# ارزیابی فنی و اقتصادی سیستم مدیریت اتفاقات در شبکه توزیع شهری ایران

محمودرضا حقی‌فام و احسان علیشاهی

**چکیده: تقریباً ۷۰ درصد خاموشی‌های شبکه برق به خاطر رخداد خطا در شبکه توزیع ولتاژ متوسط می‌باشد. بنابراین با به‌کارگیری روش‌های مناسب جهت مدیریت اتفاقات، میزان خاموشی‌ها به میزان گسترده‌ای کاهش می‌یابد. تا کنون نحوه اجرای سیستم مدیریت اتفاقات در کشور ایران بر اساس روش سعی و خطا و با استفاده از تجربیات اپراتورها بوده است. گسترش روزافزون شبکه‌های توزیع موجب شده تا دیگر امکان استفاده از روش‌های سنتی مدیریت اتفاقات میسر نباشد. از طرفی روش اجرای سیستم مدیریت اتفاقات بستگی به نوع بار، حساسیت بارها، نوع شبکه از لحاظ تراکم جمعیت، تراکم بار، شهری یا روستایی دارد. لذا در این مقاله ابتدا یک ارزیابی فنی برای اجرای روش‌های مدیریت اتفاقات در شبکه‌های توزیع ایران صورت گرفته است و سپس یک ارزیابی اقتصادی جهت اجرای سیستم مدیریت اتفاقات در شبکه شهری با تراکم جمعیت بالا صورت گرفته است. برای این کار یک شبکه نمونه از منطقه افسریه تهران انتخاب شده است.**

***کلید واژه:*** **سیستم مدیریت اتفاقات، سیستم اتوماسیون، ارزیابی فنی، ارزیابی اقتصادی، شبکه توزیع شهری.**

## ۱- مقدمه

شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی گسترده‌ترین بخش سیستم قدرت به شمار می‌روند. این شبکه‌ها واسط میان مصرف‌کننده و سیستم انتقال و تولید هستند و به سبب نزدیکی به مصرف‌کننده از حساسیت خاصی برخوردارند، به‌طوری که آمار و ارقام نشان می‌دهند حدود ۷۰ درصد خطاهای رخ داده در شبکه، مربوط به شبکه ولتاژ متوسط می‌باشد. از طرفی با افزایش بارهای حساس نیاز است که مدت خاموشی به حداقل برسد. تجدید ساختار بازار برق نیز باعث شده است تا شرکت‌های برق در جستجوی راه‌هایی برای افزایش قابلیت اطمینان انرژی الکتریکی و کاهش هزینه آن باشند. در صورتی که در سیستم‌های سنتی به علت انحصاری‌بودن، شرکت‌های برق تمام هزینه‌ها را از مشتریان دریافت می‌کنند و تلاشی جهت کاهش هزینه‌ها و همچنین افزایش قابلیت اطمینان ندارند. یکی از مهم‌ترین روش‌ها برای انجام این کار اجرای صحیح سیستم مدیریت اتفاقات می‌باشد. روش صحیح سیستم مدیریت اتفاقات[1] در هنگام رخداد قطعی و خاموشی در شبکه، یک کلید موفقیت برای کاهش مدت زمان خاموشی و بالابردن قابلیت اطمینان شبکه می‌باشد و تا کنون کارهایی که در ایران صورت می‌گرفته بر اساس تقلید صرف از کشورهای دیگر بوده است؛ بدون این که محدودیت‌های فنی و یا اقتصادی اجرای طرح در نظر گرفته شود.

از این رو در این مقاله یک ارزیابی فنی و اقتصادی برای استخراج روش‌های مدیریت اتفاقات در شبکه توزیع ایران صورت گرفته است. این مقاله شامل پنج قسمت می‌باشد.

در بخش دوم راجع به سیستم مدیریت اتفاقات بحث شده است. ارزیابی فنی روش‌های مدیریت اتفاقات در قسمت سوم آمده است. سپس در قسمت چهارم ارزیابی اقتصادی صورت گرفته است. جهت انجام این کار یک شبکه توزیع نمونه از منطقه افسریه تهران در نظر گرفته شده است و در انتها نیز نتایج آمده است.

## ۲- سیستم مدیریت اتفاقات

در هنگام رخداد خاموشی، نخستین وظیفه سیستم مدیریت اتفاقات، آنالیز اطلاعات مربوط به قطعی و پیش‌بینی علت‌های احتمالی قطعی است. مدیریت دقیق و سریع یک کلید موفقیت برای شبکه‌های توزیع می‌باشد.

هدف هر سیستم مدیریت اتفاقات، آماده‌کردن اطلاعات زمان واقعی مربوط به قطعی برای پرسنل است. سیستم مدیریت اتفاقات به‌طور کلی دارای چهار مرحله تشخیص خطا، مکان‌یابی خطا، عملیات مانور و بازیابی و تعمیر قسمت دارای خطا می‌باشد که تشخیص مکان خطا نسبت به بقیه دارای اهمیت بیشتری است. در صورت تشخیص محل خطا، عملیاتی مانند تجدید ساختار شبکه و برق‌دار کردن حداکثر مشترکین از طریق نقاط مانور نیز امکان‌پذیر می‌شود. همچنین با داشتن اطلاعات مربوط به وقوع خطا در شبکه می‌توان از آنالیز آماری برای یافتن نقاط خطاخیز استفاده کرد و اقدام به اصلاح این نقاط نمود. در هنگام رخداد قطعی اطلاعات ورودی به سیستم مدیریت اتفاقات شامل تماس‌های مشتریان[2] به همراه اطلاعات زمان واقعی آماده‌شده توسط سیستم اسکادا می‌باشد. سیستم‌های اطلاعاتی دیگر مانند AM[5]/FM[4]/GIS[3] داده‌هایی را آماده می‌کنند که تکمیل‌کننده فرآیند مدیریت اتفاقات می‌باشد. اطلاعات دریافت‌شده از سیستم اسکادا قابل اطمینان و بلادرنگ هستند اما به علت هزینه مربوط به توزیع گسترده سیستم اسکادا معمولاً فقط تجهیزات بالادستی توسط این سیستم کنترل می‌شوند. سنسورها، میترهای هوشمند و ... نیز در گزارش قطعی‌ها مؤثر هستند، اما متأسفانه بیشتر واحدها به علت گسترده‌بودن شبکه توزیع این امکانات را دارا نمی‌باشند. تماس‌های مشتریان این امکانات را دارا نمی‌باشند. تماس‌های مشتریان در میان منابع اطلاعاتی کمترین قابلیت اطمینان را دارند ولی در عین حال سریع بوده و حجم آنها نیز بالا است [۱].

این مقاله در تاریخ ۲۱ خرداد ماه ۱۳۸۷ دریافت و در تاریخ ۱۰ بهمن ماه ۱۳۸۹ بازنگری شد.

محمودرضا حقی‌فام، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، (email: Haqhifam@modares.ac.ir).

احسان علیشاهی، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد گرمسار، گرمسار، (email: alishahi@modares.ac.ir).

1. Outage Management System
2. Trouble Call
3. Geographic Information System
4. Facilities Management
5. Automated Mapping

Archive of SID

www.SID.ir

وظایف سیستم مدیریت اتفاقات عبارتند از: آنالیز Trouble Callها، فرمان تعمیر و بازگرداندن سرویس، تخمین ناحیه قطع‌شده، برنامه زمان‌بندی قطعی، ارتباط با اتوماسیون توزیع، مدیریت قطعی، تعیین مکان قطعی، بازیابی توان، مدیریت خدمه، مدیریت روش سوئیچینگ، نمایش پویای گرافیکی و محاسبات کیفیت توان [۲].

نتیجه اجرای صحیح سیستم مدیریت اتفاقات کاهش خاموشی و افزایش قابلیت اطمینان سیستم است. برای انجام این کار یا بایستی مدت زمان خاموشی در نتیجه رخداد خطا را کاهش داد یا این که به‌نحوی تعداد خاموشی‌های صورت‌گرفته را کم کرد. این مسئله در قسمت‌های بعد و در بخش ارزیابی فنی و اقتصادی توضیح داده شده است.

## ۳- ارزیابی فنی روش‌های مدیریت اتفاقات در شبکه توزیع ایران

همان‌طور که قبلاً نیز بیان شد مدیریت اتفاقات دارای چند مرحله اساسی از جمله تشخیص خطا، مکان‌یابی خطا، عملیات مانور و بازیابی و تعمیر می‌باشد. در این قسمت نحوه اجرای فرآیند مدیریت اتفاقات به غیر از مرحله تعمیر مورد ارزیابی فنی قرار گرفته است. در ارزیابی فنی محدودیت‌های اجرای هر کدام از روش‌ها در کشور ایران مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین به‌خاطر این که این مقاله در رابطه با شبکه شهری با تراکم جمعیت بالا می‌باشد، لذا سعی شده است که در قسمت ارزیابی، به تفصیل در مورد این شبکه‌ها توضیح داده شود [۳] تا [۵].

### ۳-۱ روش‌های تشخیص خطا

#### ۳-۱-۱ استفاده از سیستم اطلاعات مشتریان

یکی از مهم‌ترین منابع اطلاعاتی برای مدیریت خطا، پیگیری و بررسی تماس‌های مشتریان است. حجم اطلاعات ورودی که همان تماس‌های مشتریان است قابل توجه می‌باشد ولی قابلیت اطمینان آن پایین است. در این روش در صورت وجود یک رابط گرافیکی کامپیوتری بین اپراتور و شبکه، تعیین موقعیت تماس‌گیرنده بر روی نقشه ممکن می‌باشد. لازمه این کار مجهزبودن مرکز کنترل شبکه توزیع به نرم‌افزار AM/FM/GIS است که امروزه در حال گسترش در شبکه برق ایران می‌باشند. بنابراین استفاده از این روش برای مدیریت اتفاقات که در بسیاری از کشورها هم استفاده می‌شود، برای شبکه ایران نیز مناسب و مؤثر است. اجرای این روش در شبکه توزیع ایران دارای هیچ‌گونه محدودیتی نیست. بنابراین این روش در شبکه‌های توزیع ایران اعم از شهری یا روستایی، کم‌جمعیت یا پرجمعیت قابل اجرا می‌باشد. اما در شبکه‌های شهری پرجمعیت به خاطر پیچیدگی زیاد شبکه، استفاده از این سیستم در صورتی مفید خواهد بود که یک پایگاه داده جامع و کامل در مورد مشتریان مختلف در دسترس باشد. در این صورت فرآیند مکان‌یابی خطا سریع‌تر صورت می‌گیرد [۲] و [۵].

#### ۳-۱-۲ استفاده از سیستم AMR

استفاده از سیستم AMR[1] در کنار سیستم آنالیز Trouble Call باعث افزایش قابلیت اطمینان می‌شود. تا کنون از میترهای نصب‌شده در محل مشترکین برای به‌دست آوردن اطلاعات مصرف مشتریان و تهیه صورت‌حساب و کارهایی از این قبیل استفاده شده است. اما با پیشرفت تکنولوژی مخابراتی، سیستم AMR یکی از مهم‌ترین منابع برای واحدها گردیده است. در این سیستم از سیستم رادیویی، تلفن و DLC به‌عنوان رابط مخابراتی استفاده می‌شود. استفاده از سیستم AMR به‌خصوص برای تشخیص خطاهای چندگانه که در هنگام رخداد طوفان، سیل و ... به‌وجود می‌آیند، بسیار مفید و مؤثر است. استفاده از این روش برای تشخیص خطا بسیار مناسب بوده و باعث می‌شود که خاموشی‌های صورت‌گرفته در اسرع وقت به مرکز کنترل گزارش داده شود. اجرای این روش نیازمند صرف هزینه بالا و استفاده از یک سیستم مخابراتی گسترده می‌باشد که در کشور ایران چنین سیستم مخابراتی گسترده‌ای وجود ندارد. تنها وسیله ارتباطی که می‌تواند در شبکه‌های شهری برای استفاده از سیستم AMR استفاده شود، خطوط تلفن است.

با همه این تفاسیر، هزینه بالای نصب این سیستم در سطح مشترکین باعث می‌شود استفاده از این سیستم با مشکل روبه‌رو شود. امروزه در بازار برق تجدید ساختار یافته و با توجه به این که درصدی از مشتریان صنعتی و حساس نیاز به انرژی با قابلیت اطمینان بالا دارند، لذا استفاده از سیستم AMR در سطح بعضی از مشترکین می‌تواند دارای منافع و سودهای کیفی باشد [۵].

#### ۳-۱-۳ استفاده از نشانگرهای خطای رادیویی

شبکه توزیع ایران دارای ساختار شعاعی می‌باشد و بنابراین با محاسبه فاصله خطا، چندین مکان احتمالی برای خطا حاصل می‌شود. برای پیداکردن مکان واقعی خطا، استفاده از نشانگرهای خطا در شبکه ضروری است. استفاده از نشانگرهای خطای عادی در فیدرهای شهری پرجمعیت و پرترافیک جای بحث دارد، بنابراین استفاده از نشانگرهای خطای رادیویی مطرح شده است. این تجهیز در لحظه رخداد خطا با ارسال پیام‌هایی به مرکز کنترل، رخداد خطا را گزارش می‌دهد و دیگر لازم نیست که قطعی برق توسط مشتریان گزارش داده شود. از این تجهیز علاوه بر تشخیص خطا برای پیداکردن مکان خطا نیز استفاده می‌شود. اجرای این روش در شبکه‌های شهری کشور ایران هیچ‌گونه محدودیتی ندارد. تنها محدودیتی که می‌تواند وجود داشته باشد، شکستن آنها توسط افراد مزاحم است که این امر نیز بستگی به سطح فرهنگی افراد جامعه دارد [۵].

### ۳-۲ روش‌های مکان‌یابی خطا

#### ۳-۲-۱ استفاده از نشانگرهای خطا

همان‌طور که در بخش قبل نیز بیان شد، استفاده از نشانگرهای خطا علاوه بر تشخیص خطا، به مکان‌یابی خطا نیز کمک می‌کنند. در نتیجه استفاده از نشانگرهای خطا، فیدر به چندین سکشن تبدیل می‌شود که مسلماً پیداکردن مکان خطا در یک سکشن راحت‌تر و سریع‌تر از فیدر است. در هنگام مطالعه بر روی شبکه نمونه در مورد استفاده از این تجهیز به‌طور مفصل توضیح داده شده و پیشنهاداتی نیز ارائه شده است [۵].

#### ۳-۲-۲ استفاده از سیستم AMR

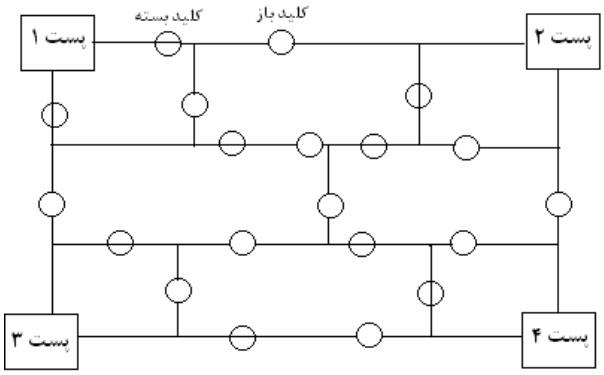
سیستم AMR علاوه بر تشخیص خطا در زمینه مکان‌یابی خطا نیز می‌تواند مفید باشد. در زمینه مکان‌یابی با استفاده از نمونه‌گیری‌های به عمل آمده از چندین AMR از یک الگوریتم برای مکان‌یابی خطا استفاده می‌شود. لیکن لازمه این کار این است که تمام مشترکین به سیستم AMR مجهز باشند که اجرای این کار به علت گران‌شدن طرح در سطح شبکه توزیع شهری جای بحث دارد [۵].

#### ۳-۲-۳ روش سعی و خطا

استفاده از این روش در صورتی که تشخیص مکان خطای رخ داده شده به وسیله تجهیزات حفاظتی ممکن نشود، مفید می‌باشد. این روش برای شهرهای با ترکم بار کم و کم‌جمعیت پیشنهاد می‌گردد، زیرا در این

1. Automated Meter Reading

Archive of SID
www.SID.ir




شکل ۱: اتوماسیون کامل و جامع سیستم توزیع مش‌بندی شده.

شهرها به علت این که بارها چندان حساس نیستند و همچنین تراکم بار و ترافیک نیز کم می‌باشد، پیداکردن مکان خطا سریع صورت می‌گیرد. ولی در شهرهای بزرگ و پرجمعیت به دلیل این که بارهای صنعتی و همچنین بارهای حساس مانند مصارف پزشکی، وزارتخانه‌ها، ادارات کل، سفارت‌ها و ... بیشتر است، استفاده از این روش کاملاً بی‌ارزش است، ضمن این که این روش در حال حاضر در قسمت اعظمی از شهرهای بزرگ در حال اجرا است و این امر مکان‌یابی خطا را به خصوص در شبکه‌های زیرزمینی و کابلی کند می‌کند.

روش سعی و خطا به تنهایی برای اجرا مناسب نمی‌باشد، لیکن با استفاده از ترکیب این روش با نشانگرهای خطا می‌توان مکان‌یابی خطا را سریع‌تر و با قابلیت اطمینان بالاتری انجام داد. به‌طور کلی می‌توان گفت که استفاده از نشانگرهای خطا به‌خاطر این که مدت زمان خاموشی یا SAIDI[1] را کاهش می‌دهند، باعث افزایش قابلیت اطمینان شبکه نیز می‌گردند [۵].

### ۳-۲-٤ استفاده از طرح ریکلوزینگ برای شبکه ایران

استفاده از این روش برای جاهایی که احتمال رخداد خطای گذرا در طول فیدر از حد خاصی بالاتر باشد، مناسب می‌باشد و دارای سوددهی اقتصادی بالایی است. در صورت استفاده از این روش، قطعی‌های گذرا منجر به خاموشی نمی‌گردند و اجرای این طرح در شبکه‌های توزیع ایران دارای هیچ‌گونه محدودیتی نیست. با اجرای این سیستم به خاطر این که تعداد قطعی‌های صورت‌گرفته در شبکه کاهش می‌یابد، مدت زمان خاموشی نیز کاهش‌یافته و قابلیت اطمینان شبکه افزایش پیدا می‌کند [۳] و [۵].

### ۳-۲-۵ استفاده از ریکلوزر و سکشنالایزر در طول خط

استفاده از این روش برای شبکه‌هایی که نرخ خطای گذرا از یک حد خاصی بالاتر است، می‌تواند مفید باشد. اجرای این روش در شبکه توزیع شهری ایران هیچ محدودیتی ندارد. استفاده از این تجهیزات، علاوه بر این که باعث می‌شود خطاهای گذرا منجر به خاموشی در شبکه نشوند، بازیابی توان به مشتریان بالادستی را در هنگام رخداد خطای ماندگار در پایین‌دست شبکه امکان‌پذیر می‌کند. تنها مسائلی که در اجرای این طرح می‌تواند وجود داشته باشد، هماهنگی زمانی آنها و عدم امکان تغذیه بارهای پایین‌دستی در هنگام رخداد خطا می‌باشد. مسئله اول باعث می‌شود که در طول فیدر حداکثر ۲ یا ۳ ریکلوزر استفاده شود. استفاده از این تجهیز به‌خصوص در فیدرهای بلندی که نرخ وقوع خطای گذرا در آنها بالا است، مفید می‌باشد. با استفاده از این تجهیزات، خاموشی‌های صورت‌گرفته در سطح شبکه کاهش یافته و بنابراین مدت خاموشی کمتر شده و قابلیت اطمینان انرژی توزیع‌شده افزایش می‌یابد. این تجهیز بیشتر در شبکه‌های روستایی و فیدرهای بلند استفاده می‌شود [۳] و [۵].

### ۳-۲-٦ اتوماسیون پست‌ها

یکی از راه‌های کاهش مدت زمان مکان‌یابی خطا، استفاده از طرح اتوماسیون پست در طول فیدر می‌باشد. اتوماسیون پست دارای توابع زیادی می‌باشد که برای مدیریت اتفاقات، تنها اتوماسیون کلیدها دارای اهمیت است. برای اجرای این روش در شبکه توزیع ایران، هیچ محدودیت خاصی وجود ندارد. تنها مسئله‌ای که بایستی بررسی شود، تعداد پست‌های مجهز به سیستم اتوماسیون هستند که بایستی از لحاظ اقتصادی به صرفه باشد. در شبکه نمونه بررسی‌شده به‌طور مفصل در رابطه با این موضوع بحث شده است [۵].

### ۳-۲-۷ استفاده از رله دیستانس در ابتدای فیدر

با استفاده از این رله‌ها در ابتدای فیدر، راکتانس خطا اندازه‌گیری می‌شود. به‌دلیل ساختار شعاعی و انشعابی شبکه توزیع، چندین مکان برای نقطه خطا به‌دست می‌آید. برای تعیین نقطه دقیق خطا، استفاده از نشانگرهای خطا ضروری است. البته این روش دارای معایبی است که به‌کارگیری آن را در شبکه برق ایران زیر سؤال می‌برد. از معایب این روش به موارد زیر می‌توان اشاره کرد:

۱) دقت آن به خاطر عدم تأثیر مقاومت خطا در الگوریتم پایین است.
۲) برای خطاهای گذرا عمل نمی‌کند.
۳) تغییرات ولتاژ در هنگام وقوع خطا در نظر گرفته نمی‌شود.

معایبی که در مورد این روش وجود دارد، اجرای آن را در شبکه توزیع ایران غیر عملی می‌کند. ضمن این که گرانی این نوع رله و نداشتن اطلاعات درست از شبکه توزیع ایران، استفاده از این روش را غیر عملی‌تر می‌سازد [۵].

## ۳-۳ عملیات مانور و بازیابی

مهم‌ترین روشی که برای بازیابی سریع توان به مشتریان بدون خطا استفاده می‌شود استفاده از کلیدهای قابل کنترل و مانیتور می‌باشد. استفاده از این روش در شبکه‌های توزیع ایران دارای هیچ‌گونه محدودیتی نیست. به‌طور کلی از دو سیستم زیر برای این کار می‌توان استفاده کرد [۵]:

### ۳-۳-۱ سیستم اتوماسیون به‌صورت حلقه باز

در این سیستم مدار دارای دو نوع منبع تغذیه (پست فوق توزیع) و یک کلید ارتباطی[2] معمولاً باز و چند کلید اتوماتیک می‌باشد. کلیدها نیز مجهز به رله‌های آشکارساز خطا هستند. این روش دارای قابلیت اطمینان بسیار بالایی است و برای حفاظت مشتریان مهم مانند نواحی صنعتی، بیمارستان‌ها، آتش‌نشانی‌ها، اداره پلیس و بانک‌ها پیشنهاد می‌شود. با استفاده از این روش سکشن‌های بدون خطا در زمانی کمتر از ۵ دقیقه برق‌دار می‌شوند و سکشن دارای خطا مشخص می‌شود و گروه تعمیراتی مستقیماً به سمت سکشن دارای خطا می‌رود. اجرای این طرح در کشور ایران دارای هیچ‌گونه محدودیتی نیست.

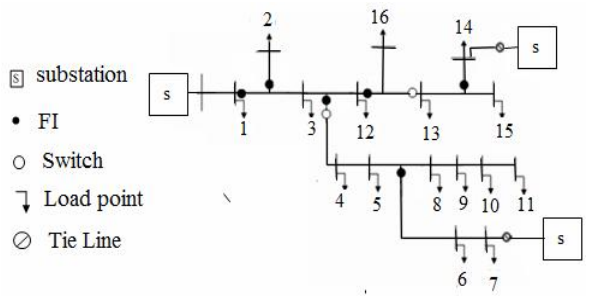
### ۳-۳-۲ اتوماسیون جامع شبکه توزیع

طرح این نوع سیستم در شکل ۱ نشان داده شده است. با استفاده از این روش جداکردن سکشن دارای خطا و بازیابی توان به سکشن‌های

1. System Average Interruption Duration Index
2. Tie Switch

Archive of SID

www.SID.ir




شکل ۲: دیاگرام تک‌خطی فیدر مورد مطالعه.

بدون خطا به سرعت و به طور دقیق امکان‌پذیر است. مهم‌ترین مزایای اجرای این سیستم عبارتند از:

۱) کاهش انرژی توزیع‌نشده.

۲) به تعویق‌انداختن هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای احداث پست‌ها و فیدرهای جدید.

۳) کاهش تیم‌های سرویس‌دهی.

۴) قابلیت اطمینان در عملیات مانور و مدیریت مصرف برای تعیین تقدم بارها.

اجرای این روش نیازمند سیستم مخابراتی گسترده و با قابلیت اطمینان بالا، نصب تعداد بسیار زیادی تجهیزات، تعمیرات و نگهداری این تجهیزات است و اجرای آن در شبکه توزیع ایران عملی نمی‌باشد.

## ٤- ارزیابی اقتصادی اجرای سیستم اتوماسیون جهت مدیریت اتفاقات در ایران

بعد از تعیین محدودیت‌های فنی روش‌های مدیریت اتفاقات در شبکه توزیع ایران، بایستی یک ارزیابی اقتصادی صورت گیرد. برای شروع ارزیابی اجرای اتوماسیون سیستم توزیع ابتدا باید بعضی از متغیرها مانند طول فیدرها، تعداد مشتریان مربوط به هر ترانس، تقاضای میانگین برای هر مشتری، رده‌بندی و کلاس‌بندی مشتریان و هزینه خاموشی برای هر یک از کلاس‌ها را مشخص کرد. این کلاس‌بندی شامل مشتریان تجاری، خانگی، صنعتی، کشاورزی و عمومی می‌باشد. سپس با توجه به تعداد سوییچ‌ها رله‌ها وسایل اندازه‌گیری سیستم‌های ارتباطی برای هر سطح از اتوماسیون به‌دست آورده می‌شود. بدین وسیله می‌توان مطالعات قابلیت اطمینان را برای به‌دست آوردن شاخص‌های پیوستگی انجام داد [۴] و [۵].

برای تحلیل اقتصادی می‌توان از روش آنالیز سود به هزینه استفاده کرد. برای انجام این کار طول عمر پروژه ۱۵ سال در نظر گرفته شده است. نتیجه این تابع بایستی بزرگ‌تر از یک باشد، در غیر این صورت انجام و اجرای طرح اتوماسیون مقرون به صرفه نبوده و سیستم هیچ زمانی به سوددهی نخواهد رسید. اجرای سیستم اتوماسیون منجر به کاهش خاموشی‌های رخ داده شده در شبکه می‌گردد. اتوماسیون شبکه توزیع جهت مدیریت اتفاقات دارای دو نوع سود کمی و کیفی می‌باشد. محاسبه سودهای کیفی کار آسانی نیست. این سودها شامل افزایش رضایت مشترکین، روابط بهتر مشتریان با شرکت توزیع تأمین انرژی با قابلیت اطمینان بالاتر و بهبود امنیت و رفاه اجتماعی هستند؛ سودهای کمی نیز شامل موارد زیر می‌باشد [۶]:

**فروش بیشتر انرژی:** کاهش انرژی فروخته‌نشده منجر به فروش بیشتر انرژی می‌گردد. برای محاسبه این سود، به‌ازای هر کیلووات ساعت انرژی فروخته‌شده مبلغ ۴۰۰ ریال در نظر گرفته شده است که این قیمت یارانه‌ای برق تولیدشده می‌باشد. توجه به این نکته ضروری است که قیمت واقعی برق، یعنی قیمتی که برای تولید، انتقال و توزیع انرژی صرف

جدول ۱: اطلاعات مشترکین و بار فیدر.

| نقطه بار | میزان بار (kw) | تعداد مشترکین |
|---|---|---|
| ۱ | ۹۰ | ۱۳۷ |
| ۲ | ۱۰۰/۱ | ۱۲۶ |
| ۳ | ۱۸/۷ | ۲۰ |
| ۴ | ۹۰ | ۲۸۴ |
| ۵ | ۲۶۹/۵ | ۲۱۰ |
| ۶ | ۵۰/۶ | ۵۷ |
| ۷ | ۸۷/۶ | ۱۳۵ |
| ۸ | ۹۰ | ۱۷۲ |
| ۹ | ۸۵ | ۱۷۰ |
| ۱۰ | ۲۰۰ | ۱۹۰ |
| ۱۱ | ۵۱/۰۴ | ۵۶ |
| ۱۲ | ۲۶/۴ | ۳۸ |
| ۱۳ | ۱۶/۵ | ۱۰ |
| ۱۴ | ۳۷۴ | ۲۸۰ |
| ۱۵ | ۹۰ | ۲۰۴ |
| ۱۶ | ۴۵/۱ | ۴۹ |
| Total | ۱۶۸۴/۵۴ | ۲۱۳۸ |

می‌شود بیشتر از این مقدار می‌باشد، لیکن در این محاسبات فقط قیمت یارانه‌ای برق در نظر گرفته شده است.

**کاهش خسارت‌های وارده به مشتریان مختلف در نتیجه خاموشی:** در نتیجه خاموشی، خسارت‌هایی به مشتریان وارد می‌گردد. طبعاً میزان این خسارت برای مشترکین مختلف متفاوت خواهد بود. برآورد میزان این هزینه‌ها خود نیاز به انجام مطالعات گسترده اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی دارد. سازمان توانیر مطالعاتی را جهت محاسبه میزان خسارت‌های ناشی از وقوع خاموشی‌ها برای انواع مختلف کاربری‌ها در ایران انجام داده است که از نتایج آن در این مقاله استفاده شده است.

هزینه‌های مربوط به اجرای اتوماسیون نیز شامل هزینه مرکز کنترل، هزینه تجهیزات موجود در شبکه مانند نشانگرهای خطا، سوئیچ‌های قابل کنترل از راه دور، RTUها و ... و همچنین هزینه سیستم مخابراتی و هزینه نصب این سیستم می‌باشد. از طرفی تجهیزات استفاده‌شده جهت اتوماسیون سیستم توزیع، علاوه بر مدیریت اتفاقات دارای توابع دیگری نیز می‌باشند. بنابراین در محاسبه هزینه‌ها نیز یک سرشکن هزینه صورت گرفته است.

### ٤-١ شبکه افسریه

برای انجام عددی، یک فیدر ۲۰ کیلوولت واقعی از منطقه افسریه تهران انتخاب شده است. این فیدر دارای ۱۶ پست توزیع است که اطلاعات مربوط به سکشن‌ها، نرخ وقوع خطا در آنها، بار و تعداد مشترکین متصل به هر یک از پست‌های توزیع در جدول ۱ آورده شده است. دیاگرام تک‌خطی این فیدر نیز در شکل ۲ نشان داده شده است. در حالت عادی زمان لازم برای تشخیص و تعیین مکان خطا در این فیدر با توجه به شرایط منطقه برابر ۶۰ دقیقه می‌باشد که از این زمان ۱۰ دقیقه اختصاص به تشخیص محل خطا در شبکه توزیع دارد. همچنین متوسط زمان لازم برای کلیدزنی و عملیات مانور نیم ساعت در نظر گرفته شده است [۷].

همان‌طور که قبلاً نیز توضیح داده شد، اجرای مدیریت اتفاقات دارای چند مرحله تشخیص، مکان‌یابی و بازیابی و عملیات مانور است. در شبکه توزیع منطقه افسریه، استفاده از نشانگرهای خطا، سیستم AVR، طرح

Archive of SID
www.SID.ir

ریکلوزینگ و اتوماسیون کلیدها پیشنهاد شده است که در مورد این روش‌ها یک ارزیابی اقتصادی نیز صورت گرفته است.

## ٤-٢ ارزیابی اقتصادی

در این مقاله برای ارزیابی اقتصادی از روش سود به هزینه استفاده شده است. قبل از این که راجع به ارزیابی اقتصادی حالت‌های مختلف بحث کنیم، راجع به تعاریف و روابط اقتصادی بحث مختصری خواهیم داشت [۸] و [۹]. در پروژه‌های مهندسی در ابتدا بایستی مقداری هزینه بابت سرمایه‌گذاری پرداخت کرد. علاوه بر این هزینه‌ها که هزینه ثابت نامیده می‌شوند، هزینه‌های سالانه هم که شامل هزینه‌های تعمیر و نگهداری است، بایستی در نظر گرفته شوند. برای ارزیابی اقتصادی بایستی هزینه‌ها و سودها را در یک زمان ثابت (زمان کنونی یا انتهای عمر پروژه) محاسبه کرد و سپس آنالیز اقتصادی را انجام داد. برای محاسبه گردش سرمایه سالانه یکنواخت برای $n$ سال داریم

$$PV\ (A)_{1-n} = A[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}] \qquad (1)$$

که در آن $A$ مقدار سرمایه کنونی پروژه و $i$ نرخ بهره است.

در حالت کامل‌تر علاوه بر نرخ بهره، می‌توان نرخ تورم را نیز در نظر گرفت. بر این اساس نرخ تنزیل[1] طبق رابطه زیر محاسبه می‌شود

$$1+I = \frac{1+i}{1+r} \qquad (2)$$

که $r$ نرخ تورم و $I$ نرخ تنزیل می‌باشد. در ادامه راجع به هزینه‌ها و سودها و روابط آن بحث خواهد شد.

### ٤-٢-١ هزینه‌های راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری

هزینه‌های راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری به‌عنوان جزئی از هزینه اساسی سیستم می‌باشند که این هزینه به‌طور استدلالی بین ۱/۵ تا ۲ درصد هزینه سیستم، برای تعمیر سالانه و تعمیر و نگهداری در نظر گرفته می‌شود.

### ٤-٢-٢ ارزش کنونی هزینه‌های سالیانه

اگر $C_I$ را به‌عنوان سرمایه‌گذاری اولیه پروژه و $C_{OM}$ را به‌عنوان درصدی از $C_I$ فرض کنیم

$$C_{OM} = mC_I \qquad (3)$$

اکنون هزینه‌های تعمیر، نگهداری و راه‌اندازی را برای $n$ سال، از هزینه اولیه به‌دست می‌آوریم

$$PV\ (C_{OM})_{1-n} = mC_I[\frac{(1+i)^n - 1}{I(1+I)^n}] \qquad (4)$$

ارزش فعلی خالص[2] (NPV)، مقدار سرمایه امروز را با همان مقدار سرمایه در آینده با در نظر گرفتن نرخ تورم و بهره مقایسه می‌کند.

اگر NPV مربوط به آینده پروژه، مثبت باشد، باید پذیرفته شود. ولی اگر NPV منفی باشد، پروژه باید برگشت داده شود چون گردش سرمایه منفی خواهد بود. با مقایسه گزینه‌های سرمایه‌گذاری که متقابلاً انحصاری هستند، پروژه با مقدار NPV بیشتر باید انتخاب شود.

با در نظر گرفتن مقدار سرمایه اولیه $C_I$، مقدار NPV اندوخته‌شده همه هزینه‌ها برابر است با

$$NPV\ (C_A)_{1-n} = C_I\{1 + m[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n}]\} \qquad (5)$$

### ٤-٢-٣ سودها

اگر پروژه، سود سالیانه $B_A$ را در طی فروش برق حاصل کند، ارزش فعلی تمام سود اندوخته‌شده در طول عمر پروژه برابر است با

$$NPV\ (B_A)_{1-n} = B_A[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n}] \qquad (6)$$

### ٤-٢-٤ آنالیز سود به هزینه

آنالیز سود به هزینه[3] با توجه به سرمایه‌گذاری اولیه، برابر با نسبت ارزش فعلی همه سودها به مجموع ارزش فعلی همه هزینه‌ها می‌باشد؛ در صورتی که این نسبت بیشتر از یک باشد، پروژه قابل قبول است

$$BCR = \frac{NPV\ (B_A)_{1-n}}{NPV\ (C_A)_{1-n}} \qquad (7)$$

بنابراین داریم

$$BCR = \frac{B_A[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n}]}{C_I[1 + m(\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n})]} \qquad (8)$$

در ادامه مقاله، مقادیر در نظر گرفته شده برای پارامترها آمده است.

## ٤-٣ ارزیابی اقتصادی روش‌های تشخیص خطا

### ٤-٣-١ استفاده از نشانگرهای خطا

با استفاده از نشانگرهای خطا مدت زمان لازم برای تشخیص خطا کاهش می‌یابد. چون شبکه افسریه یک شبکه شهری با تراکم جمعیت و بار بالا می‌باشد بنابراین استفاده از نشانگرهای خطای رادیویی برای این شبکه پیشنهاد شده است. از طرفی یک مسئله بسیار مهم تعیین تعداد و مکان‌های نشانگرهای خطا می‌باشد که این کار بر اساس شاخص‌های قابلیت اطمینان صورت گرفته است. برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان از روش تحلیلی استفاده شده است. بر اساس تعداد شش نشانگر خطا برای شبکه افسریه در نظر گرفته شده است که مکان آنها نیز در شکل ۲ تعیین شده است.

بعد از انجام ارزیابی اقتصادی مشخص شده که نسبت سود به هزینه اجرای این طرح با در نظر گرفتن طول عمر ۱۵ سال برابر ۳/۷۸ می‌باشد؛ یعنی اجرای این طرح دارای سوددهی اقتصادی است. علاوه بر ارزیابی اقتصادی، یک آنالیز حساسیت نیز صورت گرفته است که این آنالیز بر روی نوع بار و نرخ وقوع خطا صورت گرفته است. در مورد نوع بار چون همه محاسبات و ارزیابی‌های اقتصادی برای بارهای خانگی صورت گرفته است این نتیجه حاصل می‌شود که سوددهی این طرح ربطی به نوع بارها ندارد، چون در انجام محاسبات بدترین حالت در نظر گرفته شده است. در مورد نرخ وقوع خطا و بعد از انجام محاسبات حساسیت این نتیجه حاصل می‌شود که اجرای این طرح برای شبکه‌هایی که از لحاظ تراکم بار و جمعیت مانند شبکه افسریه می‌باشند، در صورتی که نرخ وقوع خطای ماندگار از ۰/۴ بیشتر باشد، دارای سوددهی اقتصادی است [۵] و [۱۰].

1. Discount Rate
2. Net Peresent Value
3. Benefit Cost Ratio

Archive of SID

www.SID.ir

## ٤-٤ ارزیابی اقتصادی روش‌های مکان‌یابی خطا

### ٤-٤-١ استفاده از نشانگرهای رادیویی

همان‌طور که در قسمت مربوط به ارزیابی فنی نیز توضیح داده شد استفاده از نشانگرهای خطا یک راهکار مناسب برای مکان‌یابی خطا است. با انجام محاسبات و ارزیابی‌های اقتصادی این نتیجه حاصل شده است که نسبت سود به هزینه در اجرای این طرح برابر ۳٫۳۷ می‌باشد. انجام آنالیز حساسیت نیز این نتیجه را می‌دهد که اجرای این طرح در شبکه‌های توزیع که از لحاظ تراکم جمعیت و بار مانند شبکه افسریه هستند، در صورتی دارای سوددهی اقتصادی است که نرخ وقوع خطا در آنها بزرگ‌تر از ۰٫۴۵ باشد [۵].

## ٤-٥ استفاده از طرح ریکلوزینگ

با اجرای این طرح و استفاده از سیستم ریکلوزینگ در ابتدای فیدر، خطاهای گذرا منجر به خاموشی شبکه نمی‌گردند. معمولاً هر خطای گذرا به‌طور متوسط منجر به یک خاموشی ۱۵ دقیقه‌ای در شبکه می‌شوند که با اجرای این طرح، خاموشی مربوط به خطاهای گذرا دیگر وجود نخواهند داشت. لیکن اجرای این روش در شبکه‌هایی می‌تواند منجر به سوددهی اقتصادی گردد که نرخ وقوع خطای گذرا از یک مقدار مشخصی بالاتر باشد. با انجام محاسبات اقتصادی مربوط، این نتیجه حاصل می‌شود که اجرای این طرح در شبکه افسریه و دیگر شبکه‌هایی که از لحاظ تراکم جمعیت و بار مانند شبکه افسریه باشند در صورتی منجر به سوددهی اقتصادی می‌گردد که نرخ وقوع خطای گذرا در شبکه بزرگ‌تر از ۱٫۰۳ باشد [۵].

## ٤-٦ ارزیابی اقتصادی اجرای عملیات مانور

روش پیشنهادی برای انجام عملیات مانور در شبکه افسریه، استفاده از سیستم اتوماسیون حلقه باز می‌باشد. با استفاده ار این روش مدت زمان خاموشی در هنگام رخداد خطا کاهش می‌یابد. هنگام وقوع خطا در یک فیدر، بعد از تعیین مکان خطا با استفاده از سکسیونرها، قسمت دارای خطا از دیگر بخش‌های فیدر جدا می‌شود. در صورتی که سکسیونرها و کلیدهای موجود در فیدر دستی باشند، مدت زمان زیادی صرف این کار خواهد شد. اما اگر کلیدها به تجهیزات کنترل از راه دور مجهز باشند، در مدت زمان کمی این کار صورت می‌گیرد. نکته قابل توجه و مهم این است که اتوماتیک‌کردن تمام کلیدها نیاز به سرمایه‌گذاری بسیار زیادی داشته و از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نیست. بنابراین برای تعیین تعداد و مکان کلیدها و نقاط مانور، یک مدل ریاضی ارائه شده است. در تابع هدف، خسارت‌های وارده به مشترکین در نتیجه عدم تأمین انرژی الکتریکی هزینه مرتبط با احداث کلیدهای قابل کنترل از راه دور، هزینه مربوط به احداث نقاط مانور سالیانه نگهداری و بهره‌برداری تجهیزات در نظر گرفته شده‌اند [۵]. بنابراین تابع ریاضی به‌صورت زیر می‌باشد

$$MinCF = \sum OC + \sum_{i=1}^{n} DS_i \cdot CS + \sum_{j=1}^{m} DT_j \cdot CT + \sum MC \qquad (۹)$$

که پارامترهای (۹) در ادامه معرفی شده‌اند:

$CF$: مقدار کل تابع هزینه.

$OC$: هزینه عدم تأمین انرژی مشترکین و عدم فروش انرژی.

$DS_i$: متغیر تصمیم مربوط به نصب یا عدم نصب کلید قابل کنترل از راه دور در مکان کاندید $i$ (۱: کلید نصب شده است و ۰: کلید نصب نشده است).

$CS$: هزینه احداث یک کلید قابل کنترل از راه دور.

$n$: تعداد مکان‌های کاندید جهت نصب کلید.

$DT_j$: متغیر تصمیم مربوط به احداث یا عدم احداث نقطه مانور در مکان کاندید $j$ (۱: نقطه مانور احداث شده است و ۰: نقطه مانور احداث نشده است).

$CT$: کمترین هزینه احداث نقاط مانور.

$m$: تعداد مکان‌های کاندید جهت احداث نقاط مانور.

$MC$: هزینه نگهداری و بهره‌برداری از تجهیزات.

در تابع هزینه تعریف‌شده در بخش قبل، خسارت‌های ناشی از عدم تأمین انرژی مشترکین نقش بسیار مهمی را بازی می‌کند. این خسارت شامل انرژی فروخته‌نشده و همچنین واردشدن خسارت به مشتریان در اثر عدم تأمین انرژی می‌باشد. رابطه ریاضی مربوط به خسارت واردشده در نتیجه خاموشی در زیر آمده است

$$\begin{aligned} OC &= \sum_{i=1}^{nlp} (CENS_i + NSENS_i) \\ &= \sum_{i=1}^{nlp} (IC_i . ENS_i . IF_i + ENS_i . IB_i) \\ &= \sum_{i=1}^{nlp} [IC_i . (U_i . P_i) . IF_i + (U_i . P_i) . IB_i] \end{aligned} \qquad (۱۰)$$

که پارامترهای (۱۰) در ادامه معرفی شده‌اند:

$OC$: خسارت عدم تأمین انرژی فیدر و عدم فروش انرژی.

$CENS_i$: خسارت عدم تأمین انرژی در پست توزیع $i$.

$NSENS_i$: خسارت ناشی از عدم فروش انرژی در پست توزیع $i$ام.

$IC_i$: متوسط خسارت وارده به مشتریان در پست توزیع $i$ به‌ازای یک کیلووات ساعت انرژی توزیع‌نشده.

$IB_i$: خسارت ناشی از عدم فروش هر کیلووات ساعت انرژی در پست توزیع $i$.

$IF_i$: ضریب اهمیت بار پست.

$nlp$: تعداد پست‌های توزیع روی فیدر.

$U_i$: متوسط زمان خاموشی سالیانه در نقطه بار $i$.

$P_i$: متوسط بار در نقطه مصرف $i$.

پارامتر $IC_i$ در هر یک از پست‌های توزیع متفاوت بوده و به مدل بار در هر یک از آنها وابسته است.

از آنجا که مسئله مورد بحث یک مدل غیر خطی بوده، دارای نقاط بهینه محلی فراوانی است. برای بهینه‌سازی تابع هزینه ارائه‌شده از روش برنامه‌ریزی پویا که یکی از روش‌های کارا و معتبر بهینه‌سازی در مسائل مهندسی به شمار می‌رود، استفاده شده است. با در نظر گرفتن تابع هزینه و حل مسئله، چهار کلید مجهز به سیستم کنترل از راه دور شده‌اند که دو کلید از نوع معمولاً باز و دو کلید دیگر از نوع معمولاً بسته می‌باشد. با استفاده از کلیدهای اتوماتیک، بازیابی توان به بعضی از مشترکین در کمتر از ۵ دقیقه بعد از مکان‌یابی خطا ممکن می‌گردد، در صورتی که قبلاً ۳۰ دقیقه بوده است. سپس مقدار کاهش انرژی توزیع‌نشده از روش تحلیلی محاسبه شده است. با در نظر گرفتن سودها و هزینه‌های مربوط به اجرای این طرح و انجام آنالیز سود به هزینه، این نتیجه حاصل می‌شود. نسبت سود به هزینه اجرای این طرح برابر ۱٫۸۶ می‌باشد [۵].

Archive of SID
www.SID.ir

## ۵- نتیجه‌گیری

به دلیل رقابتی‌شدن بازار برق نیاز مشتریان به انرژی با قابلیت اطمینان بالاتر، لزوم کاهش‌دادن میزان انرژی فروخته‌نشده و کاهش مدت زمان خاموشی در زمان رخدادهای دائمی یا گذرا در شبکه توزیع ولتاژ متوسط، اهمیت سیستم مدیریت اتفاقات و تجهیز شبکه به سیستم اتوماسیون بیش از پیش مشخص می‌شود. از طرفی با گسترده و پیچیده‌ترشدن شبکه توزیع و همچنین رقابت شدید در بازار برق، روش‌های سنتی اجرای مدیریت اتفاقات دیگر جواب‌گو نیستند. لذا در این مقاله یک ارزیابی فنی و اقتصادی برای اجرای روش‌های مدیریت اتفاقات در شبکه‌های توزیع ایران صورت گرفته است. از آنجا که روش‌های اجرای مدیریت اتفاقات در مناطق شهری و روستایی با هم فرق می‌کند، لذا در این مقاله ارزیابی اقتصادی بر روی یک شبکه توزیع شهری انجام گرفته است. برای این کار یک شبکه واقعی از منطقه افسریه تهران انتخاب شده است. به‌طور کلی می‌توان گفت که روش‌های مدیریت اتفاقات برای کاهش مدت زمان خاموشی، یا تعداد خاموشی‌ها (SAIFI) را کاهش می‌دهند یا این که مدت زمان خاموشی‌ها در هنگام رخداد خطا (SAIDI) را کم می‌کنند. در شبکه افسریه و بعد از انجام ارزیابی‌های اقتصادی این نتیجه حاصل شد که استفاده از نشانگرهای خطای رادیویی تأثیر بسیار زیادی در کاهش مدت زمان خاموشی داشت و از لحاظ سوددهی اقتصادی از بقیه روش‌ها مفیدتر بود. در واقع نشانگرهای خطا SAIDI را کاهش می‌دهند، شایان به ذکر است که تعیین تعداد و مکان نشانگرها بر اساس شاخص‌های قابلیت اطمینان و به روش تحلیلی صورت گرفته است، ضمن این که استفاده از کلیدهای اتوماتیک نیز دارای سوددهی اقتصادی بود. در رابطه با کلیدهای اتوماتیک نیز الگوریتم تعیین تعداد و مکان کلیدها نیز در نظر گرفته شده بود. علاوه بر این آنالیز حساسیت نیز در مورد نوع بار و نرخ وقوع خطا صورت گرفته است.

## ٦- سپاس‌گزاری

با تشکر از جناب آقای علی‌رضا شیخی عضو هیئت علمی دانشگاه هرمزگان، گروه برق که در جمع‌آوری داده‌ها کمک شایانی در ارائه این کار داشتند.

## مراجع

[1] A. D. Filomena, M. Resener, and A. S. Bretas, "Hybrid fault diagnosis scheme implementation for power distribution systems automation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 1846-1856, Oct. 2008.

[2] N. I. Elkalashy, M. Lehtonen, H. A. Darwish, A. M. I. Taalab, and M. A. Izzularab, "DWT-based detection and transient power direction - based location of high-impedance faults due to leaning trees in unearthed MV networks," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 94-101, Jan. 2008.

[3] L. G. Santander, P. Bastard, M. Petit, I. Gal, E. Lopez, and H. Opazo, "Down - conductor fault detection and location via a voltage based method for radial distribution networks," in *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 2, pp. 180-184, Mar. 2005.

[4] M. Lehtonen, "Fault Management in Electrical Distribution Systems," Final Report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management, Espoo, Finland, vol. 22, Dec. 1998.

[5] M. Lehtonen, et al., "Automatic fault management in distribution networks," in *Proc. IEE Electricity 16th Int. Conf. and Exhibit. on Distribution, Part 1, Contributions*, Pub no. 482, vol. 3, pp., 18-21 Jun. 2001.

[6] A. Fujisawa, N. Kurokawa, and T. Corporation, "Oversea distribution automation system based on Japanese experience," in *Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exhibit.*, vol. 2, pp. 1164-1169, 6-10 Oct. 2002.

[7] J. McDonal, "Equipment for feeder automation recent trends in feeder automation seminar," *IEEE PES Miam Chapter, KEMA Inc*., Miami, Florida, 2 Jun. 2005.

[8] C. L. Su and J. H. Teng, *Economic Evaluation of Distribution Automation Project*, Department of Marine Engineering, National Kaohsiung Marine University Kaohsiung, Department of Electrical Engineering, I-Shou University, Kaohsiung, Taiwan, 2006.

[9] R. E. Brown, "Electric power distribution reliability," Marcel Dekker, Inc, New York, Basel 2002.

[10] S. Mathew, *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis, and Economics*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006.

**محمودرضا حقی‌فام** تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی ، کارشناسی ارشد و دکتری برق به‌ترتیب در سالهای ۱۳۶۹، ۱۳۷۱ و ۱۳۷۴ از دانشگاه تبریز، تهران و تربیت مدرس به پایان رسانده است و هم‌اکنون استاد دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه تربیت مدرس می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: قابلیت اطمینان، اتوماسیون سیستم توزیع و بازار برق.

**احسان علیشاهی** در سال ۱۳۸۴ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه شیراز و در سال ۱۳۸۶ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه تربیت مدرس دریافت نمود و اینک نیز دانشجوی دوره دکتری دانشگاه تربیت مدرس و عضو هیأت علمی دانشگاه آزاد گرمسار می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه نامبرده متنوع بوده و شامل موضوعاتی مانند انرژی‌های نو، برنامه‌ریزی در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته و اتوماسیون سیستم توزیع می‌باشد.

Archive of SID

www.SID.ir