaces on the Cuban Power System: Existing Approaches and Future Prospects," in *2023 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*, Nov. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISFEE60884.2023.10637080.
- [6] J. E. Domínguez, I. Serban, and O. E. T. Breffe, "Adaptive voltage fault ride-through control of a battery energy storage system according to the cuban grid code," *Energy 360*, vol. 4, p. 100033, Dec. 2025, doi: 10.1016/j.energ.2025.100033.
- [7] G. G. Farivar *et al.*, "Grid-Connected Energy Storage Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies," *Proc. IEEE*, vol. 111, no. 4, pp. 397–420, Apr. 2023, doi: 10.1109/JPROC.2022.3183289.
- [8] K. Prakash *et al.*, "A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions," *Front. Energy Res.*, vol. 10, 2022, Accessed: Nov. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.971704>
- [9] W.-J. Kim, Y.-S. Lee, and Y.-H. Chun, "Assessment of Primary Control Reserve Requirement from Generator Considering a Battery Energy Storage System," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 15, no. 1, pp. 315–324, Jan. 2020, doi: 10.1007/s42835-019-00319-2.
- [10] K. Stein, M. Tun, K. Musser, and R. Rocheleau, "Evaluation of a 1 MW, 250 kW-hr Battery Energy Storage System for Grid Services for the Island of Hawaii," *Energies*, vol. 11, no. 12, Art. no. 12, Dec. 2018, doi: 10.3390/en11123367.
- [11] D. Gamage, C. Wanigasekara, A. Ukil, and A. Swain, "Multi-level consensus based load frequency controller with multi-battery energy storage systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 239, p. 111208, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.epsr.2024.111208.
- [12] A. Saldarini, M. Longo, M. Brenna, and D. Zaninelli, "Battery Electric Storage Systems: Advances, Challenges, and Market Trends," *Energies*, vol. 16, no. 22, Art. no. 22, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16227566.

- [13] V. Virulkar and M. V. Aware, "Reactive and real power compensation with DSTATCOM and BESS for mitigation of flicker," *Int. J. Power Energy Convers.*, vol. 1, Jan. 2009, doi: 10.1504/IJPEC.2009.029055.
- [14] H. Toopchizadeh, M. Zallaghi, M. Moradi, and S. Shahmoradi, "An effective shunt active power filter based on novel binary multilevel inverter and optimal type-2 fuzzy system to accurately mitigate harmonic currents," *Evol. Syst.*, vol. 14, no. 5, pp. 783–800, Oct. 2023, doi: 10.1007/s12530-022-09465-x.
- [15] V. B. Virulkar and M. V. Aware, "DSTATCOM with BESS, an efficient means for flicker mitigation," in *TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference*, Nov. 2008, pp. 1–6. doi: 10.1109/TENCON.2008.4766740.
- [16] G. A. Orcajo, J. M. Cano, J. G. Norriella, F. P. G., C. H. Rojas, and J. R. D., "Hybridization of a Wind Farm and a Photovoltaic Plant in a Steelworks with an Energy Storage System," in *2023 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Oct. 2023, pp. 1–7. doi: 10.1109/IAS54024.2023.10406767.
- [17] A. Fahren, K. Banjar Nahor, C. D. Widjaja, and N. Hariyanto, "Static Watt Compensator and Battery Energy Storage System for Frequency Stability Considering Smelter: A Comparison," Dec. 2020. doi: 10.1109/PECon48942.2020.9314465.
- [18] S. Sakib, Md. B. Hossain, M. A. Zamee, M. J. Hossain, and Md. A. Habib, "Role of battery energy storage systems: A comprehensive review on renewable energy zones integration in weak transmission networks," *J. Energy Storage*, vol. 128, p. 117223, Aug. 2025, doi: 10.1016/j.est.2025.117223.
- [19] F. Barrero-González, M. I. Milanés-Montero, E. González-Romera, C. Roncero-Clemente, and P. González-Castrillo, "El Control de Potencia y Frecuencia en los Sistemas Eléctricos Multiárea. Revisión y Nuevos Retos," *Rev. Iberoam. Automática E Informática Ind. RIAI*, vol. 12, no. 4, pp. 357–364, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.riai.2015.07.001.
- [20] K. Prabhakar, S. K. Jain, and P. K. Padhy, "Inertia estimation in modern power system: A comprehensive review," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 211, p. 108222, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108222.
- [21] P. Kundur and N. J. Balu, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [22] R. Rajan, F. M. Fernandez, and Y. Yang, "Primary frequency control techniques for large-scale PV-integrated power systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 144, p. 110998, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110998.
- [23] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi, and V. Valverde, "Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1501–1514, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.09.030.
- [24] R. Aljarrah, B. B. Fawaz, Q. Salem, M. Karimi, H. Marzoghi, and R. Azizipanah-Abarghooee, "Issues and Challenges of Grid-Following Converters Interfacing Renewable Energy Sources in Low Inertia Systems: A Review," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 5534–5561, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3349630.
- [25] "IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities," *IEEE Std 1204-1997*, pp. 1–216, Jan. 1997, doi: 10.1109/IEEESTD.1997.85949.

- [26] T. Ahmad and D. Zhang, "A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far," *Energy Rep.*, vol. 6, pp. 1973–1991, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.07.020.
- [27] O. Smith, O. Cattell, E. Farcot, R. D. O'Dea, and K. I. Hopcraft, "The effect of renewable energy incorporation on power grid stability and resilience," *Sci. Adv.*, vol. 8, no. 9, p. eabj6734, Mar. 2022, doi: 10.1126/sciadv.abj6734.
- [28] D. W. Gao, *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. 2015, p. 142.
- [29] O. Palizban and K. Kauhaniemi, "Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications," *J. Energy Storage*, vol. 6, pp. 248–259, May 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.02.001.
- [30] M. G. Molina, "Energy Storage and Power Electronics Technologies: A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2191–2219, Nov. 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2702627.
- [31] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun, "Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555–4585, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2888497.
- [32] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor, and F. Blaabjerg, "Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143–35164, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2841407.
- [33] J. Mitali, S. Dhinakaran, and A. A. Mohamad, "Energy storage systems: a review," *Energy Storage Sav.*, vol. 1, no. 3, pp. 166–216, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.enss.2022.07.002.
- [34] L. S. Xavier, W. C. S. Amorim, A. F. Cupertino, V. F. Mendes, W. C. do Boaventura, and H. A. Pereira, "Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review," *BMC Energy*, vol. 1, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2019, doi: 10.1186/s42500-019-0006-5.
- [35] G. Wang *et al.*, "A Review of Power Electronics for Grid Connection of Utility-Scale Battery Energy Storage Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, Art. no. 4, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2586941.
- [36] X. Gao, D. Zhou, A. Anvari-Moghaddam, and F. Blaabjerg, "A Comparative Study of Grid-Following and Grid-Forming Control Schemes in Power Electronic-Based Power Systems," *Power Electron. Drives*, vol. 8, no. 1, pp. 1–20, Jan. 2023, doi: 10.2478/pead-2023-0001.
- [37] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [38] Z. Xu, Y. Qin, Z. Li, C. Jiao, B. Zhai, and X. Chang, "Stability analysis of different control modes of grid-connected converters under different grid conditions," *Front. Energy Res.*, vol. 11, 2023, Accessed: Dec. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1242024>
- [39] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, "Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review," *IEEE Open J. Ind. Appl.*, vol. 2, pp. 93–109, 2021, doi: 10.1109/OJIA.2021.3074028.

- [40] X. Ji, D. Liu, K. Jiang, Z. Zhang, and Y. Yang, "Small-Signal Stability of Hybrid Inverters with Grid-Following and Grid-Forming Controls," *Energies*, vol. 17, no. 7, p. 1644, Jan. 2024, doi: 10.3390/en17071644.
- [41] R. H. Lasseter, Z. Chen, and D. Pattabiraman, "Grid-Forming Inverters: A Critical Asset for the Power Grid," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 925–935, Jun. 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2959271.
- [42] M. Yadav, N. Pal, and D. K. Saini, "Low voltage ride through capability for resilient electrical distribution system integrated with renewable energy resources," *Energy Rep.*, vol. 9, pp. 833–858, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2022.12.023.
- [43] J. E. Domínguez, I. Serban, and O. E. T. Breffe, "Enhancing the Control of a DC/AC Converter for Voltage Perturbation Ride-Through in Compliance with the Cuban Grid Code," in *2024 6th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM)*, Jun. 2024, pp. 68–73. doi: 10.1109/GPECOM61896.2024.10582679.
- [44] P. Liu *et al.*, "High-voltage ride-through strategy for wind turbine with fully-rated converter based on current operating range," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 141, p. 108101, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108101.
- [45] J. Langstädtler, M. Schellschmidt, J. Scheffer, B. S. D. Brelie, S. Schrobsdorff, and C. Kahlen, "Relevance of high-voltage-ride-through capability and testing," 2015. Accessed: Nov. 30, 2024. [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/RELEVANCE-OF-HIGH-VOLTAGE-RIDE-THROUGH-CAPABILITY-Langst%C3%A4dtler-Schellschmidt/33c816de888c098081d8184a3158b215422ea8bc>
- [46] U. Datta, A. Kalam, and J. Shi, "The relevance of large-scale battery energy storage (BES) application in providing primary frequency control with increased wind energy penetration," *J. Energy Storage*, vol. 23, pp. 9–18, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.02.013.
- [47] "US Department of Energy, Global Energy Storage Database." Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://gesdb.sandia.gov/>
- [48] M. Korkeakoski and M. L. Filgueiras Sainz de Rozas, "A look to the transition of the Cuban energy matrix," *Ing. Energética*, vol. 43, no. 3, pp. 40–47, Dec. 2022.
- [49] E. Alberto Alvarez, M. Korkeakoski, A. Santos Fuentesfría, M. Lourdes Filgueiras Sainz de Rozas, R. Arcila Padura, and J. Luukkanen, "Long-Range Integrated Development Analysis: The Cuban Isla de la Juventud Study Case," *Energies*, vol. 14, no. 10, Art. no. 10, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14102865.
- [50] L. Guerra-Hernández, A. A. Martínez-García, M. Vilaragut-Llanes, Y. Salgado-Duarte, and J. Szpytko, "Prospective Estimation of BESS Nominal Values for Frequency Control with High PV and Wind Integration," in *2023 27th International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics (MMAR)*, Aug. 2023, pp. 314–319. doi: 10.1109/MMAR58394.2023.10242553.
- [51] D. C. Adams, "Cuba Suffers Second Power Outage in 24 Hours, Realizing Years of Warnings," *The New York Times*, Oct. 19, 2024. Accessed: May 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.nytimes.com/2024/10/19/world/americas/cuba-power-outage.html>

- [52] M. Soto Calvo, H. S. Lee, and S. W. Chisale, "A novel method for long-term power demand prediction using enhanced data decomposition and neural network with integrated uncertainty analysis: A Cuba case study," *Appl. Energy*, vol. 372, p. 123864, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123864.
- [53] J. Luukkanen, A. Saunders Vázquez, A. Santos-Fuentefria, Y. Majanne, M. L. Filgueiras Sainz de Rozas, and J. Laitinen, *CUBAN ENERGY SYSTEM DEVELOPMENT– Technological Challenges and Possibilities. FFRC eBooks 2/2022*. 2022.
- [54] Z. Olczykowski, "Electric Arc Furnaces as a Cause of Current and Voltage Asymmetry," *Energ.* 2021, vol. 14, Aug. 2021, [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en14165058>
- [55] Ministerio de Finanzas y Precios, "Official Gazette No. 26 Extraordinary of 2021/Gaceta Oficial No. 26 Extraordinaria de 2021," Apr. 13, 2021. [Online]. Available: <https://www.gacetaoficial.gob.cu/es/gaceta-oficial-no-26-extraordinaria-de-2021>
- [56] J. E. Domínguez, I. Serban, and O. E. Torres Breffe, "Battery Energy Storage System for Power Quality Enhancement in Electric Arc Furnace Circuits," in *2025 International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP) & 2025 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, May 2025, pp. 1–6. doi: 10.1109/OPTIM-ACEMP62776.2025.11075254.
- [57] J. E. Domínguez, I. Serban, and O. E. T. Breffe, "Fuzzy Logic-Based Control of a Battery Energy Storage System to Mitigate Frequency Excursions in the Cuban Power System Caused by Electric Arc Furnaces," *J. Electr. Eng. Technol.*, Apr. 2026, doi: 10.1007/s42835-026-02777-x.
- [58] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems: Teodorescu/Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 2011. doi: 10.1002/9780470667057.
- [59] M. A. Khan and J. Kim, "Smart Sag Detection and Reactive Current Injection Control for a PV Microgrid under Voltage Faults," *Energies*, vol. 16, no. 19, Art. no. 19, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16196776.
- [60] Z. Hassan, A. Amir, J. Selvaraj, and N. A. Rahim, "A review on current injection techniques for low-voltage ride-through and grid fault conditions in grid-connected photovoltaic system," *Sol. Energy*, vol. 207, pp. 851–873, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.06.085.
- [61] K. H. Oon, C. Tan, A. H. A. Bakar, H. S. Che, H. Mokhlis, and H. A. Illias, "Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, pp. 478–488, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.001.
- [62] R. R. Yager, "Fuzzy rule bases with generalized belief structure inputs," *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 72, pp. 93–98, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.engappai.2018.03.005.
- [63] J. Wang and R. Hamilton, "A review of negative sequence current," in *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Mar. 2010, pp. 1–18. doi: 10.1109/CPRE.2010.5469515.
- [64] M. Mirhosseini, J. Pou, B. Karanayil, and V. G. Agelidis, "Positive- and negative-sequence control of grid-connected photovoltaic systems under unbalanced voltage conditions," in

- 2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Sep. 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/AUPEC.2013.6725406.
- [65] E. G. Shehata, M. S. Gaber, K. A. Ahmed, and G. M. Salama, "Implementation of an energy management algorithm in DC MGs using multi-agent system," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, no. 4, p. e2790, 2019, doi: 10.1002/etep.2790.
 - [66] Md. R. Alam, I. Bhuiyan, and N. Mohammad, "A Feasibility Study of Solar Photovoltaic Power Smoothing Using Fuzzy Logic Approach," vol. 14, pp. 124–135, Dec. 2023.
 - [67] A. Atif and M. Khalid, "Fuzzy logic controller for solar power smoothing based on controlled battery energy storage and varying low pass filter," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 18, pp. 3824–3833, 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0459.
 - [68] S. Sukumar, M. Marsadek, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, "Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—A review," *J. Energy Storage*, vol. 20, pp. 218–229, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.09.013.
 - [69] D. Ochoa, S. Martinez, and P. Arévalo, "A Novel Fuzzy-Logic-Based Control Strategy for Power Smoothing in High-Wind Penetrated Power Systems and Its Validation in a Microgrid Lab," *Electronics*, vol. 12, no. 7, Art. no. 7, Jan. 2023, doi: 10.3390/electronics12071721.
 - [70] X. Deng, R. Mo, P. Wang, J. Chen, D. Nan, and M. Liu, "Review of RoCoF Estimation Techniques for Low-Inertia Power Systems," *Energies*, vol. 16, no. 9, Art. no. 9, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16093708.
 - [71] J. Fleer and P. Stenzel, "Impact analysis of different operation strategies for battery energy storage systems providing primary control reserve," *J. Energy Storage*, vol. 8, pp. 320–338, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.02.003.
 - [72] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," *IEEE Std 1159-2019 Revis. IEEE Std 1159-2009*, pp. 1–98, Aug. 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.
 - [73] J. G. Mayordomo, L. F. Beites, R. Asensi, M. Izzeddine, L. Zabala, and J. Amantegui, "A new frequency domain arc furnace model for iterative harmonic analysis," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 4, pp. 1771–1778, Oct. 1997, doi: 10.1109/61.634204.
 - [74] A. M. Kruchinin, M. Ya. Pogrebisskiy, A. S. Bulgakov, A. Yu. Chursin, and E. S. Ryazanova, "On the Issue of the Arc Steelmaking Furnaces Operating Mode Stability at the Beginning of Melting," in *2018 19th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM)*, Jun. 2018, pp. 681–685. doi: 10.1109/EDM.2018.8435022.
 - [75] A. M. Kruchinin, M. Y. Pogrebisskiy, E. S. Ryazanova, and A. Y. Chursin, "Identification of working reactance of industrial arc furnace equivalent scheme based on known specific electric power consumption for melting of charge," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 950, no. 1, p. 012012, Oct. 2020, doi: 10.1088/1757-899X/950/1/012012.
 - [76] "IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems," *IEEE Std 519-2022 Revis. IEEE Std 519-2014*, pp. 1–31, Aug. 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9848440.
 - [77] D. Potnuru, A. M. K., and S. Ch., "Design and implementation methodology for rapid control prototyping of closed loop speed control for BLDC motor," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 1, pp. 99–111, May 2018, doi: 10.1016/j.jesit.2016.12.005.