

## Economical Evaluation of N–1 Safe Criterion and Load Shedding Index in Transmission System Expansion Planning

Mohammadhadi Karimi<sup>1</sup>, *Ph.D. Student*, Mehdi Ehasan<sup>2</sup>, *Professor*, Faramarz Faghihi<sup>1</sup>,  
*Assistant Professor*

<sup>1</sup>Department of Electrical Engineering- Science Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

<sup>2</sup>Department of Electrical Engineering- Sharif University of Technology, Tehran, Iran  
mh.karimi@iaubushehr.ac.ir, ehsan@sharif.edu, Faramarz.faghihi@srbiau.ac.ir

### Abstract

Transmission system reliability is an important issue in transmission network expansion planning (TNEP). Most of papers and research about TNEP employed N–1 safe criterion to formulate the transmission reliability, while a few of them have considered load shedding (LS) index to meet the required reliability of consumers for electric demand. Thus, an economic evaluation is necessary to clear which of these reliability criteria is more appropriate for transmission expansion planning studies. This paper tries to compare these reliability indices to each other and show that which of them are more economic and better for expansion planning of a transmission system. The aim is to compromise between transmission lines and substations expansion cost, network losses, and system reliability considering maintenance and repair expenses as well as replacement cost of timeworn lines. To formulate the network reliability, first deterministic reliability criterion of N–1 was employed and embedded in the problem formulation and results were discussed, then N–1 criterion was replaced by probabilistic reliability index of load shedding in TNEP formulation and the results were compared with results of first model. Both of TNEP models are tested on well known as Garver's 6-bus network and IEEE reliability 24-bus test system (IEEE RTS).

**Keywords:** load shedding, safe criterion, transmission network expansion planning, transmission system reliability

**Received:** 6 November 2021

**Revised:** 15 December 2021

**Accepted:** 30 April 2022

**Corresponding Author:** Dr. Mehdi Ehsan

**Citation:** M. Karimi, M. Ehasan, F. Faghihi, "Coordination of protection equipment in synchronous generator-based microgrids with regard to maintaining first swing stability", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 54, pp. 91-108, Sept. 2023 (in Persian).

## مقایسه معیار قطعی N-1 و معیار احتمالاتی قطع بار در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال

محمدهادی کریمی<sup>۱</sup>، دانشجوی دکتری، مهدی احسان<sup>۲</sup>، استاد، فرامرز فقیهی<sup>۱</sup>، استادیار

۱- دانشکده مهندسی مکانیک، برق و کامپیوتر- واحد علوم تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

mh.karimi@iaubushehr.ac.ir, ehsan@sharif.edu, faramarz.faghihi@srbiau.ac.ir

**چکیده:** قابلیت اطمینان سیستم انتقال یک موضوع مهم در مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال (TNEP) است. اکثر تحقیقات در مورد TNEP از معیار امنیت N-1 برای فرمول‌بندی قابلیت اطمینان سیستم انتقال استفاده می‌کنند، درحالی‌که تعداد کمی از آنها شاخص بارزدایی (LS) برای برآورده کردن قابلیت اطمینان مورد نیاز مصرف‌کنندگان را در نظر گرفته‌اند. بنابراین، یک ارزیابی اقتصادی برای روشن شدن اینکه کدام‌یک از این معیارهای قابلیت اطمینان برای مطالعات برنامه‌ریزی توسعه انتقال مناسب‌تر است، ضروری است. در این مقاله سعی شده است این شاخص‌های قابلیت اطمینان با یکدیگر مقایسه شده و نشان داده شود که کدام‌یک از آنها برای برنامه‌ریزی توسعه یک سیستم انتقال اقتصادی‌تر هستند. هدف این است که بین هزینه‌های توسعه خطوط انتقال و پست‌ها، تلفات شبکه و قابلیت اطمینان سیستم با در نظر گرفتن هزینه‌های نگهداری و تعمیر و همچنین هزینه جایگزینی خطوط فرسوده، مصالحه ایجاد شود. همچنین در قدم بعدی با افزودن قیود قابلیت اطمینان به مجموعه قیود مسئله آنالیز حساسیت بر روی مقدار بهینگی تابع هدف نسبت به شدیدتر شدن قیود قابلیت اطمینان انجام شده است. برای فرمول‌بندی قابلیت اطمینان شبکه، ابتدا معیار امنیت قطعی N-1 به کار گرفته شده و نتایج مورد بحث قرار گرفته است، سپس معیار N-1 با شاخص قابلیت اطمینان احتمالی بارزدایی در فرمول TNEP جایگزین شد و نتایج با نتایج مدل اول مقایسه شده است. در نهایت آنالیز حساسیت بر روی قیود قابلیت اطمینان در حالت دوم انجام و نتایج هر سه مطالعه باهم مقایسه شده‌اند. دو مدل TNEP روی شبکه ۶ باس معروف گارور و این دو مدل به همراه مدل سوم بر روی سیستم تست ۲۴ باس IEEE RTS آزمایش شده‌اند.

**کلمات کلیدی:** بارزدایی، برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال، قابلیت اطمینان، معیار N-k

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۸/۱۵

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۰/۹/۲۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۲/۱۰

نام نویسنده مسئول: دکتر مهدی احسان

نشانی نویسنده مسئول: تهران- خیابان آزادی- دانشگاه صنعتی شریف- دانشکده مهندسی برق- گروه قدرت

## ۱- مقدمه

برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال<sup>۱</sup> (TNEP) تعداد، زمان ساخت و مکان خطوط انتقال جدید را تعریف می‌کند که علاوه بر رعایت محدودیت‌های فنی و قابلیت اطمینان، باید به اقتصادی‌ترین روش به شبکه موجود اضافه شوند [۱،۲]. TNEP بلندمدت یک مسئله بهینه‌سازی پیچیده و در مقیاس بزرگ است که به‌طور کلی می‌تواند به دو صورت استاتیک و دینامیک طبقه‌بندی شود. در برنامه‌ریزی استاتیک، زمان ساخت خطوط توسط برنامه‌ریز سیستم مشخص نمی‌شود و سرمایه‌گذاری کل توسعه در ابتدای افق برنامه‌ریزی برای داشتن شبکه‌ای ایمن در سال هدف انجام می‌شود [۳]. در حالی که، در برنامه‌ریزی پویا، چندین سال افق در نظر گرفته شده و در هر افق خطوطی که باید وارد مدار گردند مشخص می‌شود [۴]. یکی از اولین رویکردها برای حل مسئله TNEP توسط گارور در سال ۱۹۷۰ ارائه شد [۵]. پس از مقاله وی تحقیقات گسترده‌ای در زمینه TNEP انجام شده است که می‌توان آنها را به شرح زیر طبقه‌بندی کرد:

(۱) مطالعاتی که در زمینه روش حل مسئله هستند مانند تجزیه بندرز [۶]، هایپر [۷]، روش جست‌وجوی تصادفی تطبیقی حریصانه<sup>۲</sup> (GASRP) [۸]، آبکاری فلزات<sup>۳</sup> (SA) [۹،۱۰]، بهینه‌سازی ازدحام ذرات<sup>۴</sup> (PSO) [۱۱] و الگوریتم ژنتیک<sup>۵</sup> (GA) [۱۲].

(۲) مطالعاتی که در آنها پارامترهای مختلفی مانند عدم قطعیت [۱۳،۱۴]، عوامل اقتصادی [۱۵] و معیارهای قابلیت اطمینان [۱۶] برای حل مسئله TNEP پیشنهاد شده است.

(۳) تحقیقاتی که مسئله TNEP و برنامه‌ریزی توسعه تولید<sup>۶</sup> (GEP) را به‌طور هم‌زمان مدل‌سازی و حل کرده‌اند [۱۷،۱۸]. با این حال، در بیشتر این تحقیقات، از معیار امنیت N-1 برای فرمول‌بندی قابلیت اطمینان شبکه انتقال استفاده می‌شود. فقط برخی از مراجع معیارهای دیگری را برای مدل‌سازی قابلیت اطمینان شبکه در برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم قدرت در نظر گرفته‌اند که به شرح زیر بررسی می‌شود.

در مرجع [۱۹] مسئله TNEP استاتیک با هدف دستیابی به شبکه با حداکثر قابلیت اطمینان مدل‌سازی شده است. معیارهای قابلیت اطمینان مربوط به سیستم‌های واقعی است که در نظر گرفتن آنها به حفظ درجه بالاتری از قابلیت اطمینان سیستم کمک می‌کند. در ادامه، روش جدیدی را برای طراحی شبکه با حداکثر قابلیت اطمینان در مرجع [۲۰] پیشنهاد شده که در آن احتمال خرابی خطوط به جای ماهیت قطعی، ماهیت فازی دارند همان‌طور که در مرجع [۱۹] ذکر شده است. در مرجع [۱۷] هزینه توسعه شبکه انتقال بهینه شده که در آن سه معیار قابلیت اطمینان در نظر گرفته شده است. در معیار اول برای جلوگیری از کمبود توان برای تأمین بارها، ظرفیت کل خطوط موجود در کاتست‌های مینی‌مال باید بیشتر یا برابر با تقاضای پیک بار سیستم باشد. معیار دوم و سوم به ترتیب مقدار انتظاری بار از دست رفته<sup>۷</sup> (LOLE) و N-k است. در مرجع [۲۱] مدل‌سازی جدیدی برای مسئله TNEP پویا ارائه شده است. تابع هدف فقط شامل هزینه‌های توسعه شبکه، هزینه تولید و معیار قابلیت اطمینان توان تأمین نشد است که فقط قابلیت اطمینان تولید را شامل می‌شود و انتقال را در نظر نمی‌گیرد. مدل جدیدی برای مسئله برنامه‌ریزی توسعه انتقال دینامیکی در سیستم‌های قدرت تجدیدساختار شده در مرجع [۲۲] معرفی شده که مسئله TNEP پویا به‌صورت کمیته‌سازی سه تابع هدف فرموله شده است. این هزینه‌ها شامل هزینه سرمایه‌گذاری خطوط، هزینه تراکم و هزینه بارزدایی به دلیل قطعی یک خط (معیار قابلیت اطمینان) است. در مرجع [۲۳] هزینه سرمایه‌گذاری برای ساخت خطوط انتقال جدید با در نظر گرفتن دو معیار قابلیت اطمینان احتمالی به‌عنوان قیود مسئله و همچنین عدم قطعیت‌های مرتبط با نرخ قطع اجباری عناصر شبکه (ترانسفورماتورها و خطوط) به حداقل رسانده شده است. معیارهای قابلیت اطمینان شامل معیار قابلیت اطمینان سیستم انتقال و دیگری شاخص قابلیت اطمینان باس است. نشان داده شده است که مدل پیشنهادی می‌تواند برای برنامه‌ریزی توسعه یک سیستم انتقال با معیارهای مختلف قابلیت اطمینان باس مورد استفاده قرار گیرد. در مرجع [۲۴] روش جدیدی برای انتخاب طرح توسعه بهینه و سطح قابلیت اطمینان برای یک سیستم انتقال معرفی شده که مجموع هزینه‌های ساخت و هزینه‌های قطع بار مشترکین با استفاده از معیار قابلیت اطمینان انرژی انتظاری تأمین نشده<sup>۸</sup> (EENS) به حداقل رسانده می‌شود. همچنین نشان داده‌اند که استفاده از انرژی انتظاری تأمین نشده امکان تعیین ارزش قابلیت اطمینان بالاتر را برای مشتریان فراهم می‌کند. در نهایت، در مرجع [۲۵] روش جدیدی برای حل مسئله

TNEP با در نظر گرفتن ارزش قابلیت اطمینان پیشنهاد شده است. ارزش قابلیت اطمینان از طریق ارزیابی هزینه‌های قطع بار ارائه شده توسط شاخص هزینه<sup>۱</sup> (LOLC) در نظر گرفته می‌شود. واضح بود که تأثیر قابلیت اطمینان تصمیم‌گیری برای بهترین طرح توسعه شبکه بسیار مهم است. با این حال، هیچ‌یک از این مقالات معیار قطع بار را برای فرمول‌بندی قابلیت اطمینان سیستم انتقال در نظر نگرفته‌اند. به عبارت دیگر، هزینه سرمایه‌گذاری خطوط انتقال جدید و هزینه قطع بار به طور هم‌زمان بهینه نشده است. برای این امر اخیراً در مرجع‌های [۲۶] و [۲۷] معیارهای کاهش بار برای نمایش وضعیت قابلیت اطمینان انتقال در TNEP در نظر گرفته شده است ولی با این وجود، نویسندگان تأیید نکرده‌اند که شاخص کاهش بار بهتر است یا معیار ایمن N-1 است. تجهیزات سیستم انتقال یعنی، خطوط و ترانسفورماتورها در طول زمان بهره‌برداری از آنها فرسوده می‌شوند. به گفته آکادمی ملی مهندسی ایالات متحده، زیرساخت‌های برق آمریکای شمالی بیش از دویست هزار مایل خطوط انتقال با حدود ۳۵۰۰ شرکت برق دارد. با این حال، به دلیل افزایش عمر تجهیزات این شبکه، این شبکه درجه D را از جامعه مهندسی عمران آمریکا<sup>۱</sup> (ASCE) دریافت کرده است [۲۸]. بنابراین، میزان خرابی و در نتیجه احتمال قطع تجهیزات الکتریکی (خطوط و ترانسفورماتورها) در چنین شبکه‌های انتقال فرسوده‌ای بالاست و بر این اساس، قابلیت اطمینان سیستم انتقال کاهش می‌یابد. هنگامی که خطوط انتقال به پایان عمر مفید خود می‌رسند، احتمال خروج اضطراری و در نتیجه قطع بار افزایش می‌یابد و برخی از بارهای مهم با مقدار ارزش بار از دست رفته<sup>۱۱</sup> (VOLL) بالا ممکن است دچار خاموشی شوند. بنابراین می‌توان گفت که هر خط مقدار ارزش انتقال انرژی مشخصی را دارد. به عنوان مثال، ارزش انتقال انرژی در خط انتقال ۲۷۵ کیلوولتی که اسکاتلند و انگلیس را به هم متصل می‌کند و ۸۵ مایل طول دارد، سالانه حدود یک میلیون دلار است. هزینه متوسط برای قطع یک روزه چنین خطی ۱۶۰۰ دلار است که مبلغ قابل توجه است [۲۹]. بنابراین، در نظر گرفتن یک معیار قابلیت اطمینان مناسب در TNEP حائز اهمیت است. در مرجع [۳۰] شاخص‌های قابلیت اطمینان احتمالاتی و قطعی برای توسعه شبکه انتقال ارائه و روش انتخاب معیار بهینه قطعی به کمک ارزیابی پاسخ به دست آمده با معیار احتمالاتی تعیین شده است. در این مرجع اشاره شده که معیار احتمالاتی به‌ویژه در محیط تجدیدساختار یافته از اهمیت بالایی برخوردار است لیکن معیار قطعی نیز به دلیل ارائه قابلیت اطمینان بهتر و محاسبات ساده‌تر برای مسئله برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال پیشنهاد شده است. در مرجع [۲۹] روش ارزیابی قابلیت اطمینان حاشیه‌ای در مسئله برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال ارائه شده است. برای این منظور سه سناریو برای تجهیزات جدید طراحی شده و مقدار شاخص قابلیت اطمینان افزایشی (حاشیه‌ای) محاسبه شده است. این روش صرفاً سرعت ارزیابی برای سیستم‌های بزرگ را بهبود داده و در واقع قابلیت اطمینان افزوده شده توسط تجهیزات جدید در آن ارزیابی می‌گردد. در نهایت تحلیل هزینه به فایده این شاخص از طریق محاسبه ارزش بار از دست رفته انجام شده است. این روش برای معیار قطعی قابل اعمال نبوده و لذا مقایسه‌ای بین شاخص‌ها ارائه نشده است. در مرجع [۲۹] نیز معیار قابلیت اطمینان غیرقطعی برای ارزیابی قابلیت اطمینان در مسئله توسعه خطوط انتقال پیشنهاد شده که در آن مرجع به جای روش احتمالاتی از روش فازی استفاده شده است. در واقع کاربرد روش‌های فازی وقتی قابل توجه است که به دلیل اطلاعات کم از پارامترهای غیرقطعی، امکان محاسبات احتمالاتی وجود نداشته باشد. بنابراین در مسئله توسعه خطوط انتقال که عدم قطعیت‌های مسئله قابل ارزیابی به کمک توزیع‌های احتمال است توجه برای استفاده از روش فازی وجود ندارد. در مرجع [۳۱]، معیارهای قطعی قابلیت اطمینان N-k برای برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال استفاده شده‌اند. در واقع اشاره در این مرجع صرفاً روش محاسبه و برتری سرعت و قابلیت حل مسئله توسعه خطوط انتقال با معیارهای قطعی در مقایسه با معیارهای احتمالاتی ارائه شده است اما مقایسه‌ای بین پاسخ‌های دو روش ارائه نشده است. در مرجع [۳۲] از حق انتقال پویا در برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال در سیستمی شامل منابع بادی استفاده شده است، لذا عدم قطعیت‌های مسئله جنبه‌های مختلفی داشته و تعداد سناریوهای لازم جهت بررسی در توسعه خطوط انتقال بسیار بالاست. در عوض به کمک روش کاهش سناریو، تعداد بالای سناریو با تعداد سناریوی مهم تعویض و مسئله حل شده است. در نهایت مقایسه‌ای بین روش ارزیابی قابلیت اطمینان در مسئله توسعه خطوط انتقال انجام نشده است. در مرجع [۳۳] که قابلیت اطمینان و تاب‌آوری سیستم توسعه داده شده در برابر حوادث شدید آب‌وهوایی ارزیابی شده است، معیار احتمالاتی برای قابلیت اطمینان معیار عمل قرار داده شده است. در این مرجع دلیل بر استفاده از معیار احتمالاتی یا مقایسه‌ای بین روش قطعی و احتمالاتی در ارزیابی قابلیت

اطمینان برای توسعه خطوط انتقال ارائه نشده است. در مرجع [۳۴] یک رویکرد ریاضی جدید برای برنامه‌ریزی توام توسعه انتقال و جایابی سیستم‌های ذخیره سازی باتری ارائه شده است. جایابی بهینه سیستم‌های ذخیره‌سازی باتری در مقیاس شبکه می‌تواند به سیستم‌های انتقال در مدیریت تراکم و بهبود امنیت سیستم قدرت کمک کند. علاوه بر این، سیستم‌های ذخیره سازی باتری می‌توانند قابلیت اطمینان سیستم قدرت را در شرایط اضطراری افزایش دهند. در مرجع [۳۵] یک مدل TEP مقاوم با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های متعدد و بار فعال پیشنهاد شده است. به‌طور خاص، در این مدل، عدم قطعیت‌های خروجی نیروگاه بادی و احتمال وقوع اتفاقات به‌طور همزمان در نظر گرفته می‌شوند. عدم قطعیت‌ها با سناریو و فاصله توصیف می‌شوند و روش تجزیه بندرز برای حل مدل استفاده می‌شود. در فصل دیگری از مرجع [۲۹] یک روش جدید برای انتخاب یک معیار قابلیت اطمینان احتمالی بهینه در برنامه‌ریزی توسعه انتقال از منظر کفایت سیستم قدرت معرفی شده است. وظیفه اصلی یک سیستم قدرت الکتریکی تامین انرژی الکتریکی به مشتریان خود تا حد امکان اقتصادی و با درجه قابل قبولی از تداوم و کیفیت است. به‌عنوان روشی برای انتخاب معیارهای قابلیت اطمینان بهینه در TEP از یک شاخص قابلیت اطمینان احتمالی، مقدار انتظاری بار از دست رفته استفاده شده است. نشان داده شده که برنامه‌ریزی توسعه شبکه با استفاده از معیارهای قابلیت اطمینان احتمالی در یک شبکه سیستم قدرت از اهمیت خاصی برخوردار است. در ادامه در این مرجع روشی را برای انتخاب معیارهای قابلیت اطمینان بهینه از میان معیارهای احتمالی و قطعی برای برنامه‌ریزی توسعه سیستم قدرت مرکب مورد بحث قرار گرفته است. شاخص‌های سیستم قدرت مرکب را می‌توان بر اساس شاخص‌های نقطه بار و شاخص‌های سیستم بزرگ با توجه به هدف مسئله ارزیابی طبقه‌بندی کرد. در این مرجع همچنین رویکرد جدیدی پیشنهاد شده است که برای تسهیل تحلیل حساسیت و ارزیابی روند با توجه به رویکرد کلان (فاز برنامه‌ریزی) قبل از بررسی سطح خرد (فاز بهره‌برداری) در TEP طراحی شده است. از نظریه مجموعه فازی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها و ابهامات مرتبط با هزینه ساخت و نرخ نهایی تحویل از طریق توابع عضویت مناسب استفاده شده است. فرض بر این است که مقادیر آستانه توابع عضویت از نتایج شبیه‌سازی یک مسئله برنامه‌ریزی مرسوم با توابع عضویت قطعی تعیین می‌شوند. الگوریتم شاخه و کران فازی پیشنهادی، که شامل روش جریان شبکه، و قضیه مجموعه برش حداکثر جریان-حداقل است، برای حل این مسئله در فضایی با اطلاعات گذشته کم و حضور خبرگان پیشنهاد شده است. در فصل دیگری از مرجع [۲۹]، روشی برای انتخاب بهترین طرح توسعه شبکه انتقال با استفاده از یک معیار امنیتی قطعی مبتنی بر کفایت بر اساس به صورت N-k ارائه شده که با حذف موارد احتمالی با احتمالات کمتر از حد احتمال تعیین شده انجام می‌شود. معیارهای قابلیت اطمینان قطعی مانند معیارهای احتمالی N-1 یا N-2 و محدودیت‌های تعادل بار در عمل برای برنامه‌ریزی توسعه انتقال استفاده می‌شوند زیرا از نظر محاسباتی قابل ساده هستند. همچنین در فصل دیگری از مرجع [۲۹] به مسئله TEP با در نظر گرفتن معیار نرخ نهایی تحویل گره قطعی مرتبط با هزینه ساخت، مشروط به معیار قابلیت اطمینان گره قطعی که به‌عنوان نرخ نهایی تحویل گره/باسه توصیف شد، می‌پردازد. این روش جدید برای انتخاب بهترین طرح توسعه برای یک سیستم انتقال با در نظر گرفتن معیار قابلیت اطمینان احتمالی سیستم انتقال پیشنهاد می‌کند.

این مقاله معیارهای قابلیت اطمینان N-1 و کاهش بار را ارزیابی می‌کند تا مشخص کند کدام یک از آنها اقتصادی‌تر است. در مطالعه حاضر از الگوریتم ژنتیک کدگذاری اعشاری<sup>۱۲</sup> (DCGA) [۳۶] برای بررسی تأثیر این معیارهای پایایی بر TNEP استفاده شده است. ساختار مقاله به این شرح است. پس از بیان مسئله در قسمت مقدمه، فرمول‌بندی ریاضی موضوع در قسمت دوم بیان می‌شود. در قسمت سوم روش حل و در قسمت چهارم نتایج شبیه‌سازی بیان شده است. در نهایت نتیجه-گیری مقاله در قسمت پنجم آمده است.

## ۲- فرمول‌بندی ریاضی

هدف اصلی این مقاله در نظر گرفتن دو معیار قابلیت اطمینان N-1 و بارزدایی<sup>۱۳</sup> (LS) در TNEP است. برای انجام این کار، مسئله با استفاده از پخش بار مستقیم در دو حالت فرموله شده است. مدل قطعی TNEP با در نظر گرفتن معیار امنیت معمول،

یعنی N-1 (در مورد ۱) ارائه شده درحالی‌که فرمول TNEP احتمالی شامل شاخص قابلیت اطمینان LS (در مورد ۲) تشریح شده است.

### ۱-۲- مدل حالت اول

مسئله TNEP با در نظر گرفتن تلفات شبکه، هزینه نگهداری و تعمیر با شاخص N-1 به شرح زیر سازمان‌دهی شده است.

$$\min F_1 = \sum_{i \in \Omega^L} C_i^C x_i + \sum_{i \in \Omega^S} C_i^S x_i^S + \sum_{i \in \Omega^C} C_i^L + \sum_{i \in \Omega^E} v_i x_i^0 (C_i^M + C_i^r) \quad (1)$$

عبارت اول و دوم معادله (۱) به ترتیب نشان‌دهنده هزینه سرمایه‌گذاری توسعه خطوط انتقال و پست‌های جدید است. عبارت سوم هزینه تلفات توان را بیان می‌کند (روش محاسبه ضریب تلفات که در رابطه (۲) با نماد  $K^L$  به کار رفته است در مرجع [۳۷] توضیح داده شده) که توسط رابطه (۲) محاسبه شده و تلفات توان هر مسیر ( $f_i^L$ ) با استفاده از رابطه‌های (۳) الی (۷) محاسبه می‌شود [۲۷].

$$C_i^L = 8760 k^L f_i^L C^L \quad (2)$$

که در آن:

$$f_i^L = R_i |I_i|^2 \quad (3)$$

$$R_i = \frac{f_i \ell_i}{(x_i^0 + x_i)} \quad (4)$$

$$I_i = \frac{f_i}{|V_i|} \quad (5)$$

$$f_i = \gamma_i \Delta \theta_i \quad (6)$$

$$\gamma_i = \ell_i (x_i + x_i^0) \gamma_i' \quad (7)$$

رابطه (۳)، مقدار تلفات کریدور  $i$ ، رابطه (۴) مقاومت این کریدور و رابطه (۵) جریان عبوری از آن است که به کمک رابطه پخش بار مستقیم یعنی رابطه (۶) محاسبه می‌گردد. در رابطه (۶)، سوپرتانس کریدور  $i$  به کمک رابطه (۷) با افزوده شدن خطوط جدید به شبکه به روز می‌گردد.

$$v_i = \begin{cases} 1 & \text{for } x_i^{10} \leq x_i^{r1} - T \\ \frac{C_i^R}{C_i^M + C_i^r} & \text{ow} \end{cases} \quad (8)$$

$$C_i^M = \ell_i C_i^{FM} \quad (9)$$

$$C_i^r = \ell_i C_i^{Fr} \quad (10)$$

آخرین عبارت هزینه‌های نگهداری و تعمیر خطوط موجود را توصیف می‌کند که با استفاده از رابطه‌های (۹) و (۱۰) محاسبه می‌شود [۲۶]. متغیر باینری معرفی شده در مؤلفه آخر تابع هدف که توسط معادله (۸) مقدار آن تعیین می‌گردد [۲۷]، بیان می‌کند که جایگزینی خطوط انتقال موجود با خطوط جدید در صورتی که عمر اولیه خطوط کمتر یا برابر با طول عمر معمول آنها منهای سال افق برنامه‌ریزی باشد، ضروری نیست. در ادامه قیود مسئله ارائه شده است. طرح توسعه باید تمامی محدودیت‌های (۱۱) الی (۱۵) را برآورده کند.

$$Sf + g - d = 0 \quad (11)$$

$$|f_i| \leq f_i^{\max} \quad (12)$$

$$0 \leq x_i \leq x_i^{\max} - x_i^0 \quad (13)$$

$$0 \leq x_i^S \leq x_i^{\max} - x_i^0 \quad (14)$$

$$N-1 \text{ Safe Criterion} \quad (15)$$

معادله‌های (۱۱) الی (۱۵) به ترتیب محدودیت توازن تولید و تقاضا در هر باس، حد جریان توان در خطوط انتقال، محدودیت حق تقدم و معیار ایمن N-1 را نشان می‌دهد. که در این روابط نمادهای مطابق جدول (۱) تعریف شده‌اند.

Table (1): Model parameters in the first case

جدول (۱): پارامترهای مدل در حالت اول

نماد	پارامتر
$\Omega^c$	مجموعه تمام کریدورهای شبکه (موجود و جدید)
$\Omega^l$	مجموعه تمام کریدورهای شبکه شامل خطوط انتقال
$\Omega^s$	مجموعه کریدورهای موجود شبکه شامل پست‌های انتقال
$\Omega^e$	مجموعه کریدورهای موجود شبکه شامل خطوط انتقال
$C_i^c$	هزینه احداث یک خط انتقال در کریدور i (دلار)
$x_i$	تعداد خطوط جدید احداثی در کریدور i
$C_i^s$	هزینه احداث یک پست انتقال در کریدور i (دلار)
$x_i^s$	تعداد پست‌های جدید احداثی در کریدور i
$C_i^l$	هزینه تلفات توان در کریدور i (دلار)
$v_i$	متغیر تصمیم‌گیری که تعیین می‌کند آیا نیازی به تعویض خط در کریدور i هست یا نه (وقتی برابر ۱ باشد، نیازی به تعویض نیست و بایستی خط نگهداری شود. در غیر این صورت تعویض انجام خواهد شد و نیازی به نگهداری نیست)
$x_i^0$	تعداد خطوط موجود در کریدور i
$C_i^m$	هزینه نگهداری یک خط در کریدور i (دلار)
$C_i^r$	هزینه تعمیر یک خط در کریدور i (دلار)
$k^L$	ضریب تلفات
$f_i^L$	تلفات توان در کریدور i در پایان افق برنامه‌ریزی (مگاوات)
$C^L$	هزینه یک واحد انرژی تلف شده (دلار بر مگاوات ساعت)
$R_i$	مقاومت کریدور i (اهم)
$I_i$	جریان عبوری از کریدور i در پایان افق برنامه‌ریزی (آمپر)
$r_i$	مقاومت یکی از خطوط انتقال کریدور i در هر کیلومتر (اهم بر کیلومتر)
$l_i$	طول کریدور i (کیلومتر)
$f_i$	توان انتقالی کریدور i در پایان افق برنامه‌ریزی (مگاوات)
$V_i$	سطح ولتاژ خطوط انتقال در کریدور i (کیلوولت)
$\gamma_i$	مجموع سوسپتانس خطوط در کریدور i (مهبو)
$\Delta\theta_i$	اختلاف فاز ولتاژ شین‌های ابتدا و انتهای کریدور i (رادیان)
$\gamma'_i$	سوسپتانس هر کیلومتر از کریدور i (مهبو بر کیلومتر)
$T$	افق برنامه‌ریزی (سال)
$x_i^{10}$	عمر خطوط موجود کریدور i در ابتدای افق برنامه‌ریزی (سال)
$x_i^{rl}$	طول عمر مفید خطوط کریدور i (سال)
$C_i^R$	هزینه تعویض یک خط در کریدور i (دلار)
$C_i^{FM}$	هزینه ثابت نگهداری هر کیلومتر از یک خط انتقال در کریدور i (دلار بر کیلومتر)
$C_i^{Fr}$	هزینه ثابت تعمیر هر کیلومتر از یک خط انتقال در کریدور i (دلار بر کیلومتر)
$S$	ماتریس تلاقی شاخه و گره
$f$	ماتریس توان اکتیو هر کریدور
$g$	بردار تولید
$d$	بردار مصرف
$f_i^{\max}$	حداکثر توان قابل انتقال از کریدور i (مگاوات)
$x_i^{\max}$	حداکثر تعداد مدارات قابل احداث در کریدور i

### ۲-۲- مدل حالت دوم

در این بخش، هزینه بارزدایی به تابع هدف (۱) اضافه می‌شود و معادله (۱۵) با معادله‌های (۱۹) الی (۲۲) در محدودیت‌های مسئله جایگزین می‌شود.

$$\min F_2 = \sum_{i \in \Omega^c} C_i^c x_i + \sum_{i \in \Omega^s} C_i^s x_i^s + \sum_{i \in \Omega^l} C_i^l + \sum_{i \in \Omega^c} v_i x_i^0 (C_i^M + C_i^r) + \sum_{n \in \Omega^b} VOLL_n \sum_{i \in \Omega^c} (x_i + x_i^0) LS_n^i Pr_i \quad (16)$$

عبارت پنجم از معادله (۱۶) هزینه بارزدایی احتمالی به دلیل قطعی یک خط (قابلیت اطمینان انتقال) را توضیح می‌دهد، که در آن احتمال قطع بار به کمک رابطه (۱۷) محاسبه می‌گردد [۲۶]. این معادله توضیح می‌دهد که احتمال قطع شدن یک خط انتقال در یک کریدور برابر است با احتمال در دسترس نبودن آن خط [معادله (۱۸)] ضربدر احتمال در دسترس بودن خطوط دیگر (جدید و موجود) در همان کریدور و در کریدورهای دیگر.

$$Pr_i = U_i (1 - U_i)^{(x_i + x_i^0 - 1)} \prod_{y \in \Omega^c}^{y \neq i} (1 - U_y)^{(x_y + x_y^0)} \quad (17)$$

$$U_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (18)$$

طرح توسعه باید تمام محدودیت‌های رابطه‌های (۱۱) الی (۱۴) و رابطه‌های (۱۹) الی (۲۲) را با حداقل هزینه بارزدایی برآورده کند:

$$0 \leq LS_n^i \leq D_n \quad (19)$$

$$|f_i^j| \leq \bar{f}_i^j \quad \forall i, j \in \Omega^c \text{ and } i \neq j \quad (20)$$

$$f_i^j = \sum_{k \in \Omega^{cb}} e_{k,i}^j G_k + \sum_{u \in \Omega^{cb}} h_{u,i}^j (D_u - LS_u^i) \quad (21)$$

$$\bar{f}_i^j = \begin{cases} f_i^{\max} - \frac{f_i^{\max}}{x_i^0 + x_i} & \text{if } i = j \\ f_i^{\max} & \text{ow} \end{cases} \quad (22)$$

معادله‌های (۱۹) الی (۲۲) به ترتیب حداکثر بار قابل قطع در هر باس، محدودیت توان عبوری در حالت بروز خطا (قطع تک خط)، مقدار توان عبوری و حداکثر مقدار آن را در هنگام خرابی خط انتقال نشان می‌دهند [۲۶]. در نهایت به منظور تأمین حداقل قابلیت اطمینان دو قید (۲۳) و (۲۴) نیز به عنوان قیود امنیتی در نظر گرفته شده‌اند.

$$LOLP_r \leq LOLP^{\max} \quad (23)$$

$$EENS_r \leq EENS^{\max} \quad (24)$$

قید (۲۳) نشان دهنده حداکثر مجاز احتمال قطع بار و قید (۲۴) تضمین‌کننده سقف مجاز انرژی از دست رفته است. در واقع ضمن اینکه در تابع هدف قطع بار انتظاری بهینه می‌گردد، یک مقدار حداکثری هم برای قابلیت اطمینان در نظر گرفته شده است. که در این روابط نمادهای مطابق جدول (۲) تعریف شده‌اند.

### ۳- روش حل

#### ۳-۱- روش حل مسئله در حالت اول

رابطه (۱) که تابعی از متغیرهای بهینه‌سازی  $x_i$  و  $x_i^*$  است تحت قیودهای (۱۱) الی (۱۵) با استفاده از الگوریتم ژنتیک (GA) بهینه می‌شود. در این تحقیق از الگوریتم ژنتیک با کدبندی دهدهی (DCGA) استفاده شده زیرا پیاده‌سازی آن راحت‌تر، پیچیدگی آن کمتر، و دقت و سرعت آن بیشتر از الگوریتم ژنتیک استاندارد (GA) با کدبندی باینری) است. برخلاف GA استاندارد، احتمال واگرایی الگوریتم در این روش بسیار کم است. در الگوریتم ژنتیک با کدبندی دهدهی  $x_i$  و  $x_i^*$  مستقیماً در کروموزوم قرار گرفته و نیازی به تبدیل آنها به کدهای باینری نیست. به این ترتیب، ابتدا الگوریتم ژنتیک با کدبندی دهدهی یک جمعیت اولیه با  $d$  کروموزوم (فرد) را که قیودهای (۱۳) و (۱۴) را برآورده می‌کند به صورت زیر تولید می‌نماید.

$$X_o = [X_1 \ X_2 \ \dots \ X_k \ \dots \ X_d]^{\text{Transpose}} \quad (25)$$

فرد  $k$ ام جمعیت اولیه  $X_o$  مطابق رابطه (۲۴) از اعداد صحیحی تشکیل شده که بیانگر متغیرهای بهینه‌سازی  $x_i$  و  $x_i^*$  هستند.



Table (2): Model parameters in the second case

جدول (۲): پارامترهای مدل در حالت دوم

نماد	پارامتر
$\Omega^b$	مجموعه شین‌های بار
$\Omega^{gb}$	مجموعه شین‌های تولید
$Pr_i$	احتمال خروج یک خط انتقال در کریدور i
$U_i$	عدم دسترس‌پذیری یک خط انتقال در کریدور i
$\lambda_i$	نرخ خرابی سالانه یک خط انتقال در کریدور i
$\mu_i$	نرخ سالانه تعمیر یک خط انتقال در کریدور i
$LS_n^i$	قطع بار شین n به علت خروج یک خط انتقال در کریدور i (مگاوات)
$D_n$	بار شین n در پایان افق برنامه‌ریزی (مگاوات)
$f_i^j$	توان عبوری از کریدور i پس از خروج یک خط در کریدور j (مگاوات)
$\bar{f}_i^j$	حداکثر توان قابل انتقالی از کریدور i پس از خروج یک خط در کریدور j (مگاوات)
$G_k$	کل تولید شین k در پایان افق برنامه‌ریزی (مگاوات)
$e_{k,i}^j$	نسبت تغییر توان عبوری از کریدور i به تغییر تولید در شین k پس از خروج یک خط در کریدور j
$h_{u,i}^j$	نسبت تغییر توان عبوری از کریدور i به تغییر مصرف در شین u پس از خروج یک خط در کریدور j
$LOLP_T$	احتمال قطع بار در سال افق
$LOLP^{max}$	حداکثر مجاز احتمال قطع بار مجاز
$EENS_T$	انرژی انتظاری از دست رفته در سال افق
$EENS^{max}$	حداکثر مجاز انرژی انتظاری از دست رفته

$$X_k = [x_1^k, x_2^k, \dots, x_i^k, \dots, x_{|\Omega^i|}^k, x_1^{sk}, x_2^{sk}, \dots, x_i^{sk}, \dots, x_{|\Omega^i|}^{sk}] \quad (26)$$

در رابطه فوق  $X_i^k$  و  $X_i^{sk}$  به ترتیب بیانگر تعداد مدارات و پست‌های جدیدی هستند که توسط کروموزوم k برای احداث در کریدور i پیشنهاد می‌شوند.

$$x_i^k = \{0, 1, \dots, x_i^{max} - x_i^0\} \quad \forall k = 1, 2, \dots, d \quad (27)$$

$$x_i^{sk} = \{0, 1, \dots, x_i^{max} - x_{nm}^0\} \quad \forall k = 1, 2, \dots, d \quad (28)$$

به‌عنوان مثال، معادله (۲۷) یک کروموزوم نمونه<sup>۱۴</sup> را برای یک شبکه انتقال با ۱۵ کریدور نمایش می‌دهد.

$$X_k = [3, 2, 2, 3, 0, 3, 2, 2, 1, 4, 1, 3, 4, 4, 3] \quad (29)$$

در رابطه (۲۹)،  $X_k$  سه خط انتقال جدید برای احداث در کریدورهای ۱، ۴، ۶، ۱۲ و ۱۵، دو خط جدید در کریدورهای ۲، ۳، ۷ و ۸، یک خط جدید در کریدورهای ۹ و ۱۱، و چهار خط جدید در کریدورهای ۱۰، ۱۳ و ۱۴ پیشنهاد می‌دهد. هیچ خط انتقال جدیدی در کریدور ۵ پیشنهاد نمی‌شود. ابتدا معادله‌های (۶) و (۷) با در نظر گرفتن قیدهای (۱۱)، (۱۲) و (۱۵) به‌منظور تعیین توان عبوری از هر کریدور محاسبه می‌شوند. سپس معادله (۸) بررسی می‌شود. اگر  $v_i=1$ ، آنگاه به ترتیب معادله‌های (۹) و (۱۰) تعیین می‌شوند. در غیر این صورت عبارت چهارم تابع هدف (۱) با هزینه تعویض خط جایگزین خواهد شد. بعد از آن، معادله‌های (۲) تا (۵) محاسبه تا هزینه تلفات شبکه حاصل شود. سرانجام بعد از محاسبه عبارات اول و دوم معادله (۱)، مقدار تابع هدف تعیین خواهد شد. رابطه (۳۰) که به تابع برازش معروف است به‌صورت عکس تابع هدف تعریف می‌شود تا الگوریتم به جای فرایند حداقل‌سازی، روند حداکثرسازی را در پیش گیرد، زیرا الگوریتم ژنتیک بر حداکثر نمودن برازش<sup>۱۵</sup> افراد جمعیت بنا نهاده شده است. به این ترتیب، زمانی تابع هدف (۱) حداقل می‌شود که معادله (۳۰) حداکثر شده باشد.

$$Fit_1 = \frac{10^{13}}{F_1} \quad (30)$$

سپس، عملگر انتخاب<sup>۱۶</sup>، به اندازه تعداد افراد جمعیت اولیه، کروموزوم‌هایی که مقادیر تابع برازش آنها بیشتر است (کروموزوم‌های برتر) را بر اساس روش چرخ رولت برای عمل تولید مثل (تکثیر<sup>۱۷</sup>) به‌عنوان کروموزوم‌های والد<sup>۱۸</sup> انتخاب

می‌کند. به این صورت که با توجه به معادله (۲۸) به هر فرد امتیازی تعلق می‌گیرد که بیانگر احتمال شرکت این فرد در تولید نسل‌های آینده است. این افراد در اختیار عملگر تزویج<sup>۱۹</sup> قرار می‌گیرند که این عملگر با احتمال  $P_c$  (عددی بین صفر و یک) کروموزوم‌های والد را برای تولید مثل انتخاب می‌کند. به این منظور، یک مولد تصادفی عددی بین صفر و یک تولید می‌نماید. در صورتی که این عدد کوچک‌تر از  $P_c$  باشد عمل تزویج صورت می‌گیرد. پس از انتخاب کروموزوم‌ها، مولد تصادفی دیگری با تولید عددی تصادفی موقعیت تزویج را به‌طور اتفاقی مشخص نموده و سپس کروموزوم‌های والد را به تصادف از چند نقطه در مرز بین اعداد صحیح شکسته و آرایه‌های بردارهای والد را با یکدیگر تعویض می‌نماید. برای تولید فرزندان متفاوت با والدین خود و در نتیجه جلوگیری از گرفتار شدن الگوریتم در نقاط بهینه محلی هر یک از افراد تولید شده توسط عملگر تزویج (کروموزوم‌های فرزند) برای تشکیل نسل جدید در اختیار عملگر جهش<sup>۲۰</sup> قرار می‌گیرند. عملگر جهش با احتمال  $P_m$  کروموزوم مورد نظر را انتخاب و مقدار هر متغیر را به طور تصادفی یک واحد کاهش و یا یک واحد افزایش می‌دهد. ضمن اجرای عملگر جهش، مقادیر هر کروموزوم نباید از حد مجاز خود تجاوز نماید. یعنی تعداد مدارات و پست‌های جدید احداثی طبق قیدهای (۱۳) و (۱۴) باید در محدوده تعریف شده باشند. بعد از جهش و تولید نسل جدید، این روند دوباره با ارزیابی تابع (۲۸) برای هر کروموزوم، تا زمانی که شرط پایان الگوریتم برآورده شود تکرار می‌شود. نحوه اجرای الگوریتم پیشنهادی در شکل (۱) نشان داده شده است. شرط پایان به این صورت است که ابتدا الگوریتم مورد نظر با تعداد تکرارهای مشخصی اجرا و جواب نهایی در جمعیت اولیه قرار داده شده و اجرای برنامه بار دیگر انجام می‌شود تا مطمئن شویم که مقدار تابع برازش ثابت می‌ماند. اگر در این اجراها، پاسخ بهتری پیدا نشود این جواب به‌عنوان طرح بهینه انتخاب خواهد شد، در غیر این صورت پاسخ بهتر در جمعیت اولیه قرار داده شده و این روند بار دیگر تکرار می‌شود. کل این فرایند تا زمانی که جواب بهتری به‌دست نیاید ادامه خواهد یافت.

### ۲-۳- روش حل مسئله در حالت دوم

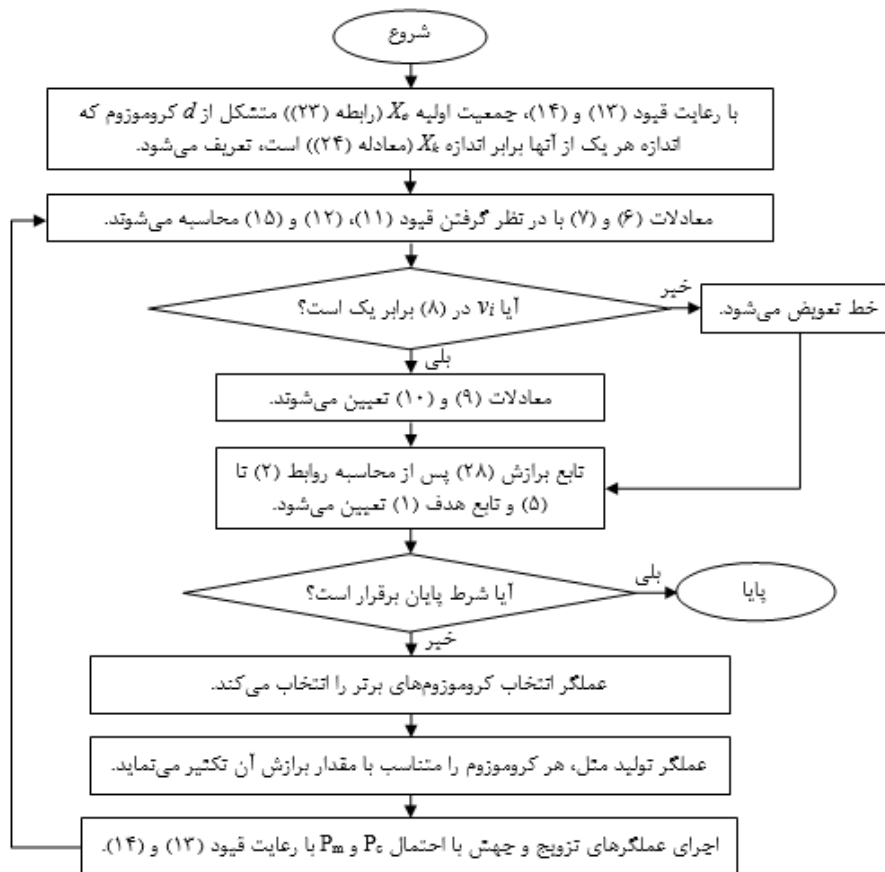
رابطه (۱۶) علاوه بر متغیرهای بهینه‌سازی  $x_i$  و  $x_i^s$  تابعی از متغیر بهینه‌سازی  $LS_n^i$  نیز است که تحت قیدهای (۱۱) تا (۱۴) و (۱۹) تا (۲۲) با استفاده از DCGA و تابع  $fmincon$  موجود در نرم‌افزار متلب بهینه می‌شود. متغیرهای گسسته  $x_i$  و  $x_i^s$  با استفاده از DCGA و متغیر پیوسته  $LS_n^i$  به کمک تابع بهینه‌سازی  $fmincon$  تعیین می‌شوند. مشابه حالت اول، یک جمعیت اولیه با  $d$  کروموزوم تحت قیدهای (۱۳) و (۱۴) با استفاده از رابطه‌های (۲۳) الی (۲۶) تولید می‌شود. پس از تعیین معادله‌های (۶) و (۷) با رعایت قیدهای (۱۱) و (۱۲)، معادله (۸) بررسی می‌شود. اگر  $v_i$  برابر یک باشد، آنگاه معادله‌های (۹) و (۱۰) محاسبه می‌شوند. در غیر این صورت هزینه تعویض خط جایگزین عبارت چهارم تابع هدف (۱۶) خواهد شد. سپس، معادله‌های (۲) الی (۵) تعیین می‌شوند. پس از آن، بهینه‌سازی تابع هدف (۲۹) تحت قیدهای (۱۹) الی (۲۲) به ازای خروج یک خط از هر کریدور به کمک تابع  $fmincon$  انجام می‌شود. به این ترتیب قطع بار شین‌ها برای تمام حالات ممکن (خروج تک‌تک خطوط هر کریدور) محاسبه خواهد شد.

$$\min F_3 = \sum_{n \in \Omega^b} LS_n^i \quad (31)$$

در رابطه (۲۱)، ضرایب توزیع توان خطوط به هنگام وقوع پیشامد برای تک‌تک حالت‌های خروج خط از شبکه با استفاده از پخش بار DC تعیین می‌شوند. بعد از محاسبه رابطه‌های (۱۷) و (۱۸)، تابع هدف (۱۶) تعیین خواهد شد. سپس تابع برازش (۳۲) به‌صورت زیر تعریف می‌شود.

$$Fit_2 = \frac{10^{13}}{F_2} \quad (32)$$

مشابه روش حل مسئله در حالت اول، عملگرهای انتخاب، تزویج و جهش با رعایت قیدهای (۱۳) و (۱۴) اعمال می‌شوند. بعد از تولید نسل جدید، این روند دوباره با ارزیابی تابع (۳۲) برای هر کروموزوم، تا زمانی که شرط پایان الگوریتم برآورده شود تکرار می‌شود. نحوه اجرای الگوریتم پیشنهادی در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل (۱): نحوه اجرای الگوریتم پیشنهادی در حالت اول  
Figure (1): Implementation of algorithm for first case

#### ۴- نتایج شبیه‌سازی

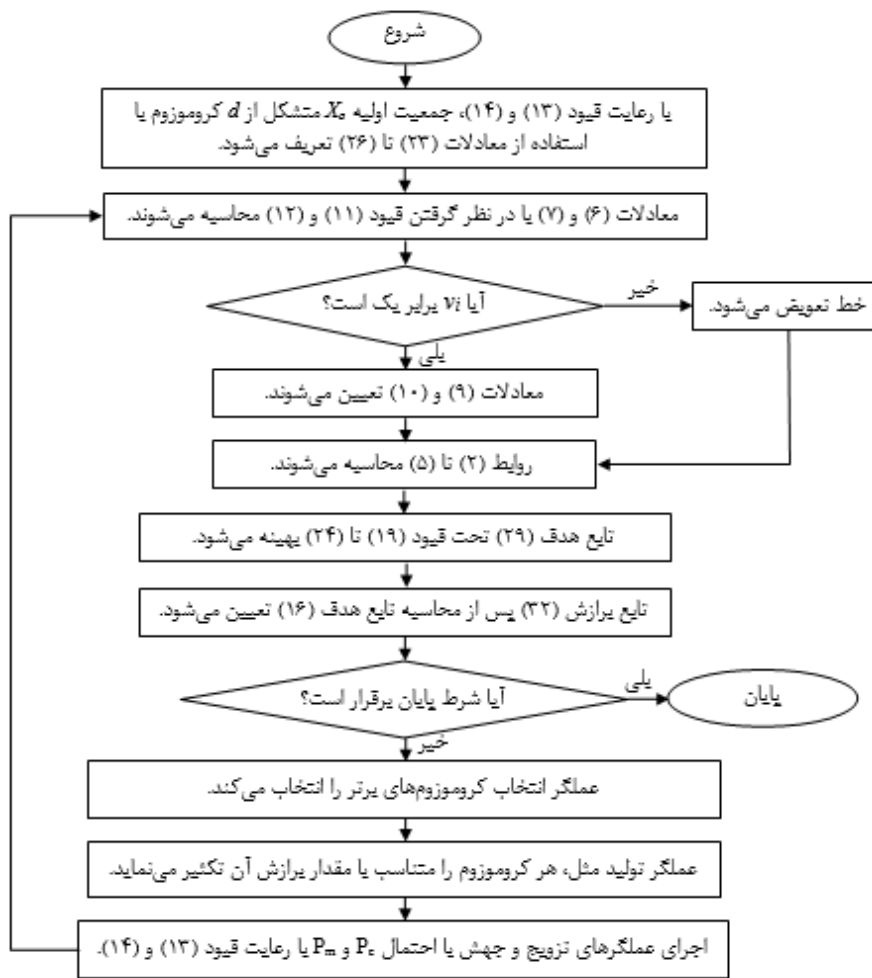
برای نشان دادن اعتبار راه حل پیشنهادی، مدل ارائه شده به دو شبکه اعمال می‌شود. شبکه اول، سیستم ۶ شینه گارور، شبکه دوم، سیستم ۲۴ شینه IEEE (IEEE RTS) است. در ادامه، جزئیات هر دو شبکه بیان خواهند شد. شایان ذکر است که در هر دو شبکه، سال افق برنامه‌ریزی ۱۵ و ضریب رشد بار ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است. تعداد تکرار، اعضای جمعیت، درصد جهش و درصد ادغام برای حل دو شبکه (گارور/RTS) به ترتیب ۴۰۰/۱۵۰، ۲۰۰/۱۰۰، ۰/۰۵/۰/۰۵ و ۰/۹/۰/۹ انتخاب شده است.

##### ۴-۱- شبکه گارور

اطلاعات مربوط به این شبکه به‌طور کامل در مرجع [۵] ارائه شده است. روش پیشنهادی در دو حالت به شبکه گارور اعمال و نتایج پیاده‌سازی آن در هر یک از سناریوها به‌طور جداگانه بیان شده است. در حالت اول مسئله TNEP با در نظر گرفتن معیار امنیت N-1 و در حالت دوم با لحاظ نمودن معیار قطع بار حل شده است.

##### ۴-۱-۱- نتایج حالت اول برای شبکه گارور

مدل ارائه شده در حالت اول به شبکه گارور اعمال شده که نتایج حاصل شده در ادامه بیان شده است.

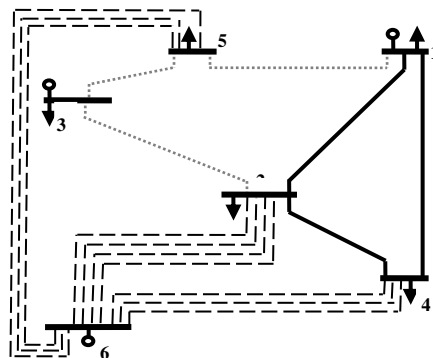


شکل (۲): نحوه اجرای الگوریتم پیشنهادی در حالت دوم  
 Figure (2): Implementation of Algorithm for Second Case

خطوط جدیدی که لازم است به شبکه اضافه شوند به صورت خط چین بزرگ در شکل (۳) نمایش داده شده‌اند. این خطوط شامل چهار خط جدید در کریدور ۶-۲، سه خط جدید در کریدورهای ۶-۴ و ۶-۵ هستند. همچنین خطوط انتقال موجودی که عمر مفیدشان از مجموع افق برنامه‌ریزی و عمر اولیه آنها کمتر است، با خطوط جدید جایگزین می‌شوند که این خطوط با خط چین کوچک در محل کریدورهای موجود شبکه یعنی کریدورهای ۵-۱، ۳-۲ و ۵-۳ نشان داده شده‌اند. علاوه بر آن، هزینه‌های توسعه، قابلیت اطمینان و بهره‌برداری از شبکه در جدول (۳) آمده است.

#### ۴-۱-۲- نتایج حالت دوم برای شبکه گارور (بدون قیود قابلیت اطمینان)

در این بخش، مدل توصیف شده در حالت دوم به شبکه گارور اعمال و نتایج بدون در نظر گرفتن قیدهای (۲۳) و (۲۴) مطابق شکل (۴) حاصل شدند. همان‌طور که در شکل (۴) نشان داده شده است، علاوه بر تعویض خطوط در کریدورهای ۵-۱، ۳-۲ و ۳-۵، چهار خط جدید در کریدور ۶-۲، دو خط جدید در کریدور ۶-۴، و یک خط جدید نیز در کریدورهای ۵-۳ و ۶-۵ پیشنهاد می‌شوند. با مقایسه شکل‌های (۳) و (۴) مشاهده می‌شود که در حالت دوم که معیار قطع بار در نظر گرفته شده است، تعداد خطوط کمتری به شبکه اضافه شده است که با توجه به جدول‌های (۳) و (۴) منجر به کاهش ۳۳ درصدی هزینه خطوط انتقال جدید در حالت دوم شده است. به عبارت دیگر طراح شبکه انتقال به جای اینکه خطوط بیشتری را برای تأمین قابلیت اطمینان صددرصد شبکه احداث کند، حاضر شده است با پرداخت فقط ۲/۳۶ میلیون دلار هزینه قطع بار به مشتریان که حدود ۳/۵ درصد کل هزینه شبکه را تشکیل می‌دهد، ترکیبی را پیشنهاد دهد که هزینه سرمایه‌گذاری آن کمتر است.



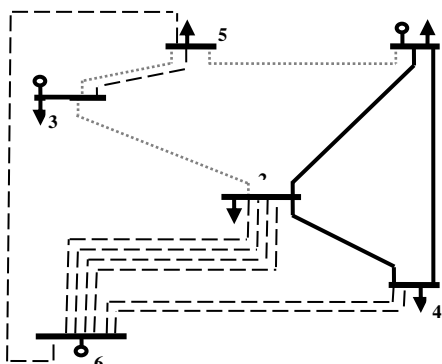
شکل (۳): طرح پیشنهادی توسعه شبکه گارور در حالت اول

Figure (3): Proposed solution for Garver system in first case

Table (3): Expansion and operation costs for Garver system in first case

جدول (۳): هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری از شبکه گارور در حالت اول (میلیون دلار)

هزینه برحسب میلیون دلار	مولفه‌های هزینه‌ای تابع هدف	
۴۷	هزینه احداث خطوط انتقال جدید	هزینه توسعه شبکه انتقال
۵/۰۶	هزینه تعویض خطوط انتقال موجود	
۶/۹۸	هزینه تلفات اکتیو	
۲/۵۲	هزینه نگهداری خطوط موجود	
۷/۲	هزینه تعمیر خطوط موجود	
۷۰/۲۳	هزینه کل شبکه	



شکل (۴): طرح پیشنهادی توسعه شبکه گارور در حالت دوم

Figure (4): Proposed Solution for Garver system in second case

با این روش، اگرچه طراح نتوانسته قابلیت اطمینان صددرصد را برای شبکه فراهم کند ولی توانسته هزینه کل شبکه را ۱۰/۸۶ میلیون دلار (۱۵/۵ درصد) کاهش و در ضمن سطح قابلیت اطمینان مطلوبی را برای سیستم انتقال فراهم کند. بنابراین نتیجه گرفته می‌شود که معیار LS از نظر اقتصادی مناسب‌تر از معیار امنیت N-1 برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال است.

#### ۴-۲- شبکه RTS

دومین شبکه‌ای که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفته است، سیستم قابلیت اطمینان ۲۴ شینه IEEE است. اطلاعات این شبکه در مرجع [۳۷] ارائه شده است. شایان ذکر است که خطوط شبکه دارای دو سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۱۳۸ کیلوولت هستند. در اینجا نیز روش پیشنهادی در دو حالت به شبکه IEEE RTS اعمال می‌شود. در حالت اول از معیار N-1 و در حالت دوم از معیار LS برای تأمین قابلیت اطمینان مورد نیاز شبکه استفاده شده است.

۴-۲-۱- نتایج حالت اول برای شبکه RTS

مدل ارائه شده در حالت اول به شبکه RTS اعمال و خطوط موجود تعویضی به همراه خطوط و پست‌های جدیدی که لازم است به شبکه اضافه شوند در جدول‌های (۵) و (۶) آمده است.

۴-۲-۲- نتایج حالت دوم برای شبکه RTS بدون قیود قابلیت اطمینان

نتایج زیر پس از پیاده‌سازی مدل پیشنهادی حالت دوم بدون قیدهای (۲۳) و (۲۴) روی شبکه مورد مطالعه به دست آمدند. با مقایسه جدول‌های (۵) و (۹) واضح است که خطوط کمتری در حالت دوم به شبکه انتقال اضافه شده‌اند که کاهش ۲۸ درصدی هزینه احداث خطوط جدید مؤید این واقعیت است [جدول‌های (۷) و (۹) را مقایسه کنید]. برخلاف شبکه گارور، در این شبکه حتی تلفات هم کاهش یافته که این کاهش نه تنها هزینه قطع بار را جبران بلکه هزینه کل شبکه را نیز کاهش داده است زیرا هزینه قابلیت اطمینان در این حالت فقط ۰/۲۲ میلیون دلار است یعنی ۰/۱۸ هزینه کل شبکه را تشکیل می‌دهد. این هزینه ناچیز نشان می‌دهد که طراح نه تنها توانسته هزینه کل شبکه را ۱۸/۵ میلیون دلار (۱۵ درصد) در حالت دوم کاهش دهد، بلکه قابلیت اطمینان به مراتب بهتری را برای سیستم انتقال نسبت به شبکه گارور فراهم کند. این میزان هزینه قطع بار بیانگر قابلیت اطمینانی نزدیک صددرصد است ولی با طرحی خیلی اقتصادی‌تر. در واقع با داشتن قابلیت اطمینان تقریباً یکسان هزینه کمتری حاصل شده است. ضمن اینکه در حالت دوم قابلیت اطمینان تعیین شده بهینه بوده و مصالحه بین قابلیت اطمینان و هزینه قطع بار است درحالی‌که در سناریوی اول بدون مصالحه قابلیت اطمینان N-1 تأمین شده است. بنابراین مشهود است که معیار قطع بار برای مطالعات برنامه‌ریزی توسعه از معیار امنیت شبکه خیلی مناسب‌تر است.

۴-۲-۲- نتایج حالت دوم برای شبکه RTS با قیود قابلیت اطمینان

در این حالت قیدهای قابلیت اطمینان به مسئله افزوده شده و با تغییرات این قیود مقدار تابع هدف ارزیابی شده است. جدول (۱۰) مقایسه بین حالت‌های مختلف این قیدها در مسئله است. جهت درک و تحلیل روند تغییرات اعداد به دست آمده در جدول (۱۰) ذکر چند نکته لازم است.

Table (4): Expansion and Operation Costs for Garver System in Second Case

جدول (۴): هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری از شبکه گارور در حالت دوم (میلیون دلار)

هزینه برحسب میلیون دلار	مولفه‌های هزینه‌ای تابع هدف	
۳۲/۵۶	هزینه احداث خطوط انتقال جدید	هزینه توسعه شبکه انتقال
۵/۰۶	هزینه تعویض خطوط انتقال موجود	
۹/۶۷	هزینه تلفات اکتیو	
۲/۵۲	هزینه نگهداری خطوط موجود	
۷/۲	هزینه تعمیر خطوط موجود	
۲/۳۶	هزینه قطع بار شبکه (هزینه قابلیت اطمینان)	
۵۹/۳۷	هزینه کل شبکه	

Table (5): Replaced line for RTS System in First Case

جدول (۵): خطوط تعویضی در حالت اول برای شبکه RTS

کریدور	تعداد مدارات تعویضی	سطح ولتاژ (کیلوولت)
۴-۹	۱	۱۳۸
۱۲-۲۳	۱	۲۳۰
۱۵-۱۶	۱	۲۳۰
۲۰-۲۳	۲	۲۳۰
۲۱-۲۲	۱	۲۳۰

Table (6): Proposed New Line and substation for RTS system in first case  
جدول (۶): خطوط و پست‌های جدید پیشنهادی در حالت اول برای شبکه RTS

کری دور	تعداد خطوط یا پست‌های جدید	سطح ولتاژ (کیلوولت)
۱-۴	۱	۱۳۸
۱-۵	۱	۱۳۸
۱-۸	۱	۱۳۸
۲-۴	۱	۱۳۸
۲-۱۰	۲	۱۳۸
۳-۱۰	۱	۱۳۸
۴-۵	۱	۱۳۸
۴-۱۰	۱	۱۳۸
۵-۸	۱	۱۳۸
۶-۷	۲	۱۳۸
۹-۱۲	۱ (پست)	۱۳۸/۲۳۰
۱۱-۱۶	۱	۲۳۰
۱۲-۱۷	۲	۲۳۰
۱۳-۱۵	۱	۲۳۰
۱۳-۱۷	۱	۲۳۰
۱۳-۲۴	۱	۲۳۰
۱۴-۲۱	۲	۲۳۰
۱۴-۲۳	۱	۲۳۰
۱۶-۲۳	۱	۲۳۰
۱۸-۲۰	۱	۲۳۰

Table (7): Expansion and operation costs for RTS system in first case  
جدول (۷): هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری شبکه RTS در حالت اول (میلیون دلار)

هزینه بر حسب میلیون دلار	مولفه هزینه‌ای	
۶۲/۴۶	هزینه احداث خطوط انتقال جدید	هزینه توسعه شبکه انتقال
۳/۵	هزینه احداث پست‌های انتقال جدید	
۳۲/۷۲	هزینه تعویض خطوط انتقال موجود	
۱۶/۶۸	هزینه تلفات اکتیو	
۱/۸۴	هزینه نگهداری خطوط موجود	
۵/۳۴	هزینه تعمیر خطوط موجود	
۱۲۲/۵۴	هزینه کل شبکه	

توجه شود که ستون اول اعداد مربوط به حالت پایه بدون قید بوده و لذا جهت اثرگذاری قیود قابلیت اطمینان، ابتدا مقادیر این شاخص‌ها در حالت پایه محاسبه شده و سپس این قیود نسبت به اعداد به‌دست آمده برای حالت پایه کوچک‌تر در نظر گرفته شده‌اند زیرا اگر اعداد بزرگ‌تری در نظر گرفته شوند بهینه بودن همان پاسخ حالت پایه را خواهد داد. هزینه توسعه در ابتدای شدیدتر شدن قیودها قابلیت اطمینان تغییرات کمتر و سپس تغییرات بیشتری را شاهد است. روال تقریباً مشابه برای هزینه تعویض تجهیزات مشاهده می‌گردد. هزینه احداث پست‌ها و در دو قدم آخر تغییر دارد که دلیل آن تأثیر کم مجموعه ترانسفورماتورها نسبت به خطوط بر روی قابلیت اطمینان است. زیرا این شبکه فقط ۴ کری دور ترانسفورماتور دارد. هزینه نگهداری با هزینه تعمیرات تغییرات خلاف جهتی دارد زیرا هر قدر از خطوط نگهداری بیشتری انجام شود، تعداد خرابی آن کاهش یافته و لذا هزینه تعمیرات کاهش خواهد یافت.

آنچه در این مطالعه اهمیت می‌یابد این است که با شدیدتر کردن قیود قابلیت اطمینان تا پله چهارم طراحی شده در جدول (۱۰)، همچنان مقدار تابع هدف کل از تابع هدف کل حالت قید قطعی N-1 بهتر است. به عبارت دیگر، علاوه بر اینکه نقطه بهینه هزینه توسعه خطوط با استفاده از تحلیل هزینه فایده قابلیت اطمینان (حالت دوم) هزینه کمتری نسبت به حالت اول دارد، حتی با تنگ‌تر کردن قیدهای قابلیت اطمینان نیز تا نقطه مشخصی، هزینه حالت دوم کمتر است. نکته آخر اینکه، می‌دانیم در حالت اول به دلیل قید N-1، اگر شاخص‌های قابلیت اطمینان محاسبه گردند، احتمالاً وضعیت دو شاخص مطرح شده از پله آخر جدول (۱۰) نیز بهتر خواهد بود. حال سؤالی که ایجاد می‌شود اینکه چرا با وجود داشتن شاخص‌های قابلیت اطمینان بهتر، هزینه توسعه حالت اول از حالت دوم کمتر است؟ دلیل این امر وجود مؤلفه جریمه قطع بار در تابع هدف است که منجر به افزایش هزینه حالت دوم می‌گردد. در واقع این مؤلفه نه به طور مستقیم بلکه به صورت غیرمستقیم با افزایش سایر مؤلفه‌ها (که منجر به کاهش خود این مؤلفه خواهد شد)، منجر به افزایش هزینه توسعه شده است.

### ۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله امکان مقایسه بین شاخص قابلیت اطمینان کاهش بار و معیار امنیت N-1 فراهم شده است. معیار N-1 به دلیل مدل‌سازی ساده آن به‌طور گسترده توسط محققان که در زمینه برنامه‌ریزی توسعه سیستم قدرت کار می‌کنند استفاده می‌شود.

Table (8): Proposed new line and substation for RTS system in second case

جدول (۸): خطوط و پست‌های جدید پیشنهادی در حالت دوم برای شبکه RTS

کریدور	تعداد خطوط یا پست‌های جدید	سطح ولتاژ (کیلوولت)
۱-۳	۱	۱۳۸
۱-۸	۲	۱۳۸
۱-۹	۱	۱۳۸
۱-۱۰	۲	۱۳۸
۵-۷	۱	۱۳۸
۷-۸	۱	۱۳۸
۳-۲۴	۱ (پست)	۱۳۸/۲۳۰
۱۲-۱۶	۱	۲۳۰
۱۳-۱۴	۲	۲۳۰
۱۴-۱۵	۱	۲۳۰
۱۴-۱۸	۱	۲۳۰
۱۵-۲۳	۱	۲۳۰
۱۷-۱۹	۱	۲۳۰
۲۱-۲۴	۱	۲۳۰
۲۳-۲۴	۱	۲۳۰

Table (9): Expansion and operation costs for RTS system in second case

جدول (۹): هزینه‌های شبکه RTS در حالت دوم (میلیون دلار)

هزینه بر حسب میلیون دلار	مؤلفه هزینه‌ای
۴۴/۷۵	هزینه احداث خطوط انتقال جدید
۳/۵	هزینه احداث پست‌های انتقال جدید
۳۲/۷۲	هزینه تعویض خطوط انتقال موجود
۱۵/۶۷	هزینه تلفات اکتیو
۱/۸۴	هزینه نگهداری خطوط موجود
۵/۳۴	هزینه تعمیر خطوط موجود
۶/۲۲	هزینه قطع بار شبکه (هزینه قابلیت اطمینان)
۱۱۰/۰۴	هزینه کل شبکه



Table (10): Expansion and operation costs for RTS system in second case considering reliability constraints  
جدول (۱۰): هزینه‌ها (میلیون دلار) و مقدار قیود قابلیت اطمینان شبکه RTS در حالت دوم با قیود قابلیت اطمینان

مقدار						پارامتر
۰/۰۰۱	۰/۰۰۳	۰/۰۰۵	۰/۰۰۷	۰/۰۰۹	-	LOLP <sup>Max</sup>
۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۵	۰/۰۰۰۹	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	-	EENS <sup>Max</sup> (PU)
۰/۰۰۱	۰/۰۰۲۸۹	۰/۰۰۳۸۴	۰/۰۰۷	۰/۰۰۹	۰/۰۰۹۸۲	LOLP
۰/۰۰۰۰۷۸	۰/۰۰۰۰۵	۰/۰۰۰۰۹	۰/۰۰۰۰۹۴	۰/۰۰۰۱۱	۰/۰۰۰۲۱	EENS(PU)
۶۳/۳۸	۵۷/۷۵	۴۹/۵۷	۴۸/۹۵	۴۴/۷۵	۴۴/۷۵	هزینه احداث خطوط انتقال جدید
۴/۵	۴/۵	۳/۵	۳/۵	۳/۵	۳/۵	هزینه احداث پست‌های انتقال جدید
۴۲/۹۵	۳۷/۲۶	۳۷/۳۹	۳۷/۳۹	۳۷/۳۹	۳۲/۷۲	هزینه تعویض خطوط انتقال موجود
۱۰/۰۷	۱۱/۹۷	۱۳/۶۷	۱۳/۹۱	۱۴/۴۱	۱۵/۶۷	هزینه تلفات اکتیو
۴/۹۵	۳/۸۷	۳/۹۸	۳/۶۹	۲/۷۶	۱/۸۴	هزینه نگهداری خطوط موجود
۳/۴۳	۴/۱۱	۳/۹۷	۴/۰۹	۴/۲۲	۵/۳۴	هزینه تعمیر خطوط موجود
۱/۰۹۸	۲/۱۰۹	۲/۱۳	۳/۱۴	۵/۱۸	۶/۲۲	هزینه قطع بار شبکه (هزینه قابلیت اطمینان)
۱۳۳/۳۷۸	۱۲۱/۵۶۹	۱۱۴/۲۱	۱۱۴/۶۷	۱۱۲/۲۱	۱۱۰/۰۴	هزینه کل شبکه

با این حال، نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که این معیار نمی‌تواند برای مطالعات TNEP اقتصادی باشد، زیرا منجر به افزایش هزینه ساخت خطوط جدید و گاهی اوقات تلفات بیشتر شبکه انتقال می‌شود. اگرچه، شاخص قطع بار (بارزدایی) ممکن است قابلیت اطمینان صد درصد را برای شبکه فراهم نکند، اما هزینه توسعه بسیار کمتری را به برنامه‌ریزی سیستم تحمیل می‌کند. توجه شود که قابلیت اطمینان کامل برای شبکه انتقال ضروری نیست، زیرا مانع از یافتن طرح‌های اقتصادی‌تر توسط الگوریتم حل می‌شود، در حالی که اگر بخشی از بار در هر باس در شرایط خاص قطع شود، باعث می‌شود الگوریتم پیکربندی‌های بهینه‌تری پیدا کند. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که شاخص LS بهتر از معیار امنیت N-1 است، زیرا منجر به صرفه‌جویی زیادی در هزینه می‌شود و می‌تواند علاوه بر ارائه سطح قابل قبولی از قابلیت اطمینان شبکه، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه کل شبکه را به میزان قابل توجه کاهش دهد. در نهایت با دقت در نتایج آنالیز حساسیتی که بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان انجام شده مشاهده گردید که حتی با بهبود بیشتر قابلیت اطمینان نسبت به نقطه بهینه به دست آمده از تحلیل هزینه-فایده قابلیت اطمینان، بازهم هزینه توسعه حالت دوم از حالت اول کمتر است که این نکته نشان‌دهنده این است که حتی در صورت سیاست‌گذاری قابلیت اطمینان سخت‌تر از نقطه بهینه قابلیت اطمینان، باز هم مدل توسعه مبتنی بر جریمه قطع بار پاسخ بهینه‌تری نسبت به حالت N-1 دارد.

## References

### مراجع

- [1] A.R. Abdelaziz, "Genetic algorithm-based power transmission expansion planning", Proceeding of the IEEE/ICECS, vol. 2, pp. 642-645, Jounieh, Lebanon, Dec. 2000 (doi: 10.1109/ICECS.2000.912959).
- [2] V.A. Levi, M.S. Calovic, "Linear-programming-based decomposition method for optimal planning of transmission network investments", IEE Proceeding C (Generation, Transmission and Distribution), vol. 140, no. 6, pp. 516-522, Nov. 1993 (doi: 10.1049/ip-c.1993.0075).
- [3] A.H. Escobar, R.A. Gallego, R. Romero, "Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 735-744, May 2004 (doi: 10.1109/TPWRS.2004.825920).
- [4] J.C. Dodu, A. Merlin, "Dynamic model for long-term expansion planning studies of power transmission systems: The Ortie model", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 3, no. 1, pp. 2-16, Jan. 1981 (doi: 10.1016/0142-0615(81)90025-9).
- [5] L.L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1696, Sept. 1970 (doi: 10.1109/TPAS.1970.292825).
- [6] R. Romero, A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion

- planning", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, no 1, pp. 373–380, Feb. 1994 (doi: 10.1109/59.317588).
- [7] S. Binato, G.C. Oliveira, J.L. Araujo, "A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, no. 2, pp. 247–253, May 2001 (doi: 10.1109/59.918294).
- [8] R. Romero, R.A. Gallego, A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by simulated annealing", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no 1, pp. 364–369, Feb. 1996 (doi: 10.1109/59.486119).
- [9] A.R. Verma, P.K. Bijwe, B. Panigrahi, "A comparative study of metaheuristic methods for transmission network expansion planning", International Journal of Applied Evolutionary Computation, vol. 1, no. 4, pp. 71–91, 2010 (doi: 10.4018/jaec.2010100104).
- [10] P. Murugan, "Modified particle swarm optimisation with a novel initialisation for finding optimal solution to the transmission expansion planning problem", IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 6, no. 11, pp. 1132–1142, Nov. 2012 (doi: 10.1049/iet-gtd.2012.0183).
- [11] H. Shayeghi, M. Mahdavi, "Genetic algorithm based studying of bundle lines effect on network losses in transmission network expansion planning", Journal of Electrical Engineering, vol. 60, no. 5, pp. 237-245, 2009 (doi: 10.1.1.1071.3061).
- [12] I.D.J. Silva, M.J. Rider, R. Romero, C.A. Murari, "Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand", IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 2, pp. 1424–1429, Nov. 2006 (doi: 10.1109/PES.2005.1489297).
- [13] P. Maghouli, S.H. Hosseini, M.O. Buygi, M. Shahidehpour, "A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 26, no 1, pp. 470–478, Dec. 2011 (doi: 10.1109/TPWRS.2010.2048930).
- [14] N.H. Sohtaoglu, "The effects of economic parameters on power transmission planning", Proceeding of the IEEE/MELECON, pp. 941–945, Tel-Aviv, Israel, May 1998 (doi: 10.1109/MELCON.1998.699366).
- [15] J. Choi, T. Mount, R. Thomas, "Transmission system expansion plans in view point of deterministic, probabilistic and security reliability criteria", Proceeding of the IEEE/ICICIC, pp. 247b-247b, Kumamoto, Japan, Sept. 2007 (doi: 10.1109/ICICIC.2007.604).
- [16] B. Graeber, "Generation and transmission expansion planning in southern Africa", Proceeding of the IEEE/AFRCON, pp. 983–988, Cape Town, South Africa, Sept./Oct. 1999 (doi: 10.1109/AFRCON.1999.8-21905).
- [17] M.S. Kandil, S.M. El-Debeiky, N.E. Hasanien, "Rule-based system for determining unit locations of a developed generation expansion plan for transmission planning", IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 147, no 1, pp. 62–68, 2000 (doi: 10.1049/ip-gtd:20000023).
- [18] R.S. Chanda, P.K. Bhattacharjee, "A reliability approach to transmission expansion planning using minimal cut theory", Electric Power Systems Research, vol. 33, no 2, pp. 111–117, May 1995 (doi: 10.1016/0378-7796(95)00937-D).
- [18] J. Shu, L. Wu, L. Zhang, B. Han, "Spatial power network expansion planning considering generation expansion", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 30, no. 4, pp. 1815-1824, July 2015 (doi: 10.1109/TPWRS.2014.2358237).
- [19] R.S. Chanda, P.K. Bhattacharjee, "A reliability approach to transmission expansion planning using fuzzy fault-tree model", Electric Power Systems Research, vol. 45, no. 2, pp. 101–108, May 1998 (doi: 10.1016/s0378-7796(97)01226-1).
- [20] A.S.D. Braga, J.T. Saraiva, "A multiyear dynamic approach for transmission expansion planning and long-term marginal costs computation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1631–1639, Aug. 2005 (doi: 10.1109/TPWRS.2005.852121).
- [21] M.S. Sepasian, H. Seifi, A.A. Foroud, A.R. Hatami, "A multiyear security constrained hybrid generation-transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1609–1618, Aug. 2009 (doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021218).
- [22] J. Choi, T. Tran, A.A. El-Keib, R. Thomas, H. Oh, R. Billinton, "A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1606–1615, Aug. 2005 (doi: 10.1109/TPWRS.2005.852142).
- [23] J. Choi, T.D. Mount, R.J. Thomas, R. Billinton, "Probabilistic reliability criterion for planning transmission system expansions", IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 153, no 6, pp. 719–727, Nov. 2006 (doi: 10.1049/ip-gtd:20050205).
- [24] A.M.L. Silva, L.S. Rezende, L.A.F. Manso, L.C. Resende, "Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 32, no. 10, pp. 1077-1084, Dec. 2010 (doi: 10.1016/j.ijepes.2010.06.003).
- [25] M. Mahdavi, H. Monsef, R. Romero, "Reliability and economic effects of maintenance on TNEP considering line loading and repair", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3381–3393, Sept. 2016 (doi: 10.1109/TPWRS.2015.2487322).

- [26] M. Mahdavi, H. Monsef, R. Romero, "Reliability effects of maintenance on TNEP considering preventive and corrective repairs", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 32, no 3, pp. 3768–3781, Sept. 2017 (doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030269).
- [27] H.K. Kim, "Reliability modeling and evaluation in aging power systems", M.S. Thesis, Texas A and M University, Aug. 2009.
- [28] G.S. Wilton, T.S. Ormiston, R.A. Allan, "Modern transmission-line maintenance", *Proceedings of the IET/IEEE*, vol. 114, no. 7, pp. 925–932, July 1967 (doi: 10.1049/piee.1967.0177).
- [29] J. Choi, K.Y. Lee, "Optimal reliability criteria for TEP", *IEEE Probabilistic Power System Expansion Planning with Renewable Energy Resources and Energy Storage Systems*, pp. 401–432, 2022 (doi: 10.1002/9781119819042.ch16).
- [30] Y. Lei, P. Zhang, K. Hou, H. Jia, Y. Mu, B. Sui, "An incremental reliability assessment approach for transmission expansion planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no 3, pp. 2597–2609, May 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2017.2756261).
- [31] J. Zhan, M. Yue, L. Fan, "Reliability-based stochastic transmission expansion planning considering uncertainties of dynamic thermal rating and wind power", *Proceeding of the IEEE/PESGM*, pp. 1–5, Atlanta, GA, USA, Aug. 2019 (doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973475).
- [32] J. Qiu, L.J. Reedman, Z.Y. Dong, K. Meng, H. Tian, J. Zhao, "Network reinforcement for grid resiliency under extreme events", *Proceeding of the IEEE/PESGM*, pp. 1–5, Chicago, IL, USA, July 2017 (doi: 10.1109/PESGM.2017.8273985).
- [33] H. Shayeghi, M. Mahdavi, A. Kazemi, H.A. Shayanfar, "Studying effect of bundle lines on TNEP considering network losses using decimal codification genetic algorithm", *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no 12, pp. 2685–2691, Dec. 2010 (doi: 10.1016/j.enconman.2010.06.003).
- [34] M. Kazemi, M.R. Ansari, "An integrated transmission expansion planning and battery storage systems placement- A security and reliability perspective", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 134, Article Number: 107329, Jan. 2022 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107329).
- [35] W. Li, L. Zhao, Y. Bo, W. Wang, M. Wang, S. Liu, R. Liu, X. Wang, "Robust transmission expansion planning model considering multiple uncertainties and active load", *Global Energy Interconnection*, vol. 4, no. 5, pp. 476–484, Oct. 2021 (doi: 10.1016/j.gloi.2021.11.009).
- [36] H.H.H. Shayeghi, S. Jalilzadeh, M. Mahdavi, "Studying influence of two effective parameters on network losses in transmission expansion planning using DCGA", *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no. 11, pp. 3017–3024, Nov. 2008 (doi: 10.1016/j.enconman.2008.06.013).
- [37] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, C. Singh, "The IEEE reliability test system-1996, A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, Aug. 1999 (doi: 10.1109/59.780914).

زیرنویس‌ها

1. Transmission network expansion planning
2. Greedy adaptive stochastic research process
3. Simulated annealing
4. Particle swarm optimization
5. Genetic algorithm
6. Generation expansion planning
7. Loss of load expectation
8. Expected energy not supplied
9. Loss of load cost
10. American society of civil engineering
11. Value of lost load
12. Decimal coding genetic algorithm
13. Load shed
14. Typical chromosome
15. Fitness
16. Selection
17. Reproduction
18. Parents
19. Crossover
20. Mutation