

KN0-0904-3803

# ارایه ی یک روش حفاظت گسترده بر مبنای اطلاعات فازوری جهت پیش بینی جزیره شدگی غیر عمدی در سیستم قدرت

تورج امرایی<sup>۱</sup> amraee@kntu.ac.irصادق کمالی<sup>۲</sup> s.kamali@ee.kntu.ac.ir<sup>۱</sup>استاد برق دانشگاه خواجه نصیرالدین طوسی<sup>۲</sup>دکترای برق-قدرت دانشگاه خواجه نصیرالدین طوسی

**چکیده:** باز کردن عمدی خطوط انتقال و تقسیم بندی شبکه به نواحی الکتریکی جدا شده، به عنوان جزیره شدگی کنترل شده شناخته می شود. جزیره شدگی سیستم قدرت در شرایط بسیار اضطراری، به عنوان آخرین راهکار جهت جلوگیری از خاموشی سراسری شبکه انجام می شود. در این مقاله یک طرح حفاظتی گسترده بر مبنای اطلاعات فازوری اندازه گیری شده در پایانه ی ژنراتوری و تحقیق این اطلاعات در صفحه ی امیدانسی جهت تعیین زمان مناسب جزیره کردن سیستم قدرت ارایه می شود. سناریوهای مختلفی که شامل حالت جزیره شدگی و جزیره نشدگی هستند شبیه سازی شده اند و سپس به کمک محاسبه ی امیدانسی از دید باس های ژنراتوری معیار مناسب برای داده کاوی از دید باس های ژنراتوری بدست می آید. در واقع درخت تصمیم به کمک اطلاعات امیدانسی می تواند جزیره شدگی ناخواسته ی سیستم قدرت را پیش بینی نماید. طرح پیشنهادی برای شبکه ی نمونه IEEE-39bus پیاده سازی گردیده است.

**کلید واژه ها:** خاموشی سراسری، جزیره شدگی کنترل شده، ناپایداری گذرا، درخت تصمیم گیر، پایداری زوایه ی روتور و ژنراتور های هم رفتار

## ۱. مقدمه

اگوست ۲۰۰۳ در آمریکا و خاموشی سال ۲۰۰۰ آمریکا را نام برد [۱]. کنترل جزیره سازی دارای دو جنبه یا بعد اساسی است که یکی مکان جزیره سازی و دیگری زمان جزیره سازی می باشد [۲]. مکان جزیره سازی با روش های متفاوتی تعیین می گردد، از جمله کمینه سازی تفاوت تولید و مصرف در هر جزیره و در نظر گرفتن اینکه هر گروه از ژنراتورهای هم رفتار در یک جزیره قرار بگیرند [۳]، [۴] و [۵]. در [۶] جزیره های سیستم قدرت با در نظر داشتن اینکه پایداری ولتاژ در هر یک از جزیره ها مورد توجه قرار بگیرد تو سطر روش حذفی معکوس جزیره مرزهای جزیره سازی تعیین شده است. در [۷] یک روش بر مبنای مقایسه با یک جدول از پیش تعیین شده جهت

با توجه به اینکه امروزه به دلایل اقتصادی سیستم های قدرت در مرزهای پایداری دینامیکی و گذرای خود بهره برداری می شود، نیاز به ارایه طرح های حفاظتی پیشرفته برای رویارویی با شرایط ناپایداری بیشتر شده است. در این میان خاموشی سراسری یکی از رخداد هایی است که به علت خسارات زیادی که به هنگام رخ دادن به سیستم قدرت و جامعه وارد می کند دارای ریسک بالایی بوده و باید به نحو مناسب کنترل گردد [۸]. از جمله خاموشی های بزرگ که به علت نبود طرح های حفاظت مناسب سیستم های قدرت در جهان رخ داده است، می توان به خاموشی بزرگ

اساس رفتار سیستم مورد نظر ثبت شده است، ایجاد می‌گردد. این داده‌های ثبت شده می‌تواند توسط شبیه سازی یک سیستم ایجاد گردد یا اینکه اطلاعات واقعی یک سیستم مورد نظر باشند. یکی از مراحل مهم در آموزش یک ماشین یا مسئله‌ی پیش بین، استفاده از پارامترها و خصوصیات از سیستم است که بر کلاس بندی یا پیش بینی تأثیر فراوانی می‌گذارد [۱۵]. یکی از ابزارهای قوی در داده کاوی که برای مساله ی کلاس بندی بکار می‌رود روش درخت تصمیم گیر است. مقالات زیادی از درخت تصمیم گیر برای پیش بینی رخداد های متفاوت استفاده کرده اند. در [۱۶]، [۱۷] از درخت تصمیم گیر برای پیش بینی ناپایداری گذرا استفاده شده است. در [۱۸]، [۱۹] از درخت تصمیم گیر برای پیش بینی و ارزیابی امنیت ولتاژ استفاده میشود. با توجه به اینکه پیش بینی بر مبنای درخت تصمیم گیر نوعی کلاس بندی است. پیش بینی بر اساس آن به راحتی از طریق یافتن حد آستانه ی متغیر های تصمیم گیر صورت بگیرد. از طرف دیگر بایستی یک روش ساده و مطمئن برای مسئله‌ی پیش بینی انتخاب نمود که در حالت برخط به راحتی بتواند در زمان خیلی کم اجرا گردد. به همین دلیل درخت تصمیم گیر به عنوان ابزار مورد نیاز برای تحلیل مسئله ی جزیره شدگی مورد استفاده قرار گرفته شده است. درخت تصمیم گیر بر اساس دسته بندی داده‌ها عمل پیش بینی را انجام می‌دهد. در صورتی که شاخص ورودی دارای حد آستانه‌ی مشخص برای وقوع یک رخداد باشد، می‌توان از درخت تصمیم گیر برای پیدا کردن این حد آستانه بهره گرفت. با توجه به اینکه در این مقاله داده‌های آموزشی از چندین مشخصه‌ی سیستم تأثیر پذیر هستند و خروجی متوسط پیش بین به صورت ۰ یا ۱ می‌باشد (صفر برای حالت عدم جزیره شدگی و ۱ برای حالت جزیره شدگی) ..

## ۱- مدل ارایه شده برای حفاظت جزیره شدگی

مبانی پدیده جزیره شدگی در [۱۶] و [۱۷] شرح داده شده است. در این قسمت یک مدل پیش بین برای پیش بینی جزیره شدگی کنترل نشده و خاموشی سراسریارایه می‌شود. شماتیک کلی روش ارایه شده برای حفاظت از بروز جزیره شدگی کنترل نشده در شکل ۱-۲ نشان داده شده است. در واقع می‌توان گفت با این مدل حفاظت دیستانس را در مقیاس بزرگ پیاده سازی

تعیین زمان جزیره سازی معرفی شده است. بدین ترتیب که یک سری شبیه سازی ها یا اطلاعات عملی که در آن جزیره شدگی غیر عمدی اتفاق افتاده جمع آوری شده و در هر لحظه از زمان نقطه ی کار شبکه با آن مقایسه می‌شود. در صورت نیاز توسط اپراتور فرمان جزیره سازی صادر می‌گردد. در [۲۰]، [۲۱] یک روش بر مبنای درخت تصمیم گیر ارایه شده است، که در آن زاویه ی روتور ژنراتورها توسط PMU اندازه گیری شده و به مرکز کنترل فرستاده می‌شود. در مرکز کنترل توسط درخت تصمیم گیر تفاوت هایی که در زاویه ی روتور بین ژنراتورها اتفاق می افتد زمان جزیره سازی پیش بینی می‌گردد. عدم کارکرد الگوریتم ارایه شده در هنگام تغییر نقطه کار سیستم و بارگذاری و همچنین استفاده از چندین درخت تصمیم گیر که در حالت غیر برخط آموزش دیده شده اند و همچنین فرمانهای متفاوت در بازه های چند دهم ثانیه از عمده معایب روش مذکور می‌باشد که نیاز به تقویت دارد. با توجه به اینکه تحقیقات کمی برای تعیین زمان جزیره شدگی ناخواسته انجام شده است، در این مقاله یک الگوی مشخص و با دقت بالا برای تعیین زمان جزیره سازی قبل از وقوع آن ارایه شده است. با توجه به اینکه تشخیص زودتر زمان جزیره سازی در جهت کاهش میزان اغتشاش وارد شده به شبکه تأثیر بسیار زیادی دارد در این مقاله از متغیر هایی استفاده شده است که در کمترین زمان ممکن حالت سیستم پیش بینی گردیده و فرمان های جزیره سازی صادر گردد.

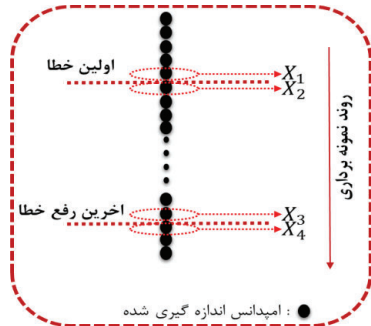
ساختار کلی این مقاله بدین صورت می‌باشد که در قسمت دوم اصول و مفاهیم اساسی و نحوه‌ی عملکرد درخت تصمیم گیر بیان می‌گردد. در قسمت سوم خروج آبشاری بر روی یک شبکه نمونه کوچک مورد بررسی قرار می‌گیرد و مفاهیم اساسی خروج آبشاری یا خاموشی سراسری بیان می‌شود. در قسمت چهارم الگوریتم ارایه شده مدل سازی می‌گردد و نحوه‌ی تشخیص جزیره ها و جزئیات مدل ارایه شده به تفصیل مورد بررسی قرار می‌گیرد. در قسمت پنجم نتایج شبیه سازی و تحلیل نتایج بیان می‌شود و آخرین قسمت هم شامل نتیجه گیری این پژوهش می‌باشد.

## ۲- درخت تصمیم گیر

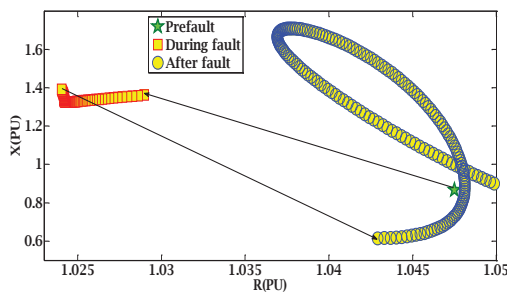
کلاس بندی در واقع یک مسئله‌ی پیش بینی است که در آن مدل مورد نظر بر اساس یک سری ورودی- خروجی که قبلاً بر



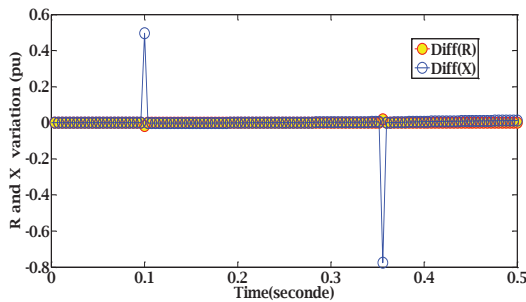
اتصال کوتاه نزدیک PMU باشد. همچنین اگر اطلاعات گرفته شده از یک PMU تغییر قابل توجهی بکند نشانگر وقوع یا رفع خطاست در حالی که این خطا ممکن است تاثیر چندانی روی مقادیر اندازه گیری شده توسط PMU های دیگر نداشته باشد.



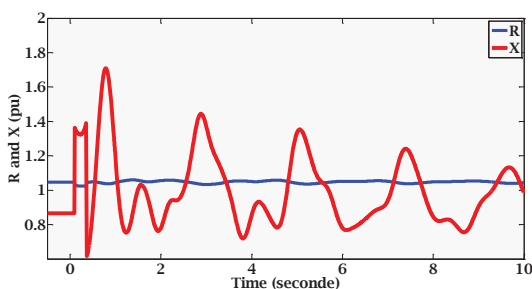
شکل ۲-۱: راکتانس های مورد نیاز برای پیش بینی حالت جزیره شدگی کنترل نشده



شکل ۳-۱: نحوه ی تغییرات امپدانس دیده شده از یک شین برای یک شبکه نمونه



شکل ۴-۱: اندازه ی تغییرات راکتانس دیده شده در هر نمونه ی اندازه گیری شده به ازای اعمال خطای سه فاز در ۰,۱ ثانیه و رفع خطای ۲۵۵ میلی ثانیه



منظور تنها آن دسته از خطاهای N-2 که خروج دو خط نزدیک به هم (متصل به یک باس) را در شبکه شامل می شود مورد بررسی قرار می گیرد. در صورتی که این سناریوها جامع نباشد تنظیمات اتخاذ شده یا مرزهای بدست آمده دارای دقت مناسب نخواهد بود.

#### ۴-۱- ذخیره سازی امپدانس

با توجه به اینکه معیار تشخیص مرزهای بحرانی امپدانس های دیده شده از باس های ژنراتوری می باشد لذا بایستی تمامی تغییرات این امپدانس ها در طی روند خطا ذخیره گردد. امپدانس های قبل از خطا، بعد از خطا، قبل از آخرین رفع خطا و بعد از آخرین رفع خطا مورد نیاز می باشد که در شکل ۴-۲ نشان داده شده است. علت استفاده از این امپدانس ها شناسایی وضعیت اولیه و نهایی سیستم برای تعیین حالت بحرانی توسط درخت تصمیم گیر و پیش بینی جزیره شدگی کنترل نشده از طریق میزان تغییرات توپولوژی سیستم تحت مطالعه می باشد. در صورتی که از زمان وقوع و رفع خطا اطلاعاتی وجود داشته باشد که به راحتی می توان این امپدانس ها را شناسایی کرد، در صورتی که از وقوع و رفع خطا اطلاعاتی در دست نباشد در این صورت می توان این ۴ امپدانس را بر اساس تغییرات ناگهانی راکتانس دیده شده شناسایی کرد. به عنوان مثال نحوه ی تغییر امپدانس دیده شده از یک باس ژنراتوری به ازای یک خطای اتصال کوتاه سه فاز تصادفی در ۰,۱ ثانیه و رفع خطای ۲۵۵ میلی ثانیه در شبکه ی بررسی شده در قسمت شبیه سازی شده در شکل ۴-۳ نشان داده شده است. طبق این شکل در وقوع خطا و رفع خطا دارای تغییر پله ای در میزان راکتانس و مقاومت دیده می شود. همان طوری که از شکل ۴-۴ دیده می شود در وقوع خطا راکتانس دیده شده یک اوج مثبت و در رفع خطا یک اوج منفی دارد در حالی که تغییرات مقاومت دیده شده تقریباً صفر است. این موضوع در شکل ۴-۵ نیز مشهود است. لذا میزان تغییرات راکتانس دیده شده معیار تخمین زمان رفع خطا قرار گرفته است. برای تعیین اولین و آخرین رفع خطا بایستی اطلاعات مربوط به PMU ها در کل شبکه مورد بررسی قرار گیرد در صورتی که برای یک زمان خاص این مقدار تغییر کند نشانگر تغییر در توپولوژی شبکه است که اگر این مقدار کم باشد میتواند منتهی ی تغییرات کوچک مانند تغییر بار باشد و در صورتی که زیاد باشد منتهی ی تغییرات شدید مانند خطای

که در اون  $\delta_i$  و  $H_i$  به ترتیب برابر زاویه ی روتور وثابت اینرسی ژنراتور  $i$ ،  $\omega_{COI}$  و  $\delta_{COI}$  به ترتیب سرعت و زاویه روتور ژنراتورهای یک جزیره در مرجع  $COI^{xxi}$  می باشد [Error! Bookmark not defined]. از بین تمامی حالت هایی که  $\omega_{COI}$  های مربوط به جزیره ها می توانند داشته باشند تنها دو حالت شرایط جزیره شدگی را می تواند به خود تخصیص بدهد. فرض می شود بعد از وقوع خطا بر اساس رفتار  $\omega_{COI}$  مربوط به هر یک از جزیره ها به تعداد  $n$  گروه ایجاد شود به نحوی که  $\omega_{COI}$  جزیره ها در هر یک از گروه ها با هم تقریباً یکسان باشد. که به صورت زیر می توان بیان کرد.

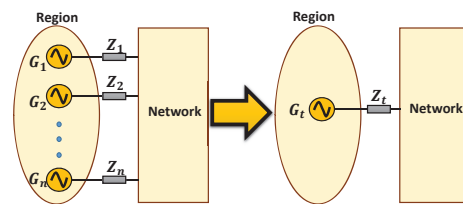
$$\left\{ \begin{array}{l} N_1^{group} \\ N_2^{group} \\ N_3^{group} \\ \vdots \\ N_n^{group} \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} N_k^{group} > N_m^{group} \mid m \in \{1, 2, \dots, n\}, m \neq k \quad (1) \\ N_k^{group} = N_m^{group} \mid m \in \{1, 2, \dots, n\} \quad (2) \end{array} \right.$$

$n$  تعداد گروهایی ایست که در آن تمامی ژنراتورها دارای نمودار سرعت مشابهی دارند.  $N_k^{group}$  تعداد جزیره های موجود در گروه  $K$  می باشد.  $N_m^{group}$  تعداد جزیره های موجود در گروه  $m$  است. با توجه به این رابطه دو حالت به وجود می آید که اگر حالت (1) رخ دهد جزیره هایی که در گروه  $k$  قرار دارند برچسب 0 یا عدم جزیره شدگی و جزیره های قرار گرفته در گروه های دیگر همگی برچسب 1 یا جزیره شدگی را به خود اختصاص می دهند. این کار به این دلیل است که همیشه باید گروه غالب که بیشترین جزیره را در خود دارد در صورت امکان بدون عملیات اضافی به کار خود ادامه دهد. همچنین باید توجه شود در صورتی که حالت 1 اتفاق افتد در صورت امکان باید جزیره های مربوط به یک گروه به هم متصل بمانند. در صورتی که حالت 2 رخ دهد در این صورت همه ی گروه ها از هم دیگر جدا می شود به جز گروهی که کمترین  $\omega_{COI}$  را دارد. در صورتی که در آموزش درخت های تصمیم گیر این موضوع رعایت شود، درخت کمترین جداشدگی را در سیستم انتخاب خواهد کرد.

#### ۷-۱- ایجاد درخت تصمیم گیر در حالت غیر برخط و استفاده از آن در حالت برخط

آخرین مرحله ای که در حالت غیر برخط انجام می شود تولید درخت های تصمیم گیر پیش بین می باشد. بدین صورت که بعد از اینکه برچسب مربوط به هر یک از سناریوها به همراه امپدانس های لازم

شکل ۵-۱: نمودار راکتانس و مقاومت دیده شده از باس ژنراتوری به ازای خطای اعمالی



شکل ۵-۱: موازی کردن ژنراتورهای هم رفتار موجود در یک ناحیه

#### ۵-۱- امپدانس معادل جزیره ها

با توجه به اینکه ژنراتورهای هم پا تقریباً همانند ژنراتورهای موازی عمل می کنند [۱۱]. همان طوری که در شکل ۵-۱ نشان داده شده است برای کاهش میزان متغیر های تصمیم گیر امپدانس های مربوط به ژنراتورهای یک جزیره با هم موازی شده و به عنوان یک مشخصه ی تصمیم درخت تصمیم گیر ارایه می گردد. تا تصمیم درخت بر اساس وضعیت کلی جزیره ها باشد. در نتیجه تعداد متغیر های تصمیم گیر برای کنترل جزیره سازی بر اساس مطالب گفته شده برابر حاصل ضرب تعداد جزیره ها در ۴ خواهد بود. به عنوان مثال یک شبکه با ۳ جزیره دارای ۱۲ مشخصه یا متغیر تصمیم گیر دارد که درخت تصمیم گیر باید با استفاده از این ۱۲ متغیر تصمیم گیر وضعیت سیستم را پیش بینی می کند.

#### ۶-۱- تعیین برچسب جزیره ها

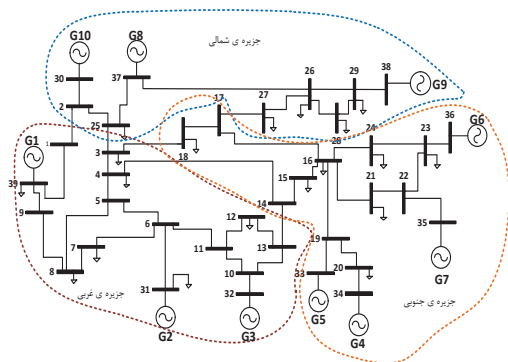
برای آموزش درخت تصمیم گیر باید هر یک از سناریوها دارای برچسب حالت نهایی (جزیره شدگی یا عدم جزیره شدگی باشند). برای برچسب دهی لازم است که حالت های جزیره شدگی مشخص شود. بدین منظور  $\omega_{COI}$  برای هر یک از جزیره ها محاسبه می شود. برای محاسبه ی  $\omega_{COI}$  داریم:

$$\delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \delta_i}{\sum_{i=1}^n H_i}$$

$$\omega_{COI} = \frac{d\delta_{COI}}{dt}$$

### ۳- پیاده سازی مدل آرایه شده برای شبکه ی IEEE-39bus و بررسی نتایج

برای بررسی نحوه ی عملکرد الگوریتم آرایه شده برای حفاظت جزیره شدگی و کنترل آن، الگوریتم آرایه شده را در شبکه ی ۳۹ باسه استاندارد IEEE که در شکل ۵-۱ نشان داده شده است پیاده سازی می‌شود. لازم به توضیح است بایستی برای شبیه سازی و ایجاد سناریوهای مورد نظر همه ی ژنراتورها دارای پایدار ساز و AVR باشند. لذا سناریوهای تولید شده در صورت جامع نبودن شبیه سازی دقت لازم را برای استفاده های عملی نخواهند داشت.



شکل ۱-۷: شبکه ی استاندارد ۳۹ باسه ۱۰ ماشینه ی IEEE

#### ۳-۱- ایجاد سناریوها

تولید سناریوهای طبق جدول ۵-۱ صورت گرفته است. همان طوری که در این جدول دیده می‌شود دو نوع سناریو برای سیستم تحت مطالعه در نظر گرفته شده است. سناریوی اول خطای سه فاز که به هر یک از خط های شبکه ی ۳۹ باسه در زمان ۰/۱ ثانیه اعمال شده و در هر کدام رفع خطا با پله های ۲۰ میلی ثانیه از ۱۰۰ میلی ثانیه تا ۴۰۰ میلی ثانیه تغییر کرده است. سناریوی نوع دوم، دو خطا سه فاز متوالی با تفاوت زمانی ۲۰ میلی ثانیه در دو خط متصل شده به یک باس رخ داده و هر کدام با تفاوت زمانی ۵۰ میلی ثانیه از شبکه خارج شدند. خروج خط اول از ۱۰۰ میلی ثانیه پس از خطا تا ۴۰۰ میلی ثانیه تغییر می‌کند. تمامی سناریوهای با شبیه سازی حالت گذرا الکترومکانیکی برای سیستم قدرت انجام شده است.

تعیین شد، می توان از این اطلاعات برای ایجاد درخت استفاده نمود. هم چنین لازم است که برای آموزش مستقل درخت ها برای هر جزیره یک درخت در نظر گرفته شود فرمت اطلاعات ورودی به درخت تصمیم گیر جهت پیدا کردن مرزهای راکتانسها به صورت زیر است:

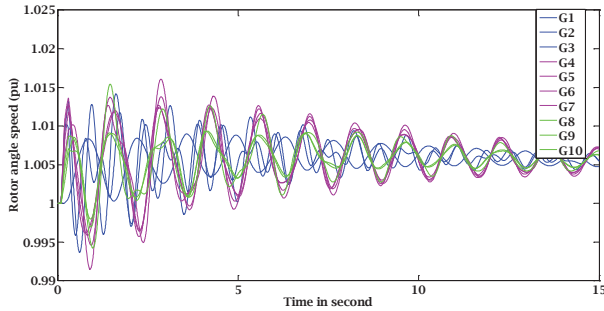
$$X_k = [x_1^1 \ x_2^1 \ x_3^1 \ x_4^1 \ x_1^2 \ x_2^2 \ x_3^2 \ x_4^2 \ \dots \ x_1^n \ x_2^n \ x_3^n \ x_4^n \ | \ L\_Bit]$$

که در آن k تعداد سناریوی شبیه سازی شده در حالت غیر برخط می باشد و L\_Bit حالت جزیره شدگی هر یک از جزیره هاست. بعد از ایجاد درخت های تصمیم گیر با استفاده از سناریوهای شبیه سازی شده. درخت های مورد نظر درحالت آنلاین اطلاعات لازم را از طریق PMU های نصب شده در باس های ژنراتوری دریافت نموده و با پایش

شبکه ی مورد نظر، جزیره شدگی یا عدم جزیره شدگی سیستم قدرت را پیش بینی میکند.

#### ۲- تاثیر تغییر توپولوژی شبکه بعد از عملکرد

همان طوری که در قسمت های قبل بیان شد در پیش بینی با امیدانس یا دلتای ژنراتور تنها حالت نهایی سیستم پیش بینی می‌شود. با این فرض که هیچ اقدامی حفاظتی برای جداسازی جزیره ها صورت نگیرد. لذا در صورتی که بعد از پیش بینی جزیره ی مورد نظر از شبکه جدا شد. توپولوژی شبکه تغییر میکند و امیدانس های متفاوتی از طریق PMU ها اندازه گیری میشود لذا بایستی درخت های تصمیم گیر متفاوتی برای حالتی که هر یک از جزیره ها از سیستم جدا شده باشند در نظر گرفته شود. به عنوان مثال برای یک شبکه ی قدرت که دارای ۳ جزیره میباشد. سه درخت باید آموزش داده شود که متناظر با هر جزیره یک درخت برای توپولوژی کامل سیستم و دو درخت دیگر در حالت نبود هر یک از جزیره ها می باشد. در روش دوم می توان در صورتی که هر یک از جزیره ها از سیستم جدا شد برای امیدانس محاسبه شده برای جزیره ی جدا شده مقدار امیدانس در حالت نرمال که به صورت افلاین ست شده است در نظر گرفته شود. تادرخت جزیره ی جدا شده را در حالت کاملاً بی عیب فرض کند. در این مقاله روش دوم برای پیش بینی در نظر گرفته شده است.



شکل ۱-۹: نحوه تغییرات سرعت ژنراتورهای سیستم ۳۹ باسه با اعمال خطای تصادفی

| سناریوهای اعمال شده   |   |  |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
|---|---|--|-------|------|---|----|---|---|-------|-------|------|---|-----|----|
| نوع خطا   | خطای تک فاز یا خروج یک خط   | خطای سه فاز یا خروج دوخط   |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| زمان وقوع خطا   | 0.1 s   | First fault at t = 0.1 s<br>second fault at t = 0.12 s             |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| زمان رفع خطا  | ct = 0.1 s to 0.4 s (step = 0.02 s)   | ct1 = 0.1 to 0.4 (step = 0.02 s)<br>ct2 = ct1 + 0.05 s             |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| توضیحات   | خطای مورد نظر به همه ی خطوط اعمال شده   | خطاهای مورد نظر به دوخط متصل به یک باس اعمال شده و در ۱۰ درصد خطوط |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| تعداد کل سناریوها   | 544   | 512*   |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| سناریوهایی که دارای برجسب جزیره شدگی هستند                    | <table border="1"> <tr><td>North</td><td>South</td><td>West</td></tr> <tr><td>7</td><td>59</td><td>5</td></tr> </table> | North  | South | West | 7 | 59 | 5 | <table border="1"> <tr><td>North</td><td>South</td><td>West</td></tr> <tr><td>8</td><td>102</td><td>35</td></tr> </table> | North | South | West | 8 | 102 | 35 |
| North   | South   | West   |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| 7   | 59  | 5  |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| North   | South   | West   |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| 8   | 102   | 35   |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |
| * ۵۱۲ عدد از کل خطاهای ایجاد شده به صورت راندم انتخاب شده است |   |  |       |      |   |    |   |   |       |       |      |   |     |    |

جدول ۵-۱: سناریوهای تولید شده برای شبکه ی ۳۹ باسه IEEE

### ۳-۲- تعیین ژنراتورهای هم پا

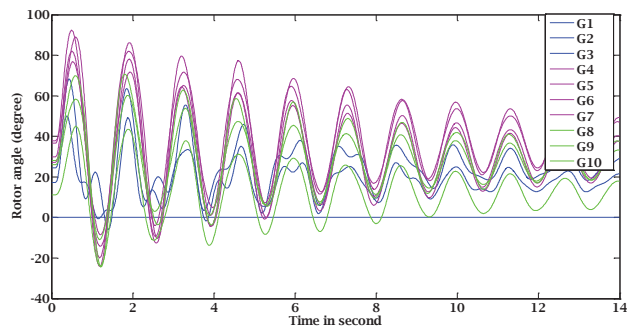
برای تعیین ژنراتورهای هم پا برای شبکه ی مورد نظر از روشی که در بخش ۴-۱ ذکر شد، استفاده شده است. بدین منظور یکی از خطاهای اعمال شده مورد بررسی قرار گرفته است و ضریب همبستگی دو به دوی ژنراتورها محاسبه شده است. نمودار زاویه ی روتور ژنراتورهای شبکه به ازای یک خطای اتفاقی در شکل ۵-۲ نشان داده شده است. شکل ۳-۵ نیز تغییرات سرعت ژنراتورهای سیستم را نشان میدهد. بعد از مقایسه ی ضرایب همبستگی ژنراتورها می توان گروه های ژنراتوری را به صورت زیر دسته بندی کرد.

### ۳-۳- درخت های تصمیم گیر نهایی

بعد از تشخیص راکتانس های مورد نیاز بر طبق الگوی گفته شده در بخش های قبلی می توان درخت های تصمیم گیر را برای پیدا کردن حد بحرانی راکتانسهای خطوط استفاده نمود. درخت های نهایی نقش یک الگوریتم پیش بین را اجرا می کنند. بدین صورت که هر گاه با اندازه گیری امیدانس های دیده شده در باس های ژنراتوری و محاسبه ی ورودی درخت تصمیم گیر، تصمیم نهایی در خصوص اینکه رخداد مورد نظر منجر به جزیره شدگی کنترل نشده می شود یا نه توسط درخت صورت می گیرد. نکته ی مهم این است که برای تصمیم گیری مستقل هر یک از درخت ها باید برای هر یک از جزیره ها یک درخت مستقل پیاده سازی نمود ولی ورودی همه ی درخت ها یکسان می باشد. چرا که وضعیت دیگر جزیره ها در تصمیم گیری درخت ها تاثیر می گذارد. شکل

**Error! Reference source not found.**  
**Error! Reference source not found.**

نهایی برای آنالیز سیستم در حالت آنلاین میباشد. همانطوری که در این درخت ها مشاهده میشود هیچ کدام از درخت ها از امیدانس اولیه سیستم تحت تاثیر قرار نگرفته اند و این موضوع به علت یکسان بودن تمامی امیدانس اولیه برای تمامی سناریوهاست. لذا هیچ گینی به



شکل ۲-۸: نحوه ی تغییرات زاویه ی روتور ژنراتورها شبکه ی ۳۹ باسه به ازای خطای اعمال شده تصادفی

جزیره ی غربی

#### ۴- نتیجه گیری

• پیش بینی دقیق و بهنگام جزیره سازی می تواند میزان استرس و فشارهایی که به سیستم حین جزیره شدگی غیر کنترل شونده وارد می شود را کم کند. با توجه به نتایجی که در قسمت نتایج شبیه سازی دیده شد با پیش بینی زمان جزیره سازی میزان حداکثر مقدار زاویه ی روتور که حین اغتشاش وارد می شود کم شده و این باعث کاهش میزان استرس ناشی از اضافه ولتاژ های ایجاد شده در سیستم می گردد.

• با توجه به اینکه در هر کنترل جزیره سازی بایستی زمان و مکان آن مشخص شود و در این میان زمان کنترل جزیره سازی در این تحقیق بررسی گردید. از نتایج بدست آمده می توان فهمید که جزیره سازی معیار مناسبی برای کاهش شدت اغتشاش است و تعیین زمان آن نقش مهمی در کاهش این خسارت ها دارد.

• در صورت استفاده از یک پارامتری که دارای حد مشخصی از یک ویژگی سیستم در حالت جزیره شدگی نیست، بایستی تعداد زیادی سناریو منجر به جزیره شدگی شوند تا پیش بینی دارای اعتبار باشد. و از آنجایی که جزیره شدگی یکی از اتفاقات نادر سیستم قدرت می باشد و دارای احتمال وقوع کمتری است لذا در صورتی که از یک مسئله ی آموزش ساده در این موارد استفاده شود بایستی یک سری سناریو غیر استاندارد ایجاد گردد لذا باید متغیری انتخاب گردد که وقوع جزیره شدگی کنترل نشده نسبت به آن حساسیت بیشتری دارد.

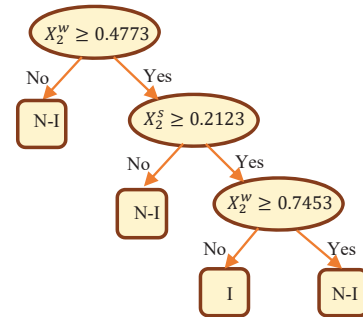
• با توجه به احتمال عملکرد نادرست حفاظت معمولی، بایستی کنترل جزیره شدگی در تغییرات توپولوژی شبکه به خصوص خروج یک خط یا ژنراتور دارای عملکرد مطلوبی باشد تا بتواند این رخداد را به نحو خوبی کنترل کند.

همان طوری که دیده شد استفاده از راکتانس قبل و بعد از اولین خطا و قبل و بعد از آخرین رفع خطا معیار دقت قابل قبولی را در پیش بینی جزیره شدگی کنترل نشده میدهد.

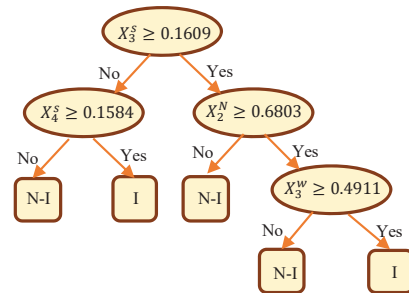
#### مراجع

- [1] Yang, Bo, Vijay Vittal, and Gerald T. Heydt. "Slow-Coherency-Based Controlled Islanding"; A Demonstration of the Approach on the August 14, 2003 Blackout Scenario." Power Systems, IEEE Transactions on 21, no. 4 (2006): 1840-1847.]
- [1] Power swing and out-of-step consideration on transmission

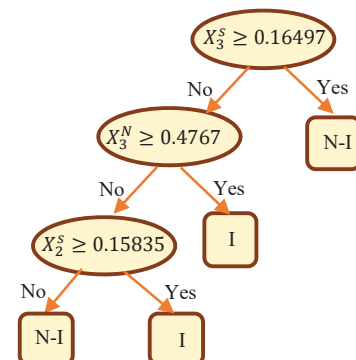
الگوریتم پیش بین نخواهد داد. همان طوری که در درخت های مورد نظر دیده می شود (با توجه به ویژگی های ظاهر شده در گره های تصمیم گیر) امیدانس بعد از خطا و قبل رفع خطا بیشترین تاثیر را در پیش بینی مورد نظر گذاشته است. لذا می توان گفت که درخت های مورد نظر به نقطه ی ابتدا و انتهای اتصال کوتاه حساسیت بیشتری دارد که نشانگر حساسیت به شدت خطا، محل خطا و مدت زمان رفع عوامل تاثیر گذار در این دو امیدانس ( $X_2, X_3$ ) خطا می باشد.



شکل ۱۰-۱: درخت تصمیم گیر نهایی برای پیش بینی جزیره شدگی کنترل نشده ی جزیره ی جنوبی



شکل ۱۱-۱: درخت تصمیم گیر نهایی برای پیش بینی جزیره شدگی کنترل نشده ی جزیره ی شمالی



شکل ۱۲-۱: درخت تصمیم گیر نهایی برای پیش بینی جزیره شدگی کنترل نشده ی جزیره ی جنوبی



- Transactions on 9, no. 3 (1994): 1417-1426.
- [14] Diao, Ruisheng, Kai Sun, Vijay Vittal, Robert J. O'Keefe, Michael R. Richardson, Navin Bhatt, Dwayne Stradford, and Sanjoy K. Sarawgi. "Decision tree-based online voltage security assessment using PMU measurements." *Power Systems, IEEE Transactions* 19, no. 2 (2009): 832-839.
- [15] Mohammadi, Hanieh, and Maryam Dehghani. "PMU based voltage security assessment of power systems exploiting principal component analysis and decision trees." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 64 (2015): 655-663.
- [16] Baccalá, Luiz A., and Koichi Sameshima. "Comments on 'Is partial coherence a viable technique for identifying generators of neural oscillations?'" *Biological cybernetics* 95, no. 2 (2006): 135-141.
- [17] YANG, Jing-ping, and Zheng XU. "Application of dynamic equivalence based on identification of coherent generator group in engineering [J]." *Power System Technology* 17 (2005): 015.
- [18] Hiyama, T. "Identification of coherent generators using frequency response." In *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, vol. 128, no. 5, pp. 262-268. IEE, 1981.
- [19] Eliasson, B. E., and S. O. R. Lindahl. "A NEW COHERENCE APPROACH OF GENERATORS FOR INVESTIGATION OF SLOW AND SYSTEM WIDE OSCILLATIONS IN LARGE POWER SYSTEMS." In *Power Systems and Power Plant Control 1989: Selected Papers from the IFAC Symposium, Seoul, Korea, 22-25 August 1989*, vol. 2, no. 2, p. 183. Elsevier, 2014.
- [12] Ortigosa-Blanch, A., J. C. Knight, W. J. Wadsworth, J. Arriaga, B. J. Mangan, T. A. Birks, and P. S. J. Russel. 2000 "Highly birefringent photonic crystal fibers," *Opt. Lett.*, Vol. 25, pp. 1325-1327.
- [13] Ohmi M., Yamazaki R., Kunizawa N., Takahashi M., and Haruna M., 2004 "In vivo observation of micro-tissue structures by high-resolution optical coherence tomography with a femtosecond laser", *Japanese Society for Medical and Biological Engineering (Japanese paper)*, Vol. 42, No. 4, pp. 204-210, ISSN 1881-4379.
- [14] P. Yeh, A. Yariv, E. Marom, *J. Opt. Soc. Am.* 68, 1196 (1978).
- [15] P. J. Bennett, T. M. Monro, and D. J. Richardson, 1999 "Toward practical Holey fiber technology: Fabrication, slicing, modeling, and characterization," *Opt. Lett.*, vol. 24, pp. 1203-1205.
- lines IEEE PSRC WG D6
- [۳] Ibrahim I. Source node expansion algorithm for coherency based islanding of power systems master of sciences dissertation. Ontario, Canada: University of Windsor; 2011
- Liu, Li, Wenxin Liu, David A. Cartes, and Il-Yop Chung. "Slow coherency and Angle Modulated Particle Swarm Optimization based islanding of large-scale power systems." *Advanced Engineering Informatics* 23, no. 1 (2009): 45-56.
- You, Haibo, Vijay Vittal, and Xiaoming Wang. "Slow coherency-based islanding." *Power Systems, IEEE Transactions on* 19, no. 1 (2004): 483-491.
- [1] Ahmed, S. Shahnawaz, Narayan Chandra Sarker, Azhar B. Khairuddin, Mohd Ruddin B. Abd Ghani, and Hussein Ahmad. "A scheme for controlled islanding to prevent subsequent blackout." *Power Systems, IEEE Transactions on* 18, no. 1 (2003): 136-143.
- [۷] Jabari, Farkhondeh, Heresh Seyedi, and Sajad Najafi Ravadanegh. "Large-scale power system controlled islanding based on Backward Elimination Method and Primary Maximum Expansion Areas considering static voltage stability." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 67 (2015): 368-380.
- [۸] Sun, Kai, Tarlochan S. Sidhu, and Ming Jin. "Online pre-analysis and real-time matching for controlled splitting of large-scale power networks." In *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, pp. 6-pp. IEEE, 2005.
- [۹] Senroy, Nilanjan, Gerald T. Heydt, and Vijay Vittal. "Decision tree assisted controlled islanding." *Power Systems, IEEE Transactions on* 21, no. 4 (2006): 1790-1797
- [۱۰] Diao, Ruisheng, Vijay Vittal, Kai Sun, Sharma Kolluri, S. Mandal, and F. Galvan. "Decision tree assisted controlled islanding for preventing cascading events." In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, pp. 1-8. IEEE, 2009.
- [1۱] Alberti, Kurt George Matthew Mayer, and PZ ft Zimmet. "Definition, diagnosis and classification of diabetes mellitus and its complications. Part 1: diagnosis and classification of diabetes mellitus. Provisional report of a WHO consultation." *Diabetic medicine* 15, no. 7 (1998): 539-553.
- [12] Amraee, Turaj, and Sam Ranjbar. "Transient instability prediction using decision tree technique." *Power Systems, IEEE Transactions on* 28.3 (2013): 3028-3037.
- [۱۳] Rovnyak, Steven, Stein Kretsinger, James Thorp, and Donald Brown. "Decision trees for real-time transient stability prediction." *Power Systems, IEEE*

[16] P. S. J. Russell, J. C. Knight, T. A. Birks, B. J. Mangan, and W.J.Wadsworth,.2000 “Recent progress in photonic crystal fibers,” in Opt. FiberCommun. Conf. (OFC’00), March 7–10, 2000, Paper ThG1.

[17] Saitoh, K. and Koshiba, M, 2004 “Highly nonlinear dispersion-flattened photonic crystal fibers for supercontinuum generation in a telecommunication window”, Optics Express, 12, pp. 2027 2032..

[18] Gafsi, S., Highly nonlinear fiber characterization for mid-infrared applications. 2016.