

حفاظت گسترده شبکه انتقال نیرو بدون نیاز به مدل شبکه خارجی و همزمانی اندازه گیری های فازوری

احمد صالحی دوبخشری^{۱*}

چکیده	اطلاعات مقاله
حفاظت گسترده شبکه انتقال نیروی برق در مقابل خطاها از آغاز اختراع اندازه گیری های همزمان فازوری مطرح بوده است. با این حال، گم شدن سیگنال GPS و خطاهای همزمان کردن اندازه گیری ها از یک سو و متغیر بودن مدل شبکه خارجی از سوی دیگر مانع تحقق حفاظت گسترده شبکه انتقال شده است. در این مقاله یک روش جدید برای حفاظت پشتیبان خطوط انتقال نیرو معرفی می شود تا از دو نقطه ضعف یاد شده اجتناب شود. با استفاده از اندازه گیری های واحدهای اندازه گیری فازوری (PMU) در پست های انتقال واقع در مرزهای ناحیه ی تحت حفاظت داخلی، مدل پیشنهادی مستقل از مقادیر پارامترهای مدل شبکه خارجی خواهد شد. همچنین صورت بندی پیشنهادی در این مقاله به گونه ای خواهد بود که از زاویه فاز اندازه گیری های PMU ها استفاده نخواهد کرد، بر خلاف سایر روش های مشابه که با اشتباه یا در غیاب حتی یکی از زاویه فازهای ولتاژ/جریان فازوری دچار مشکل می شوند. از مزایای دیگر صورت بندی پیشنهادی عدم نیاز به پارامترهای غیر دقیق مولفه صفر شبکه، ملاحظه مدل گسترده خط انتقال برای خطوط بلند و تعیین مکان خطا فارغ از نوع خطا و مقاومت خطا است. شبیه سازی های مختلف در حوزه زمان برای شبکه ۹ شینه WSCC حاکی از دقت بالای روش پیشنهادی در شناسایی خط انتقال دچار خطا است.	دریافت مقاله: ۱۳۹۹/۱۲/۰۹ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۰/۱۸
	واژگان کلیدی: تخمین کمترین مربعات، حفاظت گسترده، خطا، خط انتقال نیرو، واحدهای اندازه گیری فازوری (PMU).

۱-مقدمه

با رشد اندازه گیری های دیجیتال در پست های فشار قوی از یک سو و فراهم آمدن زیرساخت های مخابراتی لازم برای انتقال داده های اندازه گیری شده از سوی دیگر، چشم انداز نوینی برای راهکارهای گسترده به ویژه حفاظت گسترده در شبکه های قدرت گشوده شده است [۱ و ۲]. حفاظت دیستانس [۳] در خطوط فشارقوی انتقال و فوق توزیع در خط مقدم حفاظت شبکه در مقابل خطاهای اتصال کوتاه قرار دارد. حفاظت اصلی ۸۰ تا ۹۰ درصد از طول خط را پوشش می دهد تا خطاهای این ناحیه در سریع ترین زمان ممکن برطرف شوند [۴]. حفاظت پشتیبان برای همان رله دیستانس در فاصله های ثابتی برای خطوط متصل به خط

انتقال تحت حفاظت تعریف می شود تا در صورت عدم کارکرد حفاظت اصلی آن خطوط حفاظت از شبکه انجام شود.

به صورت معمول، حفاظت دیستانس بر پایه اندازه گیری های محلی ولتاژ و جریان در پست فشارقوی است. این امر سبب می شود تا حفاظت پشتیبان به ویژه حفاظت ناحیه سوم در مقابل تغییرات در شرایط شبکه آسیب پذیر شود [۵]. با پیشرفت مخابرات داده ها در شبکه انتقال نیرو، راهکارهایی برای این مشکل پیشنهاد شده است. در [۶] پیشنهاد شده است تا برای بهبود عملکرد حفاظت پشتیبان از یک فرآیند رای گیری از رله ها استفاده شود. یک رویکرد دیگر مخابرات بین رله ها است تا به یکدیگر اطلاع دهند هر

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: Salehi_ahmad@guilan.ac.ir

۱. استادیار، دانشکده فنی، دانشگاه گیلان

اطلاعات تمام شبکه است. با این که تحقیقات زیادی روی حفاظت گسترده انجام شده است [۱۹-۲۳]، اما هنوز موانعی چون کیفیت بد داده‌ها و خطاهای همزمانی و گم شدن سیگنال^۴ GPS وجود دارد [۲۴]. این موانع به شدت بر عملکرد روش‌های حفاظت گسترده که از زاویه فاز اندازه‌گیری‌ها استفاده می‌کنند تاثیرگذار است. برای کاهش تاثیر کیفیت بد داده‌ها، در این مقاله از صورت‌بندی تخمین کمترین مربعات استفاده می‌شود تا تاثیر یک داده بد بر خلاف حفاظت معمول به شدت تاثیرگذار نباشد. برای آنکه خطاهای همزمانی و گم شدن سیگنال GPS تاثیری بر حفاظت شبکه نداشته باشد، زاویه فاز اندازه‌گیری‌ها به صورت مجهول در نظر گرفته شده و همراه با فاصله خطا حل می‌شود.

یک مزیت روش پیشنهادی در این مقاله آن است که نیازی به تعیین پارامترهای مدل شبکه خارجی ندارد. این امر به ویژه وقتی اهمیت می‌یابد که شرکت‌های برق به اطلاعات شبکه همسایه (که ممکن است با روشن و خاموش شدن ژنراتورها مدام در حال تغییر باشد) ندارند. با اینکه روش پیشنهادی مانند [۲۱، ۲۲] از تمام اندازه‌گیری‌های فازوری ولتاژ و جریان در هنگام وقوع خطا استفاده می‌کند، اما بر خلاف [۲۱، ۲۲] که حتی در صورت اشتباه یا نبود یکی از زاویه فازهای اندازه‌گیری شده کار نخواهد کرد، مزیت روش پیشنهادی این است که مستقل از زاویه فازهای اندازه‌گیری شده است. مزیت دیگر روش پیشنهادی آن است که از مدل توزیع‌شده خطوط انتقال استفاده می‌کند و در نتیجه دقت آن برای خطوط بلند کاهش نمی‌یابد. همچنین داده‌های مورد نیاز روش پیشنهادی فقط امپدانس‌های مولفه مثبت چند خط در شبکه داخلی تحت حفاظت است. مزیت دیگر روش کارکرد آن فارغ از نوع و مقاومت خطا است.

۲-انگیزه پژوهش

۲-۱- تغییر مدل و شرایط کار شبکه

در طول شبانه‌روز با تغییر بار شبکه، توان تولیدی نیروگاه‌ها با برنامه‌ریزی فنی و اقتصادی تغییر می‌کند. همچنین در برنامه ریزی مشارکت واحدهای تولیدی، تعدادی از واحدهای تولیدی در طول شبانه‌روز خاموش و دوباره روشن می‌شوند. علاوه بر این، بهره‌برداران شبکه بسته به

یک در چه ناحیه‌ای خطا را می‌بینند تا از عملکرد اشتباه حفاظت پشتیبان پیشگیری شود [۷ و ۸]. یک روش احتمالاتی مشابه بر پایه عملکرد رله‌های حفاظتی مختلف در [۹] پیشنهاد شده است. با وجود آنکه زیرساخت‌های مخابراتی با رشد پست‌های دیجیتال [۱۰] در شبکه انتقال رو به فزون است، در کارهای پژوهشی یادشده فقط از اندازه‌گیری‌های محلی بهره برده شده است و ظرفیت اندازه‌گیری‌های سراسری مغفول مانده است.

اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری نیز راه خود را در حفاظت گسترده شبکه انتقال گشوده‌اند. در واقع، حفاظت از خطوط انتقال نیرو انگیزه اصلی توسعه فناوری اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری در ابتدای دهه ۱۹۸۰ میلادی بوده است [۱۱]. با رشد افزارهای الکترونیکی هوشمند (IED^۱) در پست‌های دیجیتال و نیز استاندارد شدن فناوری مخابرات داده بین پست‌های فشارقوی [۱۲]، حفاظت پشتیبان شبکه انتقال نیرو قابل تحقق است. یک رویکرد برای استفاده از اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری در این راستا، استفاده از زاویه فاز اندازه‌گیری‌های فازوری^۲ PMU^۲ ها است [۱۳]. این روش زمانی قابل استفاده است که همه پست‌ها مجهز به PMU باشند. شایان ذکر است که یک ثبت‌کننده خطای دیجیتال (DFR^۳) اگر مجهز به آنتن GPS باشد، مانند یک PMU اندازه‌گیرهای همزمان فازوری خواهد داشت. روش دیگر بر پایه مقایسه ولتاژهای اندازه‌گیری شده و ولتاژهای محاسبه شده از قانون ولتاژ کرشهوف است [۱۴]. این رویکرد در [۱۵] بسط داده شده است تا چهار نوع از ساختارهای شبکه انتقال به وسیله تعداد کمتری از PMUها حفاظت شوند. در [۱۶]، یک روش تخمین یکپارچه با استفاده از اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری جهت حفاظت پشتیبان شبکه ارائه شده است و در [۱۷] مکان‌یابی خطا و نیز شروط لازم برای انجام آن تحلیل شده است. الگوریتم‌های ارائه شده در [۱۶، ۱۷] مستقل از پارامترهای شبکه خارجی است و تنها از ساختار شبکه‌ی داخلی تحت حفاظت و اندازه‌گیری‌های مربوط به این شبکه داخلی استفاده می‌کند، اما در صورت نبود یا اشتباه در حتی یکی از زاویه‌فازهای اندازه‌گیری شده قادر به اجرا نیستند. در مقابل، در [۱۸] روشی پیشنهاد شده است که با اینکه نیازی به زاویه فاز اندازه‌گیری انجام شده ندارد، اما نیازمند

^۳ Digital Fault Recorder

^۴ Global Positioning System

^۱ Intelligent Electronic Device

^۲ Phasor Measurement Unit

باشد که از میان آنها، p باس مرزی باشند ($p \leq N$). هدف این است که مکان خطا در خط $i-j$ را به گونه‌ای بیابیم که مستقل از پیکربندی و نقطه کار مدل شبکه خارجی باشد. برای این هدف، خطوطی در شبکه خارجی که به باس‌های مرزی متصل‌اند مطابق شکل (۳) با منبع جریان مدل می‌شوند. همچنین خط انتقال دچار خطا با مدل توزیع شده مدل می‌شود و جریان خطا به صورت یک منبع جریان مجهول مدل می‌شود. سایر خطوط انتقال در ناحیه داخلی نیز با مدل توزیع شده مدل می‌شوند. در هر باس مرزی ولتاژ باس و جریان شاخه‌های متصل به باس را یک DFR ثبت می‌کند. هر چند DFR ها می‌توانند با دریافت سیگنال GPS قابلیت کارکرد به صورت PMU را داشته باشند، در اینجا به دلایلی که پیش از این گفته شد فرض می‌کنیم زاویه فاز اندازه‌گیری‌های DFRها نسبت به هم در دسترس نیست. ماتریس امپدانس باس [۲۸] شبکه داخلی به صورت زیر تعریف می‌شود تا رابطه بین مجهولات مساله و اندازه‌گیری‌ها را بر پایه آن بیان کنیم.

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & Z_{1n} & \dots & Z_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1} & \dots & Z_{nn} & \dots & Z_{nN} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{N1} & \dots & Z_{Nn} & \dots & Z_{NN} \end{bmatrix} \quad (1)$$

با ملاحظه نقطه خطا (طبق شکل‌های ۲ و ۳) باس فرضی f را در نظر می‌گیریم و ماتریس امپدانس شبکه اصلاح شده \hat{Z} را به شکل زیر تشکیل می‌دهیم:

$$\hat{Z} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & Z_{1n} & \dots & Z_{1N} & \hat{Z}_{1f} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1} & \dots & Z_{nn} & \dots & Z_{nN} & \hat{Z}_{nf} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{N1} & \dots & Z_{Nn} & \dots & Z_{NN} & \hat{Z}_{Nf} \\ \hat{Z}_{f1} & \dots & \hat{Z}_{fn} & \dots & \hat{Z}_{fN} & \hat{Z}_{ff} \end{bmatrix} \quad (2)$$

که \hat{Z}_{nf} برای $n=1, \dots, N$ به شکل زیر محاسبه می‌شود: [۲۸]:

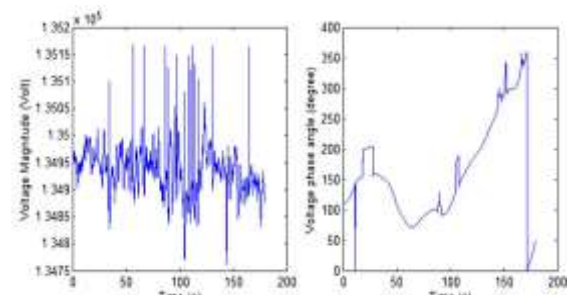
$$\hat{Z}_{nf} = \frac{Z_m \sinh(\gamma_{ij} l_{ij}(1-x)) + Z_{jn} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} x)}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \quad (3)$$

که x فاصله مکان خطا تا باس i طبق شکل ۲ است. γ_{ij} و l_{ij} به ترتیب ثابت انتشار و طول خط دچار خطا هستند.

مانور شبکه، ممکن است وضعیت کلیدها را در پست‌های فشار قوی برای تغییر آرایش شینه‌ها (مثلا در پست‌های یک و نیم کلیدی و یا در شینه‌های تقسیم شده با کلید) تغییر دهند. همه این عوامل موجب تغییر مدل و تغییر نقطه کار شبکه می‌شود. در نتیجه پیاده‌سازی حفاظت گسترده با ملاحظه مدل کل شبکه تولید و انتقال در کل شبکه به هم پیوسته انتقال نیرو در عمل مشکل خواهد شد. برای حل این مشکل، در این مقاله شبکه به دو قسمت شبکه داخلی و شبکه خارجی تقسیم می‌شود. شبکه داخلی شبکه‌ای است که شرکت برق مسئول بهره‌برداری از آن است و شبکه خارجی نیز شامل مدل بقیه کل شبکه به هم پیوسته انتقال است.

۲-۲- عدم استفاده از اندازه‌گیری زاویه فاز

شکل (۱) نمونه‌ای از داده‌های میدانی PMU را برای سه دقیقه (شامل ۵۴۰۰ نمونه) در حالت کار عادی شبکه نشان می‌دهد [۲۵]. با دقت در این شکل مشخص می‌شود اندازه فازور ولتاژ بسیار دقیق است. اما زاویه فاز ولتاژ رفتار نامتعارفی دارد. حتی از ثانیه ۶۰ این زاویه فاز شروع به افزایش می‌کند که نشان از نادرست بودن این اندازه‌گیری دارد. عدم دقت زاویه فاز اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری در مطالعات دیگری نیز تایید شده است [۲۶، ۲۷].



شکل ۱- اندازه و زاویه فاز ولتاژ اندازه‌گیری شده یک PMU [۲۵]

۲-۳- مشارکت مقاله

مشارکت این مقاله در ملاحظه نکات مطرح شده در بخش های ۱-۲ و ۲-۲ است. در مقاله حاضر (۱) از مدل شبکه خارجی هیچ استفاده‌ای نمی‌شود و (۲) از اندازه‌گیری زاویه فاز PMUها که طبق شکل (۱) ممکن است دچار مشکل باشند استفاده نمی‌شود.

۳- مدل سازی مساله

۳-۱- مدل شبکه داخلی

فرض کنید مطابق شکل (۲)، شبکه داخلی شامل N باس

که I_e^k فازور جریان وارد شده به باس k از شاخه شماره e و E_k تعداد شاخه‌های متصل به باس مرزی k مطابق شکل ۲ است. با استفاده از تعریف ماتریس امپدانس باس، می‌توان ولتاژ هر باس n در شبکه داخلی را به شکل زیر بیان کرد:

$$V_n = \hat{Z}_{nf}(x) I_f + \sum_{k=1}^p \hat{Z}_{nk} I^k \quad (5)$$

که با استفاده از \hat{Z}_{nf} در (۳) به شکل زیر نوشته می‌شود:

$$V_n = \frac{Z_{in}}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} (1-x)) I_f + \frac{Z_{jn}}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} x) I_f + \sum_{k=1}^p \hat{Z}_{nk} I^k \quad (6)$$

برای هر خط انتقال در شبکه داخلی، با استفاده از مدل توزیع شده و قانون ولتاژ و جریان کرشهوف، جریان خط n - m به شکل زیر بیان می‌شود:

$$I_{nm} = \frac{V_n}{Z_{nm}^c} \tanh\left(\frac{\gamma_{nm} l_{nm}}{2}\right) + \frac{V_n - V_m}{Z_{nm}^c \sinh(\gamma_{nm} l_{nm})} \quad (7)$$

که Z_{nm}^c و γ_{nm} l_{nm} به ترتیب طول، ثابت انتشار و امپدانس مشخصه خط n - m هستند. با جایگذاری V_m و V_n از (۶) خواهیم داشت:

$$I_{nm} = \sum_{k=1}^p (A_{nm} Z_{nk} + B_{nm} Z_{mk}) I^k + C_{nm} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} x) I_f + D_{nm} \sinh[\gamma_{ij} l_{ij} (1-x)] I_f \quad (8)$$

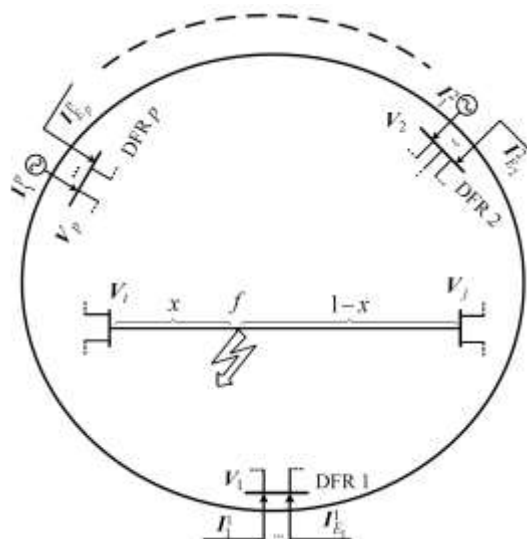
که A_{nm} ، B_{nm} ، C_{nm} و D_{nm} به شکل زیر تعریف می‌شوند:

$$\begin{aligned} A_{nm} &= \frac{\text{Coth}(\gamma_{nm} l_{nm})}{Z_{nm}^c} \\ B_{nm} &= \frac{-1}{Z_{nm}^c \sinh(\gamma_{nm} l_{nm})} \\ C_{nm} &= \frac{A_{nm} Z_{in} + B_{nm} Z_{im}}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \\ D_{nm} &= \frac{A_{nm} Z_{jn} + B_{nm} Z_{jm}}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \end{aligned} \quad (9)$$

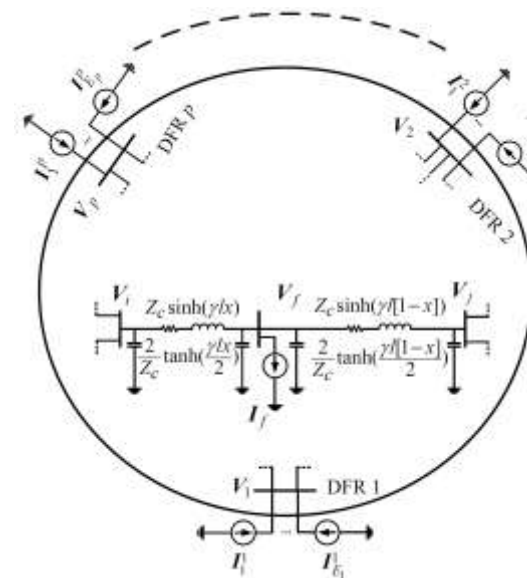
شایان ذکر است که در صورت استفاده از اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری ولتاژ و جریان، در (۶) و (۸) تنها مجهولات مساله x و I_f (مکان و جریان خطا) هستند.

۳-۳-۳ مدل اندازه‌گیری‌ها در نبود زاویه فاز اندازه‌گیری‌ها

اگر DFRهای شکل (۲) مجهز به آنتن GPS نباشند یا



شکل ۲- شبکه داخلی شامل p شین مرزی پس از وقوع خطا



شکل ۳- مدل شبکه خارجی به صورت منابع جریان قابل اندازه‌گیری

شایان ذکر است مدل شکل (۳) قابل اعمال به خط‌های بین دو مدار^۱ یک خط موازی نیست و باید صورت‌بندی جداگانه‌ای برای آن در نظر گرفته شود.

۳-۲-۲ مدل اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری

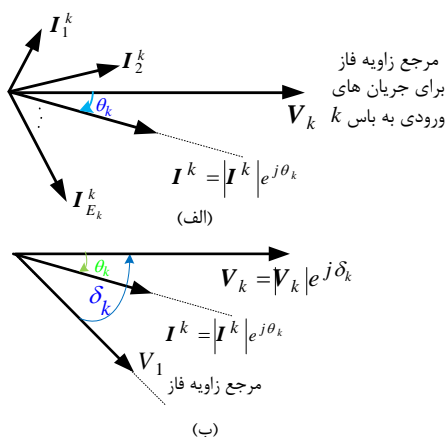
برای ساده کردن صورت بندی، جمع جریان‌های پس از خطا که وارد هر باس مرزی می‌شود با استفاده از KCL به شکل زیر بیان می‌شود:

$$I^k = \sum_{e=1}^{E_k} I_e^k \quad (4)$$

^۱ Cross-country

[۲۹]. البته در مقاله‌ی حاضر، خروجی ترانسفورماتور ولتاژ نیز به $DFR\ k$ داده می‌شود تا از V_k نیز همراه با جریان های I_e^k نمونه برداری شود. در این صورت زاویه فازور I^k در (۴) نسبت به زاویه فازور V_k معلوم خواهد بود. این مفهوم در شکل (۴-الف) نشان داده شده است. در این شکل مطابق (۴)، جمع برداری فازورهای I_e^k است ($e=1,2,\dots,E_k$). به دلیل نمونه برداری همه سیگنال‌های ولتاژ و جریان در پست k توسط یک تجهیز، هر یک از فازورهای I_1^k و I_2^k ... نسبت به زاویه فاز V_k قابل محاسبه هستند.

شکل (۴-ب) نشان می‌دهد که تعریف زاویه فاز I^k نسبت به زاویه فاز V_k انجام گرفته است و تعریف زاویه فاز V_k نسبت به V_1 انجام شده است. به همین دلیل است که در (۱۰) و (۱۱)، I^k در $e^{j\delta_k}$ ضرب شده است تا همه فازورهای نسبت به یک مرجع (یعنی ولتاژ باس ۱) بیان شوند. همین کار برای V_n و I_{nm} انجام شده است. شایان ذکر است که سیگنال‌های ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده توسط DFR 1 با یکدیگر توسط ساعت داخلی پردازنده این DFR همزمان می‌شوند. اما این اندازه‌گیری‌ها نسبت به اندازه‌گیری‌های $DFR\ k$ به دلیل عدم استفاده از سیگنال همزمان‌ساز GPS اختلاف زاویه فاز نامعلوم δ_k دارند. این امر در شکل (۴-ب) نمایش داده شده است. زاویه فاز I^k برابر θ_k مطابق با شکل (۴-الف) است اما با ملاحظه‌ی اختلاف زاویه فاز نامعلوم δ_k ، تمامی فازورها مطابق (۱۰) و (۱۱) نسبت به زاویه ولتاژ باس ۱ بیان می‌شوند.



شکل ۴-الف) نحوه محاسبه فازور I^k توسط $DFR\ k$ ، ب) فازور I^k نسبت به زاویه فاز ولتاژ V_k و مرجع زاویه فاز

با هر اندازه‌گیری ولتاژ و جریان، یک معادله به شکل به ترتیب (۱۰) و (۱۱) خواهیم داشت. مجهولات مساله نیز شامل I_f ، δ_2 ، ... و δ_p خواهد بود. اگر تعداد معادلات

اساساً به دلیل کیفیت پایین اندازه‌گیری زاویه فاز اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری، نخواهیم از آنها استفاده کنیم، اختلاف زاویه فاز بین اندازه‌گیری‌ها در پست‌های مختلف مجهول خواهد بود. در نتیجه (۶) و (۸) که برای اندازه‌گیری‌های همزمان فازوری نوشته شده‌اند قابل استفاده نخواهند بود. با مجهول در نظر گرفتن زاویه فاز ولتاژهای باس‌های مرزی و نیز باس‌های شامل DFR ، (۶) و (۸) به شکل زیر قابل بازنویسی‌اند:

$$|V_n^{meas}| e^{j\delta_n} = \frac{Z_{in}}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} (1-x)) I_f + \frac{Z_{jn}}{\sinh(\gamma_{ij} l_{ij})} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} x) I_f + \sum_{k=1}^p \hat{Z}_{nk} I^k e^{j\delta_k} \quad (10)$$

$$I_{nm}^{meas} e^{j\delta_n} = C_{nm} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} x) I_f + D_{nm} \sinh(\gamma_{ij} l_{ij} (1-x)) I_f + \sum_{k=1}^p (A_{nm} Z_{nk} + B_{nm} Z_{mk}) I^k e^{j\delta_k} \quad (11)$$

که بازنویس $meas$ نشان‌دهنده کمیت اندازه‌گیری شده و δ_k اختلاف زاویه فاز ولتاژ باس k و زاویه فاز ولتاژ باس ۱ است (زاویه فاز ولتاژ باس ۱ به عنوان مرجع به طور اختیاری صفر است). اندازه فازور ولتاژ و فازور جریان در (۱۰) و (۱۱) مطابق شکل ۲ توسط DFR ‌های داخل شبکه داخلی داده می‌شوند. شایان ذکر است که در این مقاله از فونت ضخیم برای نمایش فازور و از علامت قدر مطلق برای نمایش دامنه فازور مربوطه استفاده شده است.

باید دقت شود از آنجا که تمام اندازه‌گیری‌های ولتاژ باس و جریان شاخه‌ها به DFR داده می‌شود، جریان اندازه‌گیری شده توسط DFR یک باس، به صورت یک فازور تعریف می‌شود که زاویه فاز این فازور نسبت به زاویه فاز ولتاژ همان باس است. به عبارت دیگر، تمامی جریان‌های I_e^k در شکل ۲ که به $DFR\ k$ داده می‌شوند به صورت همزمان نمونه برداری می‌شوند. این همزمانی از طریق ساعت داخلی پردازنده‌ی $DFR\ k$ فراهم می‌شود و نیازی به استفاده از سیگنال همزمان‌ساز GPS نیست [۲۹]. دلیل این امر این است که تمامی این جریان‌ها به صورت محلی در محل پست k موجود هستند و از ثانویه ترانسفورماتورهای جریان به $DFR\ k$ متصل می‌شوند. این مفهوم کاملاً مشابه رله حفاظت دیفرانسیل باس است که چندین جریان ورودی به یک باس، به شکل فازوری، در رله‌های عددی با هم جمع می‌شوند تا خطا یا عدم وقوع خطا را در باس نشان دهند

با توجه به (۱۳)-(۱۵)، (۱۲) یک دستگاه معادلات بیش معلوم است که با تکنیک کمترین مربعات خطا به شکل زیر حل می‌شود:

$$\hat{\underline{u}} = (J^*J)^{-1}J^*\underline{z} \quad (۱۷)$$

که بالانویس * به معنی مزدوج ترانهاده است. بالانویس $\hat{\underline{u}}$ در اینجا به معنی تخمینی از مقادیر واقعی مجهولات در \underline{u} است. با توجه به دو درایه آخر \underline{u} ، می‌توان با تقسیم آنها بر هم تابعی از فقط مجهول x یافت تا x به صورت زیر پیدا شود:

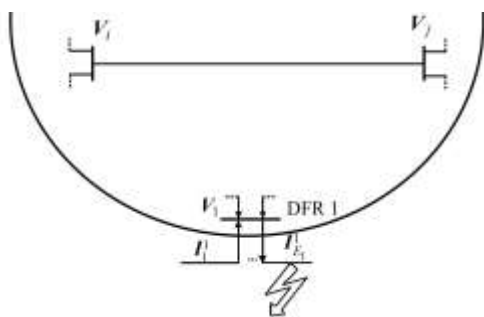
$$\hat{x} = \frac{\ln \left[\frac{e^{\gamma_{ij}l_{ij}} + \hat{u}_4}{e^{-\gamma_{ij}l_{ij}} + \hat{u}_5} \right]}{2\gamma_{ij}l_{ij}} \quad (۱۸)$$

که \hat{u}_4 و \hat{u}_5 درایه‌های چهارم و پنجم $\hat{\underline{u}}$ در (۱۷) هستند.

بدین ترتیب با دانستن خط دچار خطا $i-j$ می‌توان مکان خطا را در طول آن، با استفاده از یک روش خطی به طور مستقیم تخمین زد.

۵-شناسایی خط دچار خطا

تا اینجای کار فرض شده بود که ناحیه خطا (شبکه داخلی) و نیز خط دچار خطا معلوم است و تمرکز بر روی یافتن مکان خطا بود. در این بخش نشان می‌دهیم تا چطور در ابتدا ناحیه خطا تعیین شود و سپس چگونه خط دچار خطا را بیابیم. این دو کار با همان اندازه‌گیری‌های گسترده که برای یافتن مکان خطا استفاده شده بود انجام می‌شود.



شکل ۵- رخ دادن خطا در ناحیه خارجی

۵-۱-شناسایی ناحیه خطا

برای اینکه تصمیم‌گیری شود که خطای رخ داده شده، در داخل ناحیه تحت حفاظت (ناحیه داخلی) یا در خارج آن قرار دارد (ناحیه خارجی) از همان منطق رله‌های اضافه

بیشتر از مجهولات (تعداد باس‌های شامل DFR به اضافه ۱) باشد مجهولات مساله قابل حل خواهند بود. با توجه به اینکه هر DFR چندین جریان را اندازه می‌گیرد، می‌توان اطمینان داشت که تعداد معادلات از تعداد مجهولات بیشتر خواهد شد. اما با دقت در (۱۰) و (۱۱) مشخص است که معادلات حاصل بر حسب مجهولات غیر خطی هستند.

۴-صورت‌بندی کمترین مربعات خطی

در این بخش صورت‌بندی جدید برای مساله بیان می‌شود تا یک دستگاه معادله خطی برای حل مجهولات مساله یافت شود. اگر J و \underline{u} و \underline{z} به ترتیب ماتریس رگرسیون، بردار مجهولات و بردار معلومات باشند، می‌خواهیم روابط به دست آمده را به صورت زیر بنویسیم:

$$[J]\underline{u} = \underline{z} \quad (۱۲)$$

با دقت در (۱۰) و (۱۱) می‌توان نوشت:

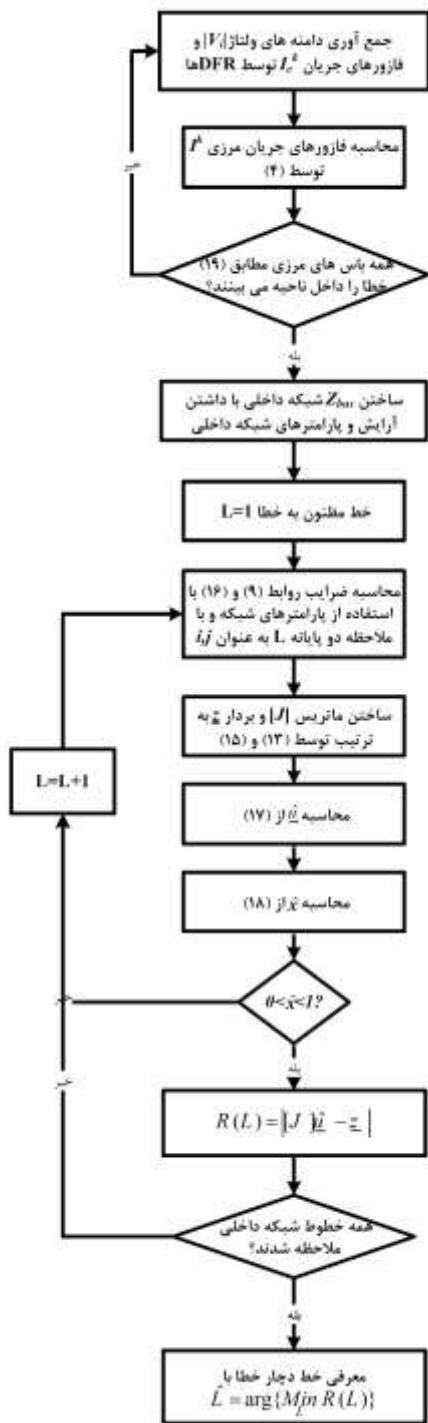
$$[J] = \begin{bmatrix} Z_{12}I^2 & \cdots & Z_{1p}I^p & Y_{1i} & Y_{1j} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{p2}I^2 & \cdots & Z_{1p}I^p - |V_p^{meas}| & Y_{pi} & Y_{pj} \\ F_{1g2}I^2 & \cdots & F_{1gp}I^p & C_{1g} & D_{1g} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ F_{pq2}I^2 & \cdots & -I_{pq}^{meas} + F_{pqp}I^p & C_{pq} & C_{pq} \end{bmatrix} \quad (۱۳)$$

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} e^{j\delta_2} \\ \vdots \\ e^{j\delta_p} \\ \sinh(\gamma_{ij}l_{ij}x)I_f \\ \sinh(\gamma_{ij}l_{ij}(1-x))I_f \end{bmatrix} \quad (۱۴)$$

$$\underline{z} = \begin{bmatrix} |V_1^{meas}| - Z_{11}I^1 \\ \vdots \\ -Z_{p1}I^1 \\ I_{1g}^{meas} - F_{1g1}I^1 \\ \vdots \\ -F_{pq1}I^1 \end{bmatrix} \quad (۱۵)$$

که در این روابط اندازه‌گیری‌های ولتاژ باس‌های ۱ تا p و اندازه‌گیری‌های جریان خطوط انتقال داخل ناحیه (خطوط $I-g$ تا $p-q$) آورده شده است. برای اختصار از تعاریف زیر در (۱۳) و (۱۵) استفاده شده است:

$$\begin{aligned} Y_{in} &\triangleq \frac{Z_{in}}{\sinh(\gamma_{ij}l_{ij})} \\ Y_{jn} &\triangleq \frac{Z_{jn}}{\sinh(\gamma_{ij}l_{ij})} \\ F_{nmk} &\triangleq A_{nm}Z_{nk} + B_{nm}Z_{mk} \end{aligned} \quad (۱۶)$$

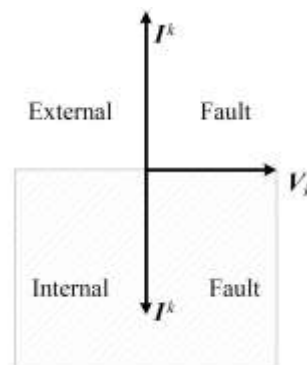


شکل ۷- فلوجارت الگوریتم پیشنهادی

که زیرنویس L نشان دهنده آن است که ماتریسها و بردارهای موجود در (۲۰) با فرض آنکه خط L دچار خطا شده است محاسبه شده‌اند. گام ۴- اگر θ به دست آمده از (۱۸) بین ۰ و ۱ نباشد، خط L از فهرست مظنونین پاک شود و به گام ۱ بازگشت شود. گام ۵- اگر تمامی خطوط ناحیه داخلی شمارش نشدند،

جریان جهتی استفاده می‌شود. مثلاً در شکل (۵)، خطایی در ناحیه خارجی رخ داده است. در این صورت انتظار می‌رود دست کم یک باس مرزی (در این مثال باس ۱) تشخیص دهد که خطا در ناحیه خارجی رخ داده است. این منطق در شکل (۶) نشان داده شده است که به صورت ریاضی به شکل زیر بیان می‌شود:

$$(19) \begin{cases} -\pi < \angle(V_k, I^k) < 0 & \text{خطا را داخل می بیند} \\ 0 < \angle(V_k, I^k) < \pi & \text{خطا را خارج می بیند} \end{cases}$$



شکل ۶- تمایز خطاهای ناحیه داخلی و خارجی

که I^k در این رابطه و نیز شکل ۶ با (۴) تعریف می‌شود. همچنین $\angle(V_k, I^k)$ زاویه بین ولتاژ باس k و جمع جریان های وارد شده از این باس به شبکه داخلی است. بنا بر ماهیت اندوکتیو شبکه، می‌توان برای بالا بردن انتخاب حفاظت، این زاویه را حول $\pi/2$ تعریف کرد [۳۰].

۵-۲- تعیین خط دچار خطا

برای تعیین خط دچار خطا، باید نقطه‌ای در شبکه تعیین شود که رخداد خطا در آن موجب شود تا ولتاژها و جریان‌هایی مشابه با ولتاژها و جریان‌های اندازه‌گیری شده به وجود آورد. برای این کار، هر یک از خطوط ناحیه تحت حفاظت یک به یک به عنوان مظنون قرار می‌گیرند و سپس با این فرض مکان خطا در طول آن یافت می‌شود و مانده‌ی تخمین کمترین مربعات محاسبه می‌شود. الگوریتم پیشنهادی در گام‌های زیر انجام می‌پذیرد:

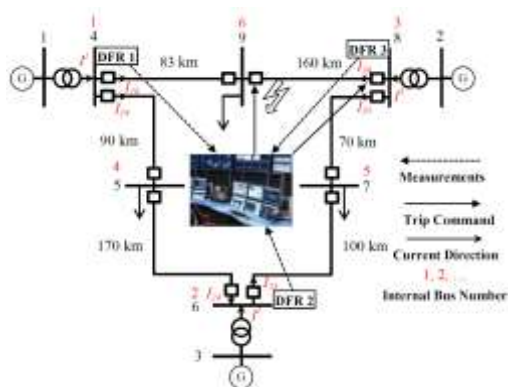
گام ۱- $L=1$ خط مظنون به خطا است.

گام ۲- با فرض وقوع خطا در خط L ، مکان خطا از (۱۸) محاسبه شود به نحوی که در (۱۳)-(۱۶)، i و j همان دو پایانه خط L باشند.

گام ۳- از مانده تخمین (۱۲) به عنوان شاخصی برای بافتن خط دچار خطا به صورت زیر استفاده شود:

$$(20) R(L) = |[J_L] \hat{u}_L - z_L|$$

را بدهد. طبق (۱۰) فقط اندازه فازور ولتاژهای اندازه‌گیری شده (یعنی I_{nm}^{meas}) در روش پیشنهادی مورد استفاده قرار می‌گیرند و در نتیجه نیازی به استفاده از زاویه‌فاز فازورهای ولتاژ شبیه‌سازی شده نیست. این اندازه‌گیری‌های غیرهمزمان وارد محیط MATLAB شده تا الگوریتم پیشنهادی پیاده شود.



شکل ۸- نمای حفاظت گسترده در شبکه ۹-باس

شکل (۸) نمایی از نحوه حفاظت گسترده را در این شبکه (با فرض وقوع خطا در خط ۸-۹) نشان می‌دهد. مطابق شکل، با توجه به جهت جریان‌های خطا، خطا در ناحیه داخلی رخ داده است. سپس هر یک از خط ۶ در الگوریتم بخش ۵ بررسی می‌شوند و در پایان خط دچار خطا و مکان خطا در طول آن به دست می‌آید.

جدول ۱ نتایج الگوریتم پیشنهادی در این مقاله را برای انواع خطاهای تک فاز به زمین (اف)، دو فاز (ف۲)، دو فاز به زمین (ف۳) و سه فاز به زمین (ف۴) نشان می‌دهد. برای خطاهای فاز به زمین مقاومت خطا ۲۰ اهم و برای خطاهای فاز این مقدار ۲ اهم انتخاب شده است. برای این که دقت روش پیشنهادی بررسی شود، از ملاحظه نویز اندازه‌گیری صرف نظر شده است.

برای این که دقت روش پیشنهادی بررسی شود، از ملاحظه نویز اندازه‌گیری صرف نظر شده است. مطابق جدول ۱ در تمامی ۱۲۰ مورد شبیه‌سازی انجام شده، روش پیشنهادی نه تنها خط دچار خطا را جهت حفاظت شبکه به درستی تشخیص می‌دهد بلکه مکان خطا در طول خط را نیز با دقت زیادی تعیین می‌کند.

۶-۲- تاثیر نویز اندازه‌گیری در شبکه ۹-باس

برای آنکه دقت خود روش مشخص شود، در جدول ۲ نتایج روش پیشنهادی با استفاده از اندازه‌گیری‌های بدون نویز

$L=L+1$ و به گام ۲ بازگشت شود.

گام ۶- خط دچار خطا خطی است که کمترین مقدار $R(L)$ را دارد:

$$\hat{L} = \arg\{Min_L R(L)\} \quad (21)$$

که \hat{L} خط شناسایی شده است.

می‌توان روش پیشنهادی را برای حفاظت خطای باس‌بار [۳۱] هم استفاده کرد. برای این کار الگوریتم پیشنهادی بالا خطا را درست در ابتدای خطی که متصل به باس‌بار دچار خطا است تشخیص می‌دهد.

۶-۶- نتایج شبیه‌سازی

۶-۱- شبکه ۹-باس WSCC

در این بخش، روش پیشنهادی روی شبکه ۹ باسه WSCC^۱ آزمایش می‌شود. این شبکه مطابق شکل (۶) شامل ۶ خط انتقال و سه ژنراتور است. شبکه داخلی شامل باس‌های مرزی ۴، ۶ و ۸ است که با رنگ قرمز دوباره به صورت ۱، ۲ و ۳ شماره‌گذاری شده‌اند. سه باس دیگر در ناحیه داخلی با ۴، ۵ و ۶ با رنگ قرمز شماره‌گذاری شده‌اند ($N=6$). از شبیه‌سازی‌های گذرای الکترومغناطیسی در حوزه زمان در نرم افزار DigSILENT Power Factory برای مدل‌سازی خطا و نیز مدل کردن اندازه‌گیری‌های فازوری استفاده می‌شود. ابتدا با پله انتگرال‌گیری ۱۰ میکروثانیه (معادل با فرکانس نمونه برداری ۱۰۰ KHz) در محیط نرم‌افزار، شکل موج‌های حوزه زمان ولتاژها و جریان‌های اندازه‌گیری شده به دست می‌آیند. این شکل موج‌ها، ولتاژها و جریان‌های آنالوگ واقعی در سیستم قدرت را مدل می‌کنند. برای مدل کردن DFRها ابتدا این نمونه‌ها را از یک فیلتر باترورت درجه دوم با فرکانس قطع ۳۵۰ Hz عبور می‌دهیم تا فیلتر ضد تداخل را مدل کند. سپس خروجی این فیلتر را با نرخ ۴۸۰۰ Hz زیرنمونه‌برداری می‌کنیم که این کار معادل نمونه‌برداری دستگاه اندازه‌گیری در واقعیت می‌باشد. در پایان از تبدیل فوریه گسسته استفاده می‌کنیم تا مولفه اصلی سیگنال ورودی (مولفه ۵۰ Hz) استخراج شود [۶].

زاویه فاز ولتاژ شبیه‌سازی شده در هر باس n (یعنی V_n در (۵)) از فازور جریان شبیه‌سازی شده جریان خط $n-m$

(یعنی I_{nm} در (۷)) کم می‌شود تا زاویه فاز فازور جریان مورد استفاده در روش پیشنهادی (یعنی I_{nm}^{meas} در (۱۱))

^۱ Western Systems Coordination Council

جدول ۱- نتایج روش پیشنهادی روی شبکه ۹ باسه

خط دچار خطا	نوع خطا	مکان واقعی خطا (%)				
		۹۰	۷۰	۵۰	۳۰	۱۰
۵-۴	۳ف	۰/۰۲۳	۰/۰۴۱	۰/۰۵۲	۰/۰۵۳	۰/۰۳۲
	۲ف	-۰/۰۱۹	۰/۰۱۱	۰/۰۴۲	۰/۰۶۴	۰/۰۷۹
	۱ف	۰/۰۰۷	۰/۰۰۱	-۰/۰۳۴	-۰/۰۰۳	-۰/۰۲۸
	۲ف ز	۰/۰۱۵	۰/۰۱۸	۰/۰۱۱	۰/۰۱۶	۰/۰۱۱
	۳ف	۰/۰۴۶	۰/۰۶۴	۰/۰۶۳	۰/۰۵۳	۰/۰۰۳
۹-۴	۲ف	۰/۰۰۴	۰/۰۴۹	۰/۰۴۹	۰/۰۳۹	۰/۰۳۱
	۱ف	۰	۰/۰۱۶	۰/۰۰۳	۰/۰۱۹	۰
	۲ف ز	۰/۰۳۷	۰/۰۴۲	۰/۰۴۲	۰/۰۲۳	۰/۰۰۸
	۳ف	-۰/۰۰۱	-۰/۰۰۶	-۰/۰۰۲	-۰/۰۱۲	-۰/۰۱۶
۶-۵	۲ف	۰/۰۴۳	۰/۰۲۸	-۰/۰۰۸	-۰/۰۳۲	-۰/۰۳۵
	۱ف	-۰/۰۰۲	-۰/۰۱۱	۰/۰۰۸	۰	-۰/۰۰۸
	۲ف ز	۰/۰۰۱	۰/۰۰۸	-۰/۰۰۵	-۰/۰۰۱	-۰/۰۰۴
	۳ف	۰/۰۰۴	-۰/۰۱۴	-۰/۰۳۴	-۰/۰۴۷	-۰/۰۵۲
۷-۶	۲ف	۰/۰۲۳	۰/۰۱۸	۰/۰۲۴	۰/۰۲۹	۰/۰۲۵
	۱ف	-۰/۰۰۹	۰	۰/۰۰۶	۰/۰۰۶	۰/۰۶۹
	۲ف ز	۰/۰۱۸	-۰/۰۰۳	-۰/۰۰۸	۰/۰۰۷	۰/۰۲۸
۸-۷	۳ف	-۰/۰۲۷	-۰/۰۰۹	۰/۰۰۶	۰/۰۱۹	۰/۰۱۹
	۲ف	۰/۱۶۷	۰/۱۳۹	۰/۱۰۱	۰/۰۷۲	۰/۰۰۴
	۱ف	۰/۰۰۳	۰/۰۰۲	۰/۰۰۲	۰/۰۰۷	۰/۰۱۷
	۲ف ز	۰/۰۷۲	۰/۰۰۹	۰/۰۷۳	۰/۰۳۸	۰/۰۵۲
۹-۸	۳ف	۰/۰۰۲	۰/۰۰۷	۰/۰۲۶	۰/۰۲۱	-۰/۰۰۸
	۲ف	-۰/۰۱۹	۰	۰/۰۳۸	۰/۰۷۳	-۰/۱۱۲
	۱ف	-۰/۰۰۳	-۰/۰۲۹	-۰/۰۱۶	۰/۰۱۴	۰/۰۱۹
	۲ف ز	-۰/۰۱۳	-۰/۰۲۱	-۰/۰۰۱	-۰/۰۱۴	-۰/۰۳۳

آورده شده‌اند. هر چند، برای مدل کردن عدم دقت ترانسفورماتورهای اندازه‌گیری در واقعیت، اندازه‌گیری‌ها با نویز گوسی با میانگین صفر و انحراف معیار یک سوم کلاس دقت ترانسفورماتور اندازه‌گیری جمع می‌شوند. انحراف معیار اندازه‌گیری‌های ولتاژ برای ترانسفورماتورهای ولتاژ نوری با کلاس 0.5P برابر ۰/۱۶٪ و برای ترانسفورماتورهای ولتاژ خازنی و مغناطیسی با کلاس 3P برابر ۱٪ در نظر گرفته شده است [۳۲]. اندازه‌گیری‌های جریان نویز بیشتری دارند به گونه‌ای که انحراف معیار ۰/۱۶٪ برای ترانسفورماتورهای جریان نوری با کلاس دقت 0.5P و انحراف معیار ۱/۶٪ برای کلاس دقت 5P و ۳/۳٪ برای کلاس دقت 10p مطابق با استاندارد IEC در نظر

گرفته شده است [۳۳]. نتایج جدول ۲ بر اساس تمامی خطاهای شبیه‌سازی شده در جدول ۱ گزارش شده است. همان طور که در این جدول پیداست، انحراف خطای تخمین مکان خطا توسط روش پیشنهادی کمتر از انحراف معیار اندازه‌گیری‌های انجام شده است، به گونه‌ای که با کلاس دقت 10P ترانسفورماتور جریان، دقت تخمین مکان خطا برابر ۱/۸۲٪ به دست آمده است.

جدول ۲: تاثیر نویز اندازه‌گیری بر دقت تخمین در روش پیشنهادی (شبکه ۹-باس)

انحراف معیار تخمین	انحراف معیار اندازه گیری جریان	کلاس CT
۰/۰۰۰۰۸٪	۰٪	ایده آل
۰/۰۰۸٪	۰/۱۶٪	0.5P
۱/۱۲۷٪	۱/۶٪	5P
۱/۱۸۲٪	۳/۳٪	10P

۶-۳- آنالیز حساسیت در شبکه ۹-باس

شکل (۹) نتایج خطا روی خط ۷-۸ شبکه را در فاصله ۱۰٪ از باس ۷ در شرایط مختلف بارگذاری شبکه به ترتیب برای ۰، ۱۰، ۷۰ و ۱۰۰ درصد از پیک بار شبکه را نشان می‌دهد. مطابق این شکل با افزایش بارگذاری دقت روش تا حداکثر ۱٪ کاهش می‌یابد که اینگونه توجیه می‌شود که ماتریس امپدانس باس شبکه واقعی تفاوت اندکی با ماتریس فرض شده به خاطر امپدانس بار دارد. با این حال باید دقت شود که خطا در این خط به درستی تشخیص داده می‌شود و حفاظت گسترده با موفقیت انجام می‌شود. برای خطا در سایر خطوط شبکه نیز نتایج مشابهی به دست می‌آید که گزارش نشده است.

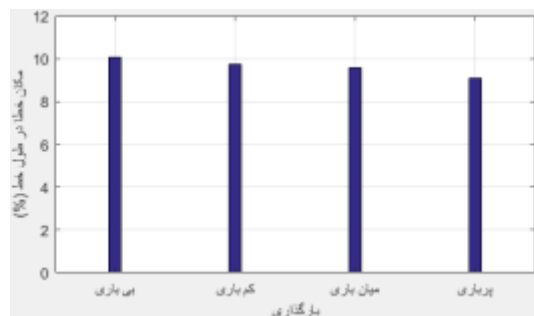
شکل (۱۰) تاثیر مقاومت خطا را بر روی الگوریتم پیشنهادی بررسی می‌کند. برای خط ۵-۶ در فاصله ۷۰٪ از خط ۵، خطای تک فاز به زمین با مقاومت خطا از ۰ تا ۱۰۰ اهم شبیه‌سازی شده و برای هر مورد الگوریتم پیشنهادی مکان خطا و خط دچار خطا را تعیین می‌کند. برای ملاحظه تاثیر نویز، ترانسفورماتور جریان با کلاس 5P استفاده شده است. مطابق شکل مشخص می‌شود که مقاومت خطا تاثیر خاصی در خود الگوریتم پیشنهادی ندارد چرا که خطا با یک منبع جریان طبق شکل (۳) مدل شده است. نتایج شبیه‌سازی روی سایر خطوط شبکه نیز نتایج مشابهی را به حاصل دارد که گزارش نشده است.

به عمد مقادیر امیدانس ژنراتورها با ۵٪ خطا وارد محیط MATLAB شده‌اند تا نادقیق بودن این پارامترها مدل شوند. دلیل عملکرد ضعیف [۳۴] محاسبه نادقیق ماتریس امیدانس باس است. ویژگی مثبت روش پیشنهادی در عدم استفاده از پارامترهای شبکه خارجی و صرفا استفاده از پارامترهای خطوط انتقال داخل ناحیه داخلی است.

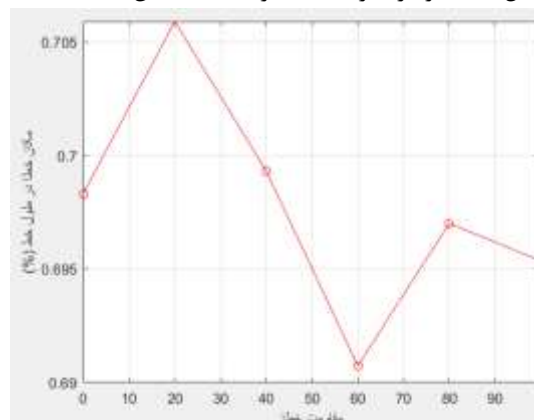
جدول ۳: تاثیر نویز اندازه‌گیری بر دقت تخمین در روش

پیشنهادی (شبکه ۲۲-باس)

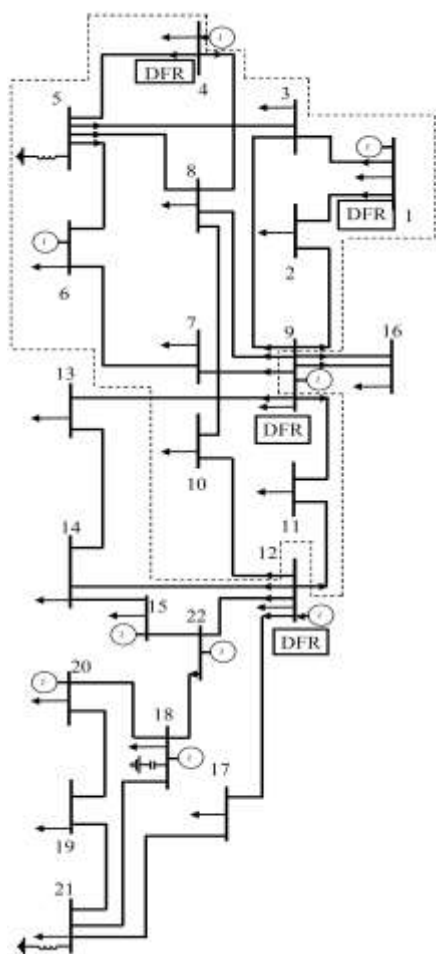
کلاس CT	پارامترها دقیق		۱۰٪ خطا در پارامترهای ژنراتورها	
	روش پیشنهادی [۳۳]	روش [۳۳]	روش پیشنهادی [۳۳]	روش [۳۳]
ایده آل	۰٪/۰.۲	۰٪/۰.۱	۰٪/۰.۲	-
5P	۱/۸٪	۰/۹٪	۱/۸٪	-
موفقیت حفاظت	۱۰۰٪	۱۰۰٪	۱۰۰٪	۷۲٪



شکل ۹- تاثیر بارگذاری شبکه بر محاسبه مکان خطا



شکل ۱۰- تاثیر مقاومت خطا بر محاسبه مکان خطا



شکل ۱۱- شبکه ۲۲ باس و شبکه داخلی مورد حفاظت

۴-۶- شبکه ۲۲-باس

شبکه ۲۲-باس در شکل ۱۱، با ساده‌سازی شبکه استاندارد IEEE ۱۱۸-باس ساخته شده است. شبکه داخلی برای ارزیابی روش پیشنهادی این مقاله، شامل باس‌های ۱ تا ۱۲ است که با خط چین در این شکل مشخص شده است. باس‌های ۱، ۴، ۹ و ۱۲ مجهز به DFR فرض شده‌اند. جدول ۳ عملکرد روش پیشنهادی را در دو حالت اندازه‌گیری‌های ایده‌آل و اندازه‌گیری‌های همراه با نویز نشان می‌دهد. همچنین نتایج مکان‌یابی خطا با [۳۴] در همین شرایط مقایسه شده‌اند. در [۳۴] از اندازه‌گیری‌های تمام جریان‌های متصل به باس مجهز به DFR استفاده می‌شود و نیز مدل تمام شبکه ۲۲-باس در شکل ۱۱ استفاده می‌شود. در روش پیشنهادی فقط مدل شبکه داخلی استفاده می‌شود. استفاده از تعداد اندازه‌گیری‌های بیشتر جریان موجب می‌شود تا دقت [۳۴] به صورت نسبی مطابق جدول ۳ بالاتر رود و در مقابل نویز اندازه‌گیری جریان مقاوم‌تر باشد. اما در حالتی که شبکه خارجی (امپدانس‌های ژنراتورها در این مجموعه شبیه‌سازی) در پایگاه داده دقیق ثبت نشده باشند، در ۲۸٪ از موارد خط دچار خطا به اشتباه تشخیص داده می‌شود. در این حالت هنگام پیاده‌سازی الگوریتم [۳۴].

۷- نتیجه گیری

در این مقاله مدل جدیدی ارائه شد تا دو مانع در راه تحقق حفاظت گسترده شبکه انتقال نیروی برق، یعنی متغیر بودن مدل شبکه خارجی و نیز خطای همزمانی فازورهای اندازه گیری شده از سر راه برداشته شوند. همچنین از آنجا که تمام معادلات لازم برای یافتن خط دچار خطا و نیز مکان خط در طول آن خطی می‌باشد، پیاده‌سازی روش پیشنهادی از لحاظ حجم محاسبات مانعی برای تحقق حفاظت گسترده به وجود نمی‌آورد. نتایج شبیه سازی نشان

داد که برای تمامی خطاها در شبکه داخلی مورد مطالعه، مکان خطا با دقت بالای (در حد ۱٪) شناسایی می‌شود. این امر این اطمینان را می‌دهد که در صورتی که حفاظت اصلی موفق به انجام وظیفه خود نشد، مدل پیشنهادی برای حفاظت گسترده بتواند خط دچار خطا را از مدار خارج نماید. با پیشرفت پست‌های دیجیتال و نیز زیرساخت‌های مخابراتی در شبکه انتقال نیروی برق، مدل پیشنهادی راه حل مناسبی برای حفاظت گسترده پشتیبان شبکه در مقابل خطاهای اتصال کوتاه است.

مراجع

- [1] J. Ma and Z. Wang. Hierarchical Protection for Smart Grids. John Wiley & Sons, 2018.
- [2] V. Terzija, G. Valverde, D. Cai, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. Begovic and A. Phadke, "Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks," Proceedings of the IEEE, Vol. 99, No. 1, 2010, pp. 80-93.
- [۳] مصطفی سرلک و داریوش فرهادی، "مدلی هوشمند بر پایه تحلیل فضای فاز برای دسته‌بندی خطا در خطوط انتقال تک‌مداره"، نشریه مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۸، شماره ۶۰، بهار ۱۳۹۹.
- [4] P. M. Anderson, Power System Protection, Wiley Press, 1998.
- [5] S. Horowitz and A. Phadke, "Third zone revisited," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 1, 2006, pp. 23-29.
- [6] A. G. Phadke and J. S. Thorp, Synchronized phasor measurements and their applications, Springer Science & Business Media, 2008.
- [7] J. De La Ree, V. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurement applications in power systems," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 1, 2010, pp. 20-27.
- [8] M. Chen, H. Wang, S. Shen, and B. He, "Research on a distance relay based wide-area backup protection algorithm for transmission lines," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 32, No. 1, 2017, pp. 97-105.
- [9] J. Ma, C. Liu, and J. S. Thorp, "A wide-area backup protection algorithm based on distance protection fitting factor," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 31, No. 5, 2016, pp. 2196-2205.
- [10] M. G. Adamiak, A. P. Apostolov, M. M. Begovic, C. F. Henville, K. E. Martin, G. L. Michel, A. G. Phadke, and J. S. Thorp, "Wide area protection-technology and infrastructures," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 2, 2006, pp. 601-609.
- [11] S. Horowitz, A. Phadke, and J. Thorpe, "Adaptive transmission system relaying," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, 1988, pp. 1436-1445.
- [12] M. A. Aftab, S. Roostae, S. S. Hussain, I. Ali, M.S. Thomas and S. Mehruz, "Performance evaluation of IEC 61850 GOOSE-based inter-substation communication for accelerated distance protection scheme," IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 12, No. 18, 2018, pp.4089-4098.
- [13] M. M. Eissa, M.M. Mahfouz and G. M. A. Sowilam, "A new developed smart grid protection technique with wind farms based on positive sequence impedances and current angles," Electric Power Systems Research, Vol. 178, 2020, p.106020.
- [14] Z. He, Z. Zhang, W. Chen, O. P. Malik, and X. Yin, "Wide-area backup protection algorithm based on fault component voltage distribution," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 4, 2011, pp. 2752-2760,.
- [15] J. Zare, F. Aminifar, and M. Sanaye-Pasand, "Synchrophasor-based wide-area backup protection scheme with data requirement analysis," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, No. 3, 2015, pp. 1410-1419.
- [16] M. K. Neyestanaki and A. M. Ranjbar, "An adaptive PMU-based wide area backup protection scheme for power transmission lines," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, No. 3, 2015, pp. 1550-1559.

- [17] S. Azizi and M. Sanaye-pasand, "From available synchrophasor data to short-circuit fault identity: Formulation and feasibility analysis," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, No. 3, 2017, pp. 2062–2071.
- [18] S. Azizi, S., G. Liu, A. S. Dobakhshari and Terzija, V., "Wide-area backup protection against asymmetrical faults using available phasor measurements," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 35, No. 4, 2019, pp.2032-2039.
- [19] A. Mousavi, S. A. E., Chabanloo, R. M., Farrokhifar, M., & Pozo, D., "Wide area backup protection scheme for distance relays considering the uncertainty of network protection," Electric Power Systems Research, Vol. 189, 106651, 2020.
- [20] S. R. Samantaray and A. Sharma A, "Enhancing performance of wide-area back-up protection scheme using PMU assisted dynamic state estimator," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 10, No. 5, 2018, pp. 5066-5074.
- [21] A. Ghaedi and M. E. Hamedani Golshan, "Modified WLS three-phase state estimation formulation for fault analysis considering measurement and parameter errors," Electric Power Systems Research, Vol. 190, 2021, 106854.
- [22] M. Ahmadinia and J. Sadeh, "A modified wide-area backup protection scheme for shunt-compensated transmission lines," Electric Power Systems Research, Vol. 183, 2020, 106274.
- [۲۳] ح. بروزئی، م. رجبی مشهدی و ه. مرتضوی، "بهبود امنیت شبکه انتقال با پیاده سازی سیستم حفاظت و کنترل منطقه گسترده توسط پروتکل IEC 61850"، سیزدهمین کنفرانس حفاظت و اتوماسیون در سیستم‌های قدرت، دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۹۷.
- [24] W. Yao, D. Zhou, L. Zhan, Y. Liu, Y. Cui, S. You and Y. Liu, "GPS signal loss in the wide area monitoring system: Prevalence, impact, and solution," Electric Power Systems Research, Vol. 147, 2017 pp.254-262.
- [25] D. Shi, D. J. Tylavsky and N. Logic, "An adaptive method for detection and correction of errors in PMU measurements," IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 4, 2012, pp.1575-1583.
- [26] L. Vanfretti, J. H. Chow, S. Sarawgi and B. Fardanesh, "A phasor-data-based state estimator incorporating phase bias correction," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 1, 2011, pp.111-119.
- [27] A. Xue, F. Xu, K. E. Martin, H. You, J. Xu, L. Wang and G. Wei, "Robust identification method for transmission line parameters that considers PMU phase angle error," IEEE Access, Vol. 8, 2020, pp.86962-86971.
- [۲۸] هادی سعادت، ترجمه ح. شایانفر، ش. جدید و ا. کاظمی، بررسی سیستم‌های قدرت، جلد دوم، انتشارات دانشگاه علم و صنعت ایران، چاپ ۷، ۱۳۹۱.
- [29] A. G. Phadke and J. S. Thorp, Computer relaying for power systems, John Wiley & Sons, 2009.
- [۳۰] زهرا مروج، مجتبی قرجه لو و کاظم مظلومی، "هماهنگی بهینه رله‌های دیستانس و اضافه جریان جهت‌ی با استفاده از الگوریتم ژنتیک"، نشریه مدل سازی در مهندسی، دوره ۱۵، شماره ۴۸، بهار ۱۳۹۶، صفحه ۲۰۱-۲۱۶.
- [۳۱] محمود لشگری و سید محمد شهرتاش، "حفاظت فوق سریع باس‌بار مبتنی بر تبدیل آنلاین زمان-زمان"، نشریه مدل سازی در مهندسی، دوره ۱۶، شماره ۵۳، تابستان ۱۳۹۷، صفحه ۱۳۵-۱۴۷.
- [32] Instrument transformers-part 3: Additional requirements for inductive volatge transformers," IEC 61869-3, 2011.
- [33] Instrument transformers-part 2: Additional requirements for current transformers," IEC 61869-2, 2012.
- [34] A. S. Dobakhshari, "Fast accurate fault location on transmission system utilizing wide-area unsynchronized measurements," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 101, 2018, pp. 234-242.