

## ارزیابی آسیب‌پذیری شبکه انتقال در سیستم‌های قدرت با استفاده از الگوریتم ژنتیک

ابراهیم کریمی<sup>۱</sup>، سید محمد مدنی<sup>۲</sup> و اکبر ابراهیمی<sup>۳</sup>

۱- دانشجوی دکتری مهندسی برق، دانشکده برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی اصفهان

e.karimi@ec.iut.ac.ir

۲- استادیار، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه اصفهان

madani104@yahoo.com

۳- استادیار، دانشکده برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی اصفهان

ebrahimi@cc.iut.ac.ir

**چکیده:** خاموشی‌های سراسری فراوانی که در سال‌های اخیر رخ داده، اهمیت و ضرورت ارزیابی آسیب‌پذیری سیستم‌های قدرت را به روشنی مطرح کرده است. در این میان، بخش‌های آسیب‌پذیر سیستم انتقال نقش پررنگ‌تری دارند. آسیب‌پذیری سیستم انتقال معیاری برای تشخیص نقاط ضعف و میزان مشارکت این بخش در رخداد های آبخاری است. در این مقاله معیاری برای تشخیص شاخه‌های آسیب‌پذیر سیستم انتقال ارائه شده است. در این راستا، از مفهوم زنجیره خطا استفاده شده که هدف آن، یافتن دنباله‌ای از شاخه‌هاست که خروج آنها می‌تواند به رخ دادن خاموشی سراسری منجر شود. از الگوریتم ژنتیک در حداقل نمودن یک تابع هدف چند متغیره برای یافتن مؤثرترین شاخه‌ها استفاده شده است. فرآیند تحلیل سلسله مراتبی نیز برای تعیین ضرایب پارامترهای تابع هدف چند متغیره به کار گرفته شده است. نتایج ارزیابی آسیب‌پذیری شبکه انتقال شرکت برق منطقه‌ای اصفهان به روش پیشنهادی و مقایسه آن با تجارب بهره‌برداری، صحت و دقت روش پیشنهادی را نشان می‌دهد.

**واژه‌های کلیدی:** آسیب‌پذیری، الگوریتم ژنتیک، فرآیند تحلیل سلسله مراتبی، رخداد های آبخاری

### ۱- مقدمه

را می‌توان تصور کرد که سیستم در برابر آنها آسیب‌پذیر است. از سوی دیگر، رخ دادن هر حادثه به حوادث پیش از آن بستگی دارد. راه‌های بسیاری وجود دارد که هر حادثه می‌تواند از طریق آن بر رخداد های پس از خود، تأثیر گذار باشد که شامل اضافه بار، خطای پنهان تجهیزات حفاظتی، نرم افزارها، خطای انسانی، سیستم کنترل، و گستره وسیعی از پدیده‌های دینامیک و پایداری مانند گذراها، نوسان‌ها و فروپاشی ولتاژ است.

رخداد های گوناگون طبیعی و مصنوعی (ساخته دست بشر) می‌توانند باعث قطع برق گردند. از جمله، خرابی قطعات اصلی و مهم سیستم بزرگ تولید و انتقال می‌تواند سبب خاموشی‌های گسترده با ماه‌ها کمبود توان شود. ارزیابی آسیب‌پذیری سیستم قدرت بسیار چالش برانگیز است، زیرا تعداد عظیمی از حوادث نادر و غیرقابل پیش‌بینی

مفهوم آسیب‌پذیری سیستم قدرت برای نخستین بار در [۱] مطرح شد. سپس در [۲] وضعیتی که در آن، سیستم قدرت در بخش بزرگی از خود توانایی انتقال توان را به علت خروج‌های آبخاری خطوط از دست بدهد، به عنوان

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۱/۰۳/۲۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۲/۰۱/۲۷

نام نویسنده مسئول: ابراهیم کریمی

نشانی نویسنده مسئول: ایران- اصفهان خیابان چهار باغ بالا- شرکت

برق منطقه‌ای اصفهان- معاونت برنامه‌ریزی و تحقیقات

است. در ارزیابی امنیت سیستم قدرت، پیشامدهای یگانه منظور می‌شوند، ولی در ارزیابی آسیب‌پذیری سیستم، باید پیشامدهای چندگانه بررسی شوند [۱۳-۱۵].

## ۲- شبکه انتقال؛ بخش آسیب‌پذیر سیستم

شبکه‌های انتقال به گونه‌ای طراحی می‌شوند که ظرفیت رزرو لازم برای شرایط خطای تجهیزات، نیازمندی‌های تعمیرات و نگهداری و افزایش غیرقابل پیش‌بینی بارها را فراهم کنند. خطای یک یا دو تجهیز نباید سبب بروز مشکلات فراوان برای مشترکان گردد. می‌توان شبکه‌های انتقال را به گونه‌ای طراحی نمود که از هر رخداد قابل تصور حقیقی سالم بیرون آیند، اما به افزودنی<sup>۲</sup> تجهیزات مانند احداث خطوط جدید نیاز است که بسیار گران تمام می‌شود. به هر حال، برخی از اصلاحات انجام شده در شبکه قدرت، گستره خاموشی‌های سراسری را در فقدان چندین عضو کلیدی محدود می‌کند. بررسی سیستم قدرت در پی چند آسیب حتمی می‌تواند قیودی را تعیین کند که حداقل چند بخش سیستم را در بهره‌برداری ننگه دارد.

شبکه‌های انتقال، بزرگترین نگرانی در زمینه آسیب‌پذیری سیستم قدرت هستند، زیرا نسبت به حملات خرابکارانه و بلایای طبیعی بسیار آسیب‌پذیرند و پیامدهای خرابی در آنها می‌تواند گسترش یابد. محافظت خطوط انتقال بسیار دشوار است، زیرا در طول هزاران کیلومتر گسترده شده‌اند و اغلب هم در مناطق کم‌جمعیت قرار دارند، ولی می‌توان خطوط را با تجهیزات و امکاناتی که شرکت‌های برق در اختیار دارند، به سرعت بازسازی نمود.

میزان ریسک در خرابکاری‌ها و یا در بلایای طبیعی را نمی‌توان به صورت کمی تعیین کرد. هزینه‌های قطعی‌های بزرگ، بسیار به ماهیت آنها بستگی دارد. اگر بدترین سناریوها تجربه شود، هزینه‌ها بسیار بیشتر از آن چیزی خواهد بود که تصور می‌شده است.

## ۳- رخدادهای آبشاری<sup>۳</sup> و آسیب‌پذیری

برخی از هزاران تجهیز در حال کار در هر سیستم گاه و بیگاه خراب می‌شوند، به درستی عمل نمی‌کنند، یا با یک پدیده طبیعی مانند اصابت رعد و برق از کار می‌افتند. چون

پیکره‌بندی آسیب‌پذیر<sup>۱</sup> معرفی شد. هر چند که این تعریف مبنای بسیاری از مطالعات بعدی قرار گرفت، ولی تاکنون هیچ شاخص یا روش واحدی برای ارزیابی آسیب‌پذیری سیستم انتقال ارائه نشده است [۳].

افزایش نیاز به انرژی الکتریکی با سرعتی بیش از آنچه پیش‌بینی می‌شد و وجود قیود زیست محیطی، اقتصادی و سیاسی، سبب شده است که توسعه سیستم انتقال مانند قبل میسر نباشد. از این رو، از سیستم انتقال با حاشیه امنیت کمتری بهره‌برداری می‌شود که این امر سبب افزایش چشمگیر آسیب‌پذیری آن شده است، چنانکه برخی از محققان را به سمت برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال مبتنی بر قیود آسیب‌پذیری متمایل ساخته است [۴].

آسیب‌پذیری عبارتی است برای بیان از دست رفتن یا کاهش توانایی سیستم قدرت برای مقابله و ایستادگی در برابر شرایط ناخواسته، محدود کردن پیامدها و بازیابی و پایدار نمودن خود پس از رخ دادن حوادث [۵]. سه فاکتور، آسیب‌پذیری هر تجهیز را به شکل جداگانه تعیین می‌کنند که عبارتند از: میزان آسیب‌پذیری آن در برابر صدمات، تأثیر نبود آن تجهیز آن در عملکرد سیستم، و سختی جایگزینی یا تعمیر آن [۶].

در ارزیابی آسیب‌پذیری، تشخیص رخدادها و وضعیت‌ها یا سناریوهای منجر به حوادث جدی یا بحرانی سیستم، تعیین محدودیت‌ها به منظور مدیریت و کاهش آسیب‌پذیری، و تعیین عملیات و پدافندهایی برای مدیریت و کاهش آسیب‌پذیری است [۵].

آسیب‌پذیری بر دو گونه استاتیک (حالت دائمی) و دینامیک (گذرا) است. در ارزیابی استاتیک، وضعیت شبکه پس از رسیدن آن به حالت دائمی پس از خروج تعدادی از تجهیزات مهم بررسی می‌شود [۷-۱۲]. در این حالت، میزان بار تأمین نشده، معیار مناسبی برای تشخیص وخامت پیشامدهاست. در ارزیابی دینامیکی آسیب‌پذیری، تمرکز بر دوره گذرای پس از رخ دادن پیشامدها و اقدامات مورد نیاز برای ننگه داشتن فرکانس و ولتاژها در گستره استاندارد

باشد، در نظر بگیرند و علاوه بر برنامه‌ریزی برای پیشامدهای نرمال برای پیشامدهای نهایی<sup>۶</sup> نیز باید تدارک لازم دیده شود.

#### ۴- اهمیت بررسی خطاهای مرتبه بالا

رفتار سیستم انتقال در پی خرابی همزمان چند بخش کلیدی را نمی‌توان با دقت کامل پیش‌بینی نمود. این موضوع به وضعیت سیستم در زمان حادثه و الگوی خرابی بستگی دارد. برنامه‌ریزی مناسب پیشامدها در وضعیت‌های گوناگون برای اطمینان از تعیین بهترین پاسخ ضروری است. در حالتی که سیستم وارد مرحله هشدار<sup>۷</sup> شده است، اپراتورها می‌توانند الگوی تولید و انتقال را تغییر دهند؛ به گونه‌ای که خطاها مرتفع شوند. علاوه بر این، نیاز است که اپراتورها پس از رخدادها تصمیمات سریع بگیرند. آموزش تشخیص و واکنش مناسب به چند خطای همزمان، به اپراتورها در کنترل ناپایداری‌ها و تداوم انتقال توان تا حد ممکن کمک خواهد کرد. در برخی موارد، سیستم بسرعت از مرحله هشدار به مرحله بحرانی<sup>۸</sup> وارد می‌شود. در این وضعیت، اپراتورها نمی‌توانند واکنشی نشان دهند.

در جدول (۱) مروری بر حوادث بیست ساله شبکه انتقال آمریکای شمالی برای تمام سطوح ولتاژی بالاتر از ۲۳۰ کیلوولت در بازه زمانی ۱۹۶۵ تا ۱۹۸۵ ارائه شده است [۱۷]. تمام حوادث چندگانه (که با  $N-k$  نمایش داده می‌شوند) در این جدول در بازه یک دقیقه‌ای رخ داده‌اند. حوادث مشترک مربوط به خطوط انتقالی است که از مسیر یکسانی می‌گذرند و یا روی یک دکل هستند. این جدول، به خوبی نشان دهنده نیاز به مطالعات پیشامدهای خطرناک شبکه، برای ارزیابی آسیب‌پذیری است.

جدول (۱): مرور حوادث سیستم انتقال در آمریکای شمالی

در بازه ۱۹۶۵ تا ۱۹۸۵ [۱۷]

مرتب پیشامد	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
تعداد کل	۱۰۱۴۳	۹۵۱	۴۱۳	۳۶	۸	۵	۱	۳

این قبیل حوادث، اجتناب ناپذیرند، شرکت‌های برق آن‌ها را عادی می‌پندارند. بیشتر سیستم‌های قدرت به گونه‌ای طراحی و بهره‌برداری می‌شوند که بر اثر از کار افتادگی و خرابی یک تجهیز، بدون خاموشی و بروز اضافه بار روی دیگر تجهیزات، به کار خود ادامه دهند. این موضوع اصطلاحاً معیار پیشامدهای یگانه<sup>۹</sup> یا «معیار  $N-1$ » خوانده می‌شود. این معیار برای پیشگیری از گسترش خرابی و مقابله با آن بسیار کارآمد بوده است.

در گذشته بروز خاموشی‌های بزرگ بعید می‌نمود، اما امروزه با بزرگ شدن سیستم قدرت، این خاموشی‌ها نادر نیستند. از دیدگاه ریسک، حوادث نادر ولی با پیامدهای بزرگ نباید فراموش شوند. خاموشی‌های سراسری بزرگ سیستم قدرت بر اثر رخدادهای آبخاری<sup>۵</sup> که در بردارنده گستره وسیعی از فرایندهاست، ایجاد می‌شوند. به علت تنوع زیاد این حوادث و لزوم بررسی فرایندهای چندگانه واکنشی و واکنش‌های متعدد امکان‌پذیر، شبیه‌سازی و تحلیل رخدادهای آبخاری بسیار پیچیده و دشوار است [۱۶].

خروج‌های آبخاری هنگامی رخ می‌دهد که وقوع خطا در یک یا چند تجهیز سبب اضافه بار و خطا در دیگر تجهیزات شود و سیستم به جزیره‌هایی غیر قابل کنترل تقسیم شود. به علت تأثیر فاکتورهای بسیار متغیر، پیش‌بینی دقیق مسیری که باعث می‌شود تا سیستمی پس از یک اختلال بزرگ (و یا حتی کوچک!) به جزیره‌هایی شکسته شود، تقریباً غیر ممکن است. شرکت‌های برق باید سیستم خود را بررسی و طرح‌هایی را تحقق بخشند تا کمکی برای پیش‌بینی و کنترل الگوهای احتمالی جزیره‌ها باشد. تحلیل آن‌ها نشان می‌دهد که الگوی جزیره‌ها به مواردی بستگی دارد که عبارتند از: موقعیت بارها، واحدهای تولیدی در حال کار، میزان تولید هر واحد، پیکره‌بندی شبکه انتقال، و توالی لحظه به لحظه خاص پدیده‌هایی که باعث بروز اختلال شده‌اند.

خروج‌های آبخاری معمولاً غیرقابل کنترل هستند و می‌توانند بسیار گسترده باشند. لذا بازیابی شبکه پس از وقوع آن‌ها بسیار دشوار است. بنابراین، لازم است شرکت‌های برق تدارکات خاصی را برای جلوگیری از آن‌ها حتی در وضعیت‌هایی که احتمال رخداد آن‌ها بسیار کم

منجر شود، زیرا علاوه بر خطوط، تعمیر و یا جایگزینی ترانسفورمرها نیز دارای دشواری‌های بسیاری است. از این رو، می‌توان ترانسفورمرهای متصل به شبکه انتقال را که نقش تغذیه شبکه فوق توزیع و یا تقویت اتصال رینگ‌های شبکه انتقال با سطوح ولتاژ مختلف را بر عهده دارند، در زمره تجهیزات آسیب‌پذیر به حساب آورد. روشی که در این مقاله برای تشخیص شاخه‌های آسیب‌پذیر پیشنهاد می‌شود، مبتنی بر توجه به میزان بارگذاری خطوط و ترانسفورمرهای شبکه انتقال و پروفیل ولتاژ شبکه است.

برای نمایش زنجیره خط از (۱) استفاده می‌شود [۷]:

$$S: \bar{L}_i = \{b_1, \dots, b_n\} \quad (1)$$

که در آن  $S$  رخداد نهایی و در اینجا منظور یک خاموشی بزرگ،  $\bar{L}_i$ ،  $i$  امین زنجیره خط، و  $b_1, \dots, b_n$  رخدادهایی است که به رخداد  $S$  منجر می‌شوند. در نمایش فوق باید توجه داشت که توالی حوادث، اهمیتی ندارد.

برای منظور نمودن اثر توان راکتیو، بخش‌های مختلف یک زنجیره خط به کمک پخش بار AC تعیین می‌شود. در [۷] فرض بر این است که هر یک از خط‌های شبکه انتقال به عنوان یک رخداد آغازگر در زنجیره خط است و در پی آن، حوادث آبخاری ایجاد می‌شود. در روند شبیه‌سازی رخدادهای آبخاری، خروج بعدی مربوط به شاخه‌ای است که دارای بیشترین معیار است. این معیار بر اساس سه مشخصه خط به دست می‌آید. این مشخصه‌ها برای هر خط عبارتند از: بارگذاری، اضافه بار و تأثیر خط‌های پیشین. بر این اساس، به ازای هر خط یک زنجیره خط ایجاد می‌شود، که برای تعیین هر یک از بخش‌های آن یک بار پخش بار اجرا و معیار مورد نظر برای هر شاخه محاسبه می‌شود. در این مقاله مفهوم زنجیره خط بدین شکل به کار می‌رود که فرض می‌شود تمامی خروج‌هایی که ممکن است به یک خاموشی گسترده منجر شوند، در شبکه رخ دهد و سپس معیار وخامت زنجیره خط محاسبه می‌شود. بر این اساس زنجیره‌ای که دارای بیشترین معیار باشد، انتخاب می‌شود.

## ۵-۲- تابع برازندگی

در مفهوم آسیب‌پذیری بیشتر وضعیتی در نظر است که

مروری بر حوادث سیستم انتقال برق منطقه‌ای اصفهان در بازه سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۸۹ نشان می‌دهد که در میان بیش از ۱۸۰ حادثه ثبت شده در این بازه حدود ۲۰ درصد آنها به خاموشی‌های بزرگ (بیش از ۵۰ مگاوات) منجر شده‌اند. این موضوع نشان‌دهنده اهمیت بررسی پیشامدهای مرتبه بالا در ارزیابی آسیب‌پذیری است. همچنین، در ۲۰ درصد از حوادث شرایط جوی عامل آغازگر و یا گسترش‌دهنده حوادث و در حدود ۷ درصد موارد خطای انسانی عامل گسترش حوادث بوده است.

## ۵- روش پیشنهادی

ارزیابی تمام حالات ممکن از میان خطاهای چندگانه برای ارزیابی آسیب‌پذیری، بسیار زمانبر و دشوار است. فرض کنید بخواهیم ترکیبی از حوادث سیستم قدرت را با  $n$  تجهیز بررسی کنیم. برای یک سیستم قدرت واقعی،  $n$  از مرتبه چند صد تا چند هزار است. اگر تنها نیاز به بررسی پیشامدهای یگانه باشد، کافی است  $n$  رخداد بررسی شود، اما برای ترکیب  $k$  رخداد، این تعداد به  $n^k$  افزایش می‌یابد. انتخاب پیشامدهای خطرناک از میان گستره وسیع رخدادها نیز بسیار چالش برانگیز است. تحلیل این تعداد پیشامد در زمانی منطقی، حتی با استفاده سریعترین رایانه‌های امروزی غیر ممکن است، ولی در خاموشی‌های سراسری گاهی ده‌ها تا صدها رخداد آبخاری وجود دارد. آشکار است که بررسی تمامی ترکیب‌های ممکن منجر به رخدادهای آبخاری که می‌تواند خاموشی سراسری ایجاد کند، از نظر محاسباتی غیر ممکن است [۱۶]. تاکنون روش‌های متعددی برای کاهش تعداد حالات ارزیابی انجام شده است که مراجع [۱۸] تا [۲۱] نمونه‌های کوچکی از آن هستند. روش پیشنهادی این مقاله، استفاده از مفهوم زنجیره‌های خط<sup>۹</sup> است [۷].

## ۵-۱- زنجیره خط

در یافتن زنجیره خط، هدف یافتن دنباله‌ای از شاخه‌هاست که خروج آنها می‌تواند به رخ دادن یک خاموشی سراسری بینجامد. اغلب مراجع تنها به میزان بارگذاری خطوط توجه کرده‌اند، ولی تجربه نشان داده است که تنها در نظر گرفتن خطوط نمی‌تواند به نتایج مناسبی

معیاری که برای انتخاب نمایش وخامت بارگذاری خطوط پیشنهاد شده، به صورت رابطه (۳) است.

$$LLI = \frac{\sum_{i=1}^n l_i S_i}{\sum_{i=1}^n l_i} \quad (3)$$

که در آن،  $n$  تعداد خط‌های موجود در سیستم است که در مدارند.  $S_i$  و  $l_i$  نیز به ترتیب میزان بارگذاری بر حسب درصد و طول خط  $i$  هستند.

در این شاخص، بارگذاری هر خط در ضریب وزنی طولش نسبت به مجموع طول خطوط شبکه ضرب می‌شود. تجربه نشان داده است که هر چقدر این مقدار به یک نزدیکتر باشد، شرایط سیستم خطرناک‌تر می‌شود.

شاخص مشابهی نیز برای ترانسفورمرها پیشنهاد شده است. آسیب‌پذیری ترانسفورمرها با افزایش ابعاد یا به عبارتی ظرفیت آنها افزایش می‌یابد. از این رو، در تعریف شاخص مناسبی که به خوبی بتواند وضعیت سیستم را نشان دهد، باید از توان ظاهری ترانسفورمرها برای وزندهی آنها استفاده شود. این موضوع در رابطه (۴) ارائه شده است.

$$TLI = \frac{\sum_{i=1}^m MVA_i S_i}{\sum_{i=1}^n MVA_i} \quad (4)$$

که در آن  $m$  تعداد ترانسفورمرهای موجود در سیستم است که در مدارند.  $S_i$  و  $MVA_i$  به ترتیب میزان بارگذاری بر حسب درصد و ظرفیت ترانسفورمر  $i$  هستند.

برای بهبود بهتر پروفیل ولتاژ، مناسب است که این فاکتور نیز در تابع هدف مسأله لحاظ شود. بیشتر خاموشی‌های سراسری دنیا در شرایط پیک بار رخ داده‌اند [۲۲]. این موضوع نشان‌دهنده اهمیت توان راکتیو و ولتاژ در شبکه است. از این رو، در روش پیشنهادی این مقاله، از پروفیل ولتاژ نیز به عنوان بخشی از تابع برازندگی در بررسی آسیب‌پذیری شبکه انتقال استفاده شده است. شاخص پروفیل ولتاژ به اشکال گوناگونی استفاده شده است. آنچه در این مقاله به عنوان شاخص پروفیل ولتاژ به کار گرفته خواهد شد، در رابطه (۵) نشان داده شده است.

در آن، سیستم قدرت در پی خروج خطوط با آن مواجه می‌شود. تنها در نظر گرفتن خطوط نمی‌تواند به نتایج مناسبی منجر شود. جدای از خطوط انتقال در میان تجهیزات شبکه انتقال، ترانسفورمرها نیز باید در زمره تجهیزات آسیب‌پذیر به حساب آورده شوند. از این رو، تابع هدف پیشنهادی بر مبنای بارگذاری وزندهی شده خطوط و ترانسفورمرها برای یافتن شاخه‌های آسیب‌پذیر است.

بسیاری از روش‌های تشخیص رخدادهای آبخاری، بر پخش بار DC بنا نهاده شده‌اند. این در حالی است که ناپایداری ولتاژ یکی از عوامل فراگیر در خاموشی‌های سراسری اخیر در جهان است. از این رو، بخشی از تابع هدف این مقاله در بر دارنده پروفیل ولتاژ است.

بر اساس این توضیحات، تابع هدف پیشنهادی را می‌توان مطابق رابطه (۲) پیشنهاد داد:

$$F = \alpha(LLI) + \beta(TLI) + \gamma(VI) \quad (2)$$

که در ادامه درباره هر یک از بخش‌های آن توضیح بیشتری داده خواهد شد. در انتخاب ضرایب وزندهی در این مقاله از روش تحلیل سلسله مراتبی<sup>۱۱</sup> استفاده شده است که در بخش ۵-۳ بدان پرداخته خواهد شد.

معیاری که برای تشخیص اهمیت خطوط در مراجع پیشنهاد شده، بارگذاری خطوط است، ولی بر اساس تجربه، بارگذاری وزندهی شده خطوط با طول آنها بهتر می‌تواند نشان‌دهنده وضعیت شبکه باشد. خطوط طولانی در شبکه، نقاط ضعف آن هستند، زیرا امپدانس بزرگتری دارند و بنابراین توان قابل انتقال آنها کاهش می‌یابد. استفاده از ادوات FACTS، خازن‌های سری و پایدارسازهای سیستم قدرت<sup>۱۱</sup> شاهدی بر این مدعاست. از سوی دیگر، افزایش طول یک خط، سبب افزایش خروج‌های اجباری می‌شود. بر همین اساس است که در مطالعات قابلیت اطمینان، شاخص نرخ خروج اجباری<sup>۱۲</sup> برای خطوط بر حسب حادثه بر سال بر کیلومتر تعریف می‌شود. بنابراین، خطوطی که دارای بارگذاری و طول بیشتری باشند، از اهمیت بیشتری برخوردارند، زیرا خروج آنها توزیع لحظه‌ای انتقال توان را در شبکه پیش از هر گونه بارزدایی یا تغییر الگوی تولید نیروگاه‌ها، دستخوش تغییرات بیشتری می‌کند.

درآیه های روی قطر اصلی ماتریس برابر یک هستند، زیرا هر پارامتر در مقایسه با خودش دارای ترجیح یکسان است. ماتریس مقایسه ای پارامترها یک ماتریس مثبت و معکوس و در آن درآیه  $a_{ij}$  معکوس درآیه  $a_{ji}$  است.

برای نمایش دقت ضرایب به دست آمده، از نرخ سازگاری<sup>۱۴</sup> (CR) استفاده می شود. این مکانیزم نشان می دهد تا چه اندازه می توان به ضرایب به دست آمده اعتماد نمود. نرخ سازگاری کمتر از ۱۰٪ پذیرفتنی است، در غیر این صورت باید مقایسه ها دوباره انجام شوند.

برای دستیابی به نرخ سازگاری از دو مفهوم شاخص<sup>۱۵</sup> سازگاری (CI) و حداکثر ارزش ویژه ( $\lambda_{max}$ ) ماتریس استفاده می شود. تقریب مناسبی از  $\lambda_{max}$  به صورت رابطه (۶) به دست می آید:

$$\lambda_{max} = \sum_{j=1}^n \left( \sum_{k=1}^n a_{kj} w_j \right) \quad (6)$$

که در آن  $n$  تعداد پارامترهای ماتریس است. می توان به کمک مقادیر ویژه ماتریس امتیازها نشان داد که مقدار به دست آمده برای  $\lambda_{max}$  بسیار به مقدار دقیق آن نزدیک است. بدین ترتیب، می توان شاخص سازگاری را به کمک رابطه (۷) به دست آورد:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (7)$$

سپس نرخ سازگاری از رابطه (۸) محاسبه می شود:

$$CI = \frac{RI}{RI} \quad (8)$$

که در آن،  $RI$  یک شاخص تصادفی است که برای امتیازهای تصادفی به دست آمده و در جدول (۲) ارائه شده است [۲۳]. از این جدول نمایان است که فرآیند سلسله مراتبی برای بیش از دو پارامتر کارایی دارد.

جدول (۲): شاخص تصادفی RI برای امتیازهای تصادفی

تعداد پارامترها	۱	۲	۳	۴	۵
RI	۰	۰	۰/۵۸	۰/۹	۱/۱۲
تعداد پارامترها	۶	۷	۸	۹	۱۰
RI	۱/۲۴	۱/۳۲	۱/۴۱	۱/۴۵	۱/۴۹

$$VI = \sum_i |V_i - V_{set}| \quad (5)$$

که در آن،  $V_i$  و  $V_{set}$  به ترتیب ولتاژ تنظیمی و ولتاژ کار باس مورد نظر است. برای باس های شبکه و به طور ویژه برای باس های نیروگاهی که به صورت PV عمل می کنند، در شرایط مختلف  $V_{set}$  متفاوت است.

### ۳-۵- فرآیند تحلیل سلسله مراتبی

فرآیند تحلیل سلسله مراتبی یکی از معروفترین تکنیک های تصمیم گیری چند منظوره است که نخستین بار توسط توماس ال ساعتی<sup>۱۳</sup> عراقی الاصل در ۱۹۷۰ مطرح شد و بر اساس مقایسه های زوجی بنا نهاده شده است. این روش را می توان در هنگامی که عمل تصمیم گیری با چند گزینه رقیب و معیار تصمیم گیری روبه روست، استفاده نمود. معیارهای مطرح شده می توانند کمی یا کیفی باشند [۲۳].

فرآیند تحلیل سلسله مراتبی در مسائل مدیریت بسیار به کار رفته است. مرحله اساسی در این فرآیند، تعیین پارامترهای مؤثر در تعیین گزینه برتر است. سپس باید مقایسه های زوجی میان پارامترها انجام شود. در مقایسه دو به دو از اعداد یک تا نه استفاده می شود. تجربه نشان داده است، استفاده از این گستره تصمیم گیرنده را قادر می سازد مقایسه ها را به گونه ای مطلوب انجام دهد [۲۳]. در جدول (۱) مقیاس استاندارد امتیازدهی آمده است.

جدول (۱): مقیاس مقایسه دو به دو در فرآیند تحلیل سلسله

#### مراتبی

امتیاز	درجه اهمیت در مقایسه دو به دو
۱	ترجیح یکسان
۲	یکسان تا نسبتاً مرجح
۳	نسبتاً مرجح
۴	نسبتاً مرجح تا قویاً مرجح
۵	قویاً مرجح
۶	قویاً مرجح تا بسیار قوی
۷	ترجیح بسیار قوی
۸	بسیار تا بی اندازه مرجح
۹	بی اندازه مرجح

هر یک از درآیه های ماتریس بر اساس مقایسه دو به دو و با کمک جدول (۱) تعیین می شوند. بدیهی است که

برازندگی در هر بار اجرای برنامه اطمینان حاصل شود. بهتر است تلاش‌های صورت گرفته بر زنجیره‌های حداقل چهار عضو به بالا باشد. شبیه‌سازی‌های این مقاله برای مجموعه‌های چهار تا هفت عضو است و در هر یک، ۵۰ بار روند جهش و ترکیب تکرار شده است. برای اطمینان از درستی نتایج، برای زنجیره‌های با تعداد اعضای یکسان، الگوریتم بیش از ده بار اجرا شده است. از این رو پس از اجرای کامل، بیش از چهار زنجیره خطا با تعداد اعضای بین چهار تا هفت شاخه در اختیار است که باید تجهیزات آسیب‌پذیر شبکه از میان آنها انتخاب شوند.

راهکار پیشنهادی برای تعیین عناصر آسیب‌پذیر شبکه از اجزای مختلف برنامه، این است که برای هر تجهیز، ابتدا زنجیره‌هایی که در آنها حضور دارد، تعیین شود و سپس مجموع برازندگی این مجموعه‌ها نسبت به حداکثر مقدار برازندگی به دست آمده نرمالیزه شوند. این مقدار را می‌توان ضریب کارایی نامید. اکنون بهتر است تمام عناصری که ضریب کارایی به دست آمده برای آنها از یک بزرگتر است، انتخاب شوند، زیرا بدین ترتیب، از انتخاب عناصر شرکت کننده در بهترین زنجیره خطا که بیشترین برازندگی را در تمام اجراها ایجاد کرده‌اند، اطمینان حاصل می‌شود. این فهرست نشان‌دهنده شاخه‌های آسیب‌پذیر شبکه است. برای نمایش چگونگی تعیین مقادیر ضریب کارایی، فرض کنید در یک شبکه با ۸ خط A تا H، در چهار بار اجرای برنامه برای زنجیره‌های سه و چهار عضوی، زنجیره‌های خطرناک مانند جدول (۴) باشند. بنابراین، ضریب کارایی برای خط A که در زنجیره‌های ۱ و ۳ مشارکت دارد، برابر است با  $1/325 / (1/152 + 1/825)$  که ۱/۴۳۲۲ خواهد بود.

جدول (۴): زنجیره‌های خطرناک یک شبکه فرضی

شماره	زنجیره رخدادها	مقدار تابع هدف
۱	ABD	۰/۸۲۵
۲	BCDG	۰/۹۵۷۸
۳	AFGH	۱/۰۱۵۲
۴	BDFH	۱/۳۲۵

برای اطمینان از دستیابی به پاسخ مناسب، می‌توان فهرستی از زنجیره‌های خطا که از دیدگاه مهندسی باعث ایجاد شرایط خطرناک می‌شوند، انتخاب و آنها را در روند

نتیجه برای تعیین ضرایب وزنی پس از نرمالیزه کردن نسبت به مجموع هر ستون، در جدول (۳) آمده که پارامترهای الف، ب و پ به ترتیب نشان دهنده بارگذاری وزن‌دهی شده خطوط و ترانسفورمرها و پروفیل ولتاژ است.

جدول (۳): نتیجه مقایسه پارامترها به کمک فرآیند تحلیل سلسله

مراتبی

پارامترها	الف	ب	پ	متوسط
الف	۰/۳۰۰۰	۰/۳۷۵۰	۰/۲۸۵۷	۰/۳۲۰۲
ب	۰/۱۰۰۰	۰/۱۲۵۰	۰/۱۴۲۹	۰/۱۲۲۶
پ	۰/۶۰۰۰	۰/۵۰۰۰	۰/۵۷۱۴	۰/۵۵۷۲
مجموع	۱	۱	۱	۱

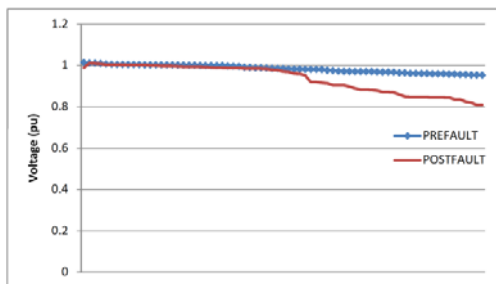
در این جدول  $\lambda_{max} = 3/0.23$  و بنابراین  $CI = 0/0.117$  که در نتیجه نرخ سازگاری آن ضرایب ۰/۰۲۰۲ و از ۰/۱ کمتر است. بنابراین، ضرایب، قابل اعتماد هستند. این ضرایب در ارزیابی آسیب‌پذیری شبکه انتقال به کمک الگوریتم ژنتیک به کار برده شده‌اند.

#### ۵-۴- تعیین شاخه‌های آسیب‌پذیر

در این مقاله از الگوریتم ژنتیک با تابع برازندگی بخش ۲-۵ استفاده شده است. متناظر با هر زنجیره یک کروموزوم به شکل دنباله‌ای از ژن‌ها نسبت داده می‌شود. عملگرهای ترکیب و جهش، سبب بهبود برازندگی در جمعیت جدید می‌شوند. در جهش ممکن است تجهیزاتی از کروموزوم حذف شود یا تجهیزاتی که تاکنون در جمعیت وجود نداشته است، بدان افزوده شود. بدین ترتیب، الگوریتم به سمتی می‌رود که دنباله با شاخه‌های بهتر را بیابد. در ساختار مورد استفاده، احتمال جهش برابر ۰/۰۲ در نظر گرفته شده است. در اجرای تابع الگوریتم ژنتیک تعداد مجموعه‌های تصادفی در جمعیت اولیه در حدود ۱۰۰ و تعداد تکرارها در هر بار اجرای برنامه در حدود ۵۰ است.

پس از هر بار اجرای برنامه الگوریتم ژنتیک، بهترین زنجیره خطایی که دارای بیشترین برازندگی است، ذخیره می‌شود. علاوه بر این، در هر بار اجرای برنامه، تمام مواردی که از اجراهای پیشین به دست آمده‌اند، در فرایند اجرای جدید منظور می‌شوند. این موضوع سبب می‌شود از بهبود

در جدول ۶ هشت شاخه که دارای بیشترین ضریب کارایی هستند، نشان داده شده اند. اکنون می توان با تحلیل پیشامدهای چندگانه این فهرست کوتاه، درصد درخور توجهی از پیشامدهای خطرناک را تعیین نمود. برای نمونه تمام حالات پیشامدهای چهار گانه در این فهرست برابر با ۷۰ مورد است، در حالی که در شبکه واقعی برابر با ۲۶،۲۸۰،۹۶۴ مورد است. بنابراین، می توان با محاسبات و با زمان بسیار کمتر، ارزیابی پیشامدها را انجام داد.



شکل (۳): پروفیل ولتاژ باس های انتقال شبکه برای شرایط مختلف

جدول (۶): شاخه های بدست آمده از روش پیشنهادی

اولویت	شاخه	نوع	ضریب کارایی
۱	B11	ترانسفورمر	۴/۷۰۶۵
۲	B12	ترانسفورمر	۴/۷۰۶۵
۳	L11	خط	۳/۴۵۴۱
۴	B37	ترانسفورمر	۴/۴۵۱۴
۵	B38	ترانسفورمر	۴/۴۵۱۴
۶	L69	خط	۲/۷۰۰۱
۷	L23	خط	۱/۸۱۱۰
۸	L26	خط	۱/۵۸۸۰

## ۷- نتیجه گیری

هدف از ارزیابی آسیب پذیری تشخیص رخدادهای، وضعیت ها یا سناریوهای منجر به حوادث بحرانی سیستم است. در این مقاله کوشیده ایم روشی برای تعیین تجهیزات آسیب پذیر سیستم انتقال ارائه کنیم. تاکنون در مطالعات مرسوم بوده است که تنها بارگذاری خطوط انتقال به عنوان معیار ارزیابی آسیب پذیری استفاده شود. این مقاله بارگذاری وزن دهی شده خطوط، ترانسفورمرها و نیز پروفیل ولتاژ در نظر گرفته شده است. نتایج مطالعات انجام شده در شبکه

اجرای برنامه وارد نمود. از این پس، با هر بار اجرای برنامه، این ترکیب ها نیز در فرآیند شرکت داده می شوند.

## ۶- شبیه سازی ها

در این مقاله برای نمایش درستی روش پیشنهادی از طرح توسعه شبکه انتقال شرکت برق منطقه ای اصفهان در سال ۱۳۹۵ استفاده شده است. این شبکه دارای ۴۹ پست انتقال، ۱۶۱ شاخه شامل ترانسفورمر و خط هوایی و زمینی و ۵۰ واحد نیروگاهی خواهد بود. ظرفیت نصب شده و توان مصرفی شبکه در آن سال به ترتیب برابر ۶۵۰۰ و ۵۱۵۰ مگاوات خواهد شد. در این مقاله، به علت محدودیت های امنیتی، از نام مستعار تجهیزات شبکه استفاده می شود.

الگوریتم ژنتیک با تابع برازندگی پیشنهادی، در انتخاب زنجیره های خط، توانایی مناسبی دارد. برای نمایش این موضوع، شاخه های یکی از زنجیره های خطای شش عضوی، شامل سه ترانسفورمر و سه خط انتقال که در یکی از اجزای الگوریتم ژنتیک به ایجاد بیشترین تابع برازندگی منجر شده اند، از مدار خارج می شوند. نتایج بارگذاری متوسط خطوط و ترانسفورمرها در جدول (۵) نشان داده شده است. توضیح این نکته ضروری است که پس از این پیشامد پنج ترانسفورمر دچار اضافه بار بالایی خواهند شد.

جدول (۵): بارگذاری متوسط شاخه های شبکه برای شرایط

مختلف

نوع تجهیز	پیش از پیشامد		پس از پیشامد	
	تعداد	بارگذاری متوسط (%)	تعداد	بارگذاری متوسط (%)
خط انتقال	۹۰	۱۶/۲۲	۸۷	۱۹/۹۲
ترانسفورمر	۷۱	۵۱/۵۷	۶۸	۵۹/۴۶

در شکل (۳) پروفیل ولتاژ پست های ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت شبکه به صورت نزولی برای شرایط پیش از پیشامد و پس از آن نشان داده شده است. مشاهده می شود که ولتاژ تعداد قابل توجهی (بیش از ۴۰ درصد) از پست ها از حد مجاز (۰/۹ پرینیت) بسیار کمتر شده است.



- under Multiple Contingencies,” IET Gen., Trans. and Dist., 2010, Vol. 4, No. 2, pp. 178–190.
- [9] X. Liu, and G. Joos, “Transmission Grid Vulnerability Assessment by Eigen-Sensitivity and Cut-Set Screening,” Transmission and Distribution Conf. and Exp., 2010 IEEE PES, pp. 1-8.
- [10] A.M. Koonce, G.E. Apostolakis, B.K. Cook, “Bulk Power Risk Analysis: Ranking Infrastructure Elements According to Their Risk Significance,” Science Direct, Electrical Power and Energy Systems Vol. 30 (2008), pp. 169–183.
- [11] Donde, N. López, B. Lesieutre, A. Pinar, C. Yang, and J. Meza, “Severe Multiple Contingency Screening in Electric Power Systems,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, MAY 2008, PP. 406- 417.
- [12] R.C. Hardiman, M.T. Kumbale, Y.V. Makarov, “An Advanced Tool For Analyzing Multiple Cascading Failures,” 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems, Ames Iowa, September 2004.
- [13] I. Kamwa, J. Béland, and D. McNabb, “PMU-Based Vulnerability Assessment Using Wide-Area Severity Indices And Tracking Modal Analysis,” in Proc. IEEE/PES Power Systems Conf., Atlanta, GA, Nov. 1, 2006, pp. 139–149.
- [14] I. Kamwa, A. K. Pradhan, and G. Joos, “Automatic Segmentation of Large Power Systems Into Fuzzy Coherent Areas for Dynamic Vulnerability Assessment,” IEEE Trans. Power Syst., Nov. 2007 Vol. 22., No. 4, pp.1974–1985,
- [15] I. Kamwa, A. K. Pradhan, G. Joos, and S. R. Samantaray, “Fuzzy Partitioning Of A Real Power System for Dynamic Vulnerability Assessment,” IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 24, No. 3, AUGUST 2009, PP. 1356- 1365.
- [16] IEEE PES CAMS Task Force on Understanding, Prediction, Mitigation and Restoration of Cascading Failures, “Initial Review of Methods for Cascading Failure Analysis in Electric Power Transmission Systems,” IEEE Power Engineering Society General Meeting, Pittsburgh, PA USA July 2008.
- [17] Data Analysis Task Force, Working Group on Statistics of Line Outages General Systems Subcommittee, Transmission and Distribution Committee, “An IEEE Survey of Us And Canadian Overhead Transmission شرکت برق منطقه‌ای اصفهان به کمک روش پیشنهادی، هماهنگی بسیار مناسبی را با تجربیات بهره‌برداران نشان می‌دهد. در مطالعات آسیب‌پذیری انجام شده در این مقاله، واحدهای نیروگاهی منظور نشده، بلکه تمرکز بر تجهیزات شبکه انتقال است. برای ادامه کار می‌توان ترکیب تمام تجهیزات شبکه انتقال و تولید را در نظر گرفت. ضمناً استفاده از دیگر روش‌های هوشمند و به طور ویژه توده ذرات می‌تواند برای ارزیابی روش پیشنهادی و دستیابی به روشی مناسب، به کار گرفته شود.
- ### ۸- مراجع
- [1] L. H. Fink, K. Carlsen, “Operating under Stress and Strain,” IEEE Spectrum, pp. 48-53, March 1978.
- [2] C. C. Liu and F. F. Wu, “Analysis of Vulnerability of Power Network Configurations,” Proc. IEEE Int. Symp. Circuits and Systems, 1985, pp. 1513-1515.
- [3] Task Force on Understanding, Prediction, Mitigation and Restoration of Cascading Failures IEEE PES Computer and Analytical Methods Subcommittee, “Vulnerability Assessment For Cascading Failures in Electric Power Systems,” IEEE Power and Energy Society Power Systems Conference and Exposition 2009, Seattle, WA, PP. 1-9.
- [4] M. Carrión, J. M. Arroyo., N. Alguacil, “Vulnerability Constrained Transmission Expansion Planning: A Stochastic Programming Approach,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, November 2007, pp. 1436–1445.
- [5] L. Gerard, K. Uhlen, G. H. Kjølle, and E. S. Huse, “Vulnerability Analysis of the Nordic Power System,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, February 2006, pp. 402- 410.
- [6] U.S. Congress, Office of Technology Assessment, “Physical Vulnerability of Electric Systems to Natural Disasters and Sabotage,” June 1990. 5E-453, Washington D.C., June 1990.
- [7] A. Wang, Y. Guangyu, and P. Liu, “Vulnerability Assessment Scheme for Power system Transmission Networks Based on the Fault Chain Theory,” IEEE trans. on power systems, this article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal, 2011.
- [8] J.M. Arroyo, “Bilevel Programming Applied to Power System Vulnerability Analysis

- Outages At 230 kV and Above,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, Jan. 1994, PP. 21- 39.
- [18] Q. Chen, and J. D. McCalley, “Identifying High Risk N-k Contingencies for Online Security Assessment,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005, pp. 823- 834.
- [19] V. Donde, V. Lopez, B. Lesieutre, A. Pinar, C. Yang, J. Meza, “Identification of Severe Multiple Contingencies in Electric Power Networks,” 37th North American Power Symposium, Ames, Iowa, 2005.
- [20] B. C. Lesieutre, S. Roy, V. Donde, A. Pinar, “Power System Extreme Event Screening Using Graph Partitioning,” 38th North American Power Symposium, Southern Illinois University Carbondale IL USA, Sept 2006.
- [21] Sung- Hwan Song, Sang-Ho Lee, Tae-Kyoo Oh, Jinsu Lee, “Risk- Based Contingency Analysis For Transmission and Substation Planning,” IEEE T & D Asia conference, 2009, pp. 1-4.
- [22] P. Pourbeik, P. S. Kundur, C. W. Taylor, The Anatomy of a Power Grid Blackout, IEEE power & energy magazine, September/ October 2006, PP 22- 29.

[ ] ع. آذر، ع. معماریانی، AHP تکنیکی نوین برای تصمیم‌گیری گروهی، مجله دانش مدیریت، شماره ۲۷ و ۲۸، زمستان ۱۳۷۳ و بهار ۱۳۷۴، صفحات ۲۲-۳۲.

زیر نویس‌ها:

- 
- <sup>1</sup> Vulnerable Configuration  
<sup>2</sup> Redundancy  
<sup>3</sup> Cascading Outages  
<sup>4</sup> Single Contingency  
<sup>5</sup> Cascading Outages  
<sup>6</sup> Extreme Contingencies  
<sup>7</sup> Alert  
<sup>8</sup> Emergency  
<sup>9</sup> Fault Chain  
<sup>10</sup> Analytical Hierarchy Process  
<sup>11</sup> Power System Stabilizer (PSS)  
<sup>12</sup> Forced Outage Rate  
<sup>13</sup> Thomas L. Saaty  
<sup>14</sup> Consistency Ratio  
<sup>15</sup> Index