Archive of SID

مکان‌یابی خطا در شبکه‌های توزیع با استفاده از ترکیب روش امپدانسی و فرورفتگی ولتاژ

محمد دیسی و رحمن دشتی

چکیده: شبکه‌های توزیع در تمام سطوح شهرها و روستاها گسترده شده‌اند و این شبکه‌ها دارای انشعاب‌ها، زیرانشعاب‌ها و بارهای زیرخط می‌باشند. مکان‌یابی دقیق خطا در سیستم‌های توزیع باعث بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان و بازده آنها می‌شود. در این مقاله یک روش ترکیبی جدید برای مکان‌یابی خطای تک‌فاز، دوفاز و سه‌فاز به زمین در شبکه‌های توزیع پیشنهاد می‌گردد. همچنین از یک الگوریتم مکان‌یاب امپدانسی خطا برای پیداکردن محل‌های ممکن خطا استفاده می‌شود. سپس از روش پیشنهادی با استفاده از الگوریتم تطابق فرورفتگی ولتاژ برای تعیین بخش دارای خطا استفاده می‌شود. در این روش پس از وقوع خطا، محل‌های ممکن خطا با استفاده از الگوریتم امپدانسی تعیین می‌شوند. سپس خطاهای مشابهی به طور جداگانه در محل‌های ممکن تعیین‌شده، شبیه‌سازی می‌شوند. در ادامه ولتاژ ابتدای فیدر ذخیره می‌شود و آن گاه دامنه و فاز اختلاف ولتاژها تعیین و بانک داده آنلاین تولید می‌گردد. برای تشخیص خطای حقیقی، داده‌های این بانک با دامنه و زاویه اختلاف ولتاژهای به دست آمده و ثبت‌شده (در ابتدای فیدر) مقایسه می‌شوند. محل واقعی خطا با مقدار تطبیق هر محل خطای ممکن تعیین می‌شود.

کلیدواژه: **روش امپدانسی، شبکه توزیع، فرورفتگی ولتاژ، مکان‌یابی خطا.**

۱- مقدمه

سیستم‌های قدرت از چهار بخش تشکیل شده‌اند: تولید، انتقال، فوق توزیع و توزیع. به دلیل سطح جغرافیایی وسیعی که توسط سیستم‌های توزیع پوشش داده می‌شود، تعیین محل خطا در فیدرهای شبکه‌های توزیع مشکلاتی از جمله صرف زمان و هزینه زیاد و نیز مشکل کمبود تجهیزات دارد و بنابراین شناسایی محل دقیق خطا در شبکه‌های توزیع بسیار پراهمیت است. برای مکان‌یابی خطا در شبکه‌های توزیع چهار روش ارائه می‌شود: روش‌های امپدانسی، امواج سیار، حوزه زمان و روش هوشمند، ولی این روش‌ها دارای مسایلی است. روش‌های مبتنی بر امواج سیار ممکن است با مشکلاتی از جمله فرکانس نمونه‌برداری بالا، ساختار پیچیده و نیاز به بانک داده روبه‌رو باشند [۱] و روش‌های هوشمند ممکن است به دلیل ساختار پیچیده‌شان و نیاز به بانک داده دقیق و بزرگ، مسئله‌ساز شوند [۲] و [۳]. اخیراً روش مکان‌یابی امپدانسی خطا بیشتر مورد توجه قرار گرفته است [۴] تا [۶].

در [۷] و [۸] معادلات مکان‌یابی خطا در روش‌های امپدانسی برای انواع مختلف خطاهای دو و سه‌فاز مقاومتی تعمیم داده می‌شوند. نتایج تغییر در فاز شروع خطا، فاز مقاوم در برابر خطا و تغییرات بار بررسی می‌شوند. نتایج نشان دادند که مکان‌یابی خطا برای بیشتر شرایط شبیه‌سازی شده به جز شرایطی که با اتصال کوتاه با مقاومت‌هایی بیش از ۱۰۰ اهم همراه بودند، کمتر از ۱ درصد خطا دارد.

در [۹] یک معادله جدید برای تعیین محل خطا در شبکه توزیع معرفی می‌شود. در این روش مدل π (مدل خط متوسط) برای هر بخش در نظر گرفته می‌شود و یک روش امپدانسی با معادلات اصلاحی ارائه می‌شود که دقت را بهبود می‌دهد. ماکسیمم خطا برای شبکه IEEE با ۳۴ گره ۱٫۵۸٪ گزارش می‌شود که با در نظر گرفتن طول کل شبکه (۹۸۱۸۰ m) برابر با ۱۵۵۱ متر است. روش دیگری در [۱۰] ارائه می‌شود که در آن از مدل خط بلند استفاده شده و نیز ولتاژ و جریان در ابتدای فیدر استفاده می‌شود. در این روش، معادلات مکان‌یابی مختلفی بسته به نوع خطا ارائه می‌شوند که تابعی از ولتاژ و جریان در ابتدای فیدر هستند. یک روش امپدانسی مکان‌یابی خطا در [۱۱] ارائه می‌شود که با استفاده از ولتاژ و جریان ثبت‌شده در ابتدای فیدر، محل خطا را تخمین می‌زند. در این مرجع از سه نشانگر امپدانس استفاده می‌شود که با استفاده از آنها فاصله وقوع خطا برای انواع مختلف خطاها تعیین می‌شود. طبق نتایج می‌توان فهمید که روش مذکور به مقاومت خطا حساس است. همچنین در این روش از کاپاسیتانس خط صرف نظر می‌شود که خطا را افزایش می‌دهد. در ادامه یک روش مکان‌یابی خطا مبتنی بر امپدانس اصلاح‌شده جدید ارائه می‌شود که برای مدل دقیق بار و مدل خط بلند مورد استفاده قرار می‌گیرد [۴]. سپس یک روش جدید برای تخمین بخش خطادار با استفاده از هماهنگی تجهیزات حفاظتی در سیستم توزیع پیشنهاد می‌شود [۵]. در مقاله‌ای دیگر از همین نویسندگان، یک الگوریتم تطابق برای شناسایی بخش خطادار پیشنهاد می‌شود که از تبدیل فوریه و روش امپدانسی استفاده می‌کند.

روش‌های امپدانسی از مقادیر ثبت‌شده در ابتدای فیدر توسط تجهیزات نصب‌شده برای تعیین فاصله خطا استفاده می‌کنند. در حالی که در سیستم واقعی، جریان فقط در چند سیکل قبل و بعد از خطا در رله‌های اضافه جریان ذخیره می‌شود و برای ثبت ولتاژ به تجهیزات بیشتری نیاز است. بنابراین در [۱۲] دو روش ارائه می‌شود که به ترتیب از فازور جریان و اندازه جریان برای تعیین خطا استفاده می‌کنند.

از آنجایی که بیشتر روش‌های امپدانسی، محل خطا را با استفاده از الگوریتم‌های تکرارشونده تعیین می‌کنند، در [۱۳] روشی پیشنهاد شده که با تعداد تکرار کمی محل خطا را تخمین می‌زند. این روش از امپدانس‌های مؤلفه‌های مثبت، منفی و صفر و نیز اطلاعات ثبت‌شده ولتاژ و جریان در ابتدای فیدر استفاده می‌کند و برای فیدرهای حلقه‌ای به کار برده می‌شود.

در [۱۴] با استفاده از اطلاعات ولتاژ و جریان در ابتدای فیدر و برخی نقاط دیگر در حین وقوع خطا، ولتاژ و فرورفتگی ولتاژ[1] هر گره تعیین

این مقاله در تاریخ ۹ مرداد ماه ۱۳۹۴ دریافت و در تاریخ ۱۸ خرداد ماه ۱۳۹۵ بازنگری شد.

محمد دیسی، دانشکده فنی و مهندسی برق، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر، (email: Mohammad.Daisy.2016@ieee.com).

رحمن دشتی، دانشکده فنی و مهندسی برق، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر، (email: R.Dashti@pgu.ac.ir).

1. Voltage Sag

www.SID.ir

Archive of SID

می‌شود. در این روش فرض شده که وقوع خطا در هر بخش ممکن است و سعی می‌کند جریان خطا را در بخش خطادار پیدا کند. فرورفتگی ولتاژ در گره‌ها محاسبه شده و با مقدار اندازه‌گیری شده توسط تجهیزات اندازه‌گیری مقایسه می‌شود. اگر این دو مقدار با هم مطابقت داشته باشند، خطا رخ داده و فاصله خطا با استفاده از جریان و ولتاژ ثبت‌شده تعیین می‌شود. در [۳] ابتدا اندازه و فاز فرورفتگی ولتاژ برای خطای شبیه‌سازی شده در هر گره محاسبه شده و در بانک داده ذخیره می‌گردد. سپس اندازه و فاز فرورفتگی ولتاژ بر اساس اطلاعات ولتاژ خطا به دست می‌آیند و با بانک داده مقایسه می‌شوند و با این کار محل‌های ممکن خطا استخراج می‌شوند. سپس بر اساس اندازه و فاز فرورفتگی ولتاژ محاسبه‌شده در دو سر ابتدایی و انتهایی هر بخش احتمالاً خطادار، نقاط مطلوب در صفحه مشخص شده و فاصله بین خط متعامد و خطوط مستقیم تعیین می‌شوند. سپس محلی که فاصله خط عمود بر آن از نقطه خطا کمتر باشد به عنوان محل خطای اصلی انتخاب می‌گردد. از همین روش در [۲] استفاده می‌شود ولی الگوریتم مذکور به دو صفحه مختلف تقسیم می‌شوند: فاصله خطای اندازه فرورفتگی ولتاژ و فاصله خطای فاز فرورفتگی ولتاژ.

در این مقاله یک روش ترکیبی جدید برای تعیین فاصله خطا و بخش خطادار در شبکه‌های توزیع برای خطاهای تک‌فاز، دوفاز و سه‌فاز به زمین ارائه می‌شود. ابتدا مکان‌های ممکن خطا با استفاده از روش مکان‌یابی امپدانسی تعیین می‌شوند. در روش امپدانسی، مدل خط بلند بدون هیچ تقریبی برای همه بخش‌های شبکه توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرد. به دلیل این که ممکن است این روش چند پاسخ داشته باشد برای تعیین بخش خطادار از ماشین بردار پشتیبان استفاده می‌شود. دو معادله جبری مرتبه سوم جدید برای تعریف دامنه و زاویه اختلاف ولتاژ در ابتدای فیدر نسبت به فاصله خطا به دست می‌آیند. مقدار اختلافات با استفاده از شبیه‌سازی در سیمولینک متلب برای خطاهای مختلف، فاصله‌های مختلف وقوع خطا و نیز مقاومت‌های مختلف خطا به دست می‌آیند. وقتی خطا رخ می‌دهد، مکان‌های ممکن با روش امپدانسی تعیین شده و سپس این اختلاف ولتاژها از ولتاژ ثبت‌شده در ابتدای فیدر تعیین می‌گردند. سپس با نتایج شبیه‌سازی مقایسه و مواردی که با هم مطابقت داشته باشند به عنوان محل واقعی خطا مشخص می‌شوند. فیدر نمونه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده برای ارزیابی روش پیشنهادی انتخاب می‌شود. طبق نتایج به دست آمده، دقت روش پیشنهادی در مقایسه با روش امپدانسی قبلی خیلی زیاد و حساسیت آن به مقاومت خطا خیلی کم است و برای همه شبکه‌های توزیع متعادل یا نامتعادل، همگن یا ناهمگن مناسب است.

ساختار مقاله به این صورت است که در بخش ۲ روش امپدانسی پیشنهادی ارائه می‌شود. بخش ۳ روش پیشنهادی برای تعیین بخش خطادار و استفاده از آن در سیستم‌های توزیع را ارائه می‌دهد. سپس در بخش ۴ نتایج شبیه‌سازی برای ارزیابی دقت روش پیشنهادی بررسی می‌شوند. در ادامه مقایسه دقت روش پیشنهادی با روش‌های ارائه‌شده اخیر در بخش ۵ و نتیجه‌گیری در بخش ۶ انجام می‌شود.

۲- محل‌یابی خطا به روش امپدانسی بهبودیافته

محل خطا و مقاومت خطا با استفاده از روش امپدانسی (I.B.F.L.M)[1] ارائه‌شده در [۴] تا [۶] تعیین می‌شود. در این روش معادلات جبری مرتبه پنج برای مکان‌یابی خطای تک‌فاز، دوفاز و سه‌فاز به زمین با استفاده از مدل خط بلند و مؤلفه متقارن به دست می‌آیند

1. Impedance Base Fault Location Method

$$
\begin{aligned}
&x^{5}[\sum_{m\in p} Im(k_{5m} I^{*}_{Fm})]+x^{4}[\sum_{m\in p} Im(k_{4m} I^{*}_{Fm})]+\\
&x^{4}[\sum_{m\in p} Im(k_{4m} I^{*}_{Fm})]+x^{3}[\sum_{m\in p} Im(k_{3m} I^{*}_{Fm})]+\\
&x[\sum_{m\in p} Im(k_{1m} I^{*}_{Fm})]+[\sum_{m\in p} Im(k_{0m} I^{*}_{Fm})]=0
\end{aligned}
\qquad (۱)
$$

بردارهای محاسبه‌شده k_0 تا k_5 در پیوست آورده شده‌اند. در این معادله تعیین جریان نقطه خطا خیلی مهم است و به مدل بار و جریان بستگی دارد. بنابراین در این الگوریتم از مدل دقیق بار استفاده می‌شود که مقدار آن با روش پیشنهادی در [۵] محاسبه می‌شود. حال با حل این معادلات، پنج جواب به دست می‌آید. انتخاب جریان صحیح خیلی مهم است و هر جواب باید شرایط زیر را برآورده کند تا به عنوان جواب صحیح انتخاب شود [۶]:

- یک عدد حقیقی و مثبت باشد.
- مقدار آن باید کمتر از طول بخش در نظر گرفته شده باشد.

این الگوریتم به همه بخش‌های سیستم توزیع اعمال می‌شود. گاهی ممکن است الگوریتم‌های مکان‌یابی امپدانسی خطا، به دلیل وجود ادوات جانبی در ساختار شبکه، چند محل خطا در بخش‌های مختلف را تخمین بزنند. این محل‌ها نقاط ممکنی هستند که در آن نقاط می‌توان مؤلفه پایه ولتاژ و جریان را در ابتدای فیدر تولید کرد که مشابه با مؤلفه پایه ولتاژ و جریان یک خطای واقعی هستند. تشخیص محل واقعی خطا از بین آنها بسیار مهم است. بنابراین برای تعیین محل واقعی خطا باید الگوریتمی برای تخمین بخش خطادار داشته باشیم. در بخش بعد یک روش جدید برای تخمین بخش خطادار پیشنهاد می‌شود.

۳- روش پیشنهادی تخمین بخش خطادار

این روش با در نظر گرفتن محدودیت‌های وجود اطلاعات در سیستم‌های توزیع، ابتدا باید تمام محل‌های ممکن وقوع خطا (به همراه مقاومت خطای آن) را با استفاده از ولتاژها و جریان‌های ذخیره‌شده در ثبات‌های نصب‌شده در ابتدای فیدر یا رله‌های موجود و روش ارائه‌شده در بخش ۲ تعیین کند. از بین این نقاط ممکن فقط یکی از آنها محل واقعی خطاست و بنابراین در این بخش یک روش جدید برای تخمین بخش خطادار جهت دستیابی به محل واقعی خطا پیشنهاد می‌شود. برای این منظور خطایی از همان نوع در نقاط ممکن خطا با گام‌های ۰٫۱ km از ابتدای بخش شبیه‌سازی می‌شود و اختلاف‌های زاویه و اندازه ولتاژها در ابتدای فیدر با توجه به فاصله خطا، محاسبه و ذخیره می‌شوند. اختلاف اندازه ولتاژ به معنی تفاوت مقداری بین اندازه ولتاژ ابتدای فیدر بین ولتاژ واقعی خطا و ولتاژ حاصل از شبیه‌سازی در مکان‌های ممکن خطا می‌باشد. همین طور اختلاف زاویه ولتاژ به معنی تفاوت عددی بین زاویه ولتاژ واقعی ذخیره‌شده در ابتدای فیدر با زاویه ولتاژ حاصل از شبیه‌سازی به ازای خطا در هر یک از مکان‌های ممکن خطا می‌باشد. لازم به ذکر است اینها با استفاده از اطلاعات ولتاژ در نیم‌سیکل بعد خطا تعیین می‌گردند. در ادامه بانک داده به صورت آنلاین تولید می‌شود. حال تغییر زاویه فاز و اختلاف اندازه ولتاژ ثبت‌شده بر روی منحنی‌های محاسبه‌شده جدید ذخیره‌شده در بانک داده مقایسه می‌شود. نزدیک‌ترین نقطه به آن به عنوان مکان واقعی خطا انتخاب می‌شود. در ادامه جزئیات هر قسمت از روش پیشنهادی برای تعیین بخش خطادار توضیح داده می‌شوند.

۳-۱ تولید بانک داده آنلاین

بانک داده با استفاده از شبیه‌سازی خطا در نقاط ممکن بروز خطا با

www.SID.ir

Archive of SID

2	3	a_0^{2-3}	a_1^{2-3}	a_2^{2-3}	a_3^{2-3}
3	4	a_0^{3-4}	a_1^{3-4}	a_2^{3-4}	a_3^{3-4}
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
i	j	a_0^{i-j}	a_1^{i-j}	a_2^{i-j}	a_3^{i-j}

2	3	b_0^{2-3}	b_1^{2-3}	b_2^{2-3}	b_3^{2-3}
3	4	b_0^{3-4}	b_1^{3-4}	b_2^{3-4}	b_3^{3-4}
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
i	j	b_0^{i-j}	b_1^{i-j}	b_2^{i-j}	b_3^{i-j}

شکل ۱: آرایش‌بندی داده‌ها برای معادلات تغییرات فاز و اختلاف اندازه ولتاژ.

جدول ۱: ساختار بانک داده.

تغییر زاویه فاز	اختلاف اندازه ولتاژ	فاصله خطا
$\Delta\theta_1$	Δv_1	۰
$\Delta\theta_2$	Δv_2	۰/۱
$\Delta\theta_3$	Δv_3	۰/۲
⋮	⋮	⋮
$\Delta\theta_{ij}$	Δv_{ij}	x_{ij}

گام‌های ۰/۱ km از ابتدای بخش تولید می‌شود. این بانک داده از تغییر زاویه فاز و اختلاف اندازه ولتاژها در ابتدای فیدر تشکیل می‌شود. از پایگاه داده برای به دست آوردن معادله جبری مرتبه سوم کلی، تغییر زاویه فاز $(\Delta\theta)$ و اختلاف اندازه ولتاژ (Δv) نسبت به فاصله (x) استفاده می‌شود. مرتبه سوم به علت ارتقای حساسیت روش پیشنهادی تعیین بخش خطا انتخاب گردیده که توانایی مدل‌کردن تغییرات موجود را دارا باشد. اطلاعات جمع‌آوری شده برای بانک داده در جدول ۱ آمده است.

ستون اول فواصل مختلف با گام‌های ۰/۱ km را نشان می‌دهد و ستون‌های دوم و سوم به ترتیب اختلاف اندازه ولتاژ و تغییر زاویه فاز هستند. رفتار تغییرات فاز و ولتاژ نسبت به فاصله در بانک داده غیر خطی است. می‌توان این رفتار را به صورت دو معادله چندجمله‌ای مرتبه سه بر حسب فاصله خطا توصیف کرد:

۱) تغییر زاویه فاز ولتاژ- فاصله خطا

۲) اختلاف اندازه ولتاژ- فاصله خطا

معادله کلی به این صورت است

$$\Delta v_i = a_3 x^3 + a_2 x^2 + a_1 x + a_0 \qquad (۲)$$

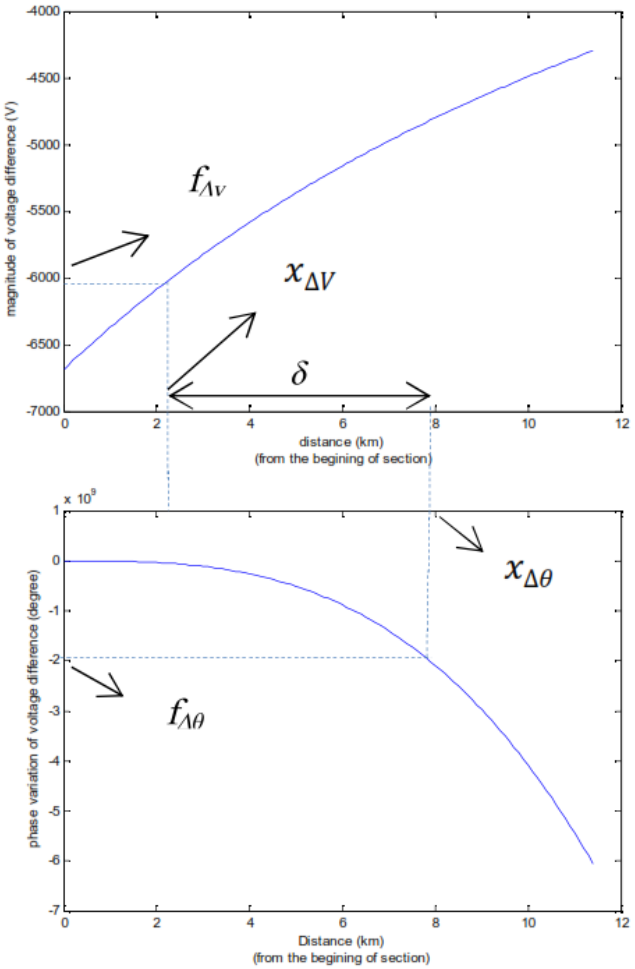
$$\Delta\theta_i = b_3 x^3 + b_2 x^2 + b_1 x + b_0 \qquad (۳)$$

که Δv اختلاف اندازه ولتاژ، $\Delta\theta$ تغییر فاز، i بخشی از معادله که مورد استفاده قرار می‌گیرد و x فاصله است.

ضرایب اندازه ولتاژ در معادله

این ضرایب با روش‌های ریاضی برازش منحنی تعیین می‌شود. این معادلات با استفاده از خطاهای شبیه‌سازی شده روی بخش‌های خطادار ممکن، وقتی که خطای واقعی در فیدرهای سیستم توزیع رخ می‌دهد به دست می‌آیند و می‌توانند بسته به ضرایب، ثابت، خطی و غیر خطی باشند. بنابراین مجموعه‌ای از دو معادله برای هر بخش خطادار ممکن تولید می‌شود. ساختار این ضرایب در شکل ۱ نشان داده شده است.

ستون‌های اول و دوم پایگاه داده دو گره مجاور هستند. ستون‌های سوم، چهارم، پنجم و ششم ضرایب (۱) و (۲) هستند.



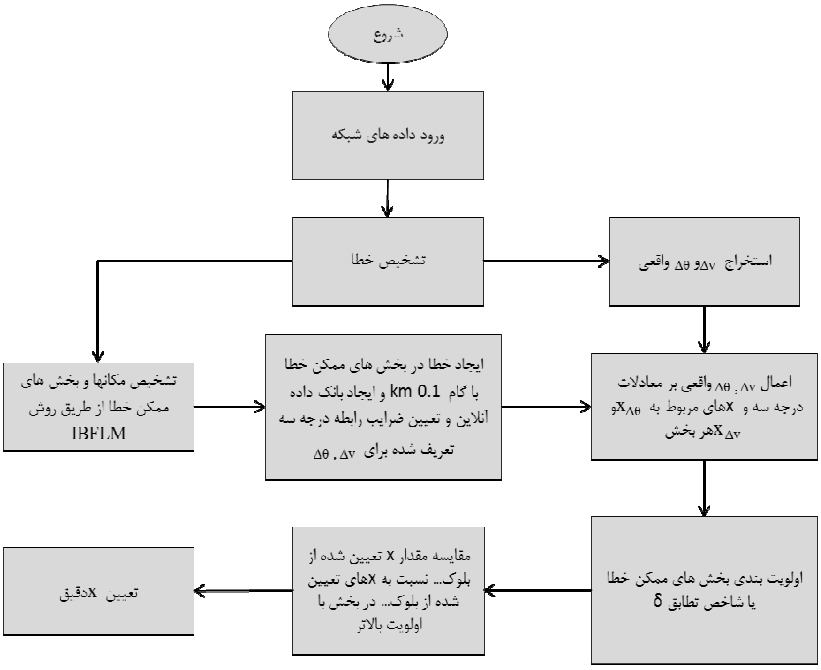
شکل ۲: اندازه ولتاژ و زاویه فاز برای بخش a و b.

۳-۲ الگوریتم تطابق و بهبود دقت فاصله خطای تعیین‌شده

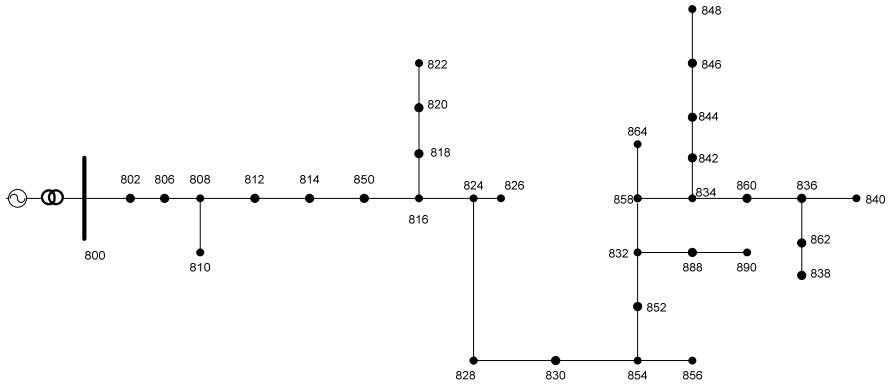
در این بخش الگوریتمی برای تعیین بخش خطادار واقعی از میان بخش‌های ممکن خطادار تعیین‌شده توسط روش امپدانسی بهبودیافته پیشنهاد می‌شود. در این الگوریتم ابتدا تغییر فاز و اختلاف اندازه ولتاژ ثبت‌شده و اندازه‌گیری شده در ابتدای فیدر طبق دو معادله چندجمله‌ای مرتبه سه تعیین می‌شوند و دو فاصله خطا به صورت $x_{\Delta v}$ و $x_{\Delta\theta}$ به دست می‌آیند. این کار برای هر معادله به دست آمده برای هر بخش ممکن خطادار تعیین‌شده توسط روش امپدانسی بهبودیافته انجام می‌شود. میزان مطابقت بنا بر اختلاف بین فاصله به دست آمده از معادله اختلاف اندازه ولتاژ و فاصله به دست آمده از تغییر زاویه فاز به دست می‌آید. شکل ۲ نشان می‌دهد که فاصله را می‌توان با استفاده از هر دو روش برای هر نقطه خطای ممکن به دست آورد. در این شکل $f_{\Delta v}$ یک معادله اختلاف اندازه ولتاژ برای فاصله، $x_{\Delta v}$ فاصله به دست آمده از معادله تغییر زاویه فاز به ازای خطا، $x_{\Delta\theta}$ فاصله به دست آمده از معادله تغییر زاویه فاز به ازای خطا و $f_{\Delta\theta}$ تغییر زاویه فاز برای فاصله را نشان می‌دهد. هر دو معادله یک نمودار افت ولتاژ در راستای دو گره مجاور را برای هر بخش خطادار ممکن نشان می‌دهند. حال شاخص مطابقت δ به صورت (۴) تعریف می‌شود. طبق این شاخص تطابق تعریف‌شده، رتبه‌بندی محل ممکن تعیین‌شده خطاها انجام می‌شود. هر کدام که کمترین شاخص را دارد نقطه واقعی بروز خطاست. مقدار مطابقت از (۴) به دست می‌آید

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۳: روندنمای روش بخش‌یابی.



شکل ۴: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده.

$$\delta_j = \sqrt{\sum_{i \in p} \left| x_{\Delta V_{ij}} - x_{\Delta \theta_{ij}} \right|^2} \qquad (۴)$$

که δ_j مقدار مطابقت یا عدم مطابقت در مکان ممکن j ام، $x_{\Delta V_{ij}}$ فاصله به دست آمده از معادله اختلاف اندازه ولتاژ به ازای خطا در فاز i، $x_{\Delta \theta_{ij}}$ فاصله به دست آمده از معادله تغییر زاویه فاز به ازای خطا در فاز i و P فازهای خطادیده است. در خطاهای مختلف، شاخص تطابق δ_j به ازای همه مکان‌های ممکن بر اساس (۴) تعیین می‌شود.

اگر $\delta \approx ۰.۰$ باشد، تطابق کامل است. مقادیر کم δ دقت مطابقت و رتبه آن را افزایش می‌دهند. این روش با استفاده از روابط زیر ساده می‌شود. نتیجه نهایی فهرستی از بخش‌های ممکن خطادار یا بخش‌هایی است که بر اساس درجه مطابقت مرتب می‌شوند. گاهی الگوریتم، فاصله خطا در هر بخش را هم تخمین می‌زند. روندنمای روش بخش‌یابی پیشنهادی در شکل ۳ نشان داده شده است.

٤- نتایج شبیه‌سازی

٤-۱ سیستم مورد مطالعه

برای ارزیابی عملکرد روش پیشنهادی، شبکه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده شبیه‌سازی می‌شود. نمودار تک‌خطی شبکه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده در شکل ۴ آمده است [۱۵]. طول کل فیدر انتخاب‌شده ۹۸/۱۸ km است و هشت شاخه جانبی دارد. در این شبکه، تنظیمات ولتاژ در شبکه ۳۴ گره IEEE برداشته می‌شوند و فرض می‌شود که خطوط در شبکه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده سه‌فاز باشند و تعداد هادی‌ها MCM ۳۰۰ فرض می‌شود. تمام بارها به صورت بارهای نقطه‌ای فرض می‌شوند و اطلاعات آنها در [۱۶] قابل مشاهده است.

در این مقاله از مدل خط بلند برای شبیه‌سازی فیدر در جعبه ابزار سیمولینک متلب استفاده می‌شود. ولتاژها و جریان‌های سه‌فاز در ابتدای فیدر اندازه‌گیری می‌شوند و اندازه و فاز آنها که برای اجرای الگوریتم پیشنهادی لازم است، طبق تحلیل فوریه به دست می‌آیند. درصد خطای تعیین محل خطا با استفاده از (۵) محاسبه می‌شود

$$Error\% = \frac{x_{actual} - x_{calculated}}{l_t} \times ۱۰۰ \qquad (۵)$$

که x_{actual} فاصله حقیقی خطا، $x_{calculated}$ فاصله خطای محاسبه‌شده و l_t طول کل فیدر است.

٤-۲ تأثیر مکان‌های مختلف خطا بر روی دقت

در این روش ابتدا مکان‌های ممکن خطا با استفاده از روش امپدانسی بهبودیافته تعیین می‌شوند. به عنوان مثال، یک خطای تک‌فاز در بخش

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۲: نتایج شبیه‌سازی برای مکان‌های مختلف (خطای تک‌فاز به زمین).

	δ	مکان‌های ممکن خطا	مکان واقعی خطا
✓	۰/۰۰۸۶	۸۰۸–۸۱۰ x_{IBFLM} = ۱۱/۹۷۸۸ km	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱/۹۷۹۰۸ km
	۰/۴۲۸۳	۸۰۸–۸۱۲ x_{IBFLM} = ۱۲/۰۵۰۳ km	
	۰/۴۷۴۸	۸۴۶–۸۴۸ x_{IBFLM} = ۵۸/۷۴۳۳ km	۸۶۲–۸۳۸ ۵۸/۳۹۲۶ km
✓	۰/۰۲۰۲	۸۶۲–۸۳۸ x_{IBFLM} = ۵۸/۴۶۶۴ km	
	۰/۰۴۵۸	۸۳۶–۸۴۰ x_{IBFLM} = ۵۸/۱۶۳۲ km	

جدول ۳: نتایج شبیه‌سازی برای مکان‌های مختلف (خطای دوفاز به زمین).

	δ	مکان‌های ممکن خطا	مکان واقعی خطا
✓	۳/۹۹۰۷	۸۰۸–۸۱۰ x_{IBFLM} = ۱۱/۹۷۶۱	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱/۹۷۹۱ km
	۲۲/۳۷۲۲	۸۰۸–۸۱۲ x_{IBFLM} = ۱۱/۹۹۴۱	
✓	۱۹/۹۱۵۵	۸۱۸–۸۲۰ x_{IBFLM} = ۳۴/۳۹۰۰	۸۱۸–۸۲۰ ۳۴/۳۰۱۷ km
	۹۵/۹۰۹۳	۸۴۸–۸۴۶ x_{IBFLM} = ۵۸/۴۹۰۲	۸۶۲–۸۳۸ ۵۸/۳۸۹۲ km
✓	۲۳/۴۳۸۸	۸۶۲–۸۳۸ x_{IBFLM} = ۵۸/۴۷۸۰	

۸۰۸–۸۱۰، ۱۱/۹۷۹۰۸ km از ابتدای فیدر رخ داده و مقاومت خطا صفر اهم فرض می‌شود. با استفاده از روش امپدانسی بهبودیافته، بخش‌های ۸۰۸–۸۱۰، ۱۱/۹۷۸۸ km و ۸۰۸–۸۱۲، ۱۲/۰۵۰۳ km به عنوان محل‌های ممکن خطا تعیین می‌شوند. یکی از این بخش‌ها محل واقعی خطاست و بنابراین برای شناسایی بخش واقعی خطا، خطایی از همین نوع در هر بخش ممکن خطادار با گام ۰/۱ km شبیه‌سازی می‌شود و ولتاژهای به دست آمده در ابتدای فیدر ثبت می‌شوند. سپس اختلاف ولتاژ پیش از خطا و پس از آن محاسبه و برای هر خطای شبیه‌سازی شده محاسبه می‌شود. حال با استفاده از تغییر اندازه و فاز ولتاژ ثبت‌شده، ضرایب معادلات چندجمله‌ای مرتبه سوم تعریف‌شده برای تغییر اندازه و فاز اختلاف ولتاژ فاز a تعیین می‌شوند. مقادیر شاخص مطابقت δ برای دو محل ممکن خطا برای بخش ۸۰۸–۸۱۰، ۰/۰۰۸۶ و برای بخش ۸۰۸–۸۱۲، ۰/۴۲۸۳ محاسبه می‌شوند. از بین اینها، شاخص محاسبه‌شده برای خطا در بخش‌های۸۰۸–۸۱۰ در ۱۱/۹۷۸۸ km کمترین مقدار را دارد. در نتیجه طبق روش پیشنهادی، خطا در فاصله ۱۱/۹۷۸۸ km از ابتدای فیدر، در بخش‌های ۸۰۸–۸۱۰ رخ داده که درصد خطای آن ۰/۰۰۱۱٪ است. این کار برای چند مکان انجام می‌شود و نتایج آن برای خطای تک‌فاز در جدول ۲، برای خطای دوفاز در جدول ۳ و برای خطای سه‌فاز در جدول ۴ نشان داده شده است.

طبق این جداول می‌توان دریافت که روش پیشنهادی برای تعیین بخش و فاصله خطا دقیق است. در ادامه برای ارزیابی دقت روش پیشنهادی، تأثیر پارامترهای مهم مثل مقاومت خطا و زاویه خطا در نظر گرفته شده‌اند.

جدول ۴: نتایج شبیه‌سازی برای مکان‌های مختلف (خطای سه‌فاز به زمین).

	δ	مکان‌های ممکن خطا	مکان واقعی خطا
✓	۳/۱۰۵۵	۸۰۸–۸۱۰ x_{IBFLM} = ۱۱/۹۷۷۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱/۹۷۹۱ km
	۲۰/۴۵۲۱	۸۰۸–۸۱۲ x_{IBFLM} = ۱۱/۹۸۲۰	
✓	۱۷/۸۸۶۲	۸۱۸–۸۲۰ x_{IBFLM} = ۳۴/۳۱۲۵	۸۱۸–۸۲۰ ۳۴/۳۰۱۷ km
	۹۶/۸۰۵۴	۸۴۸–۸۴۶ x_{IBFLM} = ۵۸/۴۳۵۲	۸۶۲–۸۳۸ ۵۸/۳۸۹۲ km
✓	۲۴/۵۴۹۸	۸۶۲–۸۳۸ x_{IBFLM} = ۵۸/۴۰۷۸	

۴-۳ تأثیر مقاومت‌های مختلف خطا بر روی دقت روش پیشنهادی

شبیه‌سازی‌های مختلفی برای ارزیابی این مورد انجام شد و پارامترهای شبیه‌سازی‌ها به صورت زیر در نظر گرفته شده‌اند:

- چهار مقاومت خطا (۰، ۲۰، ۵۰ و ۱۰۰ اهم)

نتایج به دست آمده در جدول ۵ برای خطای تک‌فاز، در جدول ۶ برای خطای دوفاز و در جدول ۷ برای خطای سه‌فاز به زمین نشان داده شده است. این نتایج نشان می‌دهند که روش پیشنهادی دقت بالایی دارد و می‌توان گفت تأثیر مقاومت‌های مختلف خطا بر روی دقت ناچیز است.

۴-۴ تأثیر زاویه خطا بر روی دقت روش پیشنهادی

شبیه‌سازی‌های مختلفی برای ارزیابی این مورد انجام شد. پارامترهای شبیه‌سازی‌ها به صورت زیر در نظر گرفته شدند:

- چهار فاصله خطا (۶، ۱۲/۲۱، ۴۲/۳ و ۶۰/۴۱ کیلومتری)
- پنج زاویه خطا (۰، ۴۵، ۹۰، ۱۲۰ و ۱۶۵)

نتایج به دست آمده در جدول ۸ نشان داده شده‌اند و طبق این نتایج می‌توان دریافت که دقت روش پیشنهادی بالاست.

۴-۵ ارزیابی اثر نامتعادلی شبکه توزیع بر دقت روش پیشنهادی

شبکه توزیع واقعی در ایران از مجموعه فیدرهای سه‌فاز تشکیل شده که بارهای آن می‌تواند نامتعادل باشند. در این قسمت اثر نامتعادلی بار و فیدر بر دقت روش پیشنهادی ارزیابی شده و برای این بررسی سیستم شکل ۴ در نظر گرفته شده است با این تفاوت که برای همه بارها به میزان ۱۰ درصد نامتعادلی و دو انشعاب ۸۰۶–۸۰۸ و ۸۰۸–۸۱۲ دوفاز با یک ترانس تک‌فاز ۲۰۰۰۰/۲۲۰، ۵۰ کیلوولت آمپر لحاظ شده است.

در این شبیه‌سازی‌ها شرایط زیر در نظر گرفته شده است:

- بررسی انواع مختلف خطا
- دو مکان متفاوت خطا (۶ و ۱۵ کیلومتر)
- مقاومت خطای صفر، ۵۰ و ۱۰۰ اهم
- زاویه شروع خطای ۴۵ درجه

نتایج به دست آمده در جدول ۹ آورده شده است.

بر اساس نتایج ارائه‌شده مشهود است که روش پیشنهادی به نامتعادلی بار و فیدر حساس نبوده و دقت روش، مستقل از تعادل بار و نوع بار، بالا می‌باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۵: نتایج اجرای الگوریتم در مقاومت‌های مختلف (خطای تک‌فاز به زمین).

	شاخص تطابق (δ)	خطا (٪)	مکان‌های ممکن خطا (km)	مقاومت خطا (Ω)	مکان واقعی خطا (km)
✓	۰٫۰۰۸۶	۰٫۰۰۱۱	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۸۰	۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۹۱
	۰٫۴۲۸۳	۰٫۰۷۲۵	۸۰۸–۸۱۲ ۱۲٫۰۵۰۴		
✓	۰٫۰۰۲۹	۰٫۰۰۰۶	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۸۴	۲۰	
	۱٫۲۹۸۵	۰٫۱۱۸۴	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۸۶۲۹		
✓	۰٫۰۰۱۴	۰٫۰۰۲۷	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۶۴	۵۰	
	۰٫۴۹۶۷	۰٫۲۷۸۰	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۷۰۶۱		
✓	۰٫۰۰۵۸	۰٫۰۰۵۶	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۳۶	۱۰۰	
	۰٫۳۹۸۷	۰٫۴۱۵۳	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۵۷۱۴		

جدول ۶: نتایج اجرای الگوریتم در مقاومت‌های مختلف (خطای دوفاز به زمین).

	شاخص تطابق (δ)	خطا (٪)	مکان‌های ممکن خطا (km)	مقاومت خطا (Ω)	مکان واقعی خطا (km)
✓	۳٫۹۹۰۷	۰٫۰۰۳۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۶۱	۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۹۱
	۲۲٫۳۷۲۲	۰٫۰۱۵۳	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۹۹۴۱		
✓	۰٫۰۰۴۱	۰٫۰۰۱۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۸۱	۲۰	
	۲٫۳۵۶۴	۰٫۱۱۹۰	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۸۶۲۲		
✓	۰٫۰۰۵۲	۰٫۰۰۳۱	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۶۰	۵۰	
	۱٫۱۳۲۱	۰٫۲۷۸۰	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۷۰۶۱		
✓	۲٫۲۰۸۱	۰٫۰۰۶۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۳۲	۱۰۰	
	۱۱٫۱۰۹۲	۰٫۴۱۵۷	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۵۷۰۹		

۵- مقایسه دقت روش پیشنهادی با روش‌های ارائه‌شده اخیر

روش پیشنهادی بر روی تعیین فاصله خطا و تخمین بخش خطا تمرکز دارد، لذا باید در مقایسه با روش‌های دیگر ارزیابی شود. در ابتدا دقت مکان‌یابی خطا به روش امپدانسی با مقالات دیگر مقایسه و در جدول ۱۰ ارائه شده است. همه خطاها برای مقاومت خطای ۱۰۰ Ω محاسبه شده‌اند، در حالی که حداکثر خطا برای روش امپدانسی بهبود یافته ۰٫۴۲٪ است. طبق این جدول می‌توان نتیجه گرفت که دقت روش امپدانسی بهبودیافته پیشنهادی، بالاتر از مقالات دیگر است که این یکی از مزایای روش پیشنهادی می‌باشد. در مرحله دوم، روش‌های ارائه‌شده تخمین بخش خطا با روش پیشنهادی مقایسه شده‌اند. تخمین صحیح بخش خطا در شرایط مختلف بهره‌برداری و توسعه شبکه بالادست و پایین‌دست توزیع بسیار مهم است. شرایط مختلف برای چند روش ارائه‌شده، مقایسه و نتایج آن به این صورت گزارش شده‌اند:

- در [۵] و [۱۷]، بخش دچار خطا، با ادوات حفاظتی و کات اوت فیوزها که یکی از آنها قطع شده، تعیین گردیده است. این وسیله با ذوب عنصر و حرکت مکانیکی کار می‌کند. اگر سرویس قسمت مکانیکی این وسیله در زمان‌بندی منظم انجام نشود، هماهنگی حفاظت از دست می‌رود و تخمین بخش خطا دچار اشتباه خواهد شد. همچنین اگر فیوز لینک این وسیله متناسب با شبکه توزیع انتخاب نشده باشد، عملکرد این وسیله با خطا مواجه شده و هماهنگی حفاظت از دست می‌رود.
- در [۷] برای تعیین بخش خطادیده از شبکه عصبی استفاده می‌شود.

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۷: نتایج اجرای الگوریتم در مقاومت‌های مختلف (خطای سه‌فاز به زمین).

	شاخص تطابق (δ)	خطا (٪)	مکان‌های ممکن خطا (km)	مقاومت خطا (Ω)	مکان واقعی خطا (km)
✓	۴٫۰۱۰۵	۰٫۰۰۳۲	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۵۹	۰	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۹۱
	۲۲٫۱۵۴۵	۰٫۰۰۹۰	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۹۸۸۰		
✓	۰٫۰۰۸۴	۰٫۰۰۱۴	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۷۷	۲۰	
	۲٫۸۵۷۱	۰٫۱۱۱۰	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۸۷۰۱		
✓	۰٫۷۱۰۰	۰٫۰۰۳۵	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۷۵۶	۵۰	
	۱٫۸۹۴۰	۰٫۲۸۹۲	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۶۹۵۱		
✓	۲٫۳۱۵۴	۰٫۰۱۸۶	۸۰۸–۸۱۰ ۱۱٫۹۶۰۸	۱۰۰	
	۱۱٫۰۵۱۴	۰٫۴۱۷۱	۸۰۸–۸۱۲ ۱۱٫۵۶۹۵		

جدول ۸: نتایج اجرای الگوریتم پیشنهادی برای زاویه خطا.

مکان واقعی خطا (km)		زاویه شروع خطا (درجه)				
		۰	۴۵	۹۰	۱۲۰	۱۶۵
		خطا (٪)				
۶	تک‌فاز	۰٫۰۰۰۰۷	۰٫۰۰۰۰۰۱۴	۰٫۰۰۰۰۰۸۵	۰٫۰۰۰۰۶۳	۰٫۰۰۰۰۸
	دوفاز	۰٫۰۰۰۰۷	۰٫۰۰۰۰۰۰۱۴	۰٫۰۰۰۰۰۸۸	۰٫۰۰۰۰۶۲	۰٫۰۰۰۰۸
	سه‌فاز	۰٫۰۰۰۰۷	۰٫۰۰۰۰۰۱۳	۰٫۰۰۰۰۰۸۸	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۸
۱۲٫۲۱	تک‌فاز	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۰۳	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۱۲	۰٫۰۰۰۰۶
	دوفاز	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۰۳	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۱۲	۰٫۰۰۰۰۶
	سه‌فاز	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۰۳	۰٫۰۰۰۰۶	۰٫۰۰۰۰۱۲	۰٫۰۰۰۰۶
۴۲٫۳	تک‌فاز	۰٫۱۲۱۳	۰٫۱۲۰۳	۰٫۱۲۱۳	۰٫۱۱۹۶	۰٫۱۱۸۲
	دوفاز	۰٫۱۲۱۴	۰٫۱۲۰۵	۰٫۱۲۱۴	۰٫۱۱۹۸	۰٫۱۱۸۵
	سه‌فاز	۰٫۱۲۰۹	۰٫۱۲۰۱	۰٫۱۲۱۰	۰٫۱۱۹۷	۰٫۱۱۸۸
۶۰٫۴۱	تک‌فاز	۰٫۱۱۸۱	۰٫۱۱۸۱	۰٫۱۱۸۱	۰٫۱۱۸۱	۰٫۱۱۸۱
	دوفاز	۰٫۱۱۸۳	۰٫۱۱۸۴	۰٫۱۱۹۰	۰٫۱۱۸۳	۰٫۱۱۸۴
	سه‌فاز	۰٫۱۱۸۱	۰٫۱۱۸۳	۰٫۱۱۰۰	۰٫۱۱۸۰	۰٫۱۱۸۵

جدول ۹: نتایج ارزیابی اثر نامتعادلی شبکه توزیع بر دقت روش پیشنهادی.

نوع خطا	مکان واقعی خطا (km)	$R_f = ۰\,\Omega$	$R_f = ۵۰\,\Omega$	$R_f = ۱۰۰\,\Omega$
		متوسط درصد خطا		
تک‌فاز	۶	۰٫۰۰۰۴	۰٫۰۱۲۴	۰٫۰۱۳۳
به زمین	۱۵	۰٫۰۰۱۰	۰٫۰۱۸۹	۰٫۰۲۹۵
دوفاز	۶	۰٫۰۰۰۵	۰٫۰۰۱۹	۰٫۰۰۳۸
به زمین	۱۵	۰٫۰۰۱۲	۰٫۰۳۴۱	۰٫۰۴۱۵
سه‌فاز	۶	۰٫۰۰۰۷	۰٫۰۰۲۵	۰٫۰۰۳۸
به زمین	۱۵	۰٫۰۰۲۲	۰٫۰۰۴۴	۰٫۰۰۶۱

در شبکه عصبی به بانک داده و یادگیری نیاز است، لذا این روش برای شبکه توزیع مناسب نیست، زیرا این شبکه مطابق با شرایط مختلف تغییر می‌کند. در نتیجه بانک داده و مجموعه یادگیری آن باید به روز شوند.

جدول ۱۰: مقایسه روش پیشنهادی و دیگر روش ارائه‌شده در موضوع تعیین فاصله خطا.

نوع خطا	درصد خطا و معادل طول آن			
	روش پیشنهادی	[۱۹]	[۹]	[۷] و [۱۷]
تک‌فاز	۰٫۲۹	۸٫۱۵	۱٫۲۹	۸٫۰۶
به زمین	(۲۷۴٫۶۷ m)	(۸۰۰۰٫۴۱)	(۱۲۶۶٫۳۲ m)	(۷۹۱۲٫۰۶ m)
دوفاز	۰٫۱۲	–	۱٫۴۹	۱۰٫۲۵
به زمین	(۱۱۷٫۷۹ m)		(۱۴۶۲٫۶۵ m)	(۱۰۰۶۱٫۸۶ m)
سه‌فاز	۰٫۴۲	–	۱٫۵۸	۱۰٫۹۷
به زمین	(۴۱۲٫۲۹ m)		(۱۵۵۱ m)	(۱۰۷۰۹٫۵۹ m)

- در [۱۸] بخش دچار خطا از طریق محاسبه فرکانس طبیعی از شکل موج ولتاژ تعیین می‌شود. دقت این روش به مقاومت خطا وابسته است، زیرا می‌تواند شکل موج گذرای تولیدشده را هموار کند و در نتیجه ممکن است تعیین فرکانس طبیعی غیر ممکن باشد.
- در [۱] در ابتدا، فرکانس تولیدشده برای خطا در هر محل و بخش

www.SID.ir

Archive of SID

در بانک داده ذخیره می‌شود. سپس هنگام وقوع خطا، بخش دچار خطا از طریق مقایسه فرکانس تولیدشده در خطا با فرکانس ذخیره‌شده در بانک داده تخمین زده می‌شود. هر مورد با بیشترین همپوشانی به عنوان بخش دچار خطا معرفی می‌شود. این روش نسبت به مقاومت خطا و بانک داده بسیار حساس است در حالی که شبکه توزیع در محل‌های مختلفی گسترده شده و به طور منظم در شرایط مختلف تغییر می‌کند.

- در روش پیشنهادی، بخش دچار خطا به صورت آنلاین و بدون نیاز به بانک داده آفلاین، تخمین زده می‌شود. پس از تعیین محل‌های ممکن خطا، بانک داده آنلاینی با مقدار تطبیق تعریف‌شده ایجاد می‌شود و بخش دچار خطا تعیین می‌گردد. مزیت روش پیشنهادی، مقاوم‌بودن نسبت به شرایط خطاست. طبق نتایج حالت‌های قبل می‌توان نتیجه گرفت که همه بخش‌های دچار خطا به طور صحیح تخمین زده می‌شوند.

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک روش ترکیبی جدید برای مکان‌یابی آنلاین خطا در شبکه توزیع پیشنهاد می‌شود. در این روش ابتدا زمانی که خطایی رخ می‌دهد، ولتاژ و جریان در ابتدای فیدر ثبت می‌شوند و نقاط ممکن وقوع خطا با استفاده از روش مکان‌یابی امپدانسی خطا تعیین می‌شوند. سپس از بین مکان‌های ممکن تعیین‌شده، محل واقعی خطا با استفاده از روش جدیدی که برای تخمین بخش خطادار پیشنهاد می‌گردد، تعیین می‌شود. برای این کار خطایی از همان نوع در هر محل ممکن خطا شبیه‌سازی می‌شود و نمونه‌های ولتاژ برای هر کدام ثبت می‌شوند. آن گاه معادله چندجمله‌ای مرتبه سه برای تغییر اندازه و فاز اختلاف ولتاژ که برای هر بخش ممکن در ابتدای فیدر ثبت می‌شود، تعیین می‌شود. در ادامه بخش خطادار و محل واقعی خطا با استفاده از مقایسه شاخص مطابقت (δ) تخمین زده می‌شوند. هر کدام که کمترین شاخص مطابقت δ را داشته باشد، محل واقعی خطا را نشان می‌دهند. روش پیشنهادی در مقایسه با روش‌های دیگر در موقعیت‌یابی خطا دقیق‌تر بوده و حساسیت کمتری به مقاومت خطا دارد.

پیوست

مقادیر k_0 تا k_5 در (پ-۱) آورده شده است

$$k_0=\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}V_{s_a}\\V_{s_b}\\V_{s_c}\end{bmatrix}$$

$$k_1=-\frac{1}{3}(z_c^+\gamma^+ + z_c^-\gamma^- + z_c^0\gamma^0)\begin{bmatrix}1&1&1\\1&1&1\\1&1&1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}I_{s_a}\\I_{s_b}\\I_{s_c}\end{bmatrix}$$

$$k_2=\frac{1}{6}\begin{bmatrix}(\gamma^+)^2+(\gamma^-)^2+(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2+\alpha^2(\gamma^-)^2+\alpha(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2+\alpha(\gamma^-)^2+\alpha^2(\gamma^0)^2\\(\gamma^+)^2+\alpha(\gamma^-)^2+\alpha^2(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2+(\gamma^-)^2+(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2+\alpha^2(\gamma^-)^2+\alpha(\gamma^0)^2\\(\gamma^+)^2+\alpha^2(\gamma^-)^2+\alpha(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2+\alpha(\gamma^-)^2+\alpha^2(\gamma^0)^2 & (\gamma^+)^2+(\gamma^-)^2+(\gamma^0)^2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}V_{s_a}\\V_{s_b}\\V_{s_c}\end{bmatrix}$$

$$k_3=-\frac{1}{18}\begin{bmatrix}(\gamma^+)^3+(\gamma^-)^3+(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3+\alpha^2(\gamma^-)^3+\alpha(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3+\alpha(\gamma^-)^3+\alpha^2(\gamma^0)^3\\(\gamma^+)^3+\alpha(\gamma^-)^3+\alpha^2(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3+(\gamma^-)^3+(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3+\alpha^2(\gamma^-)^3+\alpha(\gamma^0)^3\\(\gamma^+)^3+\alpha^2(\gamma^-)^3+\alpha(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3+\alpha(\gamma^-)^3+\alpha^2(\gamma^0)^3 & (\gamma^+)^3+(\gamma^-)^3+(\gamma^0)^3\end{bmatrix}\begin{bmatrix}I_{s_a}\\I_{s_b}\\I_{s_c}\end{bmatrix}$$

$$k_4=\frac{1}{72}\begin{bmatrix}(\gamma^+)^4+(\gamma^-)^4+(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4+\alpha^2(\gamma^-)^4+\alpha(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4+\alpha(\gamma^-)^4+\alpha^2(\gamma^0)^4\\(\gamma^+)^4+\alpha(\gamma^-)^4+\alpha^2(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4+(\gamma^-)^4+(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4+\alpha^2(\gamma^-)^4+\alpha(\gamma^0)^4\\(\gamma^+)^4+\alpha^2(\gamma^-)^4+\alpha(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4+\alpha(\gamma^-)^4+\alpha^2(\gamma^0)^4 & (\gamma^+)^4+(\gamma^-)^4+(\gamma^0)^4\end{bmatrix}\begin{bmatrix}V_{s_a}\\V_{s_b}\\V_{s_c}\end{bmatrix}$$

$$k_5=-\frac{1}{360}\begin{bmatrix}(\gamma^+)^5+(\gamma^-)^5+(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5+\alpha^2(\gamma^-)^5+\alpha(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5+\alpha(\gamma^-)^5+\alpha^2(\gamma^0)^5\\(\gamma^+)^5+\alpha(\gamma^-)^5+\alpha^2(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5+(\gamma^-)^5+(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5+\alpha^2(\gamma^-)^5+\alpha(\gamma^0)^5\\(\gamma^+)^5+\alpha^2(\gamma^-)^5+\alpha(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5+\alpha(\gamma^-)^5+\alpha^2(\gamma^0)^5 & (\gamma^+)^5+(\gamma^-)^5+(\gamma^0)^5\end{bmatrix}\begin{bmatrix}I_{s_a}\\I_{s_b}\\I_{s_c}\end{bmatrix}$$

(پ-۱)

مراجع

[1] J. Sadeh, E. Bakhshizadeh, and R. Kazemzadeh, "A new fault location algorithm for radial distribution systems using modal analysis," *International J. of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 45, no. l, pp. 271-278, Feb. 2013.

[2] H. Mokhlis and H. Li, "Non-linear representation of voltage sag profiles for fault location in distribution networks," *International J. of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 124-130, Jan. 2011.

[3] H. Mokhlis, A. R. Khalid, and H. Y. Li, "Voltage sags pattern recognition technique for fault section identification in distribution networks," in*Proc. IEEE PowerTech,* 6 pp., Bucharest, Romania, Oct. 2009.

[4] R. Dashti and J. Sadeh, "Accuracy improvement of impedance-based fault location method for power distribution network using distributed-parameter line model," *International Trans. on Electrical Energy Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 318-334, Mar. 2014.

[5] R. Dashti and J. Sadeh, "Applying dynamic load estimation and distributed-parameter line model to enhance the accuracy of impedance-based fault-location methods for power distribution networks," *Electric Power Components and Systems J.*, vol. 14, no. 1, pp. 1334-1362, Sept. 2013.

[6] R. Dashti and J. Sadeh, "Fault section estimation in power distribution network using impedance-based fault distance calculation and frequency spectrum analysis," *IET J., Generation, Transmission and Distribution*, vol. 8, no. 8, pp. 1406-1417, Aug. 2014.

[7] R. H. Salim, M. Resener, A. E. D. O. Filomena, K. R. C. de Oliveira, and A. S. Bretas, "Extended fault-location formulation for power

www.SID.ir

Archive of SID

distribution Systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 24, no. 2, pp. 508-516, Mar. 2009.
[8] A. D. Filomena, M. Resener Author Vitae, R. H. Salim Author Vitae, and A. S. Bretas, "Distribution systems fault analysis considering fault resistance estimation," *International J. of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 7, pp. 1326-1335, Sept. 2011.
[9] R. H. Salim, K. C. O. Salim, and A. S. Bretas, "Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, no. 4, pp. 467-478, Apr. 2011.
[10] H. Nouri and M. M. Alamutil, "Comprehensive distribution network fault location using the distributed parameter model," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2154-2162, Aug. 2011.
[11] R. Krishnathevar and E. E. Ngu, "Generalized impedance-based fault location for distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 27, no. 1, pp. 449-452, Jan. 2012.
[12] S. Das, N. Karnik, and S. Santoso, "Distribution fault-locating algorithms using current only," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1144-1153, Jul. 2012.
[13] Y. Liao, "Generalized fault-location methods for overhead electric distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 26, no. 1, pp. 53-64, Jan. 2011.
[14] R. A. F. Pereira, L. G. W. da Silva, M. Kezunovic, and J. E. R. S. Mantovani, "Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 24, no. 2, pp. 852-862, Apr. 2009.
[15] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in *Proc IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, pp. 908-912, Aug. 2011.
[16] M. M. Saha, J. Izykowski, and E. Rosolowski, *Fault Location on Power Network*, Springer-Verlag: London, England, 2010.
[17] S. J. Lee, *et al*., "An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 19, no. 2, pp. 524-532, Apr. 2004.
[18] A. Borghetti and M. Boseti, "Continuous-wavelet transform for fault location in distribution power networks: definition of mother wavelets inferred from fault originated transients," *IEEE Trans. on Power Syst*, vol. 23, no. 2, pp. 380-388, May 2008.
[19] M. S. Choi, S. J. Lee, D. S. Lee, and B. G. Jin, "A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 35-41, Jan. 2004.

رحمن دشتی تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق-قدرت را به ترتیب از دانشگاه شیراز در سال ۱۳۸۳، دانشگاه علم و صنعت ایران در سال ۱۳۸۵ و مقطع دکتری مهندسی برق قدرت در سال ۱۳۹۲ از دانشگاه فردوسی مشهد به پایان رسانده است و هم اکنون استادیار دانشکده مهندسی برق دانشگاه خلیج فارس می‌باشد. دکتر رحمن دشتی از سال ۱۳۹۲ در دانشکده مهندسی دانشگاه خلیج فارس در استان بوشهر مشغول به فعالیت گردید و اینک نیز عضو هیأت علمی این دانشکده می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: حفاظت سیستم‌های قدرت، بررسی حالتهای گذرا، مکان یابی خطا و سیستم‌های توزیع.

محمد دیسی در سال ۱۳۹۱ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه آزاد اسلامی واحد بوشهر و در سال ۱۳۹۴ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه خلیج فارس بوشهر دریافت نمود. زمینه‌های علمی مورد علاقه نام‌برده متنوع بوده و شامل موضوعاتی مانند سیستم‌های توزیع، حفاظت، تکنیک‌های کنترل سیستم‌های توزیع و مکان‌یابی خطا می‌باشد.

www.SID.ir