



Improving Reactive Power Sharing in Islanded Microgrid with Transient Reactive Current Injection

Kiomars Sabzevari^{1*}

¹Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Technical and Vocational University (TVU), Tehran, Iran.

ARTICLE INFO

Article Type:

Original Research

Received: 04.30.2023

Revised: 10.04.2023

Accepted: 11.04.2023

Keyword:

Microgrid

Reactive Power Sharing

Voltage Regulation

*Corresponding Author:

Kiomars Sabzevari

Email: ksabzevari@tvu.ac.ir

ABSTRACT

Accurate load power sharing and voltage regulation are two critical control objectives to ensure power quality and reliable operation of islanded microgrids. Although voltage regulation can be achieved using a secondary control loop, the inaccuracy of reactive power sharing is a prominent issue due to the varying impedance of lines connected to distributed generation sources. One of the techniques for accurate sharing of reactive power is to modify the production reference voltage by the droop control method. In this paper, a control strategy is proposed to improve the accuracy of reactive power sharing among distributed generation units of islanded microgrids. The proposed control method was based on transient reactive current injection to modify the production reference voltage of the droop control method. The reactive power-sharing error was reduced by changing the reference voltage. In addition, the proposed controller did not require a communication link between distributed generation sources for implementation. The effect of the proposed controller on the stability of the system was demonstrated using the reduced-order small-signal model. To evaluate the performance and effectiveness of the proposed control strategy, it was implemented on an islanded microgrid consisting of three distributed generation units. The simulation results showed the proper performance and efficiency of the proposed method.



EXTENDED ABSTRACT

Introduction

In the islanded microgrid, the drop control technique is used to control the microgrid's distributed generation sources. The droop control method is implemented at the converter level and ensures power sharing and stable performance of the microgrid without the need for a communication link. Although the frequency droop technique (P/f) can achieve accurate power sharing, but the voltage droop (Q/V) technique provides inaccurate results in reactive power sharing due to the difference in the impedance of the lines connected to the DG units and the difference in the rated power. The strategy of adjusting the production reference voltage of the droop control method is one of the control methods to improve the performance of the droop control method.

In this research, the reference voltage regulation control strategy was used by injecting reactive current into the Q-V control loop. The proposed control method does not need a communication link between distributed generation units and can minimize the reactive power sharing error. In the proposed control method, a voltage signal proportional to the difference between the output reactive current of the inverter and the reactive current of the distributed generation unit is added to the reference voltage produced by the droop control method using the integral term.

Methodology

Two inverter units connected to the common bus through different impedances are shown in Figure 1. If the droop control coefficients of both units are equal, it is desirable that the active and reactive power is equally divided between the two units. However, if the transmission line is inductive and the impedance of the lines is different ($\theta \neq 90^\circ, Z_1 \neq Z_2$), reactive power is not divided between units according to their capacity, although the active power sharing is accurate. This can be proved mathematically as follows. If the working point of both units is (ω_1, P_1) and (ω_2, P_2) respectively, it can be written as:

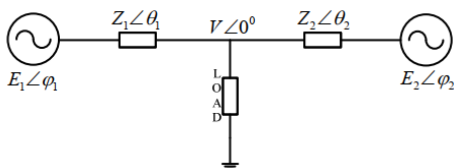


Figure 1. Equivalent circuit of two inverter units connected to a common bus.

$$\omega_1 = \omega_0 - D_{P1}P_1 \tag{1}$$

$$\omega_2 = \omega_0 - D_{P2}P_2 \tag{2}$$

Assuming that the active power droop coefficients of the units are equal, $DP_1=DP_2=DP$

In the steady state with load change, active power is divided between two units in the frequency, $\omega_1 = \omega_2 = \omega_{new}$. According to (1) and (2), it can be stated.

$$\omega_1 - \omega_2 = D_P(P_2 - P_1) \rightarrow P_1 = P_2 \tag{3}$$

Therefore, active power sharing is done accurately. According to Figure 3, the output voltage equations of the units can be written as follows:

$$E_1 = E_0 - D_Q Q_1 = Z_1 I_1 + V \tag{4}$$

$$E_2 = E_0 - D_Q Q_2 = Z_2 I_2 + V \tag{5}$$

$$Z_2 I_2 - Z_1 I_1 = D_Q(Q_1 - Q_2) \tag{6}$$

Therefore, when Z1 and Z2 are unequal, according to (6) the reactive power is not evenly divided between two parallel converters. Consequently, the main challenge in the droop control method is power sharing between DG units with different line impedance. In microgrids where the line impedance is often resistive or resistive-inductive, it is more difficult and complicated to share active and reactive power using the drop method.

The sharing of reactive power between islanded microgrid parallel inverters depends on various factors. Since the structure of microgrids is complex, it will not be easy to reduce the reactive power sharing error based on the circuit model. In the present research, the focus was on presenting a method that reduces the reactive power sharing error without knowing the microgrid configuration. Therefore, according to Figure 2, in order to reduce the reactive power sharing error by using transient reactive current injection, the production reference voltage of the droop method is modified. According to the contents of up, to remove the error of reactive power sharing, the voltage droop technique equation (Q/V) was modified as follows:

$$V_s = V_{s0} - D_Q Q + \left(\frac{K}{S}\right) \cdot \Delta i_q \tag{7}$$

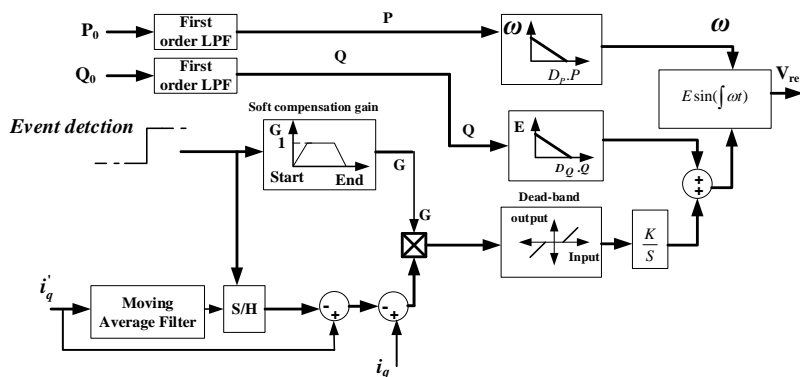


Figure 2. Proposed control method.

Results and discussion

To evaluate the performance of the proposed control method, an islanded microgrid including three distributed generation units was used as shown in Figure 3.

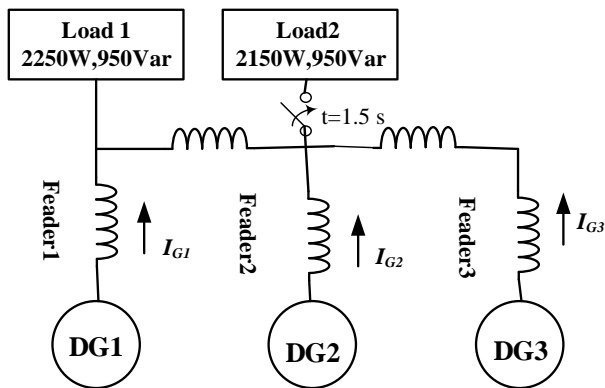


Figure 3. The studied MG.

By connecting load 1 to the microgrid, the reactive power change of the units was detected as a new event. Therefore, the compensation signal was activated and compensation performed. Load 2 was added to the microgrid at $t = 1.5$ seconds. The reactive power of the units changed and a new event was registered. Therefore, with each load change, the microgrid compensation was activated. Figure 4 shows the reactive power produced by DGs. As illustrated, with the change of the microgrid load, compensation is activated and the reference voltage of the units is adjusted so that the reactive power of the load is accurately divided between the DG units. Therefore, the proposed control system has accurate reactive power sharing.

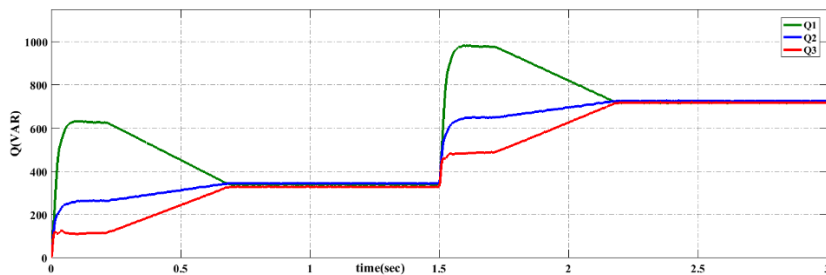


Figure 4. The reactive power produced by DGs with the proposed control method.

Conclusion

In this paper, the generation reference voltage adjustment strategy of the droop control method was used to improve the accuracy of reactive power sharing. By using this strategy, the reference voltage of the units was adjusted so that the reactive power of the load was divided among the DGs according to their capacity. In the proposed control method, the reactive power change of the units was recognized as a new event. With the detection of the

new event, the process of compensation and correction of the reference voltage started. By starting the compensation process, the output reference voltage of the droop control was adjusted to eliminate the reactive power sharing error.

Setting the reference voltage was carried out by injecting a transient reactive current that was added as an integral term to the Q-V control loop. After the compensation process, the microgrid control system was changed to drop control. The proposed control method does not need a communication link between DG units. During compensation, there is no fluctuation in the output current and voltage of DGs. The simulation results showed the efficiency and accuracy of the proposed control method in reactive power sharing between DG units. Moreover, the small signal analysis demonstrated that the control parameters are well designed and the stability of the microgrid are guaranteed during steady-state operation and transient compensation. In future research, the compensation parameters can be optimally selected using optimization algorithms to reduce the compensation time.



بهبود اشتراک توان راکتیو در ریزشبهک جزیره‌ای با تزریق جریان راکتیو گذرا

کیومرث سبزواری^{*1}

۱- استادیار، گروه مهندسی برق، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران.

چکیده

اطلاعات مقاله

اشتراک‌گذاری دقیق توان بار و تنظیم ولتاژ دو هدف کنترلی حیاتی برای اطمینان از کیفیت توان و عملکرد قابل‌اعتماد ریزشبهک‌های جزیره‌ای هستند. اگر چه تنظیم ولتاژ را می‌توان با استفاده از یک حلقه کنترل ثانویه به دست آورد، اما عدم دقت اشتراک توان راکتیو به دلیل متفاوت بودن امپدانس خطوط متصل به منابع تولید پراکنده، موضوعی برجسته است. یکی از تکنیک‌ها برای اشتراک دقیق توان راکتیو اصلاح ولتاژ مرجع تولیدی روش کنترل اکتیو می‌باشد. در این مقاله، یک استراتژی کنترلی برای بهبود دقت اشتراک توان راکتیو میان واحدهای تولید پراکنده ریزشبهک‌های جزیره‌ای پیشنهاد شده است. روش کنترل پیشنهادی مبتنی بر تزریق جریان راکتیو گذرا برای اصلاح ولتاژ مرجع تولیدی روش کنترل اکتیو می‌باشد. خطای اشتراک توان راکتیو با تغییر ولتاژ مرجع کاهش می‌یابد. علاوه بر این، کنترل‌کننده پیشنهادی به لینک ارتباطی بین منابع تولید پراکنده برای پیاده‌سازی نیاز ندارد. تأثیر کنترل‌کننده پیشنهادی بر پایداری سیستم با استفاده از مدل سیگنال کوچک مرتبه کاهش یافته نشان داده شده است. برای ارزیابی عملکرد و اثربخشی استراتژی کنترل پیشنهادی، آن را بر روی یک ریزشبهک جزیره‌ای متشکل از سه واحد تولید پراکنده پیاده‌سازی می‌کنیم. نتایج شبیه‌سازی عملکرد و کارایی مناسب روش پیشنهادی را نشان می‌دهد.

نوع مقاله: مقاله پژوهشی

دریافت مقاله: ۱۴۰۱/۰۲/۱۰

بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۷/۱۲

پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۲۳

کلید واژگان:

ریزشبهک
اشتراک توان راکتیو
تنظیم ولتاژ

*نویسنده مسئول: کیومرث سبزواری

پست الکترونیکی:

ksabzevari@tvu.ac.ir

مقدمه

ریزشبکه‌ها شامل سیستمی از منابع تولید پراکنده (DG)^۱، است که از منابع انرژی تجدیدپذیر مانند انرژی خورشیدی، انرژی باد و ذخیره‌سازی استفاده می‌کند. استفاده از ریزشبهه‌ها به دلیل پایداری، ایمنی و قابلیت اطمینان به طور روزافزون در حال افزایش است. ریزشبهه‌ها به دو صورت اتصال به شبکه و جدا از شبکه مورداستفاده قرار می‌گیرند. در ریزشبهه جزیره‌ای، منابع تولید پراکنده از طریق اینورترها به شبکه اصلی برق متصل می‌شوند [۱-۵]. باین حال، مشکل کنترل ریزشبهه‌های جزیره‌ای مانند مشکل در حفظ تعادل توان و اشتراک توان راکتیو همچنان چالش برانگیز است. هنگامی که یک ریزشبهه در حالت مستقل کار می‌کند، هر واحد DG می‌تواند متناسب با توان نامی خود برق تأمین کند. برای رسیدن به این هدف، از تکنیک کنترل اکتیو استفاده می‌شود روش کنترل اکتیو در سطح مبدل اجرا می‌شود و اشتراک توان و عملکرد پایدار ریزشبهه را بدون نیاز به لینک ارتباطی تضمین می‌کند [۶؛ ۷]. اگرچه تکنیک افت فرکانس (P/f droop) می‌تواند به اشتراک توان دقیقی دست یابد، اما تکنیک افت ولتاژ (Q/V) به دلیل تفاوت امپدانس خطوط متصل به واحدهای DG و تفاوت در توان نامی نتایج نادرستی در اشتراک توان راکتیو ارائه می‌دهد. تعدادی از مطالعات برای بهبود روش کنترل اکتیو برای حذف اثر امپدانس خط بر اشتراک توان برای اینورترهای متصل موازی در ریزشبهه انجام شده است.

در [۸-۱۳] روش کنترل اکتیو به همراه امپدانس مجازی برای بهبود اشتراک توان راکتیو و راکتیو پیشنهاد شده است. امپدانس مجازی اجازه می‌دهد ولتاژ خروجی مرجع اینورتر بر اساس بازخورد جریان خروجی ضربدر امپدانس مجازی تنظیم شود. در این روش دانستن پیکربندی شبکه و مشخصات امپدانس خط انتقال برای انتخاب امپدانس مجازی ضروری است. روش امپدانس مجازی برای ریزشبهه‌ای که پیکربندی آن به طور منظم تغییر می‌کند، مناسب نیست. برای بهبود عملکرد روش امپدانس مجازی، مفهوم امپدانس مجازی تطبیقی پیشنهاد شده است در روش امپدانس مجازی تطبیقی، مقدار امپدانس مجازی متناسب با تغییر پیکربندی ریزشبهه تغییر می‌کند؛ بنابراین عملکرد آن از روش امپدانس مجازی مناسب‌تر می‌باشد. اگر چه امپدانس مجازی دقت اشتراک توان راکتیو را بهبود می‌دهد، اما این روش نیاز به یک لینک ارتباطی با پهنای باند بالا دارد و علاوه بر آن باعث کاهش ولتاژ خروجی می‌شود.

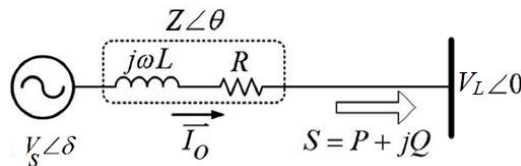
در [۱۴] استراتژی کنترل توان با استفاده از سلف مجازی در خروجی اینورتر واسط و یک الگوریتم کنترل و اشتراک توان دقیق با در نظر گرفتن اثر افت ولتاژ امپدانس و اثر بار محلی DG پیشنهاد شده است. به طور خاص، اندوکتانس مجازی می‌تواند به طور مؤثر از جفت شدن بین توان واقعی و راکتیو با معرفی یک امپدانس القایی غالب حتی در یک شبکه ولتاژ پایین با امپدانس‌های خط مقاومتی جلوگیری کند. از سوی دیگر، بر اساس امپدانس غالب القایی، الگوریتم اشتراک توان راکتیو دقیق پیشنهادی با تخمین افت ولتاژ امپدانس عمل می‌کند و به طور قابل توجهی کنترل توان راکتیو و دقت اشتراک را بهبود می‌بخشد. در نهایت، با توجه به مکان‌های مختلف بارها در یک ریزشبهه چند شینه، دقت کنترل توان راکتیو با استفاده از یک افست توان راکتیو تخمینی آنلاین برای جبران اثرات تقاضای توان بار محلی DG بهبود می‌یابد. روش ارائه شده به لینک ارتباطی نیاز دارد و مبتنی بر تخمین افت ولتاژ در امپدانس خروجی DG است، بنابراین خطای تخمین باعث نمی‌شود این روش به درستی عمل کند. در [۱۵] روش کنترل اکتیو بهبود یافته پیشنهاد شده است. در این روش خطای اشتراک توان راکتیو کاهش می‌یابد؛ اما به طور کامل حذف نمی‌شود و دقت عملکرد روش پیشنهادی با وجود بار محلی متصل به آن ناچیز است. استراتژی کنترل با استفاده از گذرگاه ارتباطی در [۱۶] ارائه شده است. در این روش اشتراک توان راکتیو دقیق می‌باشد؛ اما در صورت قطع گذرگاه ارتباطی عملکرد آن بر اشتراک توان در نظر گرفته نشده است. در [۱۷-۲۲] برای به اشتراک گذاری توان تحت شرایط بار پیچیده، استراتژی‌های کنترلی مبتنی بر الگوریتم‌های کنترل سلسله‌مراتبی پیشنهاد شده است. از آنجا که در کنترل سلسله‌مراتبی تأخیر ارتباطی وجود دارد، این

¹ Distributed Generation

تأخیر بر دقت اشتراک توان تأثیر می‌گذارد، و این تأخیر در مطالعات در نظر نگرفته‌اند. در [۲۳] روش کنترل افقی Q-V بر اساس تغییرات ولتاژ پیشنهاد شده است. روش ارائه شده یک رویکرد کنترلی غیرمتمرکز است و بدون استفاده از پیوند ارتباطی، اشتراک‌گذاری توان را بهبود می‌دهد، اما نمی‌تواند خطای اشتراک توان راکتیو را به طور کامل حذف کند. در [۲۴] استراتژی کنترل ثانویه پیشنهاد شده است. در روش ارائه شده با اندازه‌گیری کمیت‌های الکتریکی سایر DG ها، هر DG می‌تواند سیگنال کنترلی مناسبی برای کنترل فرکانس، ولتاژ و توان راکتیو تولید کند عیب این روش، نیاز به یک لینک ارتباطی با پهنای باند بالا می‌باشد. در [۲۵] خطای اشتراک توان راکتیو با استفاده از کوپلینگ گذرا توان راکتیو و راکتیو حذف می‌شود. اگرچه این روش کنترل خطای اشتراک توان راکتیو را بدون پیوند ارتباطی اضافی کاهش می‌دهد، اما تغییرات توان راکتیو طی زمان جبران‌سازی زیاد است و این ممکن است باعث اضافه‌بار DG و ناپایداری ریزش‌بکه شود. در این مقاله، از استراتژی کنترلی تنظیم ولتاژ مرجع با استفاده از تزریق جریان راکتیو به حلقه کنترلی Q-V استفاده شده است. روش کنترلی پیشنهادی نیاز به پیوند ارتباطی بین واحدهای تولید پراکنده ندارد و می‌تواند خطای اشتراک توان راکتیو را به حداقل برساند. در روش کنترل پیشنهادی، یک سیگنال ولتاژ متناسب با اختلاف بین جریان راکتیو خروجی اینورتر و جریان راکتیو واحد تولید پراکنده به ولتاژ مرجع تولید شده توسط روش کنترل افقی با استفاده از ترم انتگرالی اضافه می‌شود. برای ارزیابی عملکرد روش کنترل پیشنهادی یک ریزش‌بکه با استفاده از سیمولینک متلب شبیه‌سازی شده است.

کنترل افقی در ریزش‌بکه جزیره‌ای

همان‌طور که در شکل (۱) نشان‌داده شده است، یک واحد DG از طریق یک خط انتقال با امپدانس $Z = R + jX$ به باس مشترک متصل شده است که در آن ولتاژ باس مشترک به‌عنوان مرجع در نظر گرفته شده است.



شکل ۱. مدار معادل واحد تولید پراکنده متصل به باس مشترک [۱۵].

توانی که واحد تولید پراکنده به باس مشترک می‌دهد به‌صورت زیر است:

$$P + jQ = V_S \angle \delta \cdot I_0^* \quad (1)$$

P و Q به ترتیب توان فعال و راکتیو تولید شده توسط DG هستند. جریان عبوری از خط انتقال به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$I_0 = \frac{V_S \angle \delta - V_L \angle 0}{Z \angle \theta} \quad (2)$$

که در آن V_S محدوده ولتاژ خروجی DG است، V_L ولتاژ شین مشترک، δ زاویه فاز ولتاژ خروجی DG، θ زاویه فاز امپدانس خط و Z بزرگی امپدانس خط است. با وارد کردن معادله ۲ در معادله ۱، داریم:

$$P = \frac{V_S \cdot V_L}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{V_L^2}{Z} \cos \theta \quad (۳)$$

$$Q = \frac{V_S \cdot V_L}{Z} \sin(\theta - \delta) - \frac{V_L^2}{Z} \sin \theta \quad (۴)$$

اگر خط انتقال القایی باشد، یعنی $\theta = ۹۰^\circ$ یا $Z \cong X$ ، توان‌های اکتیو و راکتیو خروجی اینورتر به صورت (۵) و (۶) بیان می‌شوند:

$$P = \frac{V_S \cdot V_L}{X} \sin \delta \quad (۵)$$

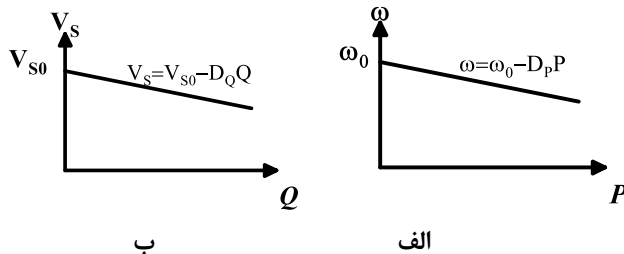
$$Q = \frac{V_L}{X} (V_S \cos \delta - V_L) \quad (۶)$$

در روش کنترل افقی می‌توان چنین نوشت [۲۶]:

$$\omega = \omega_0 - D_P P \quad (۷)$$

$$V_S = V_{S0} - D_Q Q \quad (۸)$$

که ω_0 و V_{S0} به ترتیب مقادیر مرجع فرکانس زاویه‌ای و ولتاژ مرجع کنترل افقی هستند. D_P و D_Q ضرایب کنترل افقی هستند. معادله (۷) و (۸) در شکل (۲) نشان داده شده است [۲۶].



شکل ۲. توصیف روش کنترل افقی الف- ω -P ب- V_S -Q [۲۶].

برای بررسی اشتراک توان در ریزشبهه مجازی با استفاده از روش کنترل افقی، مطابق شکل (۳) دو واحد تولید پراکنده که از طریق امپدانس‌های مختلف به باس مشترک متصل شده‌اند را در نظر می‌گیریم. اگر ضرایب کنترل افقی دو واحد برابر باشد، توان اکتیو و راکتیو به طور مساوی بین دو واحد تقسیم می‌شود [۳]. ولی اگر خط انتقال القایی باشد و امپدانس خطوط انتقال دو واحد متفاوت باشند ($\theta=۹۰^\circ$, $Z_1 \neq Z_2$)، توان راکتیو بار متناسب با ظرفیت واحدها، بین آنها تقسیم نمی‌شود؛ بنابراین در این حالت اشتراک توان راکتیو دقیقی بین واحدها انجام نمی‌شود اگر چه اشتراک

توان اکتیو دقیق باشد این موضوع را می توان از نظر ریاضی اثبات کرد. اگر نقطه کار هر دو واحد به ترتیب (P_1, ω_1) و (P_2, ω_2) باشد:

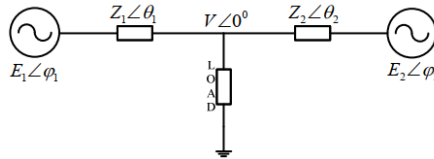
$$\omega_1 = \omega_0 - D_{P1}P_1 \quad (۹)$$

$$\omega_2 = \omega_0 - D_{P2}P_2 \quad (۱۰)$$

با فرض این که ضرایب افتی توان اکتیو هر دو واحد با هم برابر باشند، $D_{P1}=D_{P2}=D_P$ در حالت پایدار با تغییر بار، توان اکتیو بار بین دو واحد در نقطه کار جدید $\omega_1=\omega_2=\omega_{new}$ تقسیم می شود. با توجه به روابط (۹) و (۱۰) می توان نوشت:

$$\omega_1 - \omega_2 = D_P(P_2 - P_1) \rightarrow P_1 = P_2 \quad (۱۱)$$

بنابراین، اشتراک توان اکتیو بین واحدها به طور دقیق انجام می گیرد.



شکل ۳. مدار معادل دو اینورتر متصل به باس مشترک [۲۶].

مطابق شکل (۳) معادلات ولتاژ خروجی واحدها را می توان به صورت زیر نوشت:

$$E_1 = E_0 - D_Q Q_1 = Z_1 I_1 + V \quad (۱۲)$$

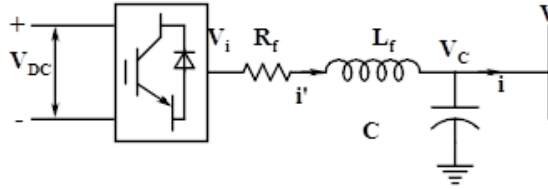
$$E_2 = E_0 - D_Q Q_2 = Z_2 I_2 + V \quad (۱۳)$$

$$Z_2 I_2 - Z_1 I_1 = D_Q (Q_1 - Q_2) \quad (۱۴)$$

بنابراین، هنگامی که Z_1 و Z_2 نابرابر هستند، طبق (۱۴) توان راکتیو بین دو مبدل موازی به طور مساوی تقسیم نمی شود؛ بنابراین، چالش اصلی در روش کنترل افتی، اشتراک توان بین واحدهای DG با امپدانس خطوط مختلف است. در ریزش شبکه هایی که امپدانس خط اغلب مقاومتی، مقاومتی - القایی و غیره است، به اشتراک گذاری توان اکتیو و راکتیو با استفاده از روش دراپ دشوارتر و پیچیده تر است [۱۲]. در بخش بعدی، با استفاده از روابط ریاضی اشتراک توان راکتیو در ریزش شبکه جزیره ای مدل جدیدی را برای اشتراک دقیق توان راکتیو بین واحدهای DG پیشنهاد می دهیم.

توان اکتیو و توان راکتیو خروجی DG

برای بهبود کیفیت برق ریزشبهه، از یک فیلتر LC برای تمام واحدهای ریزشبهه مطابق شکل ۴ استفاده شده است. رابطه بین ولتاژ خروجی DG و ولتاژ باس نقطه مشترک^۱ PCC در مرجع d-q به شرح زیر است:



شکل ۴. مدار معادل اینورتر متصل به باس مشترک از طریق فیلتر [۲۶].

$$\begin{bmatrix} v_{di} \\ v_{qi} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} i'_d \\ i'_q \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i'_d \\ i'_q \end{bmatrix} + \omega L_f \begin{bmatrix} -i'_q \\ i'_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (15)$$

در معادله (۱۵)، v_d و v_q ولتاژ PCC در قاب مرجع d-q، v_{di} و v_{qi} ولتاژ خروجی اینورتر در قاب مرجع d-q، R_f و L_f مقاومت و اندوکتانس فیلتر LC هستند و i'_d و i'_q جریان خروجی اینورتر در قاب مرجع d-q هستند و ω فرکانس زاویه‌ای ولتاژ PCC می‌باشد. معادله جریان شاخه خازن فیلتر LC در قاب مرجع d-q به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$\begin{bmatrix} i'_d \\ i'_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + C \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + C\omega \begin{bmatrix} -v_q \\ v_d \end{bmatrix} \quad (16)$$

که در آن C ظرفیت فیلتر LC، i_d و i_q جریان خروجی در مرجع d-q می‌باشند. نمایش بردار فضا معادلات (۱۵) و (۱۶) به ترتیب (۱۷) و (۱۸) هستند:

$$vdq_i = R_f \cdot i'_{dq} + L_f \frac{d}{dt} i'_{dq} + j\omega L_f \cdot i'_{dq} + v_{dq} \quad (17)$$

$$i'_{dq} = C \frac{d}{dt} v_{dq} + j\omega C \cdot v_{dq} + i_{dq} \quad (18)$$

در حالت پایدار، ولتاژ محور d ثابت و ولتاژ محور q صفر است [۲۶]. بنابراین، معادلات توان لحظه‌ای تولیدی توسط DG عبارت‌اند از:

$$p(t) = v_d i_d + v_q i_q = v_d i_d \quad (19)$$

$$q(t) = v_q i_d - v_d i_q = -v_d i_q \quad (20)$$

¹ Point Common Connection

بر اساس معادله (۲۰)، توان راکتیو خروجی هر واحد تولید پراکنده با جریان i_q متناسب است. مطابق شکل (۲)، مجموع توان راکتیو تولید شده توسط دو واحد تولید پراکنده موازی، با توان راکتیو بار برابر است.

$$Q_L = Q_1 + Q_2 \quad (21)$$

در رابطه (۲۱)، Q_L توان راکتیو بار، Q_1 و Q_2 به ترتیب توان راکتیو تولیدی توسط DG_1 و DG_2 می‌باشد؛ بنابراین می‌توان نوشت:

$$i_{qL} = i_{q1} + i_{q2} \quad (22)$$

$$i_{q1} = i'_{q1} - \omega C_1 V_{d1} \quad (23)$$

$$i_{q2} = i'_{q2} - \omega C_2 V_{d2} \quad (24)$$

در معادلات (۲۳) و (۲۴)، C_1 و C_2 ظرفیت خازنی فیلتر LC، V_{d1} و V_{d2} ولتاژ خروجی DG ها و V_d ولتاژ باس مشترک می‌باشد. با فرض: $V_{d1}=V_{d2}=V_d$ و $C_1=C_2=C$ معادلات (۲۲)، (۲۳) و (۲۴) را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$i_{qL} = i'_{q1} + i'_{q2} - 2\omega C V_d \quad (25)$$

$$i'_{q1} + i'_{q2} = 2\omega C V_d + i_{qL} \quad (26)$$

در صورتی که ضرایب افتی توان راکتیو هر دو واحد برابر باشند ($D_{Q1}=D_{Q2}$)، توان راکتیو تولیدی واحدها برابر بوده و بنابراین جریان راکتیو تولیدی هر دو واحد نیز برابر است:

$$D_{Q1} = D_{Q2} \rightarrow i'_{q1} = i'_{q2} \rightarrow i_{q1} = i_{q2} \quad (27)$$

$$i'_{q1} = i'_{q2} = \omega C V_d + i_{q1} = \omega C V_d + i_{q2} \quad (28)$$

در صورتی که ضرایب افتی توان راکتیو هر دو واحد تولید پراکنده برابر نباشند، می‌توان نوشت:

$$D_{Q1} \neq D_{Q2} \rightarrow i'_{q1} \neq i'_{q2} \rightarrow \frac{i'_{q1}}{i'_{q2}} = \frac{D_{Q2}}{D_{Q1}} \quad (29)$$

$$i'_{q1} = \frac{2D_{Q2}}{D_{Q1} + D_{Q2}} (\omega C V_d + i_{q1}) \quad (30)$$

$$i'_{q2} = \frac{2D_{Q1}}{D_{Q1} + D_{Q2}} (\omega C V_d + i_{q2}) \quad (31)$$

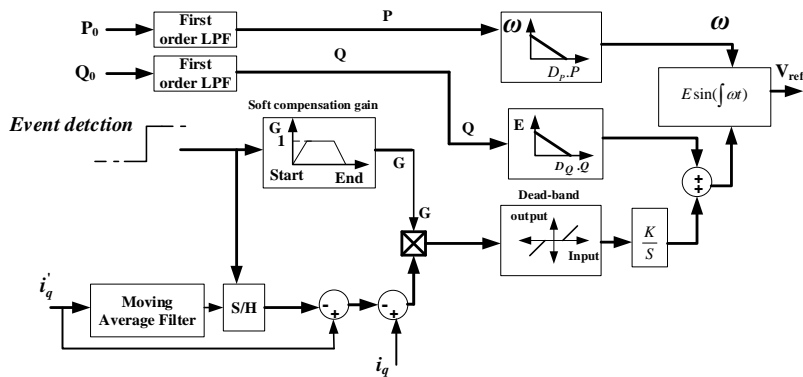
برای این که توان راکتیو بار متناسب با ظرفیت واحدها بین هر دو واحد DG تقسیم شود، باید جریان راکتیو تولیدی هر دو واحد مطابق معادله (۲۸) و یا معادلات (۳۰) و (۳۱) باشد؛ بنابراین می‌توان گفت، در صورتی که ولتاژ مرجع تولیدی روش کنترل افقی طوری اصلاح شود که معادلات ذکر شده برقرار باشند، توان راکتیو به طور دقیق بین هر دو واحد تقسیم می‌شود و اشتراک توان راکتیو دقیقی خواهیم داشت. برای تحقق این شرایط، ولتاژ مرجع تولیدی روش کنترل افقی را متناسب با اختلاف جریان راکتیو تولیدی DG و جریان راکتیو محاسبه شده از معادله (۲۸) و یا معادلات (۳۰) و (۳۱)، اصلاح می‌کنیم. در بخش بعدی روش کنترل افقی مطابق مباحث این بخش ارائه می‌شود.

روش کنترل پیشنهادی

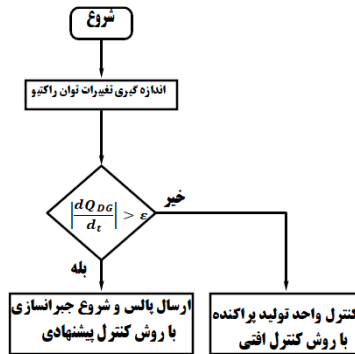
در بخش ۳، از نظر ریاضی ثابت شد که اشتراک توان راکتیو بین اینورترهای موازی ریزشبهه جزیره‌ای به عوامل مختلفی بستگی دارد. از آنجایی که ساختار ریزشبهه‌ها پیچیده است، کاهش خطای اشتراک توان راکتیو بر اساس مدل مدار آسان نخواهد بود. در این بخش، ما بر ارائه روشی تمرکز می‌کنیم که خطای اشتراک توان راکتیو را بدون اطلاع از پیکربندی ریزشبهه کاهش می‌دهد؛ بنابراین در این مقاله با توجه به مطالب بخش ۳، برای رفع خطای اشتراک توان راکتیو، معادله (۸) روش رایج کنترل افقی به صورت زیر اصلاح می‌شود:

$$V_S = V_{S0} - D_Q Q + \left(\frac{K}{S}\right) \cdot \Delta i_q \quad (32)$$

همان‌طور که در شکل (۵) نشان داده شده است، در هنگام تشخیص رویداد جدید مطابق معادله (۳۲) یک سیگنال اضافی متناسب با اختلاف بین جریان راکتیو اینورتر و جریان راکتیو خروجی DG به حلقه کنترل ولتاژ روش افقی اضافه می‌شود (i_q جریان راکتیو خروجی DG و i'_q جریان راکتیو اینورتر). یکی از روش‌های مرسوم برای تشخیص رویداد (در این مقاله تغییر توان راکتیو) انحراف مقدار کمیت از آستانه (ϵ) از پیش تعریف شده است. در این مقاله یک مقدار آستانه برای توان راکتیو تولید شده توسط هر DG تعریف شده است. مطابق شکل (۶) اگر مقدار تغییر توان راکتیو از مقدار آستانه (ϵ) بیشتر شود، سیگنال جبران فعال می‌شود؛ و روند تنظیم ولتای مرجع با روش کنترل پیشنهادی شروع می‌گردد؛ بنابراین با تغییر توان راکتیو بار، سیگنال جبرانی تمامی واحدها به طور هم‌زمان فعال شده و خطای اشتراک توان راکتیو کاهش می‌یابد.



شکل ۵. روش کنترل پیشنهادی.



شکل ۶. روند نمای روش کنترل پیشنهادی.

روش کنترل پیشنهادی در دو مرحله به صورت زیر انجام می شود:

- **مرحله ۱- اشتراک توان با روش کنترل افقی:** در این مرحله تقسیم توان بار مطابق معادلات (۷) و (۸) روش کنترل افقی انجام می شود. در طول این مرحله، میانگین جریان راکتیو حالت پایدار ($i'q$) برای استفاده در مرحله ۲ اندازه گیری می شود. مطابق شکل (۵)، از یک فیلتر برای فیلتر کردن ریپل جریان راکتیو استفاده می شود. متوسط جریان راکتیو اندازه گیری شده ($i'q$) در این مرحله ذخیره می شود و آخرین مقدار ذخیره شده برای کاهش خطای اشتراک توان راکتیو در مرحله ۲ استفاده شود.
- **مرحله ۲- فرایند کاهش خطای اشتراک توان راکتیو از طریق اصلاح ولتاژ مرجع:** در مرحله ۲ به محض شناسایی رویداد جدید، فرایند اصلاح ولتاژ مرجع خروجی روش کنترل افقی مطابق رابطه (۳۲) آغاز می شود. مطابق این معادله، اختلاف بین جریان راکتیو اینورتر و جریان راکتیو خروجی به عنوان یک سیگنال اضافی به حلقه کنترل ولتاژ روش افقی اضافه شده و خطای اشتراک توان راکتیو با اصلاح ولتاژ مرجع کاهش می یابد. هنگامی که سیگنال شروع جبران ارسال شده توسط کنترل کننده محلی واحد DG دریافت می شود، محاسبه جریان راکتیو متوسط متوقف می شود. آخرین مقدار محاسبه شده جریان راکتیو ($i'q$) برای جبران استفاده می شود. خطای اشتراک توان راکتیو با استفاده از عبارت انتگرال کاهش می یابد. در عبارت انتگرال، k بهره انتگرال است و برای همه DGها یکسان در نظر گرفته می شود. در شکل ۵ برای جلوگیری از ایجاد نوسان در حلقه کنترل ولتاژ، یک بهره جبرانی نرم (G) استفاده شده است [۲۵]. با استفاده از بهره G ، روش کنترل به آرامی بین روش کنترل پیشنهادی و روش کنترل افقی تغییر می یابد. از یک باند مرده برای محدود کردن اثرات تغییرات کوچک تقاضای توان راکتیو در طول دوره جبران استفاده می شود.

بررسی پایداری روش کنترل پیشنهادی

برای بررسی پایداری روش کنترل پیشنهادی از تجزیه و تحلیل سیگنال کوچک استفاده می شود. مطابق شکل (۱) توان اکتیو و راکتیو تولید شده توسط یک واحد DG مطابق زیر است:

$$S = P + jQ = V_S \angle \delta \cdot I_0^* = V_S \angle \delta \left(\frac{V_S \angle -\delta - V_L \angle 0}{R - jX} \right) \quad (33)$$

$$P = \frac{1}{R^2 + X^2} [RV_S^2 - RV_S \cos \delta + XV_S V_L \sin \delta] \quad (34)$$

$$Q = \frac{1}{R^2 + X^2} [RV_S^2 - RV_S \cos \delta + XV_S V_L \sin \delta] \quad (35)$$

تغییرات توان اکتیو و راکتیو بر حسب تغییر زاویه و دامنه ولتاژ از معادلات (۳۶) تا (۳۹) به دست می‌آید:

$$\Delta P = \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right) \cdot \Delta \delta + \left(\frac{\partial P}{\partial V_S} \right) \cdot \Delta V_S \quad (36)$$

$$\Delta Q = \left(\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right) \cdot \Delta \delta + \left(\frac{\partial Q}{\partial V_S} \right) \cdot \Delta V_S \quad (37)$$

$$\Delta P = K_{P\delta} \cdot \Delta \delta + K_{PV} \cdot \Delta V_S \quad (38)$$

$$\Delta Q = K_{Q\delta} \cdot \Delta \delta + K_{QV} \cdot \Delta V_S \quad (39)$$

عبارت Δ به معنای تغییرات سیگنال کوچک است. پارامترهای $K_{P\delta}$ ، K_{PV} ، $K_{Q\delta}$ ، K_{QV} حساسیت توان اکتیو و راکتیو بر حسب زاویه ولتاژ و دامنه ولتاژ می‌باشد. این پارامترها از معادلات زیر به دست می‌آیند:

$$K_{PV} = \frac{1}{R^2 + X^2} (2RV_S - RV_L \cos \delta + XV_L \sin \delta) \quad (40)$$

$$K_{P\delta} = \frac{1}{R^2 + X^2} (2RV_S V_L \sin \delta + XV_S V_L \cos \delta) \quad (41)$$

$$K_{QV} = \frac{1}{R^2 + X^2} (2XV_S - XV_L \cos \delta - RV_L \sin \delta) \quad (42)$$

$$K_{Q\delta} = \frac{1}{R^2 + X^2} (XV_S V_L \sin \delta - RV_S V_L \cos \delta) \quad (43)$$

طی فرایند جبران، مطابق معادلات (۷) و (۳۲) تغییرات سیگنال کوچک فرکانس و مقدار ولتاژ را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$\Delta \omega = -D_P \cdot \Delta P \quad (44)$$

$$\Delta V_S = -D_Q \cdot \Delta Q + \left(\frac{K}{S} \right) \cdot \Delta i_q \quad (45)$$

از طرف دیگر، توان راکتیو DG با جریان راکتیو متناسب است، بنابراین:

$$Q = -V_d i_q \quad (46)$$

$$\Delta i_q = \frac{-1}{V_d} \Delta Q \quad (47)$$

مقادیر توان اکتیو و راکتیو خروجی فیلتر پایین گذر عبارت‌اند از [۵]:

$$P = \frac{P_o}{(\tau S + 1)} \quad (48)$$

$$Q = \frac{Q_o}{(\tau S + 1)} \quad (49)$$

τ ثابت زمانی فیلتر مرتبه اول است. با جایگزینی (۴۸) و (۴۹) به ترتیب در (۴۴) و (۴۵) می‌توان نتیجه گرفت:

$$\Delta \omega = -D_P \frac{\Delta P_o}{(\tau S + 1)} \quad (50)$$

$$\Delta V_s = -D_Q \frac{\Delta Q_o}{(\tau S + 1)} - \left(\frac{K}{S V_d} \right) \frac{\Delta Q_o}{(\tau S + 1)} \quad (51)$$

با در نظر گرفتن $\Delta \theta = 1/s \cdot \Delta \omega$ و ساده کردن معادلات (۳۳) تا (۵۱)، عملکرد دینامیکی واحد تولید پراکنده را می‌توان با استفاده از رابطه (۵۳) بیان کرد [۵]:

$$(A - B \cdot C)[\Delta \delta, \Delta V_s]^T = 0 \quad (52)$$

$$A = \begin{bmatrix} S(\tau S + 1) & 0 \\ 0 & S(\tau S + 1) \end{bmatrix} \quad (53)$$

$$B = \begin{bmatrix} -D_P & 0 \\ 0 & -D_Q \cdot S + K_d \end{bmatrix} \quad (54)$$

$$C = \begin{bmatrix} K_{P\delta} & K_{PV} \\ K_{Q\delta} & K_{QV} \end{bmatrix} \quad (55)$$

معادله مشخصه حلقه بسته رابطه (۵۲) مطابق با معادله زیر به دست می‌آید [۵]:

$$S^4 \Delta \delta + A' S^3 \Delta \delta + B' S^2 \Delta \delta + C' S \Delta \delta + D' \Delta \delta = 0 \quad (56)$$

پارامترهای 'A'، 'B'، 'C' و 'D' به صورت زیر محاسبه می‌شوند:

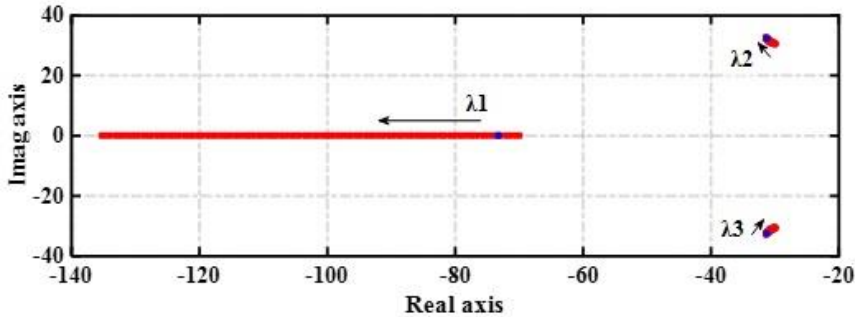
$$A' = \frac{2\tau + \tau D_Q K_{QV}}{\tau^2} \quad (57)$$

$$B' = \frac{1 + D_P K_{P\delta} \cdot \tau + D_Q \cdot K_{QV} - \tau K \cdot K_{QV}}{\tau^2} \quad (58)$$

$$C' = \frac{D_Q \cdot K_{P\delta} + D_P \cdot K_{P\delta} \cdot D_Q \cdot K_{QV} - K K_{QV} - D_P \cdot K_{PV} \cdot D_Q \cdot K_{Q\delta}}{\tau^2} \quad (59)$$

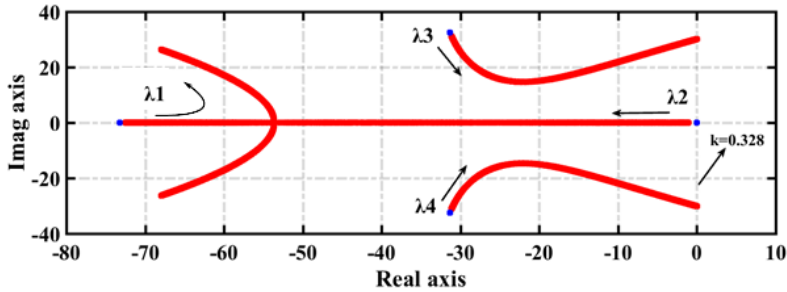
$$D' = \frac{D_P \cdot K \cdot K_{PV} \cdot K_{Q\theta} - D_Q \cdot K_{P\theta} \cdot K \cdot K_{QV}}{\tau^2} \quad (60)$$

مقادیر ویژه معادلات ماتریسی (۵۲) و (۵۶) نشان‌دهنده پاسخ سیگنال کوچک واحد DG است. در این معادلات اگر $k = 0$ باشد، پاسخ سیگنال کوچک رفتار دینامیکی روش کنترل افقی را توصیف می‌کند. پارامترهای DG برای تجزیه و تحلیل پایداری مشابه پارامترهای شبیه‌سازی واحدهای ریزشبهه مورد مطالعه است که در جدول (۱) آمده است. شکل (۷) نمودار مکان هندسی ریشه‌های واحد تولید پراکنده DG را با روش کنترل افقی نشان می‌دهد. در این شکل، $D_P = 0.0014$ و D_Q از مقدار 0.001 به 0.01 افزایش می‌یابد. در این وضعیت، سیستم کنترل واحد تولید پراکنده به صورت مرتبه سه می‌باشد و دارای سه قطب می‌باشد. وضعیت پایداری سیستم توسط قطب‌های غالب λ_1 و λ_2 تعیین می‌شود و قطب سوم در موقعیت حساسی قرار ندارد، بنابراین سیستم پایدار است.

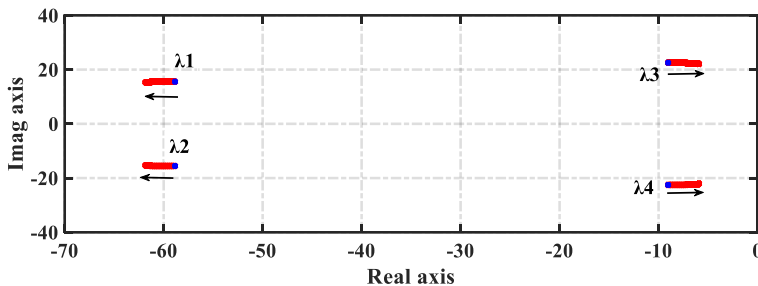


شکل ۷. نمودار مکان هندسی ریشه با روش کنترل افقی: $D_P = 0.0014$, $D_Q \leq 0.01 \geq 0.001$.

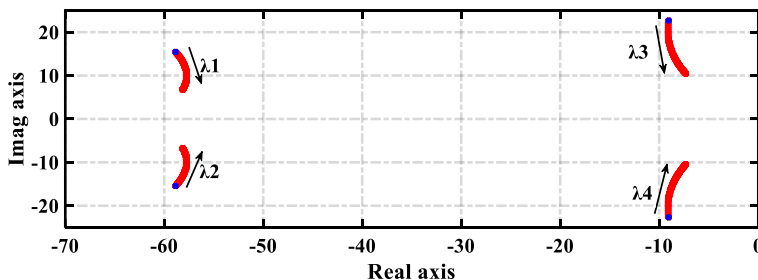
در طی فرایند جبران‌سازی برای بررسی پایداری روش کنترل پیشنهادی، پاسخ سیستم به تغییرات مقدار k در شکل (۸) نشان داده شده است. طی جبران‌سازی توسط روش کنترل پیشنهادی، سیستم کنترل DG به یک سیستم مرتبه چهارم تبدیل می‌شود. همان‌طور که مشخص است با افزایش مقدار k ، دو قطب λ_1 و λ_2 به سمت چپ محور $j\omega$ حرکت می‌کنند، اما دو قطب λ_3 و λ_4 با افزایش مقدار k به سمت راست محور $j\omega$ حرکت می‌کنند. مشاهده می‌شود که در مقدار $k = 0.38$ ، قطب‌های λ_3 و λ_4 مماس بر محور $j\omega$ هستند و سیستم در آستانه ناپایداری می‌باشد. با افزایش بیشتر k ، سیستم ناپایدار می‌شود. بنابراین با در نظر گرفتن حاشیه مناسب برای تضمین پایداری سیستم، مقدار k در روش کنترل پیشنهادی برابر مقدار $k = 0.2$ در نظر گرفته می‌شود. با توجه به شرایط محیطی، ممکن است مقادیر مقاومت و اندوکتانس فیدر تغییر کند؛ بنابراین به‌ازای تغییرات مقاومت و اندوکتانس فیدر و با مقدار $k = 0$ ، مکان هندسی ریشه‌های سیستم کنترل پیشنهادی را به دست می‌آوریم. نمودار مکان هندسی ریشه‌های سیستم کنترل پیشنهادی با مقدار $k = 0.2$ و به‌ازای تغییرات مقاومت و اندوکتانس به ترتیب در شکل‌های (۹) و (۱۰) نشان داده شده است.



شکل ۸. نمودار مکان هندسی ریشه‌ها با روش کنترل پیشنهادی: $0.01 \leq K \leq 0.328$.



شکل ۹. نمودار مکان هندسی ریشه‌های کنترل پیشنهادی با: $K = 0.2$, $L = 5 \text{ mH}$, and $0.2 \Omega \leq R \leq 0.6 \Omega$.



شکل ۱۰. نمودار مکان هندسی ریشه‌های روش کنترل پیشنهادی با: $K = 0.2$, $R = 0.2 \Omega$, and $5 \leq L \leq 10 \text{ mH}$.

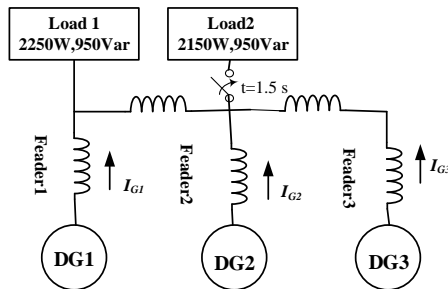
همان‌طور که از شکل‌های (۹) و (۱۰) مشخص است. قطب‌های سیستم کنترل پیشنهادی با افزایش مقادیر مقاومت و اندوکتانس در سمت چپ محور $j\omega$ قرار دارند، و سیستم کنترل پایدار می‌باشد. در این بخش پایداری سیستم کنترل پیشنهادی بررسی گردید. نتایج به‌دست‌آمده نشان‌دهنده تضمین پایداری سیستم کنترل پیشنهادی می‌باشد.

ریزشبکه مورد مطالعه

برای ارزیابی عملکرد روش کنترل پیشنهادی، از ریزشبکه مرجع [۱۳] برای شبیه‌سازی روش کنترل پیشنهادی استفاده شده است. ریزشبکه جزیره‌ای مورد مطالعه مطابق شکل (۱۱) از سه واحد تولیدی پراکنده تشکیل شده است و پارامترهای مربوط به سیستم کنترل در جدول (۱) آورده شده است.

جدول ۱. پارامترهای سیستم کنترل DG.

Parameter	Value	Unit
C	۵۰	mF
V_{line}	۲۰۸	V
DP	۰.۰۰۱۴	Rad/(Sec.W)
DQ	۰.۰۰۱۴	V/Var
Integration dead-band	۵.۵	W
Integral gain K	۰.۰۳۷	V/(Sec.W)
τ	۰.۰۱۶۱	S



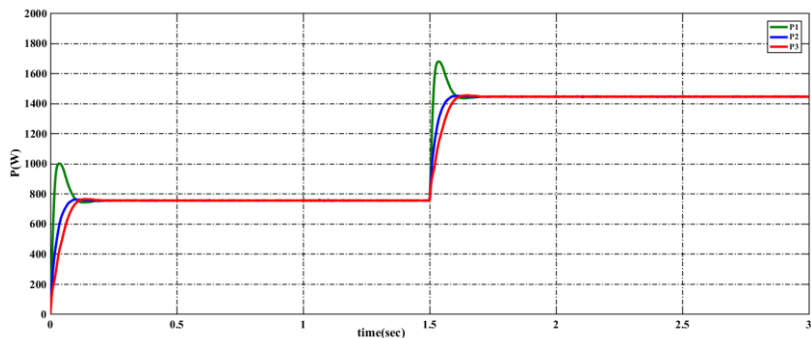
شکل ۱۱. ریزشبه مورد مطالعه [۱۳].

شبیه‌سازی

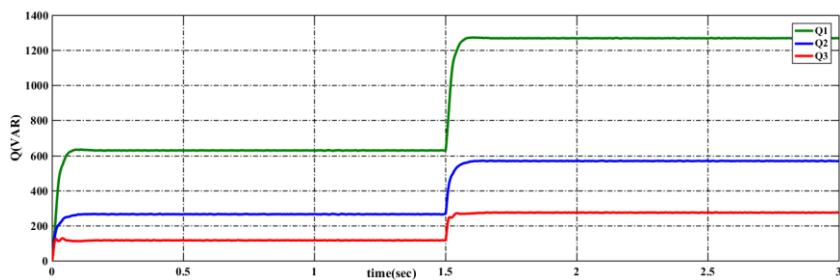
ریزشبه مورد مطالعه با استفاده از Simulink Matlab شبیه‌سازی شده است. به منظور تأیید کارایی عملکرد روش کنترل پیشنهادی، نتایج به دست آمده از شبیه‌سازی روش کنترل پیشنهادی با نتایج شبیه‌سازی روش کنترل افتی ریزشبه مقایسه شده است.

شبیه‌سازی ریزشبه با روش کنترل افتی

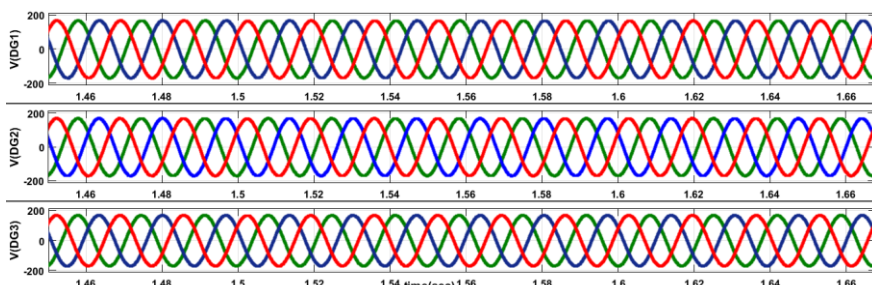
در این بخش شبیه‌سازی ریزشبه با سیستم کنترل افتی انجام شده است. مطابق شکل (۱۱) در ریزشبه دو بار الکتریکی وجود دارد. مصرف‌کننده شماره ۱ از ابتدا به شبکه متصل می‌باشد و مصرف‌کننده شماره ۲ در لحظه $t = 1.5\text{sec}$ به ریزشبه اضافه می‌شود. ضرایب افتی توان راکتیو و راکتیو هر سه واحد DG با هم برابر هستند؛ بنابراین توان راکتیو و راکتیو بار باید به صورت مساوی بین هر سه واحد تولید پراکنده تقسیم شود. نتایج شبیه‌سازی در شکل‌های (۱۲) تا (۱۵) نشان داده شده است. مطابق شکل (۱۲) و (۱۳)، توان راکتیو به طور دقیق بین DGها تقسیم شده است، اما تقسیم توان راکتیو دقیق نیست. مطابق شکل (۱۳)، DG_1 بیشترین توان راکتیو را تولید می‌کند؛ بنابراین واحد تولید پراکنده شماره ۱ ممکن است دچار اضافه‌بار شده و آسیب ببیند. شکل موج ولتاژ فازی و جریان خروجی DGها در شکل‌های (۱۴) و (۱۵) نشان داده شده است.



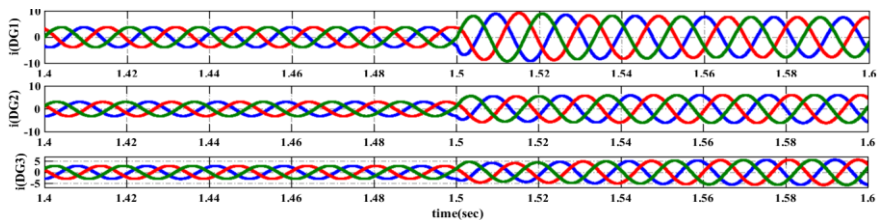
شکل ۱۲. توان اکتیو تولیدی DGها با روش کنترل افتی.



شکل ۱۳. توان راکتیو تولیدی DGها با روش کنترل افتی.



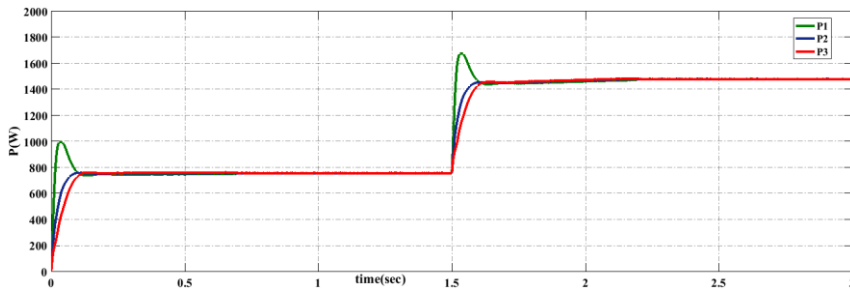
شکل ۱۴. ولتاژ فازی تولیدی DGها با روش کنترل افتی.



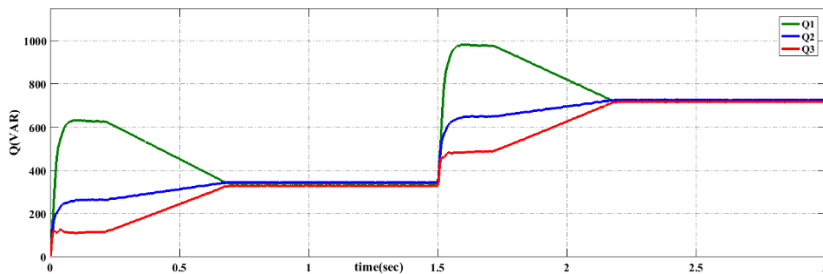
شکل ۱۵. جریان تولیدی DGها با روش کنترل افتی.

شبیه‌سازی ریزشبه با روش کنترل پیشنهادی

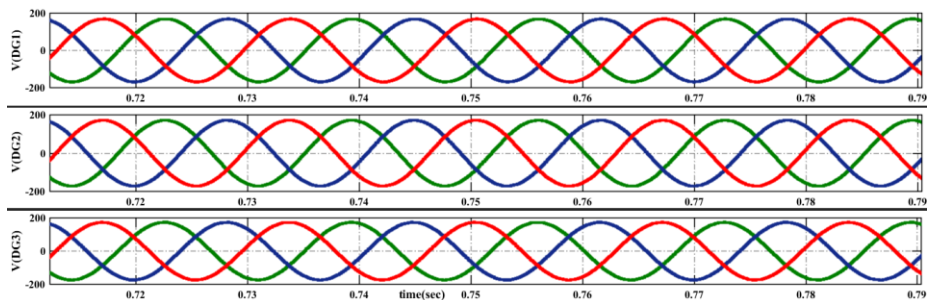
در این بخش ریزشبه با روش کنترل پیشنهادی شبیه‌سازی شده است. به محض راه‌اندازی ریزشبه، اتصال مصرف‌کننده شماره ۱ به‌عنوان یک رویداد جدید تشخیص داده می‌شود؛ بنابراین سیگنال جبران فعال شده و فرایند جبران‌سازی و اصلاح ولتاژ مرجع شروع می‌گردد. در لحظه $t=1.5$ sec بار شماره ۲ به ریزشبه اضافه می‌شود و این تغییر بار شبکه به‌عنوان یک رویداد جدید شناخته می‌شود و دوباره فرایند جبران‌سازی شروع می‌گردد؛ بنابراین با هر تغییری در بار ریزشبه، جبران‌سازی و فرایند اصلاح ولتاژ مرجع در سیستم کنترل فعال می‌شود. نتایج شبیه‌سازی در شکل‌های (۱۶) تا (۱۹) نشان داده شده است. از شکل (۱۶) مشخص است که توان اکتیو درخواستی به طور دقیق بین واحدهای DG تقسیم می‌شود و همه واحدها متناسب با ضرایب افتی و به طور مساوی در تأمین توان اکتیو مشارکت دارند. شکل (۱۷) توان راکتیو تولیدی واحدهای تولیدی پراکنده را نشان می‌دهد. مطابق شکل (۱۷) با تغییر بار ریزشبه، فرایند جبران‌سازی و اصلاح ولتاژ مرجع شروع می‌شود و توان راکتیو بار به طور یکسان بین هر سه واحد تقسیم می‌گردد. در لحظه $t=1.5$ sec که بار شماره ۲ به ریزشبه اضافه می‌شود دوباره فرایند جبران‌سازی شروع شده و اشتراک توان راکتیو به طور دقیق و متناسب با ضرایب افتی انجام می‌شود؛ بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که اشتراک توان راکتیو در روش کنترل پیشنهادی دقیق است. شکل (۱۸) ولتاژ تولیدی واحدها را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، ولتاژ DGها سینوسی بوده و در محدوده مجاز است. شکل (۱۹) جریان تولیدی واحدها را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، در زمان جبران‌سازی، در جریان DGها نوسانی به وجود نمی‌آید و سیستم پایدار می‌باشد. استراتژی تنظیم ولتاژ مرجع تولیدی روش افتی برای کاهش خطای اشتراک توان راکتیو [۲۵] به‌کاررفته است. مقایسه نتایج به‌دست‌آمده از روش پیشنهادی این مقاله با روش کنترلی ارائه شده در [۲۵] نشان می‌دهد که هر دو روش خطای اشتراک توان راکتیو را کاهش می‌دهند؛ اما در روش کنترلی [۲۵] زمان جبران‌سازی مطابق شکل (۲۰) توان اکتیو واحدها به‌شدت دچار تغییر می‌شوند و احتمال ناپایداری شبکه در اثر اضافه‌بار واحدها وجود دارد و همچنین برای جبران‌سازی نیاز به لینک ارتباطی می‌باشد در صورتی که در روش کنترلی پیشنهادی مطابق شکل (۱۶) توان اکتیو واحدها در زمان جبران‌سازی دچار تغییر و نوسان نمی‌شوند و همچنین نیازی به لینک ارتباطی ندارد.



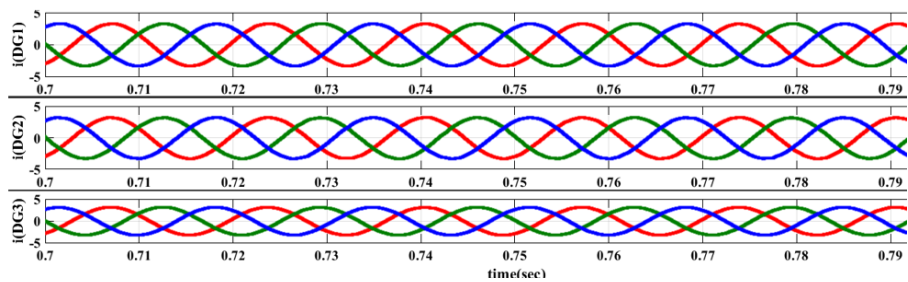
شکل ۱۶. توان اکتیو تولیدی DGها با روش کنترل پیشنهادی.



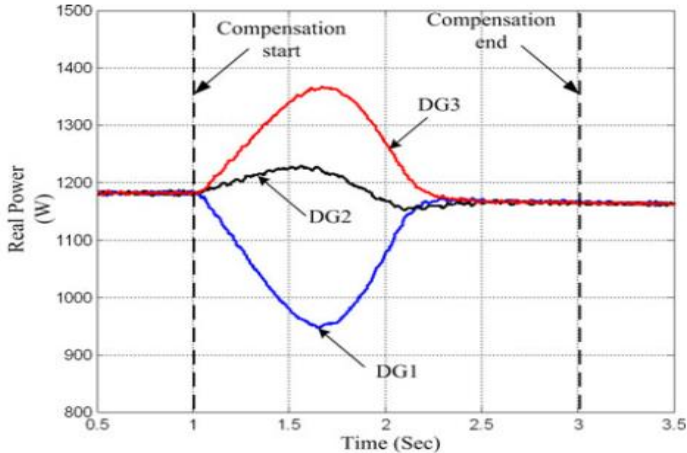
شکل ۱۷. توان راکتیو تولیدی DGها با روش کنترل پیشنهادی.



شکل ۱۸. ولتاژ فازی تولیدی DGها با روش کنترل پیشنهادی.



شکل ۱۹. جریان تولیدی DGها با روش کنترل پیشنهادی.



شکل ۲۰. توان اکتیو تولیدی DGها با روش کنترل ارائه شده در [۲۵].

نتیجه‌گیری

در این مقاله، از استراتژی تنظیم ولتاژ مرجع تولیدی روش کنترل افی برای بهبود دقت اشتراک توان راکتیو استفاده شده است. با استفاده از این استراتژی، ولتاژ مرجع واحدها طوری تنظیم می‌شود که توان راکتیو بار بین DGها متناسب با ظرفیتشان تقسیم شود. در روش کنترل پیشنهادی، تغییر توان راکتیو واحدها به‌عنوان یک رویداد جدید شناخته می‌شود. با شناسایی رویداد جدید، فرایند جبران‌سازی و اصلاح ولتاژ مرجع شروع می‌شود. با شروع فرایند جبران‌سازی، ولتاژ مرجع تولیدی کنترل افی برای حذف خطای اشتراک توان راکتیو تنظیم می‌شود. تنظیم ولتاژ مرجع با تزریق جریان راکتیو گذرا که به‌صورت یک ترم انتگرالی به حلقه کنترل Q-V اضافه می‌شود، انجام می‌شود. همان‌طور که از نتایج شبیه‌سازی به دست می‌آید، قبل از کلیدزنی توان راکتیو بار ۹۵۰ ولت‌آمپر راکتیو به نسبت مساوی بین هر سه DG تقسیم می‌شود. در لحظه ۱/۵ ثانیه سیستم کنترل پیشنهادی تغییر بار ریزشبه را به‌عنوان یک رویداد تشخیص داده و فرایند جبران‌سازی شروع می‌شود و توان راکتیو بار ۱۹۰۰ ولت‌آمپر به‌صورت مساوی بین DGها تقسیم می‌گردد. بعد از فرایند جبران‌سازی، سیستم کنترل ریزشبه به کنترل افی تغییر می‌یابد. روش کنترل پیشنهادی نیازی به لینک ارتباطی بین واحدهای DG ندارد. در زمان جبران‌سازی نوسانی در جریان و ولتاژ خروجی DGها به وجود نمی‌آید. نتایج شبیه‌سازی کارایی و دقت روش کنترل پیشنهادی را در اشتراک توان راکتیو بین واحدهای DG نشان می‌دهد. علاوه بر این، تجزیه و تحلیل سیگنال کوچک نشان می‌دهد که پارامترهای کنترل به‌خوبی طراحی شده‌اند و پایداری ریزشبه در طول عملیات حالت پایدار و جبران گذرا تضمین می‌شود. در تحقیقات آتی، پارامترهای جبران را می‌توان با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی به‌صورت بهینه انتخاب کرد.

References

- [1] Ahmadi, S. E., & Rezaei, N. (2020). A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 118, 105760. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105760>
- [2] Bouzid, A. E. M., Sicard, P., Chaoui, H., Cheriti, A., Sechilariu, M., & Guerrero, J. M. (2019). A novel Decoupled Trigonometric Saturated droop controller for power sharing in

- islanded low-voltage microgrids. *Electric Power Systems Research*, 168, 146-161. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.11.016>
- [3] Mohammed, N., Callegaro, L., Ciobotaru, M., & Guerrero, J. M. (2023). Accurate power sharing for islanded DC microgrids considering mismatched feeder resistances. *Applied Energy*, 340, 121060. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121060>
- [4] Pan, H., Teng, Q., & Wu, D. (2020). MESO-based robustness voltage sliding mode control for AC islanded microgrid. *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 6(2), 83-93. <https://doi.org/10.23919/CJEE.2020.000013>
- [5] Sabzevari, K., Karimi, S., Khosravi, F., & Abdi, H. (2019). A novel partial transient active-reactive power coupling method for reactive power sharing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113(4), 758-771. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.06.028>
- [6] Dragičević, T., Lu, X., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2016). DC Microgrids—Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 31(7), 4876-4891. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2478859>
- [7] Wang, H., & Wang, X. (2023). Distributed reactive power control strategy based on adaptive virtual reactance. *The Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation*, 17(3), 762-773. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12632>
- [8] Mahmood, H., Michaelson, D., & Jiang, J. (2015). Accurate Reactive Power Sharing in an Islanded Microgrid Using Adaptive Virtual Impedances. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 30(3), 1605-1617. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2314721>
- [9] Sabzevari, K., Karimi, S., Khosravi, F., & Abdi, H. (2019). Modified droop control for improving adaptive virtual impedance strategy for parallel distributed generation units in islanded microgrids. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(1), e2689. <https://doi.org/10.1002/etep.2689>
- [10] Truong, D.-N., Pham, X. H. T., Doan, N. X., & Tran, H. V. (2023). Power control in microgrid using improved virtual impedance method. *The Journal of Engineering*, 2023(5), e12274. <https://doi.org/10.1049/tje2.12274>
- [11] Vijay, A. S., Parth, N., Doolla, S., & Chandorkar, M. C. (2021). An Adaptive Virtual Impedance Control for Improving Power Sharing Among Inverters in Islanded AC Microgrids. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 12(4), 2991-3003. <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3062391>
- [12] Yao, W., Chen, M., Matas, J., Guerrero, J. M., & Qian, Z. M. (2011). Design and Analysis of the Droop Control Method for Parallel Inverters Considering the Impact of the Complex Impedance on the Power Sharing. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Industrial Electronics*, 58(2), 576-588. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2046001>
- [13] Zhang, M., Du, Z., Lin, X., & Chen, J. (2015). Control Strategy Design and Parameter Selection for Suppressing Circulating Current Among SSTs in Parallel. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 6(4), 1602-1609. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2402835>
- [14] Li, Y. W., & Kao, C. N. (2009). An Accurate Power Control Strategy for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low-Voltage Multibus Microgrid. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 24(12), 2977-2988. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2022828>

- [15] Zhang, Y., & Ma, H. (2012). Theoretical and Experimental Investigation of Networked Control for Parallel Operation of Inverters. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Industrial Electronics*, 59(4), 1961-1970. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2165459>
- [16] Yajuan, G., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2014, may 13-16). *A simple autonomous current-sharing control strategy for fast dynamic response of parallel inverters in islanded microgrids*. 2014 Institute of Electrical and Electronics Engineers International Energy Conference, Cavtat, Croatia. <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2014.6850426>
- [17] Cho, B. G., & Sul, S. K. (2013, June 3-6). *Power sharing strategy in parallel operation of inverters for distributed power system under line impedance inequality*. 2013 Institute of Electrical and Electronics Engineers Energy Conversion Congress and Exhibition Asia Downunder, Melbourne, Victoria., Australia. <https://doi.org/10.1109/ECCE-Asia.2013.6579121>
- [18] Golestan, S., Mousazadeh, S. Y., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2017). A Critical Examination of Frequency-Fixed Second-Order Generalized Integrator-Based Phase-Locked Loops. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 32(9), 6666-6672. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2674973>
- [19] Kim, J-H., Lee, Y-S., Kim, H-J., & Han, B-M. (2017). A New Reactive-Power Sharing Scheme for Two Inverter-Based Distributed Generations with Unequal Line Impedances in Islanded Microgrids. *Energies*, 10(11), 1800. <https://doi.org/10.3390/en10111800>
- [20] Nazib, A. A., Holmes, D. G., & McGrath, B. P. (2018, May 20-24). *Decoupled DSOGI-PLL for Improved Three Phase Grid Synchronisation*. 2018 International Power Electronics Conference, Niigata, Japan. <https://doi.org/10.23919/IPEC.2018.8507364>
- [21] Sao, C. K., & Lehn, P. W. (2008). Control and Power Management of Converter Fed Microgrids. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Systems*, 23(3), 1088-1098. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922232>
- [22] Xiao, F., Dong, L., Li, L., & Liao, X. (2017). A Frequency-Fixed SOGI-Based PLL for Single-Phase Grid-Connected Converters. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 32(3), 1713-1719. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2606623>
- [23] Lee, C. T., Chu, C. C., & Cheng, P. T. (2013). A New Droop Control Method for the Autonomous Operation of Distributed Energy Resource Interface Converters. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 28(4), 1980-1993. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2205944>
- [24] Shafiee, Q., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Distributed Secondary Control for Islanded Microgrids—A Novel Approach. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 29(2), 1018-1031. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2259506>
- [25] He, J., & Li, Y. W. (2012). An Enhanced Microgrid Load Demand Sharing Strategy. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 27(9), 3984-3995. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2190099>
- [26] Ramezani, M., Li, S., & Sun, Y. (2017). Combining droop and direct current vector control for control of parallel inverters in microgrid. *The Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation*, 11(1), 107-114. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0107>