

تشخیص جزیره‌ای شدن با استفاده از الگوریتم درخت تصمیم در ریز شبکه‌های دارای انواع منابع تولید پراکنده

رسول ابراهیمی^۱، غضنفر شاهقلیان^{۲*}، بهادر فانی^۳

۱- مرکز تحقیقات ریزشبکه‌های هوشمند، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران
*۲- دانشیار، دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران، shahgholian@iaun.ac.ir
۳- دانشیار، دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران، Bahador.fani@gmail.com
تاریخ دریافت: ۹۸/۷/۱ تاریخ پذیرش: ۹۸/۹/۵

چکیده: روش‌های تشخیص جزیره‌ای شدن به سه دسته فعال، غیرفعال و مخابراتی تقسیم‌بندی می‌شوند. در اکثر موارد روش‌های غیرفعال به دلیل هزینه‌ی اندک، سادگی، سرعت بالا و نداشتن هیچ‌گونه اثر مخرب بر روی کیفیت توان سیستم قدرت بیش از سایر روش‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. در این روش‌ها پارامتری از سیستم به عنوان شاخص در نظر گرفته شده و با تعیین مقادیر آستانه برای این پارامتر، سیستم مورد تحلیل قرار می‌گیرد. در صورتی که پارامتر مورد نظر از مقادیر آستانه در نظر گرفته شده برای آن تجاوز نماید سیستم جزیره‌ای تشخیص داده می‌شود. عمده‌ترین مشکل این روش‌ها ناحیه عدم تشخیص بزرگ آن‌ها است. در این مقاله یک روش برای تشخیص جزیره‌ای شدن بر اساس الگوریتم درخت تصمیم ارائه شده است. این روش بر حسب پیچیدگی شبکه، جزیره‌ای شدن را با استفاده از یک یا چند شاخص مورد استفاده در سایر روش‌های تشخیص غیرفعال، تشخیص می‌دهد. روش فوق تحت اتفاقات مختلف محتمل در ریزشبکه‌ها و حالت‌های گوناگون بارگذاری سیستم و منابع تولید پراکنده آزمایش شده است. نتایج حاصل بر عملکرد سریع و دقیق روش پیشنهادی به همراه ناحیه عدم تشخیص ناچیز آن در مقایسه با سایر روش‌های غیرفعال تشخیص جزیره‌ای شدن دلالت دارند.

واژه‌های کلیدی: داده‌کاوی، تولید پراکنده، الگوریتم درخت تصمیم، روش تشخیص غیرفعال، ناحیه عدم تشخیص، ریزشبکه.

۱- مقدمه

پراکنده نصب شده حداکثر استفاده شده و همچنین مسائل حفاظتی و بهره‌برداری اقتصادی شبکه و در نهایت تداوم انرژی الکتریکی مصرف‌کنندگان به نحو مطلوبی انجام شود [۱،۲]. بهره‌برداری از مولد تولید پراکنده به دو صورت متصل به شبکه و جزیره‌ای امکان پذیر است [۳،۴]. در این میان، جزیره‌ای شدن حالتی است که قسمتی از سیستم توزیع که از شبکه اصلی جدا شده است و شامل بارها و منابع تولید پراکنده است، بتواند انرژی‌دار باقی‌مانده و بارها توسط منابع تولید پراکنده موجود در این شبکه‌ی جزیره‌ای، تامین گردند. در سال‌های اخیر مفهوم ریز شبکه^۱ بسیار مورد توجه قرار گرفته و تحقیقات فراوانی در زمینه مسائل مربوط به آن صورت گرفته است [۵،۶].

رشد قابل توجه منابع تولید پراکنده و علاقه به استفاده از این منابع در سیستم قدرت باعث شده تا بسیاری از مسائل سیستم قدرت شامل کنترل و بهره‌برداری از این شبکه‌ها تحت تاثیر این منابع قرار بگیرد. با افزایش به کارگیری منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، ساختار شعاعی آن‌ها تغییر کرده و لذا جهت کنترل و بهره‌برداری از این سیستم‌ها برای حفظ قابلیت اطمینان بارهای سیستم، باید تمهیدات لازم فراهم آید تا در حالت عادی و خطاهای پیش‌آمده، از منابع تولید

به‌طور کلی روش‌های تشخیص جزیره‌ای شدن به سه دسته‌ی فعال، غیرفعال و مخابراتی تقسیم‌بندی می‌شوند که هر کدام از این سه دسته نیز شامل روش‌های مختلفی هستند [۷، ۸]. روش‌های غیرفعال متکی بر مانیتور کردن یک پارامتر خاص از سیستم و تنظیم مقادیر آستانه برای پارامتر مزبور است. مشکل این روش‌ها ناحیه عدم تشخیص^۲ بزرگ آن‌ها است و مزیت آن‌ها هزینه‌ی اندک، سادگی، سرعت بالا و نداشتن هیچ گونه اثر مخرب بر روی کیفیت توان سیستم قدرت است. در روش‌های فعال، یک اختلال عمدی به سیستم تزریق شده و پاسخ آن تحلیل می‌شود که مشکل این روش‌ها نیز پیچیدگی و استفاده از ادوات اضافه و پایین آمدن کیفیت توان و مزیت آن ناحیه عدم تشخیص کوچک آنهاست. روش‌های مخابراتی مبتنی بر ارسال و دریافت اطلاعات بین واحدهای تولید پراکنده هستند. این روش‌ها ناحیه عدم تشخیص ناچیزی دارند ولی از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیستند [۹، ۱۰].

در مقاله‌ی [۱۱] راهکار تبدیل موجک^۳ در روش غیر فعال پیشنهاد شده است. موجک‌ها می‌توانند سیگنال‌ها را به‌طور همزمان در حوزه زمان و فرکانس توصیف کنند. با به کار گرفتن یک پنجره بزرگ در فرکانس‌های پایین و یک پنجره بزرگ در فرکانس‌های بالا، تبدیل موجک قادر به دریافت اطلاعات مربوط به زمان و فرکانس به‌طور همزمان است. هدف از تبدیل موجک دست‌یابی به اختلاف پارامترها به‌طور صحیح و سودمند بوده و موجک داباجیز^۴ به عنوان پایه در نظر گرفته شده است. با استفاده از این روش تغییرات ناگهانی در سیگنال به‌طور موثر در نظر گرفته می‌شود، از این رو قابلیت اطمینان تشخیص جزیره‌ای شدن در این روش افزایش می‌یابد. از آنجایی که اختلال در یکی از دو حوزه‌ی زمان و فرکانس به تنهایی، موجب هشدار غلط نمی‌شود، در نتیجه روش مورد نظر ایمنی لازم در برابر اختلالات را خواهد داشت. در این مقاله در مورد ناحیه عدم تشخیص این روش بحثی به بیان نیامده است. در مقاله [۱۲] یک روش اکتیو تشخیص جزیره‌ای شدن بر مبنای اندازه‌گیری امیدانس شبکه به وسیله‌ی تزریق یک ولتاژ فرکانس بالا به وسیله‌ی هر کدام از اینورترهای منبع ولتاژ سیستم، پیشنهاد شده است. سرعت و دقت روش پیشنهادی بالا است ولی بحث افت کیفیت توان کم رنگ شده است، همچنین در مورد تداخل سیگنال‌ها نیز بحثی صورت نگرفته است. در مقاله [۱۳] یک روش اکتیو تشخیص جزیره‌ای شدن برای یک واحد تولید پراکنده که از طریق یک کانورتر سه فاز به شبکه متصل شده است، پیشنهاد می‌شود. این روش بر پایه‌ی تزریق یک جریان توالی منفی از طریق کنترل کننده‌ی کانورتر منبع ولتاژ و تشخیص و تعیین ارتباط مولفه‌ی منفی ولتاژ در نقطه اتصال مشترک^۵ به وسیله یک پردازنده‌ی سیگنال سه فاز یکپارچه^۶ استوار است. در این مقاله در مورد حالتی که چندین منبع تولید پراکنده به طور همزمان به شبکه متصل شده‌اند بحثی به میان آورده نشده است. در مقاله‌ی [۱۴] بحث در مورد شیفت فرکانسی سندیا^۷ است که بر راندن فرکانس برای تشخیص شرایط جزیره‌ای شدن تکیه دارد. اخیراً شیفت فرکانسی سندیا که یکی دیگر از روش‌های اکتیو تشخیص جزیره‌ای شدن است به خاطر ناحیه عدم تشخیص کوچکش

بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. در روش پیشنهادی این مقاله پارامترهای بار به صورت بهنگام تخمین زده می‌شود و پارامترهای شیفت فرکانسی سندیا به طور بهینه برای حذف ناحیه عدم تشخیص با استفاده از روش تخمین فازی پارامتر بار وفق داده می‌شود. ضعف روش شیفت فرکانسی سندیا پیاده سازی مشکل آن و کاهش کیفیت توان خروجی به خصوص در مورد اینورترهای فتوولتاییک^۸ است. در مقاله‌ی [۱۵] روشی برای تشخیص جزیره‌ای شدن در ریز شبکه‌هایی با چندین اینورتر متصل شده به صورت موازی بر مبنای تزریق سیگنال فرکانس بالا ارائه می‌دهد. در این روش اینورتر مستر^۹ یک سیگنال فرکانس بالا که توسط باقیمانده ی اینورترها (بردگان^{۱۰}) استفاده می‌شود تزریق می‌کند. در این مقاله در مورد خطاهای مستر و چگونگی انتخاب مستر جدید بعد از اینکه مستر قبلی دچار خطا می‌شود توضیحی ارائه نشده است.

برخی تحقیقات با تنظیم توان اکتیو منبع پراکنده و قطع دادن نمودار توان اکتیو مرجع منبع تولید پراکنده با نمودار بار، مقادیر آستانه را برای رله‌های ولتاژی و فرکانسی به دست آورده و استفاده از این رله‌ها را برای تشخیص جزیره‌ای شدن کافی می‌دانند. در این روش ناحیه عدم تشخیص کوچک است ولی بحث تداخل منابع تولید پراکنده در نظر گرفته نشده است [۱۶]. در تحقیق دیگری با بیان این موضوع که سیگنال ورودی به گاورنر شامل ویژگی‌های منحصر به فردی برای هر پدیده یا اختلال ممکن است و نیز کنترل کننده خودکار بار-فرکانس^{۱۱} یکی از اجزای ضروری ژنراتورهای سنکرون است از شبکه عصبی برای دسته بندی مجموعه رخدادهای مختلف مربوط به جزیره‌ای شدن و غیر جزیره‌ای شدن استفاده شده است [۱۷]. برخی تحقیقات به استفاده از رله‌های ROCFAD^{۱۲} و ROCOF^{۱۳} در تشخیص جزیره‌ای شدن و مقایسه‌ی آن‌ها روی آورده‌اند و نهایتاً ROCFAD را مناسب تر دانسته‌اند [۱۸]. در مقاله‌ی [۱۹] بر قرار دادن یک منبع تولید پراکنده‌ی تکفاز برای تزریق یک جریان هارمونیک کوچک به شبکه و مانیتور کردن اجزای هارمونیک ولتاژ در نقطه‌ی اتصال مشترک با استفاده از الگوریتم گوترزل^{۱۴} که یک نوع تبدیل فوریه گسسته است اشاره شده است.

در این مقاله یک روش برای تشخیص وقوع حالت جزیره‌ای شدن ریز شبکه بر مبنای استفاده از روش‌های غیرفعال و الگوریتم درخت تصمیم ارائه شده است. وظیفه درخت تصمیم بهترین و کمترین پارامترهایی است که می‌تواند بیشترین تفکیک را روی داده‌ها انجام دهند و در نهایت درخت باید قادر باشد جزیره‌ای شدن را در کوتاه‌ترین زمان ممکن با بیشترین دقت تشخیص دهد. پارامترهایی که درخت تصمیم از آنها استفاده می‌کند ترکیبی از پارامترهایی است که در سایر روش‌های غیرفعال برای تشخیص جزیره‌ای شدن استفاده می‌شود.

۲- شبکه مورد مطالعه

در این مقاله از یک شبکه‌ی توزیع با سه منبع تولید پراکنده برای بررسی عملکرد روش پیشنهادی استفاده شده که با تعریف استاندارد IEEE1547 سازگاری دارد، به عبارت دیگر سیستم‌های قدرت محلی

ॐ ॐ

ضریب ۱۰۰۰ برای این است که واحد تغییرات بر ثانیه و یا بر مجذور ثانیه تعریف شود. این مقادیر برای مدت زمان T میانگین گیری می شوند. این متوسط گیری به صورت زیر صورت می پذیرد:

$$DX = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T \dot{X}[i] \quad (5)$$

جدول (۱): اتفاقات از پیش تعریف شده جهت شبیه سازی حالات مختلف

شماره اتفاقی (E)	حالت جزیره ای	المان	محل اتفاقی	نوع اتفاق
۱	۰	L2	باس ۴	خروج بار
۲	۰	L1	باس ۳	خروج بار
۳	۰	Sync. Gen.	باس ۲	خروج ژنراتور سنکرون
۴	۰	Line 2	بین باس ۲ و ۴	خروج خط
۵	۰	-	باس ۱	اتصال کوتاه
۶	۱	cb 3	باس ۲	عملکرد بریکر
۷	۱	cb 2	باس ۱	عملکرد بریکر
۸	۱	cb 1	باس ۱	عملکرد بریکر

جدول (۲): حالات تولید واحد بادی

حالات تولید واحد بادی	توضیحات
زیاد (H)	۱۰۰٪ توان نامی
متوسط (M)	۵۰٪ توان نامی
کم (L)	۲۵٪ توان نامی

جدول (۳): حالات تولید واحد فتوولتائیک

حالات تولید واحد فتوولتائیک	توضیحات
زیاد (H)	۱۰۰٪ توان نامی
متوسط (M)	۵۰٪ توان نامی
کم (L)	۲۵٪ توان نامی

جدول (۴): حالات بارگذاری سیستم

حالات بارگذاری	توضیحات
زیاد (A)	۱۰۰٪ توان نامی
کم (B)	۲۵٪ توان نامی

شانزده ویژگی مورد استفاده برای دسته بندی، در جدول (۵) ارائه شده اند (F=۱۶). در تعریف این ویژگی ها از هیچ نوع تبدیل ریاضی از قبیل فوریه و موجک و غیره استفاده نشده است. با این کار حجم محاسباتی کاهش یافته و می توان با سرعت بیشتری جزیره ای شدن را تشخیص داد. لازم است به این نکته توجه شود که لزومی ندارد در

این اتفاقات باید از پیش تعیین شوند تا بتوان بر اساس آن ها داده های آموزش را ایجاد نمود. اتفاقات بسیاری وجود دارند که تنها توپولوژی شبکه و یا نقطه ی کار آن را تغییر می دهند بدون آن که باعث جزیره ای شدن بخشی از شبکه گردند. برای آموزش الگوریتم های تشخیص جزیره ای، هر دو نوع این اتفاقات باید شبیه سازی گردد. اگر در تعیین اتفاقاتی که منجر به جزیره ای شدن می گردند کوتاهی شود الگوریتم نهایی ممکن است حالت های جزیره ای را به صورت حالت های غیر جزیره ای دسته بندی کند. در طرف مقابل اگر در تعیین اتفاقاتی که منجر به جزیره ای شدن نمی گردند سهل انگاری شود، الگوریتم ممکن است فرمان جزیره ای شدن را صادر کند در حالی که سیستم جزیره ای نشده است. بنابراین باید در تعیین اتفاقات دقت عمل کافی را به عمل آورد. در این مرحله تعداد E اتفاق تعیین می گردد که به شرح جدول (۱) است.

۴-۳- تعیین حالت های بهره برداری

در این مرحله حالت های بهره برداری مختلفی که نشان دهنده ی نقاط کار مختلف سیستم است تعیین می گردند. باید به این نکته توجه نمود که حالت بهره برداری می تواند در نحوه ی تغییرات پارامترهای الکتریکی در صورت بروز هر اتفاق، تاثیر بسزایی داشته باشد. در این مرحله S حالت بهره برداری مطابق جدول های (۲)، (۳) و (۴) برای سیستم و مولدها تعیین می گردد.

۴-۴- شبیه سازی اتفاقات

در این مرحله اتفاقات مشخص شده در جدول (۱) تحت حالت های بهره برداری معین شده در جدول های (۲) و (۳) و (۴)، شبیه سازی می شوند. در این مرحله تعداد اتفاق شبیه سازی شده برابر است با:

$$E \times S = 8 \times (3 \times 3 \times 2) = 144 \quad (1)$$

۴-۵- محاسبه ی ویژگی ها

در این مرحله با استفاده از نتایج هر شبیه سازی، ویژگی های مربوط به آن محاسبه می گردد. هر بردار ویژگی دارای F ویژگی است. ویژگی های مورد استفاده به صورت تغییرات درجه اول و دوم پارامترهای الکتریکی تعریف شده اند. پارامتر خروجی مورد مطالعه با سرعت ۱۰۰۰ نمونه در ثانیه نمونه برداری شده است. در واقع رشته ای از اعداد را به عنوان خروجی خواهیم داشت. فرض کنید پارامتر مورد مطالعه X باشد که می تواند توان، ولتاژ، جریان و غیره باشد.

$$X = \{X[1], X[2], \dots, X[n], \dots\} \quad (2)$$

که در آن X[n] معرف مقدار پارامتر X در n امین نمونه از شبیه سازی است. تغییرات مرتبه اول و دوم به صورت زیر تعریف می شود:

$$\dot{X}[n] = 1000 \times (X[n+1] - X[n]) \quad (3)$$

$$\ddot{X}[n] = 1000 \times (\dot{X}[n+1] - \dot{X}[n]) \quad (4)$$

این مقاله از بردار ویژگی ۱۶ بعدی دسته‌بندی داده‌ها استفاده شده است که همانطور که در بخش گذشته ذکر گردید می‌توان تعداد آن را کاهش داد:

$$FV^i = [f_1^i, f_2^i, \dots, f_n^i], c^i \in \{0,1\} \quad (۶)$$

که در آن بردار ویژگی i ام و f_n^i ویژگی n ام از این بردار است و c^i کلاس متناظر با بردار i ام است. کلاس صفر مربوط به حالت غیر جزیره‌ای و کلاس یک مربوط به حالت جزیره‌ای است. این بردارها در کنار یکدیگر ماتریس ویژگی را به صورت زیر تشکیل می‌دهند:

$$FM = \begin{bmatrix} FV^1 \\ FV^2 \\ \vdots \\ FV^i \\ \vdots \\ FV^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1^1 & f_2^1 & \dots & f_j^1 & \dots & f_n^1 \\ f_1^2 & f_2^2 & \dots & f_j^2 & \dots & f_n^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_1^i & f_2^i & \dots & f_j^i & \dots & f_n^i \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ f_1^m & f_2^m & \dots & f_j^m & \dots & f_n^m \end{bmatrix} \quad (۷)$$

با توجه به مطالب بیان شده در بخش‌های قبل، $n=16$ و $m=144$ است. متناظر با این ماتریس می‌توان بردار کلاس را نیز به صورت زیر تعریف نمود:

$$CV = [c^1, c^2, \dots, c^i, \dots, c^m]^T \quad (۸)$$

بردار کلاس دارای ابعاد ۱۴۴ در یک است.

۷-۴- آموزش الگوریتم داده‌کاوی

در این مرحله با استفاده از داده‌های آموزش، درخت تصمیم آموزش داده می‌شود.

۸-۴- آزمایش عملکرد الگوریتم

در این بخش الگوریتم با استفاده از داده‌های آزمایش، مورد آزمایش قرار می‌گیرد تا معین گردد تا چه میزان توانایی تشخیص جزیره‌ای شدن را در ریز شبکه مورد مطالعه دارا است.

۵- کلیات آموزش و آزمایش

هدف از ایجاد پایگاه داده، آموزش و آزمایش درخت تصمیم است. بخش عمده‌ای از داده‌ها (در این مقاله ۸۰٪ از بردارهای ویژگی)، جهت آموزش درخت تصمیم و بخش کوچک باقی‌مانده (در این مقاله ۲۰٪ از بردارهای ویژگی) جهت آزمایش درخت تصمیم استفاده می‌شود. نحوه انتخاب داده‌های آموزش و آزمایش به صورت کاملاً تصادفی است. در شکل (۲) این روند به طور خلاصه نمایش داده شده است. در این مقاله داده‌ها با اندیسی چهار بخشی مطابق شکل (۳) از یکدیگر متمایز می‌گردند. به عنوان نمونه شبیه‌سازی با اندیس 6HMA به معنای شبیه‌سازی اتفاق شماره‌ی شش با حالت بهره‌برداری با صد درصد تولید

شبکه‌های مختلف از تمامی ویژگی‌های یاد شده در این بخش استفاده- گردد. همچنین می‌توان از برخی از ویژگی‌ها استفاده نمود بدون آن که در پاسخ‌ها خللی وارد گردد. البته باید به این نکته توجه نمود که تعداد ویژگی‌های مورد استفاده به ابعاد سیستم مورد بررسی و تعداد المان‌های آن بستگی دارد. در واقع اگر از ابتدا تعداد محدودی ویژگی بیان می‌شد ممکن بود در مورد شبکه‌ی مورد مطالعه در این مقاله پاسخ قابل قبولی ارائه دهد ولی تعمیم آن برای کارهای بعدی دچار مشکل می‌گردد.

استفاده از روش درخت تصمیم می‌تواند تسهیل‌کننده‌ی انتخاب بین ویژگی‌های مختلف باشد چرا که در هر مرحله درخت تصمیم نوعی بهینه‌سازی انجام می‌دهد و تاثیرگذارترین ویژگی را بر می‌گزیند. از این رو می‌توان معیاری برای برگزیدن مهم‌ترین ویژگی‌ها بدست آورد. در واقع ویژگی‌هایی که در ساخت درخت مورد استفاده قرار گرفته‌اند می‌توانند مهم‌ترین ویژگی‌های مربوط به آن مولد تلقی گردند.

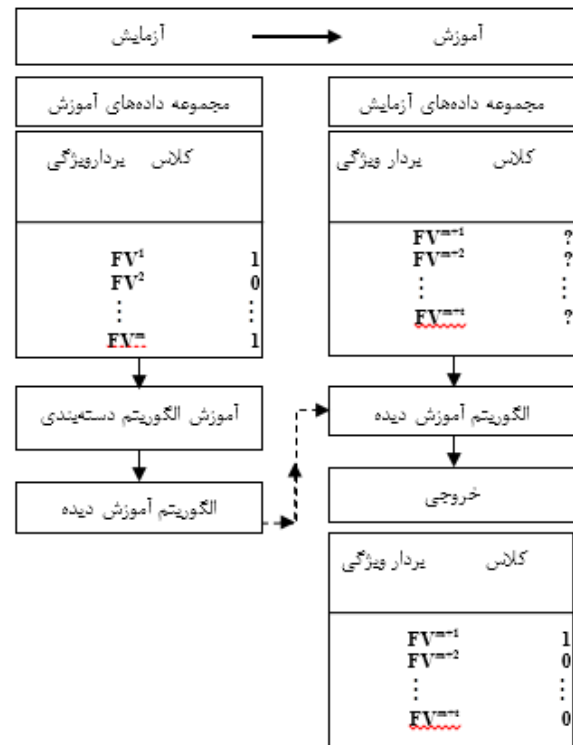
جدول (۵): ویژگی‌های تعریف شده برای تشخیص جزیره‌ای شدن

ویژگی	پارامتر	مرتبه تغییرات	تعریف	واحد
$f_{1 \text{ } ij}^x$	توان اکتیو	اول	$D(P)$	[MW/s]
$f_{2 \text{ } ij}^x$	توان راکتیو	اول	$D(Q)$	[MVAtr/s]
$f_{3 \text{ } ij}^x$	فرکانس	اول	$D(f)$	[Hz/s]
$f_{4 \text{ } ij}^x$	اندازه‌ی ولتاژ	اول	$D(V)$	[p.u./s]
$f_{5 \text{ } ij}^x$	نسبت توان ظاهری به ولتاژ	اول	$D(S/V)$	[MVA/p.u.×s]
$f_{6 \text{ } ij}^x$	ضریب توان	اول	$D(\cos\varphi)$	[MW/MVA×s]
$f_{7 \text{ } ij}^x$	فاز ولتاژ	اول	$D(\theta_v)$	[rad/s]
$f_{8 \text{ } ij}^x$	زاویه بین ولتاژ و جریان	اول	$D(\varphi)$	[rad/s]
$f_{9 \text{ } ij}^x$	توان اکتیو	دوم	$D^2(P)$	[MW/s ²]
$f_{10 \text{ } ij}^x$	توان راکتیو	دوم	$D^2(Q)$	[MVAtr/s ²]
$f_{11 \text{ } ij}^x$	فرکانس	دوم	$D^2(f)$	[Hz/s ²]
$f_{12 \text{ } ij}^x$	اندازه‌ی ولتاژ	دوم	$D^2(V)$	[p.u./s ²]
$f_{13 \text{ } ij}^x$	نسبت توان ظاهری به ولتاژ	دوم	$D^2(S/V)$	[MVA/p.u.×s ²]
$f_{14 \text{ } ij}^x$	ضریب توان	دوم	$D^2(\cos\varphi)$	[MW/MVA×s ²]
$f_{15 \text{ } ij}^x$	فاز ولتاژ	دوم	$D^2(\theta_v)$	[rad/s ²]
$f_{16 \text{ } ij}^x$	زاویه بین ولتاژ و جریان	دوم	$D^2(\varphi)$	[rad/s ²]

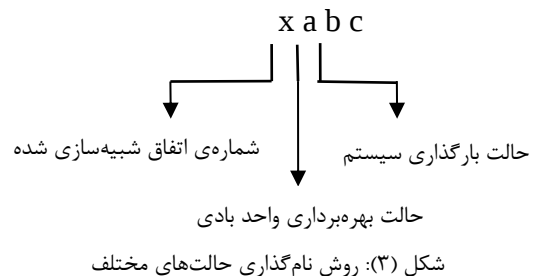
۶-۴- ایجاد پایگاه داده

در این مرحله با استفاده از بردارهای ویژگی محاسبه‌شده در مرحله قبل، ماتریس ویژگی تعیین می‌گردد. داده‌های این ماتریس به دو بخش داده‌های آموزش و داده‌های آزمایش تقسیم می‌گردد. در

واحد فتوولتاییک، پنجاه درصد تولید واحد بادی و بارگذاری صد درصد است.



شکل (۲): روند آموزش و آزمایش الگوریتم درخت تصمیم



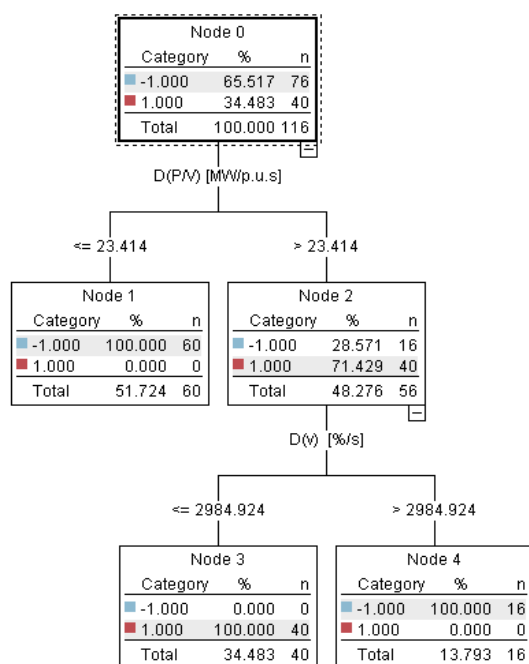
شکل (۳): روش نام‌گذاری حالت‌های مختلف

۶- نتایج حاصل از درخت تصمیم

داده‌ها در تشخیص حالت جزیره‌ای دارای دو کلاس (یک برای حالت جزیره‌ای و صفر برای حالت غیر جزیره‌ای) هستند. درخت تصمیم به‌دست آمده برای ریز شبکه با استفاده از اطلاعات باس مولد فتوولتاییک در شکل (۴) نشان داده شده است. انتخاب باس مناسب برای آموزش درخت تصمیم کاملاً تصادفی است. نتیجه مربوط به تک داده‌هایی که در آزمایش تشخیص جزیره‌ای شدن ریز شبکه با استفاده از این درخت استفاده شده‌اند در جدول (۶) ارائه شده است. با توجه به نتایج، درخت تصمیم توانسته است تمامی موارد را به‌درستی تشخیص دهد.

۷- بررسی ناحیه عدم تشخیص با تعریف حالت‌های خاص بهره‌برداری

همانطور که بیان شد روش درخت تصمیم می‌تواند حالت‌های عمومی جزیره‌ای شدن را تشخیص دهد. ولی کارکرد این روش در حالت‌های خاص مورد بررسی قرار نگرفته است. این حالت‌های خاص در زمینه جزیره‌ای شدن، حالت‌هایی هستند که در آن نوعی تعادل بین تولید و مصرف وجود داشته‌باشد. از طرف دیگر باید ناحیه‌ای عدم تشخیص برای این روش معین گردد. به طور کلی ناحیه‌ای عدم تشخیص به ناحیه‌ای اطلاق می‌گردد که اگر توان اکتیو و راکتیو مبادله شده بین جزیره و شبکه در لحظه‌ی پیش از جزیره‌ای شدن در آن محدوده قرار داشته باشد الگوریتم قادر به تشخیص آن نیست. توان اکتیو و راکتیو مبادله شده با شبکه در لحظه‌ی پیش از جزیره‌ای شدن به ترتیب ΔP و ΔQ در شکل (۵) در نظر گرفته می‌شود. در این حالت ناحیه‌ای عدم تشخیص را می‌توان در صفحه‌ی ΔQ - ΔP نمایش داد. برای بررسی ناحیه‌ای عدم تشخیص در روش ارائه شده، حالت‌های بهره‌برداری خاصی تعریف می‌گردد که در آن تولید و مصرف درون جزیره به یکدیگر بسیار نزدیک باشد. برای ایجاد تعادل بین تولید و مصرف درون جزیره از مقادیر مختلفی برای بار L3 استفاده شده است. در واقع با این کار نقطه‌ی کار در صفحه‌ی ΔP - ΔQ در نقطه‌ای نزدیک به مبدا قرار می‌گیرد. این حالت‌ها به شرح جدول (۷) هستند. در کنار حالت‌های بارگذاری مزبور، تنها حالت تولید HH برای تولید فتوولتاییک و بادی در نظر گرفته شده است. بدین ترتیب حالت‌های بهره‌برداری اضافه شده به‌صورت بیان شده در جدول (۸) هستند.



شکل (۴): درخت تصمیم مربوط به ریز شبکه با استفاده از اطلاعات باس مولد فتوولتاییک

فتوولتاییک مورد استفاده قرار گرفته بود از دو ویژگی به شش ویژگی افزایش یافته است. در واقع هر چه داده‌ها پیچیده‌تر می‌شوند، تشخیص آن‌ها دشوارتر می‌شود و الگوریتم تعداد شاخه‌ها و ویژگی‌های مورد استفاده‌ی خود را افزایش می‌دهد. درخت مزبور، توسط چهل بردار ویژگی آزمایش می‌گردد. جدول (۱۰) مواردی که درخت تصمیم در تشخیص دچار اشتباه شده است را نشان می‌دهد.

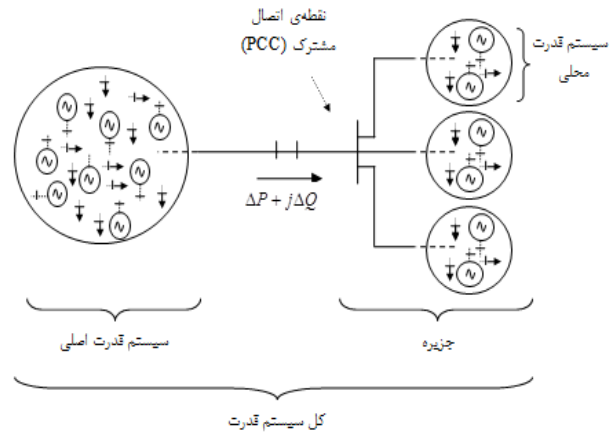
جدول (۷): حالت‌های خاص بارگذاری شده جهت بررسی ناحیه‌ی عدم

تشخیص

L3		تمامی بارها به غیر از L3 (درصد نسبت به مقدار نامی)	حالت بارگذاری
MW	MVAR		
۰/۸۲	۰	۱۰۰	C
۰/۷۲	۰	۱۰۰	D
۰/۶۳	۰	۱۰۰	E
۰/۷۳	۰/۴۳	۱۰۰	F
۰/۶۸	۰/۶۶	۱۰۰	G
۰/۶۱	۰/۸۴	۱۰۰	H
۰/۵۹	۱/۵۵	۱۰۰	I

جدول (۸): حالت‌های خاص بهره‌برداری

۱	1HHD	۲۱	3HHC	۴۱	4HHH
۲	1HHF	۲۲	3HHD	۴۲	4HHI
۳	1HHG	۲۳	3HHE	۴۳	5HHC
۴	1HHH	۲۴	3HHF	۴۴	5HHD
۵	1HHI	۲۵	3HHG	۴۵	5HHF
۶	2HHC	۲۶	3HHI	۴۶	5HHG
۷	2HHE	۲۷	4HHC	۴۷	5HHH
۸	2HHF	۲۸	4HHD	۴۸	5HHI
۹	2HHG	۲۹	4HHE	۴۹	6HHC
۱۰	2HHH	۳۰	4HHG	۵۰	6HHE
۱۱	6HHF	۳۱	8HHE	۵۱	5HHE
۱۲	6HHH	۳۲	8HHF	۵۲	6HHD
۱۳	6HHI	۳۳	8HHG	۵۳	6HHG
۱۴	7HHC	۳۴	8HHH	۵۴	7HHE
۱۵	7HHD	۳۵	1HHC	۵۵	7HHH
۱۶	7HHF	۳۶	1HHE	۵۶	8HHI
۱۷	7HHG	۳۷	2HHD		
۱۸	7HHI	۳۸	2HHI		
۱۹	8HHC	۳۹	3HHH		
۲۰	8HHD	۴۰	4HHF		



شکل (۵): انتقال توان به جزیره

جدول (۶): نتایج تشخیص جزیره‌ای شدن برای ریزشکبه

شماره	اندیس - شبیه - سازی	حالت واقعی	پاسخ درخت تصمیم	شماره	اندیس - شبیه - سازی	حالت واقعی	پاسخ درخت تصمیم
۱	1HL B	۰	۰	۱۵	5HM B	۰	۰
۲	1HM A	۰	۰	۱۶	5LM A	۰	۰
۳	1HM B	۰	۰	۱۷	5ML B	۰	۰
۴	1MH A	۰	۰	۱۸	6LH A	۱	۰
۵	2HL A	۰	۰	۱۹	6LL B	۱	۰
۶	2LH B	۰	۰	۲۰	6ML A	۱	۰
۷	2MM A	۰	۰	۲۱	6MM A	۱	۰
۸	3HL B	۰	۰	۲۲	7LL A	۱	۰
۹	3LH B	۰	۰	۲۳	7LH B	۱	۰
۱۰	3ML B	۰	۰	۲۴	7LL B	۱	۰
۱۱	3MM B	۰	۰	۲۵	7ML A	۱	۰
۱۲	4LH A	۰	۰	۲۶	7MM B	۱	۰
۱۳	4LL B	۰	۰	۲۷	8HM B	۱	۰
۱۴	4ML A	۰	۰	۲۸	8MM A	۱	۰
موارد کلاس‌بندی شده صحیح							۲۸
دقت							۱۰۰٪

هر هشت نوع اتفاق بیان شده در جدول (۹) تحت حالت‌های بهره‌برداری مزبور شبیه‌سازی می‌گردد. در واقع ۵۶ بردار ویژگی به ۱۴۴ بردار پیشین افزوده شده و دویست بردار ویژگی ایجاد می‌گردد. در این مرحله نیز هشتاد درصد داده‌ها برای آموزش و بیست درصد داده‌ها برای آزمایش مورد استفاده قرار می‌گیرند. شکل (۶) درخت تصمیم ایجاد شده برای ریزشکبه که از طریق آموزش با استفاده از اطلاعات باس مولد فتوولتاییک به همراه داده‌های شامل حالات خاص، حاصل شده است را نمایش می‌دهد. می‌توان مشاهده نمود که ویژگی‌هایی که برای ایجاد درخت تصمیم ریزشکبه با استفاده از اطلاعات باس مولد

جدول (۹): موارد عدم تشخیص درخت تصمیم در حالات خاص

اندیس	ΔQ [%]	ΔP [%]
6HHG	۴/۸۶	۱/۹۴
7HHH	۰/۹۷	۰/۳۹
8HHI	۱/۵۵	۰/۰۰

مشاهده می شود درخت تصمیم زمانی که اختلاف توان تولیدی و مصرفی به حدود پنج درصد و کمتر از آن می رسد توانایی تشخیص خود را از دست می دهد و نمی تواند پدیده ی جزیره ای شدن را تشخیص دهد. در این حالت ها به حدی تغییر ایجاد شده در شبکه بر اثر جزیره ای شدن کم است که الگوریتم نمی تواند این تغییرات را ردگیری نماید. برای غلبه بر این مشکل می توان هزینه کلاس بندی اشتباه درخت را افزایش داد و یا از روش تقویت تطبیقی، دقت درخت تصمیم را بالا برد.

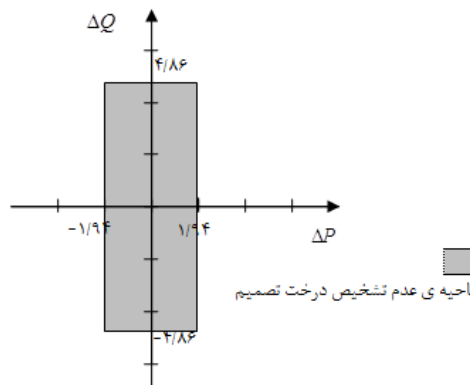
۸- ناحیه ی عدم تشخیص روش پیشنهادی

با توجه به نتایج به دست آمده در بخش قبل می توان ناحیه ی عدم تشخیص روش ارائه شده را تعیین کرد. در حقیقت داده هایی که به درستی دسته بندی نشده اند را می توان به عنوان تعیین کننده ی مرزهای ناحیه ی عدم تشخیص تلقی نمود. به عبارت دیگر بیشترین مقدار ΔP و ΔQ در بین داده هایی که الگوریتم نمی تواند به درستی دسته بندی نماید، به عنوان محدوده ی ناحیه ی عدم تشخیص تعیین می شوند. با توجه به جدول (۸) برای درخت تصمیم خواهیم داشت:

$$\Delta P_{NDZ, \text{Decision tree}, PV} = \max \{1.94, 0.39, 0.00\} = 1.94$$

$$\Delta Q_{NDZ, \text{Decision tree}, PV} = \max \{4.86, 0.97, 1.55\} = 4.86$$

شکل (۸) ناحیه ی عدم تشخیص روش درخت تصمیم را با توجه به مقادیر فوق نشان می دهند.

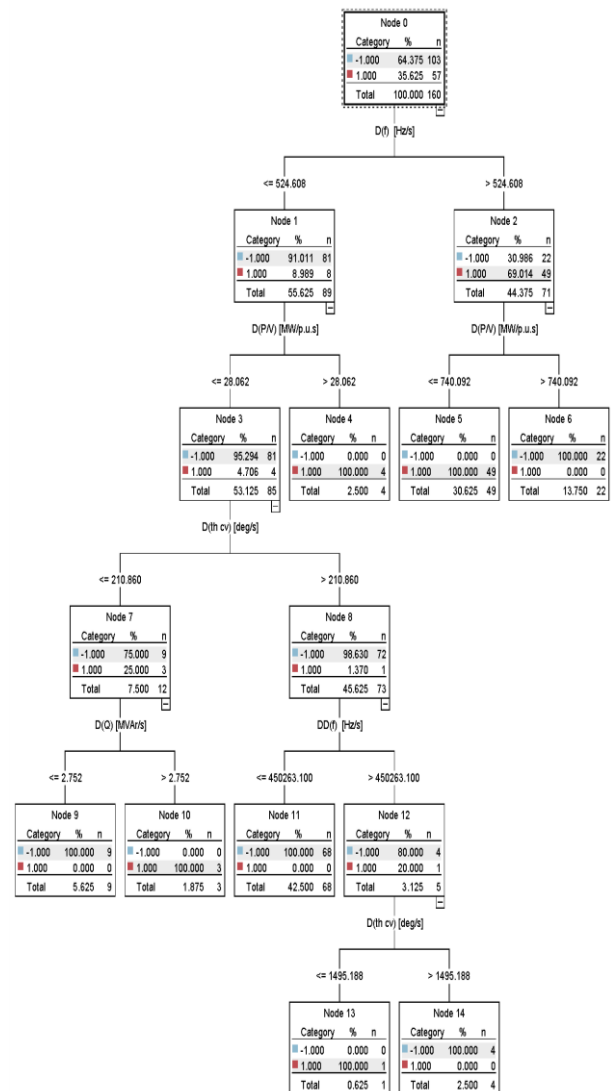


شکل (۷): ناحیه ی عدم تشخیص روش درخت تصمیم

۹- مقایسه ی نتایج با سایر روش های تشخیص غیرفعال

در این بخش نتایج به دست آمده برای ناحیه ی عدم تشخیص را با روش های دیگر مقایسه می شود. همان گونه که در بخش های قبل اشاره گردید، روش های غیرفعال علی رغم مزایای متعدد، دارای مشکل وجود

هر هشت نوع اتفاق بیان شده در جدول (۱۱) تحت حالت های بهره برداری مزبور شبیه سازی می گردد. در واقع ۵۶ بردار ویژگی به ۱۴۴ بردار پیشین افزوده شده و دویست بردار ویژگی ایجاد می گردد. در این مرحله نیز هشتاد درصد داده ها برای آموزش و بیست درصد داده ها برای آزمایش مورد استفاده قرار می گیرند. شکل (۷) درخت تصمیم ایجاد شده برای ریز شبکه که از طریق آموزش با استفاده از اطلاعات باس مولد فتوولتاییک به همراه داده های شامل حالات خاص، حاصل شده است را نمایش می دهد. می توان مشاهده نمود که ویژگی هایی که برای ایجاد درخت تصمیم ریز شبکه با استفاده از اطلاعات باس مولد فتوولتاییک مورد استفاده قرار گرفته بود از دو ویژگی به شش ویژگی افزایش یافته است. در واقع هر چه داده ها پیچیده تر می شوند، تشخیص آن ها دشوارتر می شود و الگوریتم تعداد شاخه ها و ویژگی های مورد استفاده ی خود را افزایش می دهد. درخت مزبور، توسط چهل بردار ویژگی آزمایش می گردد. جدول (۱۲) مواردی که درخت تصمیم در تشخیص دچار اشتباه شده است را نشان می دهد.



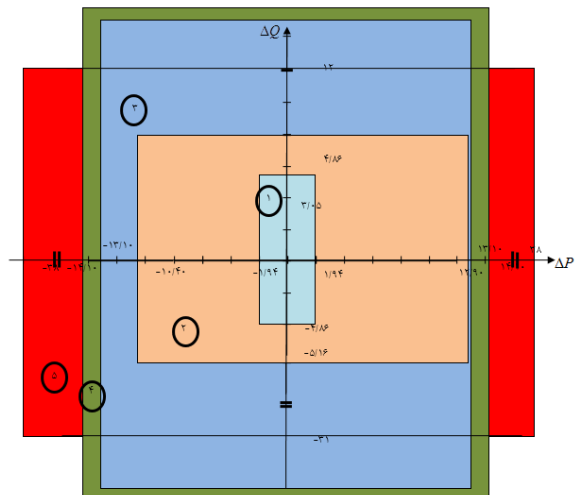
شکل (۶): درخت تصمیم آموزش دیده برای ریز شبکه توسط داده های خاص اضافه شده با استفاده از اطلاعات باس سیستم فتوولتاییک

در حالت کلی دست آوردهای این روش اعم از سرعت بالا، ناحیه‌ی عدم تشخیص کوچک و عدم صدور فرمان‌های قطع بی‌مورد می‌تواند به آن قابلیت عملکرد در هر دو رویکرد ریز شبکه و حفاظت ضد جزیره‌ای را بدهد و به دلیل دقت بالای الگوریتم در تشخیص جزیره‌ای شدن در هر دو مجموعه‌ی آموزش و آزمایش بحث برآزش بیش از حد الگوریتم مطرح نیست. همانطور که نتایج نشان می‌دهد درخت تصمیم به دلیل استفاده از ویژگی‌های مختلف توانسته است در کاهش ناحیه‌ی عدم تشخیص نقش بسزایی داشته باشد. به طور کلی ناحیه‌ی عدم تشخیص در روش ارائه شده بسیار کوچک‌تر از دیگر روش‌های غیرفعال بوده که این امر می‌تواند باعث ارتقاء قابلیت اطمینان سیستم شود.

مراجع

- [۱] بیابانی ناصر، رضانی مریم، فلقی حمید، "افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده توسط جایابی هم‌زمان منابع تولید پراکنده و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی در شبکه‌های توزیع"، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، سال: ۱۲، شماره: ۱، ص: ۱۴-۲۴، بهار ۱۳۹۳.
- [۲] مطهری مهرداد، لشکرآرا افشین، "استفاده از روش جدید چرخه آب جهت تعیین اندازه و مکان بهینه منابع تولید پراکنده"، نشریه تحقیقات نوین در برق، سال: ۳، ش: ۱، ص: ۳۳-۲۳، ۱۳۹۳.
- [3] H. Karimi, G. Shahgholian, B. Fani, I. Sadeghkhani, M. Moazzami, "A protection strategy for inverter interfaced islanded microgrids with looped configuration", Electrical Engineering, Vol. 101, No. 3, pp. 1059-1073, Sep. 2019.
- [۴] حیدری‌ارجلو مهرداد، سیف‌السادات سیدقدرت‌اله، رزاز مرتضی، "تشخیص جزیره‌های الکتریکی در شبکه‌های توزیع دارای تولیدات پراکنده با استفاده از تبدیل موجک گسسته و شبکه عصبی مصنوعی"، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، ص: ، سال: ۱۱، شماره: ۱، ص: ۲۷-۱۹، بهار ۱۳۹۲.
- [5] R. Nale, K. Venkatanagaraju, S. Biswal, M. Biswal, N. Kishor, "Islanding detection in distributed generation system using intrinsic time decomposition", IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 13, No. 5, pp. 626-633, March 2019.
- [۶] رهبری‌مقام حسام، "کنترل بهینه ریز شبکه به منظور بهبود پروفیل ولتاژ با در نظر گرفتن تولید هم‌زمان برق و گرما"، نشریه روش‌های هوشمند در صنعت برق، سال: ۹، شماره: ۳۶، ص: ۴۳-۵۰، زمستان ۱۳۹۷.
- [7] N. Liu, C. Diduch, L. Chang, J. Su, "A reference impedance-based passive islanding detection method for inverter-based distributed generation system", IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 3, No. 4, pp. 1205-1217, July 2015.
- [8] A.G. Abd-Elkader, S.M. Saleh, M.B.M. Eiteba, "A passive islanding detection strategy for multi-distributed generations", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 99, pp. 146-155, July 2018.
- [9] R.S. Kunte, W. Gao, "Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources", Proceeding of the IEEE/NAPS, pp1 – 8, Calgary, AB, Canada, Sep. 2008.
- [10] B.I. Rani, M. Srikanth, G.S. Ilango, C. Nagamani, "An active islanding detection technique for current

ناحیه‌ی عدم تشخیص بزرگ هستند. به عبارت دیگر اگر ناحیه‌ی عدم تشخیص در این روش‌ها کاسته شود گامی اساسی در توسعه‌ی این روش‌ها برداشته شده است. در این بخش تعدادی از نتایج برخی روش‌های تشخیص غیرفعال با نتایج بدست آمده از این روش مقایسه می‌گردد. در شکل (۹) ناحیه‌ی عدم تشخیص روش درخت تصمیم در کنار ناحیه‌ی عدم تشخیص گزارش شده برای سایر روش‌ها در مراجع مختلف [۲۳،۲۴] ارائه شده است. محورهای شکل بر حسب درصد هستند.



شکل (۸): مقایسه ناحیه عدم تشخیص روش ارائه شده با دیگر روش‌های غیرفعال [ناحیه (۱): ناحیه‌ی عدم تشخیص روش درخت تصمیم، ناحیه (۲): ناحیه‌ی عدم تشخیص روش مبتنی بر رله‌های OUF و OIP، ناحیه (۳): ناحیه‌ی عدم تشخیص روش ROCOF، ناحیه (۴): ناحیه‌ی عدم تشخیص روش جایابی بردار، ناحیه (۵): ناحیه‌ی عدم تشخیص روش چشم فاز

۱۰- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک روش غیرفعال تشخیص جزیره‌ای بر اساس الگوریتم درخت تصمیم برای شبکه‌های دارای منابع تولید پراکنده پیشنهاد شده است. این روش پدیده‌ی جزیره‌ای شدن را به صورت محلی تشخیص داده و از درخت تصمیم برای دسته‌بندی داده‌ها بهره‌گیری می‌نماید. رفتار منابع تجدیدپذیر با فرض کردن نواحی تولید مختلف برای تولید منبع پراکنده در داده‌های آموزشی در نظر گرفته شده است. سرعت الگوریتم تشخیص به خاطر استفاده از دستورهای منطقی ساده و وجود نداشتن هیچ نوع تبدیل ریاضی در ویژگی‌های انتخاب شده بسیار بالا است. نتایج بدست آمده نشان‌دهنده‌ی دقت بالای تشخیص است. از عوامل موثر بر افزایش دقت می‌توان به ویژگی‌های انتخاب شده، دسته‌بندی مناسب توسط درخت تصمیم و تمرکز بر روی داده‌های دشوار توسط آن اشاره نمود. از اثرات دقت بالا می‌توان مواردی چون عدم صدور فرمان‌های جزیره‌ای شدن بی‌مورد و همچنین تشخیص جزیره‌ای شدن در اکثر حالت‌ها را بیان نمود. این امر می‌تواند تاثیر بسزایی در قابلیت استفاده از این روش در محیط تجدید ساختار شده به علت حساسیت‌های خاص آن محیط داشته باشد.

Wind Farm (2.86 MW) consisting of four 715 kW wind turbines. The doubly-fed induction generator (DFIG) has been considered.

T1: rated MVA=15 MVA, rated kV= 69/13.8 kV, Dyn, $Z=0.00667+j0.0533$ p.u., $RG=20\Omega$;

T2: rated MVA=1.0 MVA, rated kV= 13.8/0.48 kV, Dyn, $Z=0.0821+j0.575$ p.u.;

T3: rated MVA=2.5 MVA, rated kV= 13.8/2.4 KV, Dyn, $Z=0.0329+j0.023$ p.u.;

T4: rated MVA=3.5 MVA, rated kV= 13.8/2.4 kV, Dyn, $Z=0.021+j0.1094$ p.u.;

T5: rated MVA=3.75 MVA, rated kV= 13.8/2.4 kV, Dyn, $Z=0.0244+j0.148$ p.u., $RG=3.5\Omega$;

T6 and T9: rated MVA=1.25 MVA, rated kV= 13.8/0.48 kV, Dyn, $Z=0.056+j0.48$ p.u.;

T7: rated MVA=1.5 MVA, rated KV= 13.8/0.48 KV, Dyn, $Z=0.0648+j0.383$ p.u.;

T8: rated MVA=3.5 MVA, rated KV= 13.8/4.14 KV Dy, $Z=0.0256+j0.113$ p.u.;

T10: rated MVA=0.315 MVA, rated KV= 13.8/4.14 KV, Dy, $Z=0.0256+j0.113$ p.u.;

L1: rated power =0.5 MW, rated kV=0.48 kV; L2: rated power =1.0 MW, rated kV=2.40 kV;

L3: rated power =1.0 MW, rated kV=2.40 kV; L4: rated power =1.0 MW, rated kV=0.48 kV;

L5: rated power =1.0 MW, rated kV=0.48 kV; L6: rated power =1.0 MW, rated kV=0.48 kV;

Line 1: rated kV=69.0 kV, $ZS=0.00151+j0.00296$ p.u.;

Line 2: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.03760+j0.05127$ p.u.;

Line 3: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.06141+j0.03066$ p.u.;

Line 4: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.06065+j0.10150$ p.u.;

Line 5: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.03564+j0.02661$ p.u.;

Line 6: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.03564+j0.02661$ p.u.;

Line 7: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.00104+j0.00135$ p.u.;

Line 8: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.00732+j0.00095$ p.u.;

Line 9: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.02560+j0.00332$ p.u.;

Line 10: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.00420+j0.00154$ p.u.;

Line 11: rated kV=13.8 kV, $ZS=0.02560+j0.00332$ p.u.;

PV (500 kW) including mono-crystalline photovoltaic panels.

زیر نویس ها

1. Micro-grid
2. Non detection zone
3. Wavelet transform
4. Daubechies wavelet
5. Point of common coupling
6. Unified three-phase signal processor
7. Sandia frequency shift
8. Photo voltaic
9. Master inverter
10. Salves
11. Automatic load-frequency controller
12. Rate of change of phase angle difference (ROCPAD)
13. Rate of change of frequency (ROCOF)
14. Goertzeal algorithm
15. doubly fed induction generator (DFIG)
16. Support vector machine (SVM)
17. Over-fitting
18. misclassification cost
19. SPSS clementine12

- controlled inverter", Renewable Energy, Vol. 51, pp. 189-196, March 2013.
- [11] C.T. Hsieh, J.M. Lin, S.J. Huang, "Enhancement of islanding-detection of distributed generation systems via wavelet transform-based approaches", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol 30, No. 10, pp 575-580, Dec. 2008.
- [12] D.D. Reigosa, F. Briz, C.B. Charro, P. García, J.M. Guerrero, "Active islanding detection using high-frequency signal injection", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 48, No. 5, pp 1588-1597, Sep./Oct. 2012.
- [13] H. Karimi, A. Yazdani, R. Iravani, "Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit", IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 23, No. 1, pp 298-307, Jan. 2008.
- [14] H. Vahedi, M. Karrari, "Adaptive fuzzy sandia frequency-shift method for islanding protection of inverter-based distributed generation", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 28, No. 1, pp 84-92, Jan. 2013.
- [15] D. Reigosa, F. Briz, C. Blanco, P. García, J.M. Guerrero, "Active islanding detection for multiple parallel-connected inverter-based distributed generators using high-frequency signal injection", IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 29, No. 3, pp. 1192-1197, March 2014.
- [16] H.H. Zeineldin, J.L. Kirtley, "A simple technique for islanding detection with negligible nondetection zone", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 2, pp. 779-786, April 2009.
- [17] A. Moeini, A. Darabi, S.M.R. Rafiei, M. Karimi, "Intelligent islanding detection of a synchronous distributed generation using governor signal clustering", Electric Power Systems Research, Vol 81, pp 608-616, Feb. 2011.
- [18] A. Samui, S.R. Samantaray, "Assessment of ROCPAD relay for islanding detection in distributed generation", IEEE Trans. on Smart Grid, Vol. 2, No. 2, pp391-398, June 2011.
- [19] J.H. Kim, J.G. Kim, Y.H. Ji, Y.C. Jung, C.Y. Won, "An islanding detection method for a grid-connected system based on the goertzel algorithm", IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 26, No. 4, pp. 1049-1055, April 2011.
- [20] F. Katiraei, M.R. Iravani, "Power management strategies for a microgrid With multiple distributed generation units", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 4, pp. 1821-1831, Nov. 2006.
- [21] S.I. Jang, K.H. Kim, "An islanding detection method for distributed generation using voltage unbalance and total harmonic distortion of current", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 19, No. 2, pp.745-752, April 2004.
- [22] A. Samui, S.R. Samantaray, "Assessment of ROCPAD relays for islanding detection in distributed generation", IEEE Trans. on Smart Grid, Vol. 2, No. 2, pp. 391-398, June 2011.
- [23] J.C.M. Vieira, W. Freitas, W. Xu, A. Morelato, "Performance of frequency relays for distributed generation protection", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, pp. 1120 – 1127, July 2006.
- [24] N. Okada, S. Uemura, S. Taniguchi, M. Takagi, H. Kobayashi, "An islanding prevention method by avoiding dead zone of islanding detection for distributed power generation", Proceeding of the IET/RPG, pp. 1-6, Edinburgh, UK, Sep. 2011.

ضمیمه

DGs:

Synchronous Generator (2.15 MW), $H=2.9$ s, $X_d=0.97$ pu, $X_q=0.41$ pu, $X'_d=0.26$ pu, $X'_q=0.36$ pu, $X''_d=0.175$ pu, $X''_q=0.21$ pu

Isolation Detection Using Decision Tree Algorithm in Micro-Grids with Variety of Distributed Production Resources

Rasool Ebrahimi¹, Ghazanfar Shahgholian^{2,*}, Bahador Fani²

1-Smart Microgrid Research Center, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran

2-Department of Electrical Engineering, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran

Abstract: Isolation detection methods are divided into three active, passive and telecommunication categories. In most cases, passive methods are used more than other methods due to low cost, simplicity, high speed and no harmful effect on the power quality of the power system. In these methods, a parameter of the system is considered as an indicator and the system is analyzed by setting threshold values for this parameter. An island system is detected if the desired parameter exceeds the threshold values for it. The major problem with these methods is their large detection area. In this paper, a method for identifying islandization is proposed based on the decision tree algorithm. This method determines islandization by using one or more indicators used in other methods of inactive detection in terms of network complexity. This method has been tested under various possible incidents in grid-grids and various loading systems and distributed generation sources. The results indicate the fast and accurate performance of the proposed method with its inadequate detection area compared with other inactive methods of island identification.

Keywords: Data mining, Distributed generation, Decision tree algorithm, Inactive detection method, Non-detection area, Grid.