

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

محمد دیسی و رحمن دشتی

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 امیدانسی 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 امیدانسی 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 امیدانسی 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 امیدانسی 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 خطا دار با استفاده از هماهنگی تجهیزات حفاظتی در سیستم توزیع پیشنهاد می‌شود [۵]. در مقاله‌ای دیگر از همین نویسندگان، یک الگوریتم تطابق برای شناسایی بخش خطا دار پیشنهاد می‌شود که از تبدیل فوریه و روش امیدانسی استفاده می‌کند.

روش‌های امیدانسی 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 امیدانسی، 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 امیدانسی‌های 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^۱ هر گره تعیین

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، دو فاز و سه‌فاز به زمین در شبکه‌های توزیع پیشنهاد می‌گردد. همچنین از یک الگوریتم مکان‌یابی امیدانسی خطا برای پیدا کردن 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 امیدانسی تعیین می‌شوند. سپس خطاهای مشابهی به طور جداگانه در محل‌های ممکن تعیین‌شده، شبیه‌سازی می‌شوند. در ادامه ولتاژ ابتدای فیدر ذخیره می‌شود و آن‌گاه 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 امیدانسی، شبکه توزیع، فرورفتگی ولتاژ، مکان‌یابی خطا.

۱- مقدمه

سیستم‌های قدرت از چهار بخش تشکیل شده‌اند: تولید، انتقال، توزیع و 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 امیدانسی، 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 امیدانسی خطا بیشتر مورد توجه قرار گرفته است [۴] تا [۶].

در [۷] و [۸] معادلات مکان‌یابی خطا در روش‌های امیدانسی 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

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

محمد دیسی، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر، (email: mohammad.daisy.2016@icee.com)

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

$$\begin{aligned} & x^{\Delta} \left[\sum_{m \in p} \text{Im}(k_{\Delta m} I_{Fm}^*) \right] + x^{\nabla} \left[\sum_{m \in p} \text{Im}(k_{\nabla m} I_{Fm}^*) \right] + \\ & x^{\ast} \left[\sum_{m \in p} \text{Im}(k_{\ast m} I_{Fm}^*) \right] + x^{\vee} \left[\sum_{m \in p} \text{Im}(k_{\vee m} I_{Fm}^*) \right] + \\ & x \left[\sum_{m \in p} \text{Im}(k_{\vee m} I_{Fm}^*) \right] + \left[\sum_{m \in p} \text{Im}(k_{\cdot m} I_{Fm}^*) \right] = 0 \end{aligned} \quad (1)$$

بردارهای محاسبه شده k 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 امپدانس خطا، به دلیل وجود ادوات جانبی در ساختار شبکه، چند محل خطا در بخش‌های مختلف را تخمین بزنند. این محل‌ها نقاط ممکن 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 خطا دار داشته باشیم. در بخش بعد یک روش جدید برای تخمین بخش خطا دار پیشنهاد می‌شود.

۳- روش پیشنهادی تخمین بخش خطا دار

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 ذخیره شده در ثبات‌های نصب شده در ابتدای فیدر یا رله‌های موجود و روش ارائه شده 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 خطا دار جهت دستیابی به محل واقعی خطا پیشنهاد می‌شود. برای این منظور خطایی از همان نوع در نقاط ممکن خطا با گام‌های ۰/۸ 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. همین‌طور اختلاف زاویه ولتاژ به معنی تفاوت عددی بین زاویه ولتاژ واقعی ذخیره شده 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 ثبت شده بر روی منحنی‌های محاسبه شده جدید ذخیره شده 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 خطا دار توضیح داده می‌شوند.

۳-۱ تولید بانک داده آنلاین

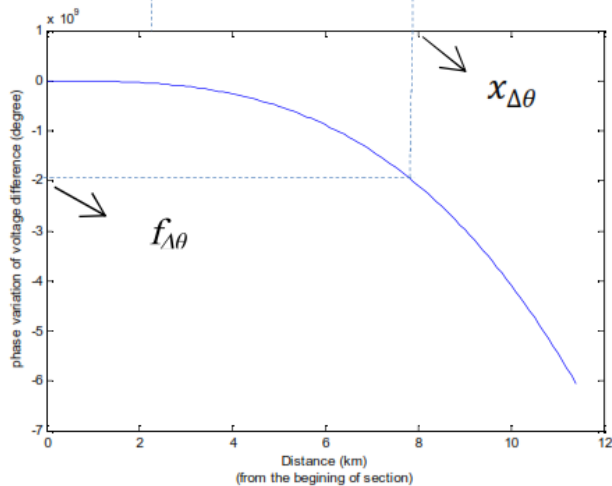
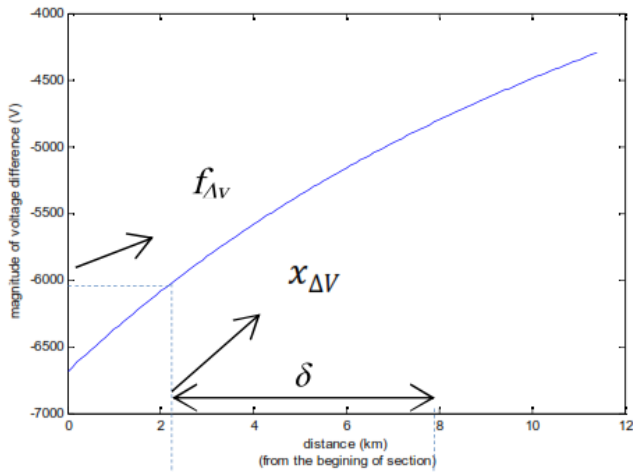
بانک داده با استفاده از شبیه‌سازی خطا در نقاط ممکن بروز خطا با

می‌شود. در این روش فرض شده که وقوع خطا در هر بخش ممکن است و سعی می‌کند جریان خطا را در بخش خطا دار پیدا کند. فرورفتگی ولتاژ در گرہ‌ها 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 ثبت شده تعیین می‌شود. در [۳] ابتدا اندازه و فاز فرورفتگی ولتاژ برای خطای شبیه‌سازی شده در هر گرہ 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 محاسبه شده در دو سر ابتدایی و انتهایی هر بخش احتمالاً خطا دار، 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 خطا دار در شبکه‌های توزیع برای خطاهای تک‌فاز، دو فاز و سه‌فاز به زمین ارائه می‌شود. ابتدا مکان‌های ممکن خطا با استفاده از روش مکان‌یابی امپدانس تعیین می‌شوند. در روش امپدانس، 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 خطا دار 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 امپدانس تعیین شده و سپس این اختلاف ولتاژها از ولتاژ ثبت شده 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 گرہ IEEE اصلاح شده برای ارزیابی روش پیشنهادی انتخاب می‌شود. طبق نتایج به دست آمده، دقت روش پیشنهادی در مقایسه با روش امپدانس 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 امپدانس پیشنهادی ارائه می‌شود. بخش ۳ روش پیشنهادی برای تعیین بخش خطا دار 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 ارائه شده اخیر در بخش ۵ و نتیجه‌گیری در بخش ۶ انجام می‌شود.

۲- محل‌یابی خطا به روش امپدانس بهبود یافته

محل خطا و مقاومت خطا با استفاده از روش امپدانس^(۱) (I.B.F.L.M) ارائه شده در [۴] تا [۶] تعیین می‌شود. در این روش معادلات جبری مرتبه پنج برای مکان‌یابی خطای تک‌فاز، دو فاز و سه‌فاز به زمین با استفاده از مدل خط بلند و مؤلفه متقارن به دست می‌آیند



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

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: آرایش بندی داده‌ها برای معادلات تغییرات فاز و اختلاف اندازه ولتاژ.

جدول ۱: ساختار بانک داده.

فاصله خطا	اختلاف اندازه ولتاژ	تغییر زاویه فاز
.	Δv_1	$\Delta \theta_1$
۰٫۱	Δv_r	$\Delta \theta_r$
۰٫۲	Δv_r	$\Delta \theta_r$
⋮	⋮	⋮
x_{ij}	Δv_{ij}	$\Delta \theta_{ij}$

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 مدل کردن 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

$$\Delta v_i = a_r x^r + a_r x^r + a_r x + a_i \tag{2}$$

$$\Delta \theta_i = b_r x^r + b_r x^r + b_r x + b_i \tag{3}$$

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

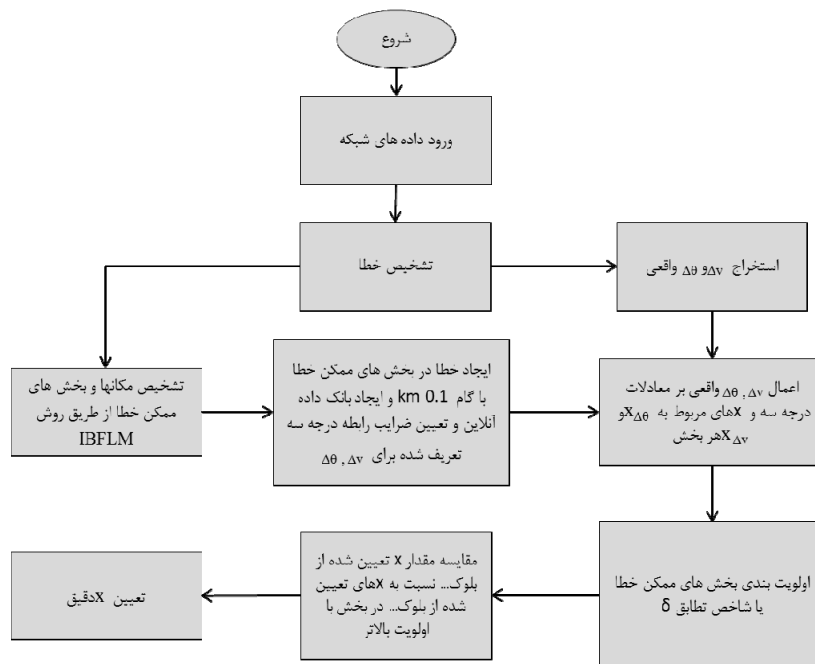
ضرایب اندازه ولتاژ در معادله

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 فیدهای 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.

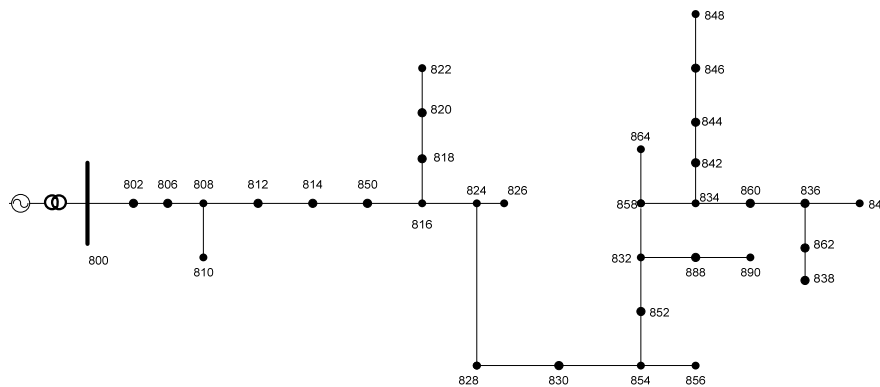
ستون‌های اول و دوم پایگاه داده دو گره مجاور هستند. ستون‌های سوم، چهارم، پنجم و ششم ضرایب (۱) و (۲) هستند.

۲-۳ الگوریتم تطابق و بهبود دقت فاصله خطای تعیین شده

در این بخش الگوریتمی برای تعیین بخش خطادار واقعی از میان بخش‌های ممکن خطادار تعیین شده توسط روش امپدانس بهبودیافته پیشنهاد می‌شود. در این الگوریتم ابتدا تغییر فاز و اختلاف اندازه ولتاژ ثبت شده 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 تعیین شده توسط روش امپدانس 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 تعریف شده، رتبه‌بندی محل ممکن تعیین شده خطاها انجام می‌شود. هر کدام که کمترین شاخص را دارد نقطه واقعی بروز خطاست. مقدار مطابقت از (۴) به دست می‌آید



شکل ۳: روندنمای روش بخش‌یابی.



شکل ۴: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده.

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

$$Error\% = \frac{x_{actual} - x_{calculated}}{l_t} \times 100 \quad (5)$$

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

۴-۲ تأثیر مکان‌های مختلف خطا بر روی دقت

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

$$\delta_j = \sqrt{\sum_{i \in P} |x_{\Delta V_j} - x_{\Delta \theta_j}|^2} \quad (4)$$

که δ_j مقدار مطابقت یا عدم مطابقت در مکان ممکن z_m ، $x_{\Delta V_j}$ فاصله به دست آمده از معادله اختلاف اندازه ولتاژ به ازای خطا در فاز i ، $x_{\Delta \theta_j}$ 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 $\delta \approx 0.0$ 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.

۴- نتایج شبیه‌سازی

۴-۱ سیستم مورد مطالعه

برای ارزیابی عملکرد روش پیشنهادی، شبکه ۳۴ گره IEEE اصلاح‌شده شبیه‌سازی می‌شود. نمودار تک‌خطی شبکه ۳۴ گره IEEE

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	۸۰۸-۸۱۲ ۱۱,۹۷۹۰۸ km
۰/۴۷۴۸	۸۴۶-۸۴۸ $x_{IBFLM} = ۵۸,۷۴۳۳$ km	۸۴۶-۸۴۸ ۵۸,۷۴۳۳ km
✓ ۰/۰۲۰۲	۸۶۲-۸۳۸ $x_{IBFLM} = ۵۸,۴۶۶۴$ km	۸۶۲-۸۳۸ ۵۸,۳۹۲۶ km
۰/۰۴۵۸	۸۳۶-۸۴۰ $x_{IBFLM} = ۵۸,۱۶۳۳$ km	۸۳۶-۸۴۰ ۵۸,۳۹۲۶ 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 $x_{IBFLM} = ۱۱,۹۹۴۱$	۸۰۸-۸۱۲ ۱۱,۹۷۹۱ km
✓ ۱۹/۹۱۵۵	۸۱۸-۸۲۰ $x_{IBFLM} = ۳۴,۳۹۰۰$	۸۱۸-۸۲۰ ۳۴,۳۰۱۷ km
۹۵/۹۰۹۳	۸۴۸-۸۴۶ $x_{IBFLM} = ۵۸,۴۹۰۲$	۸۴۸-۸۴۶ ۵۸,۳۸۹۲ km
✓ ۲۳/۴۳۸۸	۸۶۲-۸۳۸ $x_{IBFLM} = ۵۸,۴۷۸۰$	۸۶۲-۸۳۸ ۵۸,۳۸۹۲ km

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 $x_{IBFLM} = ۱۱,۹۸۲۰$	۸۰۸-۸۱۲ ۱۱,۹۷۹۱ km
✓ ۱۷,۸۸۶۲	۸۱۸-۸۲۰ $x_{IBFLM} = ۳۴,۳۱۲۵$	۸۱۸-۸۲۰ ۳۴,۳۰۱۷ km
۹۶,۸۰۵۴	۸۴۸-۸۴۶ $x_{IBFLM} = ۵۸,۴۳۵۲$	۸۴۸-۸۴۶ ۵۸,۳۸۹۲ km
✓ ۲۴,۵۴۹۸	۸۶۲-۸۳۸ $x_{IBFLM} = ۵۸,۴۰۷۸$	۸۶۲-۸۳۸ ۵۸,۳۸۹۲ km

۳-۴ 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.

۵-۴ 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 ۸۰۸-۸۰۶ و ۸۰۸-۸۱۲ دوفاز با یک ترانس تک‌فاز ۲۲۰/۲۰۰۰، 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 ارائه شده مشهود است که روش پیشنهادی به نامتعادلی بار و فیدر حساس نبوده و دقت روش، مستقل از تعادل بار و نوع بار، بالا می‌باشد.

۸۰۸-۸۱۰، ۱۱,۹۷۹۰۸ km از ابتدای فیدر رخ داده و مقاومت خطا صفر اهم فرض می‌شود. با استفاده از روش امیدانسی 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 تعریف شده 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 محاسبه شده برای خطا در بخش‌های ۸۰۸-۸۱۰ 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 ۵: نتایج اجرای الگوریتم در مقاومت‌های مختلف (خطای تک‌فاز به زمین).

مکان واقعی خطا (km)	مقاومت خطا (Ω)	مکان‌های ممکن خطا (km)	خطا (%)	خطا (δ)	شاخص تطابق
۸۰.۸-۸۱.۰ ۱۱,۹۷۹۱	۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۱۱	۰,۰۰۸۶	✓
		۱۱,۹۷۸۰			
		۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۰۷۲۵	۰,۴۲۸۳	
	۲۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۰۶	۰,۰۰۲۹	✓
		۱۱,۹۷۸۴			
		۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۱۱۸۴	۱,۳۹۸۵	
۵۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۲۷	۰,۰۰۱۴	✓	
	۱۱,۹۷۶۴				
	۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۲۷۸۰	۰,۴۹۶۷		
۱۰۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۵۶	۰,۰۰۵۸	✓	
	۱۱,۹۷۳۶				
	۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۴۱۵۳	۰,۳۹۸۷		

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

مکان واقعی خطا (km)	مقاومت خطا (Ω)	مکان‌های ممکن خطا (km)	خطا (%)	خطا (δ)	شاخص تطابق
۸۰.۸-۸۱.۰ ۱۱,۹۷۹۱	۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۳۰	۳,۹۹۰.۷	✓
		۱۱,۹۷۶۱			
		۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۰۱۵۳	۲۲,۳۷۲۲	
	۲۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۱۰	۰,۰۰۴۱	✓
		۱۱,۹۷۸۱			
		۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۱۱۹۰	۲,۳۵۶۴	
۵۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۳۱	۰,۰۰۵۲	✓	
	۱۱,۹۷۶۰				
	۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۲۷۸۰	۱,۱۳۲۱		
۱۰۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۰,۰۰۶۰	۲,۲۰۸۱	✓	
	۱۱,۹۷۳۲				
	۸۰.۸-۸۱.۲	۰,۴۱۵۷	۱۱,۱۰۹۲		

در شرایط مختلف بهره‌برداری و توسعه شبکه بالادست و پایین‌دست توزیع بسیار مهم است. شرایط مختلف برای چند روش ارائه شده، 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.

۵- مقایسه دقت روش پیشنهادی با روش‌های ارائه شده 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 امیدانسی با مقالات دیگر مقایسه و در جدول ۱۰ ارائه شده است. همه خطاها برای مقاومت خطای 100Ω محاسبه شده‌اند، در حالی که حداکثر خطا برای روش امیدانسی بهبود یافته 0.42% است. طبق این جدول می‌توان نتیجه گرفت که دقت روش امیدانسی بهبود یافته پیشنهادی، بالاتر از مقالات دیگر است که این یکی از مزایای روش پیشنهادی می‌باشد. در مرحله دوم، روش‌های ارائه شده تخمین بخش خطا با روش پیشنهادی مقایسه شده‌اند. تخمین صحیح بخش خطا

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

شخص تطابق (δ)	خطا (%)	مکان‌های ممکن خطا (km)	مقاومت خطا (Ω)	مکان واقعی خطا (km)
✓	۴,۱۰۵	۸۰.۸-۸۱.۰	۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۰۰۳۲	۱۱,۹۷۵۹		۱۱,۹۷۹۱
	۲۲,۱۵۴۵	۸۰.۸-۸۱.۲	۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۰۰۹۰	۱۱,۹۸۸۰		۱۱,۹۷۹۱
✓	۰.۰۰۸۴	۸۰.۸-۸۱.۰	۲۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۰۰۱۴	۱۱,۹۷۷۷		۱۱,۹۷۹۱
	۲,۸۵۷۱	۸۰.۸-۸۱.۲	۲۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۱۱۱۰	۱۱,۸۷۰۱		۱۱,۹۷۹۱
✓	۰.۷۱۰۰	۸۰.۸-۸۱.۰	۵۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۰۰۳۵	۱۱,۹۷۵۶		۱۱,۹۷۹۱
	۱,۸۹۴۰	۸۰.۸-۸۱.۲	۵۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۲۸۹۲	۱۱,۶۹۵۱		۱۱,۹۷۹۱
✓	۲,۳۱۵۴	۸۰.۸-۸۱.۰	۱۰۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۰۱۸۶	۱۱,۹۶۰۸		۱۱,۹۷۹۱
	۱۱,۰۵۱۴	۸۰.۸-۸۱.۲	۱۰۰	۸۰.۸-۸۱.۰
	۰.۴۱۷۱	۱۱,۵۶۹۵		۱۱,۹۷۹۱

جدول ۸: نتایج اجرای الگوریتم پیشنهادی برای زاویه خطا.

مکان واقعی خطا (km)	زاویه شروع خطا (درجه)				
	۰	۴۵	۹۰	۱۲۰	۱۶۵
	خطا (%)				
تک‌فاز	۰.۰۰۰۰۷	۰.۰۰۰۰۱۴	۰.۰۰۰۰۰۸۵	۰.۰۰۰۰۰۶۳	۰.۰۰۰۰۰۸
دوفاز	۰.۰۰۰۰۷	۰.۰۰۰۰۰۱۴	۰.۰۰۰۰۰۸۸	۰.۰۰۰۰۰۶۲	۰.۰۰۰۰۰۸
سه‌فاز	۰.۰۰۰۰۷	۰.۰۰۰۰۰۱۳	۰.۰۰۰۰۰۸۸	۰.۰۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۸
تک‌فاز	۰.۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۳	۰.۰۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۱۲	۰.۰۰۰۰۰۶
دوفاز	۰.۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۳	۰.۰۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۱۲	۰.۰۰۰۰۰۶
سه‌فاز	۰.۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۳	۰.۰۰۰۰۰۶	۰.۰۰۰۰۰۱۲	۰.۰۰۰۰۰۶
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
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 ۱۰: مقایسه روش پیشنهادی و دیگر روش ارائه شده در موضوع تعیین فاصله خطا.

نوع خطا	درصد خطا و معادل طول آن			
	[۱۷] و [۷]	[۹]	[۱۹]	روش پیشنهادی
تک‌فاز	۸,۰۶	۱,۲۹	۸,۱۵	۰,۲۹
به زمین	(۷۹۱۲,۰۶ m)	(۱۲۶۶,۳۳ m)	(۸۰۰۰,۴۱)	(۲۷۴,۶۷ m)
دوفاز	۱۰,۲۵	۱,۴۹	-	۰,۱۲
به زمین	(۱۰۰۶۱,۸۶ m)	(۱۴۶۲,۶۵ m)	-	(۱۱۷,۷۹ m)
سه‌فاز	۱۰,۹۷	۱,۵۸	-	۰,۴۲
به زمین	(۱۰۷۰۹,۵۹ m)	(۱۵۵۱ m)	-	(۴۱۲,۲۹ m)

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

نوع خطا	مکان واقعی خطا (km)	$R_f = 0 \Omega$	$R_f = 50 \Omega$	$R_f = 100 \Omega$
		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 [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

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.

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 امیدانسی 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.

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 آنالاین و بدون نیاز به بانک داده آفلاین، تخمین زده می‌شود. پس از تعیین محل‌های ممکن خطا، بانک داده آنالاینی 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.

پیوست

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

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

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

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

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

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

$$k_5 = -\frac{1}{360} \begin{bmatrix} (\gamma^+)^{\Delta} + (\gamma^-)^{\Delta} + (\gamma^0)^{\Delta} & (\gamma^+)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^-)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^0)^{\Delta} & (\gamma^+)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^-)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^0)^{\Delta} \\ (\gamma^+)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^-)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^0)^{\Delta} & (\gamma^+)^{\Delta} + (\gamma^-)^{\Delta} + (\gamma^0)^{\Delta} & (\gamma^+)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^-)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^0)^{\Delta} \\ (\gamma^+)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^-)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^0)^{\Delta} & (\gamma^+)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^-)^{\Delta} + \alpha^T (\gamma^0)^{\Delta} & (\gamma^+)^{\Delta} + (\gamma^-)^{\Delta} + (\gamma^0)^{\Delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s_a} \\ I_{s_b} \\ I_{s_c} \end{bmatrix} \quad (پ-۱)$$

مراجع

- [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
- [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. 1, 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.

- [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.
- 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.
- 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 هم‌اکنون 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، مکان‌یابی خطا و سیستم‌های توزیع.
- 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. Alamuttil, "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.