تعیین ناحیه غیر قابل تشخیص و تشخیص جزیره ای شدن تطبیقی واحدهای تولید پراکنده اینورتری جریان ثابت

عباداله کامیاب[1] جواد ساده[2]

۱- استادیار- دانشگاه آزاد اسلامی- واحد قاینات - گروه برق- قاینات- ایران

ebad.kamyab@yahoo.com

۲- استاد- دانشگاه فردوسی مشهد- دانشکده مهندسی- گروه مهندسی برق- قدرت-مشهد-ایران

sadeh@um.ac.ir

چکیده: در این مقاله ابتدا برای واحدهای تولید پراکنده اینورتری جریان ثابت ناحیه غیر قابل تشخیص رله ولتاژی تعیین و سپس روشی جهت تشخیص جزیره‌ای شدن با استفاده از این رله ارائه شده است. در روش پیشنهادی مرجع جریان محور مستقیم (I_{dref}) که در شرایط عادی شبکه مقدار ثابتی برابر با I_{dref0} دارد، در شرایط تغییر ولتاژ شبکه بصورت یک تابع خطی از ولتاژ نقطهٔ اتصال تعریف شده است. در این روش، مرجع جریان محور مستقیم بطور تطبیقی بر حسب مقدار اولیه آن و جریان محور مستقیم بار محلی در ولتاژ و فرکانس نامی چنان تعریف شده است که در شرایط جزیره‌ای شدن انحراف ولتاژ از محدوده تنظیم شده برای رله ولتاژی خارج شده و تشخیص جزیره‌ای شدن امکان پذیر شود. شبیه سازی‌ها با استفاده از نرم‌افزار PSCAD/EMTDC و تحلیلها در نرم-افزار MATLAB انجام شده است. نتایج شبیه سازی‌ها عملکرد مناسب روش پیشنهادی را در شرایط مختلف اعم از وقوع جزیره و حالتهای گذرای دیگر نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: واحدهای تولید پراکنده اینورتری جریان ثابت، تشخیص جزیره‌ای شدن، رله ولتاژی، ناحیه غیر قابل تشخیص

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۲/۱۰/۱۵

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۳/۲/۲۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۰۹/۰۷

نام نویسنده مسئول: دکتر جواد ساده

نشانی نویسنده مسئول: ایران، مشهد، میدان آزادی، دانشگاه فردوسی مشهد، دانشکده مهندسی، گروه برق

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

۱- مقدمه

سیستم‌های قدرت الکتریکی مدرن در پنجاه سال اخیر توسعه زیادی یافته‌اند. ژنراتورهای بزرگ متمرکز از طریق ترانسفورماتورهای قدرت، توان الکتریکی را به شبکه‌های انتقال به هم پیوسته تحویل می‌دهند. شبکه‌های انتقال وظیفه انتقال قدرت و تحویل به ترانسفورماتورهای توزیع و مصرف کننده‌های کوچک و بزرگ را به عهده دارند. اخیراً به تولید انرژی الکتریکی از طریق اتصال مستقیم ژنراتورهای کوچک به شبکه توزیع توجه زیادی شده است. این ژنراتورهای کوچک واحدهای تولید پراکنده (DG) نامیده می‌شوند. عوامل مختلفی در سالهای اخیر باعث شده است که به تولید پراکنده توجه بیشتری شود که در این میان اثرات زیست محیطی و کاهش انتشار گازها از مهمترین عواملی هستند که باعث گردیده است که بسیاری از دولتها برای استفاده از انرژیهای تجدید پذیر مانند انرژی خورشیدی، انرژی باد و انرژیهای تجدید پذیر دیگر برنامه‌ریزی نمایند. وجود تولید پراکنده می‌تواند باعث تغییر در پروفیل ولتاژ، افزایش سطح جریان اتصال کوتاه و تغییر در کیفیت توان شود. حفاظت از دست دادن شبکه اصلی یا حفاظت در برابر جزیره‌ای شدن از جمله مشکلاتی است که با ورود واحدهای تولید پراکنده به شبکه-های توزیع مطرح شده است. در این شرایط DG بار محلی را بطور مستقل و در غیاب سیستم توزیع تغذیه می‌کند که ممکن است کیفیت توان و قابلیت اطمینان سیستم کاهش یافته و همچنین ایمنی پرسنلی که در حال تعمیر خطوط توزیع هستند به خطر افتد [۱]. برای جلوگیری از صدمات احتمالی به DG و پرسنل تعمیرکار شبکه توزیع، لازم است که پدیده جزیره‌ای شدن تشخیص داده شود. روشهای معمول تشخیص جزیره‌ای شدن به روشهای محلی و روشهای از راه دور دسته‌بندی می‌شوند. روشهای از راه دور مبتنی بر وجود ارتباط مخابراتی بین سیستم قدرت و واحدهای تولید پراکنده می‌باشند [۲]. روشهای محلی به روشهای پسیو و اکتیو تقسیم‌بندی می‌شوند. تعدادی از روشهای اکتیو شامل راندگی فرکانس اکتیو[۱]، راندگی فرکانس اکتیو با فیدبک مثبت[۲] [۳] و شیفت فرکانسی مود لغزان[۳] [۴] ارائه و توسعه یافته‌اند. در روشهای پسیو تشخیص جزیره-ای شدن از پایش کمیتهایی مانند ولتاژ، فرکانس، زاویه فاز و نرخ تغییرات فرکانس استفاده می‌شود. این روشها معمولاً دارای ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ[۴]) هستند. اندازه NDZ به حساسیت رله‌های مربوطه بستگی دارد. اگر حساسیت رله زیاد باشد NDZ کوچک و در صورتیکه حساسیت رله کم باشد NDZ بزرگ خواهد بود. در مقابل اگر حساسیت رله زیاد باشد پایداری آن کاهش یافته که باعث عملکردهای بی‌جای رله در شرایط غیر جزیره‌ای خواهد شد. بنابراین حساسیت رله را نمی‌توان زیاد انتخاب کرد.

در مرجع [۵] یک روش اکتیو برای تشخیص جزیره‌ای شدن در واحدهای مقیاس کوچک با واسطه الکترونیکی مبتنی بر تزریق جریان ارائه شده است. در اینورترهای پایه ولتاژی این روش مبتنی بر تزریق یک سیگنال اغتشاش به سیستم از طریق کنترلرهای جریان محور مستقیم یا محور عمودی است. تزریق سیگنال از طریق کنترلر محور مستقیم اندازهٔ ولتاژ در نقطهٔ مشترک[۵] (PCC) را مدوله می-کند، درحالیکه تزریق سیگنال از طریق کنترلر محور عمودی باعث انحراف فرکانس در PCC در شرایط جزیره می‌شود.

در مرجع [۶] فیدبک مثبت ولتاژ در قاب مرجع سنکرون طراحی شده است. واحد مقیاس کوچک از نوع اینورتری بوده و روش مبتنی بر ناپایدار کردن ولتاژ در شرایط جزیره‌ای شدن است. ولتاژ نقطهٔ اتصال در اثر فیدبک مثبت در شرایط جزیره‌ای شدن ناپایدار می‌شود. مرجع [۷] برای تغییر ولتاژ نقطهٔ اتصال جهت ناپایدار کردن ولتاژ و تشخیص شرایط جزیره‌ای شدن ولتاژ لینک DC را تغییر می‌دهد. مرجع [۸] با استفاده از تغییر مرجع توان اکتیو در واحدهای اینورتری توان ثابت بصورت تابع خطی دو ضابطه‌ای از ولتاژ، جزیره‌ای شدن را تشخیص داده است. در مرجع [۹] مرجع توان اکتیو به طریقی تغییر داده شده است که در شرایط جزیره‌ای شدن ولتاژ نقطه اتصال همیشه کاهش یابد. این موضوع باعث می‌شود که برای واحدهای تولید پراکنده توان ثابت که در نقطه حداکثر تولید توان اکتیو کار می‌کنند نیز موثر باشد. در مرجع [۱۰] با در نظر گرفتن مرجع جریان محور d واحد تولید پراکنده بصورت $I_{dref}=k_1 v_{PCC}+k_2$ و قرار دادن $k_2=0$ و $k_1=1$ (انتخاب منحنی جریان بار نامی محور d بر حسب ولتاژ به عنوان مرجع جریان محور d واحد تولید پراکنده) روشی را برای تشخیص جزیره‌ای شدن واحدهای تولید پراکنده با کنترلر جریان ثابت ارایه داده است. این روش نیاز به تولید جریان محور d و توان اکتیو اضافی زیادی برای تشخیص جزیره‌ای شدن دارد که ضمن اینکه باعث اضافه بار شدید واحد می‌شود در بعضی از شرایط ممکن است این توان اکتیو اضافی جهت افزایش ولتاژ نقطه اتصال قابل تامین نباشد. در مرجع [۱۱] برای تشخیص جزیره‌ای شدن واحدهای تولید پراکنده روشی مبتنی بر افزایش ولتاژ نقطه اتصال ارائه شده است. طبق آنچه توسط نویسندگان تاکید شده است ناحیه غیر قابل تشخیص کوچک است ولی صفر نیست. در [۱۲] برای تحلیل عملکرد حفاظت ضد جزیره‌ای در حالت چند اینورتری بر اساس انحراف فرکانس ارائه شده است. در مرجع [۱۳] از روش ترکیبی متشکل از دو روش پسیو و اکتیو به کمک تبدیل موجک جهت تشخیص جزیره‌ای شدن استفاده شده است. تعدادی از روشهای تشخیص جزیره‌ای شدن در مراجع [۱۴]، [۱۵] و [۱۶] مرور شده است.

در این مقاله روشی تطبیقی برای تشخیص جزیره‌ای شدن در DG های اینورتری جریان ثابت با استفاده از رله ولتاژی ارائه شده است که اضافه بار واحد جهت افزایش ولتاژ نقطه اتصال محدود شده است. جهت ارائه روش پیشنهادی تشخیص جزیره‌ای شدن در واحدهای تولید پراکنده اینورتری جریان ثابت، مرجع جریان محور مستقیم بصورت تابعی خطی از ولتاژ نقطهٔ اتصال تعریف شده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]

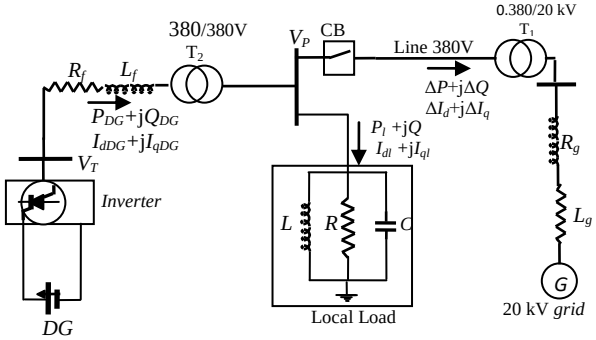
در حالیکه در شرایط عادی شبکه، مرجع جریان محور مستقیم مقدار ثابتی برابر با I_{dref0} دارد، در شرایط تغییر ولتاژ شبکه، مرجع جریان محور مستقیم تعیین شده به واحد تولید پراکنده اعمال می‌شود. در این روش، مرجع جریان محور مستقیم بطور تطبیقی بر حسب I_{dref0} و جریان محور مستقیم بار محلی (I_{d0}) در ولتاژ و فرکانس نامی تعیین می‌شود. در واقع مرجع جریان محور مستقیم چنان تعریف شده است که در شرایط جزیره‌ای شدن انحراف ولتاژ از محدوده تنظیم شده برای رله ولتاژی خارج شده و تشخیص جزیره‌ای شدن امکان پذیر شود. نتایج حاصله از ارزیابی روش پیشنهادی، عملکرد مطلوب و صحیح در کلیه شرایط جزیره‌ای و غیر جزیره‌ای را نشان می‌دهد.

۲- سیستم مورد مطالعه و مدلسازی بار و واحد تولید پراکنده

شکل ۱ واحد تولید پراکنده را نشان می‌دهد که در نقطه مشترک با بار محلی به شبکه قدرت متصل شده است. در این شکل واحد تولید پراکنده مبتنی بر اینورتر می‌باشد و سیستم توزیع که قدرت اتصال کوتاه آن ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر می‌باشد با منبع ولتاژ ۲۰ کیلوولت و امپدانس داخلی مدل شده است. شبکه توزیع توسط یک ترانسفورماتور ۲۰/۰/۳۸۰ کیلوولت با قدرت ۱۰۰ کیلو ولت آمپر به شبکه ۳۸۰ ولت اتصال پیدا کرده است. تولید پراکنده عبارتست از یک DG مبتنی بر اینورتر ۵۰ کیلوواتی که از طریق خط ۳۸۰ ولت به شبکه متصل و بصورت جریان ثابت مدل شده است. در این مقاله واحد تولید پراکنده جریان ثابت با واسط کنترلی بیان شده در [۱۷] در نظر گرفته شده است. DG در ضریب توان واحد (تولید توان راکتیو DG صفر) کار می‌کند و متغیرهای کنترل واسط در مرجع قاب گردان محور d-q کنترل می‌شوند. توان‌های اکتیو و راکتیو بر حسب متغیرهای محور d-q طبق معادلات (۱) و (۲) محاسبه می‌شوند [۱۸] و [۱۹]:

$$P=\frac{3}{2}v_{pd}i_{td} \qquad (۱)$$

$$Q=\frac{3}{2}v_{pd}i_{tq} \qquad (۲)$$



شکل (۱): سیستم تولید پراکنده متصل شده به شبکه قدرت با بار محلی

بطوریکه متغیرهای v_{pd} ، i_{td} و i_{tq} به ترتیب عبارت از مولفه محور d ولتاژ نقطه اتصال و جریان مولفه‌های محورهای d و q می‌باشند. ولتاژ سه فاز لحظه‌ای از رابطه ۳ بدست می‌آید [۲۰] و [۲۱]:

$$\frac{d}{dt}i_{tabc}=-\frac{R_f}{L_f}i_{tabc}+\frac{1}{L_f}(v_{tabc}-v_{Pabc}) \qquad (۳)$$

در رابطه فوق i_{tabc} ، v_{tabc} و v_{pabc} به ترتیب جریان سه فاز DG ، ولتاژ سه فاز DG و ولتاژ سه فاز نقطه اتصال و R_f و L_f مقاومت و اندوکتانس فیلتر پایین گذر می‌باشند. با استفاده از تبدیل پارک رابطه (۳) در قاب مرجع سنکرون به رابطه (۴) تبدیل می‌شود [۲۱] و [۲۲].

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix}i_{td}\\ i_{tq}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\frac{-R_f}{L_f} & \omega\\ -\omega & \frac{-R_f}{L_f}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_{td}\\ i_{tq}\end{bmatrix}+\frac{1}{L_f}\begin{bmatrix}v_{td}-v_{pd}\\ v_{tq}-v_{pq}\end{bmatrix} \qquad (۴)$$

که ω ، v_{td} و v_{tq} به ترتیب عبارتند از سرعت زاویه‌ای و مولفه‌های محورهای d و q ولتاژ واحد تولید پراکنده. متغیرهای d-q و کنترلر واسط DG برای محاسبه اندیس مدولاسیون و زاویه فاز جهت تنظیم زاویه آتش سوییچ‌های الکترونیک قدرت به کار برده می‌شوند.

توانهای اکتیو و راکتیو بار محلی به ترتیب طبق روابط (۵) و (۶) بیان می‌شوند [۲۳]:

$$P=P_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{N_P}(1+k_P\Delta f) \qquad (۵)$$

$$Q=Q_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{N_Q}(1+k_Q\Delta f) \qquad (۶)$$

در معادلات فوق V_0 ولتاژ نامی سیستم، N_P و N_Q نماهای ولتاژ در معادله توانهای اکتیو و راکتیو، k_P و k_Q ضرایب وابستگی به فرکانس توانهای اکتیو و راکتیو، Δf تغییرات فرکانس به صورت پریونیت و P_0 و Q_0 به ترتیب توانهای اکتیو و راکتیو بار در ولتاژ و فرکانس نامی می‌باشند. نماهای N_P و N_Q می‌توانند بین صفر و ۱/۸ تغییر کنند و ضرایب k_P و k_Q به ترتیب در محدوده صفر تا ۳ و از ۰/۲- تا صفر قرار دارند [۲۳].

۳- تعیین ناحیه غیر قابل تشخیص رله ولتاژی با وجود یک واحد تولید پراکنده از نوع جریان ثابت

در این بخش، ناحیهٔ غیر قابل تشخیص رله ولتاژی در حالتیکه یک واحد تولید پراکنده نوع جریان ثابت در شبکهٔ توزیع وجود داشته باشد تعیین شده است. همچنانکه در مراجع مختلفی ذکر شده است بارهای RLC (بارهای با N_P برابر دو) بدترین شرایط را برای تشخیص

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

جزیره‌ای شدن فراهم می‌کند[۲۴]، [۲۵] و [۲۶]. بنابراین فرمول بندی برای بارهای RLC انجام شده است.

برخی از واحدهای تولید پراکنده اینورتری دارای سیستم کنترل واسط جریان ثابت هستند که باعث ثابت ماندن جریان محورهای d و q واحد می‌شود. برای تعیین NDZ این نوع واحدها با در نظر گرفتن ولتاژ PCC قبل و بعد از جزیره‌ای شدن معادلات زیر مورد استفاده قرار می‌گیرد:

$$I_{dl0}=I_{dlBI}=I_{dDG}-\Delta I_d=\frac{V_P}{R}=\frac{(V_0+\Delta V)}{R} \quad (۷)$$

$$P_l=P_{DG}-\Delta P=\frac{V_P^2}{R} \quad (۸)$$

$$I_{dl}^{'}=I_{dlAI}=I_{dDG}=\frac{V_P^{'}}{R} \quad (۹)$$

$$P_l^{'}=P_{DG}^{'}=\frac{V_P^{'2}}{R} \quad (۱۰)$$

در معادلات فوق، $I_{dl0}=I_{dlBI}$ $I'_{dl}=I_{dlAI}$ I_{dDG} ΔI_d، ΔP و R به ترتیب جریانهای محور مستقیم بار محلی قبل و بعد از جزیره‌ای شدن، جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده، تبادل جریان محور مستقیم بین شبکه و واحد تولید پراکنده، تبادل توان اکتیو بین شبکه و واحد تولید پراکنده و مقاومت بار محلی بوده و $V_P=V_0+\Delta V$ و $V_P^{'}$ به ترتیب ولتاژهای نقطه اتصال قبل و بعد از جزیره‌ای شدن می‌باشند. P_l، $P_l^{'}$، P_{DG} و P'_{DG} نیز به ترتیب توانهای اکتیو بار و تولید واحد تولید پراکنده قبل و بعد از جزیره‌ای شدن می‌باشند. با توجه به فرض در نظر گرفته شده برای واحد تولید پراکنده، جریان آن قبل و بعد از جزیره‌ای شدن تغییر نمی‌کند. در صورتیکه توان راکتیو واحد تولید پراکنده صفر باشد و ضریب توان بار حدود یک باشد، ΔV از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\Delta V\approx\Delta I_d Z_0=\frac{\Delta P Z_0}{V_0} \quad (۱۱)$$

در رابطه فوق Z_0 امپدانس تونن شبکه از سمت ۳۸۰ ولت می‌باشد. با جایگذاری رابطه (۱۱) در روابط (۷) تا (۱۰) و حذف R بین روابط (۷) و (۹) و ساده‌سازی، رابطه (۱۲) بدست می‌آید:

$$1-\frac{\Delta I_d}{I_{dDG}}=\frac{(1+\frac{\Delta I_d Z_0}{V_0})}{(\frac{V_P^{'}}{V_0})} \quad (۱۲)$$

با استفاده از روابط (۷) و (۹) جریان محور مستقیم بار با استفاده از رابطه ۱۳ قابل محاسبه است:

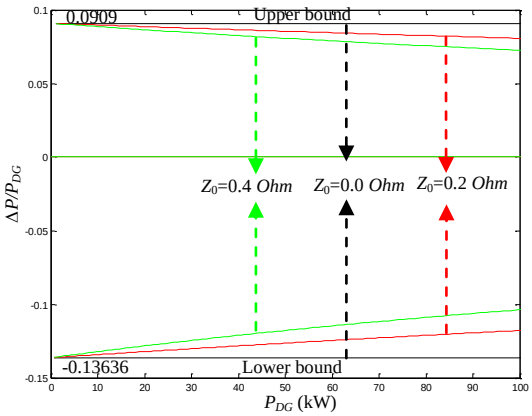
$$I_{dlAI}=I_{dDG}=\frac{V_P^{'}}{V_0}I_{d0} \text{ or } \quad I_{dDG}=\frac{V_P^{'}}{V_P}I_{dl0} \quad (۱۳)$$

در رابطهٔ فوق، I_{d0} جریان بار متناظر با ولتاژ نامی V_0 می‌باشد. همچنین از رابطه (۱۲) در صورتیکه $Z_0=0$ تبادل جریان محور مستقیم بین واحد تولید پراکنده و شبکه توزیع با استفاده از رابطه زیر محاسبه است:

$$\Delta I_d=I_{dDG}(1-\frac{V_0}{V_P^{'}}) \quad (۱۴)$$

با استفاده از روابط (۸) و (۱۰) و رابطه (۱۱) و ساده سازی، رابطه (۱۵) را می‌توان نوشت که ناحیه غیر قابل تشخیص را بر حسب توان اکتیو تولیدی واحد تولید پراکنده و تبادل توان با شبکه بیان می‌کند. در شکل ۲ ناحیهٔ غیر قابل تشخیص بدست آمده از رابطه (۱۵) برای مقادیر مختلف Z_0 در صفحهٔ توان رسم شده است.

$$1-\frac{\Delta P}{P_{DG}}=\frac{(1+\frac{\Delta P Z_0}{V_0^2})}{(\frac{V_P^{'}}{V_0})} \quad (۱۵)$$



شکل (۲): ناحیه غیر قابل تشخیص واحد تولید پراکنده جریان ثابت برای مقادیر متفاوت امپدانس تونن سیستم توزیع

ناحیه غیر قابل قابل تشخیص با جایگذاری حدود بالا و پایین ولتاژ در رابطه (۱۲) یا (۱۵) بر حسب جریان محورمستقیم یا توان اکتیو بدست می‌آید. نتیجه این رابطه وقتی که $Z_0=0$ به شرح زیر بدست می‌آید:

$$-\%13.636<\frac{\Delta I_d}{I_{dDG}},\frac{\Delta P}{P_{DG}}<\%9.0909 \quad (۱۶)$$

از شکل ۲ مشاهده می‌شود که افزایش امپدانس تونن شبکه باعث کوچکتر شدن ناحیه غیر قابل تشخیص می‌شود.

۴- روش پیشنهادی تشخیص جزیره‌ای شدن واحدهای تولید پراکنده جریان ثابت

در ادامه اصول روش پیشنهادی به کمک شکل ۳ تشریح می‌گردد. در این شکل مشخصهٔ جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده بر حسب $r_{iv0}=V_P^{'}/V_0$ (نسبت ولتاژ جزیره‌ای شدن) رسم شده است. توجه شود که اگر توان اکتیو بار دارای مشخصه‌ایی با N_P=2 بر حسب r_{iv0} باشد، مشخصهٔ جریان محور مستقیم بار تابع خطی از r_{iv0} خواهد بود. در این شکل منحنی‌های C_1، C_2، C_3 و C_4 به ترتیب منحنی جریان محور مستقیم بارهای با $I_{d0}=I_{dref0}$ $I_{d0}=1.03I_{dref0}$ و $I_{d0}=1.1I_{dref0}$ و $I_{d0}=0.95I_{dref0}$ می‌باشند. با اندازه‌گیری

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]

ولتاژ نقطه اتصال پس از جزیره‌ای شدن و محاسبهٔ انحراف ولتاژ از مقدار نامی، مقدار جریان محور مستقیم بار محلی در ولتاژ نامی (I_{d0}) و بنابراین منحنی جریان محور مستقیم بار را می‌توان تعیین کرد. برای مثال اگر انحراف ولتاژ برابر $\Delta V_1>0$ باشد منحنی جریان محور مستقیم بار با منحنی C_4 منطبق می‌باشد. جهت تشخیص جزیره‌ای شدن، مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده برای بار با منحنی C_4 بصورت تابع خطی از ولتاژ نقطه اتصال که از نقطه A(1, I_{dref0}) و نقطهٔ B روی منحنی C_4 می‌گذرد تعریف می‌شود. نسبت ولتاژ جزیره‌ای (r_{iv0}) نقطهٔ B بایستی برابر یا بزرگتر از ۱/۱ باشد. به دلیل اینکه در شرایط جزیره‌ای شدن ولتاژ نقطهٔ اتصال تا نقطهٔ B افزایش می‌یابد، شرایط جزیره‌ای شدن تشخیص داده می‌شود. اگر r_{iv0} نقطه B برابر ۱/۱ فرض شود، مختصات آن B(1.1, $1.1I_{d0}$) خواهد بود. بنابراین برای $\Delta V>0$، I_{dref} از رابطه (۱۷) بدست خواهد آمد. اگر انحراف ولتاژ برابر مقدار منفی ΔV_2 باشد، منحنی جریان محور مستقیم بار با منحنی C_2 منطبق می‌باشد. در این حالت، مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده برای بار با منحنی C_2 بصورت تابع خطی از ولتاژ نقطه اتصال که از نقطه A(1, I_{dref0}) و نقطهٔ D روی منحنی C_2 می‌گذرد تعریف می‌شود. برای تشخیص صحیح لازم است نسبت ولتاژ جزیره‌ای شدن نقطه D برابر و یا کوچکتر از ۰/۸۸ باشد. اگر r_{iv0} نقطه D برابر ۰/۸۸ فرض شود مختصات آن عبارت است از D(0.88, $0.88I_{d0}$). بنابراین I_{dref} برای $\Delta V<0$ طبق رابطه (۱۸) تعریف می‌شود.

$$I_{dref}=I_{dref0}+\frac{-I_{dref0}+1.1I_{d0}}{0.1}(r_{iv0}-1) \qquad \Delta V>0 \qquad (۱۷)$$

$$I_{dref}=I_{dref0}+\frac{I_{dref0}-0.88I_{d0}}{0.12}(r_{iv0}-1) \qquad \Delta V<0 \qquad (۱۸)$$

با تعیین مرجع جریان محور مستقیم بر مبنای روابط (۱۷) یا (۱۸) در شرایط جزیره‌ای شدن ولتاژ نقطهٔ اتصال از مقدار ۱/۱ یا ۰/۸۸ برابر ولتاژ نامی بیشتر یا کمتر شده و جزیره‌ای شدن تشخیص داده می‌شود.

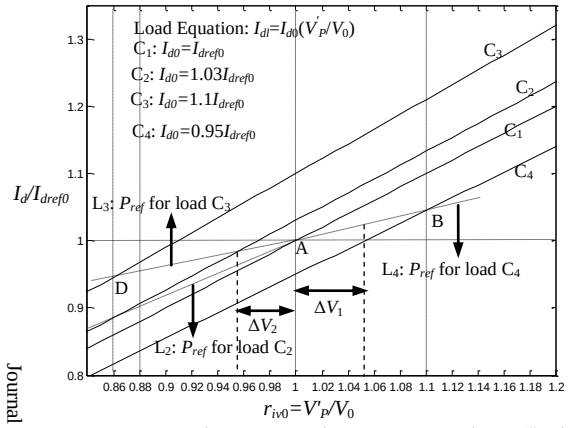
برای تشخیص بهتر r_{iv0} نقطه D می‌تواند کمتر از ۰/۸۸ انتخاب شود (به عنوان مثال ۰/۸۶ که در شکل ۳ نشان داده شده است). در این حالت، I_{dref} برای $\Delta V<0$ به رابطهٔ (۱۹) تغییر می‌یابد.

$$I_{dref}=I_{dref0}+\frac{I_{dref0}-0.86I_{d0}}{0.14}(r_{iv0}-1) \qquad \Delta V<0 \qquad (۱۹)$$

در شکل ۳ در شرایط جزیره‌ای شدن مرجع جریان محور d از I_{dref0} به یکی از معادلات ۱۷ الی ۱۹ تغییر می‌یابد. در شرایط عادی که شبکه وصل است ولتاژ کار توسط شبکه بر DG تحمیل می‌شود. اما با تغییر مرجع جریان محور d در زمان جزیره ای شدن نقطه کار متعادل بر حسب اینکه بار محلی از تولید DG کمتر یا بیشتر باشد به ترتیب نقاط B و D در شکل ۳ خواهد بود. به بیان دیگر در صورت استفاده از روش پیشنهادی و بروز شرایط جزیره‌ای شدن، ولتاژ از مرز تشخیص رله ولتاژی خارج شده و تشخیص انجام خواهد شد.

با توجه به خطی بودن جریان محور مستقیم بار بر حسب r_{iv0}، ناحیهٔ غیر قابل تشخیص روش پیشنهادی واحدهای تولید پراکنده نوع جریان ثابت فقط یک نقطه است که در آن I_{d0} دقیقاً برابر با جریان محور مسقیم واحد تولید پراکنده است. در شکل ۳ خطوط L_2، L_3 و L_4 به ترتیب مراجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده برای بارهای با منحنی C_2، C_3 و C_4 می‌باشند.

برای تعیین معادله I_{dref} طبق (۱۷) و (۱۹) ابتدا بایستی جریان محور مستقیم بار در ولتاژ نامی (I_{d0}) محاسبه شود. اگر جزیره‌ای شدن بوجود بیاید ولتاژ نقطه اتصال پس از جزیره‌ای شدن با ولتاژ قبل از جزیره‌ای شدن آن متفاوت است. این تفاوت به تفاوت بین جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده و جریان محور مستقیم بار محلی وابسته می‌باشد. معادله (۲۰) با جایگذاری r_{iv0} در معادله (۱۳) برای محاسبهٔ I_{d0} بدست آمده است.



شکل (۳): جریان محور مستقیم بار و مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده بر حسب نسبت ولتاژ جزیره‌ای شدن.

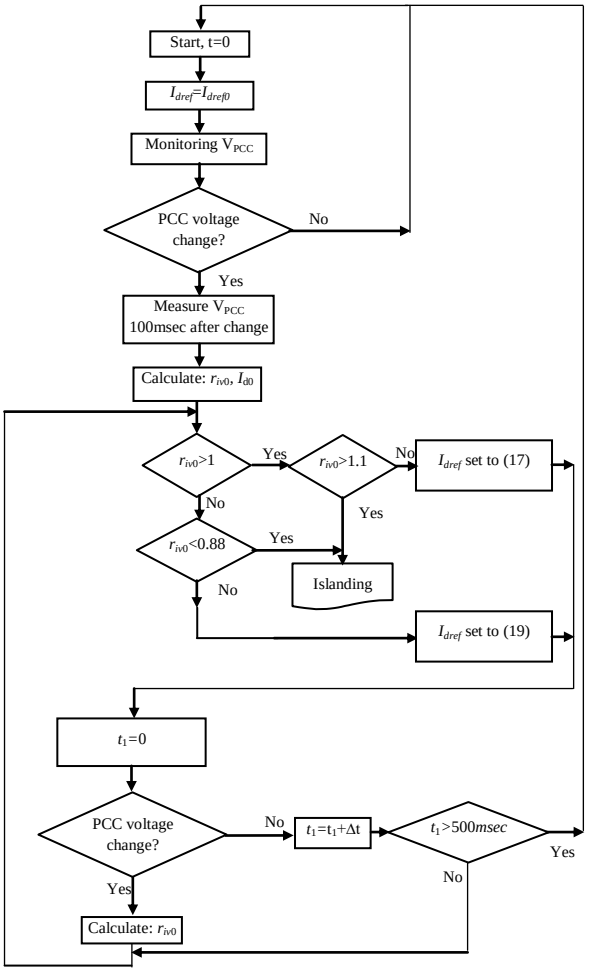
$$I_{dDG}=I_{dref0}=r_{iv}I_{dl0}=r_{iv0}I_{d0} \Rightarrow I_{d0}=\frac{I_{dref0}}{r_{iv0}} \qquad (۲۰)$$

با استفاده از مقدار محاسبه شده I_{d0} در رابطه (۲۰) و معادلات (۱۷) الی (۱۹) مرجع جریان محور d واحد تولید پراکنده بدست می‌آید. شکل ۴ فلوچارت روش پیشنهادی را نشان می‌دهد.

۵- ارزیابی روش پیشنهادی تشخیص جزیره‌ای شدن واحدهای جریان ثابت

در شرایط غیر عادی ولتاژ نقطه اتصال دارای رفتار گذرا می‌باشد که زمان کوتاهی پس از بوجود آمدن انحراف در ولتاژ، ولتاژ نقطه اتصال در مقدار جدیدی تثبیت می‌شود. شبیه‌سازیهای انجام شده در شرایط مختلف نشان می‌دهد که در شرایط جزیره‌ای شدن، ۱۰۰ میلی‌ثانیه پس از شروع انحراف، ولتاژ در مقدار جدید تثبیت که این مقدار با V'P0 نشان داده می‌شود.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016



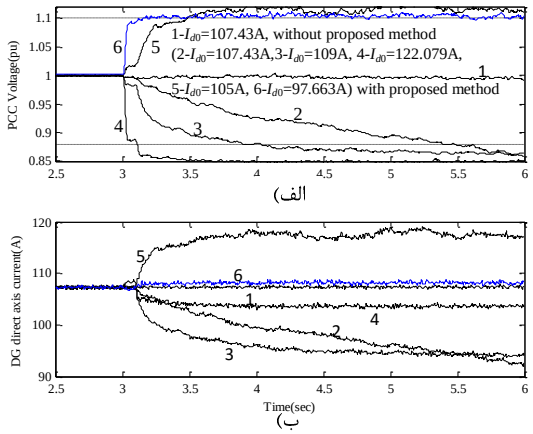
شکل (۴): فلوچارت روش پیشنهادی

همچنین مقدار $r_{iv0}=V'_{P0}/V_0$ با r_{iv01} مشخص می‌شود. با استفاده از مقادیر بدست آمده V'_{P0} و r_{iv01} مقدار I_{d0} از رابطه (۲۰) محاسبه و مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده طبق روابط ارائه شده در بخش ۴ به دست می‌آید. به منظور ارزیابی روش پیشنهادی شرایط مختلف جزیره‌ای شدن و شرایط گذرای غیر جزیره‌ای شبیه‌سازی شده‌اند. نتایج بدست آمده در ادامه ارائه شده است.

۵-۱- ارزیابی روش پیشنهادی برای واحدهای تولید پراکنده جریان ثابت در شرایط جزیره‌ای

روش پیشنهادی بر روی سیستم نشان داده شده در شکل ۱ پیاده‌سازی شده است. تولید جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده بر روی ۱۰۷/۴۳ آمپر معادل ۵۰ کیلووات تنظیم شده و برای جریان محور مستقیم بار محلی مقادیر متفاوتی مانند ۱۰۷/۴۳ آمپر معادل ۵۰ کیلووات (توان اکتیو بار محلی برابر با تولید واحد تولید پراکنده)، ۱۰۹ آمپر معادل ۵۰/۷۳ کیلووات (توان اکتیو بار محلی اندکی بیشتر از تولید واحد تولید پراکنده)، ۱۲۲/۰۷۹ آمپر معادل ۵۶/۸۱۵ کیلووات (حد پایین تنظیم رله ولتاژی، $\Delta P= -0.136P_{DG}$)، ۱۰۵ آمپر معادل ۴۸/۸۷ کیلووات (توان اکتیو بار محلی اندکی کمتر از تولید واحد تولید پراکنده) و ۹۷/۶۶۳ آمپر معادل ۴۵/۴۵۲ کیلووات (حد بالای تنظیم رله ولتاژی، $\Delta P=0.0909P_{DG}$) فرض شده است. شرایط جزیره‌ای شدن در زمان ۳ ثانیه بوجود آمده است. در این شبیه سازیها k_P و k_Q صفر در نظر گرفته شده است.

در شرایط عادی شبکه مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده بر روی I_{dref0} تنظیم شده است، مدت زمان کوتاهی (مثلاً ۱۰۰ میلی‌ثانیه) بعد از تغییر اندازهٔ ولتاژ نقطهٔ اتصال و بوجود آمدن شرایط غیر عادی، بسته به مقدار r_{iv0} جریان مرجع محور مستقیم طبق معادلات (۱۷) و (۱۹) تنظیم می‌شود. تغییرات ولتاژ نقطه اتصال و جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده با اعمال روش پیشنهادی در شکل ۵ نشان داده شده است. همچنین جدول ۱ I_{dref}، I_{d0} و r_{iv0} را به عنوان نمونه برای حالتهای شبیه سازی شده ۲ الی ۶ نشان می‌دهد.



شکل (۵): الف) ولتاژ نقطه اتصال ب) تغییرات جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده برای بارهای مختلف

اگر از روش پیشنهادی استفاده نشود و اختلاف بین جریان محور مستقیم بار محلی و تولید جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده کم و یا صفر باشد تغییرات ولتاژ نقطه اتصال در شرایط جزیره‌ای شدن خیلی کم است. در این شرایط جزیره‌ای شدن توسط رله ولتاژی قابل تشخیص نیست، در حالیکه با استفاده از روش پیشنهادی تغییرات ولتاژ به اندازه‌ای خواهد شد که جزیره‌ای شدن تشخیص داده شود.

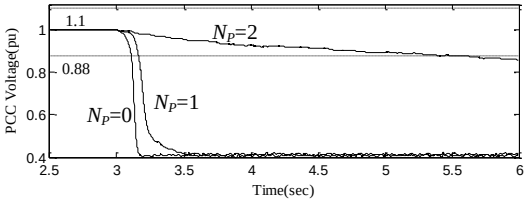
جدول(۱): I_{dref}، r_{iv0} و I_{d0} برای شرایط جزیره‌ای شدن

cases	I_{dload}	r_{iv1}	I_{do}	I_{dref}
۲	۱۰۷/۴۳	۰/۹۹۳۴	۱۰۸/۱۴۴	115.284r_{iv0}-7.854
۳	۱۰۹	۰/۹۸۳۲	۱۰۹/۲۶۵	127.615r_{iv0}-20.185
۴	۱۲۲/۰۷۹	۰/۸۸۷۲	۱۲۱/۰۸۹	263.795r_{iv0}-156.365
۵	۱۰۵	۱/۰۱۶۹	۱۰۵/۶۴۵	118.3954r_{iv0}-10.965
۶	۹۷/۶۶۳	۱/۰۹۲	۹۸/۳۷۹	163.029r_{iv0}-55.599

شکل ۶ تغییرات ولتاژ نقطه اتصال را برای بار با جریان محور مستقیم ۱۰۷/۴۳ آمپر معادل ۵۰ کیلووات و مقادیر مختلف نمای ولتاژ در معادلهٔ توان اکتیو بار (N_P) و ضریب کیفیت برابر با ۲/۵

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]

نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که در مورد واحد تولید پراکنده از نوع جریان ثابت تشخیص جزیره‌ای شدن برای N_P برابر صفر و یک بسیار سریعتر و ساده‌تر از N_P برابر ۲ انجام شده است. همچنین جدول ۲ I_{dref}، I_{d0} و r_{iv0} را برای این حالت نشان می‌دهد. با مقایسه شکلهای ۴و ۵ مرجع [۸] به تر تیب با شکلهای ۵ و ۶ این مقاله، می-توان مشاهده کرد که زمان تشخیص جزیره‌ای شدن در واحدهای اینورتری توان ثابت مرجع [۸] با زمان تشخیص در واحدهای اینورتری جریان ثابت تقریباً یکسان می‌باشد.



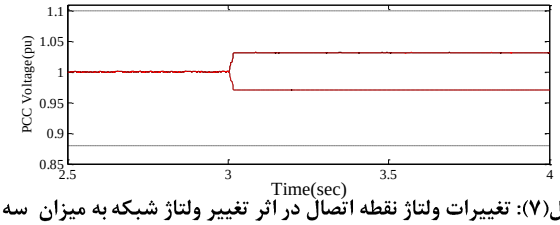
شکل (۶): ولتاژ نقطه اتصال برای N_P برابر صفر، یک و۲ با I_{d0} برابر ۱۰۷/۴۳ آمپر

جدول (۲): I_{dref}، r_{iv0} و I_{d0} برای شرایط جزیره‌ای شدن

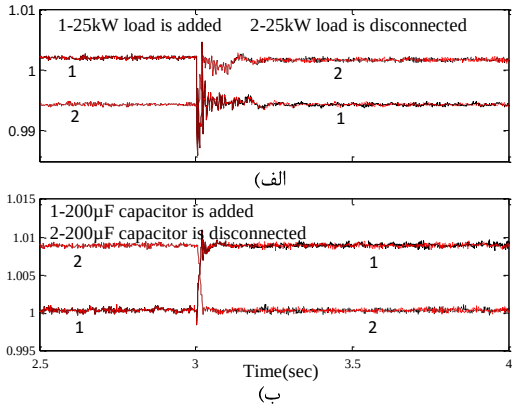
cases	I_{dload}	r_{iv1}	I_{do}	I_{dref}
N_P=0	۱۰۷/۴۳	۰/۹۰۴۸	۱۱۸/۷۳۳	231.763r_{iv0}-124.333
N_P=1	۱۰۷/۴۳	۰/۹۸۵۵	۱۰۹/۰۱۱	124.821r_{iv0}-17.391
N_P=2	۱۰۷/۴۳	۰/۹۹۳۴	۱۰۸/۱۴۴	115.284r_{iv0}-7.854

۵-۲- ارزیابی روش پیشنهادی برای واحدهای تولید پراکنده جریان ثابت در شرایط غیرجزیره‌ای

در این بخش رفتار روش پیشنهادی برای واحدهای تولید پراکنده جریان ثابت بر روی سیستم مورد مطالعه در حالتهای غیر جزیره‌ای افزایش و کاهش ولتاژ شبکه،قطع و وصل بانک خازنی و تغییر بار محلی آزمایش شده است. جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده ۱۰۷/۴۳ آمپر و بار محلی، بار RLC با توان اکتیو ۵۰ کیلووات با ضریب کیفیت ۲/۵ در نظر گرفته شده است. شکلهای ۷ و ۸ نتایج این مطالعات را نشان می‌دهد. شکل ۷ شبیه سازی انجام شده برای کاهش یا افزایش ولتاژ شبکه به میزان ۳٪ با ضریب کیفیت ۱/۵ در زمان ۳ ثانیه نشان می‌دهد. شکل ۸-الف نتایج را برای موازی کردن و یا قطع بار ۲۵ کیلوواتی با ضریب کیفیت ۱/۵ با بار محلی موجود در زمان ۳ ثانیه و شکل ۸-ب ولتاژ نقطه اتصال برای قطع و وصل بانک خازنی در صورت استفاده و یا عدم استفاده از روش پیشنهادی را نشان می‌دهد. یکبار در زمان ۳ ثانیه بانک خازنی ۲۰۰ میکروفارادی معادل ۱۰/۸۸۷ کیلووار با بار محلی موازی شده و بار دیگرهمین مجموعه خازنی که از ابتدا با بار موازی بوده است در لحظهٔ ۳ ثانیه قطع شده است. در تمام این شبیه‌سازیها مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده تا زمان ۳ ثانیه برابر مقدار ثابت I_{dref0} است. در اثر تغییر ولتاژ در لحظه ۳ ثانیه در زمان ۳/۱ ثانیه مرجع جریان محور مستقیم به مرجع توان بدست آمده در بخش ۴ تغییر می‌یابد. نتایج نشان می‌دهد که در تمام شرایط غیر جزیره‌ای ذکر شده در بالا، اثر روش پیشنهادی بر روی ولتاژ سیستم بسیار ناچیز است.



شکل(۷): تغییرات ولتاژ نقطه اتصال در اثر تغییر ولتاژ شبکه به میزان سه درصد با و بدون استفاده از روش پیشنهادی



شکل (۸): تغییرات ولتاژ نقطه اتصال در شرایط غیر جزیره‌ای با و بدون استفاده از روش پیشنهادی الف) قطع و وصل بار ب) قطع و وصل خازن

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله روشی جدید برای تشخیص جزیره‌ای شدن واحدهای تولید پراکنده اینورتری جریان ثابت ارایه شده است. روش پیشنهادی مبتنی بر تغییر تطبیقی مرجع جریان محور مستقیم واحد تولید پراکنده می‌باشد. در شرایط رخداد جزیره‌ای شدن روش پیشنهادی باعث می‌شود که ولتاژ نقطه اتصال از حدود تنظیم بالا یا پایین رله ولتاژی خارج شود. ناحیه غیر قابل تشخیص روش پیشنهادی فقط یک نقطه است. اگر ولتاژ نقطه اتصال در اثر هر عاملی به غیر از جزیره‌ای شدن تغییر کند، اثر روش پیشنهادی در تغییر ولتاژ ناچیز و قابل صرفنظر است. همچنین روش پیشنهادی از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار است، به این معنی که وقتی که جزیره‌ای شدن رخ بدهد تشخیص می‌دهد و شرایط غیر جزیره‌ای را هم به عنوان شرایط جزیره‌ای تشخیص نمی‌دهد. اثر بخشی الگوریتم پیشنهادی بوسیله شبیه سازی‌های متعدد در شرایط جزیره و شرایط غیر جزیره‌ای نشان داده شده است. علاوه بر این در تمام شرایط رخداد جزیره‌ای، روش پیشنهادی در زمان مجاز قادر به تشخیص شرایط جزیره‌ای شدن بوده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

پیوست

پارامترهای سیستم قدرت

ولتاژ نامی	۳۸۰ ولت
فرکانس سیستم	۶۰هرتز
مقاومت داخلی	۰/۰۶ اهم
اندوکتانس داخلی سیستم	۰/۹ میلی هانری

پارامترهای خط و ترانسفورماتورهای قدرت

راکتانس خط انتقال	۰/۲۷۳۴ اهم
مقاومت خط انتقال	۰/۰۵۹۳۷ اهم
امیدانس اتصال کوتاه ترانسفورماتورها	۴ درصد

مراجع

[1] Salman S.K., Kin D.J., Weller G., "New loss of main detection algorithm for embedded generation using rate of change of voltage and changes in power factors," Developments in Power System Protection, IEE Developments in Power System Protection,Conference Publication No. 479, 2001.

[2] M.A. Refern, O. Usta, G. Fielding, "Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit,"IEEE Trans. on Power Del. Vol. 8, No. 3, pp. 948-954, 1993.

[3] Ropp M.E., Begovic M., Rohatgi A., "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention," IEEE Trans. on Energy Convers., Vol. 14, No. 3, pp. 810-816, 1999.

[4] Smith G.A., Onions P.A., Infield D.G., "Predicting islanding operation of grid connected PV inverters," Proc. IEE Electric Power Applications, Vol. 147, pp. 1-6, 2000.

[5] G. Hernández-González and R. Iravani, "Current Injection for Active Islanding Detection of Electronically-Interfaced Distributed Resources," IEEE Trans. on Power Del., vol. 21, no. 32, pp. 1698-1705, Jul. 2006.

[6] Seul-Ki Kim, Jin-Hong Jeon, Jong-Bo Ahn, Byongjun Lee, Sae-Hyuk Kwon., "Novel Frequency-Shift Acceleration Control for Anti-Islanding of a Distributed-Generation Inverter," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no. 2, , pp. 494-504, Feb. 2010 .

[7] H. Vahedi, R. Noroozian, A. Jalilvand, G.B. Gharehpetian, "A New Method for Islanding Detection of Inverter Based Distributed Generation Using DC-Link Voltage Control," IEEE Trans. on Power Del., vol. 26, no. 2, pp.1176-1186, Apr. 2011.

[8] E. Kamyab and J. Sadeh, "Inverter based distributed generator islanding detection method using under/over voltage relay," Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering., vol. 8, no. 4, pp. 311-321, Dec. 2012.

[9] E. Kamyab and J. Sadeh, "An islanding detection method for photovoltaic distributed generation based on voltage drifting," IET Gen., Trans. and Dist., vol. 7, no. 6, pp. 584–592, Apr. 2013.

[10] A. Ghaderi, A. Esmaeilian and M. Kalantar "A Novel Islanding Detection Method for Constant Current Inverter Based Distributed Generations," 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp.1-4, 8-11 May 2011.

[11] H.H. Zeineldin and J.L. Kirtley, "A simple technique for islanding detection with negligible non-detection zones," IEEE Trans. on Power Del., vol. 24, no. 2, pp. 779-786, Apr. 2009.

[۱۲] حمزه، محسن؛ فرهنگی، شاهرخ؛ صنایع پسند، مجید؛ "روش جدید در تحلیل عملکرد حفاظتهای ضد جزیره‌ای فرکانس در حالت جزیره-ای چند اینورتری"، نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال نهم، شماره دوم، پاییز و زمستان ۱۳۹۱

[۱۳] حسینی، سیدمحسن؛ نوروزیان، رضا؛ "ارائه روش ترکیبی بر اساس نسل دوم تبدیل موجک و روش جابجایی فرکانس ساندیا برای تشخیص کارکرد جزیره‌ای در تولیدات پراکنده مبتنی بر اینورتر"، نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال سیزدهم، شماره اول، بهار ۱۳۹۵

[14] M. Ropp, and W. Bower, "Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility Interactive Power Systems," Int. Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA PVPS T5-09, Mar. 2002.

[15] G.A. Smith, P.A. Onions, and D.G. Infield, "Predicting Islanding Operation of Grid Connected PV Inverters," Proc. IEE Electric Power Applications, vol. 147, pp. 1-6, Jan. 2000.

[16] R.S. Kunte, and G. Wenzhong, "Comparison and Review of Islanding Detection Techniques for Distributed Energy Resources," 40th North American Power Symposium (NAPS '08), pp. 1-8, Calgary, AB, Sep. 2008.

[17] X. Wang, W. Freitas, W. Xu, and V. Dinavahi, "Impact of DG interface controls on the sandia frequency shift anti-islanding method," IEEE Trans. on Energy Convers., vol. 22, no. 3, pp. 792–794, Sept. 2007.

[18] S. Vasco, S. Patrico and D.M. Gil, "An instantaneous active and reactive current component method for active filters," IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 15, no. 4, pp. 660–669, Jul. 2000.

[19] R.S. Herrera and S. Patrico, "Instantaneous reactive power theory: a comparative evaluation of different formulations," IEEE Trans. on Power Del., vol. 22, no. 1, pp. 595–604, Jul. 2007.

[20] G. Hernandez-Gonzalez and R. Iravani, "Current injection for active islanding detection of electronically-interfaced distributed resources," IEEE Trans. on Power Del., vol. 21, no. 3, pp. 1698–1705, Jul. 2006.

[21] C. Schauder and H. Mehta, "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators," Proc. Inst. Elect. Eng., vol. 15, no. 3, pp. 299–306, Jul. 1993.

[22] IEEE Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems, IEEE Standard 929-2000.

[23] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc. 1994.

[24] IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic Systems, IEEE Standard 929-2000, 2000.

[25] A. Samui and S.R. Samantaray, "Wavelet Singular Entropy-Based Islanding Detection in Distributed Generation," IEEE Trans. on Power Del., vol. 28, no. 1, pp. 411-418, Jan. 2013.

[26] R.S. Herrera and S.Patricio, "Instantaneous Reactive Power Theory: a Comparative Evaluation of Different Formulations," IEEE Trans. on Power Del., vol. 22, no. 1, pp. 595–604, Jan. 2007.

[1] Active Frequency Drift
[2] Active Frequency Drift with Positive Feedback
[3] Slip Mode Frequency Shift
[4] Non Detection Zone
[5] Point of Common Coupling

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-14]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.3.1]