

A Mixed-Integer Linear Programming Model for Multi-Objective Dynamic Transmission Network Expansion Planning Considering Voltage Stability

Fardin Hadi,¹ Amir Bagheri,^{2*} Sajjad Golshannavaz,³ Nasrin Osali⁴

¹ Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran, fardinhadi77@gmail.com

² Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran, a.bagheri@znu.ac.ir

³ Faculty of Electrical and Computer Engineering, Urmia University, Urmia, Iran, s.golshannavaz@urmia.ac.ir

⁴ Modje Niroo Co., Zanjan Regional Electric Company, Iran, nasrin.osali@gmail.com

Keywords:

dynamic transmission network expansion planning, MILP model, multi-objective optimization, voltage stability, loading margin

Abstract: Regarding the load increase, transmission network expansion planning (TNEP) is of vital importance. The aim of TNEP is to determine the installation, location, and time of equipment, including lines and transformers. On the other side, network security and voltage stability is one of main challenges of power systems. In this paper, it is focused on dynamic transmission network expansion planning by considering voltage stability constraint. The proposed model tries to minimize total expansion cost and maximize voltage stability margin. To make the TNEP more accurate, the annual load duration curve has been considered for the loads. The developed model uses loading margin for the voltage stability analysis, and the optimization problem has been solved based on AC power flow and MILP model. The problem is modeled as a multi-objective optimization where fuzzy satisfaction technique is employed to choose the final solution. Applying the proposed model on the IEEE 24-bus system within the GAMS environment demonstrate efficiency of the conducted approach in increasing voltage stability in TNEP.

Original Research Article

Paper History:

Received: 25/07/2024

Revise: 17/08/2024

Accepted: 25/09/2024

How to cite this article: Hadi, F., Bagheri, A., Golshannavaz, S., Osali, N., "A Mixed-Integer Linear Programming Model For Multi-Objective Dynamic Transmission Network Expansion Planning Considering Voltage Stability", Energy Engineering and Management, Vol. 14, No. 2, PP. 12-29, 2024. <https://doi.org/10.22052/EEM.2024.255218.1077>
© 2023 University of Kashan Press.

This is an open access article under the CC BY license. (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



Introduction

Due to an increasing need for electricity consumption, transmission network expansion planning (TNEP) is an important issue in power system planning studies. In TNEP, the aim is to determine the location, capacity, and construction time of transmission facilities to cover the load demand increase, considering technical and economic constraints. On the other side, voltage stability is one of the main challenges of the network planners and operators to insure power system security. Therefore, in addition to the cost minimization purpose in the TNEP, the voltage stability criterion should be under attention of the planners. Simultaneous consideration of cost and voltage stability using a multi-objective optimization is an interesting problem which has been addressed in this paper. There have been numerous studies in this area; however, each work has some shortcomings. Some papers concentrated on TNEP or voltage stability analysis separately. Some of them has implemented the problem as a single objective not multi-objectives. Numerous studies have modeled the TNEP in static manner, which only determines the location and capacity of transmission equipment without determining the construction time. Many of the TNEP model are in the form of non-linear optimization, obtaining local optimum results. The current paper tries to fill these gaps and develop a multi-objective dynamic transmission network expansion planning, considering voltage stability. The proposed model has been derived as a convex MILP optimization, giving global optimum solution.

Material and Methods

This paper focuses on dynamic transmission network expansion planning by considering voltage stability constraint. Dynamic TNEP determines the construction time of the required transformers and transmission lines in addition to their location. The proposed model tries to minimize total expansion cost and maximize voltage stability margin. To make the TNEP more accurate, the annual load duration curve has been considered for the loads, and the salvation value of equipment is also taken into account. The developed model uses loading margin for the voltage stability analysis, and the optimization problem has

been solved based on AC power flow and MILP model. All the power system constraints have been considered in the model. As the model is linear and convex, its solution, using the Gurobi solver in GAMS, provides a global optimum solution instead of local optima. The problem is modeled as a multi-objective optimization, where fuzzy satisfaction technique is employed to choose the final solution. Applying the proposed model on the IEEE 24-bus system within the GAMS environment demonstrates efficiency of the conducted approach in increasing voltage stability in TNEP.

Results

The proposed multi-objective dynamic TNEP is applied on the IEEE 24-bus system to find pareto-optimal solutions, each of which has different values of expansion cost and loading margin. Ten pareto-optimal solutions are obtained using multi-objective optimization, and three sample solutions are analysed thoroughly to evaluate the effects of voltage stability on the results of dynamic TNEP. Each solution has its cost and voltage stability margin. For choosing the final solution among Pareto-optimal ones, the fuzzy satisfying techniques is employed. The best chosen solution has a stability margin of 0.278 per unit and a total cost of 1231M\$. The voltage stability margin is on the basis of the P-V curve of the network buses. In addition to the planning decisions, the proposed model obtains optimal values of operation decisions, including output power of generators at different years and load levels. The simulations show that all the technical limitations of the power system along with the desired objectives are fulfilled satisfactorily.

Discussion and Conclusion

Totally it can be concluded that optimal configuration and installation time of transmission lines and transformers can lead to the minimization of TNEP costs as well as the maximization of the voltage stability margin, using the proposed multi-objective optimization. For the future studies, a consideration of N-1 security criterion as well as the presence of renewable energy resources are recommended.

یک مدل خطی آمیخته با عدد صحیح برای برنامه‌ریزی دینامیکی دوهدفه توسعه شبکه انتقال با در نظر گرفتن پایداری ولتاژ

فردین هادی^۱، امیرباقری^۲، سجاد گلشن‌نواز^۳، نسرين اوصالی^۴

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه زنجان، زنجان، ایران، fardinhadi77@gmail.com

^۲ دانشیار گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه زنجان، زنجان، ایران، a.bagheri@znu.ac.ir

^۳ دانشیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه ارومیه، ارومیه، ایران، s.golshannavaz@urmia.ac.ir

^۴ کارشناس فنی شرکت موج نیرو، شرکت برق منطقه‌ای زنجان، ایران، nasrin.osali@gmail.com

واژه‌های کلیدی:
برنامه‌ریزی دینامیکی توسعه شبکه انتقال،
برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح،
بهینه‌سازی دوهدفه،
پایداری ولتاژ،
حاشیه بارگذاری.

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۵/۰۴

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۳/۰۵/۲۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۷/۰۴

چکیده: با توجه به رشد روزافزون بار، برنامه‌ریزی برای تقویت و توسعه شبکه‌های انتقال از اهمیت بالایی برخوردار است. هدف از برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال مشخص کردن مکان و زمان نصب تجهیزات جدید شامل خطوط انتقال و ترانسفورماتورها در شبکه است. از سوی دیگر، یکی از موضوعات مهم در سیستم‌های قدرت امنیت شبکه و پایداری ولتاژ است. در این مقاله برنامه‌ریزی دینامیکی توسعه شبکه انتقال با در نظر گرفتن قید پایداری ولتاژ مورد بررسی قرار گرفته است. هدف مدل پیشنهادی به حداقل رساندن هزینه کل و به حداکثر رساندن حاشیه پایداری ولتاژ است. به منظور مدل‌سازی دقیق‌تر برنامه‌ریزی توسعه، منحنی تداومی بار سالیانه برای بارهای شبکه در نظر گرفته شده است. در روش پیشنهادی از شاخص حاشیه بارگذاری برای آنالیز پایداری ولتاژ بهره گرفته شده و مسئله بهینه‌سازی با استفاده از معادلات خطی شده پخش بار AC و برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط (MILP) حل شده است. مسئله مورد نظر به صورت بهینه‌سازی دوهدفه مدل‌سازی شده و از روش ارضای فازی برای انتخاب جواب نهایی استفاده گردیده است. پیاده‌سازی مدل پیشنهادی در نرم‌افزار GAMS بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE بیانگر کارایی روش ارائه‌شده در افزایش حاشیه پایداری ولتاژ طی برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال است.

۱. مقدمه

یکی از بخش‌های مهم سیستم قدرت شبکه انتقال است که نقش مهمی در تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز مصرف‌کنندگان از واحدهای نیروگاهی دارد. از سوی دیگر، با توجه به رشد روزافزون نیاز به انرژی، میزان بار الکتریکی مشترکین نیز در حال افزایش است و لذا ظرفیت تولید نیز برای ایجاد تعادل بین تولید و مصرف باید به‌طور مناسبی گسترش داده شود [۱]. از آنجاکه تولید و بار از طریق شبکه انتقال به هم مرتبطند، با افزایش این دو پارامتر لازم است تا اجزای شبکه انتقال نیز به‌نحو مطلوب توسعه یابند. در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال (TNEP^۱) برنامه‌ریز یا طراح شبکه به دنبال تعیین زمان، مکان و تعداد خطوط و ترانسفورماتورهای جدیدی است که باید با توجه به ملاحظات فنی و اقتصادی احداث شوند و یا تجهیزات موجودی که باید تقویت گردند تا ضمن تأمین کفایت و قابلیت اطمینان مطلوب سیستم، هزینه نصب این تجهیزات نیز کمینه گردد [۲]. به‌طور معمول، برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال یک مسئله، بهینه‌سازی با محدودیت‌های فنی سیستم قدرت است. این مسئله با در نظر گرفتن توابع هدف و قیود مختلف انعطاف‌پذیر می‌گردد. توابع هدف بر پایه هزینه‌ها تعریف می‌شوند؛ مانند هزینه تقویت و احداث خطوط جدید و هزینه‌های بهره‌برداری. قیود مسئله نیز به دو دسته تقسیم می‌شوند: قیود اجباری و اختیاری. قیود اجباری، مانند تأمین شدن بار و حد توان خطوط، حتماً باید در برنامه‌ریزی لحاظ شوند؛ در صورتی که قیود اختیاری مانند محدودیت‌های زیست‌محیطی، محدودیت سوخت و... بسته به نظر طراح شبکه می‌توانند در نظر گرفته شوند [۳]. با توجه به مطالب ذکر شده می‌توان گفت مسئله TNEP با رویکردهای متفاوتی در مطالعات پیشین مورد توجه بوده است. از دیدگاه هزینه، مؤلفه‌های مختلف هزینه مانند هزینه‌های احداث، هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه قابلیت اطمینان مد نظر بوده است [۴]. هزینه بهره‌برداری معمولاً هزینه‌های تولید واحدهای نیروگاهی و نیز هزینه تلفات و تعمیر و نگهداری را شامل می‌شود [۵] و [۶]. از دیدگاه امنیت شبکه، قیود پیشامد^۲ به صورت N-1، N-0 و N-2 مورد توجه بوده است. حالت اول حالت بهره‌برداری عادی شبکه را نشان می‌دهد و حالت‌های دوم و سوم بیانگر بهره‌برداری ایمن شبکه در شرایط خروج یک و دو تجهیز از سیستم قدرت هستند [۷]. از دیدگاه قابلیت اطمینان شاخص‌های LOLE^۳ و EENS^۴ که به ترتیب

بیانگر مقدار مورد انتظار زمان قطعی سیستم و انرژی مورد انتظار قطع شده هستند در نظر گرفته شده‌اند. در برخی مطالعات این شاخص‌ها به صورت قید (محدودیت) مطرح شده و در برخی دیگر نیز به هزینه تبدیل شده و در تابع هدف به همراه سایر هزینه‌ها کمینه می‌گردند [۳ و ۸]. از نقطه نظر افق زمانی مطالعه، TNEP به سه صورت استاتیکی^۵، شبه دینامیکی^۶ و دینامیکی^۷ حل می‌گردد. در حالت استاتیکی، هدف طراح برآورده کردن بار شبکه در شرایط یک‌بار سال افق است؛ در صورتی که در حالت دینامیکی خروجی مطالعه برای تک‌تک سال‌ها از سال مینا تا سال افق باید مشخص گردد [۹ و ۱۰]. در واقع در برنامه‌ریزی توسعه دینامیکی، رشد بار در طی سال‌های برنامه‌ریزی از سال مبدأ تا سال افق نیز در نظر گرفته شده، و علاوه بر مکان و مشخصات خطوط انتقال، زمان احداث آن‌ها نیز در این بازه زمانی بهینه‌سازی شده و به دست می‌آید. برنامه‌ریزی توسعه دینامیکی پیچیده‌تر بوده و بهینه‌سازی آن سخت‌تر است، اما نتایج آن ارزشمندتر بوده و بر واقعیت منطبق‌تر است. پخش بار شبکه معیار دیگری در مسئله توسعه شبکه انتقال است که به صورت پخش بار AC یا DC مدل گردیده است. اجرای پخش بار AC رفتار شبکه را به صورت دقیق مدل می‌کند، در حالی که در پخش بار DC از محاسبات اندازه ولتاژ، توان راکتیو، و تلفات صرف نظر می‌شود تا علاوه بر خطی شدن مدل بهینه‌سازی، بار محاسباتی مسئله نیز کاهش یابد [۱۱]. مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مسئله مانند عدم قطعیت بار و تولید و رفتار عناصر شبکه نیز مورد توجه برخی مطالعات TNEP بوده است تا طرح به‌دست آمده در مواجهه با پارامترهای نایقین مسئله مقاوم باشد [۱۲ و ۱۳]. مدل‌سازی مسئله توسعه خطوط در محیط سستی و بازار برق نیز موضوع برخی مطالعات قبلی است [۱۴]. همچنین مطالعات مختلف بهینه‌سازی TNEP را به صورت یک مسئله تک‌هدفه^۸ یا چندهدفه^۹ بررسی کرده‌اند. در حالت چندهدفه برنامه‌ریزی سعی دارد دو یا چند هدف متفاوت را که معمولاً در تضاد باهم هستند، به صورت هم‌زمان در نظر بگیرد؛ مانند کاهش هزینه و افزایش قابلیت اطمینان [۱۵ و ۱۶]. با توجه به اهداف و قیود مسئله TNEP، مدل بهینه‌سازی مسئله ممکن است به صورت برنامه‌ریزی خطی و محدب^{۱۰} و یا غیرخطی و غیرمحدب^{۱۱} باشد [۱۷ و ۱۸]. در صورت خطی و محدب بودن مدل، می‌توان از روش‌هایی که امکان یافتن

5. Static

6. Pseudo-Dynamic

7. Dynamic

8. Single-Objective

9. Multi-Objective

10. Linear and Convex

11. Non-Linear and Non-Convex

1. Transmission Network Expansion Planning

2. Contingency

3. Loss of Load Expectation

4. Expected Energy Not Supplied

اصلاح شده استفاده شده است. در مرجع [۲۴] یک مدل MILP^۷ ارائه گردیده که در آن تلفات سیستم انتقال و هزینه تولید ژنراتورها با در نظر گرفتن محدودیت N-1 برای تحلیل امنیت سیستم در تابع هدف گنجانده شده است. مرجع [۲۵] یک مدل برنامه‌ریزی توسعه دینامیکی خطوط انتقال در بازار برق ارائه کرده که در آن توسعه هم‌زمان تولید و انتقال بر اساس یک چارچوب چندهدفه مورد بررسی قرار گرفته است. هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تراکم و بار از دست رفته در فرمول‌بندی مسئله به‌عنوان سه هدف در نظر گرفته شده‌اند. براساس مدل پخش بار بهینه DC (DC-OPF^۸) اپراتور سیستم قدرت (ISO) قیمت‌های حاشیه‌ای محلی (LMPs) باس‌های شبکه و مقدار تولید را تعیین می‌کند، به‌گونه‌ای که تابع هدف حداکثر کردن رفاه اجتماعی و رقابت بین تولیدکنندگان در عین حفظ قابلیت اطمینان شبکه است. با توجه به غیرخطی و غیرمحدب بودن مسئله، از الگوریتم ژنتیک چندهدفه (NSGA-II) استفاده کرده و به‌دنبال آن برای به دست آوردن جواب بهینه نهایی از روش رضایت‌مندی فازی (FSM^۹) بهره گرفته است. مرجع [۲۶] یک مدل غیرمحدب دینامیکی (چندمرحله‌ای) برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال و ادوات جبران توان راکتیو ارائه نموده و هزینه‌های بهره‌برداری و تلفات را در نظر می‌گیرد. اگرچه مسئله شامل چند هدف است، مسئله به کمک ضرایب وزنی^{۱۰} به یک بهینه‌سازی تک‌هدفه تبدیل شده است. توجه شود که در این روش انتخاب ضرایب وزنی، خود موضوعی مهم و چالش‌برانگیز است. برنامه‌ریزی با در نظر گرفتن قید N-1 برای تحلیل امنیت سیستم و با استفاده از مدل AC انجام شده و با مدل‌های استاتیکی و شبه‌دینامیکی مقایسه می‌گردد. نتایج شبیه‌سازی بیانگر بهبود نتایج در حضور برنامه‌ریزی توان راکتیو است. بهینه‌سازی مسئله با یک روش فراابتکاری ترکیبی به نام IDEPBILc^{۱۱} انجام شده و با چند الگوریتم فراابتکاری دیگر از نظر دقت و سرعت مقایسه گردیده است. باید توجه داشت که در مدل‌های غیرمحدب، معمولاً روش‌های ابتکاری و فراابتکاری برای حل مسئله به کار گرفته می‌شوند. اگرچه پیاده‌سازی این روش‌ها راحت است و در آن‌ها نیازی به محدود بودن مدل نیست، باید توجه داشت که جواب به‌دست‌آمده توسط این روش‌ها معمولاً بهینه محلی (Local optimum) است و ضمانتی برای اینکه جواب به‌دست‌آمده بهینه سراسری (Optimum Global) است

جواب بهینه سراسری^۱ را دارند استفاده نمود. در حالت غیرخطی و غیرمحدب نیز روش‌های مختلف ریاضی،^۲ ابتکاری،^۳ و فراابتکاری^۴ برای حل مسئله وجود دارند [۱۹ و ۲۰]. به‌طور معمول، شرایط کاری یک سیستم قدرت ممکن است با آنچه در مرحله طراحی سیستم پیش‌بینی شده بود، متفاوت باشد. به هر صورت، سیستم قدرت باید در هر لحظه از زمان دارای پایداری مناسب در شرایط حالت ماندگار بوده و قادر به حفظ امنیت و پایداری در مواجهه با پدیده‌های اضطراری^۵ محتمل باشد. در سال‌های اخیر با افزایش بارگذاری در سیستم‌های قدرت، توجه محققان و طراحان به مسئله ناپایداری و لتاژ معطوف شده و این مسئله به‌عنوان یکی از عوامل اصلی در ناپایداری شبکه‌های قدرت مطرح شده است [۲۱]. اطلاع از فاصله بین شرایط کار فعلی یک سیستم قدرت با نقطه فروپاشی و لتاژ، برای بهره‌برداری ایمن و قابل اعتماد سیستم، ضروری است. باید توجه داشت که دامنه و لتاژ باس‌های یک شبکه قدرت به‌تنهایی نمی‌تواند شاخص مناسبی برای تعیین وضعیت سیستم از نظر فروپاشی (ناپایداری^۶) و لتاژ باشد؛ لذا به‌طور معمول از شاخص‌هایی برای تعیین میزان نزدیکی سیستم به نقطه فروپاشی و لتاژ و همچنین برای پیاده‌سازی عملیات اصلاحی مناسب استفاده می‌شود [۲۲]. در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال، هدف اصلی این است که شبکه بتواند به‌طور مطلوب و بهینه به نیاز مشترکان با کمترین هزینه و بالاترین قابلیت اطمینان پاسخ دهد. با در نظر گرفتن قید پایداری و لتاژ در برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال، می‌توان عملکرد ایمن و پایدار شبکه را تضمین نمود تا سیستم قدرت ضمن تأمین مناسب بارها در طول بازه برنامه‌ریزی، از حاشیه پایداری و لتاژ مناسبی نیز برخوردار باشد. در مقاله حاضر پایداری بلندمدت و لتاژ در برنامه‌ریزی توسعه بهینه سیستم انتقال مد نظر قرار گرفته است. در ادامه برخی از مطالعات اخیر و مهم در زمینه برنامه‌ریزی توسعه سیستم‌های انتقال از دیدگاه‌های اشاره‌شده مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرند تا نوآوری‌های تحقیق حاضر برجسته‌تر گردد.

محققان در مرجع [۲۳] از برنامه‌ریزی توسعه انتقال چندهدفه برای ارتقای ظرفیت سیستم انتقال و کاهش تراکم استفاده کرده‌اند. به‌منظور اندازه‌گیری درجه تراکم در سیستم انتقال از شاخص مازاد تراکم استفاده شده است. تابع هدف در روش ارائه‌شده به‌طور هم‌زمان سه شاخص مازاد تراکم، هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه قطع بار را کمینه می‌کند. برای این منظور از الگوریتم تکاملی^۱ پارتو (Pareto)

7. Mixed-Integer Linear Programming
8. DC Optimal Power Flow
9. Fuzzy-Satisfaction Method
10. Weighting Factors
11. Improved Differential Evolution (DE) and Continuous Population Based Incremental Learning (PBILc)

1. Global Optimum
2. Mathematical
3. Heuristic
4. Meta-heuristic
5. Voltage Instability
6. Evolutionary Algorithm

وجود ندارد. بهینه‌سازی اجتماع ذرات (PSO¹) و برنامه‌ریزی درجه دوم (QP) به صورت یک روش ترکیبی برای حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه انتقال چندمرحله‌ای در مرجع [۲۷] در نظر گرفته شده‌اند. الگوریتم PSO برای بهینه‌سازی سرمایه‌گذاری استفاده شده و تکنیک QP نیز هزینه بهره‌برداری را کمینه می‌کند. تلفات انتقال و معیار N-1 در این مدل گنجانده شده است تا رویکرد جامع‌تری ارائه گردد. برای بهبود سرعت همگرایی و کاهش محاسبات، از ضریب وقفه (LODF) برای محاسبه توان عبوری خط پس از پیشامد استفاده می‌شود.

در مراجع فوق، موضوع پایداری ولتاژ در برنامه‌ریزی شبکه انتقال مد نظر قرار نگرفته است. در ادامه، تعدادی از تحقیقات در زمینه برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال و پایداری ولتاژ مورد بررسی قرار می‌گیرند. در مرجع [۲۹]، بر مبنای منحنی توان اکتیو-ولتاژ (P-V)، یک شاخص برای بررسی پایداری ولتاژ پیشنهاد گردیده و کارایی این شاخص با شاخص‌های دیگر تحت شرایط مختلف سیستم قدرت مقایسه شده است. علاوه بر این، نتایج به دست آمده با استفاده از روش تحلیل مودال ارزیابی شده است. مرجع [۳۰] یک شاخص پیش‌بینی فروپاشی جدید برای ارزیابی شرایط پایداری ولتاژ سیستم قدرت و شرایط بحرانی خطوط پیشنهاد می‌کند. اثربخشی و کاربرد شاخص پیشنهادی بر روی سیستم‌های تست ۳۰ و ۱۱۸ باسه IEEE بررسی شده و با شاخص‌های شناخته شده موجود مانند LQP, FVSI, Lmn, VSLI و NLSI برای اعتبارسنجی مقایسه شده است. در مرجع [۳۲] یک چارچوب چندهدفه برای برنامه‌ریزی توسعه انتقال با در نظر گرفتن پایداری ولتاژ ارائه شده که شامل اهداف به حداقل رساندن هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه کاهش بار و همچنین به حداکثر رساندن حاشیه پایداری ولتاژ (VSM³) است. در مدل ارائه شده، محدودیت N-1 برای تحلیل امنیت سیستم نیز در نظر گرفته شده است. در مطالعات توسعه خطوط انتقال، حاشیه پایداری ولتاژ معمولاً به صورت فاصله نقطه کار فعلی بهره‌برداری تا نقطه فروپاشی ولتاژ (VCP⁴) تعریف می‌گردد. مرجع [۲۸] یک مدل برای توسعه شبکه انتقال در حضور جبران‌ساز سری کنترل شده با ترستور (TCSC⁴) به منظور افزایش ظرفیت انتقال توان و محدودکننده جریان خطای ابرسانا (SFCL⁵) برای کنترل سطح اتصال کوتاه پیشنهاد نموده است. عملکرد یکپارچه TCSC و SFCL طرح‌های توسعه

کم‌هزینه‌تر را موجب شده و پایداری ولتاژ نیز بهبود داده است. با توجه به غیرخطی و پیچیده بودن حل مسئله، از یک تکنیک خطی‌سازی متوالی در قالب تجزیه بندرز (BD⁶) استفاده می‌شود که در یافتن پاسخ‌های بهینه مؤثر بوده و از نظر بار محاسباتی کارآمد است. در این مقاله، توابع هدف مختلف با ضرایب وزنی به یک تابع هدف تبدیل شده‌اند. نویسندگان در مرجع [۳۴] یک روش حل کارآمد و چهارمرحله‌ای را برای حل مسئله AC-TNEP چندمرحله‌ای با در نظر گرفتن پیشامد N-1 و پایداری ولتاژ ارائه کرده‌اند. در این مقاله در سه مرحله اول، نسخه‌های ساده‌تر TNEP به روش پیشنهادی حل شده و از نتایج این مراحل چندین راهبرد منطقی هوشمند ایجاد می‌شود. سپس راهبردهای توسعه یافته برای حل AC-TNEP با در نظر گرفتن محدودیت‌های امنیتی در مرحله نهایی اعمال می‌شود. مدل مورد نظر به صورت MINLP⁷ بوده و توسط حلگر MABC در نرم‌افزار MATLAB حل شده است. یک روش جدید برای حل مسئله TNEP در محیط مقررات‌زدایی شده با توجه به عدم قطعیت‌ها در سمت بار توسط مرجع [۳۱] پیشنهاد شده است. برای حل این مسئله غیرخطی آمیخته با عدد صحیح در حضور پخش بار AC از الگوریتم تکثیر باکتری⁸ به عنوان یک روش فراابتکاری استفاده شده است. تولیدات پراکنده (DG⁹) در سمت بار نصب شده تا تغییرات بار بار را پوشش دهند. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار (DRP¹⁰) برای کاهش هزینه و افزایش ارتباط بین مشتریان و طرف خدمات در نظر گرفته شده است. همچنین شاخص پایداری ولتاژ PQVSI برای پایداری طرح ارائه شده در نظر گرفته شده است. از شبیه‌سازی مونت کارلو (MCS) برای پوشش دادن عدم قطعیت‌های مربوط به DGها و DRPها استفاده می‌شود که تأثیر بسزایی در کاهش هزینه طرح توسعه کلی شبکه دارند. در مرجع [۳۳] از شاخص پایداری ولتاژ L (index) برای محدود کردن ولتاژ باس‌ها استفاده شده و مسئله TNEP با ترکیب این شاخص پایداری ولتاژ فرمول‌بندی شده و با استفاده از الگوریتم گرگ خاکستری و گرگ خاکستری با همگرایی اصلاح شده (FCGWO¹¹) حل شده است. در تابع هدف که به صورت تک‌هدفه با ضرایب وزنی مدل شده است، هزینه‌های سرمایه‌گذاری خطوط و جریمه تجاوز از حد مجاز پایداری ولتاژ و سایر قیود مسئله در نظر گرفته شده‌اند. با توجه به مرور صورت گرفته بر روی تحقیقات پیشین، جدول (۱) ویژگی‌های این تحقیقات را در مقایسه با مقاله

6. Benders Decomposition (BD)
7. Mixed-Integer Non-linear Programming (MINLP)
8. Bacterial Foraging Algorithm (BFA)
9. Distributed Generation (DG)
10. Demand Response Program (DRP)
11. Fast Convergent Gray Wolf Optimization (FCGWO)

1. Particle Swarm Optimization (PSO)
2. Voltage Stability Margin (VSM)
3. Voltage Collapse
4. Thyristor-Controlled Series Capacitor (TCSC)
5. Super Conducting Fault Current Limiter (SCFCL)

حاضر نشان می‌دهد. مطابق با جدول (۱)، در مطالعات قبلی، برنامه‌ریزی توسعه دینامیکی خطوط انتقال با در نظر گرفتن پایداری ولتاژ به صورت یک مدل محدب و برنامه‌ریزی دوهدفه مد نظر قرار نگرفته است؛ لذا نوآوری‌های این مقاله را می‌توان به شرح زیر خلاصه نمود:

- ارائه یک مدل مبتنی بر پایداری ولتاژ برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال؛
- مدل‌سازی توسعه شبکه انتقال به صورت دوهدفه و به‌کارگیری روش ارضای فازی برای انتخاب جواب نهایی؛
- مدل‌سازی توسعه خطوط به صورت برنامه‌ریزی دینامیکی؛
- مدل‌سازی مسئله پیشنهادی به صورت یک بهینه‌سازی محدب MILP و به‌کارگیری حلگر بهینه‌ساز GAMS.

۲.۲. توابع هدف

همان‌گونه که ذکر شد، مدل پیشنهادی به صورت یک بهینه‌سازی دوهدفه در نظر گرفته شده است. در ادامه اهداف مورد نظر تشریح می‌شوند:

۱.۲.۲. هزینه توسعه شبکه انتقال

تابع هدف اول مطابق با رابطه (۱) برابر با مجموع هزینه‌های توسعه شبکه انتقال شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه بهره‌برداری، هزینه قطع بار و ارزش اسقاطی است.

$$\min OF_1 = IC + GC + LSC - SV \quad (1)$$

۲. فرمول‌بندی مدل پیشنهادی

۱.۲. مدل بار

به منظور در نظر گرفتن تغییرات بار، در مقاله حاضر از منحنی تداومی بار سالیانه LDC (Load Duration Curve) استفاده شده است. در این منحنی مقدار بار در طول سال به صورت نزولی مرتب می‌شود. در مطالعات برنامه‌ریزی توسعه شبکه، برای کاهش بار

جدول (۱): مقایسه ویژگی‌های مقاله حاضر با تحقیقات پیشین

روش حل	مدل بهینه‌سازی		تابع هدف		مدل توسعه		مدل پخش بار		پایداری ولتاژ	توسعه شبکه انتقال	مرجع	
	محدب	غیرمحدب	چندهدفه	تک‌هدفه	دینامیکی	استاتیکی	AC	DC			سال	شماره
فراابتکاری-EA	✓	✗	✓	-	✗	✓	✓	-	✗	✓	۲۰۰۸	[۲۳]
Gurobi in AMPL	✗	✓	✗	✓	✗	✓	✓	-	✗	✓	۲۰۱۱	[۲۴]
فراابتکاری-NSGAII	✓	✗	✓	-	✓	-	✗	✓	✗	✓	۲۰۱۷	[۲۵]
فراابتکاری-IDEPBILc	✓	✗	✗	✓	✓	-	✓	-	✗	✓	۲۰۲۳	[۲۶]
فراابتکاری-QP و PSO	-	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✓	۲۰۲۰	[۲۷]
--	-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	✗	۲۰۲۲	[۲۹]
--	-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	✗	۲۰۲۳	[۳۰]
DICOPT in GAMS	✓	✗	✓	-	✗	✓	✓	-	✓	✓	۲۰۱۲	[۳۲]
ابتکاری- تجزیه بندرز	✗	✓	✗	✓	✓	-	✓	-	✓	✓	۲۰۲۰	[۲۸]
MABC Solver in MATLAB	✓	✗	✗	✓	✓	-	✓	-	✓	✓	۲۰۲۰	[۳۴]
فراابتکاری-BFA	✓	✗	✗	✓	✗	✓	✓	-	✓	✓	۲۰۲۱	[۳۱]
فراابتکاری-FCGWO	✓	✗	✗	✓	✗	✓	✓	-	✓	✓	۲۰۲۱	[۳۳]
Gurobi in GAMS	-	✓	✓	-	✓	-	✓	-	✓	✓	مقاله حاضر	

پارامترهای رابطه فوق عبارت‌اند از:

N_g : تعداد ژنراتورهای شبکه؛

N_{LL} : تعداد سطوح بار؛

$P_{i,y,LL}^G$: میزان تولید ژنراتور i در سال y و در سطح بار LL ؛

b_i^G : ضریب هزینه سوخت ژنراتور i ؛

T_{LL} : مدت زمان تداوم هر سطح بار؛

هزینه قطع بار (LSC^C) طبق رابط (۵) با توجه به میزان قطع بار ($LS_{i,y,LL}$) و زمان تداوم سطح بار و نیز ارزش بار قطع شده ($VOLL^C$) به دست می‌آید. در فرایند قطع بار، ضریب توان بار نیز در نظر گرفته می‌شود، به‌گونه‌ای که قطع بار با ضریب توان ثابتی صورت می‌گیرد.

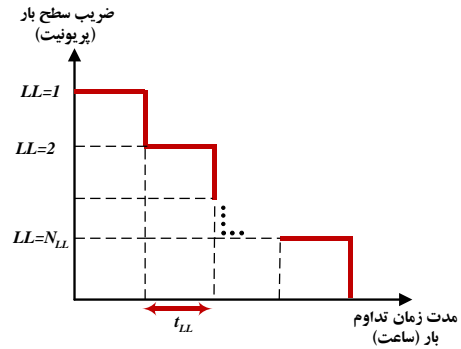
$$LSC = VOLL \times \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{y=1}^{N_y} \sum_{LL=1}^{N_{LL}} PW^y \times (LS_{i,y,LL} \times T_{LL}) \quad (5)$$

آخرین مولفه هزینه مطابق با رابطه (۶) برابر با ارزش اسقاطی خطوط و ترانسفورماتورهای نصب‌شده در مرحله برنامه‌ریزی است. در این رابطه $\gamma_{k,y}$ و $\gamma_{tr,y}$ به ترتیب ضریب ارزش اسقاطی ترانسفورماتور و خط در سال y هستند. با توجه به اینکه توسعه به صورت دینامیکی است، از دیدگاه هزینه، تجهیزات خطوط انتقال پس از نصب، دارای عمر مفید و نیز ارزش اسقاطی هستند. در مدل ارائه‌شده در این مقاله، اگر خطوط در سال‌های ابتدایی احداث گردند، از دید بهره‌بردار شبکه انتقال سودمند خواهند بود؛ اما ارزش اسقاطی آن‌ها در سال پایانی کم خواهد بود. از سوی دیگر، اگر خطوط دیرتر احداث شوند کمتر می‌توانند در بهره‌برداری به اپراتور شبکه کمک نمایند، اما ارزش اسقاطی آن‌ها بالاتر خواهد بود. در این شرایط بهینه‌سازی توسط نرم‌افزار بهترین سال احداث را از دیدگاه‌های فنی و اقتصادی انتخاب خواهد نمود.

$$SV = PW^{N_y} \times \sum_{y=1}^{N_y} \left(\sum_{ij \in \Omega_{tr}} \gamma_{ij,y} c_{ij,tr} \alpha_{ij,y}^k + \sum_{ij \in \Omega_{line}} \sum_{k \in \Omega_k} \gamma_{ij,y} c_{ij,l} \alpha_{ij,y}^k L_{ij} \right) \quad (6)$$

۲.۲.۲. پایداری ولتاژ

تابع هدف مسئله پایداری ولتاژ به صورت رابطه (۷) مدل‌سازی می‌گردد که در آن LM حاشیه بارگذاری یا همان Loading Margin است. در مسئله حاضر، حاشیه بارگذاری به صورت حد پایداری استاتیکی ولتاژ تعریف می‌شود. بر این اساس در شکل (۲) منحنی P-V برای یک شین بار دلخواه از سیستم نشان داده شده است. نقطه بهره‌برداری عادی سیستم نقطه A می‌باشد که در آن بار شبکه برابر P_{D0} است. با افزایش بار، نقطه کار شبکه بر روی منحنی از A به سمت



شکل (۱): منحنی تداومی بار سالیانه

هزینه سرمایه‌گذاری (IC) طبق رابطه (۲) شامل هزینه نصب تجهیزات جدید (خطوط و ترانسفورماتور) در شبکه انتقال است. این هزینه به میزان طول خطوط، ظرفیت انتقال و حریم مسیر در نظر گرفته شده بستگی دارد. متغیر تصمیم‌گیری $\alpha_{ij,y}^k$ که یک متغیر باینری است، احداث یا عدم احداث خط یا ترانسفورماتور در مسیر ij (بین باس‌های i و j) را نشان می‌دهد و k نیز بیانگر شماره مدار خط یا ترانسفورماتور احداثی (در خطوط یا ترانسفورماتورهای موازی) است.

$$IC = \sum_{y=1}^{N_y} PW^y \times \left(\sum_{ij \in \Omega_{tr}} \sum_{k \in \Omega_k} c_{ij,tr} \alpha_{ij,y}^k + \sum_{ij \in \Omega_{line}} \sum_{k \in \Omega_k} c_{ij,l} \alpha_{ij,y}^k L_{ij} \right) \quad (2)$$

پارامترهای رابطه فوق به شرح زیرند:

$c_{ij,tr}$: هزینه سالیانه‌شده خرید و نصب ترانسفورماتور tr در مسیر ij ؛
 $c_{ij,l}$: هزینه سالیانه‌شده احداث خط انتقال lm در مسیر ij در واحد طول؛

L_{ij} : طول خط احداث‌شده در مسیر ij ؛

Ω_{tr} و Ω_{line} : مجموعه خطوط و ترانسفورماتورهای کاندید؛

N_y و y : به ترتیب سال افق و تعداد سال‌های برنامه‌ریزی؛

ضریب PW برای تبدیل هزینه در هر سال به ارزش کنونی آن (Present Worth) در نظر گرفته شده و براساس رابطه (۳) محاسبه می‌گردد که در آن، $IntR$ و $InfR$ به ترتیب نرخ تورم و نرخ بهره هستند.

$$PW = \frac{1 + InfR}{1 + IntR} \quad (3)$$

هزینه بهره‌برداری به صورت هزینه سوخت واحدهای تولیدی مطابق با رابطه (۴) است.

$$GC = \sum_{y=1}^{N_y} \sum_{g=1}^{N_g} \sum_{LL=1}^{N_{LL}} PW^y \times (P_{i,y,LL}^g \times b_i^g \times T_{LL}) \quad (4)$$

مسئله مورد نظر با توابع هدف اشاره شده دارای قیودی است که باید به شرح زیر برآورده گردند. معادلات (۸) و (۹) قیود تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو در تمامی باس‌های شبکه، در سطوح مختلف بار و در سال‌های مختلف برنامه‌ریزی را بیان می‌دارند. محدودیت توان‌های اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط با روابط (۱۰) و (۱۱) توصیف می‌شوند. در این روابط LM حاشیه بارگذاری سیستم بوده که به‌عنوان یک پارامتر مجهول در معادلات پخش بار ظاهر شده است. سایر پارامترهای این روابط به‌صورت زیر هستند:

$$P_{i,y,LL}^g \text{ و } Q_{i,y,LL}^g: \text{ مقدار توان اکتیو و راکتیو تولیدی در باس } i$$

در سال y و در سطح بار LL ؛

$$P_{i,y,LL}^D \text{ و } Q_{i,y,LL}^D: \text{ مقدار توان اکتیو و راکتیو مصرفی در باس } i$$

در سال y و در سطح بار LL ؛

$$LS_i^Q \text{ و } LS_i^P: \text{ مقدار بار اکتیو و راکتیو قطع شده در باس } i$$

$$Q_{ij,y,LL}^k \text{ و } P_{ij,y,LL}^k: \text{ توان اکتیو و راکتیو عبوری از مدار } k \text{ ام خط}$$

اصل بین باس‌های i و j در سال y و سطح بار LL ؛

$$P_{ij}^{\max} \text{ و } P_{ij}^{\min}: \text{ حداقل و حداکثر توان اکتیو عبوری از خطوط؛}$$

$$Q_{ij}^{\max} \text{ و } Q_{ij}^{\min}: \text{ حداقل و حداکثر توان راکتیو عبوری از خط}$$

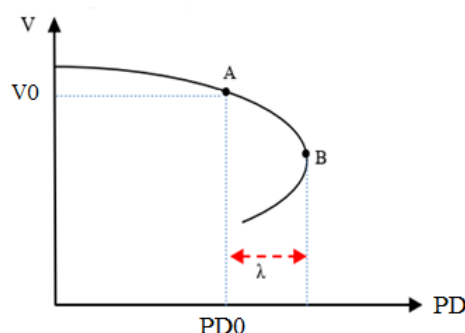
اصل بین باس‌های i و j ؛

$$\Omega_b \text{ و } \Omega_{LL}: \text{ به‌ترتیب مجموعه تمام باس‌های شبکه،}$$

مجموعه سال‌های دوره مطالعه و مجموعه ضریب سطح بار؛

B حرکت می‌کند. در نقطه B نقطه‌ی زانویی منحنی نیز نامیده می‌شود، فروپاشی ولتاژ اتفاق می‌افتد. به این نقطه حد بارگذاری گفته می‌شود. فاصله بین نقاط A و B نیز در اصطلاح حاشیه بارگذاری نام دارد که با λ نشان داده شده است. نقطه فروپاشی ولتاژ به عواملی همچون توپولوژی شبکه، طول خطوط انتقال، محدودیت توان راکتیو ژنراتورها و موارد دیگر بستگی دارد [۳۵]. وجود حاشیه بارگذاری مناسب در سیستم قدرت می‌تواند از فروپاشی ولتاژ به‌هنگام بروز اغتشاشات ناگهانی مانند خروج تجهیزات و یا افزایش بار جلوگیری نماید. در مسئله حاضر، هدف این است که با برنامه‌ریزی بهینه توسعه شبکه انتقال، حاشیه بارگذاری سیستم، LM حداکثر گردد.

$$\max OF_2 = LM \quad (۷)$$



شکل (۲): حاشیه بارگذاری و حد بارپذیری در یک شین بار

۳.۲. محدودیت‌های مسئله

$$\sum_{g \in \Omega_g^s} P_{i,y,LL}^g + LS_i^P - P_{i,y,LL}^D (1 + LM) = \sum_{j \in \Omega_b} P_{ij,y,LL}^k; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall y \in \Omega_y, \forall ll \in \Omega_{LL} \quad (۸)$$

$$\sum_{g \in \Omega_g^s} Q_{i,y,LL}^g + LS_i^Q - Q_{i,y,LL}^D (1 + LM) = \sum_{j \in \Omega_b} Q_{ij,y,LL}^k; \quad \forall i \in \Omega_b, \forall y \in \Omega_y, \forall ll \in \Omega_{LL} \quad (۹)$$

$$-P_{ij}^{\min} \alpha_{ij,y}^k \leq P_{ij,y,LL}^k \leq P_{ij}^{\max} \alpha_{ij,y}^k; \quad \forall i, j \in \Omega_b, \forall y \in \Omega_y, \forall ll \in \Omega_{LL} \quad (۱۰)$$

$$-Q_{ij}^{\min} \alpha_{ij,y}^k \leq Q_{ij,y,LL}^k \leq Q_{ij}^{\max} \alpha_{ij,y}^k; \quad \forall i, j \in \Omega_b, \forall y \in \Omega_y, \forall ll \in \Omega_{LL} \quad (۱۱)$$

$$P_{ij,y,LL}^k - G_{ij} (\Delta V_{i,y,LL} - \Delta V_{j,y,LL}) - B_{ij} (\delta_{i,y,LL} - \delta_{j,y,LL}) \leq (1 - \alpha_{ij,y}^k) M \quad (۱۲)$$

$$P_{ij,y,LL}^k - G_{ij} (\Delta V_{i,y,LL} - \Delta V_{j,y,LL}) - B_{ij} (\delta_{i,y,LL} - \delta_{j,y,LL}) \geq -(1 - \alpha_{ij,y}^k) M \quad (۱۳)$$

$$Q_{ij,y,LL}^k - B_{ij} (\Delta V_{i,y,LL} - \Delta V_{j,y,LL}) - G_{ij} (\delta_{i,y,LL} - \delta_{j,y,LL}) + \frac{b_{ij} (1 + \Delta V_{i,y,LL})}{2} \leq (1 - \alpha_{ij,y}^k) M \quad (۱۴)$$

$$Q_{ij,y,LL}^k - B_{ij} (\Delta V_{i,y,LL} - \Delta V_{j,y,LL}) - G_{ij} (\delta_{i,y,LL} - \delta_{j,y,LL}) + \frac{b_{ij} (1 + \Delta V_{i,y,LL})}{2} \geq -(1 - \alpha_{ij,y}^k) M \quad (۱۵)$$

$$P_g^{\min} \leq P_{g,y,LL} \leq P_g^{\max} \quad (۱۶)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_{g,y,LL} \leq Q_g^{\max} \quad (۱۷)$$

$$\Delta V_i^{\min} \leq \Delta V_{i,y,LL} \leq \Delta V_i^{\max} \quad (۱۸)$$

$$V_{i,y,LL} = 1 + \Delta V_{i,y,LL} \quad (۱۹)$$

$$\delta_i^{\min} \leq \delta_{i,y,LL} \leq \delta_i^{\max} \quad (۲۰)$$

۳. شبیه‌سازی و مطالعات عددی

۱.۳. شبکه مورد مطالعه

سیستم تحت مطالعه، شبکه ۲۴ باسه IEEE RTS است که در مرجع [۳۸] معرفی شده است. اطلاعات مربوط به مشخصات خطوط شبکه در جدول (۱) آورده شده است. این شبکه شامل ۱۰ ژنراتور است که در باس‌های مختلف قرار گرفته‌اند. همچنین تعداد ۱۷ شین مصرف در سیستم وجود دارد که اطلاعات آن‌ها در مرجع [۳۹] ارائه شده است. سطح ولتاژ شبکه انتقال ۲۳۰ و ۱۳۸ کیلوولت است و ۳۴ خط انتقال و ۵ ترانسفورماتور در شبکه موجودند. باس مرجع در این شبکه باس ۱۳ است. با در نظر گرفتن نرخ رشد بار ۷ درصد در هر سال، میزان بار شبکه در پایان دوره ۵ ساله برنامه‌ریزی، تقریباً ۱/۴ برابر مقدار پایه خواهد شد؛ یعنی مجموع بار اکتیو شبکه در ساعت پیک‌بار برابر ۳۹۹۰ مگاوات و بار راکتیو ۸۱۳ مگاوار فرض می‌شود. با توجه به اینکه تمرکز مقاله حاضر بر روی توسعه شبکه انتقال است، مشابه با تحقیقات قبلی فرض می‌شود که توسعه تولید قبلاً صورت گرفته و مطابق با افزایش بار، ظرفیت نیروگاه‌ها نیز به‌طور متناسب افزایش داده شده است [۱]. در حل مسئله برنامه‌ریزی تعداد سه سطح بار مطابق جدول (۲) برای منحنی تداومی بار LDC در نظر گرفته شده است. جریمه قطع بار در کل شبکه یکسان و برابر $VOLL=1000 \text{ \$/MWh}$ در نظر گرفته شده است. این ضریب جریمه به‌منظور همگرایی بهتر بهینه‌سازی در نظر گرفته شده است و برای اینکه پاسخ نهایی دارای قطع بار نباشد و بار شبکه به‌طور کامل تغذیه شود، مقدار آن عدد بزرگی لحاظ شده است. همچنین نرخ تورم و نرخ بهره به‌ترتیب ۱۲ درصد و ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است. فرض بر این است که برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال پس از برنامه‌ریزی توسعه تولید انجام شود و تولید در هر باس تقریباً دو برابر شده باشد؛ یعنی مجموع ظرفیت نصب شده ژنراتورهای واحدهای تولیدی برابر ۶۷۵۰ مگاوات است. ۲۵ مسیر (خط و ترانسفورماتور) به‌عنوان کاندید برای توسعه شبکه انتقال در نظر گرفته شده است و تجهیزات کاندید می‌توانند بر روی این ۲۵ مسیر کاندید موجود در شبکه نصب شوند. در جدول (۲) اطلاعات مسیرهای کاندید پیشنهادی ارائه شده است. حداکثر یک خط یا ترانسفورماتور در مسیرهای کاندید می‌تواند احداث گردد. شایان ذکر است که محدودیت افت ولتاژ در مطالعات شبیه‌سازی برابر $\pm 5\%$ در نظر گرفته شده است. در واقع حد پایین ولتاژ باس‌ها ۰/۹۵ پریونیت و حد بالای آن نیز ۱/۰۵ پریونیت است.

توان‌های اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط براساس معادلات پخش بار AC خطی شده [۳۶] مطابق با روابط (۱۲) تا (۱۵) هستند. شایان ذکر است که در این مقاله، برای اینکه با دخیل کردن متغیرهای برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال $(\alpha_{ij,y}^k)$ ، معادلات پخش بار غیرخطی نگردند، از تکنیک M بزرگ (Big-M) [۳۷] استفاده شده است. تعریف متغیر احداث $\alpha_{ij,y}^k$ به‌صورت باینری نیز به همین دلیل است. در واقع تمام معادلات به‌جای تعریف براساس مسیر احداث خط، بر اساس هر مدار احداث شده نوشته شده‌اند.

پارامترهای روابط فوق عبارت‌اند از:

G_{ij} و B_{ij} : سوپتانس و کندوکنانس خط واصل بین باس‌های i و j ؛

$\Delta V_{i,y,LL}$: انحراف اندازه ولتاژ باس i در سال y در سطح بار LL از مقدار مرجع (۱ پریونیت (pu))؛

$\delta_{i,y,LL}$: زاویه ولتاژ باس i در سال y در سطح بار LL ؛

b : سوپتانس شارژ خازنی خط واصل بین باس‌های i و j ؛

M : یک عدد بزرگ که برای خطی‌سازی روابط پخش بار حضور احداث خطوط و ترانسفورماتورها استفاده می‌گردد.

روابط (۱۶) و (۱۷) محدودیت توان‌های اکتیو و راکتیو تولیدشده توسط ژنراتورهای شبکه است. P_g^{\max} و P_g^{\min} حداقل و حداکثر ظرفیت تولید توان اکتیو ژنراتور هم بوده و Q_g^{\max} و Q_g^{\min} نیز نشان‌دهنده حدود پایین و بالای تولید توان راکتیو توسط ژنراتور هم هستند. محدودیت انحراف ولتاژ در هر باس طبق رابطه (۱۸) می‌باشد که در آن ΔV_i^{\min} و ΔV_i^{\max} حداقل و حداکثر تغییرات مجاز ولتاژ برای باس i می‌باشند. ولتاژ نهایی هر باس نیز از رابطه (۱۹) به دست می‌آید. در نهایت رابطه (۲۰) محدودیت زاویه ولتاژ باس‌ها را نشان می‌دهد.

شایان ذکر است که رابطه (۱۷) محدودیت ولتاژ شین‌ها را در حالت بهره‌برداری عادی نشان می‌دهد که طبق آن ولتاژ باس‌ها باید در محدوده مجاز (معمولاً ۰/۹۵ تا ۱/۰۵ پریونیت) قرار داشته باشد. این درحالی است که پایداری ولتاژ نشان می‌دهد که تا چه میزان از افزایش بار شبکه، معادلات پخش بار برقرار بوده و همگرا می‌گردند. به‌ازای یک افزایش بار مشخص، معادلات پخش بار شبکه واگرا شده و ناپایداری ولتاژ رخ می‌دهد (نقطه B در شکل (۱)). مقدار افزایش بار یا همان λ در قیود تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو در معادلات (۸) و (۹) با LM نشان داده شده است.

جدول (۱): اطلاعات خطوط/ترانسفورماتورها در مسیرهای کاندید پیشنهادی

هزینه احداث (k\$/km یا k\$)	طول خط (km)	ظرفیت (MVA)	B (p.u.)	X (p.u.)	R (p.u.)	باس انتها	باس ابتدا
۸۰	۴/۸۳	۱۵۰	۰/۴۶۱۱	۰/۰۱۳۹	۰/۰۰۲۶	۲	۱
۸۰	۳۵/۴	۱۵۰	۰/۰۲۲۹	۰/۰۸۴۵	۰/۰۲۱۸	۵	۱
۸۰	۵۳/۱	۱۵۰	۰/۰۳۴۳	۰/۱۲۶۷	۰/۰۳۲۸	۴	۲
۸۰	۸۰/۴۵	۱۵۰	۰/۰۵۲۰	۰/۱۹۲۰	۰/۰۴۹۷	۶	۲
۸۰	۴۹/۸۸	۱۵۰	۰/۰۳۲۲	۰/۱۱۹۰	۰/۰۳۰۸	۹	۳
۱۲۰۰	ترانسفورماتور	۴۰۰	۰	۰/۰۸۳۹	۰/۰۰۲۳	۲۴	۳
۸۰	۲۵/۷۴	۱۵۰	۰/۴۵۹۰	۰/۰۶۰۵	۰/۰۱۳۹	۱۰	۶
۸۰	۲۵/۷۴	۱۵۰	۰/۰۱۶۶	۰/۰۶۱۴	۰/۰۱۵۹	۸	۷
۸۰	۶۹/۱۹	۱۵۰	۰/۰۴۴۷	۰/۱۶۵۱	۰/۰۴۲۷	۹	۸
۱۲۰۰	ترانسفورماتور	۴۰۰	۰	۰/۰۸۳۹	۰/۰۰۲۳	۱۱	۱۰
۱۲۰۰	ترانسفورماتور	۴۰۰	۰	۰/۰۸۳۹	۰/۰۰۲۳	۱۲	۱۰
۱۲۰	۵۳/۱	۲۵۰	۰/۰۹۹۹	۰/۰۴۷۶	۰/۰۰۶۱	۱۳	۱۱
۱۲۰	۴۶/۶۶	۲۵۰	۰/۰۸۷۹	۰/۰۴۱۸	۰/۰۰۵۴	۱۴	۱۱
۱۲۰	۵۳/۱	۲۵۰	۰/۰۹۹۹	۰/۰۴۷۶	۰/۰۰۶۱	۱۳	۱۲
۱۲۰	۱۰۷/۸	۲۵۰	۰/۰۲۰۳۰	۰/۰۹۶۶	۰/۰۱۲۴	۲۳	۱۲
۱۲۰	۹۶/۵۴	۲۵۰	۰/۱۸۱۸	۰/۰۸۶۵	۰/۰۱۱۱	۲۳	۱۳
۱۲۰	۴۳/۴۴	۲۵۰	۰/۰۸۱۸	۰/۰۳۸۹	۰/۰۰۵۰	۱۶	۱۴
۱۲۰	۱۹/۳۱	۲۵۰	۰/۰۳۶۴	۰/۰۱۷۳	۰/۰۰۲۲	۱۶	۱۵
۱۲۰	۵۴/۷	۵۰۰	۰/۲۰۶۰	۰/۰۲۴۵	۰/۰۰۳۲	۲۱	۱۵
۱۲۰	۵۷/۹۲	۲۵۰	۰/۱۰۹۱	۰/۰۵۱۹	۰/۰۰۶۷	۲۴	۱۵
۱۲۰	۲۸/۹۶	۲۵۰	۰/۰۵۴۵	۰/۰۲۵۹	۰/۰۰۳۳	۱۷	۱۶
۱۲۰	۲۵/۷۴	۲۵۰	۰/۰۴۸۵	۰/۰۲۳۱	۰/۰۰۳۰	۱۹	۱۶
۱۲۰	۱۶/۰۹	۲۵۰	۰/۰۳۰۳	۰/۰۱۴۴	۰/۰۰۱۸	۱۸	۱۷
۱۲۰	۲۴/۱۳	۵۰۰	۰/۰۹۱۰	۰/۰۱۰۸	۰/۰۰۱۴	۲۳	۲۰
۱۲۰	۷۵/۶۲	۲۵۰	۰/۱۴۲۴	۰/۰۶۷۸	۰/۰۰۸۷	۲۲	۲۱

است. در این مقاله برای حل مدل پیشنهادی از حلگر Gurobi برای یافتن نقطه بهینه سراسری (Global Optimum) استفاده شده است. شبیه‌سازی‌ها در نرم‌افزار GAMS نسخه 25.1.2 بر روی یک لپ‌تاپ با مشخصات Intel® Core i7-CPU@2GHz-4GB RAM انجام شده است. مدت‌زمان شبیه‌سازی برای یافتن مجموعه جواب‌های ۱۰ گانه پرتو حدود ۱ ساعت است که زمان قابل قبولی برای مطالعات برنامه‌ریزی محسوب می‌شود. شایان ذکر است که اگر مشخصات پردازنده و حافظه کامپیوتر مورد استفاده بهتر باشد، زمان اجرای برنامه نیز کمتر خواهد شد.

۳.۳. نتایج شبیه‌سازی

همان‌گونه که ذکر شد، مسئله بهینه‌سازی به‌صورت دوهدفه شامل کمینه کردن هزینه کل و بیشینه کردن حاشیه بارگذاری است. سطح

جدول (۲): مشخصات مربوط به سطوح بار

سطح بار (درصد از پیک)			مشخصه
کم‌باری	میان‌باری	پیک	
٪۴۰	٪۷۵	٪۱۰۰	مقدار بار برحسب درصدی از بار پیک
۲۵۰۰	۵۲۶۰	۱۰۰۰	مدت‌زمان تداوم سطح بار (hr)

۲.۳. ابزار حل مدل پیشنهادی

نرم‌افزار GAMS^۱ یک بسته نرم‌افزاری قدرتمند برای بهینه‌سازی مسائل مختلف با تعداد متغیرها و قیود فراوان است. این نرم‌افزار با داشتن حلگرهای مناسب قادر به یافتن پاسخ مدل‌های بهینه‌سازی خطی و غیرخطی است [۳۷]. همان‌گونه که اشاره شد، مدل پیشنهادی در این مقاله یک برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح، MILP،

1. General Algebraic Modeling System

به‌ازای حالت سوم تعداد و هزینه احداث خطوط افزایش قابل توجهی دارد و ضریب بارگذاری شبکه به ۰/۵ افزایش می‌یابد. در واقع در این حالت شبکه به‌ازای افزایش بار ۰/۵۰ همچنان قادر به حفظ پایداری خود است، اما این افزایش حاشیه پایداری به‌ازای افزایش حدود ۶۱ درصدی در هزینه کل توسعه اتفاق می‌افتد. طبق جدول (۳) بهترین پاسخ از سطح بهینه پرتو با روش رضایت‌فازی زمانی است که حاشیه بارگذاری برابر ۰/۲۷۸ و هزینه کل برابر ۱۲۳۱ میلیون دلار است (پاسخ شماره ۶) که همان حالت دوم می‌باشد. در این حالت، هزینه کل توسعه برابر ۱۲۳۱ میلیون دلار است که حاشیه بارگذاری ۲۷/۸ درصدی را به همراه دارد. این حالت در واقع یک حالت بینابین بین حالت‌های اول و سوم است. در واقع طبق روش رضایت‌مندی فازی، در این حالت هم حاشیه بارگذاری در حد قابل قبولی قرار دارد و هزینه توسعه شبکه بسیار بالا نیست. شکل (۴) آرایش بهینه شبکه را به‌ازای حالت سوم یعنی پاسخ پرتو شماره ۶ نشان می‌دهد که در آن خطوط و ترانسفورماتورهای احداث‌شده در سال‌های مختلف برنامه‌ریزی با خطوط خط‌چین رنگ‌های مختلف نشان داده شده‌اند. خطوط موجود نیز به‌صورت خطوط توپر هستند. میزان توان اکتیو تولیدی ژنراتورها در سطوح بار کم‌باری، میان‌باری و پیک‌بار در سال سوم به‌عنوان نمونه در جدول (۸) نشان داده شده است. همچنین شکل (۵) میزان توان اکتیو تولیدی ژنراتورها (G1 تا G10) در پیک‌بار طی سال‌های دوره مطالعه (y1 تا y5) را برحسب مگاوات نشان می‌دهد. طبق جدول مشاهده می‌شود که ژنراتورها در پیک‌بار نسبت به میان‌باری و کم‌باری تولید بیشتری دارند. همچنین با توجه به نمودار تولید سالانه ژنراتورها ملاحظه می‌گردد که با افزایش بار، سالیانه تولید نیز سالانه افزایش می‌یابد. از دیدگاه بهره‌برداری بهینه، ژنراتورهای G3 و G5 که هزینه بهره‌برداری آن‌ها بالاست در سطوح مختلف بار میزان تولید کمی دارند، با وجود اینکه ظرفیت نامی آن‌ها بسیار بالاست. از سوی دیگر دیسپاچ ژنراتورهای G7 و G8 که ژنراتورهای ارزان شبکه هستند (دارای ضریب هزینه (b) پایین می‌باشند) بسیار بالاتر است. شایان ذکر است که تمامی جواب‌های به‌دست‌آمده قیود فنی از جمله محدوده ولتاژ را رعایت می‌کنند. برای نمونه، شکل (۶) اندازه ولتاژ باس‌ها را در سطوح کم‌باری (Low)، میان‌باری (Medium) و پیک‌بار (Peak)، در سال چهارم را به‌ازای پاسخ بهینه شماره ۶ نشان می‌دهد. همان‌گونه که قابل مشاهده است، ولتاژ تمامی باس‌ها و در تمامی سطح بار در محدوده مجاز ۰/۹۵ پرینیت تا ۱/۰۵ پرینیت قرار دارد. نتایج نشان می‌دهد که مدل پیشنهادی علاوه‌بر بهینه‌سازی متغیرهای برنامه‌ریزی، بهره‌برداری بهینه را نیز به همراه دارد.

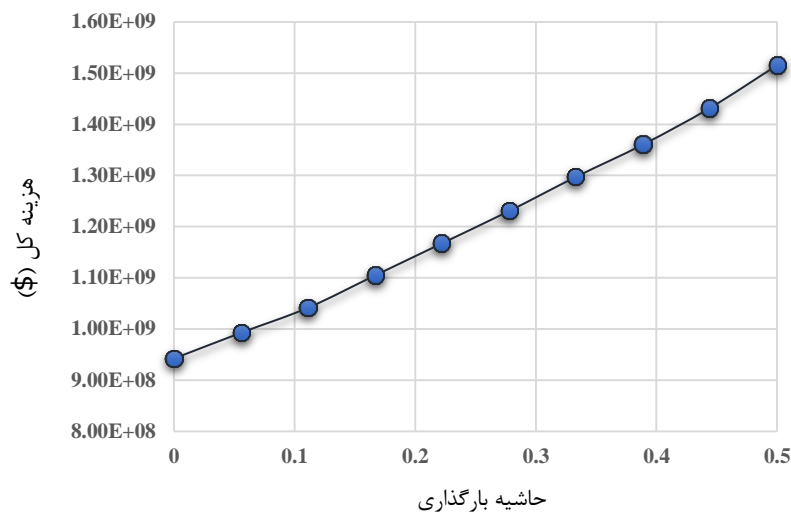
بهینه پرتو در این حالت در شکل (۳) نشان داده شده و نتایج عددی برای پاسخ بهینه پرتو در جدول (۳) ارائه شده است. مطابق با شکل (۳) و جدول (۳)، تعداد ۱۰ جواب بهینه ارائه شده که هر یک دارای هزینه و حاشیه بارگذاری متفاوتی است. نقاط ابتدایی جبهه پرتو دارای هزینه توسعه کم و حاشیه بارگذاری کم بوده و نقاط انتهایی دارای هزینه بالا ولی حاشیه بارگذاری مناسب‌اند. انتخاب نقطه نهایی به نظر طراح شبکه بستگی دارد. برای در نظر گرفتن هر دو تابع هدف در انتخاب جواب نهایی می‌توان از روش ارضای فازی بهره گرفت. در حل مسائلی که دارای چندین تابع هدف هستند، روش ارضای فازی به‌دلیل سادگی و شباهت به قضاوت انسانی در تصمیم‌گیری‌ها بسیار مؤثر است. در این روش به هر یک از پاسخ‌ها (هر یک از جواب‌های جبهه پرتو)، مقادیر ارضای فازی توسط تابع عضویت نسبت داده می‌شود. تابع عضویت یک تابع یکنواخت نزولی با حدود پایین و بالا طبق رابطه (۲۱) است [۴۰].

$$\mu^{f_k(x_c)} = \begin{cases} 0 & \text{otherwise} \\ \frac{f_k^{\max} - f_k(x_c)}{f_k^{\max} - f_k^{\min}} & f_k^{\min} \leq f_k(x_c) \leq f_k^{\max} \end{cases} \quad (20)$$

در رابطه فوق x_c ، اندیس هر طرح (جواب) بهینه جبهه پارتو و $f_k(x_c)$ تابع هدف معیار k ام مربوط به طرح x_c است. $\mu^{f_k(x_c)}$ تابع عضویت هر طرح مربوط به معیار k ام و f_k^{\min} و f_k^{\max} مقدار حداقل و مقدار حداکثر معیار k ام است. هرچه طرح به مقدار مینیمم نزدیک‌تر باشد، مقدار فازی آن به ۱ نزدیک‌تر است و برعکس. پس از تعیین تابع عضویت برای هر پاسخ، طراح باید میزان ارضای هر معیار را مشخص نموده و سپس به کمک یک روش بهینه‌سازی جواب نهایی را انتخاب کند. در این مطالعه، روش max-min برای انتخاب جواب نهایی به کار گرفته شده که رابطه آن به‌شکل مسئله بهینه‌سازی زیر است:

$$\mu^{\max} = \max_{k=1:2} (\min \mu^{f_k(x_c)}) \quad (21)$$

مقادیر ارضای فازی برای هر تابع هدف و مقدار نهایی آن در جدول (۳) ارائه شده است. در جداول (۴) تا (۶) آرایش بهینه شبکه انتقال شامل مسیر و شماره سال خطوط و ترانسفورماتورهای احداث‌شده به‌ازای سه حالت نمونه از جدول (۳) ارائه شده است. این سه حالت شامل جواب‌های پرتوی شماره ۱ و ۶ و ۱۰ هستند که با حالت‌های اول تا سوم مشخص شده‌اند. جدول (۷) نیز مؤلفه‌های مختلف تابع هدف را به‌ازای سه حالت ذکرشده نشان می‌دهد. مشاهده می‌گردد که در حالت اول، تعداد تجهیزات احداث شده و هزینه مربوط کم بوده ولی در عوض حاشیه بارگذاری صفر است.



شکل (۳): سطح بهینه پرتو برای بهینه‌سازی دوهدفه

جدول (۳): نتایج عددی برای پاسخ بهینه پرتو به ازای دو تابع هدف و مقادیر ارضای فازی

μ^{max}	μ_2	μ_1	OF2 (پریونیت)	OF1 (میلیون دلار)	شماره جواب
۰	۱	۰	۰	۹۴۲/۱	۱
۰/۰۸۸	۰/۸۸۸	۰/۰۸۸	۰/۰۵۶	۹۹۲/۹	۲
۰/۱۷۱	۰/۷۷۸	۰/۱۷۱	۰/۱۱۱	۱۰۴۱	۳
۰/۲۸۴	۰/۶۶۶	۰/۲۸۴	۰/۱۶۷	۱۱۰۵	۴
۰/۳۹۲	۰/۵۵۶	۰/۳۹۲	۰/۲۲۲	۱۱۶۷	۵
۰/۴۴۴۰	۰/۴۴۴	۰/۵۰۴	۰/۲۷۸	۱۲۳۱	۶
۰/۳۴۰	۰/۳۴۰	۰/۶۱۹	۰/۳۳	۱۲۹۷	۷
۰/۲۲۲	۰/۲۲۲	۰/۷۳۱	۰/۳۸۹	۱۳۶۱	۸
۰/۱۱۲	۰/۱۱۲	۰/۸۵۳	۰/۴۴۴	۱۴۳۱	۹
۰	۰	۱	۰/۵	۱۵۱۵	۱۰

جدول (۴): خطوط و ترانسفورماتورهای جدید اضافه شده به شبکه در حالت اول (پاسخ پرتو شماره ۱)

سال اول	(۳-۲۴)، (۱۴-۱۶)، (۲۱-۱۵) و (۱۷-۱۶)
سال دوم	(۵-۱)، (۳-۹)، (۱۵-۱۶) و (۱۵-۲۴)
سال سوم	(۱۲-۱۰) و (۱۳-۲۳)
سال چهارم	بدون سرمایه‌گذاری
سال پنجم	بدون سرمایه‌گذاری

جدول (۵): خطوط و ترانسفورماتورهای جدید اضافه شده به شبکه در حالت دوم (پاسخ پرتو شماره ۶)

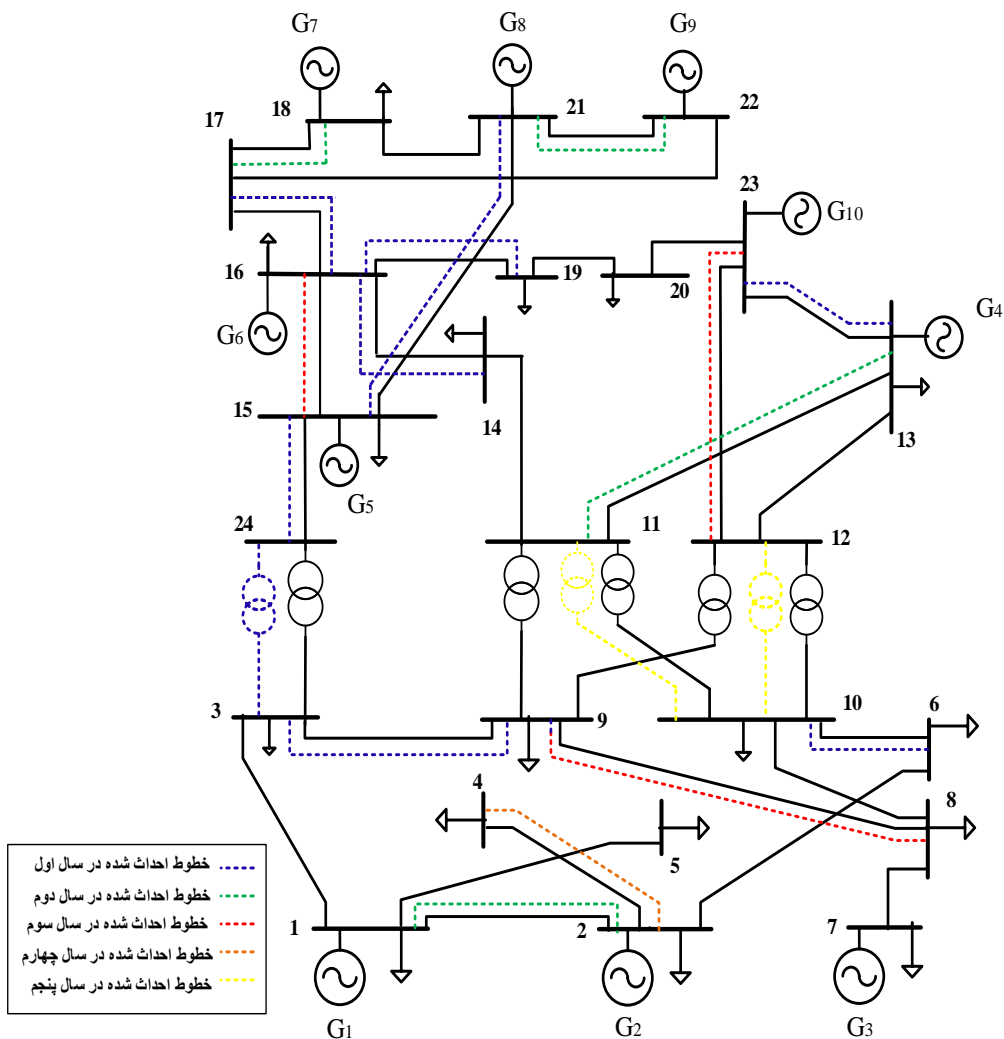
سال اول	(۹-۳)، (۲۴-۳)، (۱۰-۶)، (۲۳-۱۳)، (۱۶-۱۴)، (۲۱-۱۵)، (۲۴-۱۵) و (۱۷-۱۶) و (۱۹-۱۶)
سال دوم	(۲-۱)، (۱۳-۱۱)، (۱۸-۱۷) و (۲۲-۲۱)
سال سوم	(۹-۸)، (۲۳-۱۲) و (۱۶-۱۵)
سال چهارم	بدون سرمایه‌گذاری
سال پنجم	(۱۱-۱۰) و (۱۲-۱۰)

جدول (۶): خطوط و ترانسفورماتورهای جدید اضافه‌شده به شبکه در حالت سوم (پاسخ پرتو شماره ۱۰)

سال اول	(۹-۳)، (۳-۲۴)، (۹-۸)، (۲۳-۱۲)، (۲۳-۱۳)، (۲۱-۱۵)، (۲۴-۱۵)، (۱۷-۱۶)، (۱۹-۱۶)
سال دوم	(۱۰-۶)، (۲۲-۲۱)
سال سوم	(۵-۱) و (۷-۸)
سال چهارم	(۴-۲)، (۱۳-۱۱)، (۱۶-۱۵)
سال پنجم	(۱۸-۱۷)

جدول (۷): مؤلفه‌های خروجی به‌ازای پاسخ انتخاب‌شده از جبهه پرتو

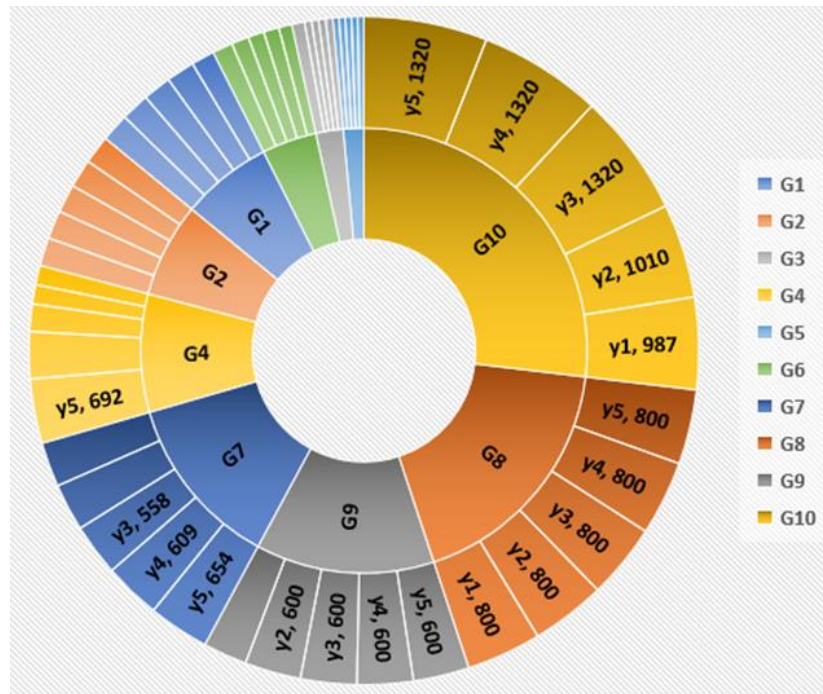
حالت سوم	حالت دوم	حالت اول	مؤلفه‌های خروجی	مؤلفه‌های هزینه (میلیون دلار)
۱۴۴۵/۳	۱۱۶۶/۳	۹۰۰/۶۴	هزینه بهره‌برداری	
۹۴/۳۶۳	۸۷/۹۱۵	۵۶/۱۶۸	هزینه سرمایه‌گذاری	
۰	۰	۰	هزینه قطع بار	
۲۴/۳۴	۲۳/۵۹۶	۱۴/۷۱۷	ارزش اسقاطی تجهیزات جدید	
۱۵۱۵	۱۲۳۱	۹۴۲/۱	هزینه کل	
۰/۵	۰/۲۷۸	۰	حاشیه بارگذاری (پریونیت)	



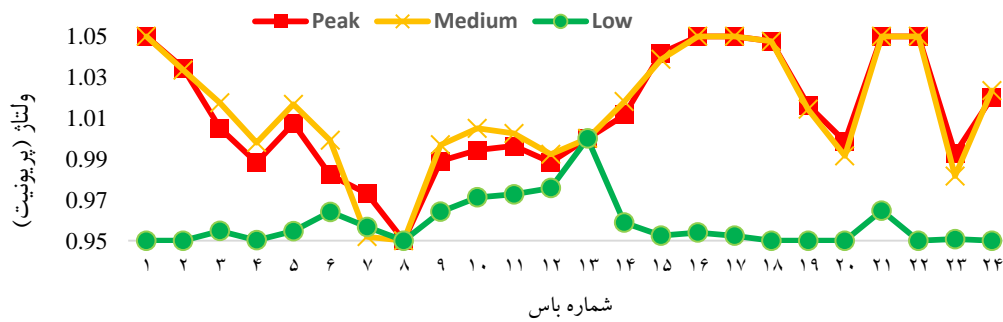
شکل (۴): آرایش توسعه‌یافته شبکه به‌ازای پاسخ انتخاب‌شده (پاسخ پرتو شماره ۶)

جدول (۸): توان اکتیو تولیدی ژنراتورها بعد از توسعه به‌ازای پاسخ پرتوی انتخاب‌شده (پاسخ شماره ۶) در سال سوم برنامه‌ریزی

نام ژنراتور	باس محل اتصال	توان اکتیو تولیدی ژنراتور (MW)		
		کم‌باری	میان‌باری	پیک‌بار
G1	۱	۳۰/۴	۳۰/۴	۳۰/۴
G2	۲	۳۰/۴	۳۰/۴	۳۰/۴
G3	۷	۷۵	۷۵	۷۵
G4	۱۳	۲۰۶/۸۵	۲۰۶/۸۵	۲۹۴/۴
G5	۱۵	۶۶/۲۵	۶۶/۲۵	۶۶/۲۵
G6	۱۶	۵۴/۲۵	۵۵/۹	۱۳۹/۲
G7	۱۸	۳۷۲/۸	۴۰۳/۵	۵۵۸/۲
G8	۲۱	۱۰۰	۸۰۰	۸۰۰
G9	۲۲	۶۰۰	۶۰۰	۶۰۰
G10	۲۳	۲۴۸/۵	۱۰۷/۷۵	۱۳۲۰



شکل (۵): میزان توان اکتیو تولیدی ژنراتورها در پیک‌بار در حالت مطالعاتی سوم



شکل (۶): اندازه ولتاژ باس‌ها در سال چهارم به‌ازای پاسخ انتخاب‌شده شماره ۶

۴. نتیجه‌گیری

می‌شود. پیاده‌سازی مدل پیشنهادی در نرم‌افزار GAMS بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE در حالت‌های مختلف نشان‌دهنده تأثیر پایداری ولتاژ بر نتایج توسعه شبکه و برعکس است. انتخاب بهینه آرایش شبکه می‌تواند علاوه بر کاهش هزینه‌های توسعه، افزایش حاشیه پایداری ولتاژ را نیز به دنبال داشته باشد تا امنیت شبکه افزایش یابد. این نتایج در کنار تصمیمات بهینه بهره‌برداری و ارضای تمامی قیود فنی شبکه هستند. در مقاله حاضر محدودیت امنیت شبکه شامل قید پیشامد یگانه (N-1) در بررسی پایداری ولتاژ در نظر گرفته نشده است. همچنین منابع انرژی تجدیدپذیر مانند واحدهای تولیدی بادی و خورشیدی در مدل لحاظ نشده‌اند. در نظر گرفتن این موارد به‌عنوان موضوع تحقیق برای کارهای آتی پیشنهاد می‌گردد.

در این مقاله یک مدل بهینه‌سازی دوهدفه برای برنامه‌ریزی توسعه دینامیکی شبکه انتقال با در نظر گرفتن قید پایداری ولتاژ ارائه گردید. مدل پیشنهادی به‌صورت یک برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح فرمول‌بندی شده است که اهداف آن شامل به حداقل رساندن هزینه کل توسعه و به حداکثر رساندن حاشیه پایداری ولتاژ شبکه است. هزینه‌های توسعه شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری خطوط و ترانسفورماتورها، هزینه‌های بهره‌برداری، ارزش اسقاطی تجهیزات جریمه قطع بار است. پایداری ولتاژ نیز به‌صورت حاشیه بارگذاری شبکه طبق منحنی P-V در نظر گرفته شده است. بهینه‌سازی دوهدفه جواب‌های بهینه مسئله را به‌صورت مجموعه پرتو ارائه می‌دهد و برای انتخاب جواب نهایی از روش رضایتمندی فازی بهره گرفته

مراجع

- [1] Seifi, H., Sepasian, MS., "Electric power system planning: issues, algorithms and solutions", Vol. 49. Berlin: Springer, 2011, <https://doi.org/10.1007/978-3-642-17989-1>.
- [2] Lumberras, S., Ramos, A., "The new challenges to transmission expansion planning. Survey of recent practice and literature review", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 134, pp. 19-29, May, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.10.013>
- [3] Mahdavi, M., Antunez, CS. Ajalli, M., Romero, R., "Transmission expansion planning: Literature review and classification." *IEEE Syst. Journal*, Vol. 13, No. 3, pp. 3129-3140, Sep. 2019, <https://doi.org/10.1109/JSYST.2018.2871793>.
- [4] Mahdavi, M., Sabillon, C., Bagheri, Romero, R., "Line maintenance within transmission expansion planning: A multistage framework", *IET Gener., Transm. Distr.* Vol. 13, No. 14 (2019): 3057-3065, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5124>.
- [5] Mahdavi, M., Monsef, H., Romero, H., "Reliability effects of maintenance on TNEP considering preventive and corrective repairs", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, No. 5, pp. 3768-3781, Sep. 2017.
- [6] Li, C., Antonio J. Conejo, Liu, P. Benjamin Omell P., Sirola J.D., Grossmann, I.E., "Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems", *European J. Oper. Res.* Vol. 297, No. 3, pp.1071-1082, March 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2021.06.024>.
- [7] Yuan, Y., Cheng, H., Zhang, H., Wang, Z., Zhou, W., "Transmission expansion planning with optimal transmission switching considering uncertain n-k contingency and renewables", *Energy Reports*, Vol. 8, pp. 573-583, Aug. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.02.241>
- [8] Gomes, P. V., Saraiva, J.T., "State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, Vol. 111 pp. 411-424, Oct. 2019, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.035>.
- [9] Shayeghi, H., Bagheri, A., "Dynamic sub-transmission system expansion planning incorporating distributed generation using hybrid DCGA and LP technique", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, Vol. 48, pp. 111-122, June 2013, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.029>.
- [10] Roldán, C., Nieta, A.A.S., García-Bertrand, R., Mínguez, R., "Robust dynamic transmission and renewable generation expansion planning: walking towards sustainable systems", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, Vol. 96, pp. 52-63, March 2018, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.09.021>
- [11] Farrag, M., Kareem Mohamed A., Omran, S., "AC load flow based model for transmission expansion planning", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 171, pp. 26-35, Jun. 2019, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.006>.
- [12] Zhang, X., Conejo, A.J., "Robust transmission expansion planning representing long-and short-term uncertainty", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 33, No. 2, pp. 1329-1338, Jun. 2017, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2717944>.
- [13] Naderi, E., Pourakbari-Kasmaei, M., Lehtonen, M., "Transmission expansion planning integrated with wind farms: A review, comparative study, and a novel profound search approach", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, Vol. 115, pp. 105460, Feb. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105460>.
- [14] Gonzalez-Romero, I.C., Wogrin, S., Gómez, T., "Review on generation and transmission expansion co-planning models under a market environment", *IET Gener. Transm. Distr.*, Vol. 14, No. 6, pp. 931-944, Aug. 2019, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0123>.
- [15] Hamidpour, H., Pirouzi, S., Safaee, S. Norouzi, N., Lehtonen, M., "Multi-objective resilient-constrained generation and transmission expansion planning against natural disasters", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, Vol. 132, pp. 107193, Nov. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107193>.

- [16] Miranda, F. L., Leonardo, W., Oliveira, E.J., Nepomuceno, E.G., Dias, B.H., "Multi-objective transmission expansion planning based on Pareto dominance and neural networks", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 214, pp. 108864, Jan. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108864>.
- [17] Mazaheri, H., Abbaspour, A., Fotuhi-Firuzabad, Moeini-Aghtaie, M., Farzin, H., Wang, F., Dehghanian, P., "An online method for MILP co-planning model of large-scale transmission expansion planning and energy storage systems considering N-1 criterion", *IET Gener. Transm. Distr.*, Vol. 15, No. 4, pp. 664-677, Dec. 2020, <https://doi.org/10.1049/gtd2.12050>.
- [18] Zoppei, R. Marcos, T., Delgado, A.J., Macedo, L.H., Marcos, Rider, J., Romero, R., "A branch and bound algorithm for transmission network expansion planning using nonconvex mixed-integer nonlinear programming models", *IEEE Access*, Vol. 10, pp. 39875-39888, April 2022, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3166153>.
- [19] Abdi, H., Moradi, M., Lumbreras, S., "Metaheuristics and transmission expansion planning: A comparative case study." *Energies*, Vol. 14, No. 12, pp. 3618, June 2021, <https://doi.org/10.3390/en14123618>.
- [20] Vilaça, P., Street, A., Colmenar, J.M., "A MILP-based heuristic algorithm for transmission expansion planning problems", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 208, pp. 107882, July 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107882>.
- [21] Modarresi, J., Gholipour, E., Khodabakhshian, A., "A comprehensive review of the voltage stability indices", *Renew. Sust. Energy Reviews*, Vol. 63, pp. 1-12, Sep. 2016.
- [22] Nageswa Rao, Priya Vijaya, A.R., Kowsalya, M., "Voltage stability indices for stability assessment: a review", *Int. J. Ambient Energ.*, Vol. 42, No. 7, pp. 829-845, Nov. 2018, <https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1525585>.
- [23] Wang, Yi, Cheng, H., Wang, C., Hu, Z., Yao, L., Zeliang Ma, Z., Zh, Z., "Pareto optimality-based multi-objective transmission planning considering transmission congestion", *Elect. Power Syst. Res.* Vol. 78, No. 9, pp.1619-1626, Sep. 2008, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.02.004>.
- [24] Zhang, Hui, Vittal, V., Heydt, G.T., Quintero, J., "A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 27, No. 2, pp. 1125-1133, May 2012, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2178000>.
- [25] Khakpoor, M., Jafari-Nokandi, M., Abdoos, A.A., "Dynamic generation and transmission expansion planning in the power market-based on a multiobjective framework", *Int. Trans. Elect. Energ. Syst.*, Vol. 27, No. 9, pp. e2353, May 2017, <https://doi.org/10.1002/etep.2353>.
- [26] Morquecho, E.G., Torres, S.P., Astudillo-Salinas, F., Castro, C.A., Ergun, H., Hertem, D.V., "Security constrained AC dynamic transmission expansion planning considering reactive power requirements", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 221, pp. 109419, Aug. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109419>.
- [27] Ledezma, L.F.F., Alcaraz, G.G., "Hybrid binary PSO for transmission expansion planning considering N-1 security criterion", *IEEE Latin America Trans.*, Vol. 18, No. 03 pp. 545-553, March 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107637>.
- [28] Moradi, R.A., Zeinali Davarani, R., "Introducing a new index to investigate voltage stability of power systems under actual operating conditions", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, 13 Vol. 6, pp. 107637, March 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107637>.
- [29] Mokred, S., Wang, Y., Chen, T. "A novel collapse prediction index for voltage stability analysis and contingency ranking in power systems", *Protec. Cont. Modern Power Syst.*, Vol. 8, No. 1, pp. 7, Feb. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107637>.
- [30] Akbari, T., Rahimi-Kian, A., Tavakoli Bina, M., "Security-constrained transmission expansion planning: A stochastic multi-objective approach", *Int. J. Elect. Power & Energ. Syst.*, Vol. 43, No. 1, pp. 444-453, Dec. 2012, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.058>.
- [31] Esmaili, M., Ghamsari-Yazdel, M., Amjady, N., Chung, C. Y., Conejo, A.J., "Transmission expansion planning including TCSCs and SFCLs: A MINLP approach." *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 35, No. 6, pp. 4396-4407, Nov. 2020, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2987982>.
- [32] Das, S., Verma, A., Bijwe, P.R., "Efficient multi-year security constrained AC transmission network expansion planning", *Elect. Power Syst. Res.*, Vol. 187, pp. 106507, Oct. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106507>.
- [33] Ihamrouni, I., Salem, M., Mohd Khairi, R., Siano, P., "Bacterial Foraging Algorithm & Demand Response Programs for a Probabilistic Transmission Expansion Planning With the Consideration of Uncertainties and Voltage Stability Index", *IEEE Canadian J. Elect. Comput. Eng.*, Vol., 44, No. 2, pp. 179-188, March 2021, <https://doi.org/10.1109/ICJECE.2020.3039249>.
- [34] Khandelwal, A., Bhargava, A., Sharma, A., "Voltage stability constrained transmission network expansion planning using fast convergent grey wolf optimization algorithm", *Evolutionary Intelligence*, Vol. 14, No. 3, pp.: 1261-1270, Jan. 2021, <https://doi.org/10.1007/s12065-019-00200-1>.
- [35] Mohammadniaei, M., Namdari, F., Shakarami, M.R., Hatamvand, L., "A Nonlinear Voltage Stability Index Based on Vector Analysis Method and Measurements of Active and Reactive Powers of Power System", *Energy Engineering and Management*, Vol. 12, No. 1, pp. 28-41, April 2022, In Persian., <https://doi.org/10.22052/12.1.28>.
- [36] Sheikh, M., Aghaei, J. Letafat, A., Rajabdorri, M., Niknam, T., Shafie-Khah, M., Catalão, J. PS., "Security-constrained unit commitment problem with transmission switching reliability and dynamic thermal line rating", *IEEE Syst. Journal*, Vol. 13, No. 4, pp. 3933-3943, Dec. 2019, <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2939210>.
- [37] Soroudi, A., *Power system optimization modeling in GAMS*. Vol. 78. Berlin/Heidelberg, Germany: Springer, 2017, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-62350-4>.
- [38] Ordoudis, C., Pinson, P., Morales, J.M., Zugno, M., "An updated version of the IEEE RTS 24-bus system for electricity market and power system operation studies", *Technical University of Denmark*, Vol. 13, 2016.
- [39] Akhlaghi, M., Moravej, Z., Bagheri, A., "Maximizing wind energy utilization in smart power systems using a flexible network-

constrained unit commitment through dynamic lines and transformers rating", Energy, Vol. 261, pp. 124918, Dec. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124918>.

- [40] Huang, Y., Hou, W., Huang, Y., Li, J., Li, Q., Wang, D., Zhang, Y., "Multi-objective optimal operation for steam power scheduling based on economic and exergetic analysis", Energies, Vol. 13, No. 8, pp. 1886, Apr. 2020, <https://doi.org/10.3390/en13081886>.