

Islanding Detection based on Fast Discrete S-Transform and Support Vector Machine

Solgun Salimi¹, Amangaldi Koochaki^{2*}

1 Dept. of Electrical Engineering, Aliabad Katoul Branch, Islamic Azad University, Aliabad Katoul, Iran

2 Dept. of Electrical Engineering, Aliabad Katoul Branch, Islamic Azad University, Aliabad Katoul, Iran

Abstract:

This paper presents a new approach for islanding detection based on fast S-Transform, in distribution networks with distributed generators. In this method, at first, S-Transform of voltage and current at point of common coupling are calculated; then, features of normal and islanding operation are extracted using S matrix and frequency contours. The features are extracted using several simulations; considering load switching, motor load switching, transient faults, and islanding conditions with different power mismatches for local load. Finally, support vector machine has been proposed for classifying the extracted features to detect the islanding. For more studies, a distribution system is simulated using PSCAD/EMTDC and feature vectors corresponding to different situations of islanding and normal operation are extracted and used for training and test of support vector machine classifier. To evaluate the performance of proposed scheme, the obtained results are compared with results of other methods. Comparison of the results shows that the proposed method has higher accuracy and speed in islanding detection. Also, the proposed approach is effective, fast and would not be affected by noise during classifying of conditions.

Keywords: Islanding, Distributed Generation, Fast Discrete S-Transform, Support Vector Machine.

تشخیص جزیره در شبکه توزیع مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار

پشتیبان

سولگون سلیمی^۱، امانگلدی کوچکی^۲

۱- کارشناس ارشد، گروه مهندسی برق - واحد علی آباد کتول - دانشگاه آزاد اسلامی - علی آباد کتول - ایران

solgun.salimi@gmail.com

۲- استادیار، گروه مهندسی برق - واحد علی آباد کتول - دانشگاه آزاد اسلامی - علی آباد کتول - ایران

koochaki@aliabadiau.ac.ir

چکیده: در این مقاله، روشی جدید برای تشخیص جزیره در خطوط توزیع با منابع تولید پراکنده مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع ارائه شده است. در این روش، ابتدا تبدیل S ولتاژ و جریان در نقطه اتصال مشترک محاسبه شده است؛ سپس ویژگی‌های متمایزکننده حالت جزیره از حالت نرمال با استفاده از ماتریس S و کانتورهای فرکانسی استخراج می‌شوند. این ویژگی‌ها با مطالعه شرایط مختلف عملکرد عادی از جمله ورود و خروج بار، بارهای موتوری، وقوع خطاهای گذرا و وقوع جزیره در شرایط مختلف بار محلی با عدم توازن توان مختلف به دست آمده است. در نهایت برای طبقه‌بندی ویژگی‌های استخراج‌شده، ماشین‌بردار پشتیبان پیشنهاد شد تا وقوع جزیره را تشخیص دهد. برای انجام مطالعات، سیستم توزیع با استفاده از نرم‌افزار PSCAD/EMTDC شبیه‌سازی شده است و بردارهای ویژگی متناظر با حالات مختلف جزیره و نرمال برای آموزش و تست طبقه‌بندی‌کننده ماشین بردار پشتیبان استفاده شده‌اند. روش پیشنهادی در شرایط مختلف شبیه‌سازی شده است. نتایج نشان می‌دهد این روش، سرعت و دقت زیادی در تشخیص جزیره دارد و در طبقه‌بندی شرایط مؤثر است و نویز بر آن تأثیر نمی‌گذارد.

واژه‌های کلیدی: جزیره‌ای شدن، تولید پراکنده، تبدیل S گسسته سریع، ماشین بردار پشتیبان.

۱- مقدمه

می‌شود و به تغذیه توان در بخش جدانشده ادامه می‌دهد [۲].

روش‌های تشخیص جزیره عمدتاً به دو گروه روش‌های محلی و روش‌های از راه دور تقسیم می‌شوند. روش‌های محلی خود به دو روش اصلی طبقه‌بندی می‌شوند: روش‌های پسو و اکتیو [۱ و ۳]. روش‌های پسو منحصرراً مبتنی بر اندازه‌گیری پارامترها و سیگنال‌های الکتریکی در نقطه اتصال مشترک (PCC) هستند [۴-۶]. در روش‌های اکتیو، اغتشاشی را به عمد به نقطه PCC تزریق می‌کنند تا آشکارسازی از طریق اندازه‌گیری سیگنال‌ها در نقطه PCC را تسهیل کند [۷-۸]. در روش‌های از راه دور، تشخیص در سمت شبکه انجام می‌گیرد. این روش‌ها برپایه نوعی ارتباط بین شبکه و DG استوارند [۱].

به‌کارگیری روزافزون انرژی‌های تجدیدپذیر در شبکه‌های برق در بهبود قابلیت اطمینان سیستم قدرت الکتریکی و کاهش گازهای گلخانه‌ای تأثیر چشمگیری دارد [۱]. «جزیره‌ای شدن» پدیده‌ای نامطلوب در تولیدات پراکنده (DGs) است که در آن بخشی از شبکه برق که شامل یک بار محلی و یک تولید پراکنده است، از شبکه برق جدا

^۱ تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۷/۰۳/۱۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۱۰/۱۱

نام نویسنده مسئول: امانگلدی کوچکی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - علی‌آباد کتول - دانشگاه آزاد اسلامی - گروه مهندسی برق

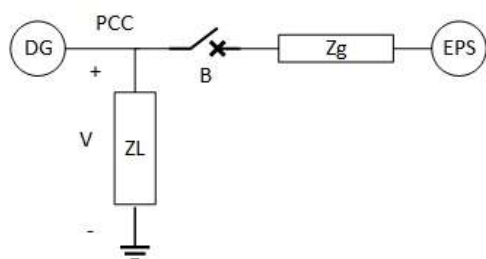
با توجه به اینکه در روش‌های پسیو اغتشاشی اعمال نمی‌شود، کیفیت توان و ایمنی شبکه قدرت به خطر نمی‌افتد؛ اما بزرگ‌ترین عیب این روش‌ها وجود ناحیه عدم تشخیص^۱ (NDZ) است که در آن طرح‌های شناسایی جزیره قادر به تشخیص این وضعیت نیستند. این حالت معمولاً زمانی اتفاق می‌افتد که بار محلی، فرکانس رزونانسی منطبق بر فرکانس شبکه داشته باشد [۲]. روش‌های اکتیو NDZ کوچک‌تری دارند؛ اما به تجهیزات الکترونیکی اضافی نیازمندند و به پیچیدگی‌های سیستم می‌افزایند و کیفیت توان را کاهش می‌دهند.

تاکنون روش‌های پسیو متعددی برای تشخیص جزیره معرفی شده‌اند. روش‌های ولتاژ بالا/پایین (UV/OV) و فرکانس بالا/پایین (UF/OF) متداول‌ترین روش‌های پسیو هستند که از تغییرات ولتاژ و فرکانس ناشی از عدم توازن توان اکتیو و راکتیو برای تشخیص جزیره‌ای شدن استفاده می‌کنند [۹-۱۰]؛ اما این روش‌ها NDZ بزرگی دارند. برای بهبود تشخیص در روش‌های پسیو شاخص‌های حساس‌تری نظیر پرش فاز [۱۱]، میزان تغییرات فرکانس [۱۲] و میزان تغییرات توان راکتیو [۱۳] ارائه شده است که متأسفانه خطای بالایی در تشخیص جزیره دارند. روش‌های آشکارسازی اعوجاج هارمونیکی کل [۱۴] و امپدانس هارمونیکی شبکه [۴] نیز NDZ بالایی دارد و تعیین آستانه عملکرد برای تشخیص جزیره از مشکلات اساسی این روش‌هاست. برای غلبه بر مشکلات فوق، روش‌های مبتنی بر تجزیه طیفی و فیلترینگ پیشرفته شامل آنالیز تکی موجک [۱۵] و تشخیص الگو [۱۶] نیز مطرح شده‌اند که زمان محاسباتی زیادی دارند و در محیط‌های نویزی دچار خطا در تشخیص می‌شوند. برخی از پژوهشگران، روش‌های مختلفی برای تشخیص جزیره برپایه تبدیل موجک ارائه کرده‌اند [۱۷-۱۹]. این روش‌ها نیز حساسیت بالایی نسبت به شرایط نویزی دارند و بار محاسباتی آنها بالاست. برای غلبه بر مشکلات تبدیل موجک، روش‌های مبتنی بر تبدیل S برای تشخیص جزیره استفاده شده‌اند [۲۰-۲۱]. نخستین بار Stockwell، تبدیل S را معرفی کرد. این تبدیل در واقع ترکیبی از تبدیل فوریه زمان کوتاه (STFT) و تبدیل موجک پیوسته (CWT) است که با به‌کارگیری کرنل

تبدیل فوریه، اطلاعات فازی را حفظ می‌کند و نیز با استفاده از پنجره وابسته به فرکانس، رزولوشن زمانی بالایی در فرکانس‌های بالا و رزولوشن فرکانسی بالایی در فرکانس‌های پایین ایجاد می‌کند. میزان انحراف استاندارد تابع گوسی به صورت عکس با فرکانس تغییر می‌کند که باعث ایجاد رزولوشن وابسته به فرکانس در تبدیل S می‌شود [۲۲]. روش‌های مبتنی بر تبدیل S مشکل شرایط نویزی را به نوعی حل کرده است؛ اما همچنان بار محاسباتی آن بالاست. برای رفع این مشکل، روش تبدیل S گسسته سریع به‌تازگی برای تشخیص جزیره ارائه شده است که از سیگنال‌های مؤلفه منفی ولتاژ و جریان برای استخراج ویژگی و شاخص انرژی سیگنال‌های مؤلفه منفی ولتاژ و جریان برای تشخیص شرایط عادی و جزیره استفاده شده است [۲۳]. با توجه به اینکه نتایج شبیه‌سازی خوب ارزیابی شده‌اند، گفتنی است در شرایطی که فرکانس رزونانس بار محلی با فرکانس شبکه برابر است، در صورت وقوع جزیره تغییرات ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده و در نتیجه تغییرات شاخص انرژی بسیار ناچیز است و آموزش و طبقه‌بندی شرایط عادی از جزیره با ماشین یادگیری را دچار مشکل می‌کند و سیستم NDZ خواهد داشت؛ بنابراین در این مقاله سعی شده است ویژگی‌های متمایزکننده بیشتر و متفاوتی برای تشخیص و طبقه‌بندی شرایط عادی از جزیره به کار رود؛ بدین منظور با استفاده از مطالعه و بررسی شرایط مختلف از جمله ورود و خروج بار بزرگ، وقوع خطا، ورود و خروج موتور، بار غیرخطی و ایجاد شرایط جزیره در حالت‌های مختلف بار محلی، چهار ویژگی جدید ارائه شده است که از نوآوری‌های روش پیشنهادی است. این ویژگی‌ها ملاک آموزش و طبقه‌بندی با ماشین بردار پشتیبان قرار گرفته است. ماشین بردار پشتیبان (SVM) یکی از قدرتمندترین روش‌های طبقه‌بندی است که به‌تازگی برای حل مسائل طبقه‌بندی و رگرسیون به وفور استفاده شده است [۲۴-۲۶].

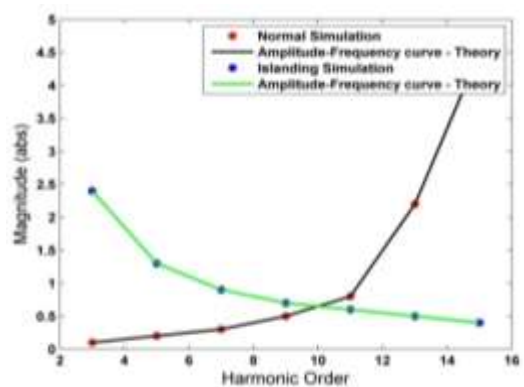
در این مقاله، تشخیص جزیره‌ای شدن با استفاده از تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان ارائه شده است. برای استخراج ویژگی‌ها از تبدیل S گسسته سریع سیگنال‌های جریان و ولتاژ استفاده می‌شود که خروجی آنها

کلید B باز می‌شود؛ بنابراین، امپدانس دیده‌شده از DG به Z_I تغییر می‌یابد. امپدانس وابسته به فرکانس به‌عنوان امپدانس تعریف شده است که با DG در نقطه PCC دیده می‌شود و از تبدیل S ولتاژ و جریان اندازه‌گیری‌شده در فرکانس‌های مختلف محاسبه می‌شود.



شکل (۱): توپولوژی اتصالات داخلی DG

هارمونیک‌های موجود در DG، باعث ایجاد هارمونیک‌هایی در V_{pcc} می‌شوند [۲۸]. اگر هارمونیک‌های غیر صفر در DG و شبکه مستقل باشند، با اندازه‌گیری $V_{pcc}(t)$ و $i_{pcc}(t)$ می‌توان امپدانس دیده‌شده با DG در PCC را برای هر هارمونیک انتخابی محاسبه کرد. شکل (۲)، تغییرات امپدانس وابسته به فرکانس را در یک شبکه نمونه برای عملکرد عادی و جزیره نشان می‌دهد.



شکل (۲): تغییرات امپدانس در فرکانس‌های مختلف برای عملکرد عادی و جزیره

همان‌طور که شکل (۲) نشان می‌دهد امپدانس وابسته به فرکانس در طول عملکرد جزیره‌ای، متفاوت از امپدانس در عملکرد نرمال است [۴]؛ بنابراین، تغییرات امپدانس وابسته به فرکانس، معیاری برای تشخیص جزیره است [۲۷]؛ البته در صورتی که فرکانس رزونانس کمتر از کوچک‌ترین هارمونیک انتخابی در این روش باشد،

یک ماتریس دو بعدی در حوزه زمان - فرکانس است. ویژگی‌های جدید استخراج‌شده از تبدیل S گسسته سریع، با ماشین بردار پشتیبان طبقه‌بندی‌شده و عملیات تشخیص جزیره از حالت عادی شبکه امکان‌پذیر خواهد شد. این روش در سه مرحله مهم تحقق می‌یابد: شبیه‌سازی شبکه توزیع با تولید پراکنده در شرایط کاری مختلف، استخراج ویژگی از سیگنال‌های جریان و ولتاژ به کمک تبدیل S گسسته سریع و طبقه‌بندی ویژگی‌های استخراج‌شده با ماشین بردار پشتیبان.

در ادامه، در بخش دوم مدل تحلیلی و مبانی تشخیص جزیره توضیح داده شده و در بخش سوم و چهارم به ترتیب مفاهیم پایه تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان ارائه شده است. روش پیشنهادی برای تشخیص جزیره مبتنی بر استخراج ویژگی و ویژگی‌های متمایزکننده جدید به‌کاررفته برای تشخیص جزیره‌ای شدن در بخش پنجم ارائه شد که از نوآوری‌های این مقاله است؛ سپس عملکرد الگوریتم پیشنهادی برای شرایط مختلف در بخش ششم، ارزیابی و در نهایت در بخش هفتم، نتیجه‌گیری ارائه شده است.

۲- مدل تحلیلی و مبانی تئوری

شکل (۱) توپولوژی اتصالات داخلی DG را نشان می‌دهد که شامل امپدانس شبکه (Z_g) و نیز یک بار محلی (Z_I) است که در نقطه PCC از طریق یک کلید (B) به DG و شبکه قدرت وصل شده است. DG‌های مبتنی بر اینورتر، هارمونیک‌هایی در جریان خروجی تولید می‌کنند و DG‌های بدون اینورتر نیز ممکن است هارمونیک‌های ذاتی داشته باشند. شبکه قدرت هم می‌تواند منبع هارمونیک باشد؛ مانند هارمونیک‌های ناشی از ترانسفورماتورهای توزیع غیرخطی. در لحظه بروز جزیره، امپدانس معادل دیده‌شده از DG در نقطه PCC به‌صورت ناگهانی تغییر می‌کند و این موجب تغییرات ناگهانی در مولفه‌های هارمونیک $i(t)$ و $v(t)$ می‌شود [۲۷].

در شکل (۱) وقتی کلید بسته است، سیستم به‌صورت نرمال عمل می‌کند و امپدانس دیده‌شده از DG معادل امپدانس‌های موازی Z_g و Z_I است. در لحظه جزیره‌ای شدن،

تشخیص جزیره در شبکه توزیع مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان

$$W(m, n) = \exp\left(-\frac{2\pi^2(n-1)^2 F}{m^2}\right) + \exp\left(-\frac{2\pi^2(N-n+1)^2 F}{m^2}\right) \quad (4)$$

که $m=1,2,\dots,M$ و $n=1,2,\dots,N$ و F ضریب پنجره هستند. پنجره گاوسی اصلاح شده که انعطاف بیشتری دارد، به صورت زیر پیشنهاد شده است [۳۰]:

$$W(m, n) = \exp\left(-\frac{2\pi^2(n-1)^2 F}{(a+bm^c)^2}\right) + \exp\left(-\frac{2\pi^2(N-n+1)^2 F}{(a+bm^c)^2}\right) \quad (5)$$

از ضرب ماتریس پنجره W در ماتریس H ، اطلاعات حوزه فرکانس در پنجره‌های مشخص به دست می‌آید:

$$G(m, n) = H(m, n) \times W(m, n) \quad (6)$$

با اعمال عکس تبدیل فوریه گسسته به $G_{m \times n}$ ، ماتریس تبدیل S به دست می‌آید:

$$S_{M \times N} = \begin{bmatrix} s(f_1, t_1) & \dots & s(f_1, t_n) & \dots & s(f_1, t_N) \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ s(f_m, t_1) & \dots & s(f_m, t_n) & \dots & s(f_m, t_N) \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ s(f_M, t_1) & \dots & s(f_M, t_n) & \dots & s(f_M, t_N) \end{bmatrix} \quad (7)$$

که درایه‌های آن برابر است با:

$$s(m, n) = \left(\frac{2}{N}\right) \sum_{i=1}^N G(m, i) \exp(-2\pi j(n-1)(i-1)/N) \quad (8)$$

برای کاهش بار محاسباتی، سطرهایی از ماتریس S که دامنه بسیار کوچکی دارند به صورت خطای تخمین فازور در نظر گرفته می‌شوند و از محاسبه این سطرها صرف نظر می‌شود [۲۹]. در این روش، عکس تبدیل فوریه گسسته برای همه فرکانس‌ها محاسبه نمی‌شود؛ بلکه فقط برای شماره‌های فرکانسی مشخصی اعمال می‌شود [۳۱]. از آنجا که در سیستم‌های قدرت فرکانس‌های مطلوب، مضربی از فرکانس اصلی سیستم هستند، تبدیل فوریه گسسته فقط برای فرکانس‌هایی محاسبه می‌شود که مضرب صحیحی از فرکانس اصلی اند و این موجب کاهش حجم محاسبات می‌شود.

تشخیص جزیره فقط براساس مقایسه امیدانس کافی نیست و ناحیه عدم تشخیص (NDZ) دارد.

همان‌طور که در بالا به آن اشاره شد در لحظه وقوع جزیره، تغییراتی در ولتاژ، جریان یا امیدانس دیده شده در PCC رخ می‌دهد. در این مقاله سعی شده است با مطالعه شرایط مختلف شبکه در حالت عادی یا وقوع جزیره، ویژگی‌های متمایزکننده‌ای استخراج شود. برای این منظور از تبدیل S گسسته سریع استفاده شده است. با استخراج ویژگی‌های جدید و استفاده هم‌زمان آنها برای آموزش و طبقه‌بندی شرایط عادی از جزیره با ماشین بردار پشتیبان، می‌توان NDZ روش‌های قبلی را کاهش داد.

۳- تبدیل S گسسته سریع

تبدیل فوریه گسسته سیگنال $x_{i(i=1,2,\dots,N)}$ با N نمونه، به صورت زیر است [۲۹]:

$$Y = DFT(x_i) = [y_1 \dots y_n \dots y_N] \quad (1)$$

که در آن:

$$y_n = \sum_{i=1}^N x_i \exp(-2\pi j(n-1)(i-1)/N) \quad (2)$$

و $j = \sqrt{-1}$ است.

ماتریس $H_{M \times N}$ از جابه‌جایی و چرخش کمیت‌های به دست آمده از تبدیل فوریه گسسته سیگنال مفروض، به صورت زیر تشکیل می‌شود:

$$H_{M \times N} = \begin{bmatrix} y_2 & y_3 & \dots & y_N & y_1 \\ y_3 & y_4 & \dots & y_1 & y_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ y_M & y_{M+1} & \dots & y_{M-2} & y_{M-1} \\ y_{M+1} & y_{M+2} & \dots & y_{M-1} & y_M \end{bmatrix} \quad (3)$$

که در آن طبق نظریه نمونه‌برداری نایکوئیست M برابر با نصف N انتخاب می‌شود. مقدار N عددی صحیح و زوج است و در نتیجه، تبدیل زمان - فرکانس در M فرکانس گسسته انجام می‌شود؛ سپس برای N نمونه در حوزه فرکانس، پنجره گاوسی تشکیل می‌شود که یک ماتریس دو بعدی است و هرکدام از درایه‌های آن به شکل زیر است:

۴- ماشین بردار پشتیبان

برای داده‌های ورودی که به صورت خطی جداسازی می‌شوند، SVM ابرصفحه‌ای با ماکزیم فاصله اقلیدسی نسبت به نزدیک‌ترین نمونه‌های آموزشی می‌یابد؛ درحالی‌که برای مجموعه‌های آموزشی غیرقابل جداسازی میزان خطای آموزش با تغییری اندازگی می‌شود که با ξ نمایش داده می‌شود. به صورت ریاضی برای دستیابی به چنین ابرصفحه‌ای، W و b باید به گونه‌ای به دست آیند که داده‌های غیرقابل مشاهده به درستی طبقه‌بندی شوند و نیز حاشیه جداسازی بین دو کلاس ماکزیم شود. کل این مسئله به صورت یک مسئله بهینه‌سازی نمایش داده می‌شود [۳۴]:

$$V(W, \xi) = \frac{\|W\|^2}{2} + C \sum_{n=1}^N \xi_n \quad (13)$$

که باید شرایط زیر را ارضا کند:

$$y_n(W^T \phi(x_n) + b) \geq 1 - \xi_n, \quad n=1, 2, \dots, N$$

$$\xi_n \geq 0 \quad \text{برای } n=1, 2, \dots, N$$

ξ_n فاصله بین حاشیه و نمونه‌هایی است که در سمت اشتباه از حاشیه قرار گرفته‌اند. پارامتر C در (۱۳) یک پارامتر تنظیم‌کننده است؛ اگر C کوچک باشد، ابرصفحه جداکننده، متمایل به بیشینه‌کردن حاشیه است؛ درحالی‌که اگر C بزرگ باشد، ابرصفحه جداکننده تعداد نقاطی که به اشتباه در کلاس مقابل قرار گرفته‌اند را به حداقل می‌رساند [۳۴]. برای بهینه‌سازی توابع فوق، تابع لاگرانژ به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$L(W, b, \xi, \alpha, \beta) = \frac{1}{2} \|W\|^2 + C \sum_{n=1}^N \alpha_n \{y_n(W^T \phi(x_n) + b) - 1 + \xi_n\} - \sum_{n=1}^N \beta_n \xi_n \quad (14)$$

که در آن $\alpha_n \geq 0$ و $\beta_n \geq 0$ است. تابع $V(W, \xi)$ را می‌توان با معرفی فرمول دوگانه زیر بهینه کرد:

$$L(\alpha) = \sum_{n=1}^N \alpha_n - \frac{1}{2} \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N \alpha_n \alpha_m y_n y_m x_n^T x_m \quad (15)$$

با در نظر گرفتن شرایط زیر:

$$\sum_{n=1}^N \alpha_n y_n = 0, C \geq \alpha \geq 0 \quad \text{برای } n=1, 2, \dots, N \quad (16)$$

ماشین‌های بردار پشتیبان (SVMs) یکی از موفق‌ترین روش‌های طبقه‌بندی است. این ماشین‌ها در کاربردهای مختلف برای طبقه‌بندی، استخراج ویژگی، خوشه‌بندی و رگرسیون به کار رفته‌اند [۳۲]. در مطالعه حاضر از SVM برای طبقه‌بندی داده‌های عملکرد جزیره‌ای و عملکرد نرمال شبکه استفاده شده است. در این روش یک ابرصفحه برای جداسازی داده‌ها در دو کلاس با حاشیه‌ای بزرگ ساخته می‌شود. تابع طبقه‌بندی کلاس که ابرصفحه را تشکیل می‌دهد، به صورت زیر است [۳۳]:

$$y(x) = W^T \phi(x_n) + b \quad (9)$$

که در آن W و b به ترتیب نشان‌دهنده وزن و بایاس و X_n یک بردار ویژگی حقیقی d بعدی است $x_n \in R^d$. داده‌های جدید تست بدین صورت با SVM به دو کلاس جزیره‌ای و نرمال طبقه‌بندی می‌شوند: داده‌های تست متعلق به کلاس ۱ (عملکرد نرمال) هستند، اگر:

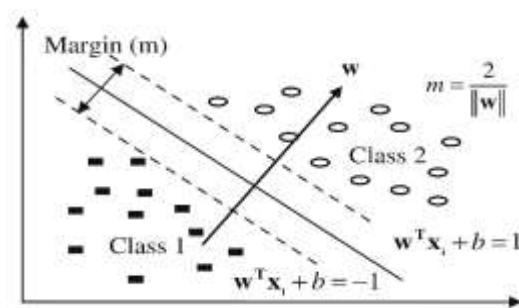
$$W^T \phi(x_n) + b \geq 1 \quad (10)$$

داده‌های تست متعلق به کلاس ۲ (عملکرد جزیره) هستند، اگر:

$$W^T \phi(x_n) + b \leq -1 \quad (11)$$

هدف ماشین بردار پشتیبان این است که مقادیر W و b را به گونه‌ای بیابد که جداسازی بین کلاس‌ها حداکثر شود؛ برای مثال، نقاط دو کلاس و ابرصفحه جداکننده در شکل (۳) نشان داده شده‌اند. حاشیه جداسازی با (۱۲) بیان می‌شود [۳۳]:

$$m = \left\| \frac{2}{w} \right\| \quad (12)$$



شکل (۳): ابر صفحه جداکننده دو کلاس [۳۳]

سطح زیر کانتور ولتاژ به عنوان ویژگی متمایزکننده انتخاب شده است. کانتور در ریاضیات مجموعه‌ای از نقاط است که روی یک پاره خط واحد با خواص ویژه قرار گرفته‌اند. امیدانس وابسته به فرکانس در شرایط عملکرد عادی و جزیره‌ای تغییرات محسوس دارد و به عنوان ویژگی دیگر انتخاب شده است. از طرفی در لحظه وقوع جزیره میزان تغییرات امیدانس وابسته به فرکانس محسوس است و به عنوان ویژگی دیگری انتخاب می‌شود. از طرفی، تغییرات دامنه ولتاژ که جز ملاک‌های ابتدایی روش‌های OV/UV است نیز به عنوان ویژگی دیگر انتخاب می‌شود؛ بدین ترتیب چهار ویژگی زیر برای تشخیص حالت جزیره از حالت نرمال انتخاب می‌شوند:

۱. ولتاژ در نقطه PCC

۲. سطح زیر کانتور ولتاژ

۳. امیدانس وابسته به فرکانس

۴. میزان تغییرات امیدانس وابسته به فرکانس

برای تفکیک این ویژگی‌ها از ماشین بردار پشتیبان استفاده می‌شود. برای آموزش SVM، یک سیکل از ولتاژ و جریان در نقطه PCC در زمان وقوع یا عدم وقوع جزیره بررسی می‌شود و ویژگی‌های ذکر شده از آنها استخراج می‌شود. ماتریس ویژگی به صورت زیر تشکیل می‌شود:

$$\begin{bmatrix} X_1 & X_2 & X_3 & \dots & X_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_v(1) & x_{vc}(1) & x_z(1) & x_{dz/dt}(1) \\ x_v(2) & x_{vc}(2) & x_z(2) & x_{dz/dt}(2) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_v(n) & x_{vc}(n) & x_z(n) & x_{dz/dt}(n) \end{bmatrix} \quad (19)$$

هر نمونه آموزشی X_n شامل چهار ویژگی است که مشخص می‌کند نمونه به کدام یک از دو کلاس متعلق است: $y_n = -1$ برای حالت جزیره و $y_n = +1$ برای حالت نرمال. الگوریتم روش پیشنهادی در شکل (۴) آورده شده است.

x_i هایی که برای آنها $\alpha_i > 0$ هستند، بردار پشتیبان انتخاب می‌شوند. به طور کلی، بردارهای پشتیبان تعداد کمی از داده‌های آموزشی را شامل می‌شوند. ابرصفحه جداکننده به صورت زیر تعیین می‌شود [۳۴]:

$$\sum_{SV} \alpha_n y_n K(x_n, x) + b = 0 \quad (17)$$

که SV شامل بردارهای پشتیبان است؛ بنابراین، طبقه‌بندی‌کننده خطی به صورت زیر درمی‌آید:

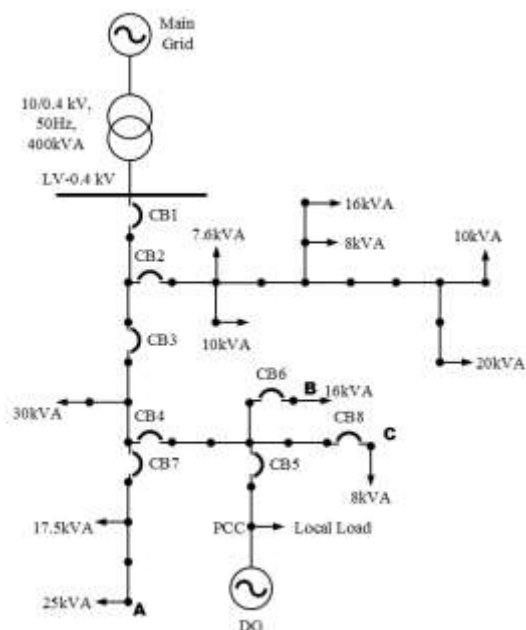
$$y = \text{sign}(\sum_{SV} \alpha_n y_n K(x_n, x) + b = 0) \quad (18)$$

۵- روش پیشنهادی برای تشخیص جزیره مبتنی بر استخراج ویژگی

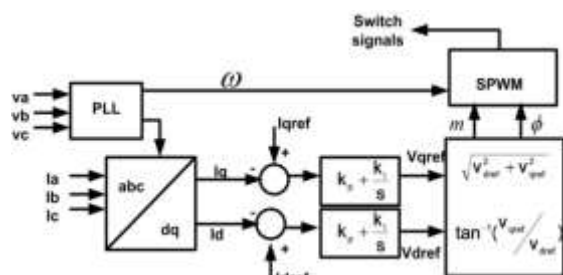
این بخش روش پیشنهادی برای تشخیص جزیره برپایه استخراج ویژگی با تبدیل S گسسته سریع و SVM را ارائه می‌کند. در روش پیشنهادی، در ابتدا شبکه مدنظر برای حالت‌های مختلف شرایط عادی و جزیره شبیه‌سازی می‌شود. در این روش، حالات مختلف عملکرد نرمال از جمله تغییر در بار شبکه، ورود و خروج بار موتوری و بارهای غیرخطی، خطاهای گذرا و نیز حالات مختلف عملکرد جزیره با نامتعادلی‌های توان مختلف (از جمله حالتی که در آن نامتعادلی در توان زیاد است و همچنین حالتی که در آن نامتعادلی توان اندک است)، شبیه‌سازی و ویژگی‌های مهم از آنها استخراج می‌شوند. برای استخراج ویژگی، تبدیل S گسسته سریع سیگنال‌های ولتاژ و جریان در نقطه PCC محاسبه می‌شوند. در تبدیل S، پنجره نمونه‌برداری یک پنجره گوسی است که عرض آن متناسب با محتوای فرکانسی است؛ از این رو از وضوح زمان - فرکانس خوبی برخوردار است. حاصل این تبدیل ماتریسی است که سطرها و ستون‌های آن به ترتیب حاوی اطلاعات زمان و فرکانس هستند؛ بنابراین، دامنه و فاز سیگنال را به ازای فرکانس‌های مختلف در طول زمان آشکار می‌کند.

نتایج شبیه‌سازی‌های انجام شده نشان می‌دهد در هنگام وقوع جزیره، الگوی منظم ولتاژ، به ویژه در فرکانس‌های بین ۱۵ الی ۴۰ هرتز، دستخوش تغییر می‌شود. این تغییرات حتی در بدترین حالت جزیره‌ای شدن - که توازن توان بین بار و DG تقریباً برقرار است - نیز محسوس است؛ بنابراین،

دیاگرام کنترل‌کننده جریان ثابت DG در شکل (۶) نشان داده شده است. مقدار ضرایب کنترل‌کننده تناسبی و انتگرال‌گیر به ترتیب ۰/۴ و ۵۰۰ انتخاب شده است.



شکل (۵): شبکه توزیع LV [۲۷]

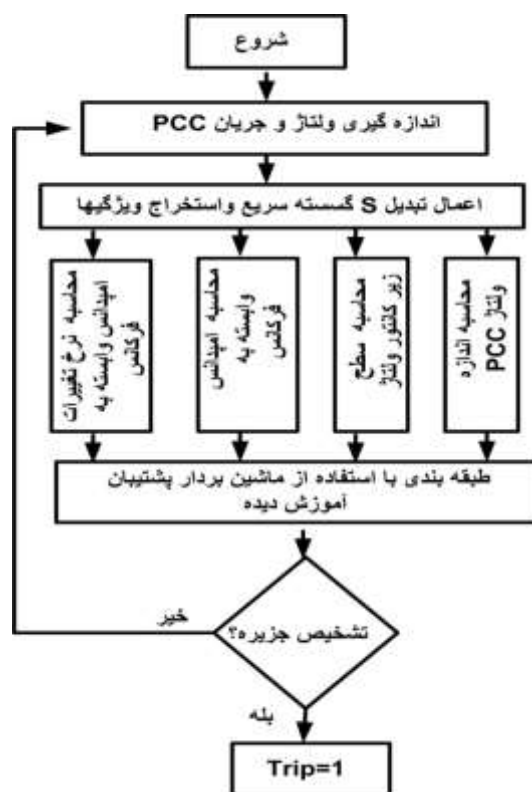


شکل (۶): بلوک دیاگرام کنترل‌کننده جریان ثابت برای DG

[۳۶]

مشخصات R, L و C بار محلی در شرایط نامی به ترتیب ۱۶/۱۳ اهم، ۲۰/۵ میلی هانری و ۴۹۳/۲۵ میلی فاراد با ضریب کیفیت ۲/۵ است. برای ارزیابی روش پیشنهادی، سناریوهای مختلفی مطالعه شده‌اند که در اینجا برای نمونه نتایج هفت سناریو ارائه شده است.

در سناریوی اول، سیستم در حالت نرمال است و ساختار سیستم در ثانیه ۰/۶، هنگامی که کلید CB2 باز می‌شود، دچار تغییر شده است و بار بزرگی حذف می‌شود. در سناریوی دوم و سوم، وقوع جزیره با باز شدن کلیدهای CB4 و CB5 رخ می‌دهد. در سناریوی دوم عدم تعادل



شکل (۴): الگوریتم پیشنهادی برای تشخیص جزیره‌ای شدن شبکه

همان‌طور که شکل (۴) نشان می‌دهد، ابتدا از سیگنال‌های ولتاژ و جریان نمونه‌برداری شده است؛ سپس با تبدیل S گسسته سریع چهار ویژگی متمایزکننده شرایط جزیره از عادی استخراج می‌شوند. این ویژگی‌ها به ماشین بردار پشتیبان آموزش‌دیده داده می‌شوند تا شرایط جزیره از عملکرد عادی تشخیص داده شود. در صورت تشخیص حالت جزیره، سیگنال تریپ فعال می‌شود.

۶- شبیه‌سازی و ارزیابی نتایج

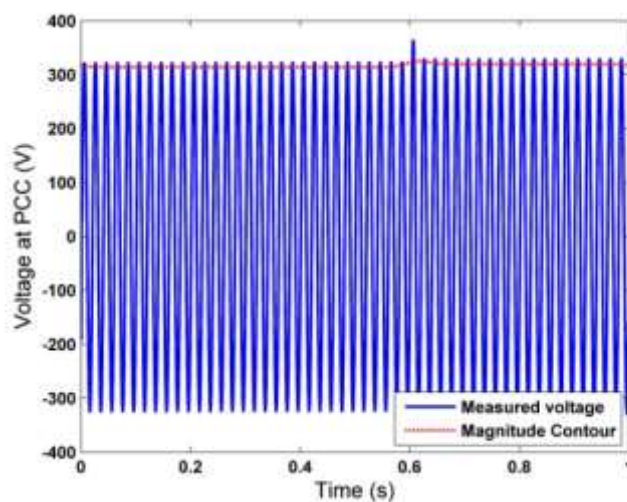
برای اثبات صحت عملکرد روش پیشنهادی، یک شبکه توزیع ولتاژ پایین، مطابق شکل (۵)، با نرم‌افزار PSCAD /EMTDC شبیه‌سازی شده است.

شبکه بالادست عبارت است از فیدری که از یک پست انتقال 10/0.4kV تغذیه می‌شود و یک منطقه تجاری با بارهای متعدد را تغذیه می‌کند. یک DG مبتنی بر اینورتر با توان خروجی ۳ kW که در مود کنترلی جریان ثابت کار می‌کند در یک شاخه از فیدر وصل شده است. بلوک

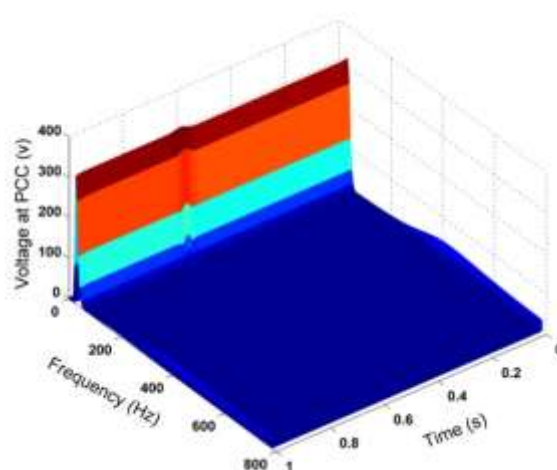
۶-۱- سناریوی اول

در این حالت کلید ۲ در لحظه $0/6$ ثانیه باز می‌شود؛ بنابراین، موجب حذف بار بزرگی می‌شود و امپدانس شبکه از دید DG تغییر خواهد کرد. در این حالت با وجود تغییر در ولتاژ و امپدانس، روش پیشنهادی به درستی عمل کرده است و تولید تریپ نمی‌کند. شکل‌های (۷-الف-و) نتایج به‌دست‌آمده از شبیه‌سازی در سناریوی اول را نشان می‌دهند.

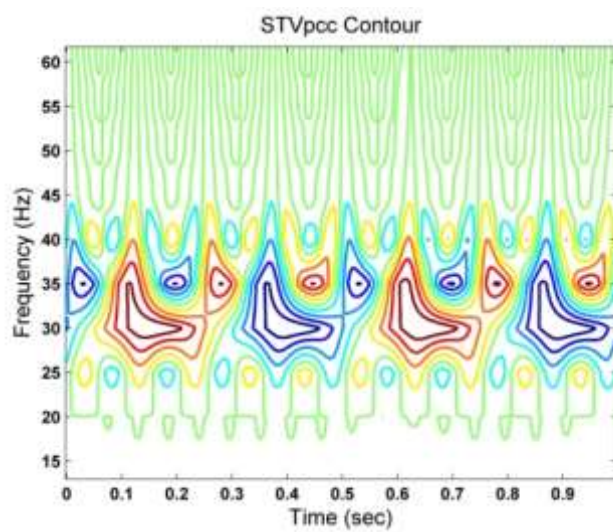
توان بزرگ در سیستم رخ می‌دهد؛ اما در سناریوی سوم نامتعادلی توان اندک در نظر گرفته شده است. در سناریوی چهارم و پنجم، ورود و خروج بار موتوری در شرایط کارکرد عادی سیستم بررسی شده است. در سناریوی ششم، وقوع یک خطای گذرا و در سناریوی هفتم، ورود بار غیرخطی ارزیابی شده است.



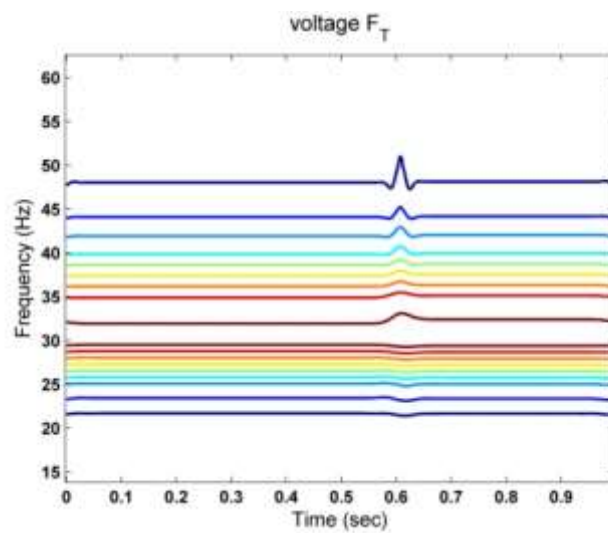
شکل (۷-الف): ولتاژ لحظه‌ای در نقطه PCC



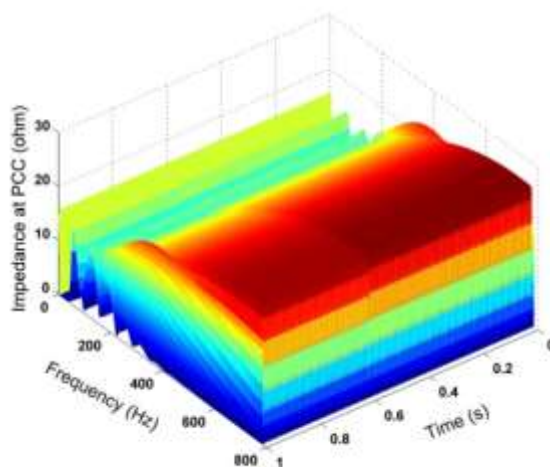
شکل (۷-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس مختلف



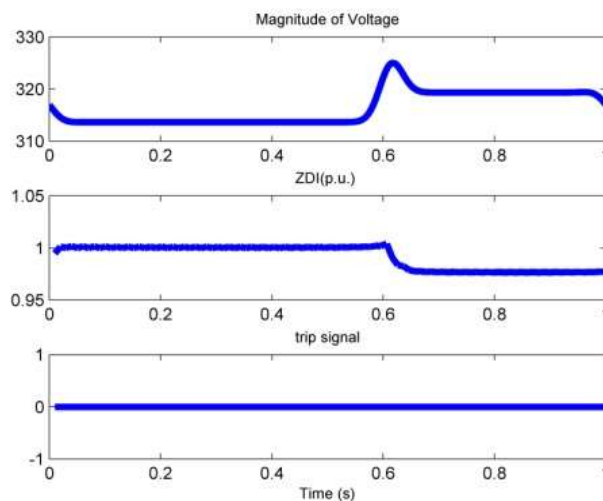
شکل (۷-ج): کانتور ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۷-د): کانتور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۷-ه): امپدانس در نقطه PCC



شکل (۷-و): تغییرات ولتاژ و میزان تغییر امپدانس و سیگنال تریپ

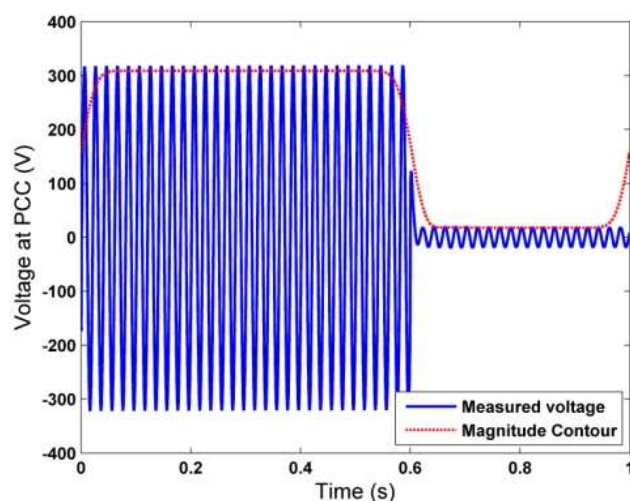
نشان می‌دهد سیگنال تریپ کمتر از ۲۰ میلی‌ثانیه بعد از وقوع جزیره فعال می‌شود. شکل‌های (۸-الف-و) نتایج حاصل از این مطالعه را نشان می‌دهند. با توجه به شکل‌ها، در این حالت تغییرات محسوسی در ویژگی‌های مدنظر برای تشخیص جزیره رخ داده است و روش پیشنهادی نیز به درستی وقوع جزیره را تشخیص داده است.

بازشدن کلیدهای ۱ و ۳ نیز موجب بروز جزیره همراه با عدم تعادل توان خواهد شد و به همین نحو به آسانی تشخیص داده می‌شوند.

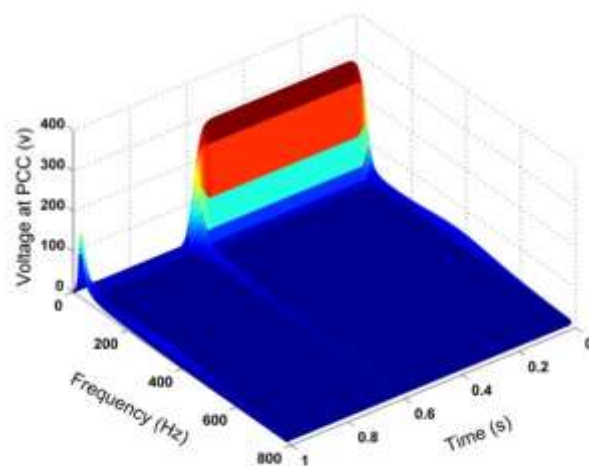
با توجه به شکل (۷-د) و (۷-و)، در لحظه ۰/۶ ثانیه که کلید ۲، باز و بخشی از بار سیستم حذف شده است، ولتاژ PCC افزایش داشته و تغییراتی در امپدانس رخ داده است؛ اما میزان تغییرات امپدانس آنقدر نبود که باعث تشخیص جزیره شود.

۲-۶- سناریوی دوم

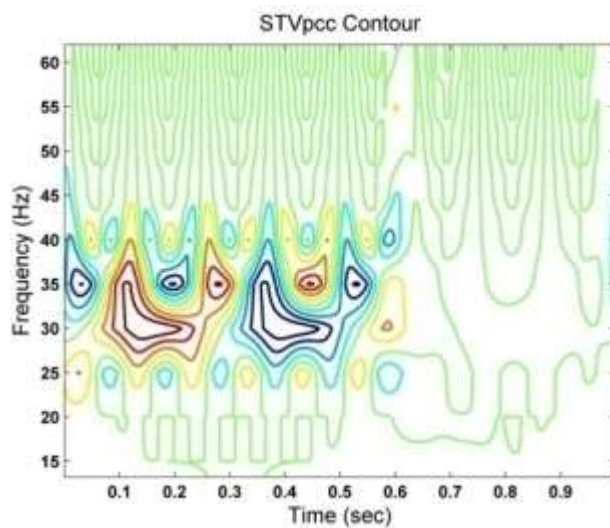
در این مطالعه کلید ۴ در لحظه ۰/۶ ثانیه باز می‌شود و پدیده جزیره به همراه عدم تعادل بزرگ بین توان تولیدی DG و توان موردنیاز بخش جزیره‌شده رخ می‌دهد. نتایج



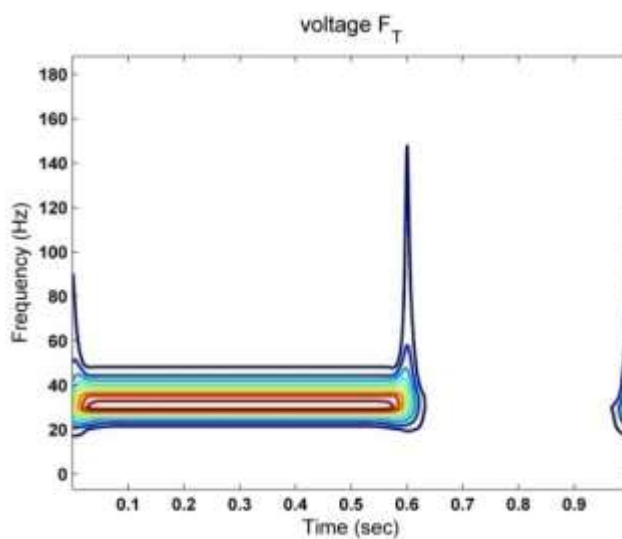
شکل (۸-الف): ولتاژ لحظه‌ای در نقطه PCC



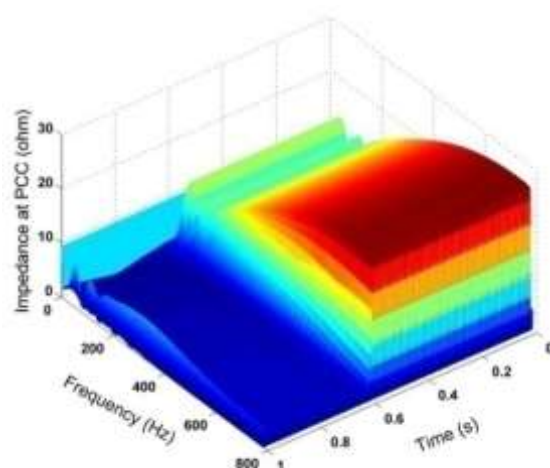
شکل (۸-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس‌های مختلف



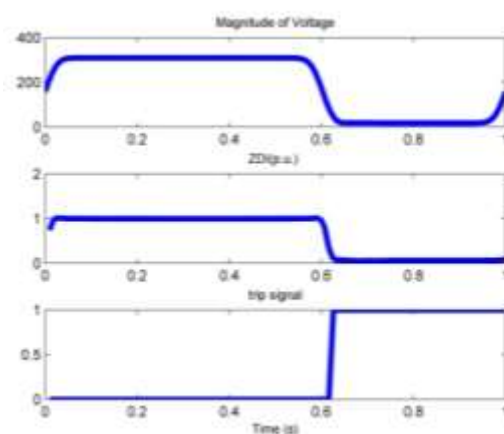
شکل (۸-ج): کانطور ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۸-د): کانطور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۸-۵): امپدانس در نقطه PCC



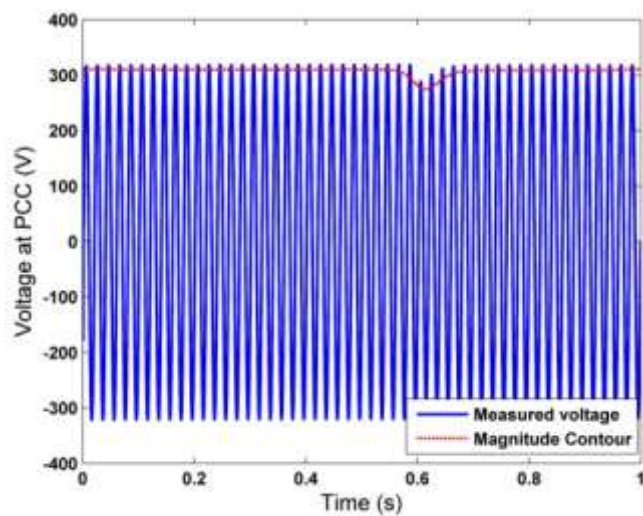
شکل (۸-۶): تغییرات ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس و سیگنال تریپ

UF/OF تشخیص جزیره ممکن نیست؛ اما در روش ارائه شده، وقوع جزیره به درستی تشخیص داده می شود. شکل های (۹-الف و) نتایج به دست آمده از شبیه سازی این مورد را تأیید می کند. همان طور که مشاهده می شود، تغییرات محسوسی در کانتور ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس نسبت به عملکرد عادی سیستم وجود دارد و روش پیشنهادی در تشخیص جزیره موفق بوده است.

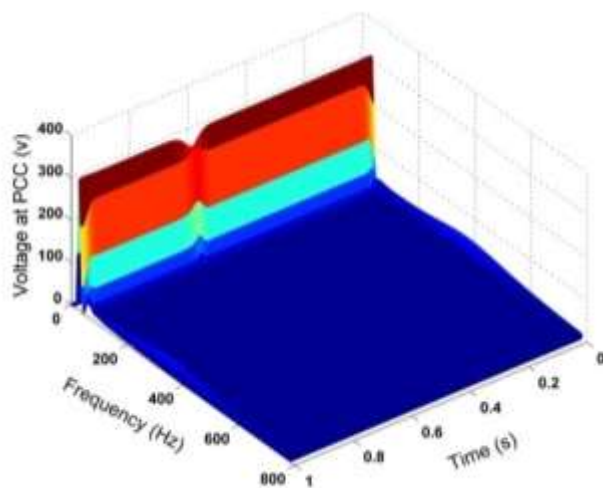
شکل های (۸-۵) و (۸-۶) تغییرات شدید در امپدانس و میزان تغییرات امپدانس و دامنه ولتاژ در لحظه ۰/۶ ثانیه را نشان می دهد و در نتیجه، سیگنال تریپ فعال شده و روش پیشنهادی تشخیص جزیره داده است.

۳-۶- سناریوی سوم

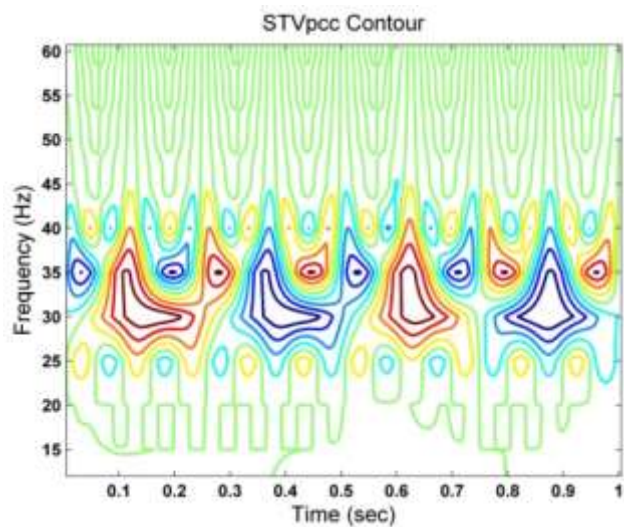
این حالت بدترین حالت ممکن است که در آن کلید ۵ باز می شود؛ در حالی که بین DG و بار محلی، تعادل توان تقریباً برقرار است. در این حالت با روش های UV/OF و



شکل (۹-الف): ولتاژ لحظه‌ای در نقطه PCC

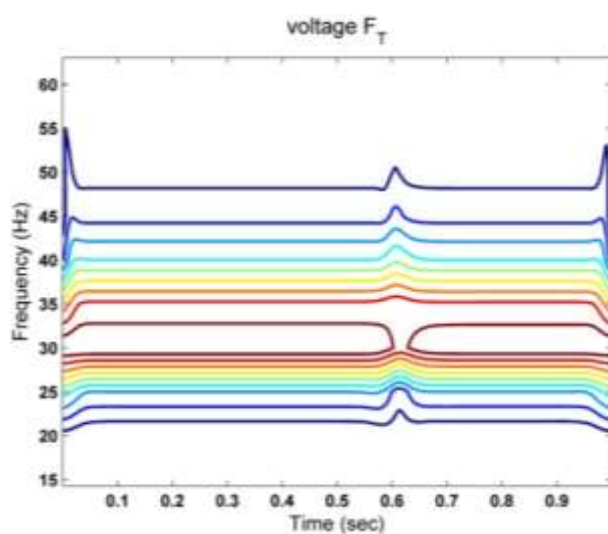


شکل (۹-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس‌های مختلف

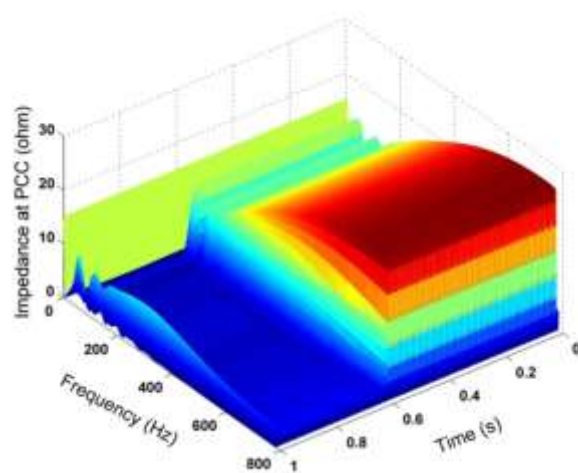


شکل (۹-ج): کانتور ولتاژ در نقطه PCC

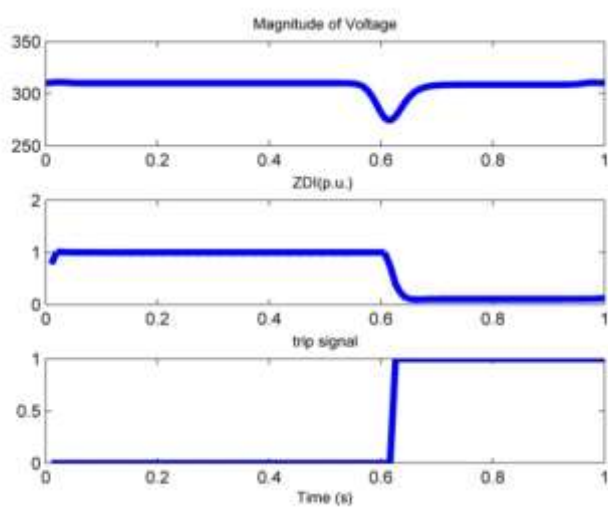
تشخیص جزیره در شبکه توزیع مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان



شکل (۹-د): کانتور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۹-ه): امپدانس در نقطه PCC

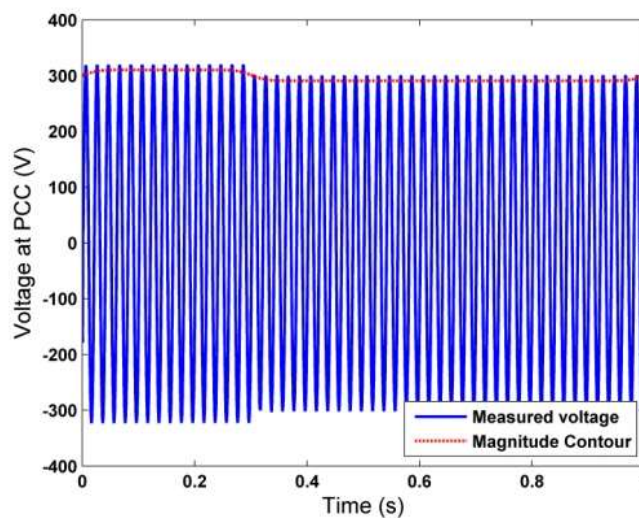


شکل (۹-و): تغییرات ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس و سیگنال تریپ

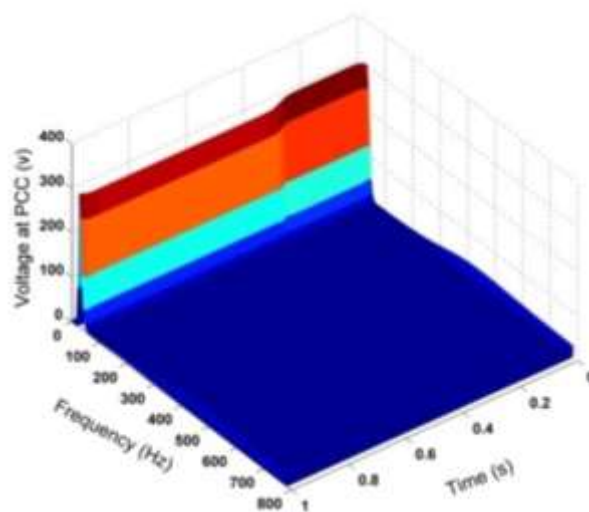
۶-۴- سناریوی چهارم

در این حالت عملکرد روش پیشنهادی برای ورود بار موتوری ارزیابی شده است. در این سناریو، موتور القایی ۸ کیلو ولت آمپری با ضریب توان 0.65 و جریان راه اندازی ۶ برابر نامی در لحظه 0.2 در گره C از طریق کلید ۸ وارد مدار می شود. نتایج شبیه سازی این مطالعه در شکل های (۱۰-الف) تا (۱۰-و) نشان داده شده است.

به دلیل اینکه توازن توان در این سناریو تقریباً برقرار است، تغییرات دامنه ولتاژ کم است که شکل (۹-و) گویای آن است؛ با وجود این، ویژگی های دیگری مانند میزان تغییر امپدانس وابسته به فرکانس منجر به تشخیص جزیره شده است.

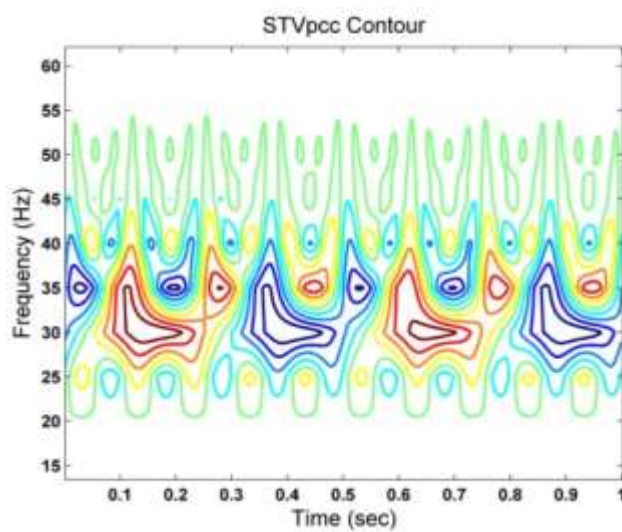


شکل (۱۰-الف): ولتاژ لحظه ای در نقطه PCC

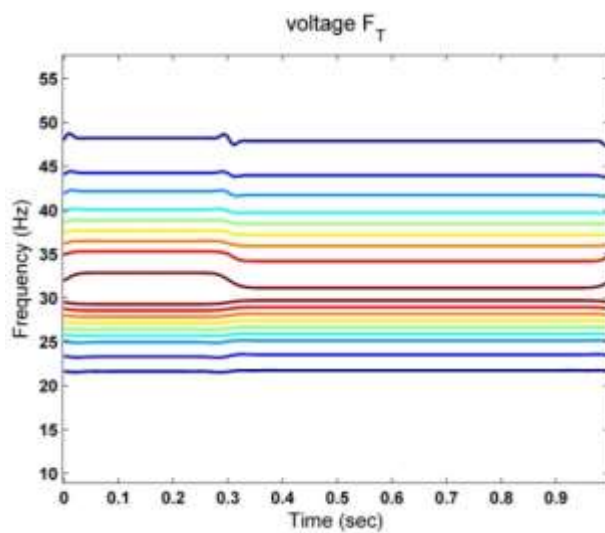


شکل (۱۰-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس های مختلف

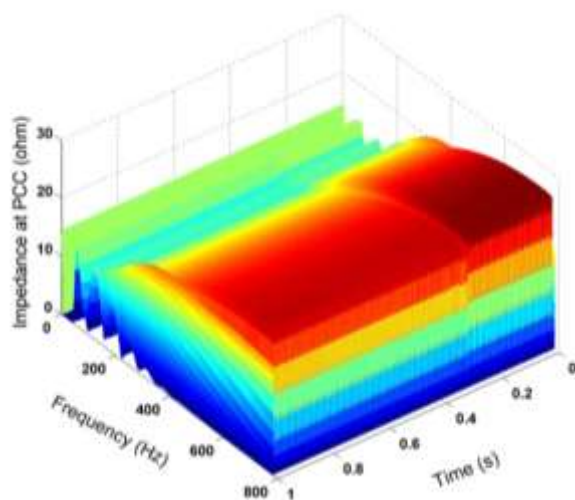
تشخیص جزیره در شبکه توزیع مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان



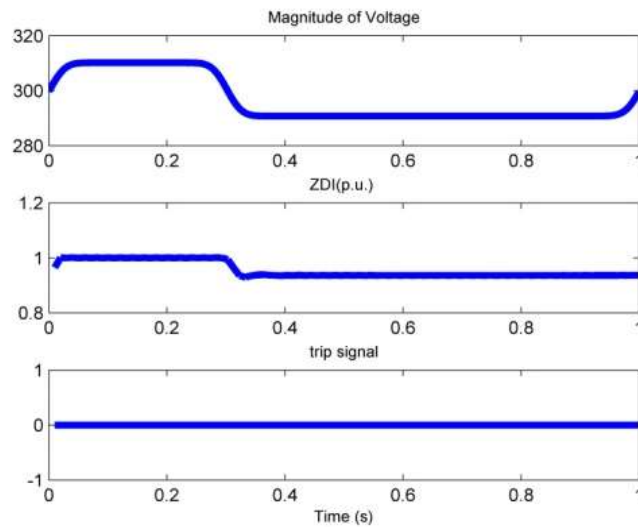
شکل (۱۰-ج): کانتور ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۰-د): کانتور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۰-ه): امپدانس در نقطه PCC

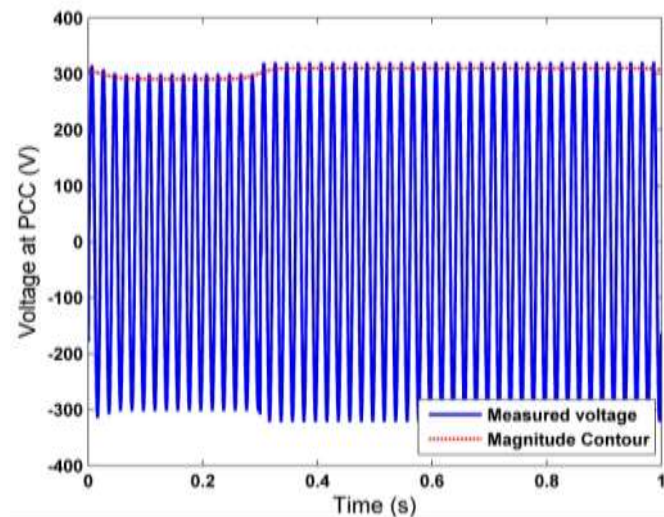


شکل (۱۰-و): تغییرات ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس و سیگنال تریپ

۶-۵- سناریوی پنجم

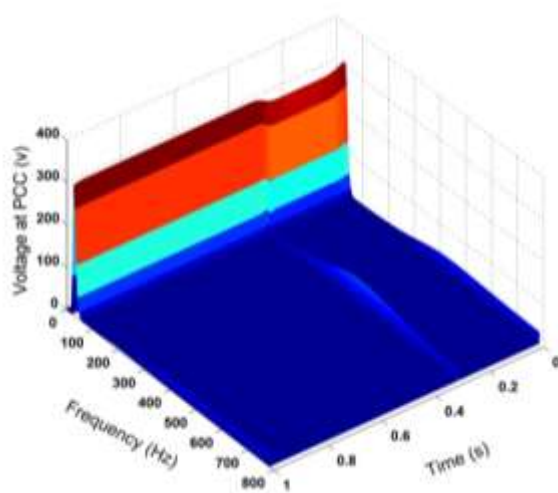
در این سناریو عملکرد روش پیشنهادی برای خروج بار موتوری ارزیابی شده است. در این سناریو موتور القایی ۸ کیلو ولت آمپری با ضریب توان 0.65 و جریان راه اندازی ۶ برابر نامی در لحظه 0.2 در گره C از مدار خارج می شود. نتایج شبیه سازی این مطالعه در شکل های (۱۱-الف) تا (۱۱-و) نشان داده شده است.

با توجه به شکل های (۱۰-الف) تا (۱۰-و)، در لحظه 0.2 ثانیه که موتور وارد مدار می شود، ولتاژ PCC کاهش یافته و میزان تغییرات امپدانس نیز تغییراتی داشته است؛ اما روش پیشنهادی به درستی عمل کرده و تشخیص جزیره نداده است.

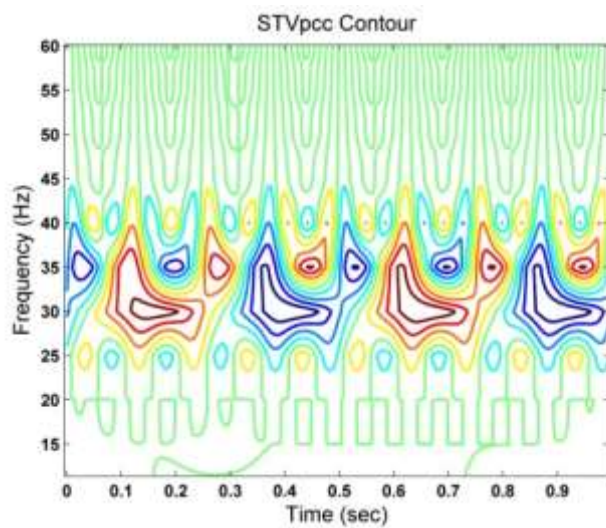


شکل (۱۱-الف): ولتاژ لحظه ای در نقطه PCC

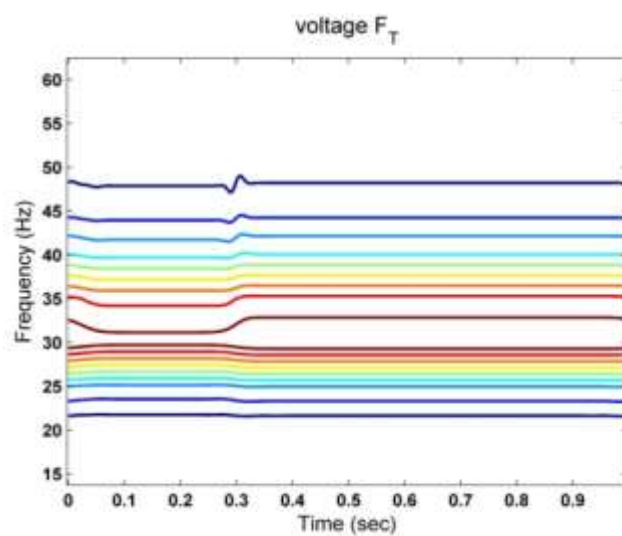
تشخیص جزیره در شبکه توزیع مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان



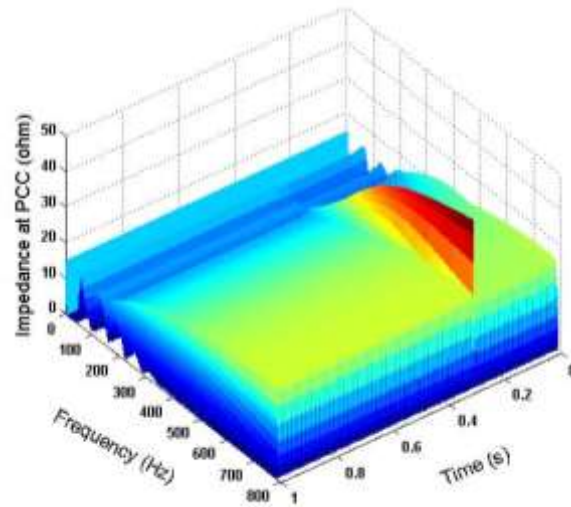
شکل (۱۱-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس‌های مختلف



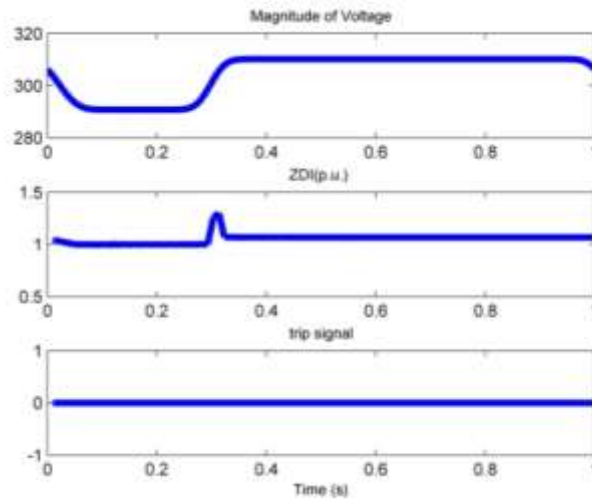
شکل (۱۱-ج): کانتور ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۱-د): کانتور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۱-ه): امپدانس در نقطه PCC



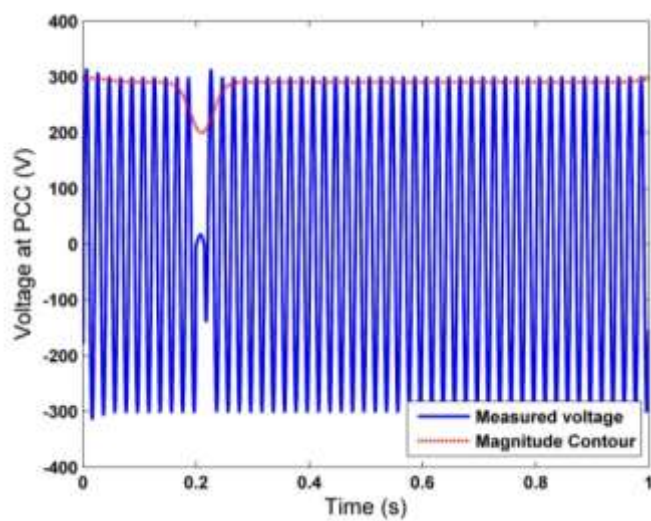
شکل (۱۱-و): تغییرات ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس و سیگنال تریپ

۶-۶- سناریوی ششم

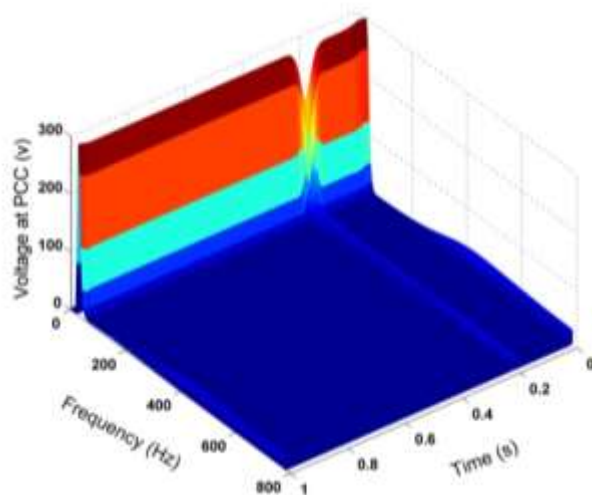
در این سناریو عملکرد روش پیشنهادی برای وقوع خطا ارزیابی شده است. در این سناریو یک خطای سه فاز گذرا در لحظه ۰/۲ ثانیه در گره A اضافه می‌شود و پس از گذشت ۳۰ میلی‌ثانیه خودبه‌خود رفع می‌شود. نتایج شبیه‌سازی این مطالعه در شکل‌های (۱۲-الف) تا (۱۲-و) نشان داده شده است.

با توجه به شکل‌های (۱۱-الف) تا (۱۱-و)، در لحظه ۰/۲ ثانیه که موتور از مدار خارج می‌شود، ولتاژ PCC افزایش یافته و میزان تغییرات امپدانس نیز تغییراتی داشته است؛ اما روش پیشنهادی به درستی عمل کرده و تشخیص جزیره نداده است.

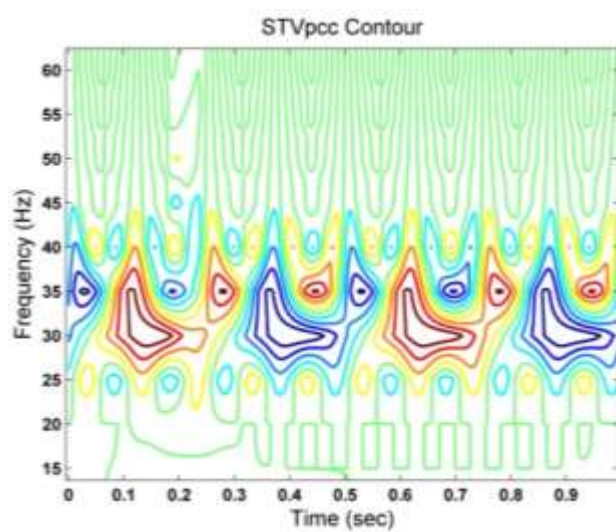
تشخیص جزیره در شبکه توزیع مبتنی بر تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان



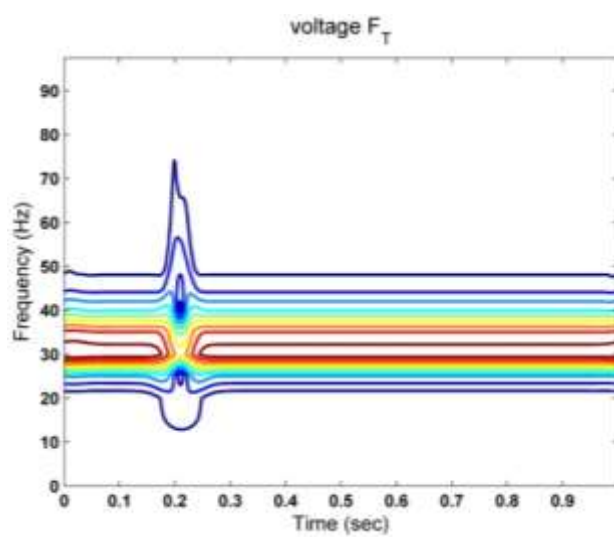
شکل (۱۲-الف): ولتاژ لحظه‌ای در نقطه PCC



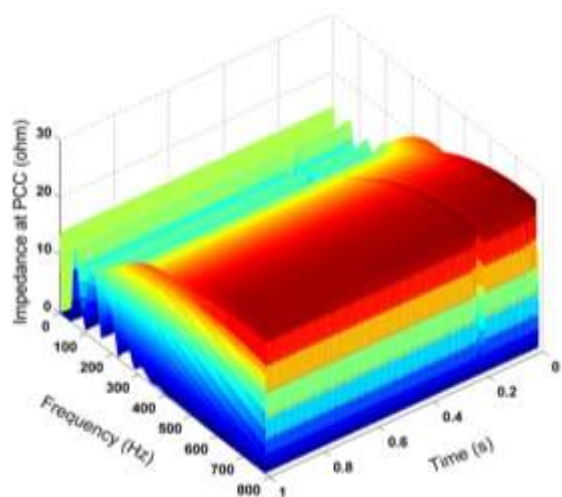
شکل (۱۲-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس‌های مختلف



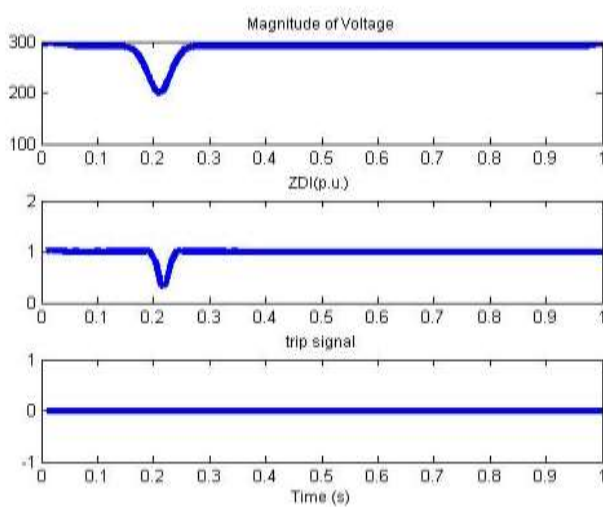
شکل (۱۲-ج): کانور ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۲-د): کانتور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۲-ه): امپدانس در نقطه PCC

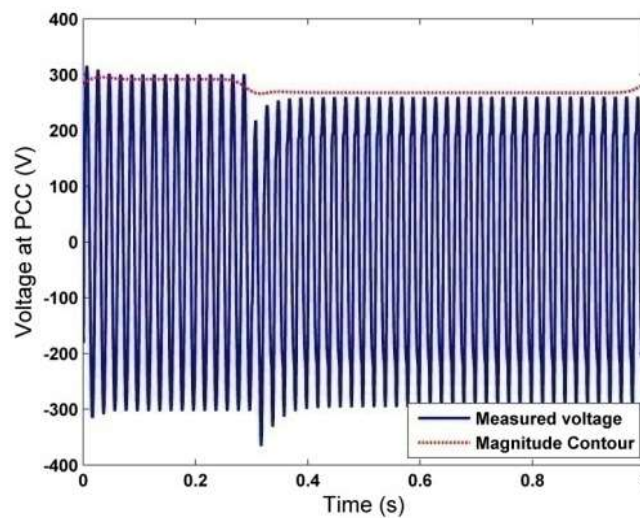


شکل (۱۲-و): تغییرات ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس و سیگنال تریپ

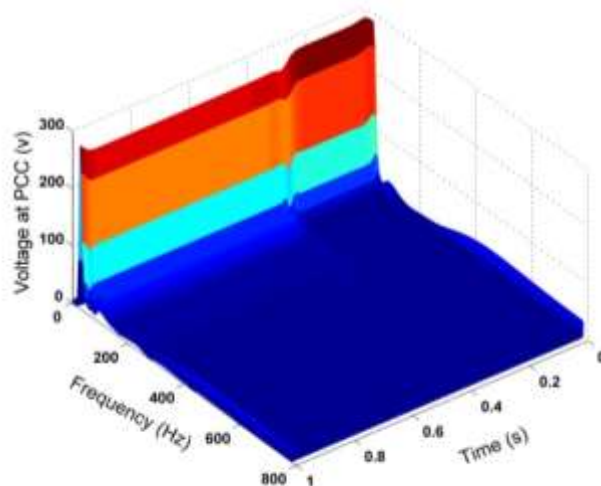
۶-۷- سناریوی هفتم

در این سناریو عملکرد روش پیشنهادی در برابر ورود بار غیرخطی ارزیابی شده است. در این سناریو یک بار غیرخطی یکسوساز دیودی ۱۶ کیلو ولت آمپری با کلید ۶ در لحظه ۰/۲ ثانیه در PCC اضافه می شود. نتایج شبیه سازی این مطالعه در شکل های (۱۳-الف) تا (۱۳-و) نشان داده شده است.

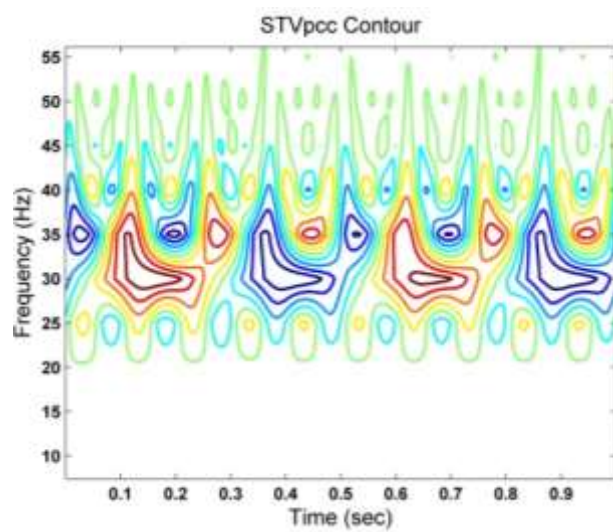
شکل (۱۲-و) تغییر ولتاژ در لحظه وقوع خطا را نشان می دهد؛ در لحظه ۰/۲ ولتاژ PCC کاهش چشمگیری داشته است؛ اما مساحت زیر نمودار کانتور ولتاژ به نحوی بوده است که مانع تشخیص جزیره شود.



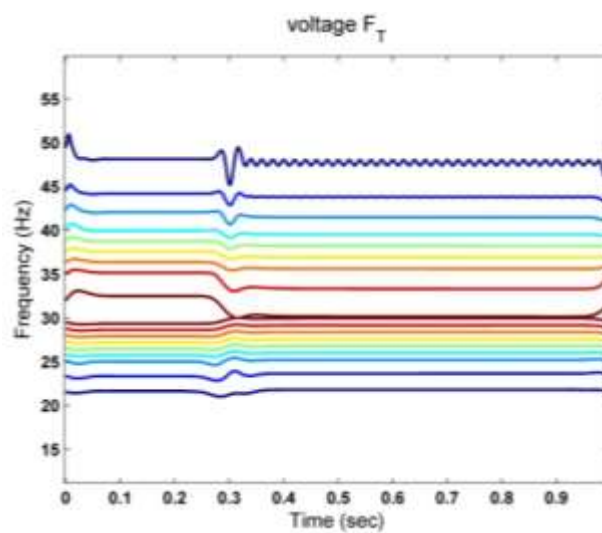
شکل (۱۳-الف): ولتاژ لحظه ای در نقطه PCC



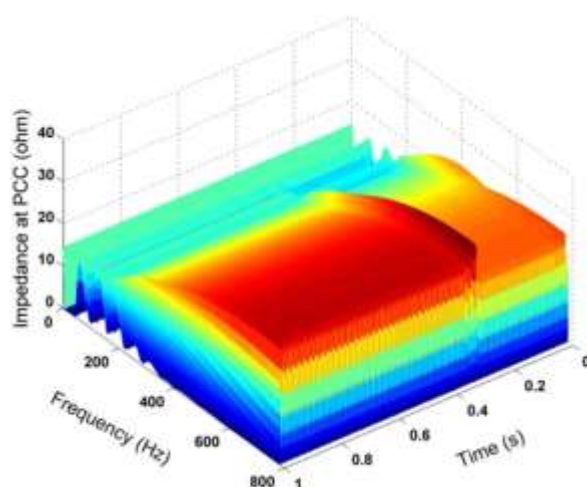
شکل (۱۳-ب): دامنه ولتاژ در زمان و فرکانس های مختلف



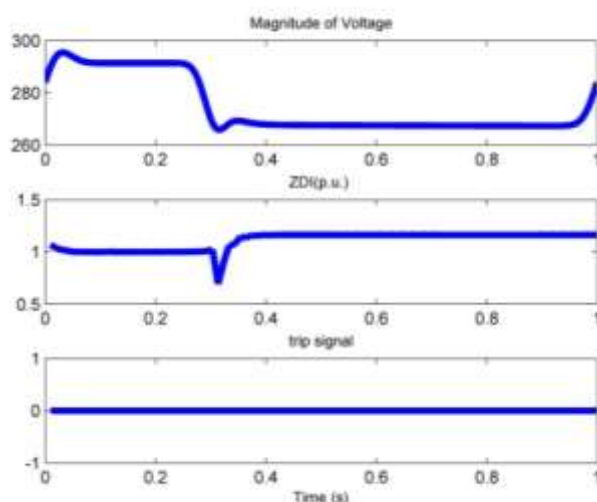
شکل (۱۳-ج): کانتور ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۳-د): کانتور اندازه ولتاژ در نقطه PCC



شکل (۱۳-ه) امپدانس در نقطه PCC



شکل (۱۳- و) تغییرات ولتاژ و میزان تغییرات امپدانس و سیگنال تریپ

ثابت است؛ بنابراین، برای تعیین میزان عدم توازن توانی که منجر به تشخیص ندادن جزیره‌ای شدن روشن‌های OV/UV و OF/UF می‌شود، به صورت زیر عمل می‌کنیم. مقدار عدم توازن توان حقیقی برای NDZ برابر است با:

$$\Delta P = -3V \times I \times \Delta V \quad (20)$$

که V و I به ترتیب ولتاژ و جریان نامی DG هستند. با توجه به استاندارد IEEE 1547-2003 [37] و VDE-1-1-0126، مقادیر ولتاژ 0.88 تا 1.1 پریونیت مقادیر مناسب برای رله‌های ولتاژی هستند؛ یعنی $\Delta V = -0.12$ و $\Delta V = 0.1$ ؛ بنابراین، مقدار نامتعادلی توان حقیقی که منجر به NDZ برای شبکه مورد مطالعه در این مقاله می‌شود (توان نامی خروجی اینورتر DG برابر 3 kW)، برابر است با 0.36 kW و 0.3 kW - بار محلی RLC توان راکتیو زیر را دارد:

$$Q_L = 3V^2 \left(\frac{1}{\omega L} - \omega C \right) \quad (21)$$

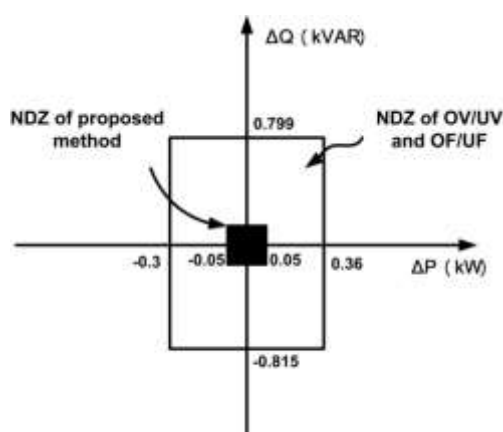
که V ، ω و Q به ترتیب ولتاژ فاز، فرکانس و توان راکتیو هستند. در شرایط عملکرد عادی سیستم، ولتاژ PCC با شبکه قدرت تعیین می‌شود و عملاً DG تا زمانی که به شبکه متصل است، تأثیری در ولتاژ ندارد [18]. وقتی شرایط جزیره رخ می‌دهد، شبکه توزیع، کنترلی روی ولتاژ PCC نخواهد داشت؛ بنابراین، میزان نامتعادلی در توان راکتیو، تغییرات ولتاژ را تعیین می‌کند. به عبارت دیگر در شرایط عادی به دلیل اینکه توان خروجی اینورتر با ضریب توان یک

شکل (۱۳- و) تغییر ولتاژ در لحظه ورود بار غیرخطی را نشان می‌دهد؛ در لحظه 0.2 ولتاژ PCC کاهش داشته است؛ اما امپدانس هارمونیک و میزان تغییرات امپدانس وابسته به فرکانس به نحوی بوده است که مانع تشخیص جزیره شود. در نهایت، عملکرد روش پیشنهادی با نتایج روشن‌های دیگر [35] مقایسه شده است که در جدول (۱) نشان داده شده است. مقایسه نتایج نشان می‌دهد روش پیشنهادی از نظر سرعت و دقت در وضعیت مطلوبی قرار دارد. برای پیاده‌سازی عملی این الگوریتم از یک پردازشگر سیگنال دیجیتال (DSP) استفاده می‌شود. نمونه‌ای از پردازشگرهای مناسب برای این کار TMS320F28335 است که شامل کنترل اینورتر DG نیز است [17]. خروجی پردازشگر شامل سیگنال تریپ و سیگنال‌های کنترل DG خواهد بود و سیگنال‌های ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده از PCC به ورودی مبدل آنالوگ به دیجیتال مورد DSP داده می‌شود.

۶-۸- تحلیل NDZ

یکی از ویژگی‌های مهم برای روش‌های تشخیص جزیره‌ای شدن، NDZ آن روش است که در این ناحیه، تشخیص جزیره در زمان مناسب انجام نمی‌شود. در [36] برای روش‌های مبتنی بر OV/UV و OF/UF، نحوه محاسبه NDZ در شرایط مختلف کنترلی اینورترهای DG ارائه شده است. در این مطالعه، اینورتر DG از نوع کنترل‌شده جریان

توازن توان ۱۰- تا ۱۲ درصد توان نامی با پله‌های یک درصد) اندازه‌گیری شده است. در مواردی که تشخیص جزیره بیش از یک ثانیه طول کشیده است نیز به‌عنوان NDZ در نظر گرفته شده است. همان‌طور که در شکل (۱۴) نشان داده شده است، روش پیشنهادی NDZ بسیار کوچکی دارد.



شکل (۱۴): مقایسه NDZ روش پیشنهادی با روش‌های ولتاژی و فرکانسی

۷- نتیجه‌گیری

در این مطالعه، روشی جدید برای تشخیص جزیره برپایه تبدیل S گسسته سریع ارائه شد. مقادیر ولتاژ، امپدانس و میزان تغییرات آن و نیز سطح زیر کانتور ولتاژ به‌عنوان چهار ویژگی متمایزکننده حالت جزیره‌ای از حالت عادی پیشنهاد شد. برای طبقه‌بندی ویژگی‌ها از ماشین بردار پشتیبان استفاده شد. روش پیشنهادی برای موارد مختلفی از وقوع جزیره و نیز عدم وقوع آن با درجات مختلف عدم توازن توان، ورود و خروج موتور، بار غیرخطی و خطاهای گذرا ارزیابی شد. نتایج شبیه‌سازی و تحلیل NDZ نشان داد روش ارائه‌شده، وقوع جزیره را حتی در بدترین حالت که توازن توان تقریباً برقرار است، به درستی و در حداقل زمان تشخیص می‌دهد.

است، بار محلی توان راکتیو موردنیاز خود را از شبکه جذب می‌کند؛ بنابراین، پس از جزیره‌ای شدن میزان نامتعادلی در توان راکتیو برابر توان راکتیو مصرفی بار محلی قبل از جزیره‌شدن است [۳۶]:

$$\Delta Q = \frac{3V^2}{\omega_n L} \left(1 - \frac{\omega_n^2}{\omega_r^2}\right) \quad (22)$$

که ω_r و ω_n به ترتیب فرکانس سیستم و فرکانس رزونانس بار هستند. نامتعادلی در توان راکتیو منجر به رزونانس شده است و فرکانس پس از جزیره‌شدن تغییر می‌کند:

$$\omega_r = \omega_n + \Delta\omega, \omega_r = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (23)$$

در نتیجه، مقدار نامتعادلی توان راکتیو برای تغییرات مشخص در فرکانس برابر است با:

$$\Delta Q = \frac{3V^2}{\omega_n L} \left(1 - \frac{f_n^2}{(f_n + \Delta f)^2}\right) \quad (24)$$

با توجه به استاندارد IEEE 1547-2003 و VDE 0126-1-1 تغییرات پذیرفتنی فرکانس بین ۴۹/۷ تا ۵۰/۳ هرتز است؛ یعنی $\Delta f = -0.3$ و $\Delta f = 0.3$ هرتز؛ بنابراین در شبکه مورد مطالعه در این مقاله نامتعادلی توان راکتیو برابر است با ۰/۸۱۵- و ۰/۷۹۹ کیلو ولت آمپر راکتیو. شکل ۱۴، NDZ روش‌های OF/UF و OV/UV برای DG با توان نامی در مود کنترلی جریان ثابت و NDZ روش پیشنهادی را نشان می‌دهد. برای ارزیابی NDZ روش پیشنهادی، عملکرد روش پیشنهادی در شرایط مختلف عدم توازن توان در حین وقوع جزیره بررسی شده است؛ بدین‌منظور عدم توازن توان از ۱۰- تا ۱۲ درصد توان نامی در نظر گرفته شده است. عدم توازن‌های بالا در توان به سادگی با روش‌های تغییر ولتاژ و فرکانس تشخیص داده می‌شود که در اینجا نیز لحاظ شده است. برای بررسی این موضوع، زمان تشخیص روش پیشنهادی برای ۲۳ مورد شبیه‌سازی شرایط جزیره (عدم

جدول (۱) مقایسه روش‌های مختلف تشخیص جزیره [۳۵] و روش پیشنهادی

مشخصه روش تشخیص	طبقه‌بندی روش	سرعت تشخیص	NDZ
هارمونیک‌ها / THD	اکتیو (الگوریتم Goertzel)	۰/۴ ثانیه	ندارد
	پسیو (ولتاژ شبکه بدون سنسور)	۴۵ میلی ثانیه	ندارد
	پسیو (OF/UF)	کمتر از ۲ ثانیه	بزرگ
فرکانس	اکتیو (یک AFD جدید)	کمتر از ۲ ثانیه	کمتر از AFD متداول
	اکتیو (AFD بهبود یافته)	کمتر از ۲ ثانیه	بسیار کوچک
	پسیو (فرکانس سوئیچینگ)	۲۰ میلی ثانیه	ندارد
تغییرات امپدانس	اکتیو (PI و کنترلر پیشگو)	۰/۷۷ ثانیه	بسیار کوچک
	اکتیو (تزریق سیگنال فرکانس بالا)	چند میلی ثانیه	ندارد
	اکتیو (تغییرات توان راکتیو)	کمتر از ۲ ثانیه	ندارد
تغییرات توان	اکتیو (فیدبک مثبت ولتاژ)	۲۵۰ میلی ثانیه	ندارد
	اکتیو (تزریق سیگنال اغتشاش جریان با توالی منفی)	۱۲۰ میلی ثانیه	ندارد
	پسیو (فازی و تبدیل S)	کمتر از ۲۰ میلی ثانیه	بسیار کوچک
ولتاژ توالی منفی در PCC	پسیو (موجک)	۵۰ میلی ثانیه	نزدیک صفر
	پسیو (تبدیل موجک گسسته)	کمتر از ۲۰ میلی ثانیه	ندارد
	پسیو (تبدیل S گسسته سریع و ماشین بردار پشتیبان)	کمتر از ۲۰ میلی ثانیه	بسیار کوچک

مراجع

- [1] Velasco, D., Trujillo, C., Garcer, G., and Figueres, E., "Review of Anti-Islanding Techniques in Distributed Generators," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.14, No.6, pp.1608–1614, 2010.
- [2] Task, V., "Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility Interactive Power Systems," in International Energy Agency Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA-PVPS T5-09, 2002.
- [3] De Mango, F., Liserre, M., et al., "Overview of Anti Islanding Algorithms for PV Systems. Part 1: Passive Methods," in 12th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC), Portoroz, pp. 1878–1883, 2006.
- [4] Liu, N., Aljankawey, A., Diduch, C., and Chang, L., "A New Impedance-Based Approach for Passive Islanding Detection Scheme," in IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Rogers, AR, pp. 1–7, 2013.
- [5] Liu, N., Aljankawey, A., Diduch, C., Chang, L., Su, J., and Yu, M., "A Passive Islanding Detection Index Based on Variation of Signal Energy," in IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Aalborg, Denmark, pp. 364–367, June 2012.
- [6] Yin, J., Diduch, C. P., and Chang, L., "Islanding Detection Using Proportional Power Spectral Density," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 2, pp. 776–784, 2008.
- [7] Yafaoui, A., Wu, B., and Kouro, S., "Improved Active Frequency Drift Anti Islanding Detection Method for Grid Connected Photovoltaic Systems," IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.27, No.5, pp. 2367–2375, 2012.
- [8] Ghaderi, A., Esmailian, A., and Kalantar, M., "A Novel Islanding Detection Method for Constant Current Inverter Based Distributed Generations," in 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, pp. 1–4, May 2011.
- [9] Zeineldin, H. H., Kirtley, J. L., "Performance of the OVP/UPV and OFP/UPF Method with Voltage and Frequency Dependent Loads," IEEE Trans. Power Del., Vol. 24, No. 2, pp. 772–778, Apr. 2009.
- [10] Ye, Z., Kolwalkar, A., Zhang, Y., Du, P., Walling, R., "Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Non Detection Zone Concept," IEEE Trans. Power Electron., Vol. 19, No. 5, pp. 1171–1176, 2004.
- [11] Singam, B., Hui, L. Y., "Assessing SMS and PJD Schemes of Anti-Islanding with Varying Quality Factor," in IEEE Power Energy Conf., pp. 196–201, Nov. 2006.
- [12] Vieira, J. C. M., Freitas, W., et al., "Formulas for Predicting the Dynamic Performance of ROCOF Relays for Embedded Generation Applications," IEE Proc. Gener., Transm., Distrib., Vol. 153, No. 4, pp. 399–406, Jul. 2006.
- [13] Danandeh, A., Seyed, H., Babaei, E., "Islanding Detection Using Combined Algorithm Based on Rate of Change of Reactive Power and Current THD Techniques," in Power and Energy

- [25] Bufler, T.D., Narayanan, R.M., "Radar Classification of Indoor Targets Using Support Vector Machines," IET Radar, Sonar & Navigation, Vol. 10, No. 8, pp. 1468-1476, 2016.
- [26] Matic-Cuka, B., Kezunovic, M., "Islanding Detection for Inverter-Based Distributed Generation Using Support Vector Machine Method," IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 5, No. 6, pp. 2676-2686, 2014.
- [27] Liu, N., Aljankawey, A., Diduch, C., et al., "Passive Islanding Detection Approach Based on Tracking the Frequency Dependent Impedance Change," IEEE Trans. on Power Del., Vol. 30, No. 6, pp. 2570-2580, 2015.
- [28] Enslin, J., and Heskies, P. J., "Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network," IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 19, No. 6, pp. 1586 – 1593, 2004.
- [29] Krishnanand, K. R., Dash, P. K., "A New Real Time Fast Discrete S-Transform for Cross Differential Protection of Shunt- Compensated Power Systems," IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 28, No. 1, pp. 402-410, 2013.
- [30] Dash, P. K., Samantaray, S. R., Panda, G., Panigrahi, B. K., "Time-Frequency Transform Approach for Protection of Parallel Transmission Lines," Inst. Eng. Technol. Gen. Transm. Distrib., Vol. 1, No. 1, pp. 30–38, 2007.
- [31] Dash, P. K., Das, S., Moirangthem, J., "Distance Protection of Shunt Compensated Transmission Line Using a Sparse S- Transform," IET Generation Transmission & Distribution, Vol. 9, No. 12, pp. 1264-1274, 2015.
- [32] Vapnik, V. N., Statistical Learning Theory. New York: Wiley, 1998.
- [33] Koochaki, A., Abdoos, A. A., Mirbabaei Rokni, G., "Power Transformer Protection Using Fast Discrete S-Transform and Optimized Support Vector Machine Classifier with Bee Algorithm", Intelligent Systems in Electrical Engineering, Vol. 8, No. 2, pp. 41-54, Oct. 2017.
- [34] Cristianini, N., and Shawe-Taylor, J., "An Introduction to Support Vector Machines and Other Kernel-based Learning Methods", Cambridge, MA: Cambridge Univ. Press, 2000.
- [35] Edhura, K. N., Ahmad, K., et al., "A Review of the Islanding Detection Methods in Grid Connected PV Inverters", ELSEVIER, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 21, pp. 756-766, 2013.
- [36] Zeineldin H.H, El-Saadany Ehab F, Salama MMA., " Impact of DG Interface Control on Islanding Detection and Non Detection Zones", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, pp. 1515–23, 2006.
- [37] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources into Electric Power Systems, IEEE standard 1547 TM, June 2003
- Engineering Conference, Asia-Pacific, pp.1-4, 2012.
- [14] Jang, S.-I., Kim, K.-H., "An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current," IEEE Trans. Power Del., Vol. 19, No. 2, pp. 745-752, Apr. 2004.
- [15] Samui, A., Samantary, S. R., "Wavelet Singular Entropy-Based Islanding Detection in Distributed Generation," IEEE Trans. Power Del., Vol. 28, No. 1, pp. 411-418, Jan. 2013.
- [16] Lidula, N. W. A., Rajapakse, A. D., "A Pattern Recognition Approach for Detecting Power Islands Using Transient Signals—part I: Design and Implementation," IEEE Trans. Power Del., Vol. 25, No. 4, pp. 3070-3077, Oct. 2010.
- [17] Do, H.T., Zhang, X., Nguyen, N.V., Li, S.S., Chu, T.T.T., "Passive-Islanding Detection Method Using the Wavelet Packet Transform in Grid-Connected Photovoltaic Systems," IEEE Trans. Power Electron, Vol. 31, No.10, pp. 6955–6967, 2016.
- [18] Hashemi, F., Mohammadi, M., "Islanding Detection Approach with Negligible Non-Detection Zone Based on Feature Extraction Discrete Wavelet Transform and Artificial Neural Network," Int. Trans. Electr. Energy Syst., Vol. 26, No.10, pp. 2172–2192, 2016.
- [19] Alshareef, S., Talwar, S., Morsi, W.G., "A New Approach Based on Wavelet Design and Machine Learning for Islanding Detection of Distributed Generation," IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 5, No.4, pp. 1575–1583, 2014.
- [20] Ray, P.K., Kishor, N., Mohanty, S.R., "S-Transform Based Islanding Detection in Grid-Connected Distributed Generation Based Power System," Proc. of Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), IEEE., pp. 612–617, 2010, <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2010.5771754>
- [21] Mishra, M., Rout, P.K., "Time-Frequency Analysis Based Approach to Islanding Detection in Micro-Grid System," Int. Rev. Electr. Eng. (IREE), Vol. 11, No.1, pp.116–129, 2016.
- [22] Stockwell, R. G., "Why Use the S-transform?" in Pseudo Differential Operators: Partial Differential Equations and Time Frequency Analysis, Vol. 52. Providence, RI, USA: AMS, pp. 279–309, 2007.
- [23] Mishra, M., Rout, P.K., "Fast Discrete S-Transform and Extreme Learning Machine Based Approach to Islanding Detection in Grid-Connected Distributed Generation," Energy Systems, pp. 1-33, 2018, published online: <https://doi.org/10.1007/s12667-018-0285-9>
- [24] Refan, M. H., Dameshghi, A., Kamarzarrin, M., "Best Subset Selection of GPS Satellites Using Hybrid PSOSVM Algorithm to Increase Positioning Accuracy", Computational Intelligence in Electrical Engineering, Vol. 6, No. 4, pp. 63-76, 2016.

¹ Non-Detection Zone

