

Harmonic Compensation and Micro-Grid Voltage and Frequency Control Based on Power Proportional Distribution with Adaptive Virtual Impedance Method

Monir Kamali^{1,3}, *PhD Student*, Bahador Fani^{1,3}, *Associate Professor*, Ghazanfar Shahgholian^{1,3}, *Associate Professor*, Gevork B. Gharehpetian², *Professor*, Masoud Shafiee², *Professor*

¹Department of Electrical Engineering, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran

²Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

³Smart Microgrid Research Center- Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran
mnrkamali@gmail.com, b.fani@pel.iaun.ac.ir, shahgholian@iaun.ac.ir, grptian@aut.ac.ir, mshafiee@aut.ac.ir

Abstract

Due to the different distances and complexity of micro-grids, the lines impedance varies between the feeders of the distributed generation and the loads. Therefore, conventional droop control method does not have good efficiency in power distribution between distributed generation (DG) units. Generally, due to simplification, the impedance of the lines is not considered in a complex. The stated conditions greatly reduce the accuracy and speed of the dynamic response of the control system. In this paper, harmonic compensation, voltage and frequency control of micro-grid with adaptive virtual impedance method based on proportional power distribution are presented. In the proposed method, reducing the error coefficient of active power and reactive power, control of voltage and currents' harmonic in two modes of connection to the main grid and islanded, as well as voltage and frequency control for optimal operation of the micro-grid is presented. The proposed method, without the need to update the impedance information of the feeders, has the capability of optimal operation and power distribution under different operating conditions, taking into account the complex impedance. To validate, the proposed method is simulated in MATLAB/Simulink software environment and the results are presented along with stability and sensitivity analysis.

Keywords: adaptive virtual impedance method, microgrid, proportional power distribution, voltage and frequency control

Received: 5 September 2021

Revised: 6 December 2021

Accepted: 31 December 2021

Corresponding Author: Dr. Bahador Fani

Citation: M. Kamali, B. Fani, G. Shahgholian, G.B. Gharehpetian, M. Shafiee, "Harmonic compensation and micro-grid voltage and frequency control based on power proportional distribution with adaptive virtual impedance method", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 53, pp. 33-60, June 2023 (in Persian).

مقاله پژوهشی

جبران‌سازی هارمونیک و کنترل ولتاژ و فرکانس ریزش‌بکه مبتنی بر توزیع تناسبی توان با استفاده از روش امیدانس مجازی تطبیقی

منیر کمالی^{۱،۳}، دانشجوی دکتری، بهادر فانی^{۱،۳}، دانشیار، غضنفر شاهقلیان^{۱،۳}، دانشیار، گئورگ قره‌پتیان^۲، استاد، مسعود شفیعی^۲، استاد

۱- دانشکده مهندسی برق- واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران

۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۳- مرکز تحقیقات ریزش‌بکه‌های هوشمند- واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران

mnrkamali@gmail.com, b.fani@pel.iaun.ac.ir, shahgholian@iaun.ac.ir, grptian@aut.ac.ir, mshafiee@aut.ac.ir

چکیده: به دلیل وجود فاصله‌های گوناگون و پیچیدگی ریزش‌بکه‌ها، امیدانس خطوط بین فیدرهای تولیدهای پراکنده و بارها متفاوت است. از این‌رو روش‌های کنترل اکتیو مرسوم از کارایی مناسبی در توزیع توان بین واحدهای تولید پراکنده (DG) برخوردار نیستند. عموماً به دلیل ساده‌سازی، امیدانس خطوط به صورت مختلط مد نظر قرار نمی‌گیرد. شرایط بیان شده تا حد زیادی دقت و سرعت پاسخ دینامیکی سیستم کنترلی را کاهش می‌دهد. در این مقاله، جبران‌سازی هارمونیک، ولتاژ و فرکانس ریزش‌بکه با روش کنترل امیدانس مجازی تطبیقی مبتنی بر توزیع متناسب توان ارائه شده است. در روش پیشنهادی کاهش ضریب خطای توان اکتیو و توان راکتیو، کنترل هارمونیک ولتاژ و جریان در دو حالت اتصال به شبکه اصلی و جزیره‌ای و همچنین کنترل ولتاژ و فرکانس به منظور بهره‌برداری بهینه از ریزش‌بکه ارائه شده است. روش پیشنهادی بدون نیاز به بروزرسانی اطلاعات امیدانس فیدرها، قابلیت بهره‌برداری و توزیع بهینه توان تحت شرایط مختلف بهره‌برداری با در نظر گرفتن امیدانس مختلط را نیز دارا است. به منظور صحت‌سنجی، روش پیشنهادی در محیط نرم‌افزار متلب/سیمولینک سیستم شبیه‌سازی شده و نتایج حاصل از آن به همراه آنالیز پایداری و حساسیت ارائه شده است.

کلمات کلیدی: توزیع تناسبی توان، روش امیدانس مجازی تطبیقی، ریزش‌بکه، کنترل ولتاژ و فرکانس

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۶/۱۴

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۰/۹/۱۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۰/۱۰

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر بهادر فانی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: نجف‌آباد- بلوار دانشگاه- دانشگاه آزاد اسلامی واحد نجف‌آباد- دانشکده مهندسی برق

۱- مقدمه

طی سال‌های اخیر ایده ریزشبه‌^۱ و منابع تولید پراکنده^۲ به‌عنوان راه‌حلی مؤثر در مقابل چالش‌های افزایش تقاضای انرژی الکتریکی و نگرانی‌های زیست‌محیطی^۳ ارائه شده است [۲،۱]. اگرچه استفاده از ساختار ریزشبه مزیت‌های زیادی را دارد، اما این ایده با چالش‌های مختلفی مانند قابلیت اطمینان، پایداری، کیفیت توان، امنیت و کنترل فاکتورهای اساسی ریزشبه مواجه است [۴،۳]. بنابراین ارائه چارچوب و پیکره‌بندی مدل کنترلی ریزشبه، از اهمیت بالایی برخوردار است [۵،۶]. ریزشبه عموماً در دو حالت بهره‌برداری اتصال به شبکه اصلی و یا جزیره‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرد [۸،۷]. در حالت اتصال به شبکه، کنترل فاکتورهای ولتاژ و فرکانس به عهده شبکه بالادست (شبکه اصلی) هستند [۱۰،۹]. اما زمانی که ریزشبه به حالت جزیره‌ای^۴ تغییر وضعیت دهد، آنگاه مهم‌ترین چالش حفظ و نگهداری پایداری ریزشبه بخصوص پایداری ولتاژ و فرکانس آن است [۱۲،۱۱]. از این‌رو یکی از سناریوهای کارآمد در کنترل پارامترهای اساسی ریزشبه بخصوص در حالت بهره‌برداری جزیره‌ای استفاده از مدل کنترل اُفتی^۵ است [۱۴،۱۳]. این روش با توجه به ویژگی‌هایی مانند سادگی، قابلیت اجرا بدون نیاز به زیرساخت ارتباطی و همچنین قابلیت به‌کارگیری به‌صورت توزیع‌شده و پراکنده، در ساختار کنترلی ریزشبه به‌طور وسیع استفاده می‌گردد [۱۶،۱۵]. اگرچه این روش دارای ویژگی‌های جذابی است اما دارای معایبی است که عملکرد ریزشبه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. از مهم‌ترین معایب روش اُفتی می‌توان به انحراف ولتاژ و فرکانس از مرجع، کیفیت توان پایین، ایجاد جریان گردشی به دلیل عدم برابری ولتاژ بین واحدهای تولید پراکنده و همچنین توزیع نامتناسب توان بین DGها اشاره نمود [۱۸،۱۷]. با توجه به اینکه توزیع توان و پایداری ریزشبه به‌طور قابل توجه به امیدانس شبکه وابسته است، روش‌های کنترل اُفتی مرسوم^۶ عملکرد مناسبی را در ریزشبه‌های ولتاژ پایین با امیدانس مختلط از خود نشان نمی‌دهند [۲۰،۱۹].

بر این اساس طی سال‌های اخیر روش‌های گوناگونی به‌منظور بهبود تسهیم^۷ و توزیع مناسب توان ارائه شده است [۲۲،۲۱]. یکی از روش‌های مورد استفاده که قابلیت بالای در اجرا دارد روش کنترل اُفتی به همراه استفاده از روش امیدانس مجازی^۸ است. در مرجع‌های [۲۳] و [۲۴] به‌منظور کنترل متناسب توزیع توان در DGهای موازی شده توسط اینورترها، روش کنترلی مبتنی بر طراحی امیدانس خروجی از دید DGها مدل‌سازی شده است. در این روش‌ها از ناهماهنگی امیدانس خط^۹ صرف‌نظر شده است.

به‌منظور آنکه مدل ریزشبه قابلیت بهره‌برداری در شرایط بهینه را داشته باشد، کنترل و جبران‌سازی هارمونیک^{۱۰} ناشی از توزیع توان و ادوات الکترونیک قدرت از اهمیت بالا برخوردار است [۲۶،۲۵]. از این‌رو در سال‌های اخیر تحقیقات گسترده‌ای در بستر کنترل هارمونیک ریزشبه مبتنی بر الگوریتم امیدانس مجازی ارائه شده است [۲۸،۲۷].

در مرجع [۲۹] کنترل هارمونیک جریان در ریزشبه جزیره‌ای^{۱۱} مبتنی بر آنالیز پایداری ارائه شده است. مدل پیشنهادی مبتنی بر روش اُفتی تطبیقی جبران‌سازی هارمونیک جریان ناشی از عدم تطبیق و توزیع متناسب توان را نشان می‌دهد. مدل ارائه شده در ریزشبه مقیاس کوچک قابلیت اجرا دارد. ضمناً عدم استفاده از زیرساخت ارتباطی به‌عنوان چالشی اساسی در مقابل این ایده است. همچنین عدم بررسی کنترل هارمونیک در زمان اتصال به شبکه اصلی نیز از دیگر چالش این مطالعه محسوب می‌گردد.

در مرجع [۳۰] مدل کنترل هارمونیک جریان مبتنی بر حذف عدم تطابق امیدانس خروجی واحدهای تولید پراکنده مبتنی بر روش امیدانس مجازی ارائه شده است. مدل پیشنهادی مبتنی بر تئوری و بررسی توالی مثبت و منفی فرکانسی با توزیع متناسب جریان بین مبدل‌های قدرت امکان کاهش هارمونیک جریان را میسر کرده است. عدم بررسی کنترل هارمونیک ولتاژ در نقطه اتصال به شبکه از مهم‌ترین چالش‌های این روش است.

در مرجع [۳۱] مدل جبران‌سازی هارمونیک ولتاژ در نقطه اتصال ریزشبه ac به شبکه اصلی مبتنی بر روش امیدانس مجازی ارائه شده است. مدل تئوری ارائه شده به‌منظور صحت‌سنجی، با استفاده از تجهیزات Opal-RT مورد آنالیز قرار گرفته است. نتایج حاصل از مدل پیشنهادی عملکرد کارآمد مدل پیشنهادی در سناریوهای مختلف بهره‌برداری را نشان می‌دهد. از چالش‌های قابل توجه می‌توان به عدم استفاده از زیرساخت ارتباطی و همچنین عدم توجه به هارمونیک جریان ناشی از عدم

توزیع تناسبی توان اشاره نمود. با این وجود، یکی از مهم‌ترین چالش‌های استفاده از تئوری امپدانس مجازی، تعیین دقیق فاکتور امپدانس مجازی به‌منظور افزایش دقت در روش کنترلی است.

در مرجع [۳۲] یک مدل آنالیز سیگنال کوچک^{۱۲} برای تعیین محدوده بهینه و عملی امپدانس مجازی ارائه شده است. این روش نیز قابلیت استفاده از روش امپدانس مجازی را در بهبود تسهیم توان و کنترل توزیع آن افزایش می‌دهد. اخیراً روش کنترلی لیپانوف^{۱۳} مبتنی بر پایداری افتی به‌منظور طراحی امپدانس مجازی در مرجع [۳۳] ارائه شده است. اگرچه این روش در تعیین ضرایب افتی^{۱۴} و امپدانس مجازی مؤثر است، اما پایداری افتی به‌شدت به ضرایب افتی و امپدانس مجازی طراحی شده وابسته است.

روش‌های دیگری با استفاده از الگوریتم‌های فراابتکاری^{۱۵} مانند ژنتیک، به‌منظور کنترل تسهیم متناسب توان و کاهش انحراف از معیار توزیع توان مبتنی بر ریزشبه‌ها با امپدانس مختلط مورد بررسی قرار گرفته است [۳۴، ۳۵]. در مرجع [۳۶] مدل جبران‌ساز هارمونیک بین واحدهای DG مبتنی بر الگوریتم افتی ارائه شده است. مدل ارائه شده در این مرجع مبتنی بر نتایج آزمایشگاهی، نسبت به ساختارهای جبران‌سازی هارمونیک پسیو و اکتیو روشی مؤثرتر و به‌صرفه‌تر ارائه نموده است. نکته قابل توجه در این مرجع این است که مدل پیشنهادی در بارهای کوچک و توان پایین از عدم عملکرد مناسب در کنترل هارمونیک ولتاژ شبکه نسبت به توان ظاهری منابع تولیدات پراکنده برخوردار است. این نسبت جبران‌سازی، با افزایش توان منابع بهبود می‌آید اما این در حالی است که درصد تولید هارمونیک‌های مبتنی بر ادوات الکترونیک قدرت با نسبت توان رابطه مستقیم دارد. مدل پیشنهادی در کم باری از عملکرد مناسبی برخوردار نیست و از طرف دیگر نیز درصد هارمونیک تولید مبتنی بر مدل پیشنهادی بیشتر از ۳ درصد است.

۱-۱- اهداف اصلی

همان‌گونه که در بخش قبل نیز بیان شده است، روش افتی اگرچه دارای مزیت‌های مختلفی است، اما عیب‌هایی نیز به همراه دارد که عملکرد مدل‌های کنترلی را تحت تأثیر قرار می‌دهند. همان‌گونه که بیان گردید، مدل افتی در کنترل توزیع متناسب توان بین واحدهای تولید پراکنده دارای ضعف است. بهتر است این‌گونه بیان نمود که، به دلیل آنکه فاکتورهای شبکه الکتریکی (توان، ولتاژ و فرکانس) در ارتباط مستقیمی با یکدیگر هستند، بنابراین با تغییرات در هر فاکتور، امکان تغییر در دیگر فاکتورها نیز فراهم می‌گردد. از این‌رو نویسندگان در این مقاله سعی بر آن دارند تا نگاه اجمالی‌تری نسبت به عملکرد و بهره‌برداری از ریزشبه‌مبتنی بر کنترل تغییرات و تأثیر فاکتورهای حیاتی ریزشبه بروی یکدیگر را نشان دهند. به عبارت دیگر، به‌طور مثال زمانی که الگوریتم افتی با ضعف در مقابل توزیع متناسب توان اکتیو و راکتیو مواجه باشد، آنگاه تغییرات توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید پراکنده و یا حتی بارهای موجود در شبکه به‌طور قابل ملاحظه‌ای روی ولتاژ و فرکانس شبکه الکتریکی مؤثر است که این ضعف نوسان و عدم تنظیم مناسب ولتاژ و فرکانس را به همراه خواهد داشت. بنابراین در این مقاله سعی شده است تا فاکتورهای زنجیره‌وار همچون توان‌ها، به همراه ولتاژ و فرکانس در کنار جبران‌سازی هارمونیک بیان گردد. از این‌رو مدل پیشنهادی دارای عملکرد مناسب‌تر و قابل‌اطمینان‌تری نسبت به مدل‌هایی است که نگاه جامع‌تری به فاکتورهای تأثیرگذار شبکه الکتریکی ندارند، را از خود نشان می‌دهد.

بهتر است از زاویه دیگری به این موضوع توجه کرد که چرا نگاه جامع‌تر به ساختار کنترلی در ریزشبه اهمیت بسیار زیادی دارد. در حالت اتصال به شبکه اصلی، ریزشبه به‌صورت باس کنترل‌شده^{۱۶} (یا PV) و یا باس بار^{۱۷} (یا PQ) از نقطه نظر پخش بار مدنظر قرار می‌گیرد. در حالت جزیره‌ای این شرایط وجود ندارد و بهره‌بردار شبکه باید الگوریتم و تمهیدات مناسبی را جهت کنترل و چارچوب مستقل تولیدات پراکنده و همچنین کنترل پایداری در ریزشبه جزیره‌ای به‌منظور جلوگیری از فروپاشی آن مدنظر قرار دهد. عموماً در حالت اتصال به شبکه اصلی، کنترل فاکتورهای حیاتی ریزشبه همچون ولتاژ و فرکانس که مؤثر از تغییرات توان اکتیو و راکتیو هستند، به عهده باس اسلک شبکه است. اما نکته قابل اهمیت این است که در تغییر وضعیت از حالت اتصال به شبکه اصلی به حالت جزیره‌ای، مسئولیت کنترل فاکتورهای حیاتی ریزشبه پیچیده‌تر و حیاتی‌تر و مستقل خواهد بود. پیچیدگی از آن‌جهت قابل بیان است که واحدهای تولید پراکنده در توان‌های مختلف و با شرایط بهره‌برداری

متفاوتی در حال استفاده بوده‌اند. در حالت جزیره‌ای باید الگوریتم کنترل توان اکتیو و راکتیو به نحوی بیان گردد که، فاکتور ولتاژ و فرکانس در محدود استاندارد IEEE 1159-29-2009 قرار گیرد. برخی از چالش‌های پیش‌رو مدل‌های جبران‌ساز هارمونیک مبتنی بر مرور تحقیقات پیشین عبارتند از:

- ۱- به دلیل آنکه در ریزشبهه از تجهیزات و ادوات گوناگون با مشخصه‌های مختلف استفاده می‌شود بنابراین ارائه مدل جبران‌ساز هارمونیک نیازمند ارائه مدل مبتنی بر ویژگی‌های ذاتی تجهیزات و ادوات ریزشبهه است.
- ۲- زیرساخت ارتباطی به‌عنوان یکی از مهم‌ترین ارکان ریزشبهه‌های الکتریکی محسوب می‌گردد. به‌منظور ارتباط بخش‌های مختلف ریزشبهه، مدل زیرساخت ارتباطی به‌عنوان بازوی عملیاتی ریزشبهه محسوب می‌گردد. در برخی مدل‌های جبران‌سازی هارمونیک ریزشبهه صرفاً به بررسی شبکه‌های مقیاس کوچک پرداخته شده است. درحالی‌که با گسترده شدن ریزشبهه و تجهیزات آن زیرساخت ارتباطی به‌منظور پالایش و مدیریت سیگنال‌های کنترلی و جبران‌سازی از اهمیت بالایی برخوردار است.
- ۳- هارمونیک ولتاژ و جریان و جبران‌سازی آن‌ها به‌خصوص در شرایط اتصال به شبکه اصلی دو فاکتوری است که توأم با یکدیگر باید مد نظر قرار گیرد. به دلیل آنکه عدم کنترل هر یک از این دو هارمونیک به‌طور مستقیم روی کیفیت توان شبکه اثر منفی می‌گذارد.

۱-۲- نوآوری تحقیق

ارائه مدل کنترلی با نگاه مبسوط‌تر و جامع‌تر سبب بهبود بهره‌برداری از ریزشبهه را ارائه خواهد داد. بنابراین در این مقاله سعی بر در نظرگیری زنجیره‌وار از فاکتورهای حیاتی و تأثیرگذار ریزشبهه در بهره‌برداری مناسب از تولیدات پراکنده بخصوص در حالت بهره‌برداری جزیره‌ای مدنظر است. براین اساس نوآوری این تحقیق عبارت‌اند از:

- ۱- ارائه مدل کنترل چند سطحی مبتنی بر تئوری امیدانس مجازی به‌منظور کاهش خطای انحراف از معیار توان‌های اکتیو و راکتیو و در نتیجه جبران خطای انحراف از مرجع ولتاژ و فرکانس.
- ۲- بهبود عملکرد ریزشبهه در کنترل هارمونیک بخصوص در زمان تغییر حالت بهره‌برداری از حالت جزیره‌ای به اتصال به شبکه اصلی و برعکس و همچنین کنترل فاکتورهای اساسی ریزشبهه مانند فرکانس و ولتاژ.
- ۳- افزایش دقت در تعیین توزیع بهینه توان اکتیو و راکتیو با توجه به تنظیم امیدانس‌های مختلط از دید DGها مبتنی بر روش امیدانس مجازی تطبیقی و همچنین ارائه مدل کنترل زنجیره‌وار با در نظرگیری فاکتورهای مؤثر روی هارمونیک‌های موجود در ریزشبهه و کاهش درصد هارمونیک‌های مخرب در باس اصلی ریزشبهه به کمتر از ۳ درصد.

۱-۳- ساختار مقاله

پس از بیان هدف اصلی و نوآوری تحقیق، ادامه مقاله به این شرح است. در بخش ۲ مدل کنترل تطبیقی و ساختار تطبیقی ارائه می‌گردد. در بخش ۳ مدل کنترل توزیع بهبودیافته توان مبتنی بر روش امیدانس مجازی تطبیقی به همراه مدل‌سازی کنترل هارمونیک ارائه شده است. در بخش ۴ الزامات شبیه‌سازی و نتایج ارائه شده و در نهایت در بخش ۵ نتیجه‌گیری بیان شده است.

۲- مدل کنترل اکتی تطبیقی و ساختار ریزشبهه

در این قسمت مدل توزیع منابع پراکنده مبتنی بر امیدانس خطوط و مدل توزیع توان مبتنی بر الگوریتم امیدانس مجازی به‌طور مختصر بیان می‌شود.

۱-۲- مدل توزیع توان DGها مبتنی بر امیدانس خطوط

با توجه به اینکه افزایش تعداد DGها در بستر ریزشبهه یک چالش مهم تلقی می‌گردد، بنابراین هماهنگی بین تولیدات پراکنده مختلف با مشخصه‌های گوناگون در ریزشبهه‌ها ضروری و مهم است. هر واحد DG توسط مدل‌ها به باس اصلی

ریزشبکه متصل می‌گردد. ادوات الکترونیک قدرت نقش اساسی در کنترل فاکتورهای اساسی ریزشبکه مانند ولتاژ، فرکانس، توان اکتیو و راکتیو دارد. این تجهیزات نیز قابلیت اتصال به واحد کنترل ریزشبکه توسط زیرساخت‌های ارتباطی را نیز به‌منظور تبادل سیگنال‌های مدیریتی و کنترلی را نیز دارا هستند. با توجه به شکل (۱) می‌توان رابطه‌های توزیع توان اکتیو (P_i) و راکتیو (Q_i) بین DGها و بارها را مبتنی بر امیدانس فیدر بیان نمود [۳۸،۳۷]:

$$I_i = \frac{E_i \angle \delta_i - E_o \angle 0}{Z_i \angle \theta_i} = \frac{E_i \cos \delta_i + j E_i \sin \delta_i - E_o}{Z_i \angle \theta_i}, \quad i = 1, 2 \quad (1)$$

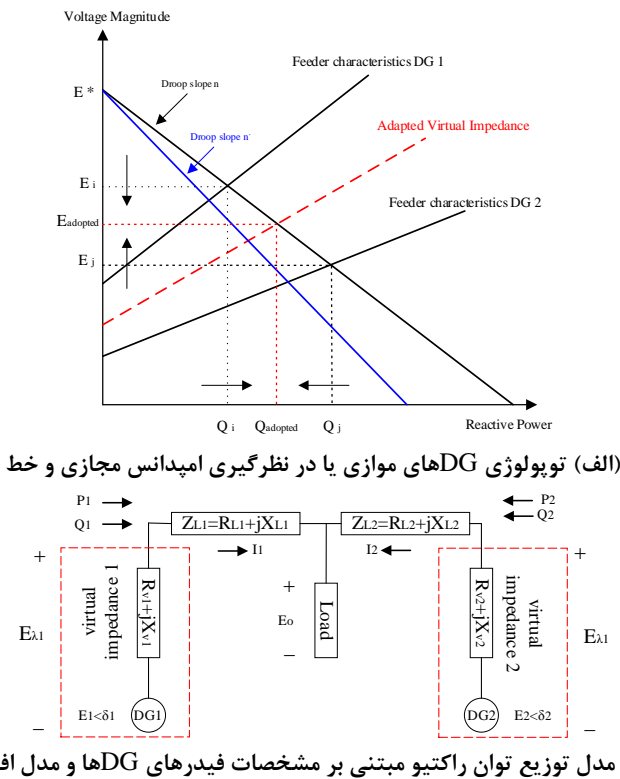
$$\begin{cases} P_i = \left(\frac{E_i E_o}{Z_i \angle \theta_i} \cos \delta_i - \frac{E_o^2}{Z_i \angle \theta_i} \right) \cos \theta_i + \frac{E_i E_o}{Z_i \angle \theta_i} \sin \delta_i \cos \theta_i \\ Q_i = \left(\frac{E_i E_o}{Z_i \angle \theta_i} \cos \delta_i - \frac{E_o^2}{Z_i \angle \theta_i} \right) \sin \theta_i + \frac{E_i E_o}{Z_i \angle \theta_i} \sin \delta_i \sin \theta_i \end{cases} \quad (2)$$

که در آن E_o و E_i به ترتیب ولتاژ DG_i و ولتاژ ابتدای فیدر و انتهای فیدر است. Z_i ، δ_i و θ_i به ترتیب امیدانس خط، زاویه ولتاژ ابتدای فیدر و زاویه قطبی امیدانس خط هستند. برای سادگی رابطه‌ها دو فرض زیر در نظر گرفته می‌شود:
فرض اول- اگر خطوط انتقال توان با شرط $X \gg R$ در نظر گرفته شوند، مدل سیستم به صورت اندوکتیوی است و رابطه‌های توزیع توان اکتیو و راکتیو به صورت معادلات زیر بیان می‌گردد:

$$P_{ind} = \frac{E_i \cdot E_o}{X_i} \cdot \delta \quad (3)$$

$$Q_{ind} = \frac{E_o (E_i - E_o)}{X_i} \quad (4)$$

که در آن δ ، P_{ind} و Q_{ind} به ترتیب زاویه ولتاژ فیدر، توان اکتیو و توان راکتیو در حالت اندوکتیوی هستند. X_i نشان دهنده راکتانس خط است.



شکل (۱): ساختار و توزیع توان تولیدات پراکنده موازی

Figure (1): Parallel Distributed Generation topology and power distribution in them, (a) Topology of parallel DGs or consideration of virtual impedance and line (b) Reactive power distribution model based on the specifications of DG feeders and droop model

ساختار کنترل کننده افی مرسوم $P-\omega$ و $Q-V$ قابلیت تنظیم توان اکتیو و راکتیو تزریق شده به مجموعه ریزشبهه را دارا است. بنابراین می توان ساختار کنترل افی مبتنی بر خطوط القایی را به صورت زیر بیان نمود:

$$\omega_i = [\omega_{ref} - (m_i \times P_i)] \quad (5)$$

$$E_i = [E_{ref} - (n_i \times Q_i)] \quad (6)$$

که در آن m_i و n_i به ترتیب پارامترهای مشخصه افی هستند. همچنین ω_{ref} و E_{ref} به ترتیب فرکانس زاویه ای مرجع و ولتاژ مرجع هستند. توان اکتیو و راکتیو تزریق شده به ریزشبهه با عبور از فیلتر پایین گذر^{۱۸} (LPF) تعیین و محاسبه می گردد.

فرض دوم- اگر خطوط انتقال توان با شرط $R \gg X$ در نظر گرفته شوند، آنگاه توزیع توان اکتیو و راکتیو تغییر خواهد نمود [۴۰، ۳۹]. در خطوط مقاومتی توان اکتیو با ولتاژ و توان راکتیو با فرکانس ریزشبهه رابطه مستقیم خواهد داشت. با توجه به فرضیه بیان شده، رابطه های (۱) و (۲) به صورت زیر اصلاح می گردد:

$$P_{res} = \frac{E_o (E_i - E_o)}{R_i} \quad (7)$$

$$Q_{res} = -\frac{E_i \cdot E_o}{R_i} \cdot \delta \quad (8)$$

که در آن P_{res} و Q_{res} به ترتیب توان اکتیو و راکتیو در حالت مقاومتی هستند. در این شرایط می توان مدل کنترل افی نوع R به منظور تنظیم توان اکتیو و راکتیو تزریق شده به ریزشبهه را مدنظر قرارداد. بنابراین رابطه های کنترل افی عبارتند از [۴۲، ۴۱]:

$$\omega_i = [\omega_{ref} + (m_i \times Q_i)] \quad (9)$$

$$E_i = [E_{ref} - (n_i \times P_i)] \quad (10)$$

که در آن ω_i فرکانس شبکه، E_i ولتاژ شبکه و E_{ref} ولتاژ مرجع شبکه است. در ریزشبهه های ولتاژ پایین تعیین دقیق نسبت R و X پیچیده و سخت است. بر این اساس عموماً ساختار خطوط شبکه های ولتاژ پایین ناشی از ترکیب خاصیت اهمی و القایی است. به همین دلیل به منظور افزایش دقت و درستی نتایج، در این مطالعه مدل کنترل افی مبتنی بر امپدانس مختلط خطوط ریزشبهه بیان می گردد. بنابراین می توان دامنه ولتاژ و زاویه توان را به صورت زیر بیان نمود:

$$\delta_i \approx \left(\frac{X_i}{E_i \cdot E_o} \right) \times \left(P_i - \left(\frac{R_i \cdot Q_i}{X_i} \right) \right) \quad (11)$$

$$(E_i - E_o) \approx \left\{ \frac{X_i}{E_o} \left(\frac{R_i \cdot P_i}{X_i} + Q_i \right) \right\} \quad (12)$$

با توجه به شرایط بیان شده مدل کنترل افی مبتنی بر نسبت خاصیت اهمی به القایی ریزشبهه به صورت زیر بیان می گردد:

$$\omega_i = \omega_{ref} + m_i Q_i - n_i P_i \quad (13)$$

$$E_i = E_{ref} - (E_{vir} + n_i Q_i + m_i P_i) \quad (14)$$

که در آن $r=R/X$ نسبت ارتباط توان های اکتیو و راکتیو با ولتاژ و فرکانس ریزشبهه های ولتاژ پایین و E_{vir} ولتاژ امپدانس مجازی است [۴۳]. به صورت کلی مجموعه r به عنوان ثابت های نامتغیر با زمان برای همه مدل های ریزشبهه مدنظر قرار گرفته می شود. فاکتور E_{vir} به عنوان فاکتور جبران سازی است که توسط الگوریتم امپدانس مجازی ارائه می گردد. با توجه به رابطه های (۱۳) و (۱۴) می توان فاکتورهای $m_i Q_i$ و $n_i P_i$ را به عنوان جبران ساز انحراف از معیار در تنظیم ولتاژ و فرکانس در نظر گرفت. تحت این شرایط مدل کنترل افی تطبیقی و اصلاح شده، قابلیت تنظیم توان اکتیو و راکتیو ریزشبهه را دارد [۴۴]. همچنین مدل ارائه شده تا حدی توزیع توان DG های موازی شده توسط مدل ها را نیز کنترل می کند.

۲-۲- مدل توزیع توان مبتنی بر الگوریتم امپدانس مجازی

توپولوژی خطوط ریزشبهه مبتنی بر امپدانس مختلط ارائه می گردد، بنابراین ولتاژ خروجی واحدهای DG یکسان نیست [۴۵]. در نتیجه ارزیابی و بررسی تسهیم توان بین واحدهای تولید توان پیچیده و سخت می شود. به منظور ساده سازی و بیان مسئله،

مطابق شکل (۱) استراتژی امپدانس مجازی بین دو واحد DG که توسط خطی با امپدانس Z_F به یکدیگر متصل شده‌اند ارائه می‌گردد. تأثیر عدم توازن امپدانس روی کنترل شار توان در مرجع [۴۶] بیان شده است. اگر تقریب افت ولتاژ مبتنی بر امپدانس خطوط بیان گردد، خواهیم داشت:

$$E_{Fi} = (E_i - E_o) \square \left\{ \frac{R_{Fi} \cdot P_i + X_{Fi} \cdot Q_i}{E_o} \right\} \quad (15)$$

که در آن E_{Fi} و R_{Fi} و X_{Fi} به ترتیب افت ولتاژ خط، مقاومت خط و اندوکتانس خط هستند. به‌منظور اطمینان از افزایش پایداری، DGها به‌صورت تجهیز شده با امپدانس مجازی سری در نظر گرفته شده‌اند. امپدانس مجازی سری شده با واحدهای DG برابر است با:

$$Z_{vir} = R_{vir} + jX_{vir} \quad (16)$$

که در آن Z_{vir} و R_{vir} و X_{vir} به ترتیب امپدانس مجازی، مقاومت مجازی و اندوکتانس مجازی هستند. با توجه به معادله افت ولتاژ (۱۵) و توپولوژی بیان‌شده در شکل (۱) می‌توان ولتاژ خروجی DG مبتنی بر امپدانس مجازی سری شده را به‌صورت زیر بیان نمود:

$$E_{\lambda i} = (E_i + E_{vir}) = \left\{ E_i + \left(\frac{R_{vir} \cdot P_i + X_{vir} \cdot Q_i}{E_o} \right) \right\} \quad (17)$$

که در آن $E_{\lambda i}$ ولتاژ ابتدای فیدر به افت ولتاژ امپدانس مجازی می‌باشد. به‌منظور بررسی خطای توزیع توان راکتیو بین واحدهای DG، توان عملیاتی واحدهای DG کاملاً برابر با یکدیگر فرض شده است، از این‌رو می‌توان شرایط توزیع توان راکتیو مبتنی بر مشخصه تطبیقی امپدانس مجازی بیان نمود. این شرایط نقطه بهینه عملکرد بین DGها را مشخص می‌کند. بنابراین معادله توان راکتیو با در نظرگیری امپدانس فیدر مجازی و خطوط متصل به DG برابر است با:

$$Q_i = Q_{\lambda} - I_i^2 X_{vir} = \left(\frac{E_i [(E_i - E_o \cos \delta_i)(X_{vir} + X_{Fi}) - E_o (R_{vir} + R_{Fi}) \sin \delta_i]}{(R_{vir} + R_{Fi})^2 + (X_{vir} + X_{Fi})^2} \right) - \left(\frac{(X_{vir})(E_i^2 - E_o^2 - 2E_i E_o \cos \delta_i)(X_{vir} + X_{Fi})}{(R_{vir} + R_{Fi})^2 + (X_{vir} + X_{Fi})^2} \right) \quad (18)$$

که در آن Q_i توان راکتیو فیدر i و I_i جریان فیدر i است. با ساده‌سازی و تقریب‌سازی معادله (۱۸) خواهیم داشت:

$$Q_i = \frac{E_i X_{Fi} [E_o X_{vir} (E_i \cos \delta_i - E_o) + (E_i - E_o \cos \delta_i)]}{(R_{vir} + R_{Fi})^2 + (X_{vir} + X_{Fi})^2} \square \left\{ \frac{(E_i X_{Fi} - E_o X_{vir})(E_i - E_o)}{(R_{vir} + R_{Fi})^2 + (X_{vir} + X_{Fi})^2} \square \frac{E_i (X_{vir} + X_{Fi})(E_i - E_o)}{(R_{vir} + R_{Fi})^2 + (X_{vir} + X_{Fi})^2} \right\} \quad (19)$$

به‌منظور درک بهتر از توزیع توان مبتنی بر عدم تطابق امپدانس خطوط و تأثیر آن بر توزیع نامتوازن توان راکتیو، می‌توان با توجه به شکل (۱-ب) این شرایط را مشاهده نمود. همان‌طور که دیده می‌شود مشخصه دو فیدر DG با افت ولتاژ $(E_i - E_o)$ متأثر از راکتانس خطوط ارتباطی (X_n) ارائه شده است. در این شرایط مقاومت اهمی خطوط باعث ایجاد انحراف در ولتاژ می‌گردد که این انحراف ولتاژ خود را به‌صورت ولتاژ نابرابر در مقادیر اولیه DGها نشان می‌دهد. در این شکل به دلیل آنکه $X_{F1} > X_{F2}$ در نظر گرفته شده است، شیب DG_1 بالاتر از شیب DG_2 خواهد بود. تلاقی منحنی دروب (n) با مشخصه فیدر خروجی DGها نقاطی را مشخص می‌کند. این نقاط با توجه به محور توان راکتیو میزان خطای بالایی از عدم تطابق توزیع توان راکتیو را نشان می‌دهد. تحت این شرایط، بهره‌برداری واحدهای DG_1 و DG_2 در حالت مبتنی بر امپدانس تطبیقی بیان می‌گردد. در این حالت با توجه به امپدانس مجازی، در ابتدا شیب منحنی بهره‌برداری واحدهای DG مطابق X_{vir} به‌صورت افزایشی و یا کاهشی به سمت نقطه بهره‌برداری تحت شرایط امپدانس مجازی تغییر وضعیت می‌دهند. از سویی دیگر نیز R_{vir} به‌منظور حذف انحراف ولتاژ اولیه DGها مورد استفاده قرار می‌گیرد. شرایط بیان شده مطابق قیود زیر ارائه می‌شود:

$$R_{vir1} + R_{F1} = R_{vir2} + R_{F2} \quad (20)$$

$$X_{vir1} + X_{F1} = X_{vir2} + X_{F2} \quad (21)$$

با ارضای این قیود می‌توان توزیع دقیق توان راکتیو بین واحدهای DG تحت امیدانس‌های مختلف خطوط را به دست آورد. بهتر است در اینجا به نکته مهمی اشاره نمود. اگر شیب منحنی بهره‌برداری از DG ثابت فرض شود و شیب منحنی افتی افزایش داده شود آنگاه خطای توزیع توان بین DGها کاهش پیدا می‌کند. اما باید بیان نمود که دو محدودیت این ساختار را رد می‌کند. اولاً اینکه تغییر منحنی افتی مطابق با هر واحد DG با مشخصه مختلف، امری پیچیده و سخت است. از سویی دیگر نیز وقتی شیب منحنی افتی تغییراتی را به همراه داشته باشد، آنگاه کیفیت ولتاژ خروجی DGها با عدم تطابق و یکنواختی همراه خواهد شد. بنابراین استفاده از تکنیک امیدانس تطبیقی علاوه بر سادگی در اجرای آن، از دقت بالایی نیز در توزیع توان راکتیو بین واحدهای DG از خود نشان می‌دهد. ضمناً این الگوریتم حتی در جبران انحراف ولتاژ اولیه DGها نیز مؤثر است. در ادامه به‌طور تفصیلی مدل کنترل توزیع توان اکتیو و راکتیو مبتنی بر امیدانس مجازی تطبیقی ارائه می‌گردد.

۳- جبران‌سازی هارمونیک ولتاژ و جریان ریزش‌بکه

در این بخش یک روش کنترل محلی^{۱۹} برای جبران‌سازی هارمونیک‌های ولتاژ نقطه اتصال مشترک^{۲۰} (PCC) یا جریان تزریقی از شبکه اصلی به ریزش‌بکه در دو حالت اتصال ریزش‌بکه به شبکه اصلی و حالت جزیره ارائه شده است. در همین راستا زمانی که ریزش‌بکه به شبکه اصلی متصل است دو حالت جبران‌سازی جداگانه شامل جبران‌سازی هارمونیک ولتاژ و جبران‌سازی هارمونیک جریان ارائه می‌شود. در حالت جزیره‌ای صرفاً کنترل و جبران‌سازی هارمونیک ولتاژ در نظر است. جبران‌سازی هارمونیک‌ها به ویژه در حضور بارهای حساس باعث کاهش تأثیر اغتشاشات کیفیت توان در حالت اتصال ریزش‌بکه به شبکه اصلی و همچنین جلوگیری از تزریق بیش از اندازه جریان هارمونیکی توسط شبکه اصلی به ریزش‌بکه می‌گردد.

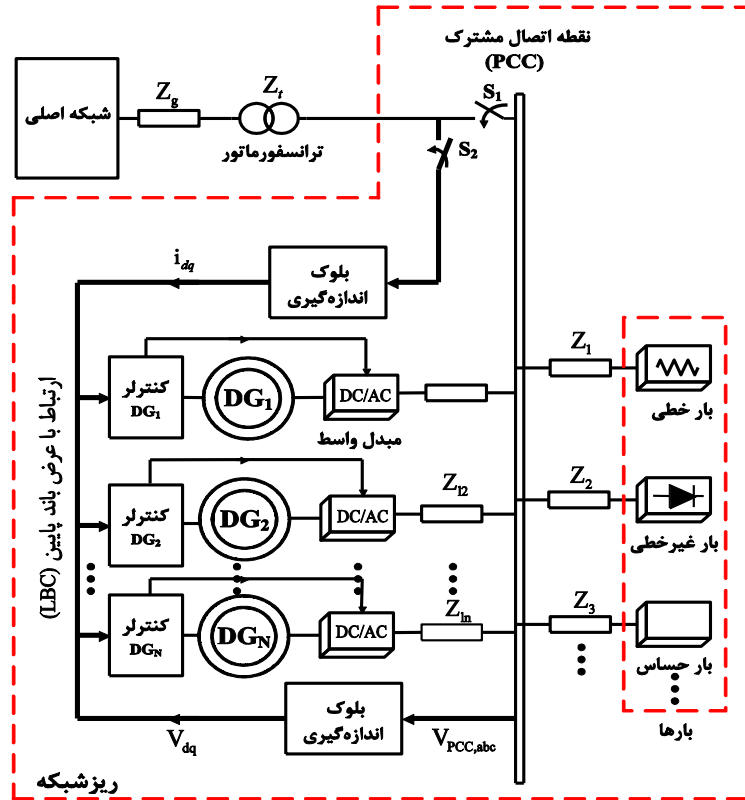
۳-۱- سیستم کنترل تولیدات پراکنده در ریزش‌بکه

شکل (۲) نشان‌دهنده ریزش‌بکه ای است که می‌تواند از طریق کلید S_1 در دو حالت جزیره‌ای و اتصال به شبکه اصلی بهره‌برداری گردد. در این ریزش‌بکه واحدهای DG توسط مبدل‌های الکترونیک قدرت به بارهای خطی و غیرخطی متصل شده‌اند. در شکل (۲) زمانی که کلید S_1 متصل گردد ریزش‌بکه توسط شبکه توزیع با امیدانس Z_g و ترانسفورماتوری با امیدانس Z_t به شبکه اصلی متصل می‌گردد. در این حالت ولتاژ هارمونیکی PCC ($V_{pcc,abc}$) و جریان هارمونیکی شبکه ($i_{g,abc}$) توسط بلوک‌های اندازه‌گیری استخراج شده و تماماً به کنترل‌کننده‌های محلی ارسال می‌گردد.

در صورتی که کلید S_1 باز باشد صرفاً ولتاژ هارمونیکی $V_{pcc,abc}$ توسط بلوک اندازه‌گیری استخراج شده و به تمام کنترل‌کننده‌های محلی ارسال می‌شود. با توجه به اینکه ممکن است PCC می‌تواند در فاصله زیادی از واحدهای تولید پراکنده قرار گرفته باشد بنابراین از یک ارتباط با عرض باند پایین^{۲۱} (LBC) به منظور ارسال اطلاعات هارمونیکی استفاده می‌شود. انتخاب LBC به منظور اجتناب از وابستگی عملکرد مدل پیشنهادی به خصوصیات ارتباط‌های عرض باند بالا که باعث کاهش قابلیت اطمینان سیستم می‌گردد، است. فرض می‌شود که انتقال داده توسط مدل ارتباطی پیشنهادی دارای تأخیر یک میلی-ثانیه است. ضمناً به منظور کافی بودن عرض باند پایین، باید داده‌های منتقل شده توسط مدل ارتباطی پیشنهاد شده شامل سیگنال‌های تقریباً DC باشد. بنابراین ابتدا مؤلفه‌های هارمونیکی ولتاژ PCC و جریان شبکه در قاب سنکرون dq استخراج شده و به کنترل‌کننده‌های محلی ارسال می‌گردد. سپس برای انتقال متغیرها از قاب abc به قاب dq از رابطه پارک استفاده می‌گردد که در آن θ زاویه چرخش قاب dq است:

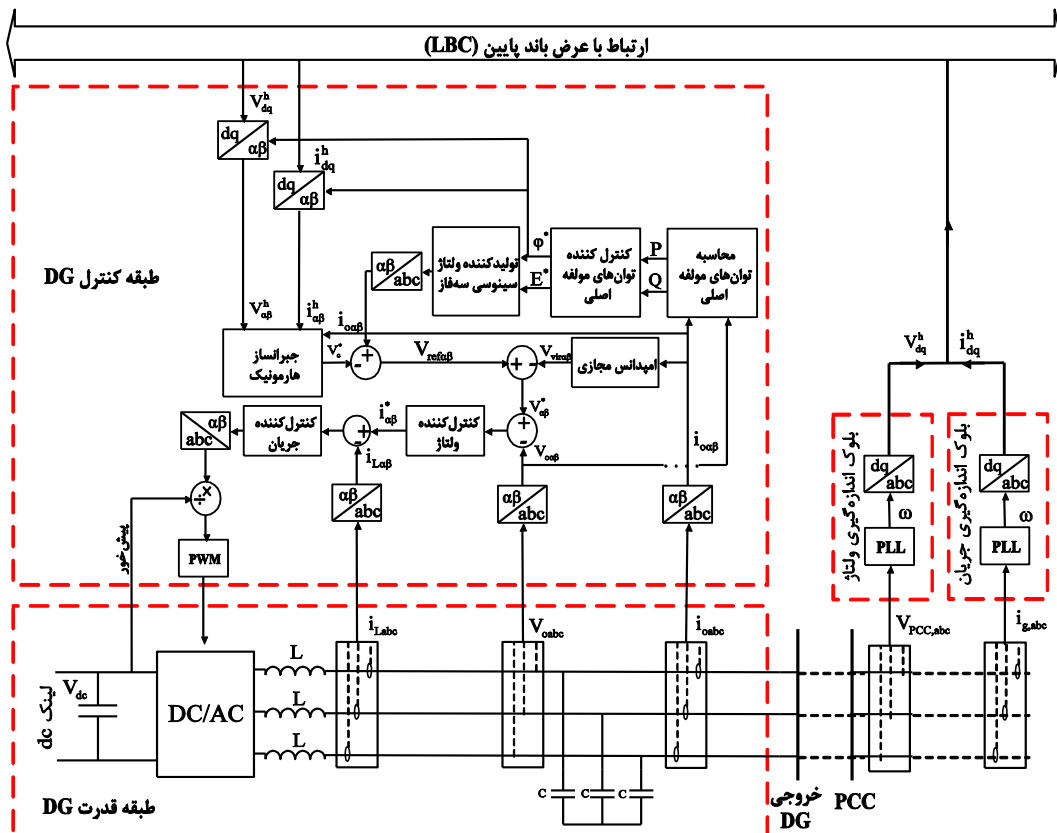
$$X_{dq} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} X_{abc} \quad (22)$$

که در آن X_{dq} مؤلفه‌های قاب dq و X_{abc} مؤلفه‌های قاب abc هستند. جزییات مدل پیشنهادی برای کنترل واحد DG_k به همراه طبقه قدرت آن در شکل (۳) بیان شده است.



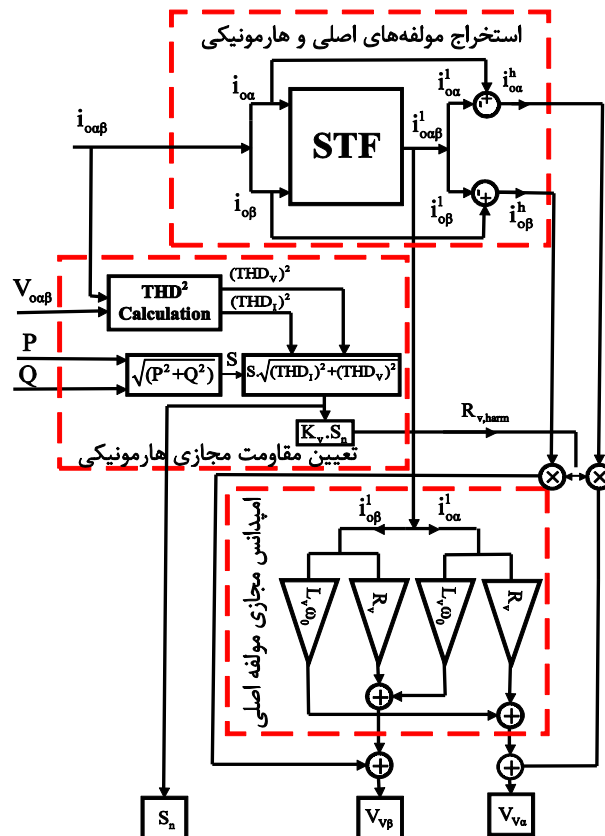
شکل (۲): مدل رئز شبکه به همراه ساختار ارتباطی

Figure (2): Micro-grid model with communication structure



شکل (۳): مدل کنترلی پیشنهادی

Figure (3): Proposed control model



شکل (۴): ساختار استخراج هارمونیک‌ها
Figure (4): Harmonic extraction structure

همان‌طور که در شکل دیده می‌شود، جبران سازی هارمونیک ولتاژ و جریان با رویکرد بهبود کیفیت توان در سطح کنترل محلی انجام می‌شود. بخش قدرت هر واحد DG شامل لینک dc، مبدل نوع ولتاژی و یک فیلتر LC است. از آنجا که مدل کنترلی ارائه شده مبتنی بر مبدل‌های الکترونیک قدرت برنامه‌ریزی شده است بنابراین فرض می‌شود که همواره یک ولتاژ ثابت در لینک dc مبدل تأمین می‌گردد. بنابراین همان‌گونه که از شکل (۳) مشخص است، نوسانات احتمالی ولتاژ لینک dc توسط یک حلقه پیش‌خور در تولید سیگنال‌های کنترل مبدل در نظر گرفته شده است. سیستم کنترل محلی واحدهای تولید پراکنده در قاب مرجع $\beta\alpha$ طراحی شده و به منظور انتقال متغیرها از قاب abc به قاب $\beta\alpha$ از تبدیل کلارک استفاده شده است [۴۷]. همان‌گونه که در بلوک کنترل محلی واحد DG_k نشان داده شده است، مرجع ولتاژ خروجی این واحد در قاب $\beta\alpha$ ($V_{\alpha\beta}^*$) توسط امپدانس مجازی، مشخصه‌های کاهش کنترلی توان و بلوک جبران ساز هارمونیک ولتاژ تولید می‌گردد. از سویی دیگر ولتاژ لحظه‌ای خروجی واحد DG (V_{abc}) به قاب مرجع $\beta\alpha$ منتقل می‌شود و پس از مقایسه با $V_{\alpha\beta}^*$ ، مرجع کنترل جریان ($i_{\alpha\beta}^*$) را می‌سازد. سپس پاسخ کنترل کننده جریان به خطای ناشی از مقایسه جریان سلف فیلتر و جریان مرجع $i_{\alpha\beta}^*$ به قاب abc به منظور تولید ولتاژ مرجع سه فاز و شرایط کلیدزنی^{۲۲} مبدل‌های واسط بازگردانده می‌شود. با توجه به جزئیات نشان داده شده در شکل (۳)، $V_{pcc,abc}$ یا $i_{g,abc}$ به قاب مرجع dq که با سرعت ω می‌چرخد منتقل می‌شوند. فرکانس زاویه‌ای سیستم است که توسط بلوک حلقه قفل فاز^{۲۳} (PLL) استخراج می‌شود.

همان‌گونه که بیان شد امپدانس خطوط توزیع به‌طور قابل ملاحظه‌ای روی دقت تقسیم توان بین واحدهای DG مؤثر است و از این رو با ایجاد امپدانس مجازی در فرکانس اصلی می‌توان دامنه و فاز امپدانس خروجی DGها را به نحوی تنظیم نمود که اثر عدم تقارن امپدانس خطوط روی توزیع متناسب توان بین واحدهای DG به حداقل رسد. از سویی دیگر نیز با استفاده از امپدانس مجازی در فرکانس هارمونیکی سبب بهبود تقسیم توان بین بارهای غیرخطی می‌گردد. از این رو مدل امپدانس مجازی در فرکانس هارمونیکی مطابق رابطه‌های (۲۳) و (۲۴) و شکل (۴) بیان می‌شود.

$$\begin{bmatrix} V_{V\alpha}^1 \\ V_{V\beta}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_v^1 & -\omega_0 L_v^1 \\ \omega_0 L_v^1 & R_v^1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha}^1 \\ i_{\alpha\beta}^1 \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} V_{V\alpha}^h \\ V_{V\beta}^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{v,harm} \\ R_{v,harm} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha}^h \\ i_{\alpha\beta}^h \end{bmatrix} \quad (24)$$

در رابطه‌های بیان‌شده، R_v^1 و L_v^1 مقاومت و اندوکتانس مجازی در فرکانس اصلی، ω_0 فرکانس پایه سیستم، $R_{v,harm}$ نشان‌دهنده مقاومت مجازی در مؤلفه هارمونیک است. مقدار $R_{v,harm}$ به صورت تطبیقی و بر مبنای میزان بار غیرخطی تأمین‌شده توسط واحدهای DG تعیین می‌شود تا تقسیم بار غیرخطی بین واحدهای DG بهبود یابد. این مقدار برابر است با:

$$R_{v,harm} = K_v \cdot S_n \quad (25)$$

که S_n توان هارمونیک است که نشان‌دهنده توانی است که واحد DG به منظور تأمین توان غیرخطی^{۲۴} تولید می‌کند. K_v نیز یک ثابت کوچک مثبت است که بر مبنای توان نامی واحدهای DG مشخص می‌شود. به عبارت دیگر DG با توان بیشتر دارای K_v کوچک‌تری است. S_n مبتنی بر استاندارد IEEE 1459-2010 با رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$S_n = S \sqrt{(THD_I)^2 + (THD_V)^2} \quad (26)$$

که در آن S توان ظاهری مؤلفه اصلی، THD_I هارمونیک جریان و THD_V هارمونیک ولتاژ خروجی واحد DG است. با توجه به معادلات بیان‌شده با افزایش S_n مقدار $R_{v,harm}$ نیز افزایش می‌یابد که این افزایش به عنوان عاملی محدودکننده برای S_n تلقی می‌گردد زیرا مقدار مقاومت بین واحدهای DG و بار در فرکانس هارمونیک افزایش می‌یابد. بنابراین از افزایش بیش از حد بار غیرخطی تأمین‌شده توسط واحد DG جلوگیری به عمل می‌آید و تقسیم بار غیرخطی به صورت متناسبی صورت می‌پذیرد. بنابراین امیدانس انتخابی متشکل از امیدانس مجازی جداگانه در مرتبه اصلی و هارمونیک حاصل می‌گردد. استخراج مؤلفه‌های اصلی و هارمونیک در خروجی واحدهای DG بر اساس شکل (۴) انجام می‌شود. در ابتدا مؤلفه جریان خروجی DG اندازه‌گیری شده و پس از آن از حوزه abc به قاب مرجع ساکن ($\beta\alpha$) منتقل می‌گردد. پس از آن با استفاده از بلوک فیلتر خود تنظیم^{۲۵} (STF) مؤلفه‌های اصلی و هارمونیک خروجی DG در یکدیگر جدا می‌شوند. در اینجا به علت آنکه شرایط هارمونیک متعادل در نظر گرفته شده است بنابراین تنها یکی از توالی‌های اصلی و هارمونیک مد نظر قرار گرفته است.

۳-۱-۱-۳- مدل پیشنهادی برای جبران‌سازی هارمونیک‌های جریان و ولتاژ

در این بخش جزییات مدل پیشنهادی برای جبران‌سازی هارمونیک ولتاژ و جریان مطابق شکل (۵) بررسی می‌گردد. مطابق شکل مرجع جبران‌سازی برای هارمونیک‌های ولتاژ با جریان (v_{hc}^*) به صورت جداگانه تولید می‌شود. در انتها نیز مقدار به دست آمده در نسبت توان نامی مبدل واحد DG_k به مجموع توان نامی همه DGها ضرب می‌گردد تا مرجع جبران‌سازی (v_c^*) تولید شود و بخشی از مرجع کنترل‌کننده ولتاژ ساخته شود. بدین ترتیب توان بین واحدهای DG متناسب با ساختار جبران‌سازی تقسیم می‌گردد. با توجه به شکل (۵)، v_{hc}^* مطابق رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$v_{hc}^* = v_{\alpha\beta}^h \text{ or } i_{\alpha\beta}^h \cdot Gh \cdot (THD_{I\alpha, \max} - THD_{I\alpha}) \quad (27)$$

که $v_{\alpha\beta}^h$ و $i_{\alpha\beta}^h$ به ترتیب هارمونیک جریان شبکه و هارمونیک ولتاژ PCC در قاب $\beta\alpha$ است. Gh بهره جبران‌سازی هارمونیک است که به صورت تطبیقی بر مبنای میزان اغتشاش موجود در PCC یا شبکه اصلی تعیین می‌گردد. از آنجا که در شکل (۳) جبران‌سازی هارمونیک ولتاژ دارای علامت منفی است بنابراین برای تزریق v_c^* مقدار Gh باید مثبت باشد تا یک ولتاژ هارمونیک در فاز مخالف $v_{\alpha\beta}^h$ تولید شود تا بتواند اغتشاشات هارمونیک در PCC را کاهش دهد. اما برای جبران‌سازی هارمونیک جریان لازم است که جریان هارمونیک هم‌فاز با جریان جاری بین دو شبکه توسط DGها فراهم گردد تا اینکه سهم شبکه در تأمین جریان هارمونیک بار کاهش یابد. بنابراین در این حالت Gh باید منفی در نظر گرفته شود تا در نظرگیری علامت منفی v_c^* یک جبران‌سازی هم‌فاز صورت گیرد. در رابطه (۲۷)، THD_I شاخص اغتشاش کل مربوط به هارمونیک جریان خروجی DG است که نحوه محاسبه آن در شکل (۵) نشان داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود ابتدا مؤلفه‌های اصلی و هارمونیک جریان محور α توسط STF استخراج و پس از محاسبه مقدار مؤثر آن برای محاسبه $THD_{I\alpha}$ به کار گرفته می‌شود. به دلیل آنکه

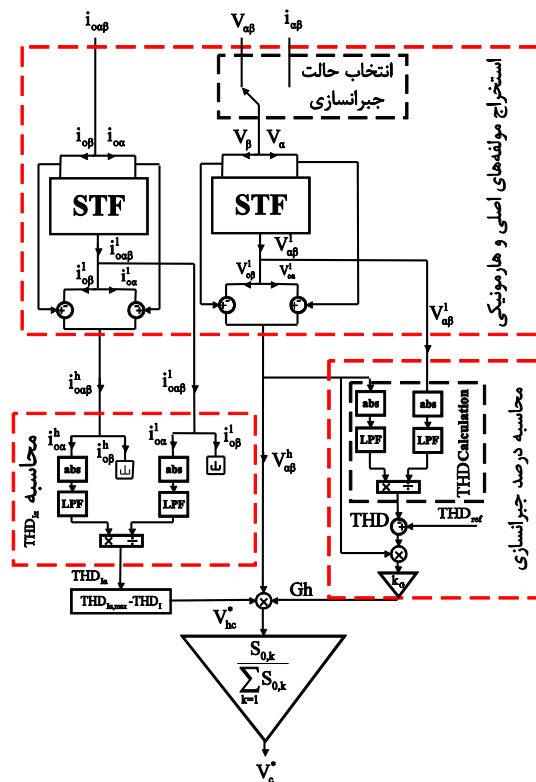
سیستم مورد نظر متعادل مد نظر قرار گرفته است بنابراین استفاده از مؤلفه β برای محاسبه THD_I نتایج مشابه را به همراه خواهد داشت. $THD_{I\alpha, \max}$ مقدار حداکثر $THD_{I\alpha}$ است که برابر با یک مد نظر قرار گرفته است. به عبارت دیگر همواره مؤلفه هارمونیکی جریان از مؤلفه اصلی کمتر است. ضمناً می توان بیان نمود که در صورت نیاز می توان مقدار بزرگ تری را نیز برای $THD_{I\alpha, \max}$ در نظر گرفت. در روش ارائه شده $THD_{I\alpha}$ به عنوان شاخصی برای میزان مشارکت واحدهای DG در شرایط جبران سازی در نظر گرفته شده است. در نتیجه جبران سازی هارمونیک ولتاژ PCC و یا جریان شبکه با تزریق جریان هارمونیکی توسط واحدهای DG و در نتیجه افزایش $THD_{I\alpha}$ حاصل می گردد. لذا فاکتور $(THD_{I\alpha, \max} - THD_{I\alpha})$ باعث بهبود عملکرد جبران سازی بین واحدهای DG می گردد.

۳-۱-۲ تعیین امپدانس مجازی

با استفاده از معادله (۱۵) می توان ولتاژ دو سر امپدانس مجازی را تعیین نمود:

$$E_{vir} = Z_{virtual} \cdot I_i = \frac{R_{vir} \cdot P_i + X_{vir} \cdot Q_i}{E_o} = \begin{cases} V_{virtual_ref} = r_{m_ref} \frac{\sum_{i=1}^N P_j}{\sum_{j=1}^N \Lambda} + n_{ref} \frac{\sum_{i=1}^N Q_j}{\sum_{j=1}^N \Lambda} \\ V_{virtual} = r_{m_i} P_i + n_i Q_i \\ \Lambda = \frac{S_{ij}}{S_{ref}} \end{cases} \quad (28)$$

که در آن Λ ضریب وزنی توان نامی است. امپدانس مجازی تطبیقی^{۲۶} از عدم تطابق توان اکتیو و راکتیو استفاده می کند که اگر توان توسط DGها به درستی تقسیم نشود با توجه به انحراف توان، امپدانس مجازی تعیین خواهد کرد. به منظور بیان واضح تر معادلات امپدانس مجازی بیان می گردند. این معادلات مطابق با بلوک امپدانس مجازی در شکل (۳) بیان شده است.



شکل (۵): بلوک جبران سازی هارمونیک برای DG_k

Figure (5): Harmonic compensation block for DG_k

$$E_{vir} = \frac{R_{vir} \cdot P_i + X_{vir} \cdot Q_i}{E_o} = k_i \int \left(n_i Q_i - n_{ref} \frac{\sum_{j=1}^N Q_j}{\sum_{j=1}^N \Lambda} \right) dt + k_i \int \left(r m_i P_i - r m_{ref} \frac{\sum_{j=1}^N P_j}{\sum_{j=1}^N \Lambda} \right) dt \quad (29)$$

$$\begin{cases} R_{vir} = \frac{E_o k_i r m_i}{P_i} \int \left(P_i - \frac{m_{ref} \sum_{j=1}^N P_j}{m_i \sum_{j=1}^N \Lambda} \right) dt = k_{i-P} \int \left(\frac{1-P_i^*}{P_i} \right) dt \\ X_{vir} = \frac{E_o k_i n_i}{P_i} \int \left(Q_i - \frac{n_{ref} \sum_{j=1}^N Q_j}{n_i \sum_{j=1}^N \Lambda} \right) dt = k_{i-Q} \int \left(\frac{1-Q_i^*}{Q_i} \right) dt \end{cases} \quad (30)$$

که R_{vir} و X_{vir} به ترتیب مقاومت و راکتانس مجازی است، k_{i-P} و k_{i-Q} بهره‌های تنظیم‌کننده امپدانس مجازی هستند. Q^* و P^* توان‌های مرجع و P و Q توان‌های عملیاتی مبدل‌ها هستند.

۳-۱-۳- تعیین پارامترهای کنترلی مبتنی بر آنالیز سیگنال کوچک

در اینجا ریزشبه متشکل از دو منبع تولید پراکنده با نسبت توان دو برابر مد نظر قرار گرفته شده است. از این رو بر اساس یک تحلیل سیگنال کوچک برای تعیین پارامترهای مشخصه‌های کاهشی مورد استفاده برای کنترل توان در ریزشبه سلفی-مقاومتی مطابق مرجع [۴۸] ارائه می‌شود. ضمناً لازم به ذکر است که به دلیل خلاصه‌سازی، مطالب و روابط تحلیلی روی ریزشبه جزیره‌ای ارائه شده است.

$$\hat{P} = 3 \frac{V}{L_s} (E \cos \phi \cdot \hat{\phi} + \hat{E} \sin \phi) \quad (31)$$

$$\hat{Q} = 3 \frac{V}{L_s} (\hat{E} \cos \phi - E \sin \phi \cdot \hat{\phi}) \quad (32)$$

که در آن " $\hat{}$ " نشان‌دهنده مقدار سیگنال کوچک است. همچنین L_s اندوکتانس حوزه لاپلاس و E ولتاژ فیدر هستند. می‌توان این روابط را بر اساس روابط افتی مبتنی بر واحدهای DG بیان نمود. از این رو با در نظر گرفتن فیلتر مرتبه اول برای محاسبه توان که دارای فرکانس قطع ω_c است روابط زیر حاصل می‌شود:

$$\hat{\phi} = -3 \left(\frac{\omega_c}{s + \omega_c} \right) \left(m_{pp} + \frac{m_{pi}}{s} \right) \cdot \frac{V}{L_s} \cdot (E \cos \phi \cdot \hat{\phi} + \hat{E} \sin \phi) \quad (33)$$

$$\hat{Q} = -3 \left(\frac{\omega_c}{s + \omega_c} \right) \left(n_{pQ} + \frac{n_{iQ}}{s} \right) \cdot \frac{V}{L_s} \cdot (\hat{E} \cos \phi - E \sin \phi \cdot \hat{\phi}) \quad (34)$$

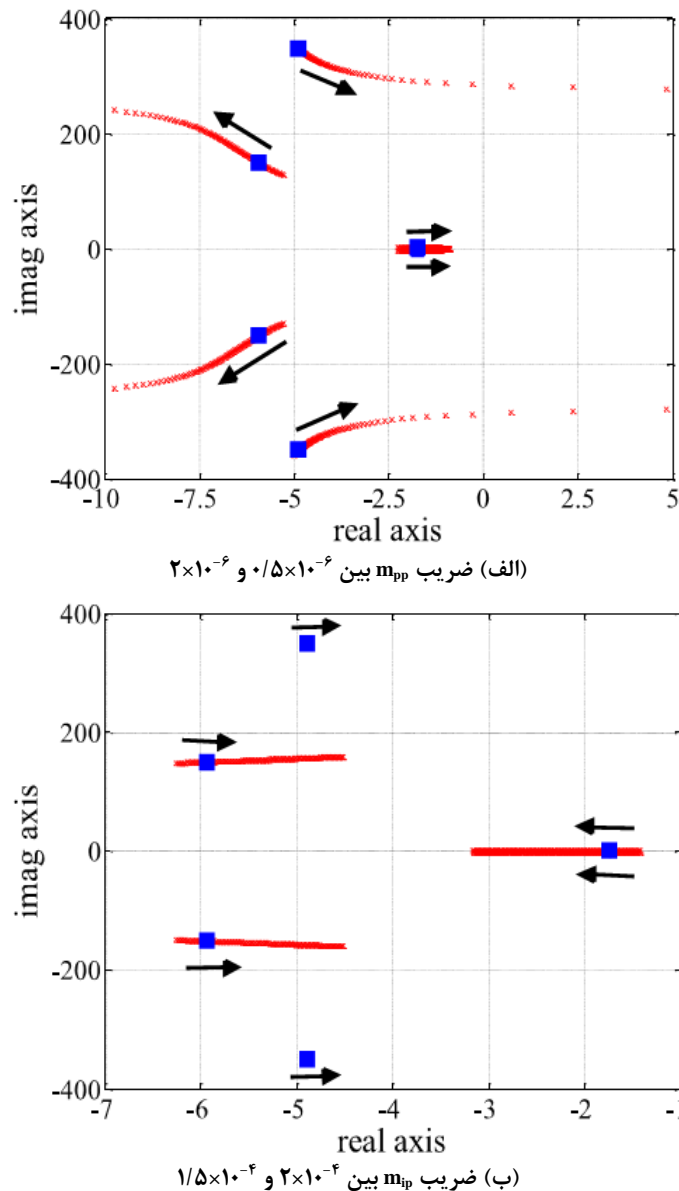
با جایگذاری رابطه (۳۳) در رابطه (۳۲) و با فرض ϕ برابر صفر، دینامیک سیگنال کوچک تابع تبدیل حلقه بسته به صورت زیر قابل بیان است:

$$\Delta(s) = S^6 + A_1 S^5 + A_2 S^4 + A_3 S^3 + A_4 S^2 + A_5 S + A_6$$

که در آن ضرایب عبارتند از:

$$\begin{cases} A_1 = 2\omega_c \\ A_2 = \omega_c \cdot (\omega_c + 3 \frac{V}{L} (E \cdot m_{pp} + n_{pQ})) \\ A_3 = \frac{3 \cdot \omega_c \cdot V}{L_v} (E \cdot (m_{ip} + \omega_c \cdot m_{pp}) + \omega_c \cdot n_{pQ} + n_{iQ}) \\ A_4 = 9 \frac{\omega_c^2 \cdot V^2 \cdot E}{L_v^2} (n_{pQ} \cdot m_{ip} + m_{pp} \cdot n_{iQ}) \\ A_5 = 9 \frac{\omega_c^2 \cdot V^2 \cdot E \cdot m_{ip} \cdot n_{iQ}}{L^2} \end{cases} \quad (35)$$

بر اساس معادله بیان شده می‌توان پارامترهای کنترل‌کننده توان را به‌گونه‌ای انتخاب نمود که پایداری سیستم حلقه بسته حفظ گردد. با توجه به رابطه بیان شده و پارامترهای جدول (۱) با تغییر m_{pp} و m_{ip} مقادیر ویژه و تأثیر این پارامترها روی پایداری سیستم مبتنی بر DG_1 مشخص می‌گردد. نتایج حاصل از تغییرات این دو پارامتر در شکل (۶) نشان داده شده است. با توجه به شکل (۶-الف) می‌توان مشاهده نمود که با افزایش m_{pp} چهار قطب به سمت راست و دو قطب به سمت چپ جابجا می‌شوند که قابل مشاهده است. دو قطب نسبت به قطب‌هایی که در نزدیکی مبدأ هستند با سرعت بالاتری حرکت می‌کنند. بنابراین مقادیر بزرگ m_{pp} باعث ناپایداری می‌شوند. در شکل (۶-ب) نیز با افزایش m_{ip} چهار قطب به سمت راست و دو قطب به سمت چپ جابجا می‌شوند. همانگونه که مشاهده می‌شود مقادیر بزرگ m_{ip} باعث ناپایداری سیستم می‌گردند. قطب‌های متناظر با مقادیر انتخاب شده در شکل (۶) با مربع بزرگ نشان داده شده است.



شکل (۶): مکان قطب‌های تابع تبدیل با تغییر پارامترهای کنترل‌کننده توان اکتیو

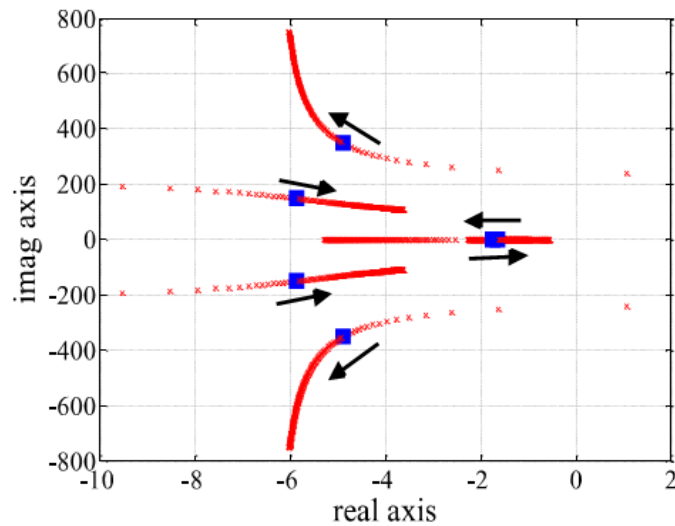
Figure (6): Locate the poles of the transfer function by changing the active power controller parameters

(a) $0.5 \times 10^{-6} \leq m_{pp} \leq 2 \times 10^{-6}$. (b) $2 \times 10^{-4} \leq m_{ip} \leq 1.5 \times 10^{-4}$

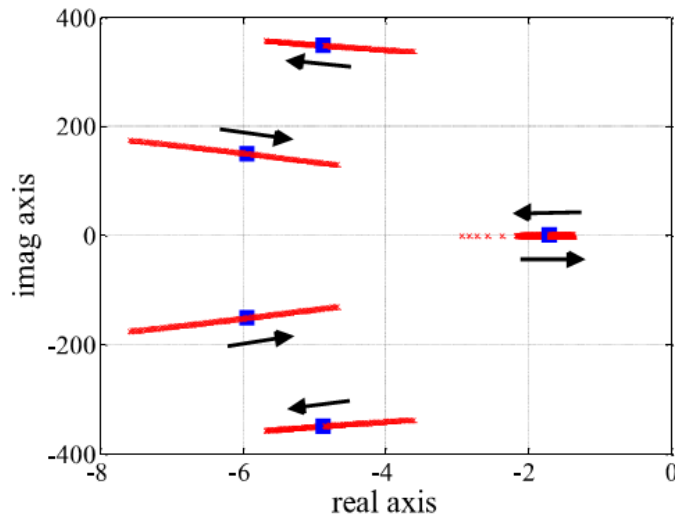
به‌منظور تعیین پارامترهای توان راکتیو با تغییر دادن n_{iQ} و n_{pQ} و ثابت بودن بقیه پارامترها شرایط پایداری مبتنی بر تغییر محل مقادیر ویژه تابع تبدیل سیستم در شکل (۷) قابل مشاهده است. با توجه به شکل و با افزایش n_{pQ} سه قطب به سمت راست و سه عدد به سمت چپ حرکت می‌کنند. با توجه به شکل قطب‌های نزدیک مبدأ مختصات با سرعت بالاتری نسبت به دیگر قطب‌ها به سمت راست حرکت می‌کنند که این مطلب را نشان می‌دهد که مقادیر بزرگ این پارامتر سبب ناپایداری خواهد شد. این رفتار نیز برای پارامتر n_{iQ} نیز قابل مشاهده است. بنابراین مقادیر n_{pQ} و n_{iQ} معادل شکل (۷) انتخاب شده است.

۴- الزامات شبیه‌سازی و نتایج

شکل (۸) ریزش‌بکه مورد مطالعه در حالت‌های اتصال به شبکه اصلی و جزیره‌ای را نشان می‌دهد. ریزش‌بکه شامل دو واحد DG است که توان نامی واحد DG_1 دو برابر واحد DG_2 در نظر گرفته شده است. مقادیر نامی ولتاژ و فرکانس به ترتیب ۲۱۰ ولت و ۵۰ هرتز است. در PCC بار سه فاز متعادل با اتصال ستاره (امپدانس Z_L) در نظر گرفته شده است.



(الف) ضریب n_{pQ} بین $1/5 \times 10^{-1}$ و $0/2 \times 10^{-1}$

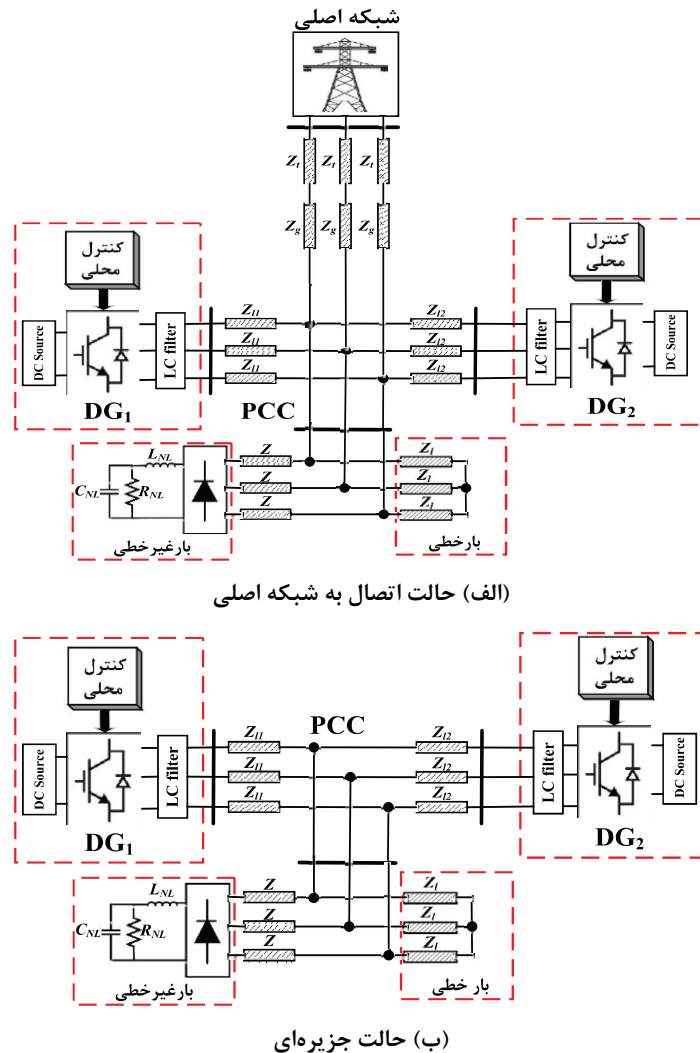


(ب) ضریب n_{iQ} بین $1/6 \times 10^{-1}$ و $0/5 \times 10^{-1}$

شکل (۷): مکان قطب‌های تابع تبدیل با تغییر پارامترهای کنترل‌کننده توان راکتیو

Figure (7): Locate the poles of the transfer function by changing the reactive power controller parameters

$$(a) 0.2 \times 10^{-1} \leq n_{pQ} \leq 1.5 \times 10^{-1}, (b) 0.5 \times 10^{-1} \leq n_{iQ} \leq 1.6 \times 10^{-1}$$



شکل (۸): ریز شبکه مورد مطالعه

Figure (8): The studied microgrid, (a) connection to the main network (b) island

ولتاژ شبکه دارای ۵ درصد هارمونیک پنجم و هفتم نسبت به هارمونیک اصلی شبکه با ترتیب فازهای ۲۵- و ۳۵ درجه است که در طول کل شبیه سازی ثابت فرض می شود. مقادیر توان مرجع واحد DG_1 معادل ۲ کیلووات و واحد DG_2 معادل یک کیلووات در نظر گرفته شده است. ضمناً توان های راکتیو مرجع نیز برای واحدهای DG_1 و DG_2 به ترتیب معادل ۰/۵ کیلووار و ۰/۲۵ کیلووار در نظر گرفته شده است. به منظور ایجاد عدم تقارن بین واحدهای DG نیز امپدانس های Z_{L1} و Z_{L2} در نظر گرفته شده است.

روش پیشنهادی در سه سناریو مورد بررسی و تحلیل قرار می گیرد:

الف- سناریو اول: بررسی روش پیشنهادی در مقابل روش افی مرسوم و جبران خطای توزیع توان

ب- سناریو دوم: بررسی سه گام مختلف زیر برای جبران سازی هارمونیک ولتاژ PCC در دو حالت اتصال به شبکه و جزیره ای:

گام ۱- در زمان صفر تا ۲ ثانیه امپدانس مجازی فعال می شود و جبران سازی صورت نمی گیرد.

گام ۲- در زمان ۲ تا ۳/۵ ثانیه مقاومت مجازی هارمونیک فعال می گردد اما جبران سازی صورت نمی گیرد.

گام ۳- در زمان ۳/۵ تا ۵ ثانیه جبران ساز هارمونیک ولتاژ فعال می شود.

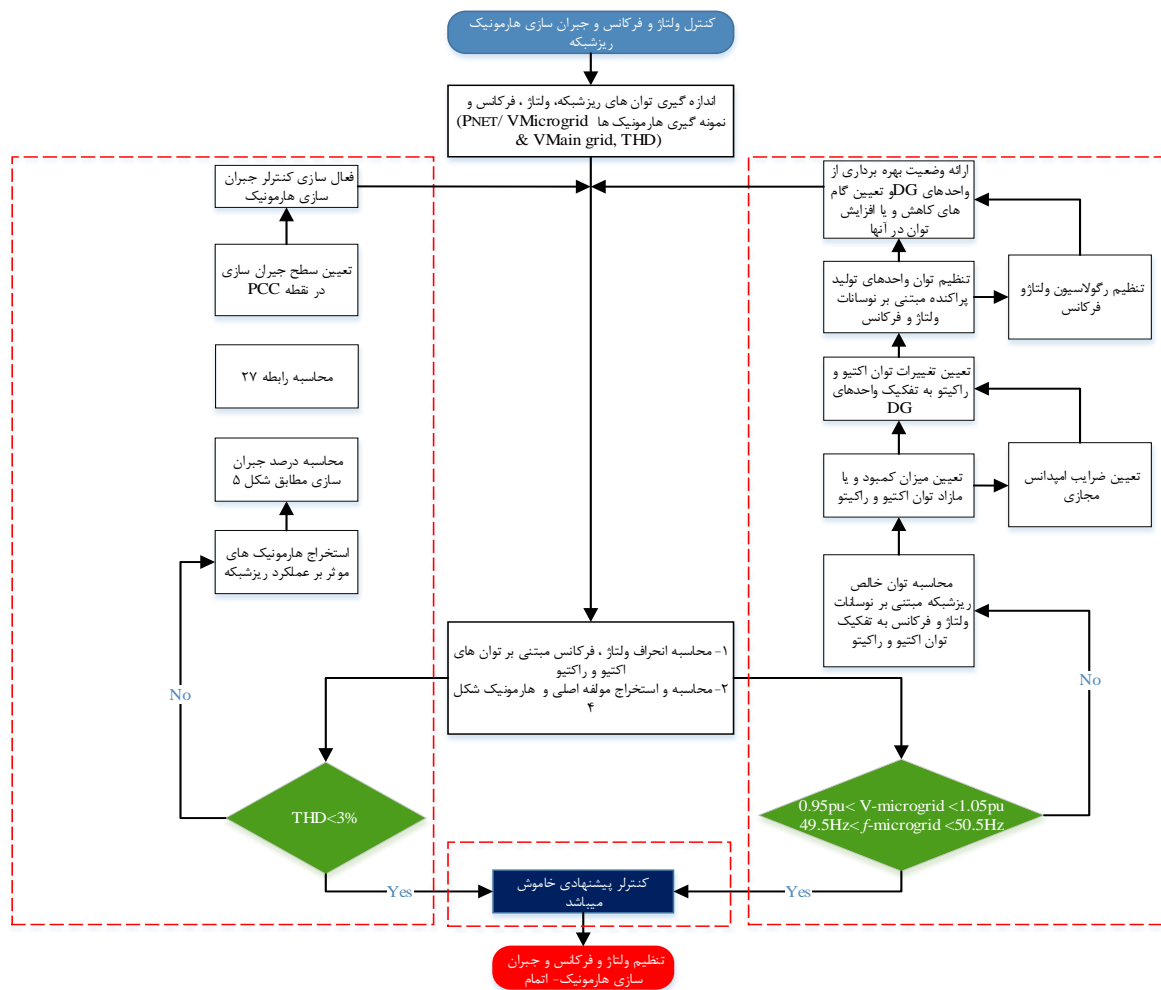
ج- سناریو سوم: بررسی عملکرد روش پیشنهادی با روش بیان شده در مرجع [۳۶] در کنترل هارمونیک های ریز شبکه.

در ادامه نیز پارامترها و الزامات اجرایی شبیه سازی در جدول های (۱) تا (۴) و فلوچارت مدل کنترلی نیز در شکل (۹) ارائه شده است. فرکانس در فیلتر خود تنظیم برابر ۳۱۴ رادیان بر ثانیه است.

به دلیل اینکه امپدانس فیدرهای یک ریزشبکه قابل اندازه‌گیری و یا تخمین نیست، فرض مشخص در نظر گرفتن آن‌ها در واقعیت یک فرض با محدودیت‌های طراحی و عملی است. لیکن نکته قابل توجه متغیر بودن امپدانس معادل ریزشبکه است. امپدانس تونن ریزشبکه از دید پایانه خروجی هر ریزمنبع متفاوت است. این تفاوت ممکن است به دلایل مختلفی به وجود بیاید که می‌توان به تفاوت امپدانس فیدر خروجی هر ریزمنبع تا باس مشترک، عدم تقارن شبکه، وجود بارهای محلی متفاوت در خروجی هر ریزمنبع و تغییرات بار مشترک و محلی اشاره کرد.

اختلاف امپدانس تونن در خروجی هر ریزمنبع مانع از همگرایی نقاط کار و تنظیم ولتاژ ایده‌آل میان منابع می‌شود. با تنظیم مناسب امپدانس مجازی برای هر واحد می‌توان اختلاف امپدانس تونن خروجی میان ریزمنبع‌ها را تعدیل نمود ولی بارهای مشترک و محلی و همچنین نسبت X/R شبکه ممکن است تغییر کند. بنابراین نیاز است مقدار طراحی شده برای امپدانس مجازی با تغییرات ایجاد شده در سیستم بروز شود. از طرفی در ریزشبکه‌های دارای خاصیت مقاومتی غالب، تزویج شدیدی میان کنترل ولتاژ و فرکانس وجود دارد و یا به عبارت دیگر کنترل مستقل فرکانس از ولتاژ میسر نیست.

تغییر در پارامترهای کنترل‌کننده فرکانس باعث تضعیف تنظیم ولتاژ خواهد شد و بنابراین لازم است در سطح دوم کنترل ریزشبکه با استفاده از حلقه امپدانس مجازی تزویج میان کنترل فرکانس و ولتاژ را تعدیل نمود. در ادامه نتایج حاصل از روش پیشنهادی ارائه شده است. روش پیشنهادی در گام‌های مختلف کنترل توزیع توان و کاهش هارمونیک ولتاژ و جریان را به دنبال خواهد داشت.



شکل (۹): فلوچارت مدل کنترل پیشنهادی

Figure (9): Flowchart of the proposed control model

Table (1): Harmonic compensator parameters

جدول (۱): پارامترهای جبران ساز هارمونیکی

پارامتر	K	k_{GV}	k_{GI}
مقدار	۳۰	۱۰	۹۲

Table (2): Voltage and current controller parameters

جدول (۲): پارامترهای کنترل کننده ولتاژ و جریان

پارامتر	k_{pv}	k_{pl}	k_{rv}	k_{rl}	ω_{cv}/ω_{cl}
مقدار	۱	۵	۵۵	۱۰۰	۱

Table (3): Virtual impedance parameters

جدول (۳): پارامترهای امپدانس مجازی

پارامترها DG	R_v (میلی-اوم)	L_v (میلی-هانری)	K_v
DG1	۰/۱	۲	۰/۰۰۴
DG2	۰/۲	۴	۰/۰۰۸

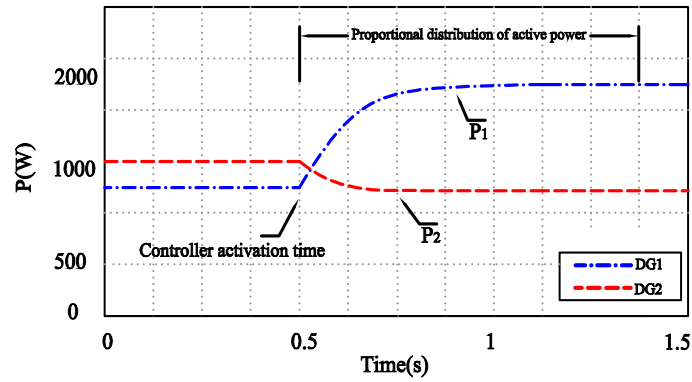
Table (4): Active and reactive power controller parameters

جدول (۴): پارامترهای کنترل کننده های توان اکتیو و راکتیو

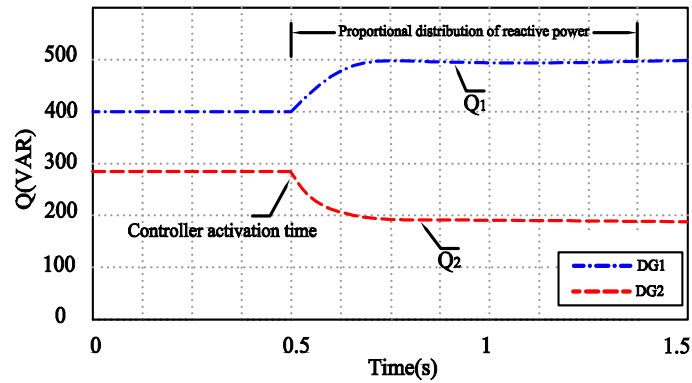
پارامترها DG	m_{pp} (رادیان بر وات)	m_{ip} (رادیان بر وات ثانیه)	n_{pQ} (رادیان بر وات)	n_{iQ} (رادیان بر وات ثانیه)
DG1	$۱۰^{-۶}$	$۱۰^{-۴}$	$۰/۶ \times ۱۰^{-۱}$	$۱۰^{-۱}$
DG2	۲×۱۰^{-۶}	۲×۱۰^{-۴}	$۱/۲ \times ۱۰^{-۱}$	۲×۱۰^{-۱}

۴-۱- سناریو اول: روش پیشنهادی در مقابل روش افتی مرسوم و جبران خطای توزیع توان

در این سناریو عملکرد روش پیشنهادی در توزیع متناسب توان اکتیو و راکتیو نسبت به روش مرسوم افتی مورد مقایسه و ارزیابی قرار می گیرد. شکل های (۱۰) و (۱۱) و (۱۲) نتایج این مقایسه را نشان می دهد. در ابتدا واحدهای DG متناسب با مشخصه کنترل افتی مرسوم بار مشترکی را تأمین می کنند. مطابق شکل (۱۰) با توجه به نتایج شبیه سازی به دلیل عدم برابری امپدانس فیدرها، خطای توان اکتیو بالا و توزیع توان راکتیو نیز دقیق نیست. در بخش قبل بیان گردید که امپدانس مجازی تطبیقی نقش مؤثری بر توزیع توان اکتیو و راکتیو و همچنین کاهش خطای توزیع توان را به همراه خواهد داشت. بنابراین در زمان ۰/۵ ثانیه روش پیشنهادی وارد عمل شده و علاوه بر جبران انحراف از معیار توان اکتیو، خطای توزیع توان راکتیو را نیز کاهش داده و در نتیجه توزیع متناسب توان بین واحدهای DG₁ و DG₂ با نسبت ۱ به ۲ هماهنگ سازی می گردد. همان طور که از نتایج شبیه سازی دیده می شود در بازه زمانی صفر تا ۰/۵ ثانیه توزیع توان نامتناسب بین واحدهای DG مشخص است. با توجه به اینکه واحد DG₂ توان بیشتری نسبت به واحد دیگر دارد اما به دلیل عدم توزیع متناسب توان مبتنی بر مدل کنترل افتی مرسوم این واحد نقش کمتری در توزیع توان اکتیو دارد. در بازه زمانی صفر تا ۰/۵ ثانیه می توان تأثیر خطای توان اکتیو و راکتیو در شکل (۱۰) مشاهده نمود.



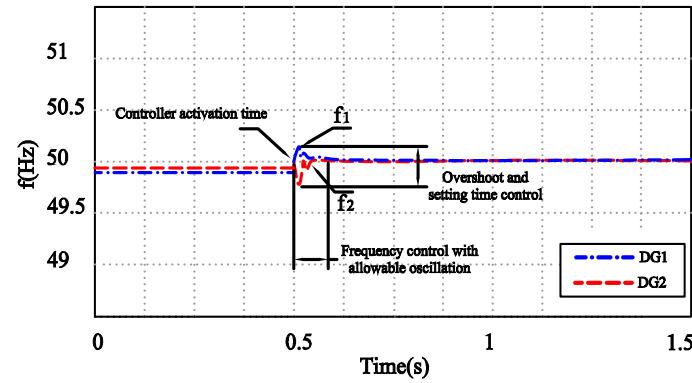
(الف) تنظیم متناسب توان اکتیو



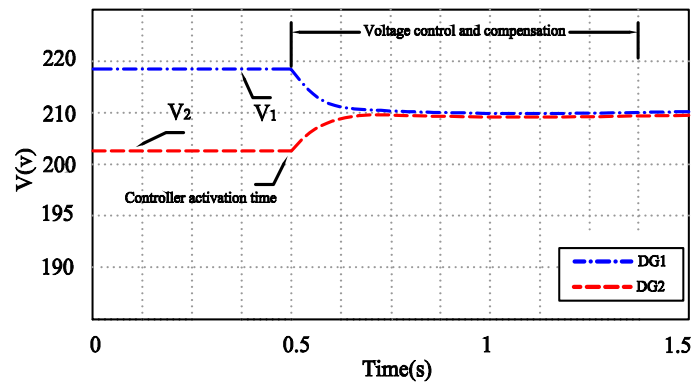
(ب) تنظیم متناسب توان راکتیو

شکل (۱۰): تنظیم متناسب توان‌های اکتیو و راکتیو

Figure (10): Results of Scenario 1, (a) Proportional adjustment of active power (b) Proportional adjustment of reactive power



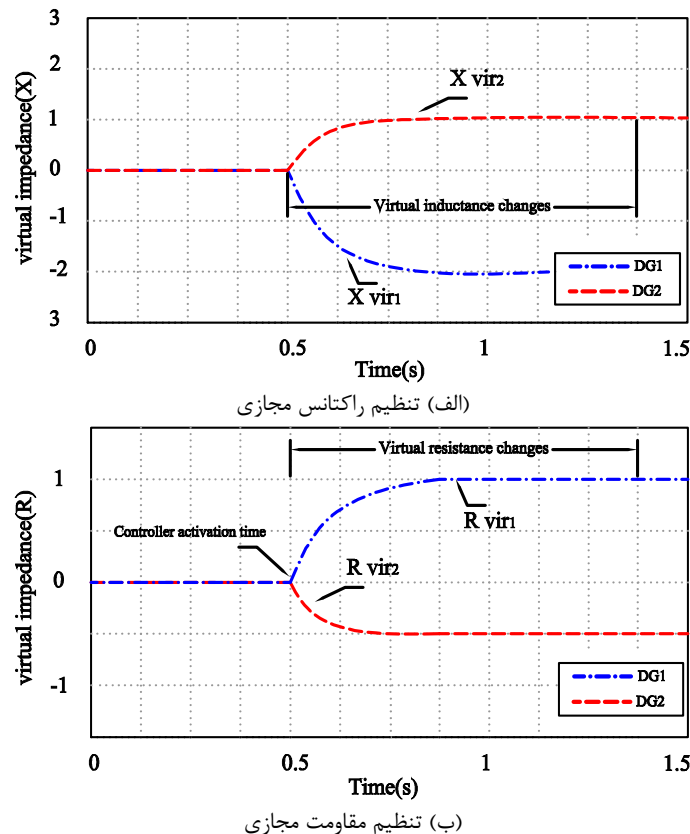
(الف) کنترل فرکانس



(ب) کنترل ولتاژ

شکل (۱۱): کنترل فرکانس و ولتاژ

Figure (11): Results of Scenario 1, (a) Frequency control (b) Voltage control



شکل (۱۲): تنظیم راکتانس و مقاومت مجازی

Figure (12): Results of Scenario 1, (a) Adjustment of virtual resistance (b) Virtual reactance adjustment

در شکل (۱۱) عدم تطابق فرکانس واحدهای DG و عدم برابری ولتاژ بهره‌برداری این واحدها به دلیل عدم دقت در مدل کنترل اکتیو کاملاً قابل مشاهده است. در شکل (۱۲) در زمان ۰/۵ ثانیه روش کنترل پیشنهادی فعال و پارامترهای مقاومت و راکتانس مجازی را به منظور جبران خطا و کنترل ولتاژ و فرکانس ریزشبه تنظیم می‌کند. با توجه به شکل‌های (۱۰) و (۱۱) و (۱۲) توزیع توان اکتیو، راکتیو، کنترل ولتاژ و فرکانس مبتنی بر روش امپدانس مجازی تطبیقی کاملاً مشخص است. نکته قابل توجه که باید به آن اشاره نمود این است که توزیع متناسب توان با نسبت ۲ به ۱ بین واحدهای DG برقرار است. این شرایط باعث می‌گردد که واحدهای DG متناسب با توان نامی خود بار ریزشبه را تأمین و نقش خود را در کنترل ولتاژ و فرکانس ریزشبه ایفا نمایند.

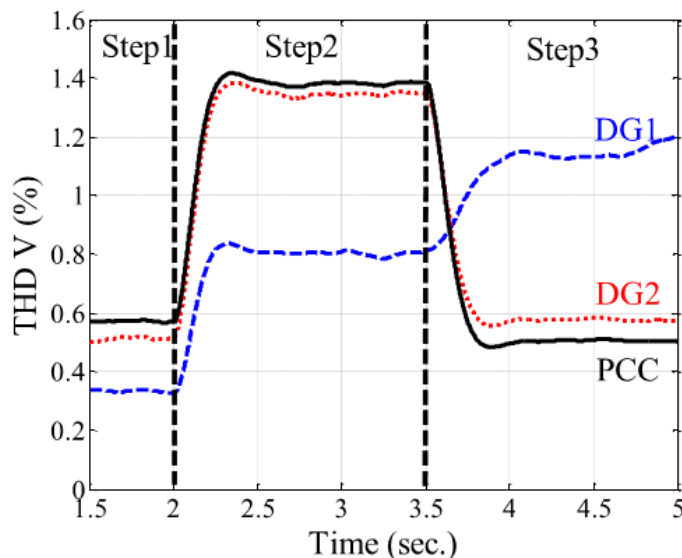
۴-۲- سناریو دوم: گام‌های مختلف جبران‌سازی هارمونیکی ولتاژ PCC در دو حالت اتصال به شبکه و جزیره‌ای

در این بخش بررسی نتایج حاصل از کنترل هارمونیک ولتاژ در دو حالت اتصال به شبکه و جزیره‌ای مورد بررسی قرار گرفته است. شکل‌های (۱۳) و (۱۴) مدل کنترلی اغتشاشات هارمونیکی ولتاژ را نشان می‌دهد. در واقع نتایج حاصل از شبیه‌سازی این حقیقت را نشان می‌دهد که کنترل‌کننده ولتاژ به خوبی مرجع تولید شده توسط مشخصه‌های اکتیو کنترل توان را دنبال کرده اما ولتاژ PCC علیرغم سینوسی بودن دارای مقدار کمی اغتشاش هارمونیکی است. در حقیقت عامل اصلی این اغتشاش، افت هارمونیکی روی خطوط توزیع DGها است. همچنین در ریزشبه متصل به شبکه اصلی، اغتشاش هارمونیکی ولتاژ شبکه اصلی و افت هارمونیکی روی خطوط توزیع و امپدانس ترانسفورماتور بر شدت این اغتشاش می‌افزاید. در شکل (۱۳) نتیجه جبران‌سازی هارمونیکی در حالت اتصال به شبکه اصلی بررسی شده است. باس اصلی ریزشبه که به شبکه اصلی متصل است، نقطه PCC در نظر گرفته شده است، بنابراین باید تا حد امکان هارمونیک باس اصلی ریزشبه در محدوده حداقلی قرار گیرد. در شکل (۱۳) پس از گام سوم، هارمونیک باس اصلی به کمتر از ۱ درصد می‌رسد. در شکل (۱۴) نیز که حالت جزیره‌ای را

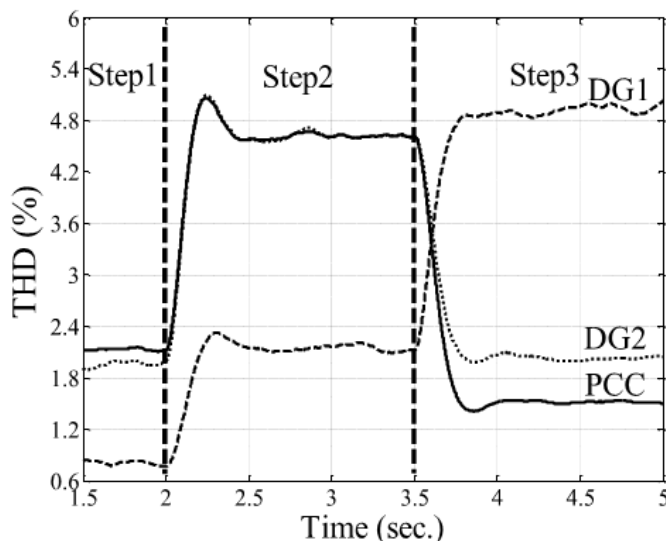
بررسی می‌کند، این دامنه هارمونیک به کمتر از ۲ درصد می‌رسد که مطابق استاندارد، این بازه هارمونیک کمتر ۳ درصد ارائه می‌شود. بنابراین حتی اگر ریزش شبکه از حالت جزیره‌ای به حالت اتصال به شبکه اصلی تغییر وضعیت دهد، جریان‌های یورشی ناشی از هارمونیک‌ها روی عملکرد تجهیزات شبکه بالادست تأثیر منفی نخواهد داشت.

۳-۴- سناریو سوم: عملکرد روش پیشنهادی با روش مرجع در کنترل هارمونیک‌های ریزش شبکه

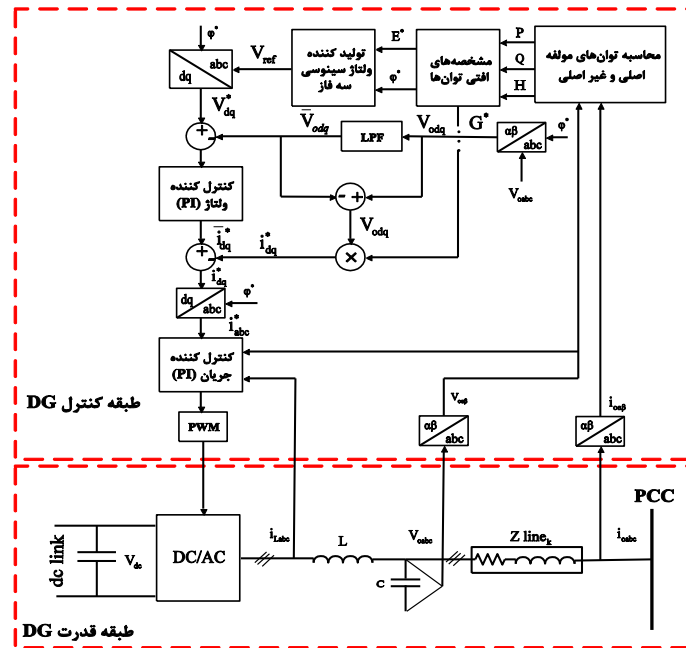
در این بخش روش کنترلی پیشنهادی در مقایسه با روش پیشنهادی در مرجع [۳۶] مورد آنالیز قرار گرفته است که شکل (۱۵) الگوریتم کنترلی روش پیشنهادی در این مرجع را نشان می‌دهد. با توجه به شکل (۱۶) روش پیشنهادی در این مقاله نسبت به روش مرجع فوق از عملکرد بهتری در کنترل و بهبود عملکرد سیستم در مواجهه با اغتشاشات هارمونیک را نشان می‌دهد. کنترل اغتشاشات هارمونیک در روش پیشنهادی باعث افزایش کیفیت توان و کنترل تلفات هارمونیک و جلوگیری از اثرات مخرب جاری شدن هارمونیک‌های مولفه‌های پنجم و هفتم در ریزش شبکه را به دنبال خواهد داشت. در روش پیشنهادی هارمونیک ولتاژ در دو حالت اتصال به شبکه اصلی و جزیره‌ای به خوبی کنترل می‌گردد.



شکل (۱۳): اغتشاش هارمونیک ولتاژ در حالت اتصال به شبکه اصلی
Figure (13): Harmonic voltage perturbation in main grid connection mode

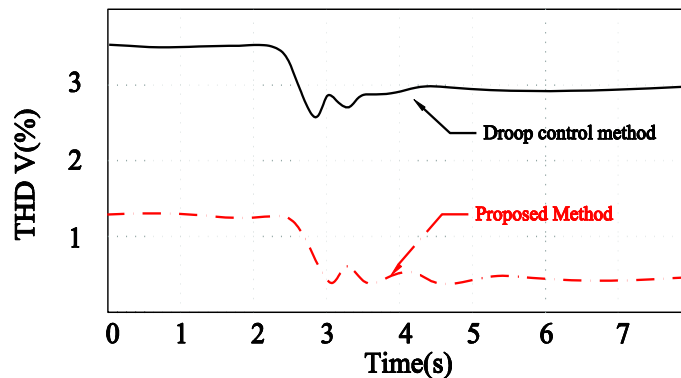


شکل (۱۴): اغتشاش هارمونیک ولتاژ در حالت جزیره‌ای
Figure (14): Harmonic voltage perturbation in island mode



شکل (۱۵): مدل پیشنهادی مرجع (روش کنترل افتی) [۳۶]

Figure (15): The proposed reference model (droop control method) [36]

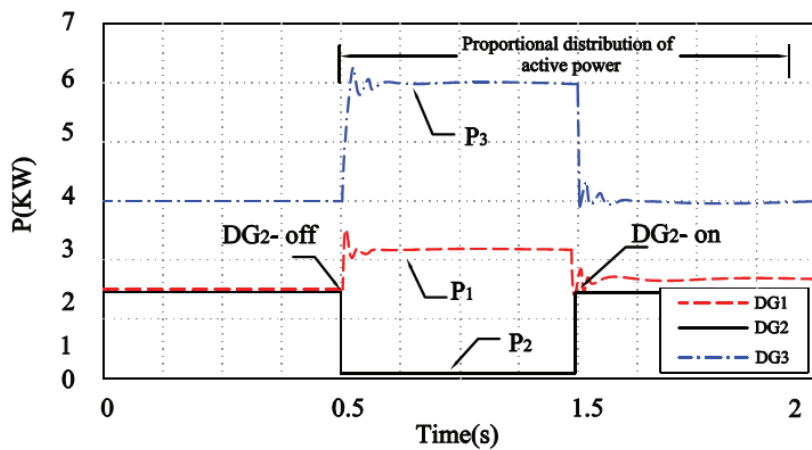


شکل (۱۶): مقایسه جبران سازی و کنترل هارمونیک ریزشکبه

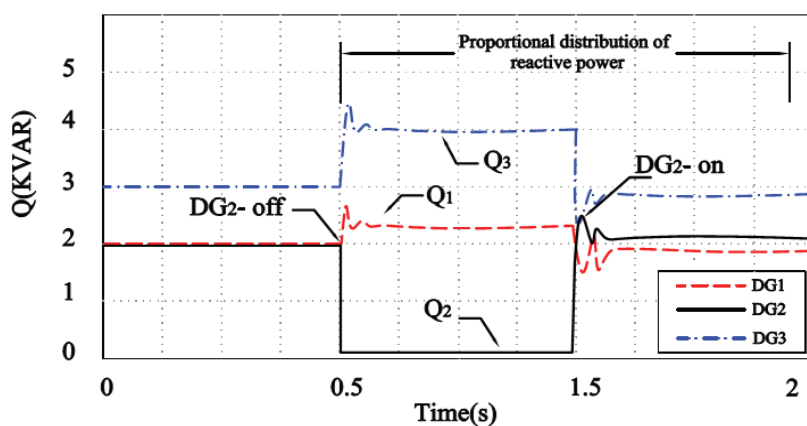
Figure (16): Comparison of microgrid compensation and harmonic control

۴-۴- سناریو چهارم: بررسی نوسانات توان ناشی از اتصال و انفصال منابع DG

توان های منابع پراکنده DG_1 ، DG_2 و DG_3 به ترتیب ۵، ۵ و ۱۰ کیلوولت-آمپر در نظر گرفته شده است. ساختار حضور و عدم حضور (نوسانات توان) واحدهای DG به عنوان یکی از مهم ترین چالش هایی است که روش پیشنهادی باید در مقابل آن آنالیز و بررسی گردد. این سناریو مطابق با اتصال و انفصال واحد DG_2 در نظر قرار گرفته است. در ابتدا ریزشکبه تحت بار اندوکتیو ۹ کیلووات و ۶ کیلووار و مطابق با روش پیشنهادی مورد بهره برداری قرار می گیرد. در زمان ۰/۵ ثانیه واحد DG_2 از ریزشکبه به دلیل خطا جدا می گردد. در این شرایط واحدهای DG_1 و DG_3 مسئولیت کنترل توزیع متناسب توان و کنترل ولتاژ و فرکانس در ریزشکبه را تحت روش پیشنهادی بر عهده خواهند داشت. شکل های (۱۷)، (۱۸) و (۱۹) عملکرد روش پیشنهادی تحت شرایط اتصال و انفصال واحد تولید پراکنده را نشان می دهد. همان گونه که در شکل (۱۷) دیده می شود نسبت توزیع توان اکتیو و راکتیو با نسبت یک به دو که با توان نامی واحدهای DG متناسب است هماهنگ می گردد. با عبور از شرایط نوسانی گذرا و ارضای پایداری گذرای ریزشکبه، کنترل ولتاژ و فرکانس مطابق شکل های (۱۸) و (۱۹) نیز برقرار می گردد. سپس در زمان ۱/۵ ثانیه مجدداً واحد DG_2 به ریزشکبه متصل می گردد.



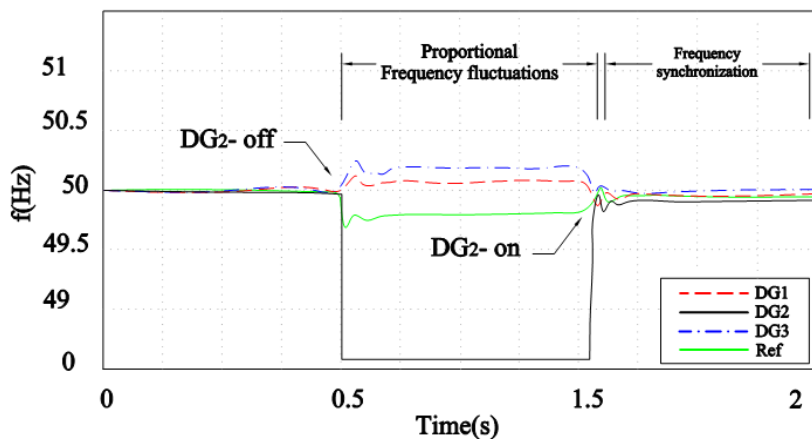
(الف) توزیع متناسب توان اکتیو



(ب) توزیع متناسب توان راکتیو

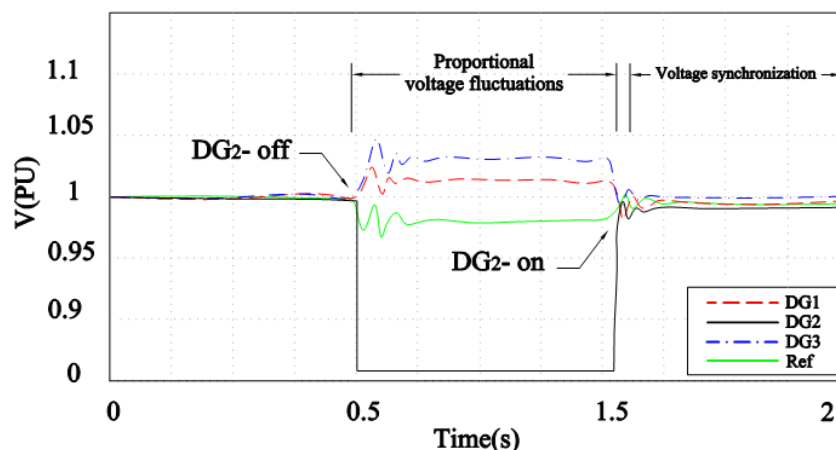
شکل (۱۷): توزیع متناسب توان‌های اکتیو و راکتیو در حالت اتصال و انفصال منابع DG

Figure (17): Proportional distribution of active and reactive capacities in the connection and disconnection mode of DG sources, (a) Proportional distribution of active power, (b) Proportional distribution of reactive power



شکل (۱۸): کنترل فرکانس در حالت اتصال و انفصال منابع DG

Figure (18): Frequency control in connection and disconnection mode of DG sources



شکل (۱۹): کنترل ولتاژ در حالت اتصال و انفصال منابع DG
Figure (19): Voltage control in connection and disconnection mode of DG sources

در این شرایط نیز با عبور از شرایط گذاری کوتاه مجدداً سیگنال‌های توزیع توان و کنترل ولتاژ و فرکانس توسط کنترل‌کننده مرکزی به اینورترهای DGها ارسال می‌گردد تا تحت شرایط جدید توزیع متناسب توان بین واحدها صورت پذیرد.

۵- نتیجه‌گیری

در ریزش‌بکه‌های مبتنی بر اینورتر و منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر، دستیابی به توزیع متناسب، بهینه و پایدار توان واحدهای DG با مشخصه‌های مختلف امری مهم محسوب می‌گردد. به دلیل آنکه امپدانس‌های مختلط ریزش‌بکه تأثیر زیادی روی توزیع توان بین واحدهای DG دارد، ارائه روش کنترل متناسب با شرایط ذکر شده از اهمیت بالایی برخوردار است. در این مقاله روش کنترلی امپدانس مجازی تطبیقی مبتنی بر روش تناسب توزیع توان اکتیو و راکتیو واحدهای تولید توان ارائه شده است. روش پیشنهادی با تنظیم امپدانس خطوط از دید واحدهای DG مبتنی بر روش اکتیو تطبیقی، توزیع بهینه توان اکتیو و راکتیو را به همراه خواهد داشت.

از سویی دیگر نیز با کنترل و جبران‌سازی هارمونیک‌های ریزش‌بکه به‌خصوص در تغییر شرایط اتصال به شبکه و جزیره‌ای افزایش کیفیت توان سیستم را به همراه داشته است. روش پیشنهادی با در نظرگیری شرایط مختلف بهره‌برداری و در حضور زیر ساخت ارتباطی مورد آنالیز و بررسی قرار گرفته است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که روش پیشنهادی دارای ویژگی‌های مختلفی است که عبارت‌اند از:

- دقت بالا در تعیین توزیع بهینه توان اکتیو و راکتیو با توجه به تنظیم امپدانس‌های مختلط از دید DGها مبتنی بر روش امپدانس مجازی تطبیقی.
 - توزیع متناسب توان اکتیو و راکتیو با توجه به نرخ توان هر واحد DG.
 - کاهش خطا و انحراف از مرجع توان، ولتاژ و فرکانس.
- بنابراین با توجه به ویژگی‌های بیان شده، روش کنترلی پیشنهادی نه تنها دارای قابلیت اطمینان بالایی است بلکه ساختار مقاومی را در مقابل شرایط مختلف بهره‌برداری از خود نشان می‌دهد.

سپاسگزاری

این مقاله مستخرج از رساله دکتری در دانشگاه آزاد اسلامی واحد نجف‌آباد است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

References

مراجع

- [1] G. Shahgholian, K. Khani, M. Moazzami, "Frequency control in autanamous microgrid in the presence of DFIG based wind turbine", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 6, no. 23, pp. 3-12, Dec. 2015 (dor: 20.1001.1.23223871.1394.6.23.1.9) (in Persian).
- [2] K. Allahdadi, I. Sadeghkhan, B. Fani, "Protection of converter-interfaced microgrids using modified short-time correlation transform", *IEEE Systems Journal*, vol. 14, no. 4, pp. 5172-5175, Dec. 2020 (doi: 10.1109/JSYST.2020.2975633).
- [3] R. Shahedi, K. Sabahi, M. Tayana, A. Hajizadeh, "Self-tuning fuzzy PID controller for load frequency control in ac micro-grid with considering of input delay", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, Vol. 9, No. 35, pp. 19-26, Dec. 2019 (dor: dor/20.1001.1.23223871.1397.9.35.3.6) (in Persian).
- [4] R. Sepehrzad, A. Mahmoodi, S.Y. Ghalebi, A.R. Moridi, A.R. Seifi, "Intelligent hierarchical energy and power management to control the voltage and frequency of micro-grids based on power uncertainties and communication latency", *Electric Power Systems Research*, vol. 202, Article Number: 107567, Jan. 2022 (doi: 10.1016/j.epsr.2021.107567).
- [5] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi and K. Nagasaka, "Multiobjective intelligent energy management for a microgrid", *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1688-1699, April 2013 (doi: 10.1109/TIE.2012.2188873) .
- [6] I. Sadeghkhan, "Analysis of hybrid reference frame limiting strategy performance in the presence of secondary control of inverter based islanded microgrids", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 9, no. 33, pp. 3-14, June 2018 (dor: 20.1001.1.23223871.1397.9.33.1.0) (in Persian).
- [7] J. Li, Y. Liu, L. Wu, "Optimal operation for community-based multi-party microgrid in grid-connected and islanded modes", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 756-765, March 2018 (doi: 10.1109/TS-G.2016.2564645).
- [8] M. Brito, M. Alves, C. Canesin, "Microgrid system with emulated PV sources for parallel and intentional islanding operations", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 08, pp. 1462-1469, Aug. 2020 (doi: 10.1109/TLA.2020.9111683).
- [9] J. Schiffer, T. Seel, J. Raisch, T. Sezi, "Voltage stability and reactive power sharing in inverter-based microgrids with consensus-based distributed voltage control", *IEEE Trans. on Control Systems Technology*, vol. 24, no. 1, pp. 96-109, Jan. 2016 (doi: 10.1109/TCST.2015.2420622).
- [10] J.A.S. Neto, A.C.Z. De Souza, E.V. De Lorenci, T.P. Mendes, P.M.D.D. Santos, B.D.N. Nascimento, "Static voltage stability analysis of an islanded microgrid using energy function", *IEEE Access*, vol. 8, pp. 201005-201014, Nov. 2020 (doi: 10.1109/ACCESS.2020.3036107).
- [11] H. M. Ibrahim, M.S. El Moursi, P. Huang, "Adaptive roles of islanded microgrid components for voltage and frequency transient responses enhancement", *IEEE Trans. on Industrial Informatics*, vol. 11, no. 6, pp. 1298-1312, Dec. 2015 (doi: 10.1109/TII.2015.2479580).
- [12] M. Davari, Y.A.I. Mohamed, "Robust multi-objective control of VSC-based DC-voltage power port in hybrid AC/DC multi-terminal micro-grids", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1597-1612, Sept. 2013 (doi: 10.1109/TSG.2013.2249541).
- [13] M. Shahraki, B. Fani, I. Sadeghkhan, "Virtual impedance-based adaptive droop control to improve reactive power sharing for inverter-based microgrids", *Energy Engineering and Management*, vol. 9, no. 1, pp. 26-35, June 2019 (doi: 10.22052/9.1.26).
- [14] S. Sivaranjani, E. Agarwal, V. Gupta, P. Antsaklis, L. Xie, "Distributed mixed voltage angle and frequency droop control of microgrid interconnections with loss of distribution-PMU measurements", *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, pp. 45-56, 2021 (doi: 10.1109/OAJPE.2020.3047639).
- [15] F. Luo, Y. M. Lai, K. H. Loo, C. K. Tse, X. Ruan, "A generalized droop-control scheme for decentralized control of inverter-interfaced microgrids", *Proceeding of the IEEE/ISCAS*, pp. 1320-1323, Beijing, China, May 2013 (doi: 10.1109/ISCAS.2013.6572097).
- [16] K.U. Binu, S.J. Mija, E.P. Cheriyan, "Nonlinear analysis and estimation of the domain of attraction for a droop controlled microgrid system", *Electric Power Systems Research*, vol. 204, Article Number: 107712, March 2022 (doi: 10.1016/j.epsr.2021.107712).
- [17] A. Nazeri-Ardekani, A.A. Khodadoost-Arani, M.B. Menhaj, M. Karrari, "A smart fuzzy controller for microgrid frequency improvement using PSO algorithm considernig nonlinear conditions", *Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers*, vol. 15, no. 3, pp. 71-81, Nov. 2018 (dor: 98.1000/1735-7152.1397.15.71.0.3.1575.1610).
- [18] G. Shahgholian, "A brief review on microgrids: Operation, applications, modeling, and control", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 6, Article Number: e12885, June 2021 (doi: 10.1002/2050-7038.12885).

- [19] R. Majumder, B. Chaudhuri, A. Ghosh, R. Majumder, G. Ledwich, F. Zare, "Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 796-808, May 2010 (doi: 10.1109/TPWRS.2009.2032049).
- [20] C. Li, S.K. Chaudhary, M. Savaghebi, J.C. Vasquez, J.M. Guerrero, "Power flow analysis for low-voltage ac and dc microgrids considering droop control and virtual impedance", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2754-2764, Nov. 2017 (doi: 10.1109/TSG.2016.2537402).
- [21] X. Liang, C. Andalib-Bin-Karim, W. Li, M. Mitolo, M.N.S.K. Shabbir, "Adaptive virtual impedance-based reactive power sharing in virtual synchronous generator controlled microgrids", *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, pp. 46-60, Jan./Feb. 2021 (doi: 10.1109/TIA.2020.3039223).
- [22] H. Sellamna, A. Massi Pavan, A. Mellit, Josep M. Guerrero, "An iterative adaptive virtual impedance loop for reactive power sharing in islanded meshed microgrids", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 24, Article Number: 100395, Dec. 2020 (doi: 10.1016/j.segan.2020.100395).
- [23] Z. Peng et al., "Droop control strategy incorporating coupling compensation and virtual impedance for microgrid application", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 34, no. 1, pp. 277-291, March 2019 (doi: 10.1109/TEC.2019.2892621).
- [24] W. Deng, N. Dai, K.W. Lao, J.M. Guerrero, "A virtual-impedance droop control for accurate active power control and reactive power sharing using capacitive-coupling inverters", *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 56, no. 6, pp. 6722-6733, Nov./Dec. 2020 (doi: 10.1109/TIA.2020.3012934).
- [25] C. Blanco, F. Tardelli, D. Reigosa, P. Zanchetta, F. Briz, "Design of a cooperative voltage harmonic compensation strategy for islanded microgrids combining virtual admittance and repetitive controller", *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 55, no. 1, pp. 680-688, Jan./Feb. 2019 (doi: 10.1109/TIA.2018.28686-91).
- [26] A. Saim, A. Houari, M. Ait-Ahmed, M. Machmoum, J.M. Guerrero, "Active resonance damping and harmonics compensation in distributed generation based islanded microgrids", *Electric Power Systems Research*, vol. 191, Article Number: 106900, Feb. 2021 (doi: 10.1016/j.epsr.2020.106900).
- [27] F. Deng, A. Petucco, P. Mattavelli, X. Zhang, "An enhanced current sharing strategy for islanded ac microgrids based on adaptive virtual impedance regulation", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 134, Article Number: 107402, Jan. 2022 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107402).
- [28] Z. Wang, Y. Chen, X. Li, Y. Xu, W. Wu, S. Liao, H. Wang, S. Cao, "Adaptive harmonic impedance reshaping control strategy based on a consensus algorithm for harmonic sharing and power quality improvement in microgrids with complex feeder networks", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 47-57, Jan. 2022 (doi: 10.1109/TSG.2021.3112692).
- [29] B. Liu, Z. Liu, J. Liu, R. An, H. Zheng, Y. Shi, "An adaptive virtual impedance control scheme based on small-AC-signal injection for unbalanced and harmonic power sharing in islanded microgrids", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 34, no. 12, pp. 12333-12355, Dec. 2019 (doi: 10.1109/TPEL.2019.2905588).
- [30] H. Zhang, S. Kim, Q. Sun, J. Zhou, "Distributed adaptive virtual impedance control for accurate reactive power sharing based on consensus control in microgrids", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1749-1761, July 2017 (doi: 10.1109/TSG.2015.2506760).
- [31] H. Yu, M.A. Awal, H. Tu, Y. Du, S. Lukic, I. Husain, "A virtual impedance scheme for voltage harmonics suppression in virtual oscillator controlled islanded microgrids", *Proceeding of the IEEE/APEC*, pp. 609-615, New Orleans, LA, USA, March 2020 (doi: 10.1109/APEC39645.2020.9124469).
- [32] X. Wu, C. Shen, R. Iravani, "Feasible range and optimal value of the virtual impedance for droop-based control of microgrids", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1242-1251, May 2017 (doi: 10.1109/TSG.2016.2519454).
- [33] P. Huang, P. Vorobev, M. Al Hosani, J.L. Kirtley, K. Turitsyn, "Plug-and-play compliant control for inverter-based microgrids", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2901-2913, July 2019 (doi: 10.1109/TPWRS.2019.2895081).
- [34] R. Razi, H. Iman-Eini, M. Hamzeh, S. Bacha, "A novel extended impedance-power droop for accurate active and reactive power sharing in a multi-bus microgrid with complex impedances", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 3795-3804, Sept. 2020 (doi: 10.1109/TSG.2020.2984486).
- [35] R.J. Wai, Q.Q. Zhang, Y. Wang, "A novel voltage stabilization and power sharing control method based on virtual complex impedance for an off-grid microgrid", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 34, no. 2, pp. 1863-1880, Feb. 2019 (doi: 10.1109/TPEL.2018.2831673).
- [36] T. Lee, P. Cheng, "Design of a new cooperative harmonic filtering strategy for distributed generation interface converters in an islanding network", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 22, no. 5, pp. 1919-1927, Sept. 2007 (doi: 10.1109/TPEL.2007.904200).
- [37] S.A. Arefifar, Y.A.I. Mohamed, "Probabilistic optimal reactive power planning in distribution systems with renewable resources in grid-connected and islanded modes", *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 11, pp. 5830-5839, Nov. 2014 (doi: 10.1109/TIE.2014.2308144).

- [38] B. Keyvani-Boroujeni, B. Fani, G. Shahgholian, H.H. Alhelou, "Virtual impedance-based droop control scheme to avoid power quality and stability problems in VSI-dominated microgrids", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 144999-145011, Oct. 2021 (doi: 10.1109/ACCESS.2021.3122800).
- [39] S. Kim, S. Hyon, C. Kim, "Distributed virtual negative-sequence impedance control for accurate imbalance power sharing in islanded microgrids", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 16, pp. 28-36, Dec. 2018 (doi: 10.1016/j.segan.2018.04.001).
- [40] B.N. Alhasnawi, B.H. Jasim, B.E. Sedhom, "Distributed secondary consensus fault tolerant control method for voltage and frequency restoration and power sharing control in multi-agent microgrid", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 133, Article Number: 107251, Dec. 2021 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107251).
- [41] S. Eberlein, K. Rudion, "Small-signal stability modelling, sensitivity analysis and optimization of droop controlled inverters in LV microgrids", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 125, Article Number: 106404, Feb. 2021 (doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106404).
- [42] F. Zandi, B. Fani, A. Golsorkhi, "A visually driven nonlinear droop control for inverter-dominated islanded microgrids", *Electrical Engineering*, vol. 102, pp. 1207-1222, 2020 (doi: 10.1007/s00202-020-00942-7).
- [43] Y. Zhu, F. Zhuo, F. Wang, B. Liu, R. Gou, Y. Zhao, "A virtual impedance optimization method for reactive power sharing in networked microgrid", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 31, no. 4, pp. 2890-2904, April 2016 (doi: 10.1109/TPEL.2015.2450360).
- [44] X. Zhang, Q.C. Zhong, W.L. Ming, "Stabilization of a cascaded dc converter system via adding a virtual adaptive parallel impedance to the input of the load converter", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 31, no. 3, pp. 1826-1832, March 2016 (doi: 10.1109/TPEL.2015.2469720).
- [45] H.H. Huang, C.Y. Hsieh, J.Y. Liao, K.H. Chen, "Adaptive droop resistance technique for adaptive voltage positioning in boost DC-DC Converters", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 26, no. 7, pp. 1920-1932, July 2011 (doi: 10.1109/TPEL.2010.2095508).
- [46] W. Meng, X. Wang, S. Liu, "Distributed load sharing of an inverter-based microgrid with reduced communication", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1354-1364, March 2018 (doi: 10.1109/TSG.2016.2587685).
- [47] H. Akagi, E.H. Watanabe, M. Aredes, "Instantaneous power theory and applications to power conditioning", John Wiley and Sons, 2017.
- [48] Y. Yan, D. Shi, D. Bian, B. Huang, Z. Yi, Z. Wang, "Small-signal stability analysis and performance evaluation of microgrids under distributed control", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 4848-4858, Sept. 2019 (doi: 10.1109/TSG.2018.2869566).

1. Microgrid
2. Distributed generation sources
3. Environmental
4. Island state
5. Droop control
6. Conventional droop control
7. Improve sharing
8. Virtual impedance
9. Line impedance asymmetry
10. Harmonic compensation
11. Islanded microgrid
12. Small signal analysis model
13. Lyapunov control method
14. Droop coefficients
15. Metaphorical algorithms
16. Bus controlled
17. Load bus
18. Low-pass filter
18. Local control
20. Point common couple
21. Low bandwidth communication
22. Switching
23. Phase locked loop
24. Non-linear power

25. Self-tuning filter

26. Adaptive virtual impedance