



**Universitatea
Transilvania
din Braşov**

Universitatea Transilvania din Braşov
Şcoala Doctorală Interdisciplinară

Facultatea de INGINERIE ELECTRICĂ ŞI
ŞTIINŢA CALCULATOARELOR

**STUDIUL CALITĂŢII ENERGIEI LA SISTEMELE
ENERGETICE CU CENTRALE FOTOVOLTAICE**

**STUDY OF ENERGY QUALITY IN ELECTRIC POWER
SYSTEMS WITH INTEGRATED PV PLANTS**

Rezumatul tezei de doctorat

Ing. Dipl. Daniel Munteanu

Conducător ştiinţific

Prof. Univ. Dr. Ing. Corneliu Marinescu

BRAŞOV 2018

MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII ȘTIINȚIFICE

UNIVERSITATEA TRANSILVANIA din BRAȘOV

Bd. Eroilor 29, 500036 Brașov, România, Tel/Fax: +40 268 410525, +40 268 412088

www.unitbv.ro

D-lui (D-nei)

Componența comisiei de doctorat

Numită prin ordinul Rectorului Universității Transilvania din Brașov

Nr. 9611 din 30.10.2018

PREȘEDINTE:

Conf. univ. dr. ing. Carmen GERIGAN
DECAN, Facultatea de Inginerie Electrică și
Știința Calculatoarelor, Universitatea
Transilvania din Brașov

CONDUCĂTOR ȘTIINȚIFIC:

Prof. dr. ing. Corneliu MARINESCU
Universitatea Transilvania din Brașov

REFERENȚI:

Prof. dr. ing. Aurelian CRĂCIUNESCU
Universitatea Politehnica Bucuresti

Prof. dr. ing. Dan FLORICĂU
Universitatea Politehnica Bucuresti

Conf. dr. ing. Ioan ȘERBAN
Universitatea Transilvania din Brașov

Data, ora și locul susținerii publice a tezei de doctorat: **luni, 10.12.2018, ora 12.00, în corpul N al Universității *Transilvania* din Brașov, sala NP 18.**

Eventualele aprecieri sau observații asupra conținutului lucrării vă rugăm să le transmiteți în timp util, pe adresa Universității Transilvania din Brașov, Departamentul de Inginerie Electrică și Fizică Aplicată, Facultatea de Inginerie Electrică și Știința Calculatoarelor.

Totodată vă invităm să luați parte la ședința publică de susținere a tezei de doctorat.

Vă mulțumim !

CUPRINS

	Pag teza	Pag rezumat
1. INTRODUCERE	10	5
1.1 Cuvânt înainte/ Preliminarii	10	5
1.2 Energia regenerabilă, prezentare a sistemelor PV, tendințe de dezvoltare	11	5
1.3 Actualitatea și necesitatea temei de cercetare	15	7
1.4 Problema propusă spre rezolvare	19	7
1.5 Scopul și obiectivele tezei de doctorat	20	8
1.6 Structura tezei de doctorat	20	8
2. CONFIGURAȚIA SISTEMULUI	26	10
2.1 Configurația generală	26	10
2.2 Configurația și modelarea șirului de panouri PV (sursa PV)	27	10
2.3 Configurația și modelarea sistemului de stocare a energiei cu baterii (SSE-B)	30	11
2.4 Configurația și modelarea sistemului de stocare a energiei cu supercondensator (SSE-SC)	33	12
2.5 Configurația și modelarea invertorului trifazat de tensiune (invertorul PV)	36	13
2.6 Configurația și modelarea micro-rețelei	37	13
3. SISTEMUL DE CONTROL PROPUȘ PENTRU COMANDA INVERTORULUI PV	44	15
3.1 Principii de control	44	15
3.2 Sistemul buclei de control a curentului	49	16
3.3 Sistemul de control al reducerii armonicilor	52	17
3.4 Sistemul de control al frecvenței	55	18
3.5 Modelarea sistemului PV studiat	62	21
3.5.1 Modelarea generală a sistemului PV	62	21
3.5.2 Modelarea sursei PV	65	23
3.5.3 Modelarea SSE-B	66	23
3.5.4 Modelarea SSE-SC	67	24
3.5.5 Modelarea buclei de control în curent a invertorului PV	69	24
3.5.6 Modelarea SSE a compensării armonice (CA)	69	24

3.5.7 Modelarea controlului frecvenței	70	24
3.5.8 Modelarea micro-rețelei (MR)	71	24
4. REZULTATELE SIMULĂRILOR FUNCȚIONĂRII sistemului PV	75	25
4.1 Simulările sistemului PV SSE-B	76	25
4.2 Simulările sistemului PV cu SSE-SC.	84	30
4.3 Simulările sistemului PV cu baterie și supercondensator (SSE-H)	93	35
4.4 Simulările comparative între modelul de micro-rețea simplu și complex	95	37
5. REZULTATE EXPERIMENTALE ALE FUNCȚIONĂRII SISTEMULUI PV	103	39
5.1 Rezultate experimentale	103	39
5.1.1 Analiza în regim staționar	106	41
5.1.2 Analiza în regim dinamic	109	42
5.2 Analiza comparativă între simulări și rezultate experimentale	115	44
6. CONCLUZII ȘI APORTUL PROPRIU	119	46
6.1 Concluzii finale	119	47
6.2 Aportul propriu și contribuții originale	122	48
6.3 Diseminarea rezultatelor	122	48
6.4 Contextul actual și direcții viitoare de cercetare	124	49
6.4.1 Contextul actual	124	49
6.4.2 Direcții viitoare de cercetare	125	49
Anexa 1	128	
Anexa 2	129	
Anexa 3	130	

CAPITOLUL 1

INTRODUCERE

1. 1 Cuvânt înainte/ Preliminarii

Realizarea unui înalt grad de stabilitate dinamică reprezintă un obiectiv important în funcționarea rețelelor de distribuție a energiei electrice, atât în cele autonome cât și în cele racordate la rețele publice. În acest scop, un grad mare de aplicare îl au sursele de energie regenerabilă (SER), în special sistemele de panouri fotovoltaice (PV).

Scopul principal al acestei teze este acela de a prezenta o soluție în care sistemele PV pot furniza suport dinamic în frecvență, într-o micro-rețea (MR). Se poate obține o performanță îmbunătățită a întregului sistem de distribuție de putere, prin îmbunătățirea performanțelor dinamice ale procesului de control al frecvenței în micro-rețele (care funcționează independent sau conectate la rețea), având ca surse de energie sisteme PV.

Un sistem de stocare a energiei este integrat cu scopul principal de a îmbunătăți capacitatea de control a puterii sistemului PV. Acesta, împreună cu sistemul PV, poate furniza suport dinamic frecvenței micro-rețelei. În acest scop este introdus un regulator de frecvență în schema de control a inverterului trifazat de tensiune care reprezintă interfața sistemului PV cu micro-rețeaua.

Răspunsul sistemului PV la deviațiile de frecvență este adaptat codului de rețea existent în România și în concordanță cu caracteristicile sistemului, este propusă o caracteristică nouă de putere-frecvență. Sistemul studiat atât în simulări cât și prin rezultatele experimentale, examinează două ipoteze principale: cea în care sistemul de stocare a energiei (acumulatori sau supercondensator) este conectat și cea în care nu este conectat, combinate cu ipotezele în care suportul dinamic implementat este sau nu activat.

1.2 Energia regenerabilă, prezentare a sistemelor PV, tendințe de dezvoltare

În decursul ultimilor 10 ani, sistemele PV au devenit o sursă majoră de energie regenerabilă, care s-a dezvoltat într-un ritm extrem de rapid în întreaga lume. Viteza dezvoltării s-a datorat capacității lor unice, de a acoperi majoritatea segmentelor de piață, de la sistemele individuale foarte mici pentru electrificarea rurală în zone izolate, până la centrale electrice fotovoltaice conectate la rețea, de dimensiuni mari, pentru diferite utilități. De la clădiri diverse până la instalațiile mari instalate pe sol, sistemele PV își găsesc locul în funcție de diferite cerințe, aproape pentru orice aplicație, ceea ce le face potrivite pentru majoritatea necesităților umane.

Agenția Internațională pentru Energie (IEA), în raportul pentru anul 2016 , publicat în 18 aprilie 2017, oferă date estimative despre capacitatea sistemelor de panouri fotovoltaice (PV) instalate global. În acest raport se spune că o putere totală de cel puțin 303 GW de sisteme PV a fost instalată până la finalul anului 2016, în întreaga lume. Doar în 2016, a fost instalată la nivel global, o putere de 75 GW de sisteme PV [1].

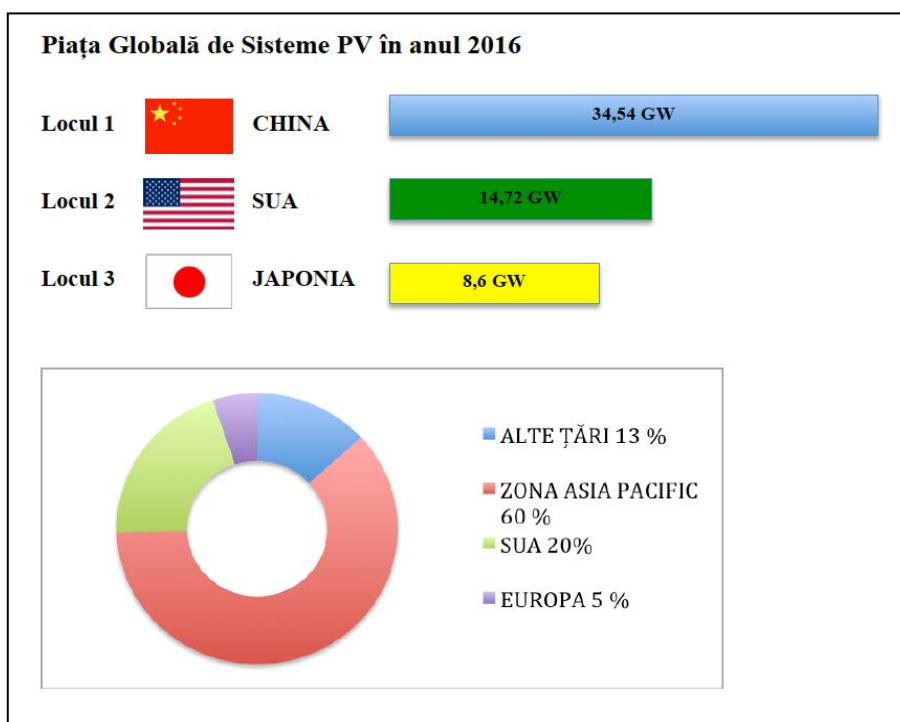


Figura 1.1 Piața globală de sisteme PV în anul 2016 [1]

În România, conform datelor prezentate de Compania Națională de Electricitate, Transelectrica, la data de 01 ianuarie 2018, existau 617 grupuri de sisteme fotovoltaice conectate la rețea însumând o putere instalată de 1,378 GW [2], majoritatea fiind instalate în perioada 2012-2013, când a existat o “explozie” a subvențiilor la nivelul acestei surse de energie.

Producția de energie din CEF, a atins un maxim în vara anului 2017, de aproape 11 % din totalul producției de energie.

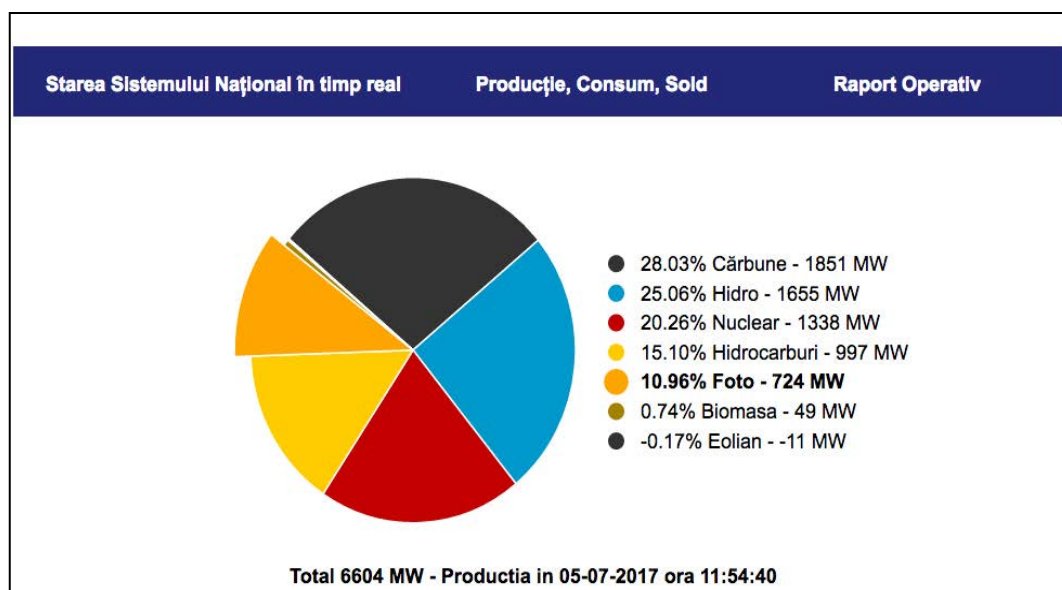


Figura 1.2 Producția maximă de energie fotovoltaică, obținută din sisteme PV, în România, în vara anului 2017 (valori ale puterilor simultane) [2]

1.3 Actualitatea și necesitatea temei de cercetare

În contextul politicilor energetice naționale și internaționale prezentate mai sus, au fost stabilite obiective îndrăznețe cu privire la utilizarea surselor de energie regenerabilă implementate în sistemele energetice de distribuție a energiei electrice și în micro-rețele pentru a îndeplini standardele în vigoare cu privire la calitatea energiei și stabilitatea dinamică a sistemelor.

În prezent, în întreaga lume nu există soluții complete pentru implementarea rețelelor inteligente distribuite de energie (RIDE), la fel ca în cazul sistemelor convenționale, ele depind foarte mult de condițiile de operare ale întregului sistem energetic.

Sistemele viitoare de tip rețea-inteligentă (RI) vor evolua și vor conține micro-rețele cu surse hibride și sisteme de stocare ale energiei electrice (SSE) pentru a asigura o funcționare sigură și mai stabilă [3], [4]. Integrarea (SER) în rețelele inteligente distribuite de energie au o operare impredictibilă, efect care trebuie minimizat.

În principiu, o micro-rețea este descrisă ca fiind o rețea electrică de o anumită putere, aceasta având posibilitatea să funcționeze complet sau aproape complet izolată de alte rețele printr-o structură de comandă optimizată și poate cuprinde: generarea distribuită, echipamente de stocare a energiei electrice, segmente separate de consumatori finali precum și SER, care fac parte din generarea distribuită.

Integrarea sistemelor PV în micro-rețele oferă avantajul acestor surse în ceea ce privește capacitatea de răspuns rapid. Această capacitate poate fi exploatată pentru a servi obiectivului principal de maximizare a producției de energie prin utilizarea algoritmilor de urmărire a punctului de putere maximă (MPPT), cât și pentru a participa la stabilitatea operațională a micro-rețelei conform [19], [20].

Din ce în ce mai multe sisteme PV funcționează având ca suport sisteme de stocare a energiei (SSE), blocuri de acumulatori sau supercondensatoare. În acest scop, s-au făcut cercetări pentru găsirea unor soluții funcționale și viabile.

Plecând de la legislația în vigoare și folosind ceea ce se știe deja, teza își propune să cerceteze modalitatea de funcționare cât și căile de verificare prin care un sistem PV, plus un sistem de stocare a energiei alcătuit din supercondensatoare și/sau acumulatori, reușesc să gestioneze puterea activă și să permită reglarea frecvenței unei micro-rețele insularizate.

1.4 Problema propusă spre rezolvare

Pornind de la soluțiile analizate, prezentate în literatura de specialitate și luând în considerare necesitatea cercetării pe această temă, această teza oferă o analiză cuprinzătoare a capacității de suport a rețelelor de sisteme fotovoltaice conectate în micro-rețele. Pentru a crește controlabilitatea sistemului PV și rezerva de putere, un SSE este integrat în structura centralei fotovoltaice. În acest scop, se propune un sistem de control îmbunătățit, care ține cont de caracteristica putere-frecvență inspirată din codul actual al rețelei PV din România și din rezerva de putere disponibilă în blocul de acumulatori și/sau în supercondensator [49], [52].

1.5 Scopul și obiectivele lucrării

În urma studiilor efectuate, obiectivul final al acestei teze este acela de a concretiza oferirea unei soluții prin care sistemele PV îmbunătățesc suportul dinamic în frecvență al unei micro-rețele.

Obiectivele specifice tratate în capitolele prezentei teze de doctorat sunt:

- O1. Identificarea soluțiilor existente pentru asigurarea stabilității și calității energiei în micro-rețele cu SER.
- O2. Identificarea și dezvoltarea de soluții optimizate pentru îmbunătățirea comportamentului dinamic și calității energiei în regim tranzitoriu a micro-rețelelor cu SER și SSE.
- O3. Simulări și experimente în condiții de laborator pentru testarea soluțiilor de control propuse.
- O4. Stabilirea soluției optime de funcționare.

1.6 Structura tezei de doctorat

Cele 6 capitole care compun teza de doctorat, au următoarea alcătuire:

Capitolul 1: începe cu o prezentare succintă a energiei regenerabile și continuă cu descrierea funcțiilor sistemelor PV alături de trendul de evoluție al acestora. Celelalte subiecte ale capitolului 1, tratează contemporaneitatea și necesitatea subiectului studiat, problema propusă spre rezolvare, scopul și țintele lucrării, finalul aparținând descrierii pe scurt a tezei per ansamblu.

În cel de-al doilea capitol, regăsim configurațiile în care funcționează sistemul PV studiat:

- configurația șirului de panouri PV (sursa PV)
- configurația sistemului de stocare a energiei cu baterii (SSE-B)
- configurația sistemului de stocare a energiei cu supercondensator (SSE-SC).
- configurația și modelarea invertorului trifazat de tensiune (invertorul PV)

Capitolul 3 conține principiile de funcționare ale sistemului de control pentru comanda invertorului PV și soluția de control propusă.

În capitolul 4 se examinează rezultatele simulărilor și experimentelor efectuate.

Capitolul 5 însumează rezultatele experimentelor efectuate.

Capitolul 6 prezintă concluziile finale și aportul propriu.

Mulțumiri

Parafrazând-ul pe Brian Tracy, am avut nevoie de multi ani de muncă, studiu și experiență pentru a scrie această teză. Nenumărați oameni au contribuit la modul meu de a gândi și au reprezentat îndrumători vizibili și invizibili pe măsură ce capitolele erau scrise.

Doresc să adresez mulțumiri conducătorului științific Prof. Univ. Dr. Ing. Corneliu MARINESCU, pentru îndrumarea și coordonarea pregătirii mele doctorale, pentru încrederea acordată, pentru sprijinul și ajutorul constant acordat în realizarea tezei de doctorat.

Mulțumesc comisiei de doctorat: Prof. Univ. Dr. Ing. Aurelian CRĂCIUNESCU, Prof. Univ. Dr. Ing. Dan FLORICĂU, Conf. Dr. Ing. Ioan ȘERBAN și decanului Facultății IESC Conf. Dr. Ing. Carmen GERIGAN pentru onoarea deosebită pe care mi-au făcut-o, acceptând propunerea de a face parte din comisia de doctorat, pentru atenția cu care s-au aplecat asupra tezei și pentru îndrumările acordate.

Totodată, mulțumesc colectivului de cercetare din Departamentul de Inginerie Electrică și Fizică Aplicată din Facultatea de Inginerie Electrică și Știința Calculatoarelor de la Universitatea Transilvania Brașov pentru sprijinul acordat, precum și tuturor celor care au citit teza, pentru comentariile și sugestiile lor în vederea îmbunătățirii rezultatului.

Mulțumesc, în mod deosebit, colegilor mei din cadrul companiei ALPIN SOLAR S.A. pentru tot suportul acordat.

În final, dar nu în ultimul rând, doresc să mulțumesc familiei mele pentru răbdarea, înțelegerea și suportul moral acordat fără de care cu greu aș fi dus la bun sfârșit acest proiect.

CAPITOLUL 2

CONFIGURAȚIA ȘI MODELAREA SISTEMULUI PV

2.1 Configurația generală

Sistemul de putere prezentat în această teză are la bază o sursă PV, un sistem de stocare a energiei electrice, un invertor trifazat de tensiune și o micro-rețea, care interacționează între ele conform configurației prezentate în schema bloc din Fig. 2.1.

Funcționarea întregului sistem de putere se face astfel: invertorul trifazat de tensiune (VSC) are ca elemente de intrare o sursă PV și un sistem de stocare a energiei, conectat la invertor printr-un convertor bidirecțional c.c. - c.c. Sistemul PV este conectat la o micro-rețea trifazată, iar la ieșirea invertorului PV se pot conecta sarcini locale monofazate și trifazate. Sistemul de putere poate funcționa în mai multe configurații, cu sau fără baterie, cu sau fără supercondensator și o situație în care ambele sisteme de stocare sunt conectate simultan.

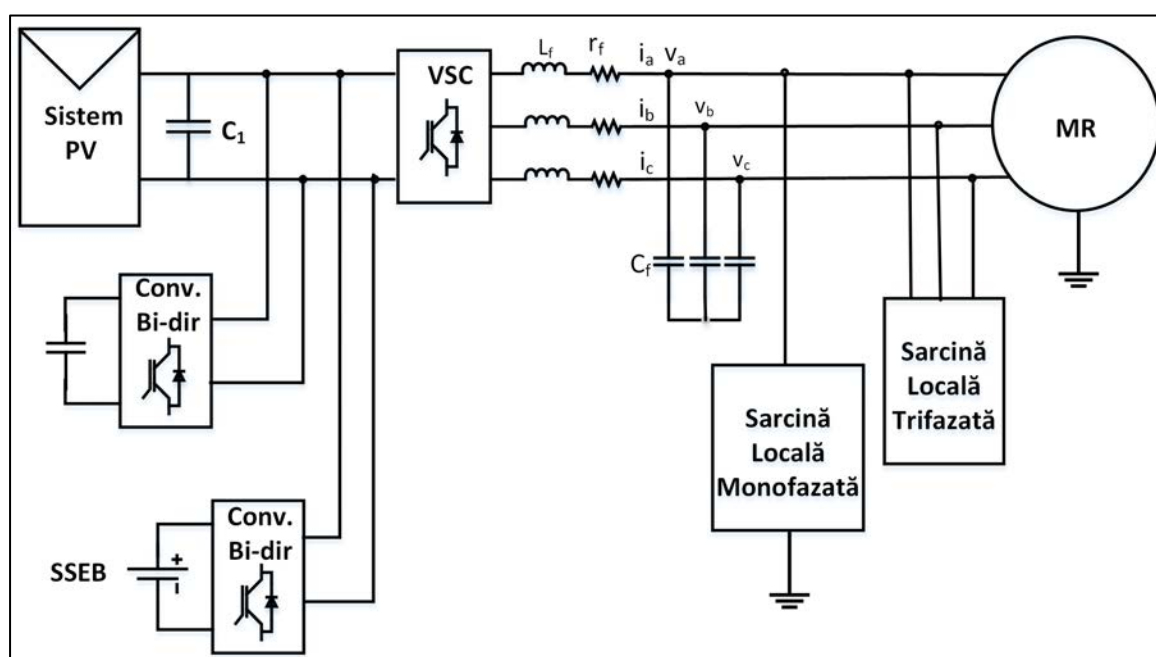


Figura 2.1. Schema bloc a sistemului PV

2.2 Configurația și modelarea șirului de panouri PV (sursa PV)

Modelul șirului de panouri PV are la bază schema echivalentă a unui panou fotovoltaic care poate fi modelat conform [53] ca în Fig. 2.2.

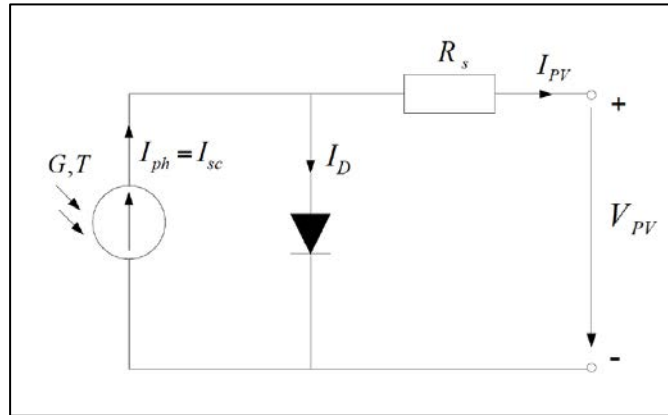


Figura 2.2. Circuitul electric echivalent al unui panou fotovoltaic cu o singură diodă [53]

Pentru sistemul analizat în teză am ales o configurație compusă dintr-un singur șir de 22 panouri fotovoltaice, conectate în serie, având fiecare puterea de 245 W. Obținem astfel tensiunea de 650 V c.c., șirul fiind conectat direct la intrarea de c.c. a inverterului trifazat de tensiune. Detaliile tehnice ale panourilor fotovoltaice de 245 W sunt prezentate în Anexa 1.

2.3 Configurația și modelarea sistemului de stocare a energiei cu baterii (SSE-B)

Sistemul de stocare a energiei este introdus pentru a asigura o calitate mai bună a sistemului PV și pentru a asigura rezerva de putere atunci când șirul de panouri PV nu produce energie la capacitate maximă. SSE-B constă dintr-un element de stocare, în acest caz un bloc de baterii, integrat pe linia de c.c. a inverterului prin intermediul unui convertor bidirecțional comandat de un regulator de tensiune.

Pentru a determina nivelul de încărcare al bateriei se utilizează un algoritm de calcul al stării de încărcare (SOC). În cadrul sistemului studiat, determinarea stării de încărcare a bateriei se face în pași, pe baza puterii care trece prin blocul de baterii. Algoritmul de control utilizează două mărimi de intrare (I_{Bat} , V_{Bat}) și un parametru constant (c).

În Fig. 2.4, este prezentată metoda simplificată de control a bateriei, având ca date de intrare curentul și tensiunea în baterie și ca date de ieșire, variabila SOC [52].

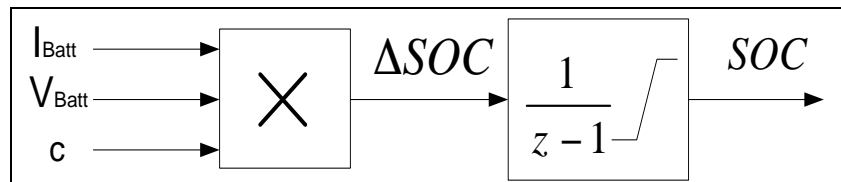


Figura 2.4. Metoda simplificată de control al bateriei SOC.

Convertorul bidirecțional c.c. - c.c. asigură controlul fluxului de putere între blocul de baterii și linia de c.c., asigurând, de asemenea, condiții optime de încărcare și descărcare a blocului de baterii. Schema de bază a sistemului de comandă și modelul echivalent al unui convertor c.c. - c.c. sunt prezentate în Fig. 2.5, în conformitate cu [61].

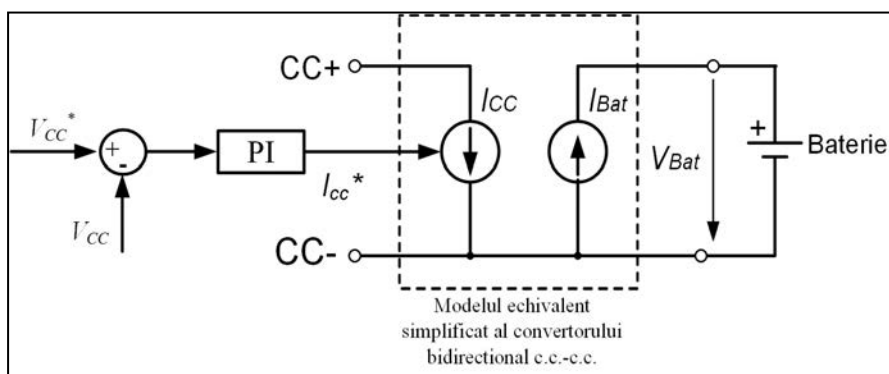


Figura 2.5 Modul de control al convertorului c.c - c.c bidirecțional

Prin controlul convertorului bidirecțional c.c - c.c. se compară tensiunea continuă (V_{cc}) cu o tensiune de referință (V_{cc}^*) și se obține un semnal de eroare. Cu un regulator proporțional-integral (PI), se obține valoarea curentului de referință prin baterie (I_{cc}).

2.4 Configurația și modelarea sistemului de stocare a energiei cu supercondensator (SSE-SC)

Circuitul echivalent pentru un condensator poate fi de asemenea aplicat și supercondensatoarelor. Prin urmare, un supercondensator poate fi modelat cu componentele din Fig. 2.7, de mai jos [62].

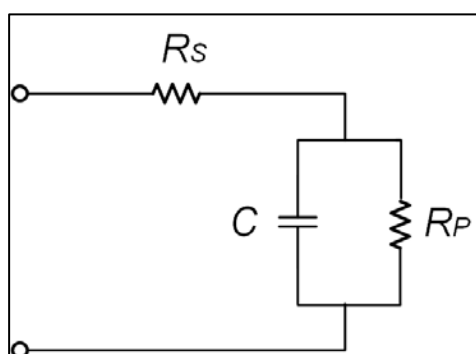


Figura 2.7. Modelul simplificat al supercondensatorului

Modelul SC constă într-un condensator (C) și o rezistență serie echivalentă. Rezistența serie (R_s) reprezintă un element ce produce pierderi interne în SC în funcție de curentul de încărcare/descărcare. O rezistență echivalentă conectată în paralel (R_p) reprezintă rezistența echivalentă ce cauzează pierderile prin autodescărcare. Rezistența conectată în paralel are efect asupra performanței stocării energiei pe termen lung deoarece modelează un efect de scurgere.

2.5 Configurația și modelarea invertorului trifazat de tensiune (invertorul PV)

Invertorul trifazat de tensiune îndeplinește rolul de a transfera puterea de la intrarea în curent continuu la micro-rețeaua de curent alternativ așa cum este detaliat în secțiunea următoare, fiind modelat conform schemei bloc prezentate în Fig. 2.9.

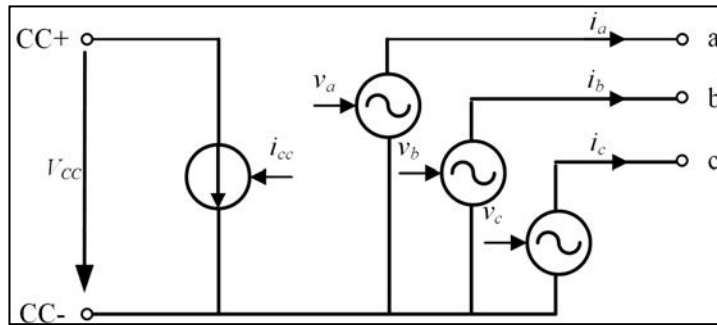


Figura 2.9 Modelul echivalent simplificat al invertorului trifazat de tensiune

2.6 Configurația și modelarea micro-rețelei

Un ansamblu de surse de energie electrică împreună cu o rețea de distribuție și sarcini distribuite reprezintă o micro-rețea. Un astfel de model de micro-rețea, este prezentat în Fig. 2.10, conform [49]. Pentru a analiza răspunsul sistemului PV, în această teză se propune utilizarea a două modele de micro-rețea cu diferite grade de complexitate, de aceea simulările pentru studiul funcționării sistemului PV se vor desfășura pentru două ipoteze.

Prin studierea ambelor ipoteze, se poate demonstra mai bine că soluția de control propusă pentru sistemul PV studiat, poate fi ușor integrată în diferite structuri de micro-rețele. În plus, prin compararea rezultatelor obținute în urma simulării sistemului de putere, în cele două ipoteze descrie mai sus, se poate vedea o analiză mai cuprinzătoare a răspunsului sistemului PV în domeniul frecvențelor mici (în cazul modelului simplificat de micro-rețea) și într-un domeniu de frecvență mai larg (realizat de modelul complex de micro-rețea). Astfel, prin demonstrarea echivalenței dintre cele două abordări de modelare în ceea ce privește controlul frecvenței, în cadrul simulărilor, testele experimentale pot fi efectuate utilizând modelul redus de micro-rețea fără a compromite acuratețea și validitatea rezultatelor.

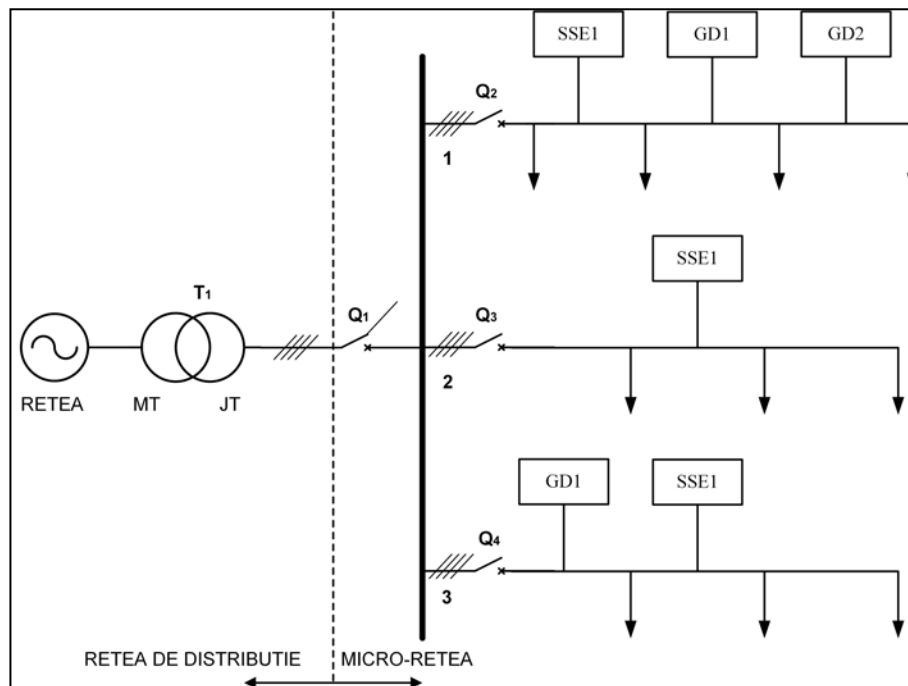


Figura 2.10. Model micro-rețea

a) Modelul simplificat de micro-rețea

Având în vedere descrierea de mai sus, un model simplificat de micro-rețea sau agregat, este folosit în prima ipoteză pentru a testa suportul sistemului PV. Pentru aceasta, a fost luat în considerare un proces de control al frecvenței pe două niveluri, și anume: controlul primar și secundar.

b) Modelul complex de micro-rețea

Pentru o analiză mai cuprinzătoare, în această ipoteză, rezultatele obținute cu modelul simplificat de micro-rețea sunt completate cu un studiu al performanței sistemului PV atunci când este integrat într-o micro-rețea mai complexă.

Structura micro-rețelei a fost adoptată având ca model o schema bloc de micro-rețea conform [57], așa cum este reprezentată în Fig. 2.10.

Micro-rețeaua este alcătuită dintr-o rețea trifazată de distribuție radială, trifazată de medie tensiune (MT) și joasă tensiune (JT), cu sarcini distribuite de-a lungul liniilor de alimentare (3 linii de alimentare principale), care includ mai multe surse de generare distribuite și SSE, care pot fi conectate în diferite puncte ale sistemului.

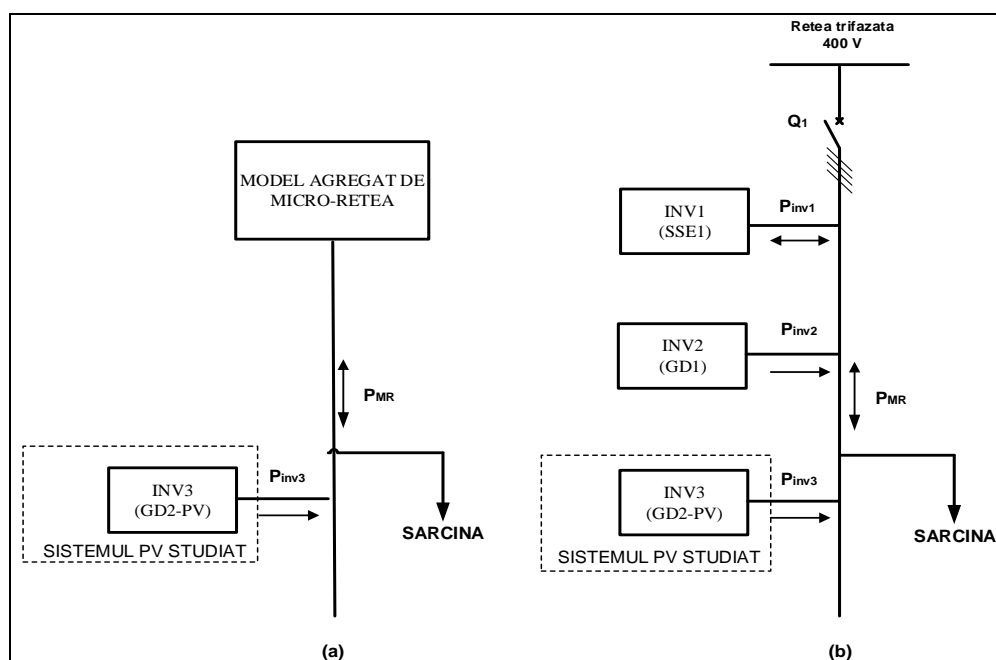


Figura 2.11. Structura micro-rețelei studiate pentru a testa sistemul PV: a) modelul simplificat de micro-rețea (MR1), b) modelul complex de micro-rețea (MR2)

Tensiunea micro-rețelei este formată din tensiunea furnizată de INV1, care este controlat ca un generator sincron virtual (GSV), urmând principiul descris în [39], prin urmare asigură echilibrul energetic al micro-rețelei.

Echivalența dintre cele două modele de micro-rețea va fi de asemenea prezentată în capitolul de rezultate ale simulărilor, unde se va prezenta răspunsul în frecvență al micro-rețelei, pentru ambele modele.

CAPITOLUL 3

SISTEMUL DE CONTROL PROPUȘ PENTRU COMANDA INVERTORULUI PV

3.1 Principii de control

Acest capitol prezintă modelul și soluția de control pentru funcționarea invertorului trifazat de tensiune utilizat pentru conectarea sistemului PV la micro-rețea. Înainte de a descrie modelul de control propriu zis al invertorului, sunt prezentate principiile de control, apoi, având în vedere scopul principal al tezei, este prezentată structura de control împărțită în 3 părți: sistemul de control al invertorului trifazat, sistemul de control al reducerii armonicilor și sistemul de control al frecvenței.

În această teză se folosește metoda de analiză a sistemelor trifazate care constă în utilizarea unui sistem de referință bifazat rotitor sincron (dq) prezentat în Fig. 3.2. Această figură prezintă două sisteme de referință, primul sistem este $\alpha\beta$ și cel de-al doilea este sistemul dq. Sistemul de referință bifazat rotitor sincron (dq) este sincronizat cu viteza unghiulară (unde $\omega = 2\pi f$, f este frecvența fundamentală a tensiunii micro-rețelei). În cele două sisteme se proiectează vectorii spațiali care exprimă mărimile electrice ale invertorului pe axa α și β sau axa d și q .

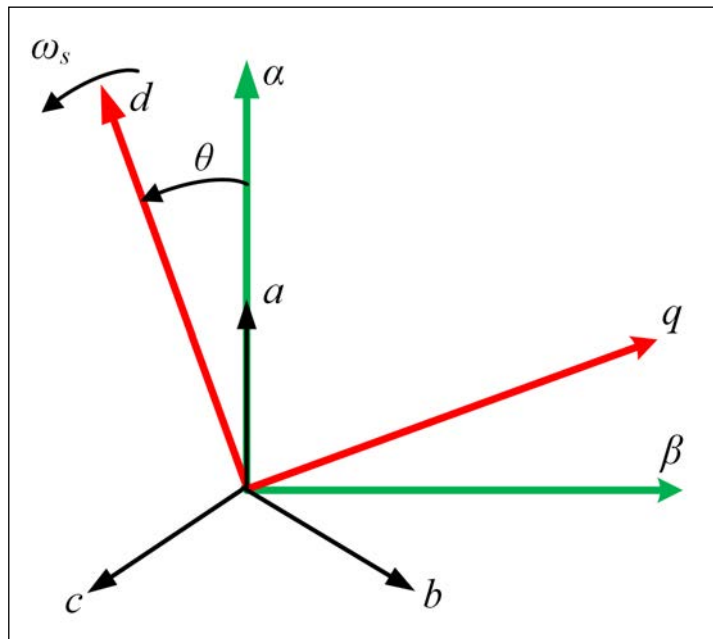


Figura 3.2 Sistemul de referință bifazat staționar ($\alpha\beta$) și sistemul de referință bifazat rotitor sincron (dq) în reprezentare fazorială, descris în [65]

Bucula de control a curentului se bazează pe utilizarea unui regulator proporțional-integral (PI). Acest regulator PI, cu reacție pozitivă de tensiune (v_g), așa cum se arată în Fig. 3.3, este utilizat în mod obișnuit pentru invertoarele cu control în curent [67]. Această soluție prezintă însă și două dezavantaje: incapacitatea regulatorului PI de a urmări o undă de referință sinusoidală fără eroare de stabilitate și capacitatea slabă de tolerare a perturbațiilor. Acest lucru se datorează slabei performanțe a acțiunii integrale atunci când perturbația este un semnal periodic.

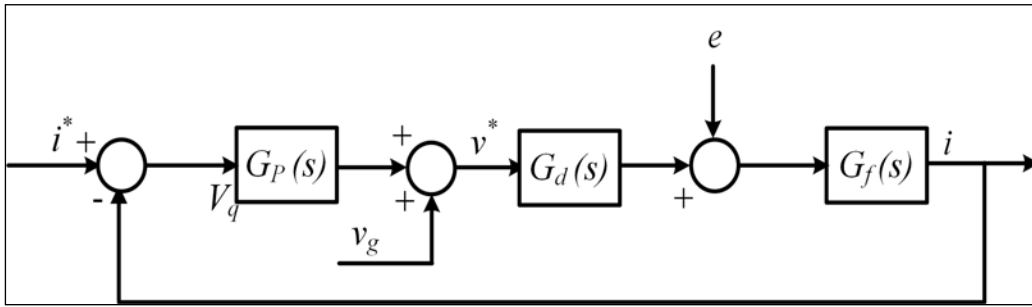


Figura 3.3 Bucla de curent a unui regulator PI [67]

3.2 Sistemul buclei de control a curentului

În Fig. 3.4 este reprezentat controlul puterii de ieșire a invertorului trifazat de tensiune, implementat în sistemul de referință bifazat rotitor sincron (dq) care se rotește sincron cu vectorul reprezentativ al tensiunii de fază de intrare (V_{abc}).

Bucla internă pentru controlul curentului are la bază reglatoarele PI, implementate pe fiecare axă, cu eliminarea reacției pozitive de tensiune și a cuplajului încrucișat [65].

Tensiunile de referință rezultate, V_{ds} și V_{qs} , din Fig. 3.4, sunt convertite în sistemul de referință staționar ($\alpha\beta$) și apoi împărțite prin tensiunea c.c. (V_{cc}) pentru a genera ciclurile de referință D. Pentru a genera semnalele PWM pentru cele șase tranzistoare ale invertorului trifazat de tensiune (există două tranzistoare pentru fiecare braț al invertorului, prezentat în capitolul 2), este implementată o tehnică de modulare în lățime a pulsului cu fazor spațial (SVPWM) conform [67].

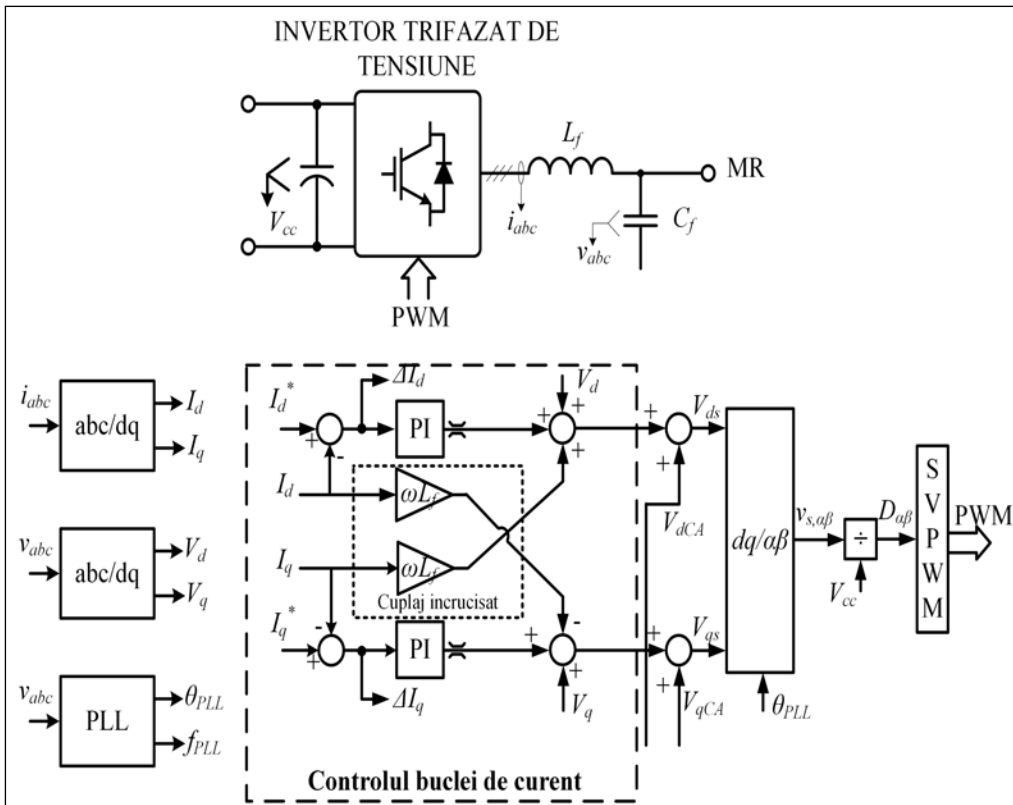


Figura 3.4 Schema de control a invertorului trifazat [66]

Pentru sincronizare este introdus un circuit convențional trifazat numit buclă de calare de fază sau PLL (Phased Locked Loop) care este integrat în structura de control a inverterului. Scopul circuitului PLL este de a sincroniza tensiunile de la ieșirea inverterului trifazat de tensiune cu tensiunile micro-rețelei, circuitul PLL urmărind continuu frecvența fundamentală a tensiunilor măsurate ale micro-rețelei.

3.3 Sistemul de control al armonicilor

Pentru a limita distorsiunea curentului de ieșire la nivelul prevăzut în standard ($THDi < 5\%$) [9], comanda inverterului trifazat de tensiune include de asemenea o buclă de control a compensării armonice (CA), aceasta fiind implementată în sisteme de referință rotative, câte unul pentru fiecare armonică vizată. Cum cele mai importante armonici de curent în spectrul de frecvențe sunt cea de ordinul 5 și cea de ordinul 7, în această teză, compensatorul armonic (CA) este dimensionat pentru a compensa aceste două armonice selectate.

Partea de control din inverterul trifazat de tensiune conectat la rețea constă în controlul curentului cu regulatoarele PI și compensatorul armonic (CA), fiind implementate în sistemul de referință bifazat rotitor sincron (dq), schemele bloc de control fiind prezentate în Fig 3.6 și Fig 3.7.

În Fig. 3.6, este descris procesul compensării armonice, componenta i_q a curentului determină puterea reactivă, în timp ce componenta i_d a curentului, determină fluxul de putere activă. Astfel, puterea activă și reactivă pot fi controlate independent. Pentru a obține o compensare bună este necesară utilizarea regulatoarelor PI pentru reglarea curentului, cuplajul încrucișat și reacția pozitivă de tensiune [69]. Cele două regulatoare sunt implementate în două sisteme de referință care se rotesc la -5ω și la $+7\omega$. Sunt necesare 2 blocuri de transformare pentru a transfera din sistemul de referință bifazat staționar ($\alpha\beta$) în sistem de referință bifazat rotitor sincron (dq).

Intrarea regulatorului de curent este eroarea între valoarea măsurată și cea de referință a curentului de rețea. Ieșirea regulatorului este tensiunea de referință a rețelei, care împărțită la tensiunea sursei de c.c. oferă factorul de umplere pentru inverter (Fig. 3.4).

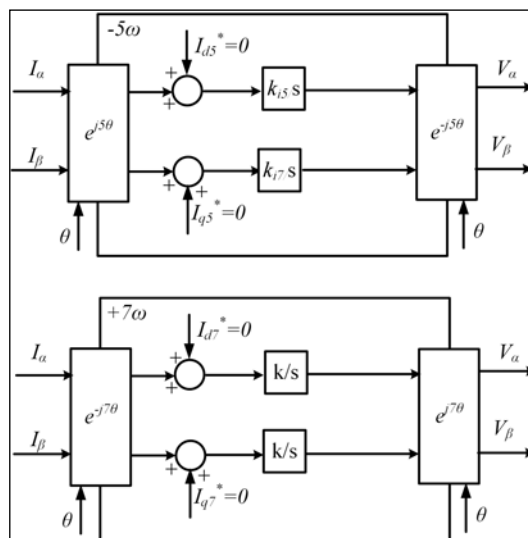


Figura 3.6 Schema detaliată de control a compensării armonice de curent de ordin 5 și 7 [77]

3.4 Sistemul de control al frecvenței

În sistemele energetice, deviația de frecvență este un indicator al dezechilibrului dintre producție și consumul de energie. Pentru funcționarea normală a sistemului de alimentare, frecvența trebuie să fie apropiată de valoarea nominală. În cazul unui dezechilibru între producție și consumul de energie, controlul primar și controlul secundar al frecvenței sunt utilizate pentru a reduce dezechilibrul de putere.

Având în vedere exploatarea rezervei de putere și capacitatea de descărcare rapidă a puterii unui sistem PV se pot implementa soluții de control care pot asigura serviciile de suport menționate mai sus, fără utilizarea SSE integrate în sisteme PV.

O altă soluție constă în integrarea în structura centralei PV, a unui sistem de stocare a energiei pe termen scurt care să asigure rezerva de putere necesară sistemului pentru a oferi micro-rețelei un suport substanțial în regim dinamic.

Termenul de "suport dinamic" definește capacitatea unei surse de producere a energiei de a reacționa la prima parte a procesului primar de control al frecvenței, proces asociat cu răspunsul inerțial al generatoarelor convenționale și inerția sintetică furnizate de surse de energie pe bază de invertoare PV [69].

Soluțiile propuse în continuare au fost studiate și dezvoltate de autor pentru a demonstra asigurarea stabilității și calității energiei în micro-rețele prin controlul SER și anume prin controlul unui sistem PV.

Principiile de comandă propuse au la bază controlul puterii active în funcție de caracteristica $P(f)$ propusă. Pentru evidențierea soluției s-a evidențiat funcționarea frecvenței în intervalul 48÷52 Hz și s-a propus funcționarea inverterului cu o rezervă de 20 %.

În Fig. 3.8 a și b, este prezentat mecanismul de control al puterii active de referință P_0^* . Fig. 3.8 a reprezintă cazul în care controlul frecvenței este susținut de un SSE cu baterii, pe când în Fig. 3.8 b, susținerea de face de către un SSE pe bază de supercondensator. În scopul analizării comportamentului sistemului în condiții de funcționare diferite, cele două scheme de control cuprind patru cazuri care pot fi activate prin intermediul celor două comutatoare I_1 și I_2 , așa cum este descris în tabelul 3.1.

Pentru a evidenția mai bine soluția, autorul tezei propune 4 cazuri de studiat pentru a stabili puterea de referință, aceste cazuri urmând a fi detaliate în capitolul următor. În funcție de structura centralei PV, adică dacă sistemul de stocare al energie este conectat ($I_2= 1$) sau fără SSE conectat ($I_2= 2$), referința de putere P_{01}^* poate fi controlată independent de producția sursei PV. Puterea de intrare P_1^* , activă atunci când SSE integrat este conectat, poate proveni de la un regulator central al micro-rețelei, similar cu cazul generatoarelor convenționale comandate de un dispecerat de rețea.

Totuși, această funcționare este în afara scopului acestei teze; prin urmare, în simulări și experimente, P_1^* este considerată fixă la valoarea de 5000 W. În cazul clasic (fără SSE conectat), puterea de referință activă P_{01}^* depinde de puterea disponibilă a sursei PV. În această teză, sursa PV fiind conectată direct la intrarea de c.c. a inverterului, puterea maximă a sistemului PV poate fi controlată prin intermediul V_{cc} . Așa cum se arată în Fig. 3.8 a și b, semnalul de putere activă P_2^*

este furnizat de un regulator PI care servește la menținerea tensiunii de legătură în c.c la valoarea de referință V_{cc}^* .

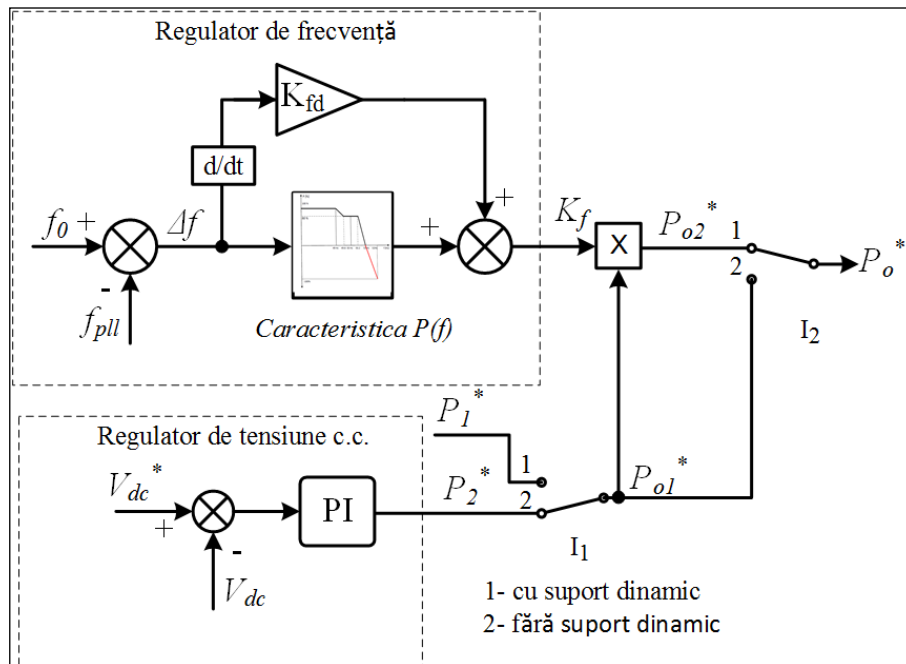


Figura 3.8.a Schema bloc a generării de putere activă $P(f)$ - cazul SSE-B [49]

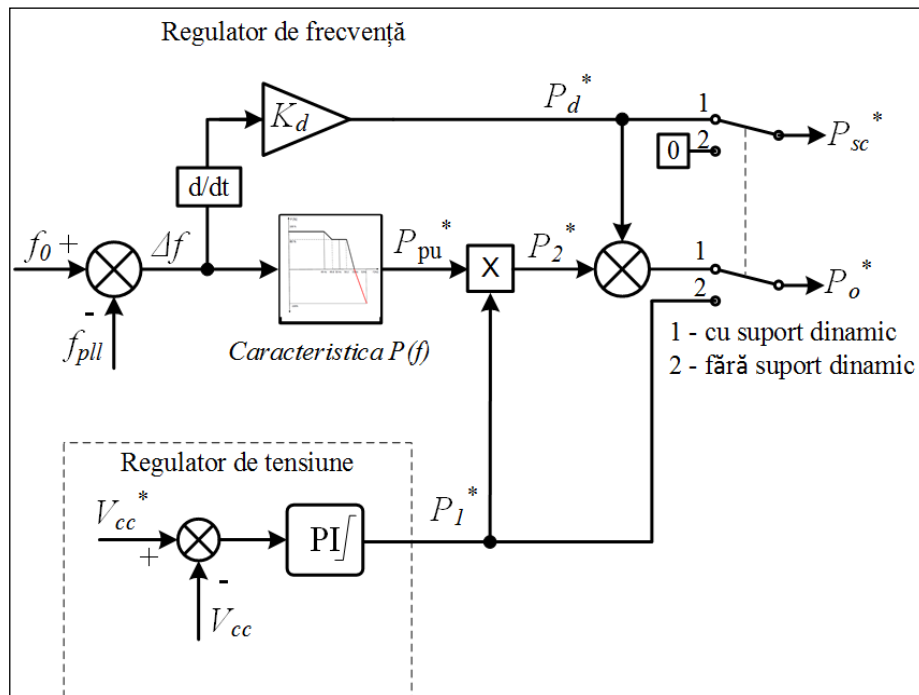


Figura 3.8.b Schema bloc a generării de putere activă $P(f)$ - cazul SSE-SC [51]

Pentru ca sistemul de alimentare cu energie fotovoltaică să participe la procesul de control al frecvenței micro-rețelei, este implementat un regulator de frecvență, evidențiat în Fig. 3.8 a și b, acesta fiind caracterizat printr-un comportament proporțional derivativ. Deviația de frecvență Δf

este calculată scăzând din frecvența de referință f_0 , frecvența estimată f_{PLL} . Δf este utilizată pentru a determina termenul proporțional al referinței puterii active utilizând o caracteristică $P(f)$ predefinită.

Participarea la controlul frecvenței este diferită de la o țară la alta, toate SER trebuie să reducă, în timpul funcționării, la o frecvență de mai mult de 50,2 Hz, puterea instantanee activă cu un gradient de 40 % din puterea SER [37].

Există, de asemenea, un control îmbunătățit al puterii active atunci când sistemul de stocare a energiei (SSE) cu baterii și/sau cu supercondensator, este integrat în structura sistemului PV și caracteristica $P(f)$ poate fi extinsă și la nivelul zonei negative (adică pentru $P < 0$ - absorbția energiei active din micro-rețea).

Trebuie menționat faptul că aceasta teză nu acoperă cazurile când sistemul de baterii atinge limitele stării de încărcare (SOC) și când sistemul nu mai poate funcționa după cum este descris, acest aspect fiind rezervat studiilor viitoare.

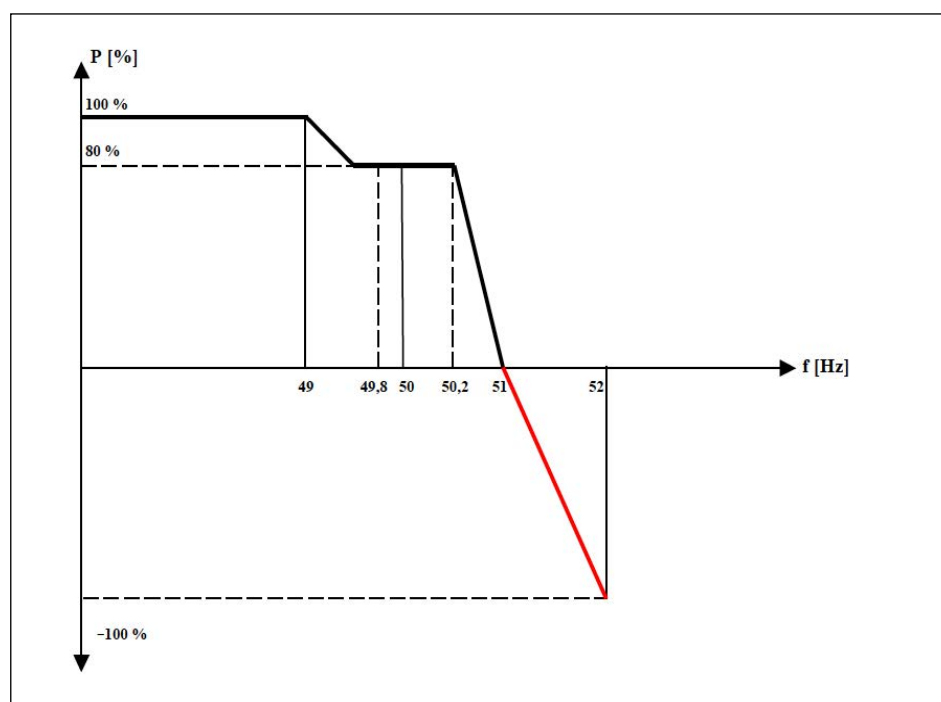


Figura 3.9 Caracteristica putere în funcție de frecvență $P(f)$, conform [49]

Pentru a îmbunătăți capacitatea suportului dinamic al sistemului PV, s-a adăugat la regulatorul de frecvență un termen derivativ, care se caracterizează prin "câștig derivativ" numit în continuare K_d . Scopul principal al acestei bucle de control este de a realiza un răspuns mai rapid la schimbarea frecvenței, rezultând o reducere a ratei de modificare a frecvenței (RoCoF) și a deviației maxime de frecvență [71].

O analiză a efectului câștigului derivativ asupra comportamentului dinamic al frecvenței va fi furnizat în secțiunile de rezultate ale simulărilor și rezultate experimentale.

Este important de menționat că, în cazul în care sursa PV, funcționează fără SSE conectat, puterea de ieșire disponibilă depinde numai de producția de energie din sursa PV, care variază proporțional

cu radiația solară. Prin urmare, comportamentul menționat mai sus, bazat pe caracteristica $P(f)$ prezentată în Fig. 3.9 este limitat de condițiile de funcționare ale sursei PV. În acest caz, caracteristica de putere activă de ieșire este dimensionată la puterea maximă disponibilă în centrala fotovoltaică, semnalul puterii de ieșire P_{02}^* , fiind calculat, așa cum se arată în figura 3.8, prin înmulțirea cu coeficientul subunitar K_d , furnizat de regulatorul de frecvență, cu referința de putere activă P_{01}^* .

Principiile de comandă propuse mai sus (capitolul 3.4), au fost elaborate de autorul tezei, împreună cu colectivul de electronică de putere și surse regenerabile de energie din cadrul centrului de cercetare Sisteme Electrice Avansate de la Departamentul de Inginerie Electrică și Fizică Aplicată, Universitatea Transilvania din Brașov. Aceste principii se constituie în principiile centrale teoretice ale prezentei teze. În capitolele următoare se demonstrează validitatea soluțiilor teoretice propuse mai sus.

3.5 Modelarea sistemului PV studiat

Subcapitolul 3.5 își propune să descrie implementarea structurii sistemului PV studiat în software-ul Matlab/Simulink și detalierea principiilor de comandă dezvoltate de autor, prezentate în capitolul 3 și în articolele realizate [49], [51] și [78].

3.5.1 Modelarea generală a sistemului PV

Conform schemei bloc prezentată în capitolul 2, Fig. 2.1, s-a modelat în Matlab/Simulink sistemul PV, rezultatul fiind prezentat în Fig. 3.10.

Pentru a evidenția principiile de control prezentate în capitolul 3 se vor analiza următorii parametri:

- Frecvența micro-rețelei: f_{MR} [Hz]
- Puterea de ieșire a sursei PV: P_{PV} [W]
- Puterea de ieșire a SSE cu baterii: P_{bat} [W]
- Puterea de ieșire a SSE cu supercondensator: P_{SC} [W]
- Puterea de ieșire a invertorului trifazat: P_{iesire} [W]
- Tensiunea în c.c., V_{cc} [V]

Măsurarea parametrilor de mai sus evidențiază funcționarea întregului sistem PV și performanța lui în regim dinamic.

Conform instrumentelor de reprezentare grafică disponibile Matlab/Simulink, schema bloc a sistemului PV studiat este prezentată în Fig. 3.10 a și b. Ea cuprinde toate elementele necesare simulării și testării elementelor componente care alcătuiesc sistemul PV studiat și descris în capitolul 2, Fig. 2.1.

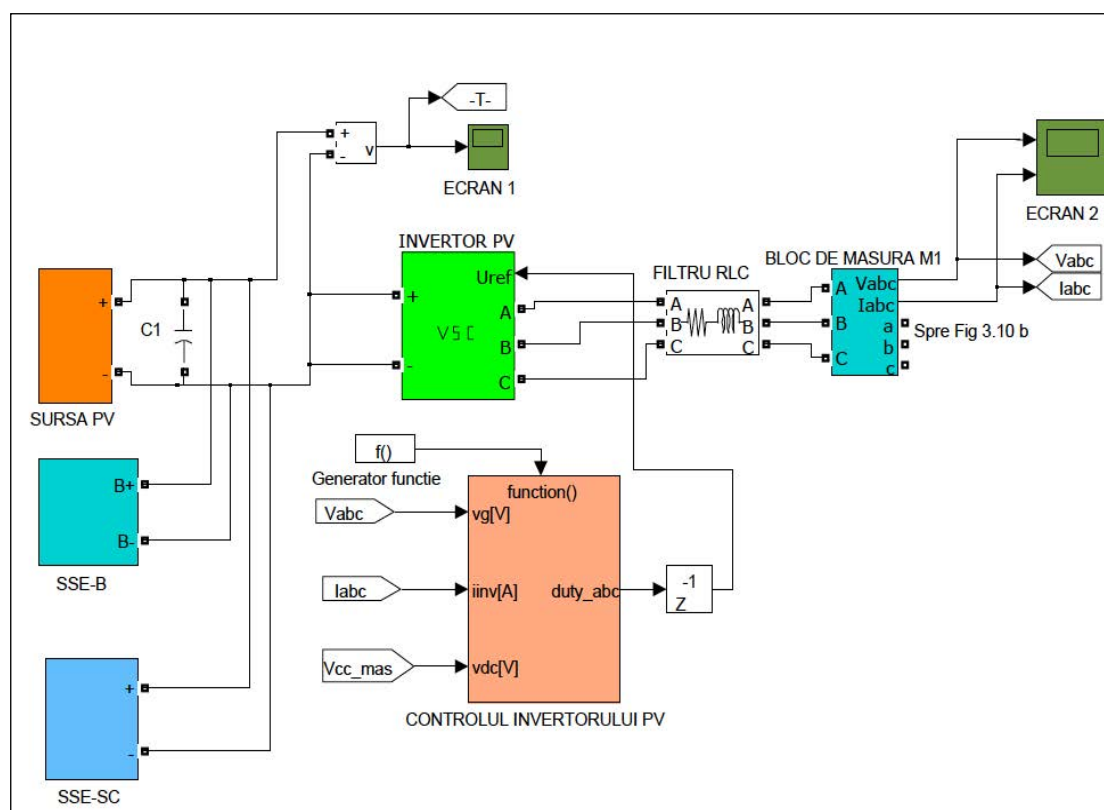


Figura 3.10 a Schema bloc a sistemului PV [49]

Astfel Fig. 3.10 a, conține reprezentarea grafică a următoarelor elemente: sursa PV, SSE-B, SSE-SC, invertorul PV, blocul de control al invertorului PV și un bloc de măsură (M1) pentru a măsura valorile curenților și ale tensiunilor în c.a. la ieșirea din invertorul PV. În schemă este reprezentat și condensatorul de legătură c.c. (C_1), din Fig. 2.1, în cazul de față, valoarea condensatorului utilizat pentru blocul de baterii fiind setată la $5000 \mu\text{F}$, pentru invertorul trifazat. Valoarea tensiunii în c.c. (V_{CC}) poate fi vizualizată pe blocul reprezentat de ecranul 1. Conform instrumentelor disponibile în Matlab/Simulink, blocul de control al invertorului are ca elemente de intrare: tensiunea în c.c. (V_{CC}), curenții și tensiunile trifazate (I_{ABC} , V_{ABC}), iar ieșirea este utilizată pentru comanda invertorului PV din schemă. Ecranul 2, este utilizat în cursul desfășurării simulărilor pentru vizualizarea parametrilor: V_{abc} și I_{abc} .

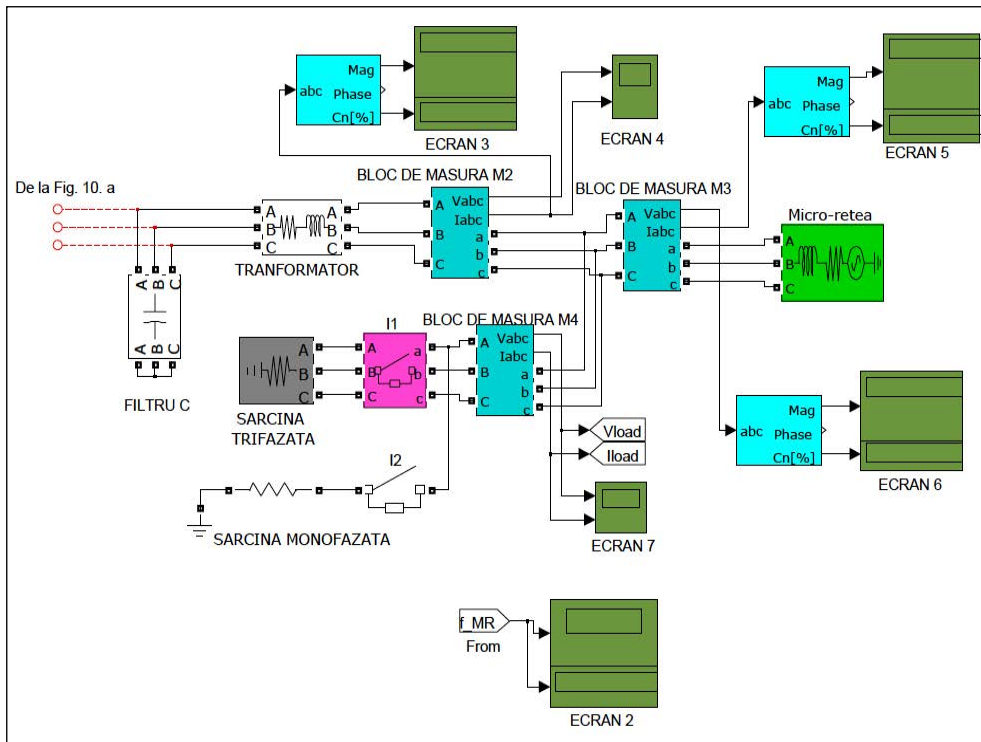


Figura 3.10 b Schema bloc a sistemului PV [78]

În Fig 3.10 b (continuarea schemei bloc), sunt reprezentate: filtrul de rețea (RLC), sarcina trifazată și monofazată și micro-rețeaua, conform descrierii din capitolul 2, Fig. 2.1. Sarcinile sunt conectate la rețea prin intermediul unor întrerupătoare (I_1 , I_2) pentru a se putea efectua conectări și deconectări de sarcină în timpul simulărilor.

3.5.2 Modelarea a sursei PV

Modelarea sursei PV s-a realizat ținând cont de:

- caracteristicile tehnice ale panoului fotovoltaic real utilizat în simulare, ale cărui date tehnice sunt prezentate în Anexa 1.
- influența radiației solare asupra caracteristicilor I-V, pentru un panou fotovoltaic.
- influența radiației solare asupra caracteristicilor de putere, pentru un panou fotovoltaic, implicit pentru întreaga sursă PV.

3.5.3 Modelarea SSE-B

Sistemul de stocare a energiei cu baterii (SSE-B) a fost modelat în Matlab/Simulink și are la bază un regulator proporțional-integral (PI) și o funcție de transfer pentru modelarea tensiunii.

Parametrii de intrare pentru sistemul de stocare a energiei cu baterii sunt: tensiunea de referință, $V_{REF} = 650 \text{ V c.c.}$ și parametrii blocului de 14 baterii având tensiunea $V_{CC} = 48 \text{ V}$ fiecare baterie. Parametrul de ieșire este puterea de ieșire a blocului de baterii (P_{bat}) fiind, vizualizat pe ecranul: "Puterea SSE-B".

Schema de control a SSE cu baterii (SSE-B) are în vedere controlul tensiunii pe baterii și verificarea stării de încărcare a bateriilor.

3.5.4 Modelarea SSE-SC

Sistemul de stocare a energiei cu supercondensator (SSE-SC) este modelat conform cerințelor din capitolul 3 și are ca date de intrare, parametrii supercondensatorului folosit (Anexa 2) iar parametrul de ieșire este reprezentat de puterea supercondensatorului: P_{SC} , [51].

Schema de control a supercondensatorului include un regulator proporțional-integral (PI) cu scopul de regulator de curent și un bloc pentru limitarea tensiunii supercondensatorului [68].

3.5.5 Modelarea buclei de control în curent a inverterului PV

Bucula de control în curent a inverterului are la bază: două regulatoare tip proporțional-integral (PI) implementate pe axa d și pe axa q , transformarea din sistemul de referință bifazat rotitor sincron (dq) în sistemul de referință staționar ($\alpha\beta$), cu eliminarea reacției pozitive de tensiune și a cuplajului încrucișat.

3.5.6 Modelarea compensării armonicilor de curenți (CA)

Conform soluției prezentate în capitolul 3, s-au compensat armonicile de curent de gradul 5 și 7, conform soluțiilor date în [49], [52] și [80], modelarea soluției are la bază transformarea din sistemul de referință bifazat rotitor sincron (dq) în sistemul de referință staționar ($\alpha\beta$), fiind prezentată în Fig. 3.18.

3.5.7 Modelarea regulatorului de frecvență

Pe baza soluției pentru principiile de comandă dezvoltate de autor și prezentate în capitolul 3.4 s-a implementat în Matlab/Simulink schema de comandă a frecvenței.

Schema are la bază graficul $P(f)$ prezentat în Fig. 3.9. Conform soluției propuse în capitolul 3.4 pentru principiile de comandă, ele au la bază controlul puterii active în funcție de caracteristica $P(f)$.

3.5.8 Modelarea micro-rețelei

Pentru a evidenția mai bine funcționarea sistemului PV, micro-rețeaua a fost modelată conform soluției propuse în capitolul 2, Fig 2.11 a) și b), în 2 variante, astfel: o variantă simplificată care prezintă un model simplificat de micro-rețea (MR1) detaliat în Fig. 3.20 și o variantă complexă a micro-rețelei (MR2) descrisă și în Fig. 3.21, [67].

Pe baza modelării realizate în Matlab/Simulink prezentată mai sus, s-au efectuat simulările experimentale pentru a evidenția comportarea sistemului PV studiat și pentru a se evidenția efectul soluțiilor de control propuse de autor.

CAPITOLUL 4

REZULTATUL SIMULĂRILOR FUNCȚIONĂRII SISTEMULUI PV

Capitolul 4 al prezentei teze își propune testarea principiilor de control prezentate în capitolul 3 prin realizarea de simulări ale funcționării sistemului PV.

Pentru a testa principiile de control pentru sistemul PV propus și răspunsul lui în diferite condiții dinamice, sunt luate în considerare în cadrul simulărilor și experimentelor, două tipuri de evenimente (perturbații): unul extern sistemului PV, creat de conectarea și deconectarea unor sarcini (o sarcină trifazată echilibrată de 5000 W și ulterior o sarcină monofazată de 1000 W) și un eveniment intern generat de modificarea radiației solare.

În ceea ce privește evenimentul intern, generat de modificarea radiației solare, pentru a testa sistemul PV pentru scenariul cel mai defavorabil, s-a simulat o scădere bruscă a radiației solare deoarece este un scenariu posibil într-o situație reală.

Pentru a reprezenta un nivel sever de perturbații dinamice pentru sistemul PV studiat, în teză se utilizează o schimbare a radiației solare de la 1000 la 500 W/m², cu o rampă de scădere de 40% /s [43].

Pentru a evidenția capacitățile dinamice de sprijin pentru sistemul PV studiat, analiza prezentată include următoarele 4 cazuri principale, descrise conform poziției comutatoarelor din Fig 3.8 a și b, prezentate în capitolul 3. În toate cele patru cazuri, evenimentele tranzitorii folosite pentru testarea sistemului sunt declanșate după cum urmează:

- la $t=4$ s, este conectată sarcina trifazată de 5000 W ;
- la $t=7$ s, radiația solară scade de la 1000 la 500 W/m², cu o rampă de scădere de 40 % /s;
- la $t = 10$ s, sarcina trifazată este deconectată;
- la $t = 14$ s, sarcina trifazată este conectată din nou, de data aceasta însă la un nivel al radiației solare de 500 W/m²;
- la $t = 17$ s, este conectată sarcina monofazată de 1000 W;

4.1 Simulările sistemului PV cu SSE-B

Cazul 1

În cazul 1, răspunsul sistemului PV este prezentat în Fig. 4.1. Efectul termenului derivativ al regulatorului de frecvență este de asemenea investigat prin schimbarea valorii K_d pentru valorile următoare: 0, -0.025, -0.05; -0.1 și -0.2. Rezultatele din Fig. 4.2 arată răspunsul sistemului în ceea ce privește principalele puteri ale sistemului PV pentru diferite valorile lui K_d . Din rezultatele obținute se analizează performanța dinamică a sistemului prin calcularea următorilor parametri:

- Deviația de frecvență maximă (Δf);
- Derivata de frecvență (df/dt) - cunoscută și sub denumirea de rate of change of frequency (RoCoF)

- Timpul de restabilire a frecvenței (t_r).
- Integrația de eroare pătrată (ISE) a deviației de frecvență, exprimată ca în ecuația 4.1:

$$ISE = \int_{t_1}^{t_2} \Delta f^2 dt \quad (4.1)$$

unde, $t_2 - t_1$ reprezintă durata regimului tranzitoriu (în acest caz, $t_1 = 4$ s și $t_2 = 7$ s).

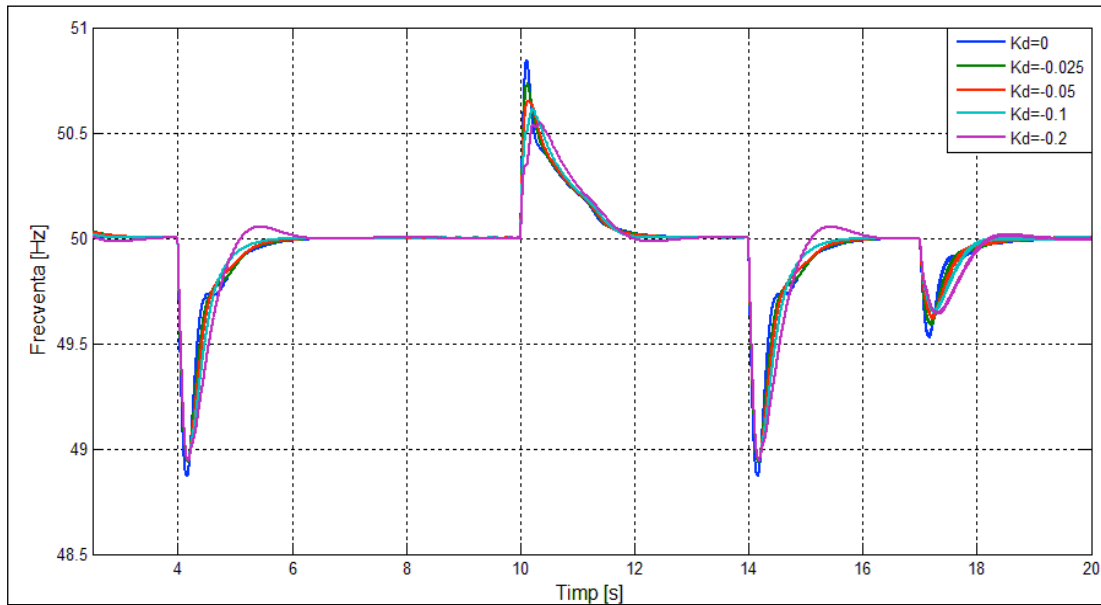


Figura 4.1 Frecvența micro-rețelei, pentru cazul 1, SSE-B conectat și suportul dinamic activat

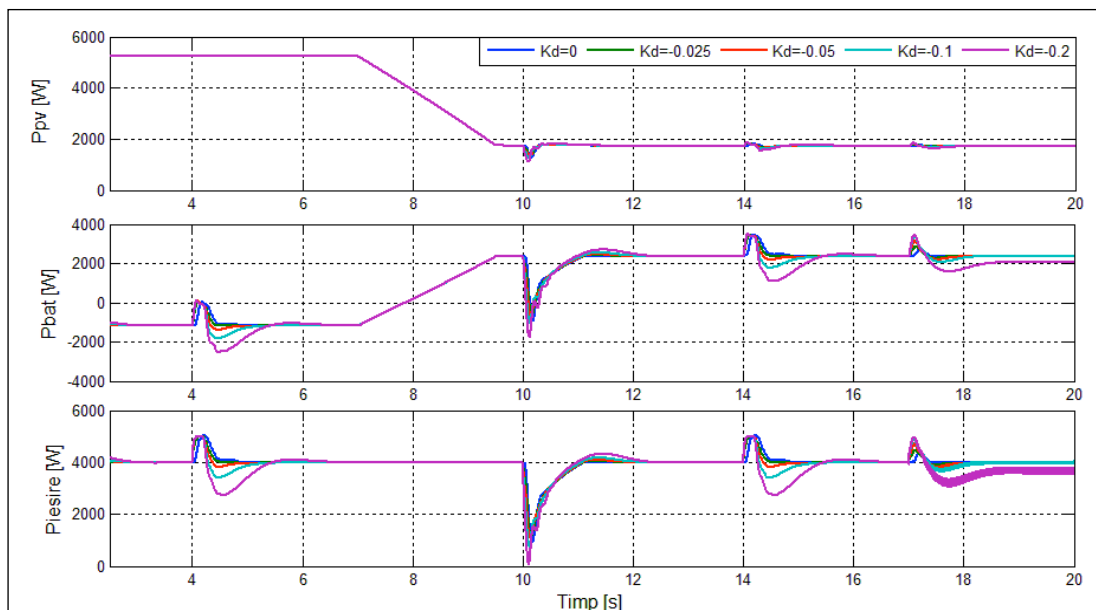


Figura 4.2 Puterile sistemului PV pentru cazul 1, SSE-B conectat și suportul dinamic activat

După cum se arată, creșterea câștigului derivativ K_d are pentru o anumită valoare ($K_d = -0.025$), un efect pozitiv asupra celor trei parametri: deviația de frecvență maximă (Δf), derivata de frecvență (df/dt) și durata regimului tranzitoriu (t_r). Cu toate acestea, îmbunătățirile devin mai puțin semnificative cu creșterea ulterioară a valorii K_d , în timp ce răspunsul la frecvență tinde spre un mod mai oscilant pentru cea mai mică din valorile lui K_d , așa cum se arată în Fig. 4.1. În plus, valoarea indicelui ISE demonstrează același concluzii cu privire la răspunsul tranzitoriu de frecvență în funcție de valoarea factorului K_d . O îmbunătățire mai semnificativă cu creșterea valorii K_d poate fi observată în valoarea RoCoF. Toți parametrii care demonstrează performanța frecvenței arată un efect similar al lui K_d - răspunsul la frecvență este îmbunătățit până la un anumit punct, după care efectul este inversat. Prin urmare, valoarea optimă a termenului derivativ, K_d este stabilită la $-0,025$.

Când sarcina este conectată (la $t = 4$ s), sistemul PV reacționează într-un mod dinamic, în funcție de valorile regulatorului de frecvență, prin creșterea puterii de ieșire la limita sa superioară, 5000 W. După ce frecvența este restabilită, în aproximativ 1 secundă, puterea de ieșire a invertorului PV (P_{resire}) revine la referința de 4000 W, care este stabilită la limita de 80 % din puterea maximă a sistemului PV, disponibilă în funcție de caracteristica de funcționare prezentată în capitolul 3, Fig. 3.9.

Deși SSE-B oferă puterea suplimentară (P_{bat}) cerută de invertorul PV pentru a susține frecvența micro-rețelei, când radiația solară scade de la 1000 la 500 W /m², puterea sursei PV este redusă la aproximativ 1800 W, însă SSE-B susține diferența de putere, puterea de ieșire a invertorului PV rămânând constantă la valoarea de 4000 W. În consecință, balanța de putere la intrarea invertorului PV este modificată, iar modul de funcționare al SSE-B se schimbă trecând din regimul de încărcare la regimul de descărcare. În acest fel s-a obținut un înalt grad de controlabilitate și predictibilitate a puterii sistemului PV ce poate fi realizat similar cu controlul realizat în centralele electrice convenționale. Limitarea economică a dimensionării capacității SSE-B rămâne însă o problemă importantă care trebuie studiată.

Pentru a evidenția și mai mult comportarea sistemului PV la controlul în frecvență, la $t = 10$ s, sarcina trifazată se deconectează urmând ca la momentul $t = 14$ s, să se conecteze din nou, de data aceasta însă la o valoare a radiației solare de 500 W/m². La evenimentul generat de deconectarea sarcinii trifazate se poate observa răspunsul în frecvență al sistemului PV și reacția corespunzătoare a puterilor. În mod similar se comportă sistemul PV la următorul eveniment generat de conectarea sarcinii trifazate la o valoare mai mică a radiației solare (500 W/m²)

La $t = 17$ s, sarcina monofazată este conectată, și se observă că sistemul PV răspunde similar cazului conectării unei sarcini trifazate, cu diferența principală constând în faptul că regimul tranzitoriu este mai limitat fiind generat doar de puterea inferioară a sarcinii monofazate (1000 W).

Dezechilibrul creat de încărcarea asimetrică a celor trei faze creează un efect nesemnificativ asupra comportamentului sistemului PV și al micro-rețelei în ceea ce privește controlul frecvenței. O analiză a influenței acestor dezechilibre privind tensiunile de micro-rețea este prevăzută în secțiunea "Rezultate experimentale".

Cazul 2

În cazul 2, suportul dinamic rămâne activat, dar SSE-B este deconectat, deci sistemul PV nu beneficia de sprijinul SSE-B în acest caz. Răspunsul în frecvență al sistemului PV se prezintă în Fig. 4.3, iar analiza puterilor sistemului PV este evidențiată în Fig. 4.4.

În mod similar cu cazul precedent, s-au luat în considerare evenimentele următoare, la $t = 4$ s, sarcina trifazată este conectată; la $t = 7$ s, radiația scade de la 1000 la 500 W/m^2 cu panta de 40 %/s ; la $t = 10$ s, sarcina trifazată se deconectează, la $t = 14$ s sarcina trifazată se conectează din nou iar la $t = 17$ s sarcina monofazată este conectată.

Spre deosebire de cazul anterior, în care frecvența micro-rețelei nu a fost perturbată de evenimentul intern generat de modificarea radiației solare produsă la $t = 7$ s, în acest caz deconectarea SSE-B duce la înrăutățirea valorilor frecvenței prezentate în Fig 4.3. În cazul de față frecvența micro-rețelei înregistrează deviații, atât la momentul producerii unui eveniment extern (conectarea sarcinii trifazate $t = 4$ s și la $t = 10$ s, conectarea sarcinii monofazate la $t = 17$ s) cât și la momentul producerii unui eveniment intern (scăderea radiației solare la $t = 7$ s).

După $t = 7$ s, când radiația scade de la 1000 la 500 W/m^2 , de asemenea puterea sursei PV se modifică corespunzător, în acest caz ajungând la valoarea de aproximativ 1800 W , Fig. 4.4. Cu toate acestea, în funcție de puterea disponibilă a sursei PV, sistemul PV păstrează încă o anumită capacitate de sprijin dată de regulatorul de frecvență care rămâne activat.

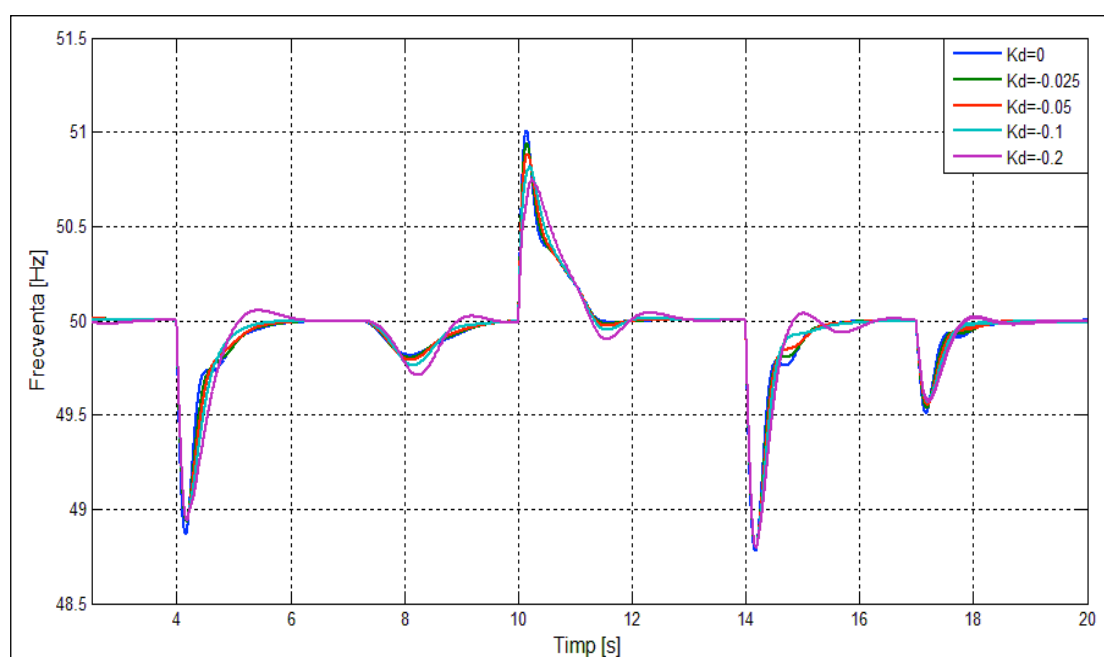


Figura 4.3 Frecvența micro-rețelei, pentru cazul 2: SSE-B deconectat, suportul dinamic activat

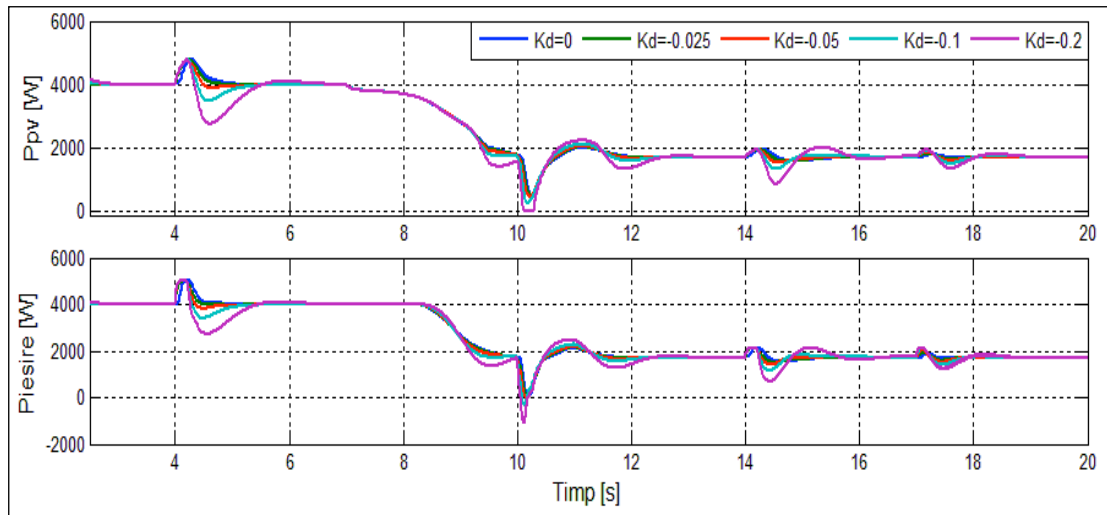


Figura 4.4 Puterile sistemului PV, pentru cazul 2: SSE-B deconectat, suportul dinamic activat

Cazul 3

Cel de-al treilea caz analizat corespunde scenariului ipotetic când SSE-B este conectat la sistemul PV, iar suportul dinamic este dezactivat.

Acest caz este investigat pentru comparație numai în scopuri de analiză, deoarece SSE-B este integrat în primul rând pentru a oferi suport dinamic.

Rezultatele sunt prezentate în Fig. 4.5 și 4.6. Așa cum se arată în Fig. 4.5 când sarcina trifazată este conectată la $t = 4$ s, frecvența micro-rețelei scade până la aproximativ 48,7 Hz, în timp ce în cazul 1, cu suportul dinamic activat, frecvența a fost limitată la 48,9 Hz.

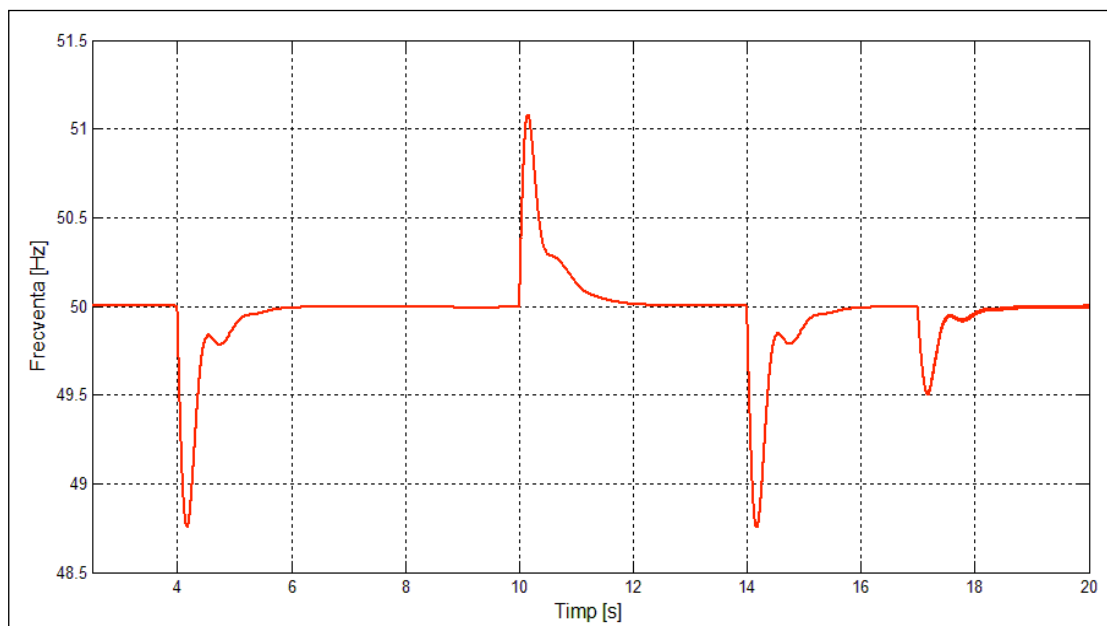


Figura 4.5 Frecvența micro-rețelei, pentru cazul 3: SSE-B conectat, suportul dinamic dezactivat

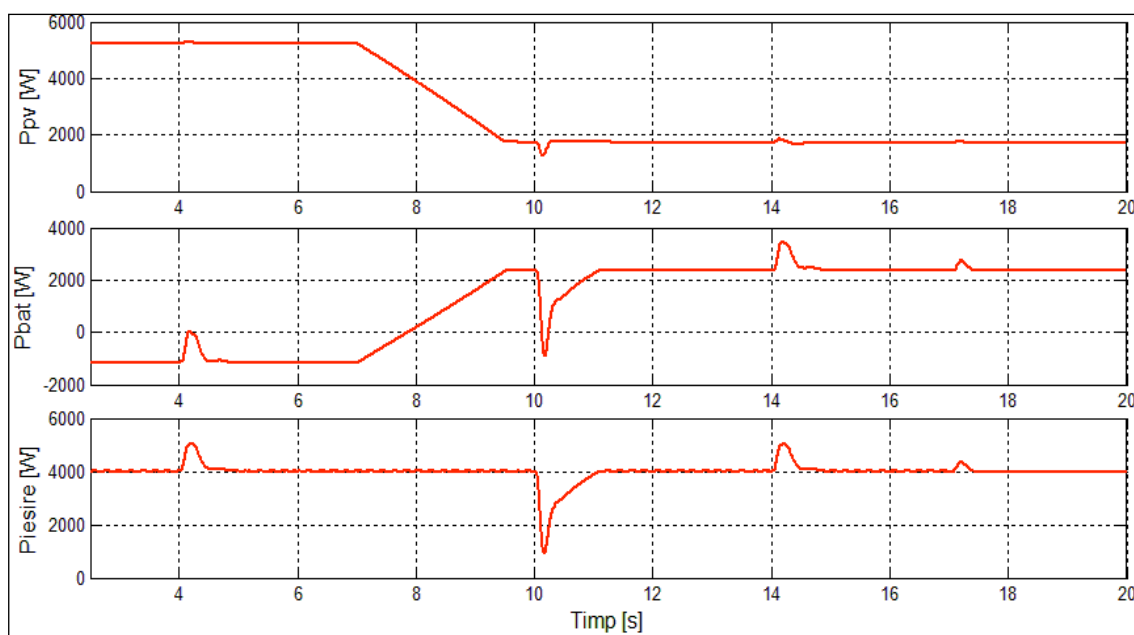


Figura 4.6 Puterile sistemului PV, pentru cazul 3: SSE-B conectat, suportul dinamic dezactivat

Cazul 4

Cazul final corespunde celui mai utilizat mod de operare al sistemelor PV de puteri mici, adică fără SSE-B integrat și fără suport dinamic activat.

În cazurile prezentate mai sus se observă un aport semnificativ al SSE-B conectat iar controlul propus pentru sistemul PV înregistrează performanțe bune în timpul regimurilor tranzitorii. Suportul dinamic își dovedește astfel eficacitatea.

4.2 Simulările sistemului PV cu SSE-SC

Pentru a evidenția îmbunătățirile aduse în comportamentul dinamic al sistemului PV în care este integrat un sistem de stocare a energiei care are la bază un supercondensator (SSE-SC), în diferite regimuri tranzitorii, asemănător cu sistemul PV conectat cu SSE-B, sunt analizate aceleași evenimente în 4 cazuri distincte, după cum urmează: cazul 1) cu suport dinamic activat și cu SC conectat; cazul 2) cu suportul dinamic activat, dar cu SC deconectat; cazul 3) fără suport dinamic cu SC conectat și cazul 4) fără suport dinamic, cu SC deconectat.

Rezultatele prezentate mai jos, au un model de evenimente similar cu cele prezentate în subcapitolul 4.1. Astfel, la momentul $t = 4$ s se conectează o sarcină locală trifazată echilibrată având puterea de 5000 W, la $t = 7$ s radiația solară variază de la 1000 W/m^2 la 500 W/m^2 , la $t = 10$ s, sarcina trifazată este deconectată, la $t = 14$ s sarcina este conectată din nou (de această dată la un nivel de radiație mai scăzut, 500 W/m^2) și la $t=17$ s, o sarcină monofazată de 1000 W este conectată pentru evidențierea eventualelor dezechilibre.

Cazul 1

Pentru primul caz, rezultatele sunt prezentate în Fig 4.9 și 4.10, evidențiind răspunsul sistemului PV în ceea ce privește frecvența micro-rețelei și principalele puteri ale sistemului PV (P_{PV} , P_{SC} , P_{iesire}).

Pentru o analiză mai bună a influenței SSE-SC asupra sistemului PV studiat răspunsul dinamic, se studiază în mod similar, pentru diferitele valori ale câștigului derivativ, K_d prezentate în structura de control din capitolul 3, Fig. 3.8 b.

Din punctul de vedere al răspunsului în frecvență, sistemul PV este analizat prin calcularea următorilor parametri:

- Deviația de frecvență maximă (Δf);
- Derivata de frecvență (df/dt) - cunoscută și sub denumirea de rate of change of frequency (RoCoF);
- Timpul de restabilire a frecvenței (t_r).

În cazul 1, răspunsul sistemului PV este prezentat în Fig 4.9. Efectul termenului derivativ al regulatorului de frecvență este analizat prin schimbarea valorii K_d .

La momentul $t=4$ s, când se înregistrează primul eveniment extern, conectarea sarcinii trifazate se observă o fluctuație de frecvență. În momentul în care variația radiației solare scade de la 1000 la 500 W /m², frecvența înregistrează din nou o scădere ușoară, fiind însă susținută de suportul dinamic activat. Când timpul ajunge la $t = 10$ s, sarcina trifazată se deconectează, iar frecvența înregistrează o nouă variație, dar este susținută de SSE-SC și de suportul dinamic activat. La $t=10$ s, sarcina trifazată este deconectată, la $t=14$ s, fiind conectată din nou la o valoare a a radiației solare de 500 W/m², la $t=17$ s, sarcina monofazată este conectată. Frecvența rețelei înregistrează la toate aceste evenimente mici fluctuații, fiind ajutată însă de SSE-SC și de suportul dinamic.

Fig. 4.10 prezintă puterile principale, adică puterea sursei PV (P_{PV}), puterea SC (P_{SC}) și puterea activă de ieșire a inverterului PV (P_{iesire}).

Când sarcina trifazată este conectată ($t = 4$ s), sistemul PV reacționează într-un anumit mod dinamic, în funcție de parametrii regulatorului de frecvență, prin creșterea puterii de ieșire până la limita superioară (5000 W). După ce frecvența este restabilită, în aproximativ o secundă puterea de ieșire a inverterului revine la referința de 4000 W, după cum se observă în Fig. 4.10, care reprezintă 80 % din puterea fotovoltaică maximă disponibilă conform caracteristicii de funcționare prezentată în capitolul 3, Fig. 3.9. Datorită conectării SSE-SC care susține sistemul PV, în timpul regimurilor tranzitorii, puterea sursei PV este mai puțin influențată de evenimentele externe, SC oferind putere în plus, necesară inverterului PV pentru a susține frecvența micro-rețelei.

După 7 secunde, când radiația scade la 500 W/m², puterea sursei PV este redusă la aproximativ 1800 W, în timp ce SSE-SC susține diferența în timpul regimului tranzitoriu. În consecință, balanța de putere la alimentarea în c.c. a inverterului PV este modificată, modul de operare al SSE-SC schimbându-se de la regimul de încărcare la un regim de descărcare.

Când timpul ajunge la $t = 10$ s, sarcina este deconectată iar puterea sursei PV are o mică variație. Fluctuația de putere este atenuată de SSE-SC conectat și de suportul dinamic activat. La $t = 14$ s,

sarcina este conectată din nou iar la $t=17$ s este conectată și sarcina monofazată, puterea de ieșire a inverterului PV înregistrând o mică fluctuație, fiind însă susținută de SC.

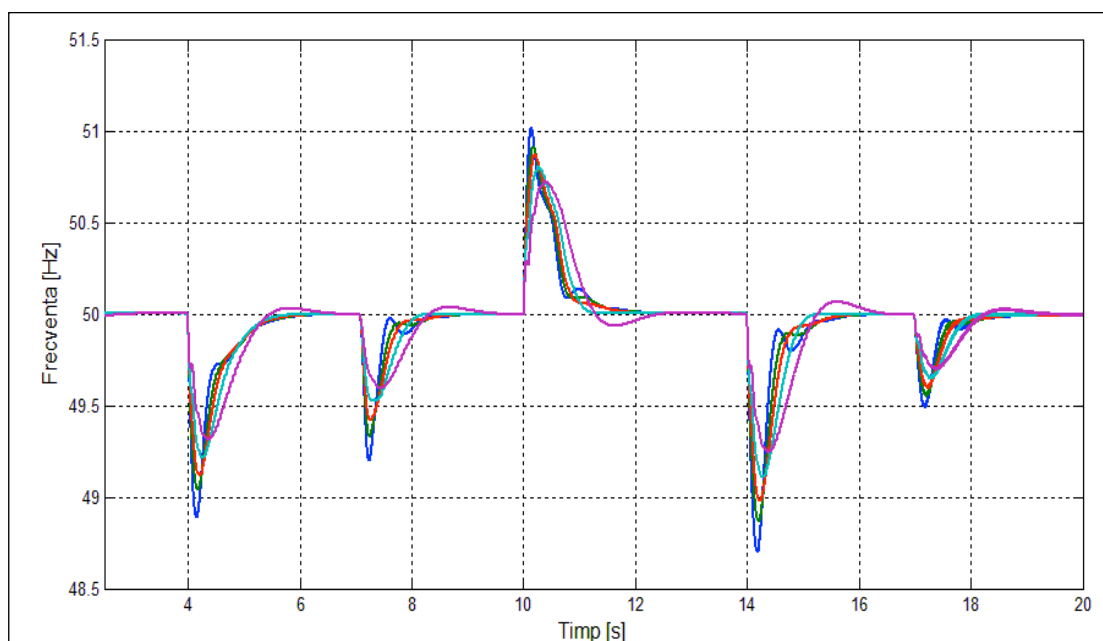


Figura 4.9 Frecvența micro-rețelei, pentru cazul 1: SSE-SC conectat și suportul dinamic activat

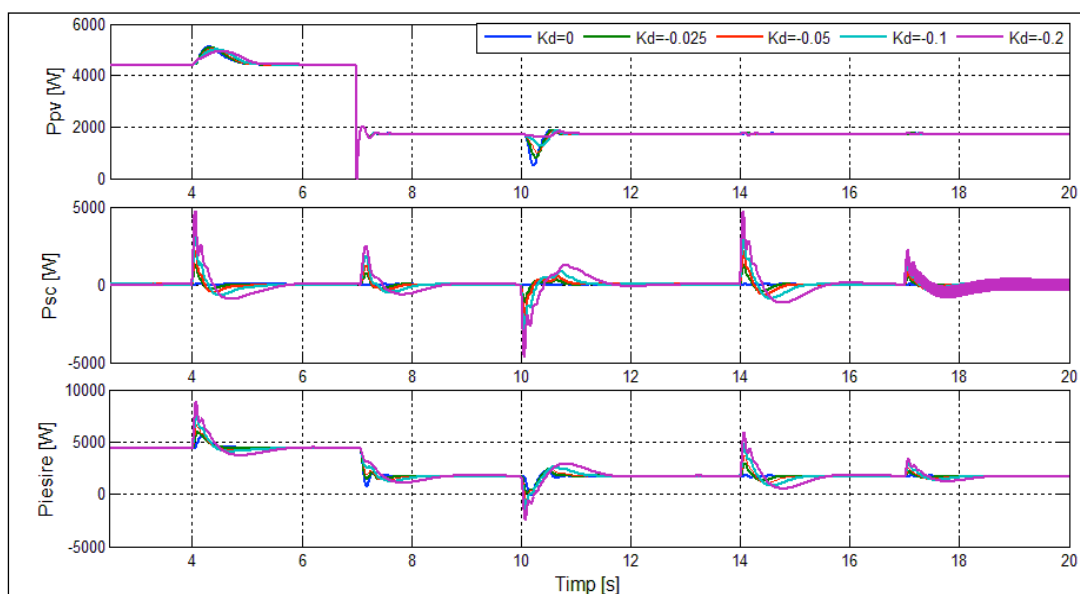


Figura 4.10 Puterile sistemului PV, pentru cazul 1: SSE-SC conectat și suportul dinamic activat

Având în vedere evoluția răspunsului în frecvență al sistemului PV cu SSE-SC conectat și suportul dinamic activat, se poate realiza un grad ridicat de controlabilitate și predictibilitate a puterii sistemului PV, similar cu cel realizat în cazul unei centrale electrice convenționale. Cu toate

acestea, la fel ca și în cazul SSE-B, limitarea tehnică a capacității de susținere a SC rămâne un aspect important care trebuie studiat.

Conform analizei prezentate, se poate observa că în timp ce creșterea K_d îmbunătățește atât deviația la frecvență (Δf) și df/dt , regimul tranzitoriu (t_r) necesită mai mult timp. Prin urmare, în acest caz, o valoare optimă a componentei derivate ar fi în jur de $K_d = -0,1$.

Cazul 2

În al doilea caz analizat s-a studiat funcționarea sistemului PV cu suportul dinamic activat, dar fără conectarea SSE-SC. Rezultatele sunt prezentate în Fig 4.11 și 4.12, similar cu cazul precedent, pentru valori diferite ale parametrului K_d . În acest caz răspunsul sistemului PV, atât în frecvență cât și în ceea ce privește puterile, este similar cu răspunsul sistemului PV în cazul în care este conectat SSE-B.

Totuși, pentru că în acest caz SSE-SC nu mai sprijină sistemul PV, performanțele dinamice ale sistemului sunt mai mici. Fig. 4.12 prezintă puterile principale. Când sarcina este conectată, la $t = 4$ s, sistemul PV acționează în funcție de parametrii regulatorului de frecvență, prin creșterea puterii de ieșire până la limita superioară de 5000 W. După ce frecvența este restabilă, la fel ca în primul caz, în aproximativ o secundă, puterea revine la referința de 4000 W, (80 % din puterea sursei PV maximă disponibilă) în funcție de funcționarea pe caracteristica $P(f)$ prezentată în capitolul 2, Fig 2.10.

Pentru că, în acest al doilea caz, SSE-SC este deconectat, nu este furnizată puterea suplimentară necesară invertorului PV pentru a susține frecvența micro-rețelei, drept urmare deviațiile de frecvență sunt mai evidente.

După $t=7$ s, când radiația solară scade de la 1000 W/m² la 500 W/m², puterea sursei PV este redusă în jurul valorii de 1800 W, cu o trecere ușoară prin zero, deoarece SC nu susține diferența de putere în timpul regimului tranzitoriu. La ieșirea invertorului PV puterea rămâne constantă la valoarea de 1800 W, producția de energie a sursei PV fiind mai mică [44].

Deconectarea sarcinii la $t=10$ s, duce la o creștere rapidă a frecvenței micro-rețelei și în consecință sistemul PV își reduce puterea de ieșire pentru o perioadă scurtă de timp.

După cum se arată în Fig. 4.12, în funcție de valoarea factorului K_d , puterea de ieșire a invertorului PV poate ajunge la valori negative, atunci când se înregistrează o valoare mare a tensiunii în c.c. Desigur, limitând puterea să devină negativă se limitează și tensiunea c.c. la un nivel sigur. Dimensionarea tranzistoarelor invertorului PV și a condensatoarelor de c.c. este o sarcină ce trebuie avută în vedere pentru a evita ca puterea de ieșire a invertorului PV să ajungă la valori negative, [44]. Cu toate acestea, prin această îmbunătățire a sistemului PV se obține un plus de energie pe termen scurt (similar cu efectul inerției mecanice în instalațiile electrice convenționale). Conform rezultatelor obținute mai sus, performanța dinamică a sistemului este analizată prin calcularea accelerației parametrilor ca în cazul precedent. [44]. Valoarea optimă a factorului K_d este în jur de 0,05.

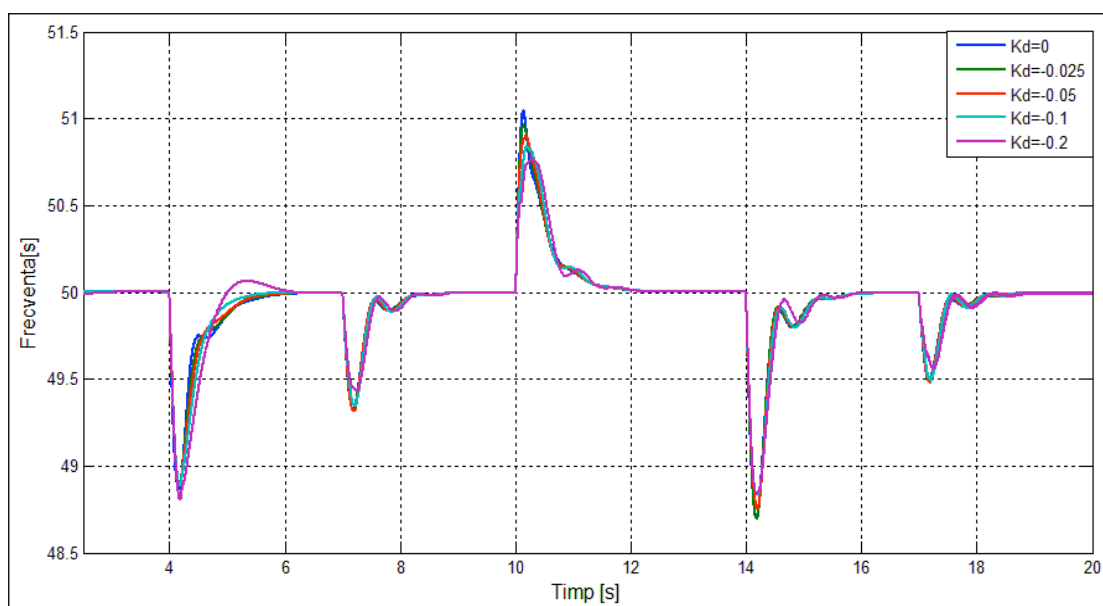


Figura 4.11 Frecvența micro-rețelei, pentru cazul 1: SSE-SC deconectat și suportul dinamic activat

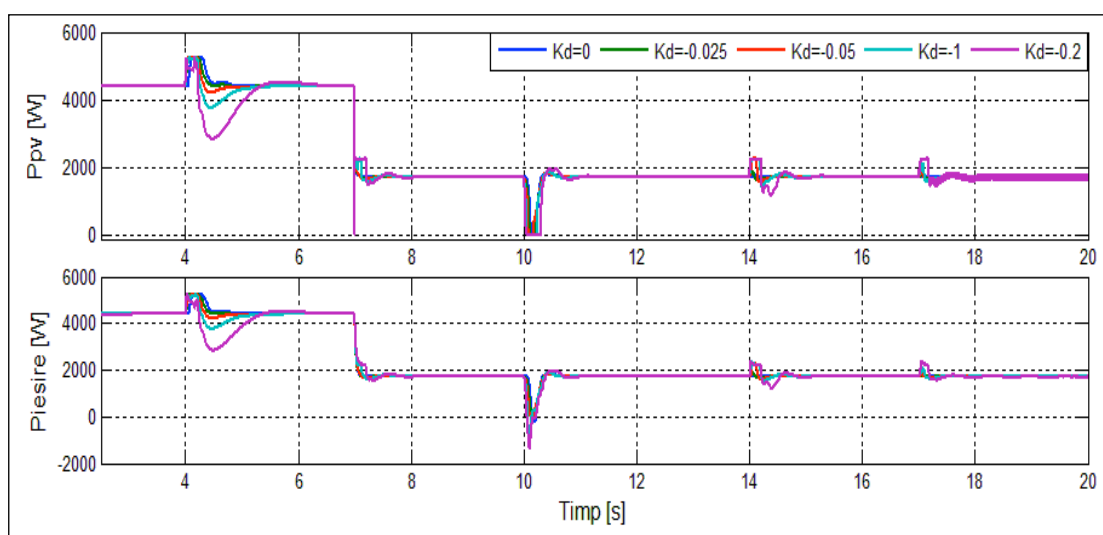


Figura 4.12 Puterile sistemului PV, pentru cazul 1: SSE-SC deconectat și suportul dinamic activat

Conform datelor sintetizate [44], se observă cum în timp ce creșterea K_d îmbunătățește deviația la frecvență (Δf) și df/dt , regimul tranzitoriu (t_r) necesită mai mult timp. Deci și în acest caz, o valoare optimă a câștigului derivativ este în jur $K_d = -0,05$.

Cazul 3

Cel de-al treilea caz analizat corespunde unui scenariu teoretic, în care SSE-SC este conectat la sistemul PV, iar suportul dinamic este dezactivat.

Acest caz este analizat pentru comparație, numai în scopuri de analiză teoretică, deoarece SSE-SC este conectat la sistemul PV în primul rând pentru a oferi suport dinamic.

Cazul 4

În acest ultim caz studiat, suportul dinamic este dezactivat și SSE-SC deconectat, în acest fel funcționarea sistemului PV fiind independentă de acești doi factori.

Acest caz corespunde unuia dintre cele mai obișnuite moduri de funcționare a sistemelor PV de putere mică.

Ca și concluzie a funcționării sistemului PV, în cele două situații: cu SSE-B și cu SSE-SC conectat, se observă un comportament asemănător pentru ambele sisteme atunci când suportul dinamic este activat. Însă spre deosebire de situația în care SSE-B este conectat la sistemul PV, în situația în care SSE-SC este conectat, controlul propus pentru sistemul PV înregistrează performanțe mai bune în timpul regimurilor tranzitorii, dar sistemul este mai puțin performant în regim de funcționare stabil. Suportul dinamic, atunci când este activat își dovedește astfel eficacitatea și îmbunătățește funcționarea ambelor sisteme: SSE-B și SSE-SC.

4.3 Simulările sistemului PV cu SSE-B și SSE-SC conectate în paralel.

Având în vedere performanțele sistemului PV în cele două cazuri de mai sus, autorul a ales studierea funcționării sistemului PV cu două sisteme de stocare a energiei conectate simultan în paralel (SSE-B și SSE-SC), adică implementarea unui sistem de stocare a energiei hibrid (SSE-H), pe baza de supercondensator și baterii. Această analiză este motivată de încercarea de a reduce nivelul de stres al bateriei și, prin urmare, creșterea duratei de viață a acesteia, oferind în același timp și un SSE hibrid care să vină în sprijinul sistemului PV care debitează energie în micro-rețea [58]. Schema propusă este detaliată în simulările următoare, prezentate în Fig. 4.17, 4.18 și 4.19.

Pentru o evidențiere cât mai clară a unei astfel de funcționări, autorul a ales ca termen de comparație: funcționarea sistemului PV atunci când este conectat sistemul de stocare a energiei bazat pe baterie (SSE-B) și aceleași evenimente tranzitorii folosite pentru testarea sistemului PV în situațiile de mai sus.

Comportamentul sistemului PV se poate observa în Fig. 4.17, unde se observă o ușoară reducere a variației maxime de frecvență în cazul celor două SSE conectate în paralel pe parcursul fiecărui regim tranzitoriu, durata regimurilor tranzitorii rămânând aproximativ constantă.

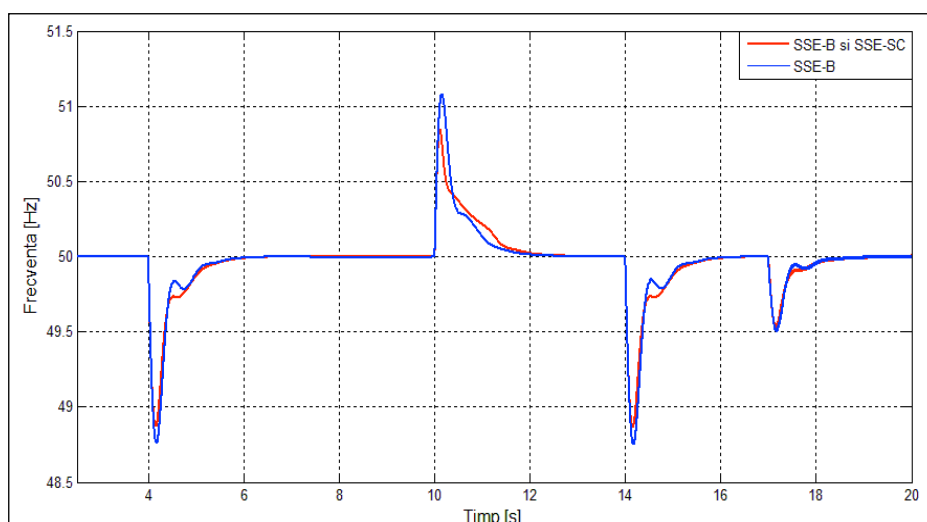


Figura 4.17 Frecvența micro-rețelei sistemului PV, conectat numai cu SSE-B / cu SSE-B și SSE-SC conectate simultan

Puterile sistemului PV sunt prezentate în Fig. 4.18 și 4.19, unde se observă o îmbunătățire pe durata regimurilor tranzitorii, deoarece energia stocată în supercondensator (SSE-SC) ajută parțial puterea sistemului PV și economisește din energia stocată în baterie (SSE-B).

Într-adevăr, conform simulărilor prezentate în Fig 4.18, nivelul de solicitare al SSE-B poate fi redus atunci când în paralel este conectat un SSE care are la bază un supercondensator.

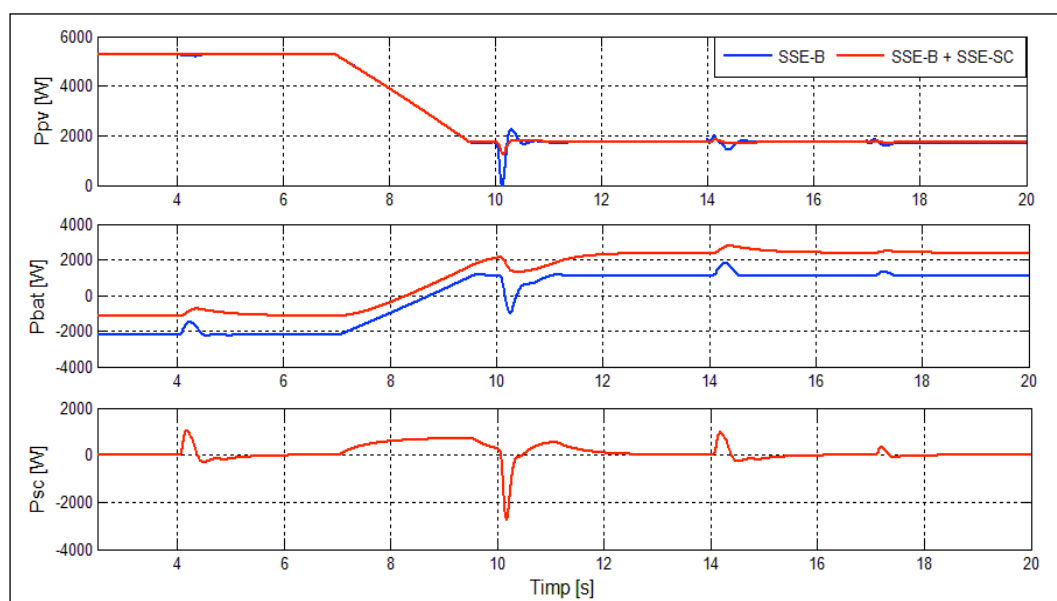


Figura 4.18 Puterile sistemului PV, conectat numai cu SSE-B / cu SSE-B și SSE-SC conectate simultan

Puterea de ieșire a sistemului PV, prezentată în Fig. 4.19, rămâne aproximativ constantă la aproximativ 80 % din capacitate în ambele situații, în cazul SSE-H, o parte din puterea SSE-B este preluată de SSE-SC, reducând astfel solicitarea în funcționarea SSE-B.

Principalul beneficiu al SSE-H propus este controlabilitatea sistemului PV studiat. În plus, o parte din puterea SSE-B este redirectionată către SSE-SC, astfel se poate reduce semnificativ regimul de încărcare/descărcare al SSE-B, ceea ce duce la o durată mai lungă de viață și permite chiar reducerea puterii SSE-B [58].

Combinarea dintre cele două sisteme de stocare a energiei bazate baterie și supercondensator formează un sistem de stocare a energiei de tip hibrid (SSE-H) care reduce solicitarea SSE-B generată de curenții mari de încărcare/descărcare, ceea ce duce la creșterea duratei de viață a bateriilor.

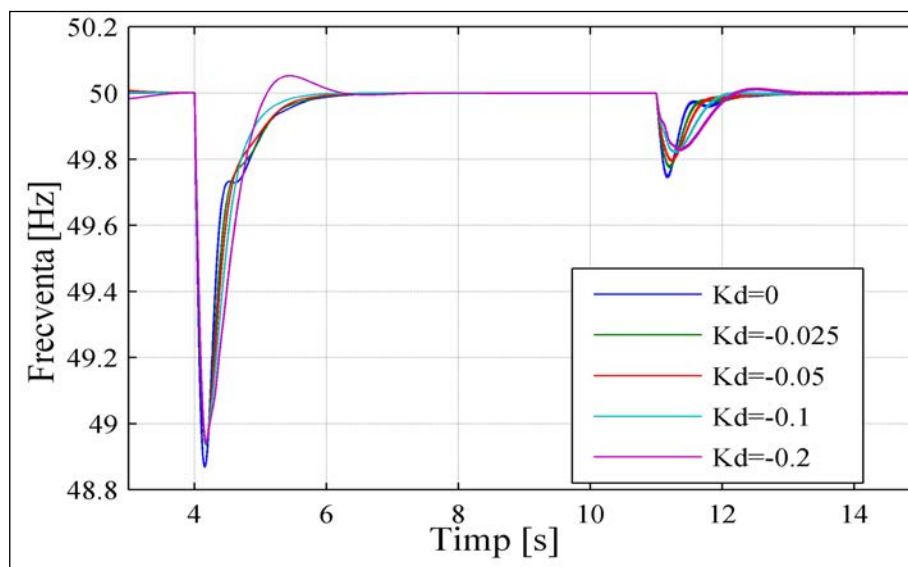
Astfel, printr-o dimensionare optimă a unui SSE-H se poate îmbunătăți funcționarea sistemului PV studiat.

4.4 Simulările comparative între modelul simplu și complex de micro-rețea

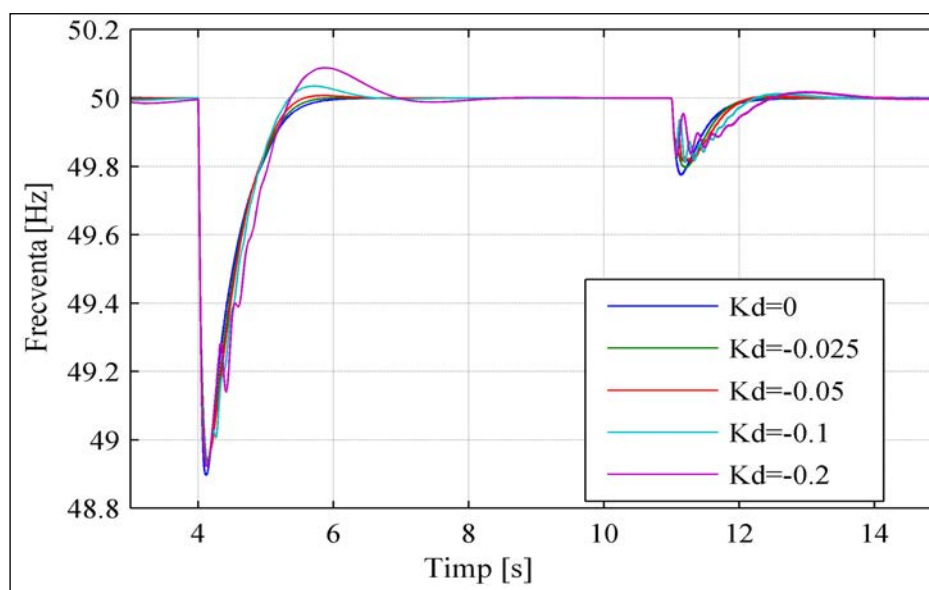
Pentru a compara cele două modele de micro-rețea (MR1 și MR2), prezentate în capitolul 2, Fig. 2.10 a și b, s-a ales sistemul PV la care este conectat SSE-B și s-au ales 3 evenimente reprezentative. Cele 3 evenimente sunt asociate: conectării sarcinii trifazate (evenimentul 1), scăderii radiației solare (evenimentul 2) și conectarea sarcinii monofazate (evenimentul 3).

Ținând cont de simulările efectuate mai sus, s-a constatat se poate obține o performanță optimă a sistemului PV pentru $K_d = -0.025$. Drept urmare pentru această valoare a suportului dinamic s-au efectuat simulările pentru comparația comportamentului sistemului PV utilizând cele două tipuri de modele de micro-rețele prezentate în capitolul 2, Fig. 2.10, a și b. De asemenea, pentru o analiză cât mai complexă s-a ales cazul cel mai reprezentativ: când sistemul PV funcționează cu SSE-B conectat și suportul dinamic activat.

Analiza comparativă a celor două modele de micro-rețea este prezentată în Fig. 4.20, 4.21 și 4.22 unde se analizează, în mod asemănător cazurilor prezentate mai sus, frecvența celor 2 micro-rețele și puterile respective ale sistemului PV pentru cele două micro-rețele.



a)



b)

Figura 4.20, a și b. Frecvența pentru cele două cazuri de micro-rețea: a) MR 1 și b) MR2.

Comparația rezultatelor obținute în cazul funcționării sistemului PV cu cele două modele de micro-rețea evidențiază un comportament asemănător. Rezultatele obținute cu cele două modele de micro-rețea sunt corelate, cu mici diferențe observate pe curba de frecvență. Variațiile de frecvență, care apar atunci când radiația solară scade la $t=7$ s, sunt puțin mai pronunțate în cazul modelului simplificat de micro-rețea.

Conform datelor prezentate, sistemul PV studiat prezintă un comportament similar pentru ambele modele de micro-rețea analizate (MR1 și MR2). Acest fapt demonstrează controlabilitatea și adaptabilitatea sistemului pentru diferite tipuri de micro-rețea. Sistemul și principiile de control și-au dovedit eficacitatea în ambele situații studiate (MR1 și MR 2).

Având în vedere rezultatele simulărilor în cele 3 cazuri (SSE-B, SSE-SC și SSE-H) soluția de control propusă pentru îmbunătățirea comportamentului dinamic al frecvenței micro-rețelei și-a dovedit eficacitatea pentru ambele tipuri de micro-rețea studiate. Conform rezultatelor obținute în urma simulărilor, sistemele de stocare a energiei propuse susțin în mod clar sistemul PV la care sunt conectate.

CAPITOLUL 5

REZULTATELE EXPERIMENTALE ALE FUNCȚIONĂRII SISTEMULUI PV

5.1 Rezultate experimentale

Soluțiile de control propuse de autor pentru sistemul PV cu SSE-B [78], [79]. [49] și [51]-[52], au fost realizate experimental cu ajutorul unor echipamente de laborator, elaborate conform Fig. 5.1 a) care evidențiază implementarea subsistemelor principale ale sistemului PV studiat în capitolul 2, Fig 2.1, după cum se detaliază în cele ce urmează. Experimentele s-au realizat în scopul confirmării rezultatelor obținute în cazul simulărilor.

În standul experimental utilizat, Fig. 5.1 a, inverterul PV este alimentat de o sursă de alimentare de 650 V c.c., în timp ce controlul inverterului este implementat într-un sistem care operează în timp real: sistemul dSPACE DS1103. La ieșire, inverterul PV este prevăzut cu un filtru LC și cu un transformator de izolare galvanică. În sistem este inclusă o sarcină programabilă pentru a crea regimurile tranzitorii de sarcină asociate cu conectarea unei sarcini trifazate echilibrate de 5000 W și a unei sarcini monofazate de 1000 W pe prima fază (A).

Sursa PV și SSE-B sunt emulate experimental și implementate în timp real. Comportarea sistemului PV și al SSE-B este similară cu cea a sistemului PV și a SSE-B utilizate pentru simulări în capitolul anterior.

Rezultatele experimentale care vor fi prezentate au fost obținute prin intermediul interfeței grafice implementate în platforma dSPACE. S-a utilizat platforma dedicată și software-ul ControlDesk. În cadrul acestor determinări experimentale, semnalele măsurate de platforma hardware sunt prezentate diferențiat față de cele simulate în timp real.

Analiza rezultatelor experimentale este împărțită în două: analiza în regim staționar și analiza în regim dinamic, cea de a doua parte incluzând cele patru cazuri de interes discutate și în cadrul simulărilor. Aceste 4 cazuri prezentate în secțiunea simulărilor se regăsesc în principalele rezultate experimentale. În cazul testelor experimentale au fost utilizate în mod simplificat trei evenimente principale: 2 evenimente externe (conectarea sarcinii trifazate și conectarea sarcinii monofazate) și un eveniment intern (scăderea radiației solare) [49].

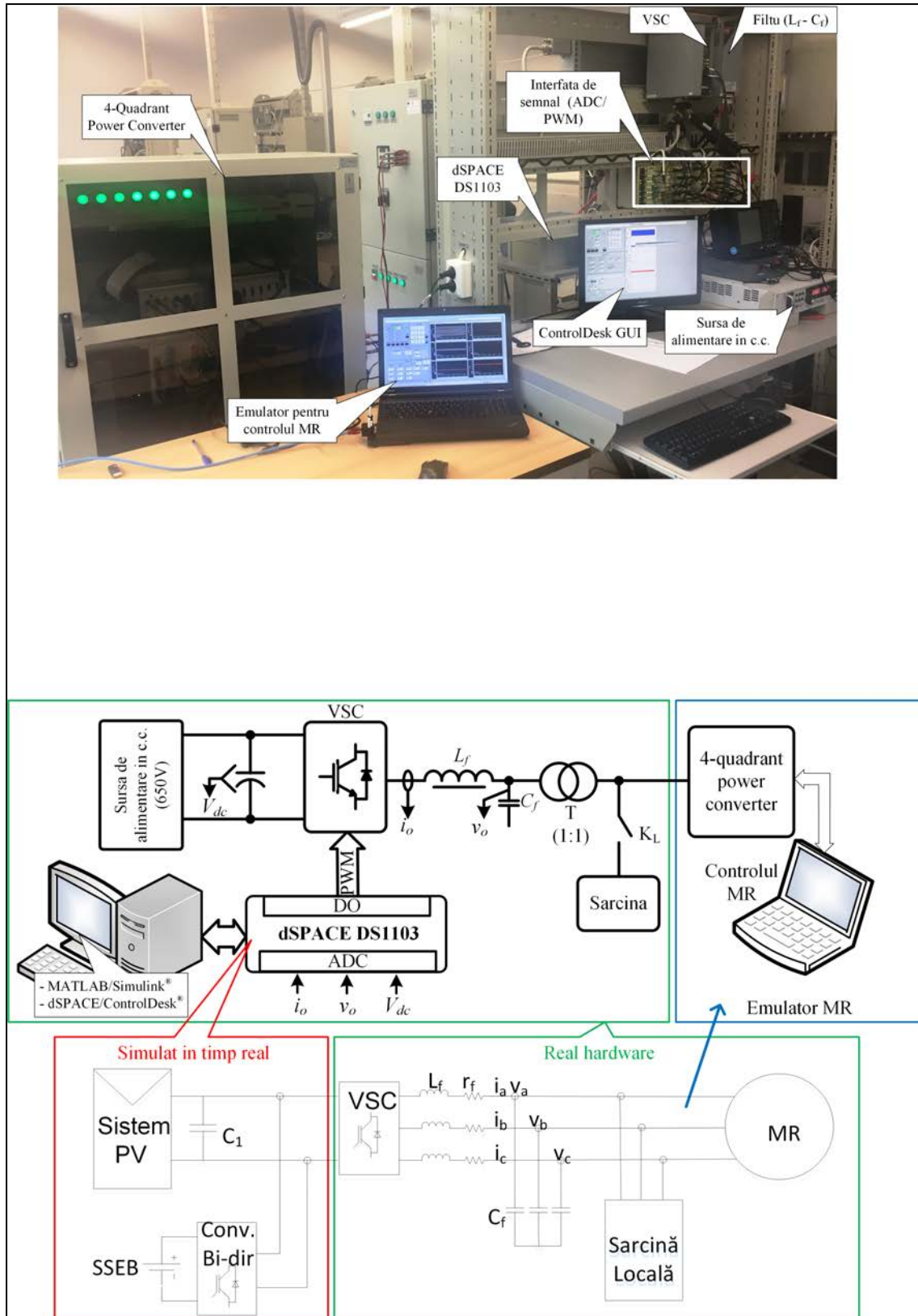


Fig 5.1. Standul experimental de testare: a) imaginea standului cu echipamente ,
b) schema bloc a standului

5.1.1 Analiza în regim staționar

Analiza în regim staționar a fost efectuată pentru a evidenția reducerea distorsiunilor armonice și reducerea dezechilibrului tensiunilor pe cele 3 faze la ieșirea inverterului PV.

Pentru a analiza distorsiunile armonice, s-a efectuat un set de experimente pentru evaluarea rezultatelor inverterului PV și calitatea surselor în ceea ce privește distorsiunile actuale. În conformitate cu standardele existente prezentate în [83], distorsiunea armonică totală (THD) pentru THD_i trebuie să fie mai mică de 5% la puterea nominală conform [83].

Cazurile studiate au inclus măsurători ale THD_i cu și fără compensare armonică (CA) și pentru două valori ale factorului de putere (FP), adică pentru FP = 1 și pentru FP= 0.8 inductiv. Rezultatele pentru puterea de ieșire variabilă a inverterului PV sunt sintetizate în Fig. 5.2. Așa cum s-a arătat în figura menționată, deși funcționarea fără CA conduce la o valoare mai mare a THD_i, utilizând bucla CA se asigură un THD_i care este în limită chiar și la puteri mai mici de ieșire a inverterului PV. Mai mult decât atât, operarea la FP = 0.8 inductiv conduce la o valoare a THD_i mai mică decât în cazul cu FP = 1. Motivul principal este dat de faptul că valoarea fundamentală a curentului este mai mare la aceeași putere activă de ieșire. Astfel, raportul care definește THD_i (adică conținutul armonic împărțit la valoarea fundamentală) este mai mic.

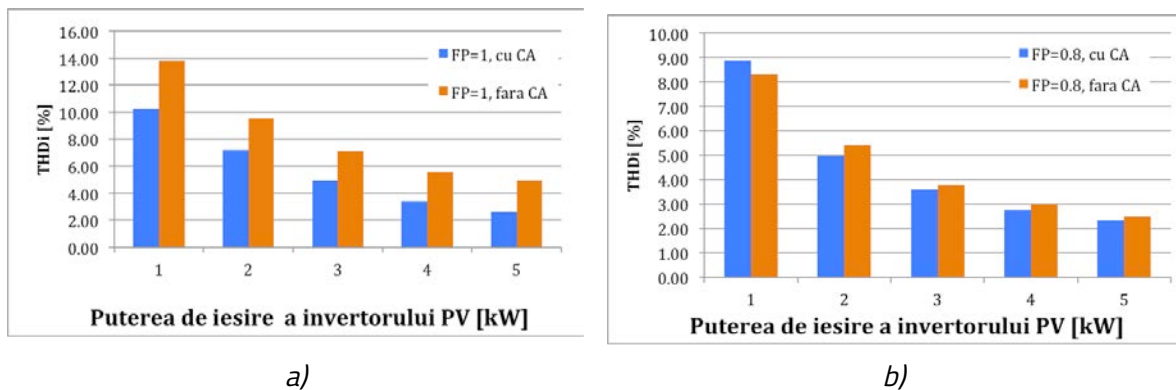


Figura 5.2, Analiza THD_i: a) Distorsiunile armonice cu/fără CA, pentru FP=1, b) Distorsiunile armonice pentru FP=0.8

Analiza dezechilibrului de tensiune s-a realizat pentru a evidenția impactul lui asupra tensiunilor din micro-rețea. Deoarece micro-rețelele sunt destinate în principal consumatorilor rezidențiali este posibil ca sarcina totală să fie dezechilibrată. Din cauza asimetriei curenților de sarcină, tensiunile din micro-rețea devin dezechilibrate. Prin urmare, o analiză a dezechilibrelor este necesară pentru a arăta modul în care sistemul PV este influențat de dezechilibrele din tensiunile micro-rețelei. Analiza dezechilibrului de rețea se realizează utilizând factorul de dezechilibru de tensiune (VUF).

Conform standardelor internaționale [83]- [84] și normativului românesc [85], VUF în rețelele de distribuție de joasă tensiune trebuie să fie în mod normal menținut sub 3% pentru instalațiile cu putere redusă, sarcini monofazate.

Analiza dezechilibrului pentru sistemul micro-rețelei luat în considerare a fost realizat pentru o putere de ieșire variabilă a invertorului PV, atunci când sarcina este asimetrică așa cum s-a descris mai înainte (adică o sarcină trifazată de 5000 W și o sarcină monofazată de 1000 W în prima fază, A).

Rezultatele obținute sunt sintetizate în Fig 5.3 a și b, care arată valoarea VUF calculată cu ecuația (5.1) în Fig 5.3 a și valorile RMS ale tensiunii de ieșire pe cele trei faze în Fig. 5.3 b. Așa cum este evidențiat, funcționarea invertorului PV are un efect nesemnificativ asupra valorii VUF, care este menținut în conformitate cu standardele menționate, sub limita de 3% conform [83].

Fig. 5.3 b, arată că valorile RMS ale tensiunilor de fază au o ușoară creștere cu încărcarea invertorului PV, deoarece, așa cum era de așteptat, creșterea producției de energie în apropierea consumatorilor va reduce transferul de putere de la micro-rețea, prin urmare, căderea de tensiune pe impedanța liniei (în acest caz pe transformatorul de izolație) devine mai mică. Cu toate acestea, valorile RMS ale tensiunilor monofazate sunt bine menținute în limitele variației standard de $230 V \pm 10\%$ conform valorilor din [85].

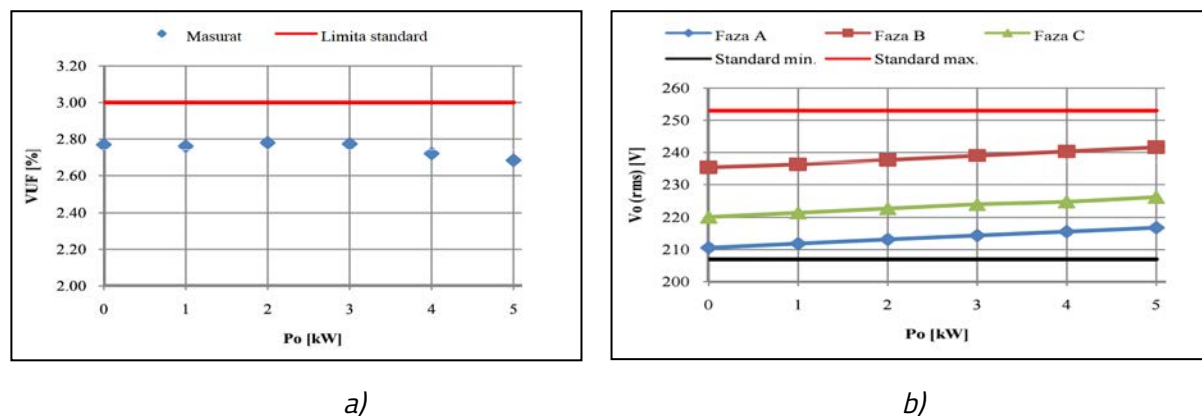


Fig. 5.3. Analiza dezechilibrelor de tensiune: a) VUF, b) tensiunile de fază RMS

5.1.2 Analiza în regim dinamic

Cele 4 cazuri prezentate în secțiunea simulărilor se regăsesc și în principalele rezultate experimentale prezentate în acest subcapitol. Pentru a evidenția cele 4 cazuri, au fost utilizate în mod simplificat, trei evenimente principale, ele fiind asociate conectării sarcinii trifazate (evenimentul 1), scăderea radiației solare (evenimentul 2) și conectarea sarcinii monofazate (evenimentul 3). Astfel pentru a se testa răspunsul sistemului PV în cadrul experimental, cele trei evenimente sunt implementate în modul următor: la $t = 0$ s, sarcina este setată la 5000 W (echilibrată, trifazată); la $t = 4$ s, radiația solară începe să scadă de la 1000 la 500 W/ m², cu panta de 40 %/s; și la $t = 7$ s, sarcina monofazată de 1000 W este adăugată pe faza A.

Cazul 1

În acest caz, în conformitate cu Fig. 5.4 a, puterea de ieșire a invertorului PV ajunge la limita de 5000 W imediat după conectarea sarcinii trifazate la $t = 0$ s. După ce frecvența este ajustată la valoarea nominală, puterea de ieșire a invertorului PV revine la valoarea de 4000 W. Frecvența

micro-rețelei scade la valoarea minimă de 48,9 Hz după ce sarcina este conectată, în timp regimul tranzitoriu durează aproximativ 1,5 s. Comportamentul sistemului PV este similar cu acela din cadrul simulărilor. În Fig. 5.4 b este prezentată puterea sursei PV, a cărei valoare scade proporțional cu scăderea radiației solare și puterea SSE-B, a cărei valoare crește pentru a ajuta invertorul PV să susțină sarcina atunci când puterea sursei PV nu mai este suficientă [52].

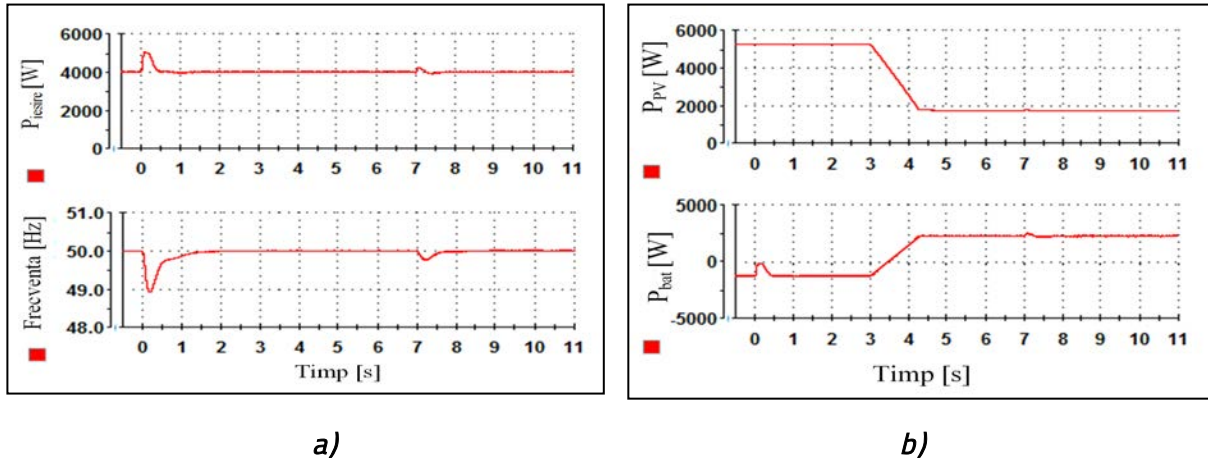


Fig. 5.4. Rezultatele experimentale pentru cazul 1: a) Puterea de ieșire a invertorului PV și frecvența micro-rețelei (valori măsurate); b) Puterea sursei PV și puterea SSE-B (emulate în timp real)

Cazul 2

Conform Fig. 5.5 a, în urma conectării sarcinii trifazate, puterea de ieșire activă crește până la valoarea maximă de 5000 W, similar cu cazul precedent, acesta fiind un comportament așteptat. În acest caz SSE-B fiind deconectat se observa o ușoară variație a frecvenței atunci când radiația solară scade.

În Fig. 5.5 b sunt prezentate: puterea sursei PV, a carei valoare scade proporțional cu scăderea radiației solare și puterea SSE-B. Însă în acest caz, deoarece bateria este deconectată, variația puterii sursei PV generată de scăderea radiației solare este propagată la ieșirea invertorului PV, având efecte asupra frecvenței micro-rețelei, [49].

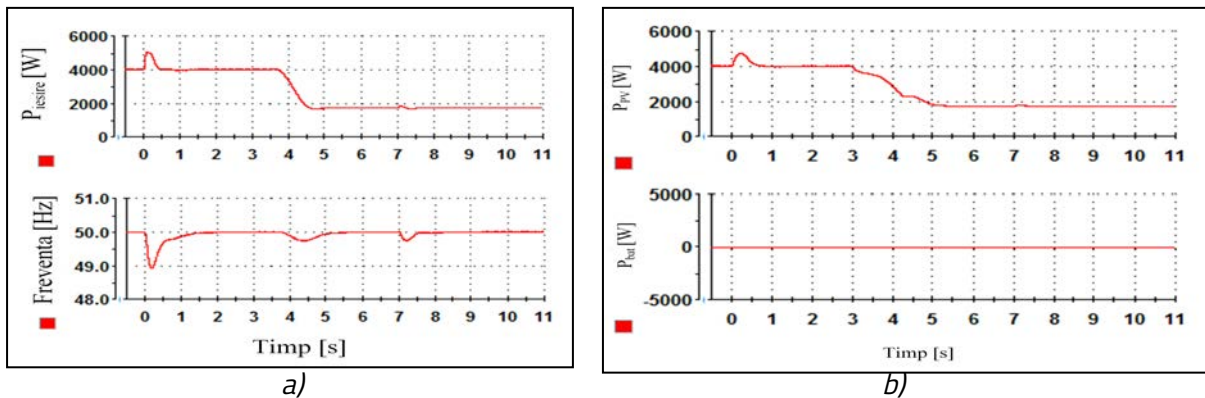


Fig. 5.5. Rezultatele experimentale pentru cazul 2: a) Puterea de ieșire a invertorului PV și frecvența micro-rețelei (valori măsurate); b) Puterea sursei PV și puterea SSE-B (emulate în timp real)

Cazul 3

În acest scenariu, bateria este conectată, dar suportul dinamic este dezactivat. Puterea de ieșire nu este influențată de oricare dintre cele trei evenimente luate în considerare. În contrast cu cazul precedent în care puterea de ieșire a invertorului PV a fost redusă la 80 % din valoarea disponibilă de putere, în acest caz, puterea invertorului PV este presetată la valoarea de 5000 W. Suportul dinamic fiind dezactivat, frecvența micro-rețelei nu este influențată negativ la modificarea variației solare cum a fost în cazul 2. Conform măsurătorilor prezentate în Fig. 5.6 b, puterea sursei PV, scade proporțional cu scăderea radiației solare și puterea SSE-B crește pentru a ajuta invertorul PV să susțină sarcina atunci când puterea sursei PV nu mai este suficientă [49].

Cazul 4

În acest scenariu se prezintă cazul cel mai defavorabil, SSE-B este deconectat și suportul dinamic este dezactivat. Puterea de ieșire este influențată de primul eveniment luat în considerare. În contrast cu cazurile precedente, în acest caz puterea de ieșire a invertorului PV a fost redusă la 80 % din valoarea disponibilă de putere. Puterea de ieșire a invertorului PV scade proporțional cu scăderea radiației solare, deoarece nu mai este susținută de puterea SSE-B, acesta fiind deconectat [49].

5.2 Analiza comparativă între simulări și rezultate experimentale

În urma realizării simulărilor și a experimentelor se observă un comportament asemănător, care poate fi apreciat ca fiind același cu al răspunsului sistemului PV la acțiunile metodelor de control propuse de autor, evidențiindu-se în ambele situații o îmbunătățire evidentă atunci când SSE-B este conectat și suportul dinamic este activat.

Pentru o analiză mai cuprinzătoare a rezultatelor prezentate în cadrul simulărilor și al experimentelor, se prezintă o metodă sintetică de comparare a deviației maxime de frecvență în toate cele patru cazuri, în tabelul 5.2, având la bază analiza a 3 evenimente principale. Cele 3 evenimente au fost asociate conectării sarcinii trifazate (evenimentul 1), scăderea radiației solare (evenimentul 2) și conectarea sarcinii monofazate (evenimentul 3).

Rezultatele comparative arată o corelație consistentă între simulări și rezultatele experimentale, evidențiind:

- suportul sistemului SSE-B atunci când acesta este conectat (Cazurile 1 și 3 în comparație cu cazurile 2 și 4).
- suportul dinamic (Cazurile 1 și 2 în comparație cu cazurile 3 și 4).

Tabelul 5.2 Deviația maximă de frecvență (Δf) pentru simulări și rezultate experimentale

Cazul	Eveniment 1		Eveniment 2		Eveniment 3	
	Simulare MR 1	Experimente	Simulare MR 1	Experimente	Simulare MR 1	Experimente
1	-1.06	-1.09	0.00	-0.02	-0.23	-0.25
2	-1.06	-1.09	-0.26	-0.27	-0.25	-0.27
3	-1.32	-1.34	0.00	-0.01	-0.26	-0.28
4	-1.32	-1.34	-0.28	-0.30	-0.236	-0.28

În concluzie eficacitatea metodelor de control implementate este demonstrată atât în cazul simulărilor cât și în cazul rezultatelor experimentale, răspunsul sistemului PV fiind asemănător în ambele situații analizate mai sus [49].

Rezultatele obținute au arătat clar că atât timp cât SSE-B este conectat și sistemul PV operează în condiții normale, soluțiile de control propuse sunt capabile să îmbunătățească răspunsul în frecvență al micro-rețelei și să asigure suportul dinamic în frecvență, ținând cont de rezerva de putere existentă [49].

CAPITOLUL 6

CONCLUZII ȘI APORTUL PROPRIU

6.1. Concluzii finale

Scopul acestei teze a fost analiza și studiul unei soluții pentru controlul unui sistem PV cu SSE integrat, pentru îmbunătățirea stabilității dinamice a unei micro-rețele.

Obiectivul general al prezentei teze a constat în dezvoltarea unor soluții și principii de control pentru îmbunătățirea stabilității dinamice și calității energiei în micro-rețele (MR) electrice având energia produsă din surse de energie regenerabilă (SER), integrate cu SSE. Obiectivele secundare au fost următoarele:

- Identificarea soluțiilor existente pentru asigurarea stabilității și calității energiei în micro-rețele cu SER.
- Identificarea și dezvoltarea de soluții optimizate pentru îmbunătățirea comportamentului dinamic și calității energiei în regim tranzitoriu a micro-rețelelor cu SER și SSE.
- Simulări și validări experimentale în condiții de laborator a soluțiilor de control propuse.
- Stabilirea soluției optime de funcționare.

Soluția prezentată pentru îmbunătățirea comportamentului dinamic în frecvență în micro-rețele autonome, utilizează ca sursă de energie un sistem PV. Pentru a îmbunătăți controlul sistemului PV și rezerva de putere, în structura centralei PV a fost integrat un sistem de stocare a energiei și a fost implementat un regulator de frecvență în schema de control a inverterului PV, acesta realizând interfațata centralei PV cu micro-rețeaua.

Pentru caracteristica $P(f)$ a fost definită o curbă nouă, aceasta fiind dezvoltată în funcție de caracteristicile sistemului energetic național românesc. Această caracteristică $P(f)$ a fost asociată cu puterea sistemului PV și răspunsul sistemului la deviațiile de frecvență, adaptate codului de rețea actual al sistemului energetic național existent în România.

Sistemul studiat a fost cercetat în cadrul simulărilor și confirmat de rezultatele experimentale în cadrul testelor de laborator.

Pentru realizarea experimentelor, a fost realizată infrastructura sistemului PV studiat și a micro-rețelei existente în cadrul centrului de cercetare Sisteme Electrice Avansate de la Institutul de Cercetare-Dezvoltare aparținând Universității Transilvania Brașov. În cadrul simulărilor și verificărilor experimentale au fost investigate patru cazuri, și anume: cu/fără SSE activat și cu/fără suportul de frecvență activat. Cazurile studiate s-au aplicat pentru ambele configurații ale micro-rețelei așa cum au fost studiate în capitolele 4 și 5.

În urma rezultatelor obținute s-au demonstrat următoarele:

Pentru intervalul de timp în care sistemul de stocare a energiei funcționează în condiții normale, controlul sistemului PV propus este capabil să îmbunătățească răspunsul în frecvență al micro-rețelei și să se asigure suportul dinamic în funcție de rezervele de putere existente.

În ceea ce privește puterea sursei PV s-a demonstrat, ținând cont de nivelul radiației solare că

sistemul de stocare a energiei compensează diferența dintre producția sursei PV și cea impusă pentru puterea de ieșire a invertorului PV prin caracteristica regulatorului de frecvență. Cazurile care au fost analizate fără sistem integrat de stocare a energiei au arătat că sistemul PV poate oferi de la sine un anumit nivel de suport dinamic conform rezervei de putere, dar acest lucru depinde în mare măsură de nivelul radiației solare, [49] și [51].

Atunci când cele două sisteme de stocare a energiei bazate pe baterie și supercondensator (SSE-B și SSE-SC) formează un sistem de stocare a energiei de tip hibrid (SSE-H) se îmbunătățesc performanțele sistemului de control studiat prin reducerea solicitării SSE-B generată de curenții mari de încărcare/descărcare, ceea ce duce la creșterea duratei de viață a bateriilor.

Astfel, printr-o dimensionare optimă a unui SSE-H se poate îmbunătăți performanța controlului sistemului PV studiat.

Conform rezultatelor prezentate sistemul PV studiat prezintă un comportament similar pentru ambele modele de micro-rețea analizate (MR 1 și MR 2). Acest fapt a demonstrat adaptabilitatea sistemului de control pentru diferite tipuri de micro-rețea. În situația studiată sistemul și principiile de control și-au dovedit eficacitatea pentru ambele modele de micro-rețea [49].

Având în vedere ideile de control propuse pe parcursul acestei teze, s-a demonstrat ca prin implementarea soluției de control propuse pentru sistemul PV cu SSE integrat s-a realizat un suport dinamic îmbunătățit pentru frecvența micro-rețelei.

Astfel s-a îmbunătățit controlabilitatea sistemului PV și rezerva de putere prin integrarea sistemului de stocare a energiei în structura sistemului PV. Puterea de ieșire a invertorului PV a fost impusă în funcție de caracteristica regulatorului de frecvență, iar în ceea ce privește puterea sursei PV, s-a demonstrat că, în funcție de valorile radiației solare SSE compensează diferența de putere necesară la ieșire pentru ambele modele de micro-rețea asigurând o variație a frecvenței ce se încadrează în limitele impuse de normele existente.

6.2 Aportul propriu / contribuții originale

Având în vedere importanța surselor de energie regenerabilă și interesul studierii sistemelor PV, acesta este un domeniu de importanță vitală și îndelung studiat la ora actuală în universitățile și institutele de cercetare din întreaga lume.

Considerăm ca și principale contribuții originale la prezenta teză următoarele idei:

- Identificarea unei soluții pentru asigurarea stabilității și calității energiei în micro-rețelele cu surse regenerabile și sisteme de stocare a energiei.
- Identificarea și dezvoltarea de soluții pentru îmbunătățirea rigidității și calității energiei în regim tranzitoriu a micro-rețelelor cu SER.
- Implementarea unei soluții de control pentru îmbunătățirea comportamentului dinamic al micro-rețelelor .
- Simulări și validarea experimentală în condiții de laborator a soluțiilor de control propuse.

6.3 Diseminarea rezultatelor

Un mod important al diseminării pentru rezultatele cercetărilor este implementarea soluțiilor de control propuse în sisteme PV deja existente sau cele care se vor construi în viitor, astfel încât să adapteze și să îmbunătățească parametrii sistemului energetic din care fac parte.

Rezultatele au fost diseminate prin publicare prin două moduri, prezentarea la conferințe de specialitate și publicarea articolelor în publicații de specialitate.

Studiile de cercetare efectuate în perioada studiilor doctorale au fost concluzionate în elaborarea și publicarea, în calitate de prim autor, a unui număr de 2 articole științifice publicate în volumele unor conferințe de nivel internațional, a unui articol publicat într-un jurnal de nivel internațional, indexat ISI, unul în reviste de nivel B și în calitate de colaborator a unui număr 4 articole științifice dintre care unul în reviste de nivel B , astfel:

A. Articole prezentate la conferințe internaționale indexate ISI/IEEE:

1. Munteanu D., Marinescu C., Serban I., Barote L., "Control of PV Inverter with Energy Storage Capacity to Improve Microgrid Dynamic Response", International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), 6-8 Oct., 2016, Craiova, România. URL: <http://dx.doi.org/10.1109/ICATE.2016.7754651>
2. Munteanu D., Serban I., Marinescu C., "Improving the Dynamic Response of PV Systems în Microgrids by Using Supercapacitors", Joint International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment and Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (OPTIM-ACEMP), Brașov, România, 25-27 May 2017, pp.636-641. URL: <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2017.7975040>

Publicații în reviste de nivel B:

3. Munteanu D., Serban I., Marinescu C., Barote L., "Enhancing the dynamic frequency of microgrids by means of PV power plants with integrated energy storage", Annals of the University of Craiova, Series : Electrical Engineering, no. 40, pp.129-134, 2016.
URL: <http://elth.ucv.ro/fisiere/anale/?p=876>

B. Articole publicate în jurnale internaționale indexate ISI / IEEE

4. Munteanu D., Serban I., Barote L., Marinescu C., "Dynamic performance analysis of a photovoltaic power plant with integrated storage for microgrids dynamic support", ASCE's Journal of Energy Engineering, vol. 144, no. 1, Feb. 2018.
URL: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000514](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000514)

C. Publicații în calitate de colaborator:

1. Serban I., Marinescu C., Munteanu D., "Performance analysis of a SiC-based single-phase H-bridge inverter with active power decoupling", 18th IEEE European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 5-9 Sept. 2016, Karlsruhe/Germany, <http://epe2016.com/>.
URL: <https://doi.org/10.1109/EPE.2016.7695639>

2. Marinescu C., Barote L., Munteanu D., "PV-Battery System with Enhanced Control for Microgrid Integration", International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), 6-8 Oct., 2016, Craiova, România, <http://elth.ucv.ro/icate/icate16/>. URL: <http://dx.doi.org/10.1109/ICATE.2016.7754652>
3. Marinescu C., Barote L., Munteanu D., Komasilovs V., Zacepins A. and Kviesis A. (2018). Enhancing with EV Charging Station Functions a Residential RES based Network. In - *RESIST*, ISBN , DOI: 10.5220/0006812306100616 URL:<http://old.unitbv.ro/microres/Results.aspx>

Publicații în reviste de nivel B:

4. Barote L., Marinescu C., Serban I., Munteanu D., "Improving the power quality and controllability of PV power plants for microgrids integration", Annals of the University of Craiova, Series : Electrical Engineering, no. 40, pp. 80-85, 2016. URL: <http://elth.ucv.ro/fisiere/anale/?p=862phi>

6.4 Contextul actual și direcții viitoare de cercetare

6.4.1 Contextul actual

Având în vedere împrejurările actuale în care alimentarea cu energie electrică din sistemele energetice naționale nu se face la un nivel calitativ corespunzător, nu reprezintă întotdeauna ce mai bună soluție și prețurile energiei electrice cresc în mod constant, numărul consumatorilor care își produc singuri energia electrică este în creștere continuă. Se estimează că în anul 2050 unul din doi europeni (264 milioane în total) își vor produce singuri energia electrică, vor fi prosumatori, [90]. Pentru ca acest lucru să poată funcționa trebuie ca sistemele PV cu autoconsum să aibă integrate sisteme de stocare a energiei și să fie capabile să îmbunătățească parametrii rețelei sau micro-rețelei din care fac parte. Un sistem prosumator, pe lângă eficientizarea culegerii energiei solare și a utilizării ei pentru consum propriu, va deveni și sursă de energie pentru partenerii dintr-o micro-rețea sau rețea locală flexibilă.

Apariția și dezvoltarea din ce în ce mai evidentă a vehiculelor electrice creează o posibilă congestie a rețelei electrice. Schimbarea în transport, mai ales în orașe impune utilizarea surselor regenerabile de energie, SER, pentru a reduce poluarea. Pentru a răspunde acestor solicitări se pot realiza stații de încărcare rezidențiale pentru vehiculele electrice urbane [89].

6.4.2 Teme și direcții de dezvoltare viitoare

Direcțiile de dezvoltare viitoare vor ține cont de două aspecte principale: dezvoltarea SER și dezvoltarea nevoilor consumatorilor de energie.

În ceea ce privește primul aspect, dezvoltarea SER, este de așteptat ca pe lângă dezvoltarea SSE-B și SSE-SC, dezvoltarea SSE-H, să progreseze în două direcții principale:

- SSE-H fiabile, de putere mică, pentru micro-rețele de dimensiuni mici pentru consumatori izolați.

- SSE-H autonome și inteligente, de puteri mari, conectate în micro-rețele care fac parte din arhitectura unor rețele inteligente.

În general, micro-rețele pentru electrificarea rurală pe distanțe mari, se vor concentra dezvoltând surse de alimentare cu energie pe bază de SSE-H simple, robuste și ușor de întreținut datorită dificultăților în alimentarea cu energie a locațiilor îndepărtate [91].

În ceea ce privește cel de al doilea aspect principal, dezvoltarea nevoilor consumatorilor de energie, aici apar pe lângă autovehiculele electrice, idei sofisticate privind viitorul sistem de alimentare și distribuție a energiei, cum ar fi un concept nou "internetul energiei" care se bazează pe flexibilitate, performanța și fiabilitatea întregului sistem energetic [92].

Soluțiile studiate în această teză sunt de actualitate în domeniu și se pot constitui în oportunități de implementare în sisteme PV și micro-rețele și pot fi un răspuns la cerințele energetice menționate mai sus. Astfel se propun următoarele teme și direcții de cercetare:

- Realizarea și adaptarea metodelor noi de control în scopul obținerii unor rezultate mai bune, atât la nivel de inverter, cât și la nivel de micro-rețea;
- Crearea unui model experimental care să includă SSE-SC și SSE-H, precum și funcționarea acestuia pentru a se menține stabilitatea dinamică a sistemului la care este conectat;
- Adaptarea modelului experimental la un sistem PV real sau într-o micro-rețea, astfel încât să se confirme rezultatele obținute experimental.
- Interfețe inteligente pentru invertoare, sisteme de stocare și sistemele locale de management energetic, dedicate prosumatorilor.
- Implementarea metodelor de control în micro-rețele care conțin sisteme PV și surse hibride de stocare a energiei (baterii și supercondensatoare).
- Sisteme PV noi, mai eficiente.
- Utilizarea și îmbunătățirea principiilor de control studiate astfel încât inverterul PV să răspundă unor defecte de rețea cum ar fi rezonanța sub-sincronă (subsynchronous resonance - SSR).

BIBLIOGRAFIE

- [1] Raport Agenția Internațională pentru Energie (IEA). Disponibil la:
<http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/Snapshot2016-Infographic.pdf>.
- [2] Raport Transelectrica pentru producția de energie. Disponibil la:
<http://www.transelectrica.ro/documents/10179/32316/7productie22.pdf/776ae40e-3d8a-4ac7-a3c3-ab5e5196f7b5>.
- [3] Howell, S., Rezgui, Y., Hippolyte, J-L., Jayan, B., and Li, H. (2017). "Towards the Next Generation of Smart Grids: Semantic and Holonic Multiagent Management of Distributed Energy Resources." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 193–214.
- [4] Katsanevakis, M., Stewart, A. R., and Lu, J. (2017). "Aggregated Applications and Benefits of Energy Storage Systems with Application-Specific Control Methods: A Review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 719–741
- [5] Farhangi, H. (2017). *Smart Microgrids. Lessons from Campus Microgrid. Design and Implementation*. CRC Press, USA.
- [6] Hatziargyriou, N. (2014). *Microgrids: Architectures and Control*. IEEE Press, UK.
- [7] Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., and Perez, R. (2014). "Microgrid testbeds around the world: State of art", *Energy Conversion and Management*, 86, 132-153.
- [8] IEEE working group: P2030.7 - Standard for the Specification of Microgrid Controllers; P2030.8 - Standard for the Testing of Microgrid Controllers; P2030.9 - Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid, (<https://standards.ieee.org>) (May 05, 2017).
- [9] IEEE, "IEEE Std 1547(TM): IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", *IEEE Std 1547.2-2008*.
- [10] Zheng, Z., Zhao, R., Yang, H., and Tang, S. (2014). "Policies and demonstrations of microgrids in China: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 701-718.
- [11] Michaelson, D., Mahmood, H., and Jiang, J. (2017). "A Predictive Energy Management System Using Pre-Emptive Load Shedding for Islanded Photovoltaic Microgrids." *Trans. Ind. Electron.*, 64(7), 5440-5448.
- [12] Shi, H., Zhuo, F., Yi, H., Wang, F., Zhang, D., and Geng, Z. (2015). "A Novel Real-Time Voltage and Frequency Compensation Strategy for Photovoltaic-Based Microgrid." *Trans. Ind. Electron.*, 62(6), 3545-3556.
- [13] Issa, R. W., Abusara, A. M., and Sharkh, M. S. (2015). "Control of Transient Power During Unintentional Islanding of Microgrids." *Trans. Power Electron.*, 30(8), 4573-4584.

- [14] Nutkani, I. U., and Loh, P. C. (2016). "Linear Decentralized Power Sharing Schemes for Economic Operation of AC Microgrids." *Trans. Ind. Electron.*, 63(1), 225-234.
- [15] Matos, J. G, Silva, F. S. F., and Ribeiro, L. A. S. (2015). "Power Control în AC Isolated Microgrids with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems." *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 62(6), 3490-3498.
- [16] Liu, N., Chen, Q., Liu, J., Lu, X., Li, P., Lei, J., and Zhang, J. (2015). "A Heuristic Operation Strategy for Commercial Building Microgrids Containing EVs and PV System." *Trans. Ind. Electron.*, 62(4), 2560-2570.
- [17] Kotra, S., and Mishra, M. K. (2017). "A Supervisory Power Management System for a Hybrid Microgrid with HESS." *Trans. Ind. Electron.*, 64(5), 3640-3649.
- [18] Korada, N., and Mishra, M. K. (2017). "Grid Adaptive Power Management Strategy for an Integrated Microgrid with Hybrid Energy Storage." *Trans. Ind. Electron.*, 64(4), 2884-2892.
- [19] Sathya, P., and Natarajan, R. (2015). "An Improved Feed Forward PWM Control for MPPT of Solar PV Systems Under Varying Atmospheric Conditions." *Int. J. Renewable Energy Res.*, 5(4), 1164-1173.
- [20] Zarina, P. P., Mishra, S., and Sekhar P.C. (2014). "Exploring Frequency Control Capability of a PV System în a Hybrid PV-Rotating Machine-Without Storage System." *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 60, 258-267.
- [21] ANRE 30/2013, "Technical Conditions for Connection to Public Electricity Networks for Photovoltaic Power Plants." *Regulatory Authority for Energy*, 2013.
- [22] Quesadaa, J., Sebastiánb, R., Castrob, M., and Sainz J. A. (2014). "Control of Inverters în a Low Voltage Microgrid with Distributed Battery Energy Storage. Part I: Primary control." *Electr. Power Syst. Res.*, 114, 126-145.
- [23] Craciun, B. I., Kerekes, T., Séra, D., and Teodorescu R. (2014). "Frequency Support Functions în Large PV Power Plants with Active Power Reserve." *IEEE J. Emerging Sel. Top. Power Electron.*, 2(4), 849-858.
- [24] Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., and Rodriguez, P. (2012). "Control of Power Converters în AC Microgrids" *IEEE Trans. Power Electron.*, 27(11), 4734-4748.
- [25] Etxegarai, A., Eguia, P., Torres, E., Iturregi, A., and Valverde V. (2015). "Review of Grid Connection Requirements for Generation Assets în Weak Power Grids." *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 41, 1501-1514.
- [26] Rahmann, C. and Castillo A. (2014). "Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The necessity of new grid requirements and definitions." *Energies*, 7, 6306-6322.
- [27] Morstyn, T., Hredzak, B., and Agelidis, V. G. (2015). "Distributed Cooperative Control of Microgrid Storage." *IEEE Trans. Power Syst.*, 30(5), 2780-2789.

- [28] Rodrigues, E. M. G., Osório, G. J., Godina, R., Bizuayehu, A. W., Lujano-Rojas, J. M., and Catalão, J. P. S. (2016). "Grid Code Reinforcements for Deeper Renewable Generation in Insular Energy Systems." *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 53, 163-177.
- [29] Ai, Q., Wang, X., and He, X. (2014). "The Impact of Large-Scale Distributed Generation on Power Grid and Microgrids." *Renewable Energy*, 62 (2), 417-423.
- [30] Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., and Bahramirad, S. (2015). "State of the Art in Research on Microgrids: A review." *IEEE Access*, 3, 890-925.
- [31] Mahmood, H., Michaelson, D., and Jiang, J. (2014). "A Power Management Strategy for PV/Battery Hybrid Systems in Islanded Microgrids." *IEEE J. Emerging Sel. Top. Power Electron.*, 2(4), 870-882.
- [32] Gaurava, S., Birlaa, C., Lambaa, A., Umashankara, S., and Ganesanb, S. (2015). "Energy Management of PV-battery Based Microgrid System." *Procedia Tech.*, 21, 103-111.
- [33] Wong, J., Seng Lim, Y., and Morris, E. (2014). "Distributed Energy Storage Systems with an Improved Fuzzy Controller for Mitigating Voltage Unbalance on Low-Voltage Networks." *J. Energy Eng.*, 142 (1).
- [34] Xin, H., Liu Y., Wang, Z., Gan, D., and Yang, T. (2013). "A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems without Energy Storage." *IEEE Trans. Sustainable Energy*, 4(4), 985-993.
- [35] Dehghani, M., Khooban, M., Niknam, T., and Rafiei, S. (2016). "Time-Varying Sliding Mode Control Strategy for Multibus Low-Voltage Microgrids with Parallel Connected Renewable Power Sources in Islanding Mode." *J. Energy Eng.*, 142(4).
- [36] Liegmann, E., and Majumder, R. (2015). "An Efficient Method of Multiple Storage Control in Microgrids." *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 3437-3444.
- [37] Alam, M.J.E., Muttaqi, K.M., and Sutanto D. (2014). "A Novel Approach for Ramp-Rate Control of Solar PV Using Energy Storage to Mitigate Output Fluctuations Caused by Cloud Passing". *IEEE Trans. Energy Convers.*, 29(2), 507-518.
- [38] Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., Sumper, A., Boix-Aragones, O. (2017). "Active power control in a hybrid PV-storage power plant for frequency support". *Solar Energy*, 144, 49-62.
- [39] Bevrani, H., Ise, T., and Miura, Y.. (2014). "Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 54, 244-254.
- [40] Van Haaren, R., Morjaria, M., and Fthenakis, V. (2015). "An Energy Storage Algorithm for Ramp Rate Control of Utility Scale PV (Photovoltaics) Plants." *Energy*, 91, 894-902.
- [41] Salehi, V., and Radibratovic, B. (2014). "Ramp Rate Control of Photovoltaic Power Plant Output Using Energy Storage Devices." *IEEE PES General Meeting Conference Exposition*, 1-5.

- [42] Prompinit, K., and Khomfoi, S. (2015). "Ramp Rate Consideration of a Bess Using Active Power Control for PV Generation." *International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 1676–1680.
- [43] Zhong, Q-C., Nguyen, P-L., Ma, Z., and Sheng, W. (2014). "Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit." *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(2), 617-630.
- [44] Liu, J., Miura, Y., Ise, T. (2016). "Comparison of Dynamic Characteristics between Virtual Synchronous Generator and Droop Control în Inverter-Based Distributed Generators." *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(5), 3600-3611.
- [45] Torres, L.M.A., Lopes, L.A.C., Moran, T.L.A., and Espinoza, C.J.R. (2014). "Self-Tuning Virtual Synchronous Machine: A Control Strategy for Energy Storage Systems to Support Dynamic Frequency Control." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29(4), 833-840.
- [46] Şerban, I., Teodorescu, R., and Marinescu C. (2013). "Energy Storage Systems Impact on the Short-Term Frequency Stability of Distributed Autonomous Microgrids, An Analysis Using Aggregate Models." *IET Renewable Power Gener.*, 7(5), 531-539.
- [47] Zhai Y, Dou Y, Zhao D, Fulvio PF, Mayes RT, Dai S. Carbon materials for chemical capacitive energy storage. *Adv Mater* 2011;23:4828–50.
- [48] Xu C, Xu B, Gu Y, Xiong Z, Sun J, Zhao XS. Graphene-based electrodes for electrochemical energy storage. *Energy Environ Sci* 2013;6:1388.
- [49] **Munteanu D.**, Şerban I., Barote L. and Marinescu C.. "Dynamic Performance Analysis of a Photovoltaic Power Plant with Integrated Storage for Microgrids Dynamic Support" *ASCE Journal fo energy Engineering, volume 144, Issue 1- February 2018.*
- [50] H. P. Wu *et al.*, "Graphene as the electrode material in supercapacitors," *2010 8th International Vacuum Electron Sources Conference and Nanocarbon*, Nanjing, 2010, pp. 465-466. doi: 10.1109/IVESC.2010.5644267
- [51] **Munteanu D.**, Şerban I., Marinescu C., "Improving the Dynamic Response of PV Systems in Microgrids by Using Supercapacitors", *Joint International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment and Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (OPTIM-ACEMP)*, Brasov, România, 25-27 May 2017, pp.636-641
- [52] Marinescu C., Barote L., **Munteanu D.**, "PV-Battery System with Enhanced Control for Microgrid Integration", *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, 6-8 Oct., 2016, Craiova, România.
Disponibil la: <http://elth.ucv.ro/icate/icate16/>.
- [53] L. Barote, C. Marinescu, *Renewable Hybrid System with Battery Storage for Safe Loads Supply*, *Proceedings of the IEEE International Conference – PowerTech 2011*, 19 – 23 June 2011, Trondheim, Norway, pp. 1-5.
- [54] Rashid, M.H. (2001). *Power Electronics Handbook*. Academic Press.

- [55] A. Grama, T. Patarau, E. Lazar, D. Petreus – *Estimating the Size of the Renewable Energy Generators in an Isolated Solar-Biodiesel Microgrid with Lead-Acid Battery Storage*, Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol. 8, no. 2, pp. 15-18, octombrie 2015.
- [56] Maxwell technologies ultracapacitors, Datasheet 160 V supercapacitor module, document no. 3000246.6, www.maxwell.com.
- [57] Chowdhury, S., Chowdhury, S.P., and Crossley, P. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*, The Institution of Engineering and Technology, London, UK.
- [58] Wang, Z. and Wang, J. (2015), "Self-Healing Resilient Distribution Systems Based on Sectionalization Into Microgrids". *IEEE Trans. on Power Syst.*, 30(6), 3139-3149.
- [59] Shafiee, Q., Guerrero, J.M. and Vasquez, J.C. (2014). "Distributed Secondary Control for Islanded Microgrids-A Novel Approach." *IEEE Trans Power Electron*, 29(2), 1018-1031.
- [60] Șerban, I., Ion, C.P. (2017b). "Microgrid Control Based on a Grid-Forming Inverter Operating as Virtual Synchronous Generator with Enhanced Dynamic Response Capability", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 89, 94-105.
- [61] Barote, L., Marinescu, C., and Cirstea, M. N. (2013). "Control Structure for Single Phase Stand Alone Wind Based Energy Sources." *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 60(2), 764-772.
- [62] A. B. Cultura II, Z. M. Salameh (2015). "Modeling, Evaluation and Simulation of a Supercapacitor Module for Energy Storage Application". International Conference on Computer Information Systems and Industrial Applications (CISIA 2015).
- [63] F. Sculler, "Study of a supercapacitor Energy Storage System designed to reduce frequency modulation on shipboard electric power system," *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Montreal, QC, 2012, pp. 4054-4059. doi: 10.1109/IECON.2012.6388938
- [64] <https://plexim.com/files/plecssupercap.pdf>
- [65] Akagi H., Watanabe E., Mauricio A., "Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning", 2007.
- [66] Mohammad R, Mohd R., Ali A., Mohd. W.(July 2015) *Power Quality Improvement in Autonomous Microgrids Using Multi-functional Voltage Source Inverters: A Comprehensive Review*. Journal of Power Electronics, Vol. 15, No. 4, pp. 1054-1065, July 2015.
- [67] Teodorescu, R., Liserre, M., and Rodriguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. IEEE-Wiley.
- [68] Holmes, D.G., and Lipo, T.A. (2003). *Pulse Width Modulation for Power Converters. Principles and practice*. IEEE Press, USA.
- [69] Barote, L. Marinescu C. (2012). "PI Current Controller for Grid Connected VSI in DPGS Applications". IEEE.

- [70] Standard de Performanta pentru Serviciul de Distributie a energiei Electrice. Cod ANRE : 28.1.013.0.00.30.08.2007.
- [71] Knap, V., Chaudhary, S. K., Stroe, D. I., Swierczynski, M., Craciun, B.I., and Teodorescu, R. (2016). "Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve." *IEEE Trans. Power Syst.* 31(5), 3447-3456.
- [72] European Network of Transmission System Operators for Electricity.(2013). *Network Code on Load Frequency Control & Reserves*. [Online]. Disponibil la: <http://networkcodes.entsoe.eu>.
- [73] E.On. Grid Code. High and Extra High Voltage; E.On.: Dusseldorf, Germany, 2006.
- [74] National Grid. The Grid Code; National Grid: London, UK, 10 June 2014; Issue 5, Revision 8. Disponibil la: <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity/codes/grid-code>.
- [75] Raport Stiintific Sintetic al proiectului PN-II-RU-TE-2014-4-0359. Disponibil la: <http://old.unitbv.ro/microres/Results.aspx> (www.unitbv.ro/microres).
- [76] Allaoui, T & Denai, M 2013, ' Decoupling and Control of Real and Reactive Power în Grid-Connected Photovoltaic Power System ' 3rd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems , London , United Kingdom , 21/10/13 - 22/10/13.
- [77] Barote L., Marinescu C., **Munteanu D.**, "Micro-Grid Stability and Support using PV Systems with Energy Storage", International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), 6-8 Oct., 2016, Craiova, România.
- [78] **Munteanu D.**, Marinescu C., Şerban I., Barote L., "Control of PV Inverter with Energy Storage Capacity to Improve Microgrid Dynamic Response", International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), 6-8 Oct., 2016, Craiova, România.
- [79] **Munteanu D.**, Şerban I., Marinescu C., Barote L., "Enhancing the dynamic frequency of microgrids by means of PV power plants with integrated energy storage", Annals of the University of Craiova, Series : Electrical Engineering, no. 40, pp.129-134, 2016.
- [80] Barote L., Marinescu C., Şerban I., **Munteanu D.**, "Improving the power quality and controllability of PV power plants for microgrids integration", Annals of the University of Craiova, Series : Electrical Engineering, no. 40, pp. 80-85, 2016.
- [81] Şerban, I., and Ion, C. P. (2017a). "A PHIL system designed for testing the dynamic response of microgrid units." Proc., 17th Int. Conf. on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), IEEE, New York, 1–6.
- [82] PE 143 (ISPE 1994), ISPE (Institute for Studies and Power Engineering). (1994). "Romanian normative on limitation of unbalanced and deforming regime în electrical networks." ISPE 143, Bucureşti, România.
- [83] IEC 61000-2-2 (IEC 2002), IEC (International Electrotechnical Commission). (2002). "Electromagnetic compatibility (EMC). Part 2-2: Environment—Compatibility levels for low-

- frequency conducted disturbances and signaling in public low-voltage power supply systems." IEC Std 61000-2-2, Geneva.
- [84] IEC 61000-2-12 (IEC 2003), IEC (International Electrotechnical Commission). (2003). "Electromagnetic compatibility (EMC). Part 2-12: Environment—Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signaling in public medium-voltage power supply systems." IEC Std 61000-2-12, Geneva.
- [85] SR EN50160 (CENELEC 2007), CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization). (2007). "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems." EN 50160, Brussels, Belgium.
- [86] Johnson, J., Schenkman, B., Ellis, A., Quiroz, J., and Lenox, C. (2011). "Initial operating experience of the La Ola 1.2-MW photovoltaic system." (http://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/SAND2011_8848LanaiDOEReportFINAL.pdf) (May 5, 2017).
- [87] Abdollahy, S., Mammoli, A., Cheng, F., Ellis, A., and Johnson, J. (2013). "Distributed compensation of a large intermittent energy resource in a distribution feeder." Proc., IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conf. (ISGT), IEEE, Washington, DC, 1–6.
- [88] Miñambres M., Guerrero M., Barrero G., Milanés M., "A Grid Connected Photovoltaic Inverter with Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage". *Sensors (Basel)*. 2017 Aug 11;17(8). pii: E1856. doi: 10.3390/s17081856.
- [89] Marinescu C., Barote L., **Munteanu D.**, Komasilovs V., Zacepins A. and Kviesis A. (2018). Enhancing with EV Charging Station Functions a Residential RES based Network. In - *RESIST*, ISBN , pages 0-0. DOI: 10.5220/0006812306100616.
- [90] B. Kampman, J. Blommerde, M. Afman. "The potential of energy citizens in the European Union". Delft, CE Delft, September 2016. <https://www.cedelft.eu/en/publications/download/2167>
- [91] W. Jing, C. H. Lai, S. H. W. Wong, M. L. D. Wong "Battery-supercapacitor hybrid energy storage system in standalone DC microgrids: a review" *IET Renew. Power Gener.*, 2017, Vol. 11 Iss. 4, pp. 461-469.
- [92] K. Zhou, S. Yang, S. Zhen. (2016). "Energy Internet: The business perspective". *Applied Energy*. 178. 212-222. 10.1016/j.apenergy.2016.06.052.
- [93] A. Berentsen, F. Schär. "A Short Introduction to the World of Cryptocurrencies". Federal Reserve Bank of St. Louis Review, First Quarter 2018, 100(1), pp. 1-16. <https://doi.org/10.20955/r.2018.1-16>
- [94] G. Hileman, M. Rauchs, "Global Cryptocurrency benchmarking study". Cambridge Centre for Alternative Finance. University of Cambridge, 2017. Disponibil on-line la: <https://www.jbs.cam.ac.uk/fileadmin/userupload/research/centres/alternative-finance/downloads/2017-global-cryptocurrency-benchmarking-study.pdf>

REZUMAT

STUDIUL CALITĂȚII ENERGIEI LA SISTEMELE ENERGETICE CU CENTRALE FOTOVOLTAICE

În contextul politicii energetice europene au fost stabilite obiective ambițioase privind îmbunătățirea utilizării surselor de energie regenerabilă (SER), asociate cu dezvoltarea principală a surselor de generare distribuite (GSD) și a micro-rețelelor (MR) pentru a îndeplini cerințele din ce în ce mai stricte pentru calitatea energiei și stabilitatea dinamică a frecvenței rețelelor electrice de distribuție .

Această teză de doctorat prezintă o soluție pentru îmbunătățirea performanțelor dinamice ale procesului de control al frecvenței în micro-rețelele autonome prin intermediul sistemelor fotovoltaice (PV). Un sistem de stocare a energiei (SSE) a fost integrat, în principal, pentru a îmbunătăți capacitatea de control al puterii sistemului PV. Deoarece obiectivul acestei teze de doctorat se referă la modul în care sistemul PV poate oferi suport dinamic în frecvență într-o micro-rețea, a fost implementat un regulator de frecvență în schema de control a invertorului PV care reprezintă interfața centralei fotovoltaice cu micro-rețeaua. Răspunsul sistemului PV la abaterile de frecvență a fost adaptat din codul actual al sistemului energetic național și, în funcție de caracteristicile sistemului, a fost propusă o caracteristică nouă de putere-frecvență. Sistemul și soluțiile de control propuse au fost analizate atât prin simulări cât și prin experimente, iar rezultatele au arătat că, atunci când sistemul de stocare e energiei este conectat și suportul dinamic este activat, sistemul PV îmbunătățește răspunsul dinamic al frecvenței micro-rețelelor.

ABSTRACT

STUDY OF ENERGY QUALITY IN ELECTRIC POWER SYSTEMS WITH INTEGRATED PV PLANTS

In the actual context of European energy policy, ambitious targets have been set concerning improvements in the use of renewable energy sources (RES), associated with the main development of distributed power-generation systems (DPGS) and with microgrids (MGs), to meet the increasing requirements for power quality and frequency dynamic stability.

This PHD thesis presents a solution to improve the dynamic performance of the frequency-control process in autonomous microgrids by means of photovoltaic (PV) power plants. An energy storage system was integrated in the PV power plant primarily to enhance the power control capability of the PV system. Because the focus of this PHD thesis is on how the PV-storage system can provide dynamic frequency support in the microgrid, a frequency controller was added to the control scheme of the voltage source converter (VSC) that interfaced the PV power plant with the microgrid. The PV response to frequency deviations was adapted from the existing Romanian grid code and, according to the system's characteristics, a modified power-frequency curve was proposed. The control solutions of the PV system being studied were examined through both simulations and experiments, and the results showed that, when the storage system was enabled and the dynamic support is activated, the PV power plant improves the microgrid's dynamic frequency response.



MUNTEANU DANIEL

Informații personale

E-mail munteanu.d@unitbv.ro ,
 Naționalitate Română
 Data nașterii 10.06.1979

Experiența profesională

Perioada, funcția, responsabilități *lunie 2013 - prezent*, ALPIN SOLAR S.A. Director Tehnic. Proiectare, soluții tehnice, urmărire și coordonare execuție pentru dezvoltarea capacităților de producție energie din surse regenerabile de energie.

Perioada, funcția, responsabilități *lunie 2013- prezent*, S.C. SUNINVEST RO PV 1 S.R.L. Director. Tehnic - Coordonare activități de mentenanță și exploatare tehnică surse regenerabile de energie.

Perioada, funcția, responsabilități *lunie 2007- lunie 2013*, ICCO ELECTRIC S.R.L /ICCO ENER G S.R.L, Manager de proiect. Proiecte de utilități industriale, instalații și echipamente de: joasă, medie și înaltă tensiune.

Perioada, funcția, responsabilități *lunie 2007- lunie 2013*, ICCO ELECTRIC S.R.L /ICCO ENER G S.R.L, Director Calitate. Verificare documentație de proiectare și execuție, întocmirea și implementarea planurilor de calitate.

Perioada, funcția, responsabilități *Septembrie 2003 - lunie 2007*, Coordonator al Atelierului de Tablouri Electrice din cadrul Departamentului de Producție. Coordonare execuție tablouri electrice JT, 630- 4000 A.

Educație și formare

Perioada, Instituția *1994 – 1998*. Liceul teoretic „I.C. Drăgușanu”

1998 – 2003. Universitatea Transilvania din Brașov- Facultatea de Inginerie Electrică și Știința Calculatoarelor.

2003 – 2004. Studii aprofundate cu specializarea ”Sisteme Informatizate în Controlul Proceselor”, în cadrul Facultății de Inginerie Electrică și Știința Calculatoarelor, Universitatea Transilvania din Brașov.

aprilie 2013 - iunie 2013. ABMEE Brașov. Instalator autorizat PVTRIN pentru sisteme fotovoltaice.

Alte abilități

Limbi străine: engleză - bine, franceză - începător
 Cunoștințe bune de Autocad, MSOffice, Matlab-Simulink, Software simulări energetice (PVSyst, SAM, PVSol)

Aptitudini și competențe personale

Limba maternă Română
 Aptitudini personale Management de proiecte, capacitate de studiu și analiză tehnică,
 Competențe și abilități sociale sociabil, comunicativ
 Permis de conducere Categoria B



MUNTEANU DANIEL

Personal informations

E-mail munteanu.d@unitbv.ro ,
 Nationality Romanian
 Date of birth 10.06.1979

Work experience

Period, job title, responsibilities *June 2013 - present*, ALPIN SOLAR S.A. Technical Manager. Technical engineering and design, technical solutions, coordination of execution for the projects development of renewable energy production plants.

Period, job title, responsibilities *June 2013 - present*, S.C. SUNINVEST RO PV 1 S.R.L. Technical Manager. Coordination of operation and maintenance activities for renewable energy projects (PV Plants).

Period, job title, responsibilities *June 2007- June 2013*, ICCO ELECTRIC S.R.L./ICCO ENERGI SRL, Project manager. Industrial utility projects, installation and commissioning for: low, medium and high voltage equipments.

Period, job title, responsibilities *June 2007- June 2013*, ICCO ELECTRIC S.R.L./ICCO ENERGI S.R., Quality Director. Verification of engineering documentation and set up quality plans for projects execution.

Period, job title, responsibilities *September 2003 - June 2007*. Technical Coordinator of the Electrical Switchboards Workshop within the Production Department. Coordination of the execution of LV electrical switchboards, 630-4000 A.

Education and training

Period, Institution, Diploma 1994 - 1998. Highschool „I.C. Dragusanu”

1998 – 2003. Transilvania University of Brasov - Faculty of Electrical Engineering and Computer Science. Diploma în Electrical Engineering.

2003 – 2004. Studies with the specialization "Computerized Systems in Process Control", Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Transilvania University of Braşov.

April 2013 - June 2013. ABMEE Braşov. PVTRIN authorized installer for photovoltaic systems.

October 2014 - present. Phd student. Department of Electrical Engineering and Applied Physics. Research centre: Advanced Electrical Systems.

Other abilities

Foreign languages: English-good, French-beginner
 Good knowledge of Autocad, MSOffice, Matlab-Simulink, energy simulation softwares (PVSyst, SAM, PVSol).

Personal skills

Native language Romanian
 Social skills and competences Management skills, study capacity and technical analysis, sociable, communicative.

Driving licence B category