



روش ترکیبی هوشمند شناسایی جزیره الکتریکی با وجود تولید پراکنده

رضا قاضی

استاد گروه برق

rghazi @um.ac.ir

نیما لطفی

دانشجوی کارشناسی ارشد قدرت

Nima_lotfi61@yahoo.com

دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد

با همکاری شرکت توزیع نیروی برق استان خراسان رضوی

واژه‌های کلیدی: روش هوشمند، تولید پراکنده، شناسایی جزیره، AVR

پس از یادگیری الگوریتم در بدترین شرایط ممکن برای حادثه که دشوارترین شرایط برای شناسایی است، این الگوریتم با تنظیم الگوی (Pattern) مربوطه نسبت به شناسایی در سایر حالتهای سیستم بصورت هوشمند عمل می‌کند.

۱ - مقدمه:

تولید پراکنده را می‌توان بصورت منابع توانی غیر از واحدهای متumerکز تولیدی که در نزدیکی بار قرار دارند و معمولًا در شبکه توزیع نصب می‌شوند، تعریف کرد. تعداد DG ها در سیستم توزیع بعلت مزایای آن از جمله کاهش نیاز به توسعه ظرفیت شبکه انتقال و توزیع(T&D)، کاهش تلفات خطوط انتقال و توزیع، بهبود کیفیت توان و بهبود پروفیل ولتاژ رو به افزایش است[۱]. در واقع، بسیاری از شرکتهای برق در سراسر جهان، در حال حاضر دارای ضریب نفوذ بالای DG در سیستم خود می‌باشند. علیرغم مزایای تولید پراکنده، در زمانیه نصب آن در شبکه ملاحظاتی وجود دارد که حتماً "باید

چکیده

در این مقاله با بررسی روش‌های موجود شناسایی جزیره برای سیستم قدرت در شرایط وجود تولید پراکنده، روشی هوشمند بكمک سیستم استنتاج فازی-تطبیقی (Anfis) و با حداقل خطای بدون استفاده از معیارهای شناسایی مصوب استانداردها مورد بررسی قرار گرفته است. در اینجا از ترکیب پارامترهای مختلف سیستم بر پایه روش پسیو شناسایی و تغییرات توان راکتیو بر پایه روش اکتیو برای شناسایی مطمئن تر شرایط جزیره برای هر ساختار ممکن شبکه و سطح نفوذ تولید پراکنده استفاده شده است. از آنجاییکه هریارامترمی تواند مشخصاتی از حادثه رخداده را بیان کند بنابراین شناسایی با دقیق بیشتری انجام می‌شود. تکنیک ارائه شده بر پایه تجزیه و تحلیل اطلاعات بكمک الگوریتم ANFIS در محیط نرم افزار MATLAB می‌باشد که حجم وسیع اطلاعات بدست آمده از شبیه سازیها و اندازه گیری پارامترهای شبکه در محیط نرایافزار PSCAD جهت پردازش به این الگوریتم منتقل می‌شود و

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

حافظت جزیره ای برای ژنراتورهای سنکرون در مقایسه با مولد های اینورتری است مساله ای چاوش برانگیز است و لذا انتخابهای کنترلی برای ژنراتورهای سنکرون محدودتر می‌باشد. این مقاله ارائه دهنده روش ترکیبی هوشمند برای شناسایی جزیره در شرایط وجود تولید پراکنده از نوع ژنراتور سنکرون می‌باشد. این روش با ترکیب و استفاده از شاخصهای مختلف سیستم، قادر به تشخیص شرایط جزیره ای در هر ساختار ممکن و سطح نفوذ و عملکرد DG های ماشین سنکرون می‌باشد. روش پیشنهادی از تکنولوژی آموزش ماشینی برای پردازش اطلاعات از حجم وسیع داده های بدست آمده از آنالیز off-line و شبیه سازی شبکه استفاده می‌کند. این روش روی دو شبکه نمونه تست شده و نتایج حاصله حاکی از تشخیص موققیت آمیز شرایط عملکرد و با دقت بیشتر نسبت به روشهای قبلی است. علاوه بر آن، این تکنیک مشکل تنظیم سینگ معیار شناسایی را با استفاده از الگوی شناسایی حساسیت شاخصهای حوادث رفع کرده است. روش اکتیو مورد استفاده، فیدبک مثبت خطای توان راکتیو می‌باشد^[۱۱] که علاوه بر شاخصهای بر پایه روش پسیو مورد استفاده قرار گرفته است. این شاخصها شامل تغییرات ولتاژ، نرخ تغییرات فرکانسی، تغییرات توان راکتیو، نوسانات جریان بار و نرخ تغییرات فرکانسی بر نوسانات توان اکتیو می‌باشد، همچنین بعنوان روش آموزش ماشینی از سیستم استنتاج فازی تطبیقی که در سال ۱۹۹۳ توسط آقای Jang ارائه شده استفاده شده است^[۱۳]. نتایج نشان داده است که روش پیشنهادی در مقایسه با روشهای قبلی دارای خطای کمتری است که جهت تایید با نتایج مرجع^[۱۲] مقایسه شده است. در این روش مدت زمان لازم برای آموزش شبکه علیرغم بررسی شرایط عملیاتی بیشتر نسبت به مرجع^[۱۲]، بعلت کاهش تعداد پارامترهای مورد استفاده کمتر می‌باشد.

۲- ساختار شبکه Anfis

ساختار مدل انتخابی برای این سیستم به شرح زیر است: لایه اول: در این لایه شش ورودی سیستم یعنی پارامترهای اندازه گیری شده حاصل از شبیه سازیها جای می‌گیرند.

رعایت شود و از جمله مهمترین این موارد شرایط جزیره شدن می‌باشد^[۲]. شرایط جزیره ای برای یک DG زمانی اتفاق می‌افتد که منبع اصلی از شبکه بنا به دلایلی قطع شود اما DG همچنان به تامین توان به شبکه توزیع ادامه دهد^[۳]. بمنظور کاهش خطرات و آسیبهای ناشی از عملکرد DG در شرایط جزیره ای، شرایط جزیره ای باید بسرعت تشخیص داده شود و DG در مدت زمان کوتاهی از شبکه جدا شود. بنابراین سیستم شناسایی جزیره واحد DG که وظیفه جلوگیری از عملکرد این منابع را در زمان قطع شدن شبکه اصلی دارد، یکی از مهمترین جنبه های مربوط به تولید پراکنده می‌باشد. روشهای بسیاری برای شناسایی جزیره پیشنهاد شده اند^[۴]. این روشهای بطور عمده به دو گروه روشهای محلی و از راه دور تقسیم می‌شوند. روشهای محلی نیز به دو گروه اکتیو و پسیو تقسیم می‌شوند. روشهای از راه دور بر اساس ارتباط مخابراتی بین شرکت برق و DG هاست. اگر چه این روشهای دارای قابلیت اطمینان بیشتری نسبت به روشهای محلی است ولی پیاده سازی آنها گرانقیمت است و در اکثر موارد توجیه اقتصادی ندارد^[۵]. روشهای محلی به اطلاعات بدست آمده از ناحیه DG تکیه دارند و خود به روشهای پسیو و اکتیو تقسیم می‌شوند. روشهای پسیو به پارامترهای مشخص سیستم بستگی دارد و تاثیری روی عملکرد DG ندارد. تعدادی از روشهای پسیو ارائه شده بر پایه مونیتور اندازه ولتاژ، نرخ تغییرات فرکانسی^[۶]، جابجایی زاویه فازی^[۷] و یا مونیتور امپدانس^[۸] می‌باشند. اگر معیار^۱ مجاز اغتشاش در این مقادیر در مقدار کم تنظیم شود، آنگاه احتمال قطع در اثر نویز وجود دارد و اگر معیار بزرگ انتخاب شود، شرایط جزیره ای شناسایی نمی‌گردد^[۹]. در روشهای اکتیو، نحوه طراحی کنترل DG بمنظور شناسایی جزیره بگونه ای است که فیدبک مثبتی از فرکانس یا ولتاژ ایجاد می‌کند^[۱۰]. از آنجاییکه هیچیکی از روشهای شناسایی برای تمام منابع DG بطور یکسان قابل اعمال نیستند نوع روش مورد استفاده بر اساس طبیعت DG مورد نظر (سنکرون یا اینورتری) انتخاب می‌شود تا حداقل راندمان و قابلیت اطمینان را داشته باشد.

1. Threshold

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

در واقع لایه‌های سوم و پنجم لایه‌های ثابت و لایه‌های دوم و چهارم لایه‌های تطبیقی هستند. آموزش یا تنظیم شبکه در واقع تغییر دادن پارامترهای این دو لایه هستند.

۳- الگوریتم پیشنهادی

روشهای شناسایی جزیره عموماً دارای معایبی هستند که یا فقط برای حالت خاصی از شرایط بار و سیستم قابل اعمال هستند و یا مشکلات فنی و اقتصادی بهمراه دارند که به آنها در بخش قبل اشاره شد. همچنین همه این روشها مبتنی بر یک معیار استاندارد مشخصی است که احتمال تاثیر نویز در آنها در شرایط وجود حوادث معمول شبکه وجود دارد. در روش پیشنهادی با بهبود تکنیک ارائه شده در مرجع [۱۲] در سال ۲۰۰۷ و ترکیب آن با روش اکتیوخطای توان راکتیو، شناسایی جزیره باقت بیشتری صورت گرفته است.

بطور کلی دو روش اکتیو با استفاده از فیدبک مثبت برای شناسایی جزیره در شرایط وجود DG از نوع ماشین سنکرون وجود دارد. این دو روش شامل طرح شناسایی جزیره توان اکتیو و طرح شناسایی جزیره توان راکتیو (تغییرات اندازه ولتاژ) می‌باشد. در طرح اولی، تغییرات فرکانسی بعنوان ورودی برای اصلاح توان اکتیو مرجع برای DG استفاده می‌شود و در طرح دوم، از فیدبک مثبت تغییرات اندازه ولتاژ برای تغییر توان راکتیو استفاده می‌شود [۱۱].

۱-۳- مدل سیستم

در سالهای اخیر بدلیل تجدید ساختار در صنعت برق و مزایای تکنیکی ماشین سنکرون، تمایل به استفاده از تولید پراکنده با استفاده از آن بصورت وسیعی افزایش یافته است.

این ژنراتورهای کوچک ژنراتورهای سنکرونی هستند که تحریک ساده ای دارند. یک نمونه از DG ماشین سنکرون بهمراه تحریک و گاورنر در شکل ۱ مشخص شده است.

در شرایطی که ژنراتور سنکرون از شبکه اصلی جدا می‌شود، بعلت عدم تعادل در تولید توان و درخواست بار، ولتاژ فرکانس خروجی ماشین دچار تغییر می‌گردد که بعنوان شاخصی برای شناسایی از آنها استفاده می‌شود. در شرایطی که

لایه دوم: توابع عضویت که نقش فازی کردن ورودی‌های سیستم را بر عهده دارند. در این قسمت مطابق روابط (۱) از توابع عضویت گوسین استفاده شده است.

$$O_i = \mu_{1i}(x) = \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - c_{i1}}{a_{i1}}\right)^2\right] \quad i=1,2,3 \quad (1)$$

$$O_i = \mu_{2i}(x) = \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - c_{i2}}{a_{i2}}\right)^2\right] \quad i=4,5,6$$

$$O_i = \mu_{3i}(x) = \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - c_{i3}}{a_{i3}}\right)^2\right] \quad i=7,8,9$$

$$O_i = \mu_{4i}(x) = \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - c_{i4}}{a_{i4}}\right)^2\right] \quad i=10,11,12$$

$$O_i = \mu_{5i}(x) = \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - c_{i5}}{a_{i5}}\right)^2\right] \quad i=13,14,15$$

$$O_i = \mu_{6i}(x) = \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - c_{i6}}{a_{i6}}\right)^2\right] \quad i=16,17,18$$

در روابط بالا c میانگین و a واریانس مربوط به آن تابع عضویت است که در حقیقت پارامترهای قابل تنظیم با آموزش هستند که به پارامترهای این لایه پارامترهای مقدم می‌گویند. O_i ($i = 1,2,\dots,18$) بیانگر خروجی‌های لایه دوم هستند.

لایه سوم: در این لایه قدرت آتش هر قاعده فازی مورد محاسبه قرار می‌گیرد سپس با استفاده از مجموع قواعد قدرت آتش را نرم‌الایزه می‌کنیم. در واقع هر عملکرد نرم T که بتواند عمل «و» فازی را انجام دهد در این لایه می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

$$w_1 = O_1 O_4 O_7 O_{10} O_{13} O_{16}, w_2 = O_1 O_4 O_7 O_{10} O_{13} O_{17}, \dots \quad (2)$$

$$\bar{w}_r = \frac{w_r}{\sum w_r} \quad r = 1,2,\dots,729 \quad (3)$$

لایه چهارم: هر گره در این لایه یک گره تطبیقی با تابع زیر می‌باشد:

$$f_i = \bar{w}_r f_r = \bar{w}_r (C_{r0} + C_{r1}x_1 + C_{r2}x_2 + C_{r3}x_3 + C_{r4}x_4 + C_{r5}x_5 + C_{r6}x_6) \quad (4)$$

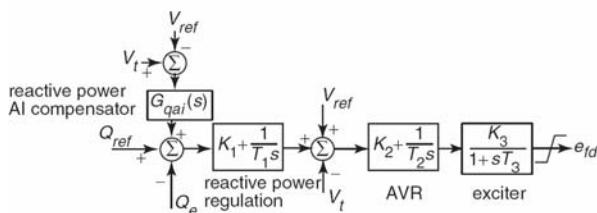
در این لایه خروجی r امین قاعده فازی با استفاده از ضرب قدرت آتش نرم‌الایز شده در تابع موخر مورد محاسبه قرار می‌گیرد. پارامترهای $C_{r0}, C_{r1}, C_{r2}, C_{r3}, C_{r4}, C_{r5}, C_{r6}$ را پارامترهای موخر می‌گوییم.

لایه پنجم: در نهایت مجموع تمام خروجی‌های قواعد فازی از رابطه زیر بدست می‌آید.

$$y = \sum_{r=1}^{729} \bar{w}_r f_r, \quad r = 1,2,\dots, 729 \quad (5)$$

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

در این روش، تشخیص تشکیل جزیره با مشاهده اختلاف در ولتاژ و توان راکتیو در زمان وجود منبع اصلی شبکه و عملکرد DG بصورت مستقل انجام می‌شود. در شرایط عملکرد موازی، بعلت ظرفیت بالای سیستم، هر تغییری در اندازه ولتاژ خروجی واحد DG موجب تغییرات کوچکتری نسبت به زمانیکه DG بصورت جزیره فعالیت کند در اندازه ولتاژ در نقطه PCC^2 می‌شود. در شکل ۲ بلوک کنترلی سیستم تحریک بهمراه حلقه AI دیده می‌شود.



شکل ۲- بلوک دیاگرام سیستم تحریک بهمراه حلقه شناسایی

همانطور که در شکل ۲ دیده می‌شود بلوک کنترلی فیدبک مثبت $G_{qai}(s)$ به مدار تحریک اضافه شد است. زمانیکه تغییرات در ولتاژ ترمینال ژنراتور وجود دارد (افزایش ناچیز ولتاژ)، توان راکتیو مرجع با توجه به حلقه AI افزایش خواهد یافت و افزایش توان راکتیو، موجب افزایش بیشتر ولتاژ مرجع خواهد بود که منجر به افزایش ولتاژ ترمینال خواهد شد. در صورت طراحی مناسب، تاثیر این مکانیزم هنگام اتصال به شبکه ناچیز خواهد بود زیرا شبکه، ولتاژ ترمینال را تنظیم خواهد کرد و در زمان از دست دادن شبکه، حلقه AI^۱ تاثیر گذار بوده و ولتاژ را از مقدار نامی آن جابجا می‌کند.

۴-۳- نحوه طراحی و پیاده سازی

بهره های حلقه AI برای طرحهای اکتیو/راکتیو برای حلقه فیدبک مثبت به دو بخش تقسیم می‌شود:
الف) زمانیکه شبکه متصل است، بهره حلقه باید موجب پایداری سیستم گردد، بنابراین بهره حلقه باز باید کمتر از

تعادل توانی بین تولید و بار وجود داشته باشد این تغییرات ولتاژ و فرکانسی در حدی نخواهد بود که سیستم شناسایی را تحریک کنند. در اینجا ابزارهای خاص دیگری برای شناسایی مورد نیاز است

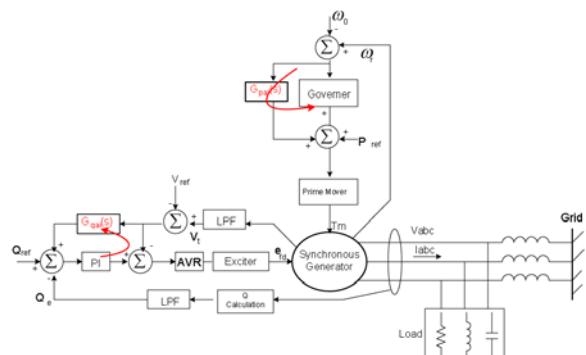
۲-۳- سیستم تحریک و گاورنر

در مدار تحریک شکل ۱، AVR بعنوان کنترلر انگرالگیر نسبی (PI) و سیستم تحریک بعنوان یک سیستم مرتبه اول نشان داده شده است.

در زمان عملکرد موازی با شبکه اصلی، ژنراتور، توان راکتیو خروجی خود را کنترل می‌کند. این تنظیم کننده که به آن حلقه تنظیم توان می‌گویند بصورت AVR مشخص شده است. همچنین سیستم گاورنر نشان داده شده در شکل، خروجی توان اکتیو محرک اصلی را کنترل می‌کند که توان مکانیکی مورد نیاز بار را فراهم می‌کند. در صورت طراحی مناسب، تاثیر این مکانیزم هنگام اتصال به شبکه ناچیز خواهد بود زیرا شبکه، ولتاژ ترمینال را تنظیم خواهد کرد و در زمان از دست دادن شبکه، حلقه AI^۱ تاثیر گذار بوده و ولتاژ را از مقدار نامی آن جابجا می‌کند.

۳-۳- روش اکتیو بر پایه تغییرات توان راکتیو

یکی از تکنیکهایی که برای شناسایی شرایط جزیره در شرایط وجود DG ماشین سنکرون روش تغییرات اندازه توان راکتیو می‌باشد.



شکل ۱ - شماتیک DG ماشین سنکرون برای روشهای اکتیو شناسایی

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

برای تشخیص سریع شرایط جزیره ای و حداقل بهره کافی برای داشتن حداقل تاثیر در شرایط اتصال DG به شبکه است. برای اطمینان از عملکرد کنترل AI تحت هر شرایطی، باید جبرانگر AI تحت بدترین شرایط تنظیم گردد. با توجه به بررسیهای انجام شده تابع تبدیل زیر طبق مرجع [۵] محاسبه شده است.

$$G_{qai}(s) = \frac{\Delta q}{\Delta V} = \frac{2.41s}{(1+0.048s)(1+0.016s)} \quad (7)$$

با اعمال این تابع تبدیل به حلقه کنترل اتوماتیک ولتاژ، بلوک دیاگرام AI تشکیل می‌شود. تنظیم بهره حلقه باز توان اکتیو/راکتیو جبرانگر AI در شرایط تغییر بارهای مختلف مساله ای دشوار می‌باشد. بهره بحرانی می‌تواند در گستره بارهای مختلف مشخص گردد. در نتیجه اثر بارهای غیر فعال^۳ مختلف یا شرایط بارهای موتوری روی حلقه باز اعمال می‌گردد. با مطالعه این شرایط، مشخص می‌گردد که بدترین شرایط زمانی است که امپدانس شبکه بالاست یا ضرب نفوذ بارهای موتوری القایی زیاد است. بنابراین شرایط جزیره با مونیتور اندازه ولتاژ و توان راکتیو در مقایسه با شرایط عملکرد نرمال شبکه تشخیص داده می‌شود. ولی از آنجا که در سیستم موجود بیش از یک واحد تولید پراکنده وجود دارد، بنابراین اثرات تغییرات ولتاژ القایی داخلی واحد DG روی پارامترهای اندازه گیری شده در ناحیه PCC تا حدودی کاهش خواهد یافت. در نتیجه برای دقیق ترین روش، از تعدادی از پارامترهای پسیو نیز برای افزایش دقیق روش استفاده شده است.

۴- مراحل انجام فرایند شناسایی

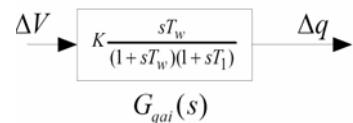
- مراحل انجام فرایند شناسایی روش ترکیبی بصورت زیر است:
- ✓ مشخص کردن محل اتصال DG مورد نظر که شناسایی جزیره باید در آن نقطه انجام شود.
- ✓ شبیه سازی حوالثی مشخص مربوط به DG مورد نظر انجام شود.
- ✓ تجزیه و تحلیل سیگنالهای جریان و ولتاژ منظور تشخیص مقادیر متغیرها قبل و بعد از حادثه انجام شود.

3. Passive

AI باشد. هرچه بهره حلقه باز کمتر باشد اثر حلقه های $0dB$ روی شرایط عملکرد نامی اتصال شبکه کمتر خواهد بود. ب) در زمان جدا شدن از شبکه، بهره حلقه باید بیانگر ناپایداری سیستم باشد، بنابراین بهره حلقه باز AI باید بیشتر از $0dB$ باشد. ناپایدار کردن سیستم تضمین کننده این موضوع است که سیستم جزیره شده حتی در شرایط تعادل کامل توانی قابل شناسایی است. هرچه این بهره بیشتر باشد سرعت خروج از محدوده ولتاژ بیشتر خواهد بود ولی تا حدی که معیار (۱) برقرار باشد. معیار (۱) حداقل مقدار بهره حلقه و معیار (۲) حداقل مقدار بهره حلقه را مشخص می‌کند. برای انجام اینکار، فرم تابع تبدیل جبرانگر AI بصورت زیر طراحی می‌گردد:

$$G(s) = \frac{\Delta q}{\Delta V} = k \frac{ST_w}{(1 + ST_w)(1 + ST_o)} \quad (8)$$

این جبرانگر شامل یک فیلتر پاکساز^۱، بهره و فیلتر مرتبه یک می‌باشد. $1/T_w$ فرکانس گوشه ای^۲ فیلتر پاکساز، k بهره و $1/T_o$ فرکانس گوشه ای فیلتر پایین گذر می‌باشد. برای طرح جبرانسازی توان راکتیو، بلوک دیاگرام شناسایی در شکل زیر مشخص شده است.



شکل ۳ - اجزای بلوک تابع تبدیل AI

تابع تبدیل فیلتر پاکساز بصورت یک فیلتر بالاگذر با ثابت زمانی T_w عمل می‌کند تا به سیگنالهای با فرکانس بالاتر از $1/T_w$ اجزه عبور می‌دهد و از عبور سیگنالهای با فرکانس کمتر از $1/T_w$ ، مخصوصاً سیگنالهای DC جلوگیری گردد. این کار برای حداقل کردن اثر حلقه AI روی تنظیمات حالت پایدار انجام می‌شود. فرکانس گوشه ای فیلتر پایین گذر T_1 برای جلوگیری از نویزهای فرکانس بالا تنظیم می‌گردد. با ترکیب فیلتر پاکساز و پایین گذر فیلتر میان گذر خواهیم داشت. انتخاب بهره k ، مصالحه ای بین حداقل بهره کافی

-
1. Wash-out Filter
 2. Corner frequency

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

نتیجه نیاز به اطلاع از نرخ تغییرات توانی نیز وجود دارد. همچنین از پارامتر تغییرات هارمونیکی جریان بار بعلت حساسیت بیشتر نسبت به هارمونیک ولتاژی در شرایط بار کم استفاده شده است.

پارامترهای تکنیک پسیو مورد استفاده :

$$\Delta f/\Delta t : \text{نرخ تغییرات فرکانسی}$$

$$\Delta f/\Delta P : \text{نرخ تغییرات فرکانسی به توانی}$$

$$\Delta V/\Delta t : \text{نرخ تغییرات ولتاژی}$$

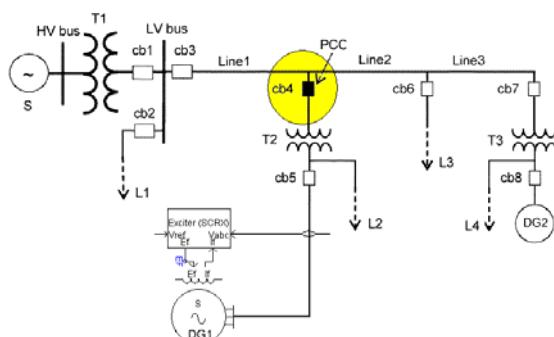
$$\Delta P/\Delta t : \text{نرخ تغییرات توان اکتیو خروجی DG}$$

$$\Delta Q/\Delta t : \text{نرخ تغییرات توان راکتیو خروجی DG}$$

: تغییرات هارمونیکی جریان بار TDD

۱-۵- شبیه سازیها و پیاده سازی الگوریتم شناسایی روی شبکه نمونه اول:

از آنجاییکه برای تست الگوریتم پیشنهادی روی سیستم قدرت فقط می‌باشد شرایط مختلف بارگذاری شبکه و انواع بارها و حوادث روی سیستم پیاده شود و نیازی به بزرگ بودن سیستم نیست، بنابراین از یک شبکه ای مطابق شکل ۵ استفاده شده است. این سیستم دارای یک ژنراتور مرکزی است که بعنوان باس بینهایت در نظر گرفته شده است و دو DG ژنراتور سنکرون بصورت موازی با شبکه وجود دارد.



شکل ۵- دیاگرام تک خطی شبکه تست نمونه ۱

مشخصات مربوط به شبکه بصورت زیر است:

$$\text{شبکه} : f = 60\text{Hz}, V_{rated} = 69\text{kV}$$

$$10\text{MVA}, f = 60\text{Hz}, 13.8\text{kV}, H = 3.0\text{sec} : \text{DG}$$

$$\text{T1} : S = 25\text{MVA}, 69/13.8\text{kV}$$

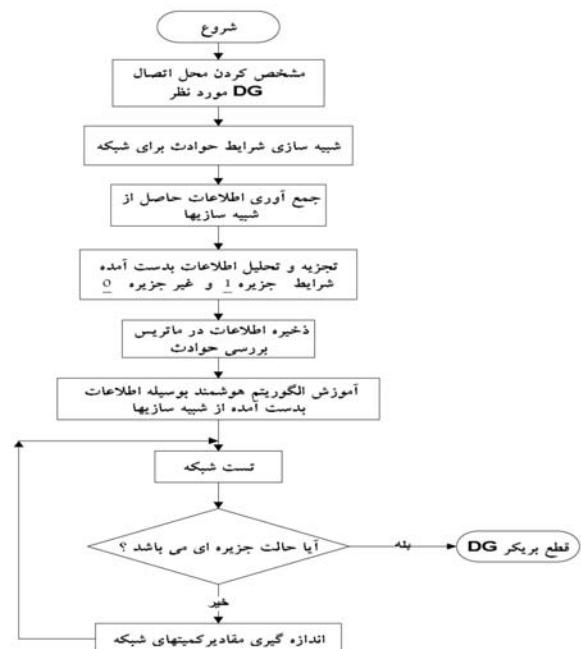
$$\text{T2, T3} : S = 10\text{MVA}, 13.8/13.8\text{kV}$$

الگوریتم شناسایی روی بس PCC مربوط به DG شماره ۱ اجرا شده است.

- ✓ اطلاعات بدست آمده در ماتریس بررسی حوادث ذخیره شود.
- ✓ مراحل بالا برای N حادثه مشخص شده تکرار گردد.
- ✓ تفسیر ماتریسهای بدست آمده و آموزش الگوریتم تحلیلی ANFIS انجام شود.
- ✓ مقادیر داده تست به الگوریتمهای آموزش دیده اعمال و خروجی آن بررسی شود.
- فلوچارت انجام فرایند شناسایی بصورت شکل ۴ می‌باشد.

۴- فرضیات روشن پیشنهادی :

- مدت زمان شناسایی جزیره ms 300 باشد.
- نوع بار RLC در شبکه نمونه اول و در شبکه نمونه دوم RLC و موتور القایی است.
- سیستم تحریک ژنراتور کنترل توان راکتیوی است.
- تغییرات ولتاژ و هارمونیکی مجاز در شرایط عملکرد نرمال شبکه طبق استاندارد IEEE 5747-2003 می‌باشد.



شکل ۴- فلوچارت انجام فرایند شناسایی

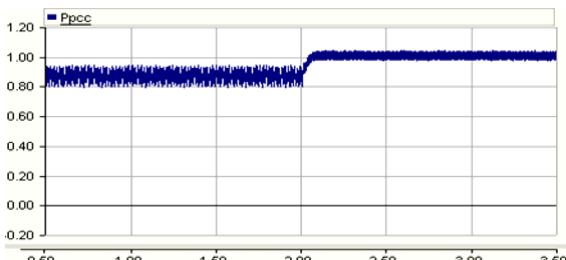
از مهمترین و اساسی ترین پارامترهای مورد نیاز برای روشهای پسیو که در مقالات زیادی از آنها استفاده شده پارامترهای نرخ تغییرات فرکانس و ولتاژ بوده است. در اینجا چون از تغییرات ولتاژ برای شناسایی استفاده شده است در

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

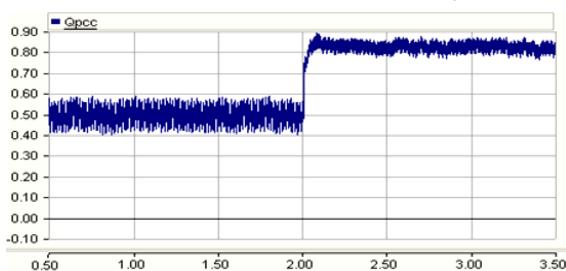
حادثه در ۹ حالت بارگذاری بوده که جمعاً "شبکه ۵۴" بار اجرا شد. اطلاعات حاصل از خروجی این اجراهای بصورت ماتریسی جمع آوری شده که سطر آن شماره حادثه و ستونهای آن کمیتهای اندازه گیری شده هستند. ستون آخر مربوط به نتیجه منطقی اجرای برنامه می‌باشد. یعنی در صورتیکه شرایط جزیره ای باشد عدد ۱ و در غیر اینصورت ۰ را در ستون آخر خواهیم داشت. تعدادی از منحنیهایی که پس از اجرای شبکه در شرایط حادثه F_{11} بدست آمده بصورت زیر است:



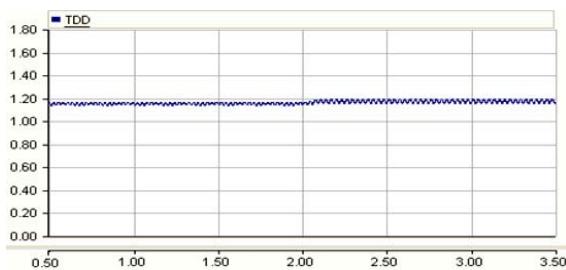
شکل ۶ - تغییرات فرکانس در نقطه PCC



شکل ۷ - تغییرات توان اکتیو در نقطه PCC



شکل ۸ - تغییرات توان راکتیو در نقطه PCC



شکل ۹ - تغییرات TDD در نقطه PCC

در اینجا برای در نظر گرفتن اثر بارهای مختلف روی شناسایی از ۴ بار بار RLC استفاده شده است. حادثی که برای شبکه در نظر گرفته شده است شامل باز شدن تعدادی از کلیدهای موجود در شبکه، از مدار خارج شدن بزرگترین بار و خطای اتصال کوتاه سه فاز زمانبندی شده روی شبکه است. ترتیب شماره گذاری حوادث به این صورت است:

- ۱. باز شدن بریکر ۱ ، باز شدن بریکر ۲ ، باز شدن بریکر ۳ خطای فالت اتصال کوتاه سه فاز در بار HV و باز شدن بریکر ۱ بمدت ۱ ثانیه، تغییر بارگذاری در سمت DR و تریپ DG دوم. حالتها بارگذاری نیز به این صورت مرتب شدند:
 - ۱. بارگذاری نرمال شبکه در شرایط بارگذاری نرمال^۱ بار $(P = 0.5 \text{ pu}, Q = 0.175 \text{ pu})$ PCC
 - ۲. بارگذاری نرمال شبکه در شرایط بارگذاری سبک^۲ بار $(P = 0.3 \text{ pu}, Q = 0.105 \text{ pu})$ PCC
 - ۳. بارگذاری نرمال شبکه در شرایط بارگذاری سنگین^۳ بار $(P = 0.625 \text{ pu}, Q = 0.22 \text{ pu})$ PCC
 - ۴. بارگذاری سبک شبکه در شرایط بارگذاری نرمال بار $(P = 0.5 \text{ pu}, Q = 0.175 \text{ pu})$ PCC
 - ۵. بارگذاری سبک شبکه در شرایط بارگذاری سبک بار $(P = 0.3 \text{ pu}, Q = 0.105 \text{ pu})$ PCC
 - ۶. بارگذاری سبک شبکه در شرایط بارگذاری سنگین بار $(P = 0.625 \text{ pu}, Q = 0.22 \text{ pu})$ PCC
 - ۷. بارگذاری سنگین شبکه در شرایط بارگذاری نرمال بار $(P = 0.5 \text{ pu}, Q = 0.175 \text{ pu})$ PCC
 - ۸. بارگذاری سنگین شبکه در شرایط بارگذاری سبک بار $(P = 0.3 \text{ pu}, Q = 0.105 \text{ pu})$ PCC
 - ۹. بارگذاری سنگین شبکه در شرایط بارگذاری سنگین بار $(P = 0.625 \text{ pu}, Q = 0.22 \text{ pu})$ PCC
- در نهایت ترتیب شماره گذاری حالات رویداده برای شبکه به صورت زیر است :

a : حالت بارگذاری b : شماره اتفاق
مثلاً F_{35} ^{ab} یعنی باز شدن پنجمین بریکر هنگام بارگذاری شبکه بصورت ML در زمان بارگذاری سنگین بار PCC. بطور کل مجموع حالتها اجرای برنامه بصورت نرمال و در شرایط ۶

-
1. Medium Load
 2. Low Load
 3. High Load

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

چرا که در صورت به اشباع رفتن توان خروجی تغییرات ورودی تاثیر چندانی بر مقدار خروجی نخواهد داشت.

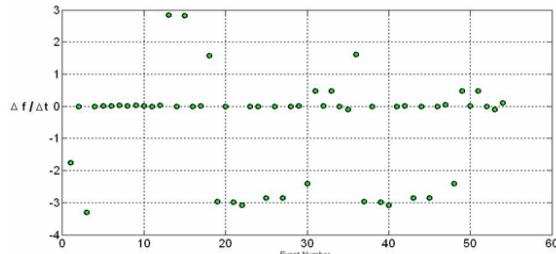
۳. انتخاب ساختار و معماری شبکه: در این مرحله نوع شبکه مورد استفاده بر اساس عملکرد مورد انتظار آن بایستی انتخاب شده و از بی جهت پیچیده کردن شبکه و معماری آن بایستی اجتناب کرد.

۴. آموزش شبکه: به این معنی که بر مبنای الگوهای ورودی، شبکه آموزش یافته و بتواند بر اساس آن، خروجی مورد انتظار برای داده های تست را بصورت مطلوب در اختیار قرار دهد.

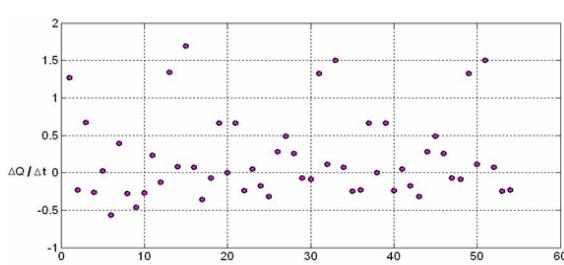
۵. تست و آزمایش شبکه: در واقع در حین فرایند آموزش باید تعدادی از داده های سیستم را از چشم دور نگه داشت و پس از اتمام آموزش شبکه برای آزمایش آن بکار برد.

۶. انتخاب ساختار بهبود یافته برای شبکه: به این معنی که هنگامیکه شبکه انتخابی به مقدار کمینه خطای رسید، می توان شکلی دیگر از آنرا آزمایش نمود تا ساختار شبکه ای با حداقل خطای مشخص گردد.

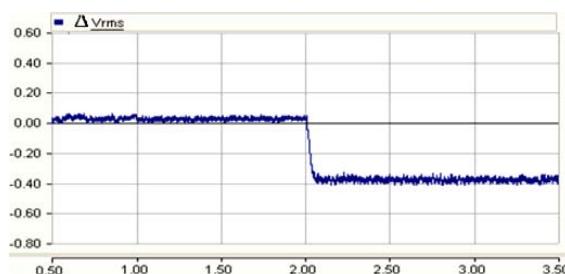
در شکل های زیر تغییرات انديسهای بدست آمده از اندازه گيريهای نمایش داده شده است:



شکل ۱۱ - نمایش تغییرات فرکانس بر طبق شماره حوادث



شکل ۱۲ - نمایش تغییرات توان راکتیو بر طبق شماره حوادث



شکل ۱۰ - تغییرات ولتاژ در نقطه PCC

همانطور که از منحنیهای مشخص شده در شرایط بارگذاری های مختلف و حوادث متفاوت روی شبکه مشخص شده است، در ثانیه ۲ حادثه ای در قسمت مشخص شده روی می دهد که منجر به تغییرات در پارامترهای اندازه گیری شده سیستم می گردد.

۵-۲- نکات مورد توجه در شبیه سازیها:

✓ شبیه سازیها توسط نرم افزار PSCAD/EMTDC انجام شده است.

✓ برای سنکرون شدن ژنراتور DG با شبکه و رسیدن به حالت پایدار و عبور از شرایط گذرا و نوسانی اولیه، مدت زمانی باید از اجرای برنامه بگذرد تا سیستم به حالت تعادل برسد.

✓ از میان ۵۴ حالت اجرای برنامه و اطلاعات بدست آمده، تعداد ۲۷ مورد برای آموزش به الگوریتم ANFIS داده شده است.

✓ سعی شده تا بدترین شرایط شناسایی حالت جزیره که تعادل توانی بین تولید و بار موجود باشد بهمراه تعدادی از شرایط اختلاف زیاد تولید و مصرف برای فرآیند بودن و پوشش کامل شرایط ممکنه برای شبکه بعنوان نمونه های آموزشی انتخاب شوند.

۵-۳- مراحل آموزش شبکه هوشمند

۱. جمع آوری اطلاعات و داده های صحیح جهت تعذیله الگوریتم: یعنی نحوه انتخاب داده ها باید به گونه ای باشد که حتی الامکان تمامی حالتهای بحرانی سیستم را پوشش دهد.

۲. نرمالیزه کردن داده ها به یک بازه مناسب بر اساس تابع فعالیت انتخاب شده بمنظور جلوگیری از به اشباع رفتن آنها:

۴-۵ - الگوریتم تشخیص خطا با استفاده از ANFIS

در اینجا از مدل ANFIS جهت تشخیص شرایط جزیره ای از حالت عملکرد نرمال و حوادث عادی شبکه استفاده شده است. مدل انتخابی دارای مشخصات زیر می‌باشد:

- ۱- سیستم استنتاج فازی به صورت مدل سوگینو رتبه اول می‌باشد.
- ۲- خروجی یکتا این سیستم با روش غیر فازی کردن متوسط وزنی بدست می‌آید.

۳- هر قانون فازی دارای وزن واحد می‌باشد.

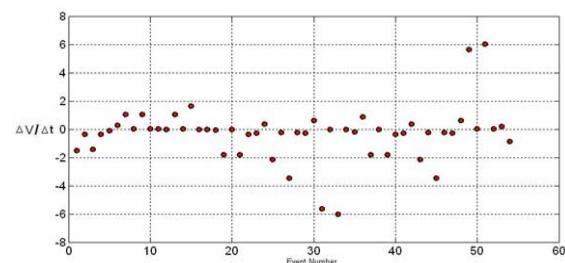
ساختار الگوریتم انتخاب شده ANFIS با شش ورودی و یک خروجی است در شکل ۱۸ نشان داده شده است. همانطور که در شکل دیده می‌شود لایه دوم نقش فازی کردن ورودی‌ها را بر عهده دارند بنابراین می‌توان از توابع عضویت متنوعی که وجود دارد، استفاده کرد.

برای آموزش یا تنظیم پارامترهای توابع عضویت از الگوی ترکیبی (Hybrid) استفاده می‌گردد. سیستم استنتاج فازی با شش ورودی و یک خروجی و ۷۲۹ قاعده فازی انجام شده است.

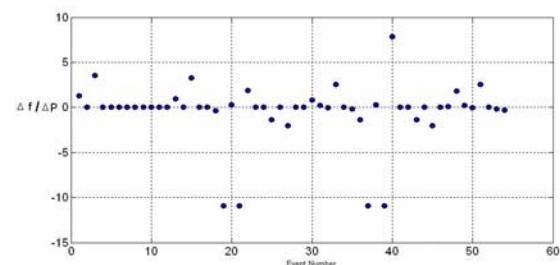
۵-۶- روش مدلسازی

پس از شبیه سازی سیستم، اطلاعات ورودی که شامل پارامترهای اندازه گیری شده است در حالت‌های نرمال شبکه، شرایط جزیره ای و شرایط خطاهای غیر جزیره ای برای سیستم است، در یک ماتریس گردآوری می‌گردد. هر چه این اطلاعات متنوع تر باشد و حالات ممکن بیشتری را پوشش دهد انعطاف سیستم برای تشخیص افزون تر می‌گردد. این ماتریس در ۷ ستون تهیه می‌گردد شش ستون اول مربوط به داده‌های ورودی سیستم می‌باشد و ستون آخر خروجی حالت جزیره بودن یا نبودن مربوط به هر سطر است. این مجموعه در واقع همان اطلاعات آموزشی و تست سیستم است.

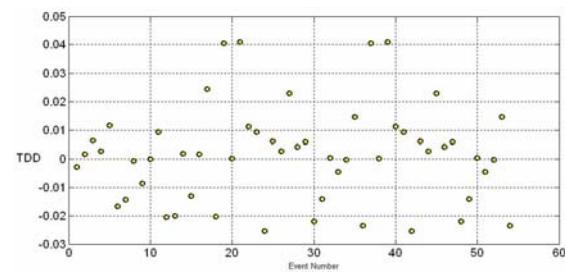
پس از تهیه اطلاعات آموزشی نوبت به تعیین تابع عضویت می‌رسد. تعداد توابع عضویت در این قسمت ۳ تابع برای هر ورودی در نظر گرفته شده و نحوه تعیین تعداد توابع عضویت بدین شرح است که از کمترین تعداد یعنی دو شروع گردیده و پس از آموزش و محاسبه مقدار خطای آموزش، راجع به افزایش تعداد توابع عضویت تصمیم گیری می‌شود.



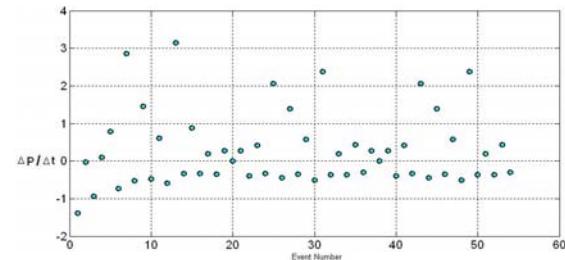
شکل ۱۳ - نمایش تغییرات ولتاژ بر طبق شماره حوادث



شکل ۱۴ - نمایش تغییرات فرکانس بر توان بر طبق شماره حوادث

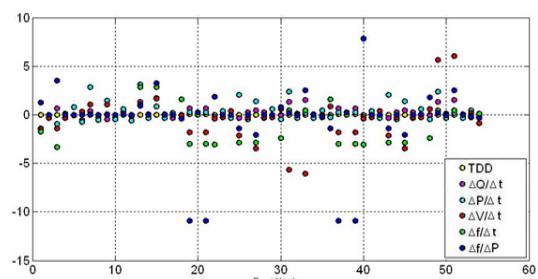


شکل ۱۵ - نمایش تغییرات TDD بر طبق شماره حوادث



شکل ۱۶ - نمایش تغییرات توان اکتیو بر طبق شماره حوادث

نمایش کلی پارامترهای محاسبه شده بصورت شکل ۱۷ است:



شکل ۱۷ - نمایش تغییرات کلی پارامترها بر طبق شماره حوادث

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق

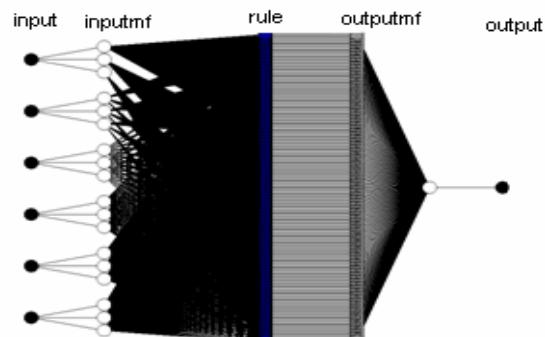
پس از اجرای آموزش نوبت به تست نمونه های مورد نظر می‌رسد. در جدول ۱ مقادیر بدست آمده از شبیه سازیها و خروجی واقعی را مشاهده می‌کنیم. در ستون اول شماره حادثه و در ۶ ستون بعد پارامترهای اندازه گیری شده در نقطه PCC مشاهده می‌شود. در ستون بعد (Actual) نتیجه خروجی شبیه سازی در زمان آن حادثه خاص مشخص شده است که عدد صفر نشان شرایط عدم جزیره و عدد یک نشانه اتفاق حالت جزیره می‌باشد. در نهایت ستون آخر بیانگر خروجی حاصل از اجرای تست شبکه آموزش دیده می‌باشد.

جدول ۱- اطلاعات بدست آمده از تست الگوریتم ANFIS و مقادیر کمیتها در سیستم اول

Fault	TDD	$\Delta Q_{sec}/\Delta t$	$\Delta P_{sec}/\Delta t$	$\Delta V_{rms}/\Delta t$	$\Delta I/\Delta t$	$\Delta I/\Delta P_{sec}$	Actual	output	test1	ERROR
F14	0.8239	-3.4676	-3.8092	1.9319	0.003	-0.0008	1	1	1.1592	0.1592
F15	0.3284	-3.4111	-3.2623	1.2527	0.056	-0.0172	1	1	0.9384	0.0616
F18	-0.0044	1.1911	-0.3479	0.1708	-3.6207	0.4079	0	1	0.436646117	0.43665
F110	0.0087	-1.2529	0.4415	0.3894	-3.6787	-0.3323	0	0	-0.1435	0.1435
F31	-0.0202	1.3433	3.1403	1.0604	2.834	0.9025	1	1	0.8341	0.1659
F33	-0.0131	1.6906	0.874	1.6346	2.8265	3.234	1	1	1.0636	0.0636
F35	0.4456	-0.6756	-1.565	1.0656	5.7535	-3.6764	1	1	1.1362	0.1362
F36	0.0017	0.0715	-0.3257	-0.0054	0.0022	-0.0068	0	0	0.0001	0.0001
F37	0.0243	-0.3558	0.1902	-0.0073	0.004	0.021	0	0	-0.0067	0.0067
F39	-0.0204	-0.6959	-0.3558	-0.0784	1.5734	-0.4221	0	0	-0.0077	0.0077
F410	-0.003	-0.1305	-0.1019	-0.0134	-1.6535	1.0459	0	0	-0.0154	0.0154
F510	-0.0019	0.1375	-0.6829	0.1399	2.6005	-0.808	0	0	0.0693	0.0693
F65	0.1449	-1.3095	-1.4645	1.9459	-2.8908	1.9739	1	0	0.282649883	0.71735
F68	0.0028	0.0573	0.3096	-0.3896	-0.9107	-2.9415	0	0	0.0122	0.0122
F77	0.0093	0.0488	0.4229	-0.2721	-0.0057	-0.0135	0	0	-0.0004	0.0004
F78	0.0028	0.1536	0.0886	0.0105	-0.9003	-0.1614	0	0	0.0053	0.0053
F710	-0.003	-0.1305	-0.1019	-0.0134	-0.8011	1.8616	0	0	-0.0083	0.0083
F81	0.0061	-0.32	2.0651	-2.1459	-2.85	-1.3801	1	1	0.81614277	0.183857
F82	0.0026	0.2827	-0.4465	-0.2468	0.0001	-0.0002	0	0	-0.0035	0.0035
F83	0.0229	0.4891	1.3862	-3.4739	-2.8472	-2.0539	1	1	0.9092	0.0908
F84	0.0617	-0.4147	-2.6455	2.3571	-0.1039	0.0393	1	1	1.0077	0.0077
F87	0.0058	-0.0701	0.5734	-0.2891	0.05	0.0872	0	0	0.0001	0.0001
F91	-0.0142	1.3284	2.382	5.6441	0.4772	0.2004	1	1	0.9758	0.0242
F92	0.0003	0.1168	-0.3661	0.0137	0.0185	-0.0605	0	0	-0.0021	0.0021
F94	0.2036	-2.2315	-1.962	-3.4626	0.1076	-0.0548	1	1	0.8402	0.1598
F96	-0.0004	0.0759	-0.3592	0.0398	-0.0075	0.0208	0	0	-0.0011	0.0011
F99	-0.0235	-0.2335	-0.2997	-0.8636	0.107	-0.357	0	0	-0.0039	0.0039

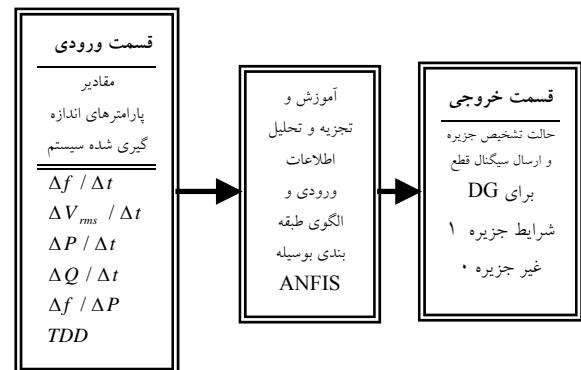
با توجه به جدول ۱ شناسایی نادرست شرایط غیر جزیره در حادثه F₁₈ بوده که حالت بارگذاری نرمال شبکه و بارگذاری نرمال باس PCC است که بریکر ۸ باز می‌شود یعنی DG دوم از مدار خارج می‌شود که به اشتباه شرایط جزیره ای تشخیص داده شده است. همچنین حادثه F₆₅ که تشخیص نادرست

از آنجاییکه با افزایش تعداد توابع عضویت تعداد قواعد فازی و در نتیجه حجم محاسبات به صورت چشمگیری رشد پیدا می‌کند. بین مقدار خطأ و تعداد توابع عضویت باید مصالحه‌ای صورت پذیرد.



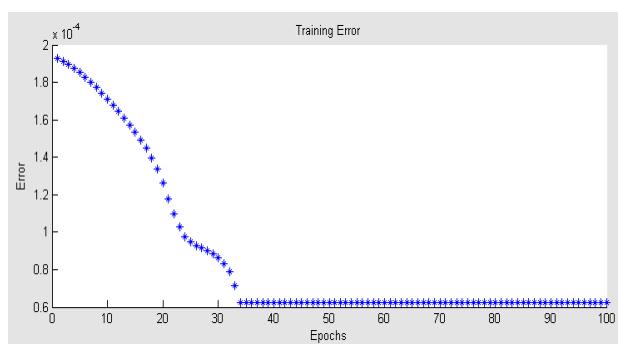
شکل ۱۸ - ساختار مدل انتخابی ANFIS

الگوریتم پردازش و یادگیری بصورت زیر می‌باشد.



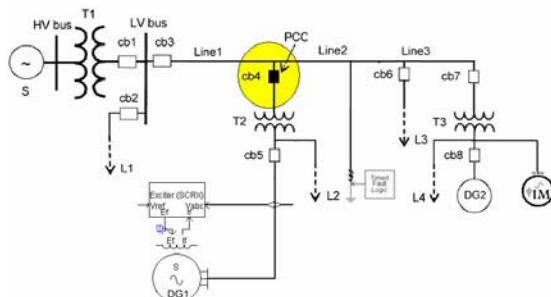
شکل ۱۹ - الگوریتم روشناسی

در شکل ۲۰ خطای حاصل از آموزش سیستم استنتاج فازی نشان داده شده است. همانطور که دیده می‌شود خطای آموزش در حدود 6.3521×10^{-5} است که بعد از سی و سه بار تکرار ثابت باقی می‌ماند.



شکل ۲۰ - میانگین مربعات خطأ بعد از ۱۰۰ بار تکرار

بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق



شکل ۲۱- دیاگرام تک خطی شبکه تست نمونه ۲

حوادثی که در اینجا برای شبکه در نظر گرفته شده است شامل باز شدن هریک از ۸ بریکر موجود در شبکه، استارت موتور القایی، از مدار خارج شدن بزرگترین بار و خطای اتصال کوتاه سه فاز زمانبندی شده روی شبکه می‌باشد، که مراحل اجرای برنامه مشابه حالت قبل می‌باشد. ماتریس که از اجرای ۹۹ حالت بدست می‌آید مشابه ماتریس قبل است ولی در ۹۹ سطر و ۱۱ ستون. پس از جمع آوری اطلاعات در نقطه PCC از مجموع ۹۹ حالت ۵۴ حالت برای آموزش به الگوریتم داده شده است. سایر اطلاعات بدست آمده که از ۴۵ حالت می‌باشد برای تست مورد استفاده قرار می‌گیرد.

با توجه به خروجی الگوریتم، شناسایی نادرست شرایط جزیره در حادثه های F₁₄ که حالت بارگذاری نرمال شبکه و بارگذاری نرمال بس PCC است و بریکر ۴ باز می‌شود، F₆₃ که حالت بارگذاری سیک شبکه و بارگذاری سنگین بس PCC است و باز شدن بریکر ۳ و در نهایت F₉₁ که حالت بارگذاری سنگین شبکه و بارگذاری سنگین بس PCC است و باز شدن بریکر ۱ می‌باشد که به اشتباه شرایط جزیره ای تشخیص داده نشده است. در شرایط عدم تشکیل جزیره

تشخیص کاملاً صحیح بوده و خطای نداشته است.

لیست تمام شرایط ثبت شده برای سیستم که بر اساس اندازه‌گیری بدست آمده بصورت جدول ۳ می‌باشد.

جدول ۳ - نتایج بدست آمده در نمونه ۲

حالات سیستم	تعداد کل شرایط	تعداد آموزش داده شده	تعداد نمونه تست شده	تعداد اشتباه در نتیجه	در صد خطای
۰	۶۳	۳۶	۲۷	۰	%۰
۱	۳۶	۱۱	۱۵	۳	%۱۶/۶۷

شرایط جزیره بوده در حالت بارگذاری سبک شبکه و بارگذاری نرمال بس PCC است که بریکر پنجم باز می‌شود و شرایط جزیره ای روی می‌دهد که اشتباه تشخیص داده می‌شود. لیست تمام شرایط ثبت شده برای سیستم که بر اساس اندازه گیری بدست آمده بصورت جدول ۲ می‌باشد.

جدول ۲ - نتایج بدست آمده در نمونه ۱

حالات سیستم	تعداد کل شرایط	تعداد آموزش داده شده	تعداد نمونه تست شده	تعداد اشتباه در نتیجه	در صد خطای
۰	۳۶	۱۸	۱۸	۱	%۵/۵
۱	۱۸	۹	۹	۱	%۱۱/۱

با توجه به جدول ۲، خطای زمان عدم وجود جزیره ۱ مورد از ۱۸ نمونه بوده که ۵/۵٪ است و در حالت رویداد جزیره نیز ۱ مورد اشتباه، خطای ۱۱/۱ درصدی را بدنبال دارد و در نهایت خطای شناسایی ۲ مورد تشخیص نادرست از ۲۷ نمونه بوده که ۷/۴٪ خواهد بود. از علل ایجاد تشخیص نادرست، می‌توان به نزدیکی میزان توان تولیدی DG و مصرفی بار و در نتیجه مقدار ناچیز تغییرات در پارامترهای اندازه گیری شده در شرایط قطع شبکه اصلی اشاره کرد. با توجه به نتایج بدست آمده از تست شرایط در سیستم شماره ۱ با ۵۴ حادثه، مشخص شده که استفاده از این الگوریتم برای شناسایی، دارای دقت بیشتری است. برای بررسی نحوه عملکرد این تکنیک از سیستم نمونه شماره ۲ بصورت زیر استفاده می‌کنیم.

۶- شبیه سازیها و پیاده سازی الگوریتم شناسایی روی شبکه نمونه دوم:

همانطور که از شکل ۲۱ مشخص است، در اینجا با افزودن تعداد حالات اتفاق افتاده برای شبکه شماره ۱ کل حالات مورد بررسی ۱۱ حادثه در ۹ حالت بارگذاری بوده که جمعاً ۹۹ حالت برای سیستم باید بررسی گردد. در واقع سعی شده تا اطلاعات جامع تری برای آموزش و تست شبکه در دسترس باشد و دقت الگوریتم در این شرایط نیز بررسی گردد.

۸- مراجع

- [1] V. V. Thong, D. V. Dommelen, R. Belmans, "Penetration level of Distributed Energy Resources with Anti-islanding Criteria and Secure Operation of Power System," *Power Engineering Society General Meeting IEEE*, 18-22Jun., 2006, P.7.
- [2] T. E. Kim, J. E. Kim, "A Method for Determining the Introduction limit of Distributed Generation System in Distribution System," *Power Engineering Society Summer Meeting IEEE*, Vol. 1, 15-19 Jul. 2001, pp. 456–461.
- [3] L. K. Kumpulainen, K. T. Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," *Power Systems Conference and Exposition IEEE PES.*, Vol. 1, 10-13 Oct. 2004, pp.603-608.
- [4] P. Mahat, Z. Chen, B. B. Jensen, "Review of Islanding Detection Methods form Distributed Generation, " *3rd International Confrence on Electric Utility Deregulation & Restructuring & Power Technology IEEE*, Nanjing China, 6-9 Apr. 2008, pp. 2743-2748.
- [5] W. Xu, G. Zhang, C. Li, W. Wang, G. Wang, J. Kliber, "A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators-Part I: Scheme and Analysis," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 22, No. 3, Jul. 2007, pp.1758–1766.
- [6] M. A. Redfern, J. I. Barrett, O. Usta, "A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed stotage and generation units," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.10, No 3, Jul. 1995, pp. 1249-1254.
- [7] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. A. Kern, R. H. Bonn, S. Gonzalez, "Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones," *IEEE Trans. on Power Electronics*, Vol. 15, No. 3, Sept. 2000, pp. 290-296.

طبق جدول ۳ با توجه به جدول بالا، خطای زمان تشکیل جزیره ۳ مورد از ۱۸ نمونه بوده که ۱۶/۶۷٪ است و در حالت عدم ایجاد جزیره هیچ مورد استباهی نبوده و در نهایت خطای شناسایی ۳ مورد از ۴۵ نمونه بوده که ۶/۶۷٪ خواهد بود. که نسبت به سیستم قبل که تعداد موردهای نادرست بیشتری در تشخیص بوده ولی بعلت افزایش تعداد نمونه های تست در صد خطأ کاهش داشته است و در کل در هر دو شبکه میزان خطأ از مقدار ذکر شده در مرجع [۱۲] کمتر بوده است.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله روش هوشمند ترکیبی اکتیو و پسیو با تکیه بر پردازش اطلاعات در الگوریتم فازی Anfis ارائه شده است. در این تکنیک پارامترهای حلقه فیدبک مثبت کترول ولتاژ خروجی ماشین سنکرون به نحوی تنظیم شده است که در شرایط عملکرد نرمال شبکه طبق استاندارد IEEE روی مقادیر خروجی DG تاثیر چندانی نداشته باشد. در این روش تغییرات توپولوژیکی سیستم و رویداد حوادث مختلف روی دقت تشخیص آن تاثیری نخواهد داشت. از دیگر مزایای این روش حداقل ناحیه NDZ و استفاده از چند منع تولید پراکنده می‌باشد. همچنین در مقایسه با روش مورد استفاده در مرجع [۱۲] که تعداد بیشتری پارامتر استفاده شده بود بعلت این صرف از روش پسیو، ۱۶/۶۷٪ خطأ داشته و روش پیشنهادی با خطای ۷/۴٪ روی همان شبکه دارای دقت بیشتری می‌باشد. همچنین در شبکه دوم با افزودن موتور القایی و تعداد حوادث محتمل بیشتر و اجرای مجدد الگوریتم مشاهده شده که میزان خطأ در تعداد نمونه های بیشتریه ۶/۶۷٪ رسید که باز هم نسبت به مرجع مذکور با احتساب تعداد حالات بیشتر دارای خطای کمتری می‌باشد که بیانگر دقت الگوریتم است.

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

- [8] P. D. Hopewell, N. Jenkins, A. D. Cross, "Loss-of-mains detection for small generators," *IEE Proc.Electr. Power Application*, Vol. 143, No. 3, May 1996, pp. 225–230.
- [9] Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, R. Walling, "Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept," *IEEE Trans. Power Electronics*, Vol. 19, No. 5, Sept. 2004, pp.1171-1176.
- [10] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, "Analysis And Performance Assessment Of The Active Frequency Drift Method Of Islanding Prevention," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, Sept. 1999.
- [11] P. Du, J. K. Nelson, Z. Ye, "Active anti-islanding schemes for synchronous machine-based distributed generators," *IEE Proc. Generation Transmission and Distribution*, Vol. 152, No. 5, Sep. 2005, pp. 597-606.
- [12] K. E. Aroudi, G. Joós, I. Kamwa, D. T. McGillis, "Intelligent-Based Approach to Islanding Detection in Distributed Generation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 22, No.2, Apr. 2007, pp. 828-835.
- [13] J. Shing, R. Jang, "ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System," *IEEE Trans. on Power Systems*, Man And Cybernetics, Vol. 23, No. 3, May. 1993, pp. 665-685.