

حفاظت گسترده جزیره‌شدگی توربین بادی مجهز به ژنراتور سنکرون مغناطیس دایم به

کمک PMU

ساسان صدیفی^۱، حسین کاظمی کارگر^۲

۱- کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه شهید بهشتی - تهران- ایران

s.sodeifi@Mail.sbu.ac.ir

۲- دکترا، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه شهید بهشتی - تهران- ایران

h_kazemi@sbu.ac.ir

چکیده: در این مقاله، روشی جدید برای تشخیص جزیره‌شدگی واحدهای تولیدات پراکنده، معرفی می‌شود. در این روش با بهره‌گیری از مفهوم پرش بردار ولتاژ و الگوریتم شیفت‌برداری، تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ به عنوان شاخص در جزیره‌شدگی، انتخاب شده است. این روش، ترکیبی از روش‌های تشخیص جزیره‌شدگی مخابراتی و پس‌پس‌پس بوده و از داده‌های فازوری اندازه‌گیری شده توسط PMU در باس‌های مختلف شبکه برای تصمیم‌گیری استفاده می‌کند. برای اثبات کارایی الگوریتم پیشنهادی، شرایط مختلف مانند: بروز انواع خطاها در شبکه با مقاومت‌های مختلف، سوئیچینگ در بانک‌های خازنی و ورود/خروج بارهای بزرگ به شبکه، بررسی شده است. در نهایت، نتایج به دست آمده با روش شیفت‌برداری مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که روش پیشنهادی دارای قابلیت تمییز بالایی بوده و در شرایط بروز خطا در شبکه با مقاومت‌های بالا به درستی شرایط جزیره‌های را تشخیص می‌دهد. روش پیشنهادی، روی یک شبکه شامل توربین بادی مجهز به ژنراتور سنکرون مغناطیس دایم با استفاده از نرم‌افزار PSCAD/EMTDC اعمال شده است.

واژه‌های کلیدی: توربین بادی، جزیره‌شدگی، حفاظت گسترده، سیستم اندازه‌گیری گسترده (WAMS)، واحد اندازه‌گیری فازور (PMU).

۱- مقدمه

کاهش پیک بار و یا حذف ذخیره چرخان از اثرات مثبت و عملکرد جزیره‌ای به صورت غیرعمدی از اثرات منفی آن‌هاست [۱].

جزیره‌ای شدن DG، با از دست رفتن شبکه اصلی به هر علت و ادامه دادن DG به ترزریق توان به بارهای محلی، اتفاق می‌افتد. با عملکرد DG در حالت جزیره‌ای، کیفیت توان ارسالی به مصرف‌کنندگان افت پیدا کرده و احتمال آسیب دیدن DG در حین بسته شدن غیرسنکرونیسم کلیدهای بازبست وجود دارد [۲]. بنابراین، جزیره‌شدگی DGها باید توسط روش‌های مطمئن و دقیق، تشخیص داده شده و DG سریع از مدار خارج شود. طبق استاندارد IEEE-1547، کل زمان تشخیص و جدا کردن DG از بخش جزیره‌ای شده، باید کمتر از ۲ ثانیه باشد [۳]. تابحال،

واحدهای تولید پراکنده، به‌ویژه توربین‌های بادی به خاطر داشتن فواید زیست محیطی و صرفه اقتصادی، در سیستم‌های قدرت در حال نصب و بهره‌برداری می‌باشند. DGها در نقطه اتصال به شبکه قدرت، می‌توانند اثرات مثبت یا منفی داشته باشند. به عنوان مثال، بهبود کیفیت توان،

^۱ تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۲/۰۳/۰۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۱۰/۰۸

نام نویسنده مسئول: حسین کاظمی کارگر

نشانی نویسنده مسئول: ایران- تهران- دانشگاه شهید بهشتی- دانشکده مهندسی برق

گسترده نیز مطرح می‌شود. بنابراین، نیاز است که مبحث جزیره‌ای شدن تولیدات پراکنده با در نظر گرفتن رفتار ادوات الکترونیک قدرت و بر مبنای حفاظت گسترده مد نظر قرار گیرد [۱۵]. از استفاده از سه دستگاه PMU و اندازه‌گیری تغییرات ولتاژ [۱۶]، اندازه‌گیری ولتاژ و تغییرات فرکانس با استفاده از PMUها [۱۷]، تعیین جزیره‌شدگی با بهینه‌سازی حداقل PMUها [۱۸ و ۱۹]، استفاده از شبکه عصبی و PMU [۲۰] برخی از روش‌هایی هستند که می‌توان به آن‌ها اشاره کرد.

در این مقاله، روشی پیشنهاد می‌شود که در آن از اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری در دو نقطه مجزا از شبکه، برای حفاظت جزیره‌شدگی DG استفاده می‌شود. به کمک این روش پیشنهادی و بهره‌گیری از تکنولوژی سیستم WAMS، امکان حفاظت گسترده و هوشمند DG با داشتن دیدی گسترده نسبت به وضعیت سیستم، مهیا می‌شود. در این روش با بهره‌گیری از مفهوم پرش بردار ولتاژ و الگوریتم رله‌های عملی، شیف‌ت برداری، تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ (PSVA)، به عنوان شاخص جزیره‌شدگی انتخاب شده است. این روش که ترکیبی از روش‌های مخابراتی و پسیو می‌باشد، از تغییرات دامنه زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در ترمینال DG و نزدیک‌ترین باس از شبکه اصلی به DG، استفاده می‌کند.

در بخش ۲، در مورد تکنولوژی PMU و ساختار سیستم اندازه‌گیری گسترده بحث شده است. در بخش ۳، درباره مشکلات رله‌های شیف‌ت برداری و سیستم حفاظت جزیره‌شدگی فعلی و شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی بحث شده است. در بخش ۴ و ۵، به ترتیب، در مورد روش پیشنهادی و روش تعیین آستانه‌ها صحبت شده است. در بخش ۶ شبکه مورد مطالعه معرفی شده است. در نهایت، در بخش ۷، نتایج شبیه‌سازی و مقایسه عملکرد الگوریتم پیشنهادی با رله VS، آورده شده است.

۲- PMU و سیستم اندازه‌گیری گسترده

مزایای استفاده از PMU^۳ دسترسی به داده‌های فازوری است، که در نقاط مختلف سیستم و به صورت سنکرون،

روش‌های زیادی برای تشخیص جزیره‌شدگی DGها پیشنهاد شده است. در یک دسته‌بندی کلی، این روش‌ها را می‌توان به دو دسته مخابراتی و محلی تقسیم کرد. روش‌های محلی از اطلاعات محل نصب DG برای تشخیص جزیره‌شدگی استفاده می‌کنند. این روش‌ها نیز خود به دو دسته اکتیو و پسیو تقسیم‌بندی می‌شوند [۴].

روش‌های اکتیو به طور مستقیم اغتشاشی به خروجی DG وارد کرده و با اندازه‌گیری پاسخ DG، به تصمیم‌گیری می‌پردازند. روش‌های اکتیو، ناحیه غیرقابل تشخیص کمتر و قابلیت اطمینان بالایی دارند، ولی به خاطر پایین آوردن کیفیت توان و احتمال آسیب رساندن به DG، مناسب نیستند. برخی از روش‌های اکتیو عبارتند از: روش تریزیک مؤلفه منفی جریان به شبکه از طریق کانورتر تغذیه‌شونده با ولتاژ (VSC) و اندازه‌گیری مؤلفه منفی ولتاژ به عنوان شاخص تشخیص جزیره‌شدگی [۵]، روش انحراف فرکانس با تغییر لغزش [۶]، و روش اندازه‌گیری امپدانس [۷].

روش‌های پسیو از اندازه‌گیری شاخص‌هایی مانند ولتاژ یا فرکانس در ترمینال DG و مقایسه آن‌ها با آستانه‌های از قبل تعیین شده، برای تشخیص شرایط جزیره‌شدگی DG بهره می‌جویند. این شاخص‌ها در نامعادلی‌های کوچک توان، تغییرات ناچیزی داشته و ناحیه غیرقابل تشخیص بزرگی ایجاد می‌کنند. روش‌های پسیو زیادی ارائه شده است که برخی از آنان عبارتند از: استفاده از عدم تعادل ولتاژ و اعوجاج هارمونیک [۸]، استفاده از نرخ تغییرات فرکانس [۹] و رله‌های شیف‌ت برداری [۱۰].

روش‌های مخابراتی، برخلاف روش‌های محلی، مستقل از خروجی و رفتار DGها در شرایط جزیره‌ای بوده و دارای قابلیت اطمینان بالا و ناحیه غیرقابل تشخیص کوچکتری نسبت به روش‌های محلی هستند [۱۱-۱۴].

امروزه با توجه به کاربرد تکنولوژی ادوات الکترونیک قدرت در تولیدات پراکنده، رفتار DGها در هنگام بروز خطا و جزیره شدن کاملاً متفاوت از رفتار آنها برای حالتی خواهد بود که DG با یک منبع ولتاژ ایده‌آل مدل‌سازی شود. از طرف دیگر زیرساخت‌های مخابراتی روز به روز در سیستم‌های قدرت بیشتر به کار می‌روند. با گسترش مفهوم شبکه‌های هوشمند، بحث استفاده از سیستم اندازه‌گیری

$$V_1 = 1/3(V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) \quad (1)$$

که در آن $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ است. در سیستم موقعیت یاب جهانی هر ثانیه یکبار، و با خطای کمتر از ۰/۰۰۱ نانو ثانیه، پالسی به سمت PMUها ارسال می‌شود تا اندازه‌گیری و ارسال داده‌ها توسط همه PMUها به شکل سنکرون شده و همراه با برچسب زمانی خاصی انجام شود [۲۱].

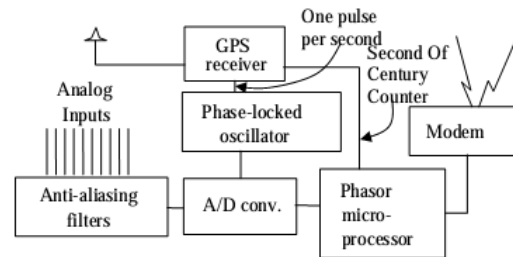
سیستم اندازه‌گیری گسترده، از داده‌های فازوری اندازه‌گیری شده توسط PMUها و همچنین سیستم‌های مخابراتی سریع برای تهیه بانکی از اطلاعات از کل سیستم قدرت، بهره می‌گیرد. سیستم مانیتورینگ، حفاظت و کنترل گسترده (WAMPCS) نیز از پردازش این اطلاعات آنلاین و سنکرون در مرکز پردازش داده‌های فازوری (PDC) برای مانیتورینگ، حفاظت و کنترل گسترده شبکه قدرت استفاده می‌کند [۲۱]. بنابراین، سیستم WAMPCS با دید گسترده‌ای که نسبت به وضعیت سیستم دارد، می‌تواند با اتخاذ تصمیم‌های حفاظتی و کنترلی مناسب و بدون عیب، از هر نوع تریپ ناخواسته و اغتشاش در سیستم جلوگیری کند.

۳- طرح مشکل

یکی از روش‌های عملی که برای تشخیص جزیره‌شدگی در شبکه‌های قدرت استفاده می‌شود، استفاده از رله‌های شیفتر برداری است. این رله‌ها طوری طراحی شده‌اند که برای تجاوز دامنه تغییرات زاویه فاز ولتاژ از مقدار آستانه تعیین شده و در صورت باقی ماندن دامنه ولتاژ بین ۱/۳ تا ۰/۸ مقدار نامی و فرکانس بین ۴۷ تا ۵۳ هرتز فرمان قطع ژنراتور را بدهند. با توجه به ماهیت شاخص‌های تصمیم‌گیری در این رله‌ها، دوری و نزدیکی محل خطا به DG و در نتیجه مقاومت خطا، می‌تواند در عملکرد این رله‌ها در تشخیص شرایط جزیره‌شدگی DG تأثیر گذار باشد [۲۲].

بنابراین، در این مقاله روش جدید حفاظت جزیره‌شدگی گسترده پیشنهاد شده است. در این روش، تصمیم رله‌ها بر اساس جمع‌آوری اطلاعات از دو نقطه مجزا از سیستم و به اشتراک گذاشتن آن‌هاست. روش پیشنهادی،

اندازه‌گیری شده‌اند. شکل (۱) بلوک دیاگرام ساده یک PMU را نشان می‌دهد [۲۱]. ورودی‌های آنالوگ ولتاژ و جریان با عبور از فیلتر ضدتداخل، وارد مبدل آنالوگ به دیجیتال شده و با فرکانس حداقل دو برابر فرکانس نامی سیستم، نمونه‌برداری می‌شوند.



شکل (۱): بلوک دیاگرام واحد اندازه‌گیری فازور

داده‌های نمونه‌برداری شده وارد واحد پردازشگر فازور شده و فازور در هر سیکل با استفاده از روش تحلیل فوریه گسسته محاسبه می‌شود.

مولدهای سه فاز برای حالت نرمال شبکه و تأمین بارهای متقارن سه فاز طراحی و ساخته می‌شوند و عدم تقارن بار را می‌توانند برای مدت زمان مشخص و به مقدار کمی تحمل کنند. عدم تقارن بار سه فاز در مولفه‌های منفی شبکه تأثیر می‌گذارد. بنابراین، در هنگام بروز حالت جزیره‌ای و عدم تقارن بار، می‌توان از مولفه‌های منفی جهت حفاظت ژنراتور و قطع آن از شبکه استفاده کرد. اما مشکل اصلی زمانی اتفاق می‌افتد که در هنگام جزیره‌ای شدن تقارن بار سه فاز از بین نمی‌رود اما تعادل بار در قبل و بعد از جزیره‌ای شدن دچار اختلال می‌شود. هرگونه عدم تعادل باعث بروز اغتشاش در مولفه‌های مثبت می‌شود که برای همین منظور از فازور مولفه مثبت در این مقاله استفاده شده است. از طرف دیگر در رله‌های عملی نیز از مولفه مثبت برای تشخیص پرش ولتاژ استفاده می‌شود [۲۲].

واحد پردازشگر توالی‌ها، داده‌های فازوری سه فاز را به مؤلفه مثبت (منفی و صفر در صورت نیاز) تبدیل کرده و دامنه و فاز آن را به عنوان خروجی تولید می‌کند. محاسبه فازور مؤلفه مثبت در واحد پردازشگر، طبق رابطه (۱) انجام می‌شود:

۴- روش پیشنهادی

روش پیشنهادی از اندازه‌گیری دو شاخص مهم برای تشخیص جزیره‌شدگی DG استفاده می‌کند. شاخص اول، از اندازه‌گیری قدر مطلق میزان تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس DG به دست می‌آید. این شاخص طبق رابطه (۲) در زیر تعریف می‌شود:

$$|\Delta\varphi_t| = |(\varphi_t - \varphi_{t-T}) + (\varphi_t - \varphi_{t-2T})|/2 \quad (2)$$

که در آن φ_t ، زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ اندازه‌گیری شده توسط PMU1 در باس DG (مطابق نشان داده در شکل (۲))، در ثانیه t ام است. همچنین، φ_{t-T} و φ_{t-2T} ، به ترتیب زاویه فازهای اندازه‌گیری شده در زمان‌های یک و دو سیکل قبل از ثانیه t ام هستند. T برابر مدت زمان یک سیکل در فرکانس سیستم قدرت (۶۰ میلی‌ثانیه) است.

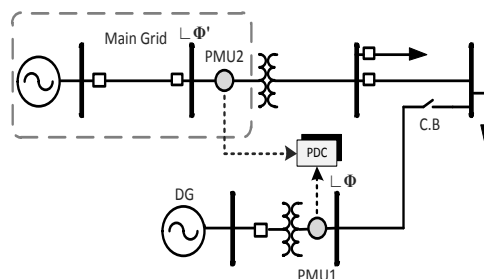
شاخص دوم، از اندازه‌گیری قدرمطلق آهنگ تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در نزدیک‌ترین باس از شبکه اصلی به DG به دست می‌آید، که طبق رابطه (۳) در زیر تعریف شود:

$$\left| \frac{\Delta\varphi'_t}{\Delta t} \right| = \frac{|(\varphi'_t - \varphi'_{t-T}) + (\varphi'_t - \varphi'_{t-2T})|}{2T} \quad (3)$$

که در آن φ'_t زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ اندازه‌گیری شده توسط PMU2 در نزدیک‌ترین باس از شبکه اصلی به DG (مطابق نشان داده در شکل (۲))، در ثانیه t ام است.

این شاخص برای افزایش دقت الگوریتم انتخاب شده است زیرا مقدار تغییرات این شاخص به ازای تغییرات بار و بروز شرایطی مشابه شرایط جزیره‌ای شدن در هنگامی که DG به شبکه متصل است، کم است. زیرا حضور DG شبکه جبران‌کننده و کم‌کننده آهنگ تغییرات زاویه می‌باشد. اما در صورت جزیره‌ای شدن دیگر عامل تنظیم‌کننده در قسمتی از شبکه که قبلاً DG به آن متصل بوده است از بین می‌رود و شبکه باید به عنوان جبران‌کننده و بر طرف‌کننده اغتشاشات سهم DG را به دوش بکشد. بنابراین در این مقاله، از دو شاخص با دو معیار و در دو مکان مختلف برای تشخیص جزیره‌ای شدن استفاده شده تا اینکه بتوان تا حد امکان خطای تشخیص جزیره‌ای را کاهش و قابلیت الگوریتم

دارای درجه امنیت و قابلیت اطمینان بالایی به علت استفاده از اشتراک داده‌هاست. شکل (۲) محل نصب PMUها در شبکه قدرت را برای رسیدن به چنین هدفی نشان می‌دهد.



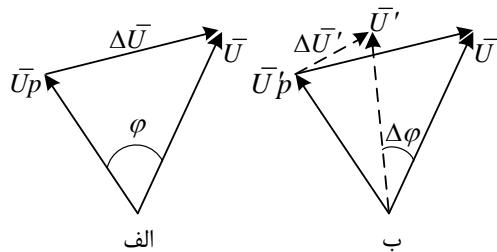
شکل (۲): محل نصب PMUها برای ایجاد حفاظت جزیره‌شدگی گسترده

همانطوری که در شکل نیز مشخص است، یکی از PMUها در باس DG و دیگری در نزدیک‌ترین باس از شبکه اصلی به DG نصب شده‌اند و از طریق خطوط مخابراتی پرسرعت، با مرکز پردازش داده‌های فازوری در ارتباط هستند.

در شرایط نرمال سیستم، همه ژنراتورها با سرعت زاویه‌ای یکسان و با یک اختلاف زاویه‌ای کوچکی نسبت به یکدیگر در حال کارکردن هستند، که مقدار این اختلاف زاویه بستگی به شرایط عملکرد ژنراتورها و میزان توان اکتیو و راکتیو تزریقی به شبکه دارد. دگرگونی در توان تولیدی ژنراتورها در اثر بروز هر اتفاقی مانند: وارد/خارج کردن بارهای بزرگ به شبکه، وقوع انواع خطا در فیدر ورودی، سوئیچینگ بانک‌های خازنی و جزیره شدن DGها در نتیجه عملکرد کلیدهای بازبست خط، می‌تواند باعث ایجاد تغییرات ناگهانی در سرعت چرخش ژنراتورها و در نتیجه تغییر زاویه فاز ولتاژ خروجی آنها شود.

مهم‌ترین هدف روش حفاظت جزیره‌شدگی گسترده، استفاده از داده‌های فازوری رسیده از نقاط مختلف شبکه، برای تمیز بین حالت جزیره‌شدگی و حالات مشابه به آن است. این هدف با محاسبه قدرمطلق میزان تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس‌های مختلف شبکه و مقایسه آنها با مقادیر مرجع، امکان‌پذیر می‌شود.

شکل (۴) دیاگرام تک خطی سیستم قدرت شامل DG را، که به شکل موازی با شبکه توزیع در حال کردن است، نشان می‌دهد. مطابق شکل (۴-الف) در حالت نرمال سیستم، یک افت ولتاژ ΔU بین ولتاژ ترمینال واحد تولید پراکنده U و ولتاژ داخلی ژنراتور U_p ، به علت عبور جریان \bar{I}_1 از امپدانس داخلی ژنراتور وجود دارد. بنابراین، یک اختلاف فاز φ ، بین ولتاژ ترمینال و ولتاژ داخلی ژنراتور وجود دارد که دیاگرام فازوری آن در شکل (۴-الف) آورده شده است. مطابق شکل (۴-ب) اگر مدار شکن به علت بروز خطا باز شود، DG به همراه بار محلی \bar{Z}_L از شبکه اصلی جدا شده و به شکل جزیره ای و با جریان \bar{I}'_1 با دامنه کوچکتر (یا بزرگتر) از \bar{I}_1 ، به تغذیه باری کوچکتر (یا بزرگتر) از بار نامی خود ادامه می‌دهد. بنابراین، با قطع ناگهانی جریان \bar{I}_2 ، ژنراتور شتاب مثبت (یا منفی) خواهد گرفت. در این صورت، یک اختلاف زاویه ناگهانی بین \bar{U} و \bar{U}_p (کاهش یا افزایشی) بوجود آمده و فازور ولتاژ ترمینال مطابق شکل (۴-ب) جهت خود را تغییر می‌دهد.



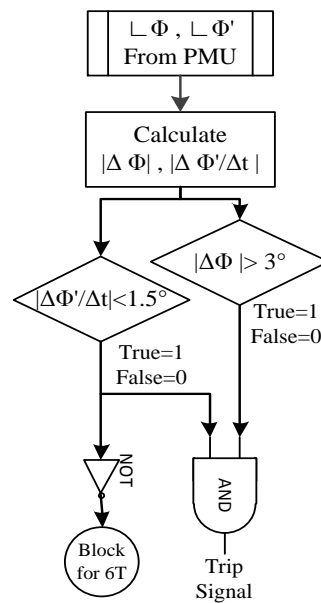
شکل (۴): دیاگرام فازوری ولتاژ داخلی و ترمینال: (الف) قبل از باز شدن مدار شکن. (ب) بعد از باز شدن مدار شکن.

با فرض باز شدن کلید بازبست در لحظه $t = t_0$ ، اگر زاویه روتور در لحظه قبل از باز شدن کلید را با مقدار ثابت δ_0 و پس از باز شدن بریکر با $\delta(t)$ و اختلاف به وجود آمده بین آن‌ها را در طول مدت زمان $t' = t - t_0$ ثانیه با $\Delta\delta(t')$ نشان دهیم، می‌توان تغییرات زاویه فاز ولتاژ را در زمان‌های بعد از باز شدن کلید $\Delta\varphi(t')$ را مطابق رابطه (۴) در زیر تعریف کرد:

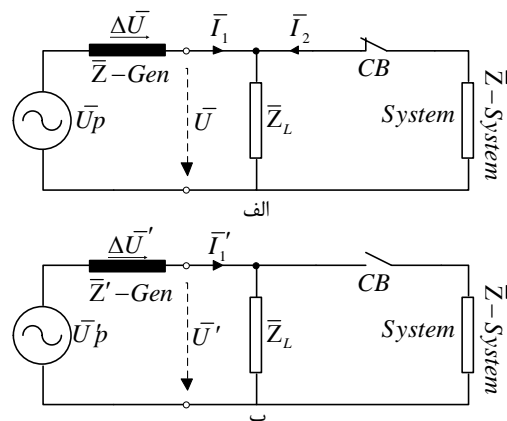
$$\Delta\varphi(t') = \Delta\delta(t') + (\angle Z_{Gen}(t) - \angle Z_{Gen-t_0}) + \left\{ \arctan(Q(t)/P(t)) - \arctan(Q_{t_0}/P_{t_0}) \right\} \quad (4)$$

پیشنهادی را افزایش داد. مقایسه همزمان این دو شاخص مثبت با مقادیر مرجع از پیش تعیین شده برای آن‌ها، می‌تواند شاخصی برای ایجاد تمییز بین حالت جزیره ای و دیگر حالت‌های بحرانی مشابه به شرایط جزیره‌شدگی باشد.

مدل منطقی الگوریتم پیشنهادی یاد شده در بالا، مطابق شکل (۳) است، که در آن خروجی آخرین گیت AND، بیانگر وقوع جزیره‌شدگی DG می‌باشد. در این مدل اگر مقدار $|\Delta\varphi_i/\Delta t|$ از آستانه تعیین شده ($1/5 \text{ degree/sec}$) تجاوز کند، رله به مدت ۶ سیکل در فرکانس سیستم قدرت (6T) بلوکه خواهد شده و هیچ تریبی صادر نخواهد شد.



شکل (۳): مدل منطقی الگوریتم پیشنهادی



شکل (۴): دیاگرام تک خطی سیستم قدرت شامل DG: (الف) قبل از باز شدن مدار شکن. (ب) بعد از باز شدن مدار شکن.

پرش بردار ولتاژ، می‌تواند به کمک مفهوم اختلاف-سنجی در زاویه فاز ولتاژ ترمینال، شناسایی و اندازه‌گیری شود. مقایسه آن با آستانه‌های از قبل تعیین شده، می‌تواند به عنوان شاخصی برای تشخیص وقوع قطعی در فیدر ورودی DG یا به عبارتی، تشخیص جزیره‌شدگی واحدهای تولید پراکنده، مؤثر واقع شود. برای محاسبه دامنه تغییرات شاخص تشخیص جزیره-شدگی الگوریتم پیشنهادی $|\Delta\varphi_i|$ ، می‌توان به کمک روابط به دست آمده برای $\Delta\varphi(t')$ در (۷) و طبق رابطه (۸) در زیر عمل کرد:

$$|\Delta\varphi_i| = \left(|\Delta\varphi(t') - \Delta\varphi(t' - T)| + |\Delta\varphi(t') - \Delta\varphi(t' - 2T)| \right) / 2 \quad (۸)$$

روابط بالا را می‌توان عیناً برای بیان یک رابطه ریاضی برای محاسبه دامنه تغییرات شاخص $|\Delta\varphi_i| / \Delta t$ نیز تکرار کرد.

۵- تعیین آستانه‌ها

خروجی نهایی الگوریتم پیشنهادی تابع ارضای دو معادله، است. معادله اول، قدر مطلق میزان تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس DG را با مقدار مرجع مقایسه کرده و با بالا رفتن $|\Delta\varphi_i|$ از آستانه در نظر گرفته شده، احتمال وقوع جزیره‌شدگی DG یا بروز خطا در فیدر ورودی DG را نشان می‌دهد. این آستانه برابر ۳ درجه انتخاب شده، و طوری تنظیم شده است که الگوریتم حتی قادر به تشخیص نامتعادلی‌های کوچک در بخش جزیره شده باشد.

معادله دوم، قدرمطلق آهنگ تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در نزدیکترین باس از شبکه اصلی به DG را با مقدار مرجع مقایسه کرده و با پایین ماندن $|\Delta\varphi_i| / \Delta t$ از آستانه در نظر گرفته شده، مشخص می‌کند که علت تجاوز $|\Delta\varphi_i|$ از آستانه ناشی از جزیره‌شدگی DG و نه خطاست. این آستانه برابر ۱/۵ درجه بر ثانیه، انتخاب شده و طوری تنظیم شده است که الگوریتم در تمایز بین نامتعادلی‌های بزرگ توان و سوئیچینگ بانک‌های خازنی بزرگ در خط، دچار اشتباه نشود. در معادله دوم، اگر مقدار مثبت $|\Delta\varphi_i| / \Delta t$ از آستانه خود تجاوز کند، یعنی تغییرات شدید

که در آن $P(t)$ و $Q(t)$ به ترتیب، توان‌های اکتیو و راکتیو تولیدی ژنراتور، در زمان‌های پس از جزیره‌شدگی هستند، که پس از رسیدن ژنراتور به نقطه کار پایدار جدید، به اندازه توان اکتیو و راکتیو تولیدی از طرف شبکه برای تغذیه بار (P_{S-t_0}, Q_{S-t_0}) ، با P_{t_0} و Q_{t_0} اختلاف خواهند داشت.

در این معادله با توجه به رابطه $X_{Gen} \gg R_{Gen}$ و تغییرات کوچک فرکانس در زمان‌های پس از وقوع جزیره‌شدگی، فرض $\angle Z_{Gen}(t) - \angle Z_{Gen-t_0} \approx 0$ در نظر گرفته شده است.

بنابراین، رابطه (۴) به شکل رابطه تقریبی (۵) در زیر ساده می‌شود:

$$\begin{cases} \Delta\varphi(t') = \Delta\delta(t') + \Delta\theta(t') \\ \Delta\delta(t') = \frac{\omega_0 \Delta P}{4H} (t')^2, \Delta P = -P_S \\ \Delta\theta(t') = \arctan(Q(t)/P(t)) - \arctan(Q_{t_0}/P_{t_0}) \end{cases} \quad (۵)$$

که در آن ω_0 سرعت سنکرون، H ثابت اینرسی ژنراتور و بقیه شاخص‌ها مطابق توضیحات آورده شده در بالا هستند. رابطه $\Delta\delta(t')$ از حل معادله نوسان ژنراتور حاصل شده است.

بر اساس رابطه (۵) و با توجه به کوچک بودن مقدار $t - t_0$ در لحظه‌های اولیه قطع بریکر، $\Delta\delta(t')$ دامنه ناچیزی داشته و $\Delta\varphi(t') = \Delta\theta(t')$ خواهد بود. پس از سپری شدن حالت‌های گذرا (۱۰۰ میلی ثانیه)، دامنه شاخص‌های $P(t)$ و $Q(t)$ به ترتیب، به مقادیر نهایی خود یعنی P_{S-t_0} و Q_{S-t_0} رسیده و $\Delta\theta(t' \geq 100ms)$ برابر رابطه (۶) خواهد بود:

$$\begin{cases} \Delta\theta(t') = K & t' = t - t_0 \geq 100ms \\ K = \arctan(Q_{S-t_0}/P_{S-t_0}) - \arctan(Q_{t_0}/P_{t_0}) \end{cases} \quad (۶)$$

بنابراین، $\Delta\varphi(t')$ با نسبت توان دوم از زمان $\Delta\varphi \propto (t - t_0)^2$ افزایش می‌یابد. رابطه (۷)، تغییرات $\Delta\varphi(t')$ را به تفکیک زمان نشان می‌دهد:

$$\begin{cases} \Delta\varphi(t') \approx 0 & t' = t - t_0 \leq 0 \\ \Delta\varphi(t') = \arctan(Q(t)/P(t)) - \arctan(Q_{t_0}/P_{t_0}) & 0 < t - t_0 \leq 100ms \\ \Delta\varphi(t') = \frac{-\omega_0 P_{S-t_0}}{4H} (t - t_0) + K & t - t_0 > 100ms \end{cases} \quad (۷)$$

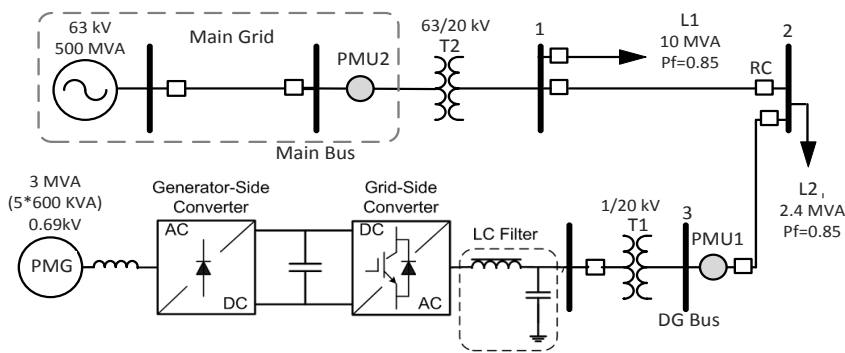
شبکه توزیع وصل شده است و بار محلی متصل به باس ۲ را تغذیه می کند. دو دستگاه PMU، در دو نقطه مجزا از سیستم (PMU۱ در باس DG DG) و Bus) و PMU۲ در نزدیکترین باس از شبکه اصلی به (Main DG) به منظور انجام اندازه گیری های فازوری، نصب شده اند. با باز شدن کلید بازبست (RC)، DG به صورت مجزا بار محلی را تغذیه کرده و شرایط جزیره ای شدن آن اتفاق می افتد؛ که در این حالت با استفاده از الگوریتم پیشنهادی شرایط جزیره ای به شکل زمان واقعی تشخیص داده می شود. شایان ذکر است که از این روش می توان برای تشخیص جزیره شدگی انواع مختلف تولیدات پراکنده استفاده کرد ولی از آنجا که امروزه توربین های بادی مغناطیس دایم کاربرد بیشتری پیدا کرده اند و دارای سیستم کنترل تحریک نمی باشند، این روش بر روی این نوع از DG ها پیاده سازی شده است. برای سایر DG لازم است که مقادیر آستانه و مدل سازی سیستم تحریک آن ها مد نظر قرار گیرد.

اطلاعات مربوط به شبکه اصلی، ترانس ها، ویژگی های سیستم بادی و طول خطوط، به ترتیب در جداول (۱)، (۲) و (۳) در زیر آمده است. امپدانس تمام خطوط در این شبکه برابر با $0.2 + j0.4 \Omega/km$ است.

ایجاد شده در $|\Delta\phi|$ و تجاوز آن از ۳ درجه ناشی از خطا در فیدر است. بنابراین، خروجی نهایی مدل منطقی آورده شده در شکل (۳)، رله را به مدت ۱۲۰ میلی ثانیه بلوکه کرده و در این مدت هیچ فرمانی از طرف رله تولید نمی شود. مقادیر یاد شده برای آستانه ها بر اساس شبیه سازی های مختلف و برای شرایط مختلف بارگذاری شبکه تحت مطالعه به دست آمده است و به عنوان شاخص های تنظیمی روش پیشنهادی مطرح هستند. همان گونه که در حفاظت شبکه های الکتریکی پس از مطالعات مختلف اتصال کوتاه و نظایر آن، مقادیر شاخص های تنظیمی رله حفاظتی تعیین می شود.

۶- شبکه مورد مطالعه

شبکه مورد مطالعه، یک شبکه توزیع بهم پیوسته با سطح ولتاژ ۲۰ kV است، که از طریق ترانسفورمر ۶۳/۲۰ kV به شبکه اصلی با سطح ولتاژ ۶۳ kV متصل شده است. این شبکه در فضای نرم افزار PSCAD/EMTDC پیاده سازی شده است. شمای کلی شبکه در شکل (۶) ارایه شده است، که شامل یک مزرعه بادی متشکل از ۵ توربین بادی مجهز به ژنراتور سنکرون مغناطیس دایم با قدرت مجموع ۳ MVA می باشد. مزرعه بادی، از طریق یک مبدل قدرت PWM به



شکل (۶): دیاگرام تک خطی شبکه مورد مطالعه

جدول (۱): ویژگی های شبکه اصلی و ترانس ها

شبکه اصلی	مقادیر	ترانس ها	مقادیر
V_{L-L}	۶۳ kV	S_{T1}	۳ MVA
S_{SC}	۵۰۰ MVA	S_{T2}	۵۰۰ MVA
X/R	۲۰	$\%X_{T1}$	۶
		$X_{T2} \%$	۱۰

جدول (۲): ویژگی‌های سیستم بادی

ژنراتور	مقادیر	توربین	مقادیر
V_{L-G}	kV۰/۶۹	S_{out}	۳/۶ MW
S_{nom}	۳MVA	r	۴۶/۵ m
f_{nom}	۰/۴۱۶ Hz	V_w	۱۳ m/s
p	۱۲۰		
H	۴/۳sec		
X_d	۰/۴ pu		
X_q	۰/۵۱ pu		

جدول (۳): اطلاعات مربوط به خطوط و بارها

طول خط	باس ابتدا- انتها	بارها	مقادیر
۵Km	۱ - ۲	S_{L1}	۱۰ MVA
۱/۵Km	۲ - ۳	S_{L2}	۲/۴ MVA
		$\cos\phi_{L1}$	۰/۸۵
		$\cos\phi_{L2}$	۰/۸۵

۷- شبیه‌سازی

در این بخش، شبیه‌سازی‌های مختلف برای شرایط عملکرد جزیره‌ای DG به ازای تغییرات مختلف بار آن، انجام می‌شود و با استفاده از الگوریتم پیشنهادی نشان داده می‌شود که این الگوریتم یک روش توانمندی برای تشخیص دقیق و سریع جزیره‌ای شدن DG است. همچنین نشان داده می‌شود که الگوریتم پیشنهادی به علت استفاده از داده‌های آنلاین رسیده به مرکز پردازش داده‌های فازوری، می‌تواند استاندارد IEEE-1547 را رعایت کرده و جزیره‌شدگی را تشخیص دهد. آزمون الگوریتم پیشنهادی، علاوه بر شرایط جزیره‌شدگی DG، برای اختلالات غیرجزیره‌ای در شبکه نیز مانند: وقوع انواع خطاها (متقارن و نامتقارن) با مقاومت‌های مختلف، سوئیچینگ بانک‌های خازنی و وارد/خارج کردن بار متعادل به شبکه، انجام شده است و نتایج آن برای مقایسه با عملکرد رله‌های شیفتر برداری آورده شده است. در این مقایسه، تنظیمات رله شیفتر برداری برابر با ۳ درجه انتخاب شده است. این رله در صورت تجاوز ولتاژ یا فرکانس از محدوده تعیین شده (یاد شده در بخش ۳)، به مدت ۶ سیکل (۱۲۰ میلی‌ثانیه) بلوکه خواهد شد. در این شبیه‌سازی‌ها فرض شده است که، شرایط جزیره‌شدگی DG در ثانیه ۳۰ام

با باز شدن کلید بازبست (RC) نشان داده در شکل (۶)، به علت بروز خطا در سیستم اتفاق می‌افتد.

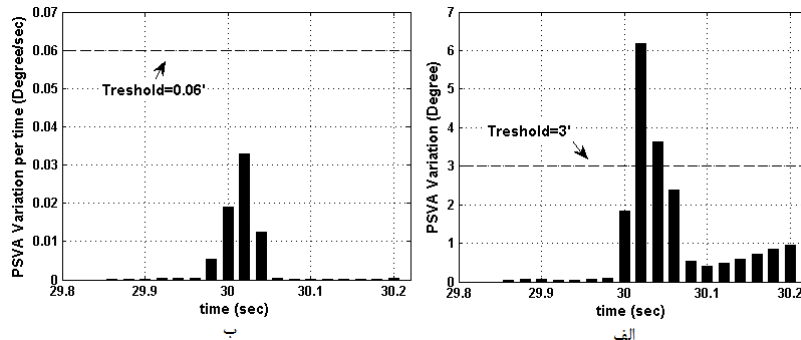
۷-۱ بررسی شرایط عملکرد جزیره‌ای DG

در شبیه‌سازی اول، برای جزیره‌شدگی DG به ازای ۱۱/۲ درصد تغییرات در بار آن ($\Delta P = -7.6\%$, $\Delta Q = -8.3\%$)، با باز شدن کلید بازبست (RC)، در ثانیه ۳۰ام انجام شده است. شکل‌های (۷) و (۸) به ترتیب، تغییرات شاخص‌های روش پیشنهادی و رله شیفتر برداری را در زمان‌های قبل و بعد از وقوع جزیره‌شدگی DG نشان می‌دهند.

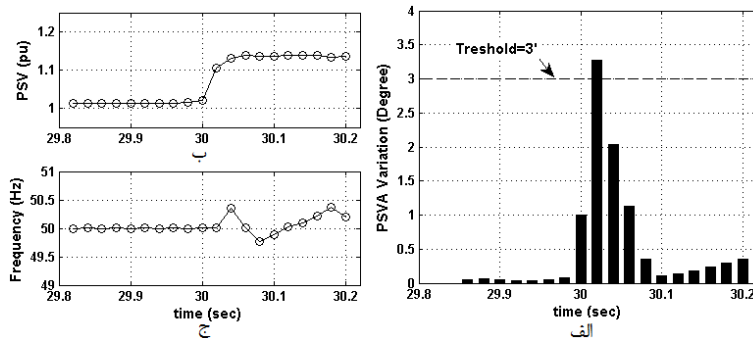
مطابق نمودار میله‌ای رسم شده در شکل (۷-الف)، قدرمطلق تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در ترمینال DG $|\Delta\phi|$ ، در لحظه‌های قبل از باز شدن کلید بازبست کمابیش صفر بوده و بعد از باز شدن کلید در ثانیه ۳۰ام، به علت بوجود آمدن تغییرات ناگهانی در توان تولیدی ژنراتور، طبق روابط یاد شده در معادله‌های (۷) و (۸)، ابتدا یک حالت افزایشی-کاهشی داشته و پس از سپری شدن حالت‌های گذرا، از ثانیه ۳۰/۱ام به طور منظم شروع به افزایش کرده است. همان‌طور که در شکل (۷-الف) مشاهده

درجه بر ثانیه، در مقداری پایین تر از آستانه تعیین شده برای آن (۰/۰۶ degree/sec) قرار دارد. بنابراین، الگوریتم پیشنهادی با وجود نامتعادلی کوچک توان در بخش جزیره شده (۱۵/۹ درصد)، قادر به تشخیص درست شرایط جزیره‌شدگی با یک تأخیر ۲۰ میلی‌ثانیه‌ای شده است.

می‌شود، دامنه تغییرات فازور ولتاژ در لحظه ۳۰/۰۲ ثانیه با رسیدن به ۶/۲۲ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. در حالی که، مطابق شکل (۷-۷) ب)، قدرمطلق آهنگ تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس شبکه اصلی $|\Delta\phi_i/\Delta t|$ ، در این لحظه با دامنه ۰/۰۳۱



شکل (۷): شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی برای بروز شرایط جزیره‌شدگی DG الف) $(\text{degree}) |\Delta\phi_i|$ ب) (degree/sec) $|\Delta\phi_i/\Delta t|$



شکل (۸): شاخص‌های رله VS برای بروز شرایط جزیره‌شدگی DG الف) $(\text{degree}) |\Delta\phi_i|$ ب) $(\text{pu}) V+$ ج) $(\text{Hz}) f$

درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. در این لحظه، به علت باقی ماندن دامنه مؤلفه مثبت ولتاژ و فرکانس در محدوده تعیین شده برای آنها $(0/8 < Vpu < 1/3)$ $(47 < f < 53\text{Hz})$ (به ترتیب، مطابق شکل‌های آورده شده در (۸-ب) و (۸-ج))، رله در لحظه ۳۰/۰۲ ثانیه و با یک تأخیر ۲۰ میلی‌ثانیه‌ای فرمان قطع DG را صادر کرده است.

همچنین، شکل (۸-الف) قدرمطلق تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در ترمینال DG $|\Delta\phi_i|$ را که هر سیکل یکبار توسط رله شیفت برداری محاسبه می‌شود، نشان می‌دهد. این شاخص که به عنوان شاخص تشخیص جزیره‌شدگی در رله‌های VS است، از روابط حاکم بر معادله (۷) پیروی می‌کند. بطوریکه، تغییرات آن قبل از وقوع جزیره‌شدگی کمابیش صفر بوده و پس از باز شدن کلید در ثانیه ۳۰، ابتدا یک حالت افزایشی-کاهشی و از ثانیه ۳۰/۱م به بعد یک حالت افزایشی منظمی داشته است. همان‌طور که در شکل (۸-الف) مشاهده می‌شود، دامنه تغییرات فازور ولتاژ، در لحظه ۳۰/۰۲ ثانیه با رسیدن به ۳/۳۵

۲-۷ بررسی بروز انواع خطا در شبکه

با بروز انواع خطا در خط (متقارن یا نامتقارن)، به علت

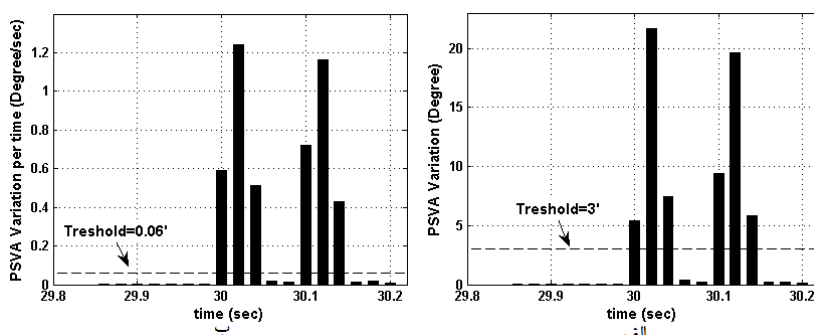
پیشنهادی و رله VS نشان می‌دهد. در هر دو شکل، $|\Delta\phi_i|$ در لحظه‌های قبل از بروز خطا تقریباً صفر بوده و از ثانیه ۳۰ام به بعد، دو بار افزایش-کاهش شدید داشته است. افزایش-کاهش اولی، در ثانیه ۳۰ام و به علت تغییر ناگهانی در جریان \bar{I}_1 با بروز خطا در خط بوجود آمده و افزایش-کاهش دومی در لحظه ۳۰/۱ ثانیه و به علت تغییر ناگهانی مجدد در جریان \bar{I}_1 در اثر رفع خطا از شبکه، بوجود آمده است.

در الگوریتم پیشنهادی، دامنه تغییرات فازور ولتاژ (مطابق شکل (۹-الف)) در لحظه‌های ۳۰ و ۳۰/۱۲ ثانیه، به ترتیب با رسیدن به مقادیر ۵/۳ و ۱۹/۴ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. ولی مطابق شکل (۹-ب)، در این لحظه‌ها به علت رسیدن دامنه قدر مطلق آهنگ تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس شبکه اصلی $|\Delta\phi'_i/\Delta t|$ به ترتیب، به مقادیر ۰/۵۹ و ۱/۱۷ درجه بر ثانیه و تجاوز از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree/sec) عملکرد (۰/۰۶)، مطابق مدل منطقی آورده شده در شکل (۳)، عملکرد رله هر بار به مدت ۱۲۰ میلی ثانیه بلوکه شده است. بنابراین، بدین طریق از تریپ اشتباه رله پیشنهادی، برای بروز خطای سه فاز در شبکه، جلوگیری شده است.

تغییر امپدانس دیده شده از ترمینال‌های DG، تغییراتی ناگهانی در جریان تولیدی ژنراتور \bar{I}_1 ، به وجود می‌آید. بنابراین، مطابق مطالب یاد شده در بخش (۴)، یک پرش ناگهانی در فازور ولتاژ ترمینال DG به وجود آمده و دامنه آن افت می‌کند. میزان پرش در بردار ولتاژ و افت دامنه آن، بستگی به محل خطا و مقاومت آن دارد. هر چقدر مقاومت خطا بزرگ باشد، دامنه تغییرات \bar{I}_1 کوچکتر بوده و در نتیجه میزان پرش بردار ولتاژ و افت آن نیز کوچکتر خواهد بود. در این بخش حساسیت روش پیشنهادی، برای بروز انواع خطا در شبکه با مقاومت خطاهای مختلف، که رفتاری مشابه به شرایط جزیره‌شدگی DG دارند، بررسی شده و نتایج آن با عملکرد رله VS مقایسه شده است.

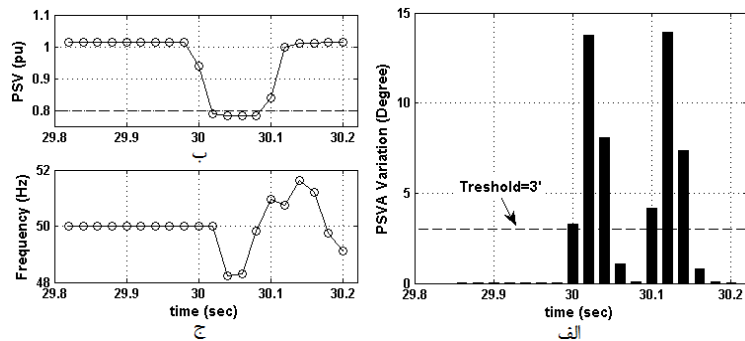
۷-۲-۱ خطای سه‌فاز

برای بررسی این حالت، یک خطای سه فاز به زمین با مقاومت خطای ۵ اهم، در انتهای فیدر ورودی DG، در ثانیه ۳۰ام و به مدت زمان ۰/۱ ثانیه قرار داده شده است. نمودار میله‌ای رسم شده در شکل‌های (۹-الف) و (۱۰-الف)، قدرمطلق تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در ترمینال DG $|\Delta\phi_i|$ را، در هر سیکل و به ترتیب برای الگوریتم



شکل (۹): شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی برای بروز خطای سه‌فاز به زمین با مقاومت خطای ۵.۵Ω (الف) $|\Delta\phi_i|$ (degree)

(ب) $|\Delta\phi'_i/\Delta t|$ (degree/sec)



شکل (۱۰): شاخص‌های رله VS برای بروز خطای سه‌فاز به زمین با مقاومت خطای 0.5Ω . الف) $(\Delta\phi_i)$ (درجه)، ب) $(V+ \phi u)$ ، ج) f (Hz)

شده برای آن‌ها $(0/8 < Vpu < 1/3)$ $(47 < f < 53\text{Hz})$ به ترتیب، مطابق شکل‌های نشان داده شده در (۱۰-ب) و (۱۰-ج)، رله VS در ثانیه ۳۰ام با نخستین افزایش در دامنه فازور ولتاژ، فرمان قطع DG را به اشتباه صادر کرده است.

همچنین، مطابق شکل (۱۰-الف) دامنه تغییرات فازور ولتاژ رله VS، در لحظه‌های ۳۰ و ۳۰/۱۲ ثانیه، با رسیدن به مقادیر ۳/۲ و ۱۳/۲ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. در این لحظه، به علت باقی ماندن دامنه مؤلفه مثبت ولتاژ و فرکانس در محدوده تعیین

جدول (۴): مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد رله‌ها در ثانیه ۳۰ام، برای بروز خطا سه‌فاز

مقاومت خطا	شاخص‌های رله VS			شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی		
	$ \Delta\phi_i $ (درجه)	$V+$ (پریونیت)	$\begin{Bmatrix} \phi \\ \omega \end{Bmatrix}$	$ \Delta\phi_i $ (درجه)	$ \Delta\phi_i /\Delta t$ (درجه برثانیه)	$\begin{Bmatrix} \phi \\ \omega \end{Bmatrix}$
1Ω	۴/۳۴	۰/۸۳۲	بله	۶/۱۶	۲/۳۹	خیر
10Ω	۸/۰۶	۰/۹	بله	۳/۸	۰/۲۱	خیر
15Ω	۵/۵۱	۰/۹۴	بله	۸/۳۶	۰/۱۵۷	خیر
50Ω	۱/۷۷	۰/۹۹	خیر	۲/۷۴	۰/۰۱۶	خیر

۷-۲-۲ خطای دوفاز

در این حالت، یک خطای دوفاز با مقاومت خطای ۵ اهم، در انتهای فیدر ورودی DG، در ثانیه ۳۰ام و به مدت زمان ۰/۱ ثانیه قرار داده شده است. در الگوریتم پیشنهادی، دامنه تغییرات فازور ولتاژ (مطابق شکل (۱۱-الف)) در لحظه‌های ۳۰ و ۳۰/۱۲ ثانیه، به ترتیب با رسیدن به مقادیر ۳/۴ و ۱۱/۹ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. ولی مطابق شکل (۱۱-ب)، در این لحظه‌ها به علت رسیدن قدرمطلق آهنگ تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس شبکه اصلی $|\Delta\phi_i|/\Delta t$ به ترتیب، به مقادیر ۰/۸۳ و ۱/۴۷ درجه بر ثانیه و تجاوز از آستانه تعیین شده برای آن (۰/۰۶ degree/sec)، عملکرد رله هر بار

در جدول (۴)، مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد الگوریتم پیشنهادی و رله VS در زمان‌های بحرانی (زمان‌هایی که دامنه تغییرات فازور ولتاژ از ۳ degree تجاوز کرده است)، برای بروز خطای سه‌فاز به زمین با مقاومت خطاهای ۱، ۱۰، ۱۵، ۵۰ اهم آورده شده است. بر اساس این جدول، عملکرد الگوریتم پیشنهادی برای تمامی حالات، با تجاوز دامنه $|\Delta\phi_i|/\Delta t$ از آستانه تعیین شده برای آن، به درستی بلوکه شده و هیچ فرمان نادرستی صادر نشده است. در صورتی که، رله VS با ارسال فرمان قطع، برای تمام حالت عملکرد نادرستی داشته است.

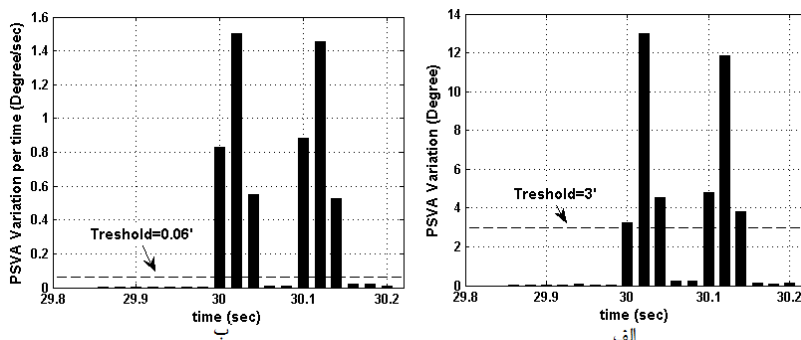
بروز خطای دوفاز با مقاومت خط‌های ۱، ۱۰، ۱۵، ۳۰ و ۵۰ اهم آورده شده است. بر اساس این جدول، عملکرد الگوریتم پیشنهادی برای تمامی حالات با تجاوز دامنه $|\Delta\phi'_i/\Delta t|$ از آستانه تعیین شده برای آن، به درستی بلوکه شده و هیچ فرمان نادرستی صادر نشده است. در صورتی که، رله VS برای مقاومت‌های ۱۰ و ۱۵ اهم با ارسال فرمان قطع، عملکرد نادرستی داشته است. رله VS بر اساس جدول زیر، برای خطای سه‌فاز با مقاومت‌های خط‌های ۱۰ و ۱۵ اهم، به علت بالا ماندن دامنه مؤلفه مثبت ولتاژ از آستانه تعیین شده، با تجاوز دامنه $|\Delta\phi'_i/\Delta t|$ از آستانه تعیین شده برای آن، در ثانیه ۳۰/۰۲م به اشتباه تریپ داده است.

به مدت ۱۲۰ میلی ثانیه بلوکه شده است. بنابراین، بدین طریق از تریپ اشتباه رله پیشنهادی، برای بروز خطای دوفاز در شبکه، جلوگیری شده است.

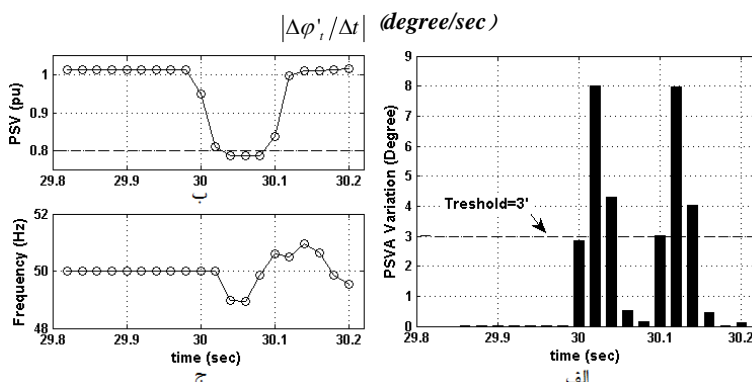
همچنین، مطابق شکل (۱۲-الف) دامنه تغییرات فازور ولتاژ رله VS، در لحظه‌های ۳۰/۰۲ و ۳۰/۱۴ ثانیه، به ترتیب با رسیدن به مقادیر ۸/۰ و ۴/۱ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. در این لحظه‌ها، به علت باقی ماندن دامنه مؤلفه مثبت ولتاژ و فرکانس در محدوده تعیین شده برای آن‌ها ($0/8 < V_{pu} < 1/3, 47 < f < 53 \text{Hz}$) به ترتیب، مطابق شکل‌های نشان داده شده در (۱۲-ب) و (۱۲-ج)، رله VS در ثانیه ۳۰م با نخستین افزایش در دامنه فازور ولتاژ، فرمان قطع DG را به اشتباه صادر کرده است.

در جدول (۵)، مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد

الگوریتم پیشنهادی و رله VS در زمان‌های بحرانی، برای



شکل (۱۱): شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی برای بروز خطای دوفاز بهم با مقاومت خطای 0.5Ω . الف) $(\text{degree}) |\Delta\phi'_i|$ (ب)



شکل (۱۲): شاخص‌های رله VS برای بروز خطای دوفاز بهم با مقاومت خطای 0.5Ω . الف) $(\text{degree}) |\Delta\phi'_i|$ (ب) $(V + \phi u)$ (ج) (Hz)

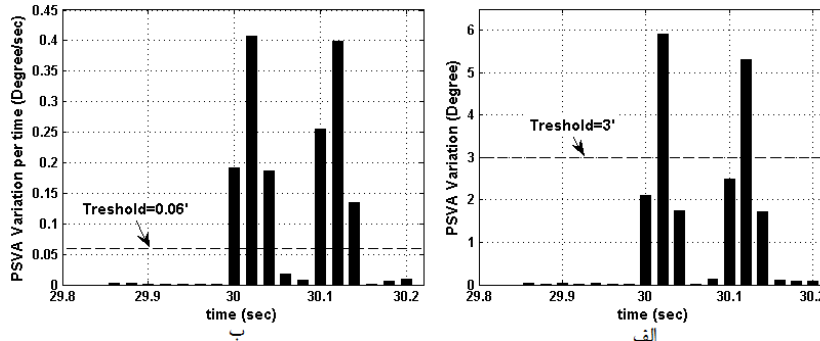
جدول (۵): مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد رله‌ها در ثانیه ۳۰ام، برای بروز خطا دوفاز

مقاومت خطا	شاخص‌های رله VS			شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی		
	$ \Delta\phi_i $ (درجه)	V+ (پریونیت)	تریپ	$ \Delta\phi_i $ (درجه)	$ \Delta\phi'_i/\Delta t $ (درجه بر ثانیه)	تریپ
۱ Ω	۵/۳	۰/۶	خیر	۸/۷۵	۳/۸۴	خیر
۱۰ Ω	۵/۹۷	۰/۸۹	بله	۹/۶۵	۰/۶	خیر
۱۵ Ω	۴/۶۲	۰/۹۳	بله	۷/۲۶	۰/۳	خیر
۳۰ Ω	۲/۵۶	۰/۹۷	خیر	۴/۱۴	۰/۰۹	خیر
۵۰ Ω	۱/۶۲	۰/۹۹	خیر	۲/۶۳	۰/۰۴۴	خیر

۳-۲-۷ خطای تک‌فاز

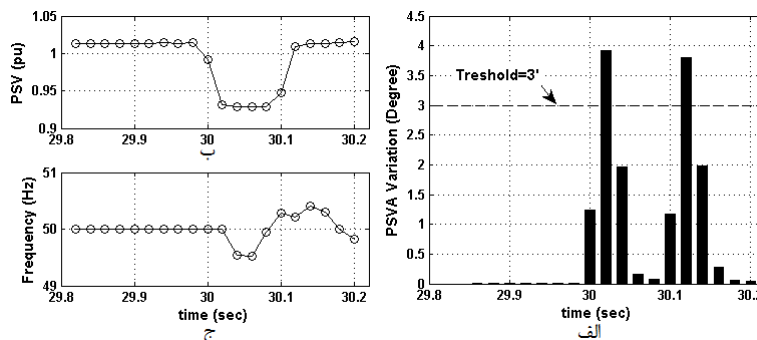
ولی مطابق شکل (۱۳-ب)، در این لحظه به علت رسیدن قدر مطلق آهنگ تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در باس شبکه اصلی $|\Delta\phi'_i/\Delta t|$ به $۰/۴۱$ درجه بر ثانیه و تجاوز از آستانه تعیین شده برای آن ($۰/۰۶$ degree/sec)، عملکرد رله به مدت ۱۲۰ میلی ثانیه بلوکه شده است. بنابراین، بدین طریق از تریپ اشتباه رله پیشنهادی، برای بروز خطای تک‌فاز به زمین در شبکه، جلوگیری شده است.

در این حالت یک خطای تک‌فاز به زمین با مقاومت خطای ۱۵ اهم، در انتهای فیدر ورودی DG، در ثانیه ۳۰ام و به مدت زمان ۰/۱ ثانیه قرار داده شده است. در الگوریتم پیشنهادی، دامنه تغییرات فازور ولتاژ (مطابق شکل (۱۳-الف)) در لحظه‌های ۳۰/۰۲، با رسیدن به مقادیر ۵/۹۳ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است.



شکل (۱۳): شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی برای بروز خطای تک‌فاز به زمین با مقاومت خطای ۵Ω. الف) $|\Delta\phi_i|$ (degree)

ب) $|\Delta\phi'_i/\Delta t|$ (degree/sec)



شکل (۱۴): شاخص‌های رله VS برای بروز خطای تک‌فاز به زمین با مقاومت خطای ۵Ω. الف) $|\Delta\phi_i|$ (degree) ب) $V+ (pu)$

ج) $f (Hz)$

همچنین، مطابق شکل (۱۴-الف) دامنه تغییرات فازور ولتاژ رله VS، در لحظه های ۳۰/۰۲، با رسیدن به ۳/۹ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. در این لحظه، به علت باقی ماندن دامنه مؤلفه مثبت ولتاژ و فرکانس در محدوده تعیین شده برای آن‌ها

مطابق شکل (۱۴-الف) دامنه تغییرات فازور ولتاژ رله VS، در لحظه های ۳۰/۰۲، با رسیدن به ۳/۹ درجه، از آستانه تعیین شده برای آن (۳ degree) تجاوز کرده است. در این لحظه، به علت باقی ماندن دامنه مؤلفه مثبت ولتاژ و فرکانس در محدوده تعیین شده برای آن‌ها

جدول (۶): مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد رله‌ها در ثانیه ۳۰ام، برای بروز خطا تکفاز به زمین

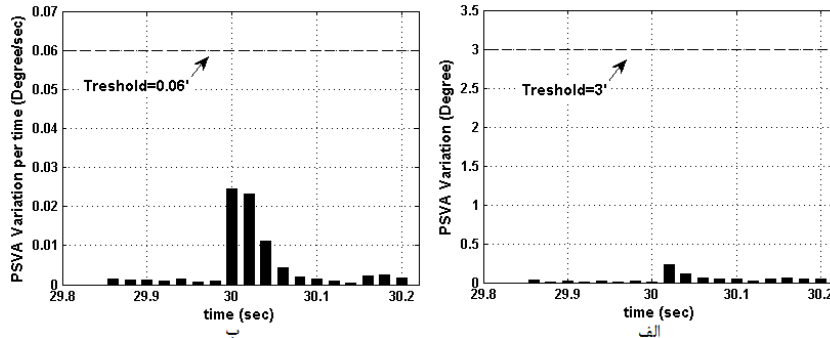
مقاومت خطا	شاخص‌های رله VS			شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی		
	$ \Delta\phi_t $ (درجه)	$V+$ (پریونیت)	تریپ	$ \Delta\phi_t $ (درجه)	$ \Delta\phi'_t/\Delta t $ (درجه برثانیه)	تریپ
۱ Ω	۴/۵	۰/۷۸	بله	۳/۷۸	۰/۷۱	خیر
۱۰ Ω	۲/۴۶	۰/۹۷	خیر	۳/۷	۰/۱۵۲	خیر
۱۵ Ω	۱/۷۱	۰/۹۸۵	خیر	۲/۶۳	۰/۰۷۳	خیر
۳۰ Ω	۰/۸۸	۱	خیر	۱/۳۹	۰/۰۱۸	خیر
۵۰ Ω	۰/۴۷	۱/۰	خیر	۰/۷۴۵	۰/۰۱۷۵	خیر

در این بخش برای بررسی حساسیت روش پیشنهادی و مقایسه نتایج آن با عملکرد رله VS، یک بانک خازنی با ظرفیت 0/66Mvar (۳۰ درصد کل بار ژنراتور)، در ثانیه ۳۰ام در نزدیکی بارهای محلی وارد شبکه شده است. نمودار میله‌ای رسم شده در شکل (۱۵-الف) و (۱۶-الف)، تغییرات زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در ترمینال DG نشان می‌دهد. در هر دو شکل، $|\Delta\phi_t|$ در لحظه های قبل از ورود بانک خازنی کمابیش صفر بوده و از ثانیه ۳۰ام به بعد، به علت وارد شدن بانک خازنی به شبکه و تغییر میزان $Q(t)$ ، یک افزایش - کاهش ناگهانی ایجاد شده است. بیشترین دامنه تغییرات فازور ولتاژ برای الگوریتم پیشنهادی و رله VS مطابق شکل های (۱۵-الف) و (۱۶-الف)، به ترتیب برابر ۰/۲۳ و ۰/۱۱ درجه است که در ثانیه ۳۰ام اتفاق افتاده است. بنابراین، دامنه تغییرات فازور ولتاژ برای هر دو رله، در تمامی لحظه‌ها در مقداری پایین تر از آستانه تعیین شده برای آن‌ها (۳ degree) باقی مانده و در نتیجه با ارضا نشدن رابطه $(|\Delta\phi| > 3^\circ)$ در مدل منطقی، هیچ فرمانی توسط رله‌ها به اشتباه صادر نشده است.

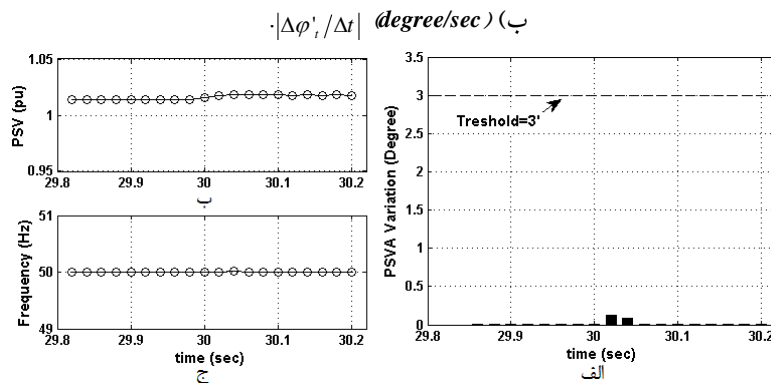
در جدول (۶)، مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد الگوریتم پیشنهادی و رله VS در زمان‌های بحرانی، برای بروز خطای تکفاز به زمین با مقاومت خطا های ۱، ۱۰، ۱۵، ۳۰ و ۵۰ اهم آورده شده است. بر اساس این جدول، عملکرد الگوریتم پیشنهادی برای تمامی حالات با تجاوز دامنه $|\Delta\phi'_t/\Delta t|$ از آستانه تعیین شده برای آن، به درستی بلوکه شده و هیچ فرمان نادرستی صادر نشده است. در صورتی که، رله VS برای مقاومت ۱ اهم، با ارسال فرمان قطع عملکرد نادرستی داشته است.

۳-۷ سوئیچینگ بانک‌های خازنی

بانک‌های خازنی برای جبران ضریب توان ژنراتور و در نزدیکی بارهای محلی، با پله های ۵، ۱۰، ۱۵ و ۳۰ درصدی از کل بار ژنراتور و ترکیبی از آن‌ها، وارد شبکه می‌شوند. با وارد/خارج کردن بانک‌های خازنی به شبکه، میزان توان راکتیو تولیدی ژنراتور $Q(t)$ ، دچار تغییرات ناگهانی شده و بر اساس رابطه (۷)، یک اختلاف زاویه ناگهانی در فازور ولتاژ ترمینال DG $\Delta\phi(t)$ ، به وجود می‌آید. هر چقدر میزان تغییرات $Q(t)$ بیشتر باشد، افزایش زاویه فاز نیز بیشتر خواهد بود.



شکل (۱۵): شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی برای ورود بانک خازنی به شبکه با ظرفیت 0.66Mvar (الف) $|\Delta\phi_i|$ (degree)



شکل (۱۶): شاخص‌های رله VS برای ورود بانک خازنی به شبکه با ظرفیت 0.66Mvar (الف) $|\Delta\phi_i|$ (degree)، (ب) $V+\phi u$ ، (ج) f (Hz)

در جدول (۷)، مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد الگوریتم پیشنهادی و رله VS در ثانیه ۳۰ام، برای ورود بانک‌های خازنی به شبکه، با ظرفیت‌های 0.33MVAR ، 0.22 و 0.11 آورده شده است. بر اساس این جدول، در هر

دو رله به علت پایین ماندن بیش‌ترین دامنه تغییرات فازور ولتاژ از آستانه تعیین شده برای آن‌ها (3° degree)، هیچ فرمان قطعی صادر نشده است

جدول (۷): مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد رله‌ها در ثانیه ۳۰ام، برای ورود بانک خازنی به شبکه

ظرفیت بانک خازنی (MVAR)	شاخص‌های رله VS			شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی		
	$ \Delta\phi_i $ (درجه)	V+ (پریونیت)	ϕ_u	$ \Delta\phi_i $ (درجه)	$ \Delta\phi_i'/\Delta t $ (درجه برثانیه)	ϕ_u
۰/۱۱	۰/۰۱۲	۱/۰۱	خیر	۰/۰۱۵	۰/۰۰۴	خیر
۰/۲۲	۰/۰۳	۱/۰۱۲	خیر	۰/۰۵	۰/۰۱۱	خیر
۰/۳۳	۰/۰۴۷	۱/۰۱۵	خیر	۰/۰۹۵	۰/۰۱۷	خیر

میزان تغییرات توان بیشتر باشد، افزایش زاویه فاز نیز بیشتر خواهد بود.

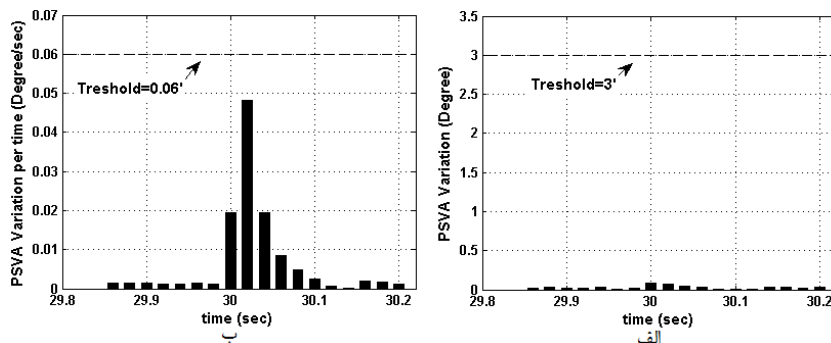
در این بخش برای بررسی حساسیت روش پیشنهادی و مقایسه نتایج آن با عملکرد رله VS، یک بار متعادل با ظرفیت 0.66MVA (۳۰ درصد کل بار ژنراتور) در ثانیه ۳۰ام در نزدیکی بارهای محلی وارد شبکه شده است. نمودار میله‌ای رسم شده در شکل (۱۷-الف) و (۱۸-الف)، تغییرات

۷-۴ ورود/ خروج بار متعادل به شبکه

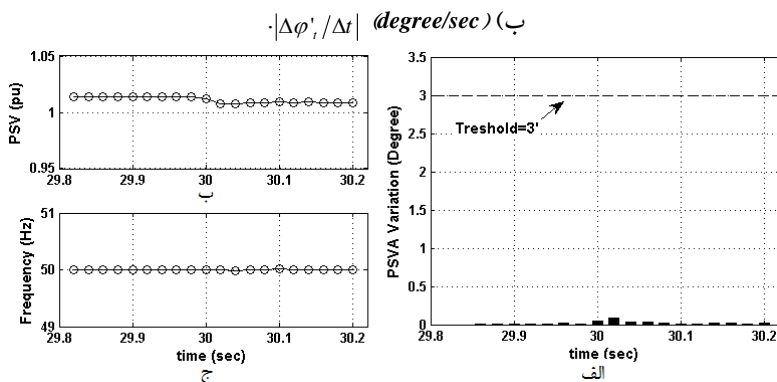
با توجه به تشخیص اپراتورها، برای ایجاد تعادل بین تولید و مصرف، امکان ورود/ خروج بار به شبکه وجود دارد. با ورود/ خروج بار به شبکه، میزان توان اکتیو و راکتیو تولیدی ژنراتور $(P(t), Q(t))$ ، دچار تغییرات ناگهانی شده و طبق رابطه (۷)، یک اختلاف زاویه ناگهانی در فازور ولتاژ ترمینال DG $\Delta\phi(t)$ ، به وجود می‌آید. هر چقدر

در لحظه ۳۰ ثانیه اتفاق افتاده است. بیش‌ترین دامنه تغییرات این شاخص برای رله VS مطابق شکل (۱۸-الف)، برابر ۰/۴۵ درجه است که در لحظه ۳۰/۰۲ ثانیه اتفاق افتاده است. بنابراین، دامنه تغییرات فازور ولتاژ برای هر دو رله، در تمامی لحظه‌ها در مقداری پایین‌تر از آستانه تعیین شده برای آن‌ها (۳ degree) باقی مانده و در نتیجه با برقرار نشدن رابطه $(|\Delta\phi| > 3^\circ)$ در مدل منطقی، هیچ فرمانی توسط رله‌ها به اشتباه صادر نشده است.

زاویه فاز مؤلفه مثبت ولتاژ در ترمینال DG $|\Delta\phi_t|$ را به ترتیب برای الگوریتم پیشنهادی و رله VS نشان می‌دهد. در هر دو شکل، $|\Delta\phi_t|$ در لحظه‌های قبل از بروز خطا کمابیش صفر بوده و از ثانیه ۳۰م به بعد، به علت وارد شدن بار متعادل به شبکه و تغییر در میزان $P(t)$ و $Q(t)$ ، یک افزایش - کاهش ناگهانی ایجاد شده است. بیش‌ترین دامنه تغییرات فازور ولتاژ برای الگوریتم پیشنهادی مطابق شکل (۱۷-الف)، برابر ۰/۸۶ درجه است که



شکل (۱۷): شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی برای ورود بار متعادل به شبکه با ظرفیت 0/66MVA. الف) $|\Delta\phi_t|$ (degree/sec)



شکل (۱۸): شاخص‌های رله پیشنهادی برای ورود بار متعادل به شبکه با ظرفیت 0/66MVA. الف) $|\Delta\phi_t|$ (degree/sec)، ب) $V+ \phi u$ ، ج) f (Hz)

جدول (۸): مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد رله‌ها در لحظه ۳۰/۰۲ ثانیه، برای ورود/خروج بار متعادل به شبکه

ورود/خروج بار متعادل (MVA)	شاخص‌های رله VS			شاخص‌های الگوریتم پیشنهادی		
	$ \Delta\phi_t $ (درجه)	V+ (پریونیت)	تریپ	$ \Delta\phi_t $ (درجه)	$ \Delta\phi'_t /\Delta t$ (درجه برثانیه)	تریپ
ورود ۰/۳۲	۰/۰۳۲	۱/۰۱	خیر	۰/۰۲۷	۰/۰۲۷	خیر
خروج ۰/۳۲	۰/۰۲۷	۰/۰۱۳	خیر	۰/۰۴۷	۰/۰۱۲	خیر
خروج ۰/۶۶	۰/۰۳	۱/۰۱۴	خیر	۰/۰۵۵	۰/۰۳۱	خیر

ورود بار متعادل با ظرفیت ۰/۳۲MVA و خروج بار متعادل با ظرفیت‌های ۰/۶۶MVA و ۰/۳۲MVA، آورده شده است.

در جدول (۸)، مقادیر شاخص‌ها و نتایج عملکرد الگوریتم پیشنهادی و رله VS در لحظه‌های بحرانی، برای

- Islanding Detection Techniques for Distributed Energy Resources," IEEE Power Symposium, NAPS '08. 40th North American, pp.1-8, 2008.
- [8] Jang S., Kim K.H., "An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current," IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 19, No.2, pp. 745-752, 2004.
- [9] Jose C., Vieira M., Freita W., Xu W., Morelato A., "Efficient Coordination of ROCOF and Frequency Relays for Distributed Generation Protection by Using the Application Region," IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 21, No. 4, pp. 1878-1884, 2006.
- [10] Freitas W., Huang Z., Xu W., "A Practical Method for Assessing the Effectiveness of Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications," IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No.1, pp. 57-63, 2005.
- [11] Etxegarai A., Eguía P., Zamora I., "Analysis of Remote Islanding Detection Methods for Distributed Resources," International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11), pp.1-7, 2011.
- [12] Wang W., Kliber W., Zhang G., XU W., Howell W., Palladino W., "A Power Line Signaling Based Scheme for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators - Part II: Field Test Results," IEEE Trans. on Power Deliver, Vol. 22, No. 2, pp. 1767-1772, 2007.
- [13] Davidson E.M., Mcartur E.M., Mcdonald E.M., Cumming T., Watt T., "Applying Multi-Agent System Technology in Practice: Automated Management and Analysis of SCADA and Digital Fault Recorder Data," IEEE Trans. on Power System, Vol. 21, No. 2, pp. 559-567, 2006.
- [14] A.G. Phadke, J.S. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, First Edition, Springer publishing, 2008.
- [15] Mazloomzadeh A., Cintuglu, "Islanding Detection Using Synchronized Measurement in Smart Microgrids", Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), IEEE PES Conference, pp. 1 - 7, 2013
- [16] Lin Z., Xia T., Ye Y., Zhang Y., Chen, L., Liu Y., Tomsovic K., Bilke T., "Application of Wide Area Measurement Systems to Islanding Detection of Bulk Power Systems" IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 28, No. 2, pp. 2006 - 2015, 2013.
- [17] Huang, L., Sun, Y., Xu, J., Gao, W., Zhang, J., Wu, Z., "Optimal PMU Placement Considering Controlled Islanding of Power System" IEEE Trans. on Power Systems, Vol. No. 99, pp. 1 - 14, 2014.
- [18] Granda N., Colome, D.G., "A New Strategy for Controlled Power System Islanding", Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES pp. 1 - 8, 2012.
- [19] Galvan F., Matthew R., "Using Phasor Measurement Units in Power System Island Restoration Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE pp. 1 - 3, 2012.
- [20] Hashiesh F., Mostafa H., Khatib A., Helal, I.,

بر اساس این جدول، در هر دو رله به علت پایین ماندن بیشترین دامنه تغییرات فازور ولتاژ از آستانه تعیین شده برای آنها (۳ degree)، هیچ فرمان قطعی صادر نشده است.

۸- نتیجه گیری

در این مقاله یک روش جدید تشخیص جزیره شدگی، مبتنی بر تغییرات زاویه فاز ولتاژهای نمونه برداری شده توسط PMU در دو باس مجزای شبکه، معرفی شد. این روش نوین که از اشتراک گذاری داده های فازوری در مرکز پردازش داده ها برای تصمیم گیری استفاده می کند، ایجاد یک حفاظت گسترده و مطمئن در شبکه های هوشمند را، امکان پذیر می سازد. روش پیشنهادی قادر به تمایز بین شرایط جزیره ای و غیر جزیره ای بوده و با یک تأخیر ۲۰ میلی ثانیه ای برای نامتعادلی های کوچک توان تریپ می دهد. نتایج شبیه سازی نشان داد که روش پیشنهادی بر خلاف رله های شیفت برداری، برای انواع خطاهای متقارن و نامتقارن با مقاومت خطاهای مختلف و دور از محل DG، دچار اشتباه نشده و تریپ نمی دهد.

مراجع

- [1] El-Khattam W., Salama M M. A., "Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits," Electric Power System Research", Vol. 71, No. 2, pp. 119-128, 2004.
- [2] Laaksonen, H. "Advanced Islanding Detection Functionality for Future Electricity Distribution Networks," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 4, pp. 2056 - 2064, 2013.
- [3] IEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547.1, Jul. 2005.
- [4] Velasco D., Trujillo C.L., Garcera G., Figueres E., "Review of Anti-Islanding Techniques in Distributed Generators " Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, pp. 1608-1614, 2010.
- [5] Bahrani B., Karimi H., Irvani R., "Non-Detection Zone Assessment of an Active Islanding Detection Method and Its Experimental Evaluation", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 26, No. 2, pp. 517-525, 2011.
- [6] Luiz A., Lopes C., Sun H., "Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods," IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 21, No. 1, pp. 171-180, 2006.
- [7] Kunte R. S., Gao W., "Comparison and Review of

- Area Monitoring, Control and Protection Application,” EIPP White Paper, pp. 8, Jan. 26, 2005.
- [22] SIPROTEC 7UM622, “Multifunction Generator, Motor and Transformer Protection Relay,” SIEMENSE Manual, Forth Edition, 2004.
- Mansour M., “An Intelligent Wide Area Synchrophasor Based System for Predicting and Mitigating Transient Instabilities” IEEE Trans. on Smart Grid, Vol. 3 , No. 2 pp. 645 - 652, 2012.
- [21] C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, and J. Coroas, “Phasor Data Requirements for Real Time Wide-

² Positive Sequence Voltage Angle

³ Phasor Measurement Unit

⁴ Wide Area Monitoring Protection Control System

⁵ Phasor Data Center