

## Employing Dynamic Line Rating in Unit Commitment Problem in the Presence of Wind Power Generation Units under Uncertainty Condition

Majid Mirzaei<sup>1</sup>, Amir Bagheri<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran  
mirzaemajid2013@gmail.com

<sup>2</sup>Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Zanjan, Zanjan  
Iran, amir\_bagheri@znu.ac.ir

**Keywords:**  
unit commitment  
dynamic line rating  
wind power generation  
stochastic programming

**Abstract:** With penetration of renewable energy sources and increasing congestion in transmission networks, the issue of unit commitment (UC) problem has increased in importance, and power system operators demand effective approaches to find a suitable solution to this problem. In this paper, by considering a dynamic line rating (DLR) in the presence of wind power units, a model has been offered for the UC problem to use the existing capacity of lines more effectively through adding smart-grid technologies to the power system. To adapt the proposed approach with real conditions, uncertainties of the problem parameters including wind speed, network load, and ambient temperature were modeled by a scenario-based method in form of a stochastic programming. A Monte-Carlo simulation was used to generate those scenarios, and K-means clustering algorithm was employed so as to reduce scenarios. All problem limitations were taken into account, and transmission network constraints were considered by AC load flow relations. Numerical results on the IEEE RTS-24-bus system demonstrated the efficiency of the presented model in reducing transmission congestion, operating costs, wind power curtailment; and finally the enhancement of the network's technical criteria along with the reliable and stable planning for the power system. Regarding simulation results, the presence of DLR increased the conductor temperature up to 7 °C by satisfying the maximum allowable temperature. This resulted in 34% higher loading of line compared to a static rating. In this way, the DLR brought about a 15.33% reduction in total operating cost. In addition, the load shedding and wind power curtailment showed reductions of 88.9% percent and 89.7% in the presence of DLR.

### Original Research Article

**Paper History:**  
Received: 14/10/2022  
Accepted: 29/01/2023

**How to cite this article:** Mirzaei, M., Bagheri, A., "Employing Dynamic Line Rating in Unit Commitment Problem in the Presence of Wind Power Generation Units under Uncertainty Condition", Energy Engineering and Management, Vol. 13, No. 2, PP. 32-49, 2023. <https://doi.org/10.22052/JEEM.2023.113712>

© 2023 University of Kashan Press.

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



### Introduction

Nowadays, due to an increasing need in the electricity consumption, transmission systems

become so congested that they hinder efficient and economical operation of the power systems. In this regard, researchers and power system

planners have given their focus to the dynamic line rating (DLR) as one of smart-grid technologies to manage power systems. The DLR can make possible the use of the real-time capacity of lines to optimally schedule power system resources. This issue is highlighted when power systems include highly-penetrated wind power generation (WPG). Therefore, power system optimal scheduling, using an optimized unit commitment (UC) along with DLR and WPG under uncertainty condition, becomes a challenging problem that is addressed in the current paper. Previous studies have not yet addressed the UC problem along with DLR while regarding all problem constraints in wind-unit equipped networks under uncertainty conditions of load demand, wind speed, and ambient temperature.

### Material and Methods

In this paper, the UC problem is formulated in the presence of DLR considering thermal units' limitations, transmission system constraints, and wind power resources. Thermal units' constraints include minimum up/down time limitations, ramp up/down limitations, and maximum/minimum active and reactive power bounds. The transmission system constraints comprise AC power flow relations, buses voltage limits, and the thermal capacity of network equipment. Also, the objective function consists of operating costs of thermal units, load shedding cost, and wind power curtailment cost. A stochastic programming was proposed to take into account problem uncertainties, including wind power generation, load demand, and DLR uncertainties. The DLR uncertainties include those of wind speed and ambient temperature. The stochastic optimization was fulfilled using the scenario-based approach. The MonteCarlo simulation was used to generate uncertainty scenarios. A K-means clustering algorithm was also employed for scenario reductions. The conducted approach was formulated as a stochastic mixed integer non-linear programming (MINLP) optimization problem, and was solved using GAMS in different experiments with the aid of a DICOPT solver. GAMS is a powerful software package that is employed frequently to handle large-scale and non-linear optimization problems. In addition, a methodology was proposed to calculate conductor temperature of the lines. This procedure was carried out through MATLAB after the optimization was terminated in GAMS. The simulation results verified the

effectiveness of the proposed approach in reducing operational and load-shedding costs of the system while increasing the usage of wind power capacities as well as satisfying power system technical constraints.

### Results

The proposed model was applied to the IEEE 24-bus system in two conditions: without the presence of dynamic line rating and with the presence of DLR. The Monte-Carlo simulation generated 1000 uncertainty scenarios which were reduced to 10 scenarios using a K-means technique. The DLR-equipped lines were selected using an effective process that identified the lines having the highest loading. The simulation results showed that the proposed approach acceptably handled all uncertainty scenarios along with satisfying problem constraints. By effective utilization of real-time capacity of transmission lines, it could be seen that scheduling of thermal units (including their on/off states and generated power) was affected by the DLR capability of lines. In this respect, the high-cost generating units were scheduled less than before. In contrary, the low-cost and wind power units were dispatched more than the state without the DLR. The load shedding and wind power curtailment costs were significantly decreased by 93.4%. Reduction of operational, load shedding and wind power curtailment costs led to a reduction in the total cost by 15.33%. These benefits were resulted from the use of smart grid technologies that helped a relief of congested transmission lines and increased the conductor temperature compared to that of static rating by maintaining the maximum allowable temperature.

### Discussion and Conclusion

The power system operator (PSO) can effectively schedule thermal and wind power resources if some of the transmission lines are equipped with DLR equipment as one of the smart-grid technologies. Although there are different uncertain parameters endangering the power system operation, the flexibility obtained by DLR units assists the PSO to deal with this challenge and schedules the system in an optimal manner in terms of reduced costs, increased renewable generation employment, and improved technical indices of the power system.

## به کارگیری ظرفیت دینامیکی خطوط در مسئله در مدار قرار گرفتن بهینه واحدهای نیروگاهی در حضور واحدهای تولیدی بادی تحت شرایط عدم قطعیت

مجید میرزائی<sup>۱</sup>، امیر باقری<sup>۲\*</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه زنجان، زنجان، ایران

mirzaiemajid2013@gmail.com

<sup>۲</sup> دانشیار گروه مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه زنجان، زنجان، ایران

amir\_bagheri@znu.ac.ir

واژه‌های کلیدی:  
در مدار قرار گرفتن بهینه واحدهای نیروگاهی  
ظرفیت دینامیکی خطوط  
نیروگاه بادی  
برنامه‌ریزی تصادفی

چکیده: با نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر و نیز افزایش تراکم در شبکه‌های انتقال، اهمیت مسئله در مدار قرار گرفتن بهینه واحدهای نیروگاهی (UC) بیش از پیش شده و بهره‌برداران سیستم قدرت نیازمند راهکارهای مؤثر برای یافتن جواب مناسب برای این مسئله‌اند. در این مقاله مدلی برای مسئله UC با در نظر گرفتن ظرفیت دینامیکی خطوط انتقال (DLR) در حضور منابع بادی ارائه گردیده تا با الحاق راهکارهای شبکه هوشمند در سیستم قدرت، بهره‌گیری مؤثرتر از ظرفیت موجود خطوط انتقال صورت پذیرد. به منظور انطباق رویکرد پیشنهادی با شرایط واقعی، عدم قطعیت پارامترهای ناپیمن مسئله شامل سرعت باد، بار شبکه و دمای محیط توسط روش سناریو بنیان در قالب یک برنامه‌ریزی تصادفی مدل می‌گردد. برای تولید سناریوها روش مونت کارلو و به منظور کاهش سناریو از الگوریتم خوشه‌بندی K-means استفاده شده است. تمامی محدودیت‌های مسئله در مدل مورد نظر لحاظ شده و قیود شبکه انتقال با در نظر گرفتن معادلات پخش بار AC در نظر گرفته شده‌اند. نتایج مطالعات عددی بر روی شبکه ۲۴ باس IEEE RTS، بیانگر کارایی مدل ارائه‌شده در کاهش تراکم شبکه انتقال، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، کاهش انقطاع توان بادی، و در نهایت بهبود معیارهای فنی شبکه در کنار برنامه‌ریزی مطمئن و پایدار برای سیستم قدرت است. با توجه به نتایج شبیه‌سازی، حضور DLR باعث افزایش دمای هادی به میزان ۷ درجه سانتی‌گراد در محدوده مجاز می‌شود که این امر باعث افزایش بارگذاری خط به میزان حدود ۳۴٪ نسبت به ظرفیت استاتیکی آن شده است. به این ترتیب، حضور DLR کاهش ۱۵/۳۳ درصدی در هزینه کل بهره‌برداری را موجب می‌گردد. همچنین مقدار قطع بار اجباری و توان بادی قطع شده به ترتیب کاهش ۸۸/۹ و ۸۹/۷ درصدی را در حضور DLR نشان می‌دهند.

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۷/۲۲

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۱۱/۰۹

## ۱. مقدمه

در دنیای امروز، رشد جمعیت و افزایش روزافزون نیاز به مصرف انرژی، باعث افزایش بارگذاری تجهیزات سیستم قدرت شده است که به نوبه خود وقوع تراکم در شبکه‌های انتقال و به خطر افتادن امنیت شبکه قدرت را به همراه دارد [۱]. راهکارهای سستی برای کاهش بارگذاری خطوط و پوشش رشد بار، شامل تقویت شبکه از طریق احداث خطوط انتقال جدید و یا افزایش ظرفیت خطوط موجود شبکه‌اند [۲ و ۳]، اما با توجه به هزینه‌های بالای احداث و تقویت خطوط و محدودیت‌های سرمایه‌گذاری، امروزه تحقق این راهکار مشکل به نظر می‌رسد. از طرف دیگر احداث خطوط جدید فرایندی زمان‌بر بوده و با محدودیت‌های زیست‌محیطی مواجه است. از این رو امروزه بهره‌برداران شبکه‌های قدرت به دنبال راهکارهای کم‌هزینه‌تر و دسترس‌پذیرتر برای این امرند. یکی از این راهکارها بهره‌گیری از ادوات هوشمندسازی شبکه قدرت است. با پیشرفت تکنولوژی، شاهد به کارگیری برخی ادوات در سیستم قدرت هستیم که امکان کنترل و نظارت لحظه‌ای بر شبکه را فراهم آورده و می‌توانند برنامه‌ریزان و بهره‌برداران سیستم قدرت را در طراحی و بهره‌برداری منعطف‌تر شبکه یاری نمایند [۴]. از جمله این امکانات می‌توان به تجهیزات اندازه‌گیری ظرفیت دینامیکی خطوط (DLR<sup>1</sup>) اشاره کرد. ظرفیت عبور توان (یا جریان) از هادی‌های خط انتقال وابسته به ساختار هادی خط و نیز شرایط محیطی در محل نصب خط از جمله دمای هوا، سرعت وزش باد، شدت تابش خورشید و... است. با توجه به اینکه شرایط محیطی در زمان‌های مختلف ثابت نیست، می‌توان گفت که ظرفیت یک خط انتقال نیز وابسته به شرایط محیطی است [۵]. به‌طور سستی، ظرفیت یک خط انتقال را به‌ازای بدترین شرایط<sup>۲</sup> محیطی محاسبه می‌کنند و این ظرفیت را برای تمام لحظات زمانی استفاده از خط در نظر می‌گیرند. ظرفیت مذکور، ظرفیت استاتیکی خط (SLR<sup>۳</sup>) نامیده می‌شود که یک حد محافظه‌کارانه بوده و ممکن است تنها در برخی از لحظات یک بازه زمانی، جریان عبوری از خط به این حد برسد. اما بهره‌برداران سیستم قدرت به‌منظور حفظ حاشیه اطمینان، SLR را به‌عنوان ظرفیت دائمی خط در نظر می‌گیرند. در واقع رهایی از پیچیدگی مسئله به کاهش هزینه‌ها و استفاده از ظرفیت واقعی و لحظه‌ای خط ترجیح داده می‌شود. اما محدودیت‌های افزایش ظرفیت خطوط که در قسمت‌های قبلی ذکر شد، به‌همراه

ظهور ادوات نظارتی و هوشمند مانند تجهیزات اندازه‌گیری DLR، می‌تواند بهره‌بردار شبکه قدرت را به پایش لحظه‌ای آن و بهره‌برداری منعطف‌تر و کم‌هزینه‌تر سوق دهد [۶]. از جمله مسائل مهم سیستم قدرت که تحت تأثیر حضور DLR قرار می‌گیرد، در مدار قرار گرفتن بهینه واحدهای نیروگاهی (UC<sup>۴</sup>) و پخش بار بهینه (OPF<sup>۵</sup>) است. با توجه به تغییرات ساعتی بار در طول شبانه‌روز، UC چیدمان بهینه واحدهای نیروگاهی (شامل وضعیت روشن یا خاموش بودن واحدها و میزان توان تولیدی آن‌ها) را برای پوشش بار شبکه در هر ساعت تعیین می‌کند. در بررسی این چیدمان، محدودیت‌های مختلف واحدهای تولیدی مانند قیود حداقل و حداکثر توان تولیدی، حداقل زمان روشن/خاموش بودن، نرخ تغییرات تولید و... باید رعایت شوند [۷]. همچنین محدودیت‌های مربوط به شبکه انتقال شامل معادلات پخش بار، محدودیت بارگذاری خطوط و ترانسفورماتورها و... نیز باید مدنظر قرار گیرند [۸]. برقراری معادلات پخش بار شبکه نیز می‌تواند بر طبق مدل DC یا AC باشد. اگرچه بهره‌گیری از معادلات پخش بار DC ساده‌تر است و در اکثر مقالات مورد توجه قرار گرفته، در صورت استفاده از مدل AC، محدودیت توان راکتیو و ولتاژ باس‌ها نیز بررسی می‌گردد [۹]. بر این اساس مسئله مورد بررسی می‌تواند به‌صورت UC-DCOPF یا UC-ACOPF باشد.

از سوی دیگر، امروزه با افزایش نگرانی‌های مربوط به اتمام سوخت‌های فسیلی و انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی، کشورهای مختلف به‌سمت استفاده از انرژی‌های پاک و تجدیدپذیر روی آورده‌اند و روزبه‌روز شاهد افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از تولید شبکه قدرت هستیم [۱۰]. به‌رغم مزایای واحدهای تولیدی تجدیدپذیر، نفوذ این تولیدات در شبکه برق از دو دیدگاه ایجاد چالش می‌کند. یک چالش مربوط به افزایش تراکم و نوسانات ولتاژ در شبکه‌های انتقال بوده و مورد دیگر مربوط به عدم قطعیت ذاتی این منابع است که این موضوع برنامه‌ریزی شبکه قدرت را تحت تأثیر قرار داده و بهره‌برداران سیستم قدرت باید با ارائه راهکارهای مناسب در راستای مدیریت آن‌ها گام بردارند [۱۱].

با توجه به موارد مذکور، در این مقاله یک روش برنامه‌ریزی تصادفی<sup>۶</sup> برای مسئله در مدار قرار گرفتن بهینه واحدهای نیروگاهی مبتنی بر پخش بار AC (SUC-ACOPF) در حضور تجهیزات اندازه‌گیری ظرفیت دینامیکی خطوط و واحدهای تولیدی بادی ارائه می‌گردد. عدم قطعیت‌های موجود به روش سناریو بنیان مدل‌سازی

4. Unit Commitment  
5. Optimal Power Flow  
6. Stochastic Programming

1. Dynamic Line Rating  
2. Worst Case Condition  
3. Static Line Rating

خطی آمیخته با اعداد صحیح (MILP) فرموله شده است. در مرجع [۱۷] یک مسئله UC مقید به قیود شبکه (NCUC) با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر و منابع ذخیره انرژی برقی ارائه شده و حل مدل از طریق الگوریتم ژنتیک صورت پذیرفته است. این مسئله با قیود پخش بار AC خطی سازی شده بررسی شده است. در مرجع [۱۰]، قابلیت اطمینان کلیدها در مسئله SCUC با کلیدزنی خطوط انتقال (TS) ادغام شده و ظرفیت دینامیکی خط به عنوان یک قید امنیتی برای در نظر گرفتن شرایط آب و هوایی در فرمولاسیون پخش بار AC خطی شده بهبود یافته وارد می شود که سبب ایجاد یک عامل محدودکننده در تعداد عملیات کلیدزنی خطوط و رسیدن به قابلیت اطمینان بالاتر خواهد بود. در معادلات تعادل گرمایی<sup>۱</sup> HBE نمودار (توان تابشی-دما) Qi-T در بخش های خطی تقسیم شده و با فرض عمود بودن جهت وزش باد بر هادی، تلفات همرفتی خطی می شود. در ضمن مقدار مقاومت خط در بدترین وضعیت (ماکزیمم دما) ثابت می گردد. تابع هدف در این مرجع، مینیمم کردن هزینه تولید توان های اکتیو و راکتیو و توان رزرو و هزینه قطع بار است. برنامه ریزی بهینه روزانه واحدهای نیروگاهی مبتنی بر پخش بار DC در مرجع [۱۹] پیشنهاد شده است که در آن دینامیک نقطه داغ سیم پیچ و روغن بالای ترانسفورماتورها همراه با ظرفیت دینامیکی خطوط انتقال در نظر گرفته می شوند تا اثر ظرفیت دینامیکی خطوط و ظرفیت دینامیکی ترانسفورماتورها (DTR) بر عملکرد شبکه در کنار هم بررسی گردند. با به کارگیری همزمان DLR و DTR ظرفیت اضافی ترانسفورماتورها و خطوط آزاد شده که این امر سبب حداکثرسازی به کارگیری منابع بادی غیرمتمرکز و ارزان قیمت می شود.

در مرجع [۲۰] بهینه سازی ظرفیت دینامیکی خطوط و ادوات FACTS در مسئله پخش بار بهینه مبتنی بر امنیت صورت گرفته که منجر به بهبود عملکرد سیستم در شرایط پیشامد و کاهش هزینه های بهره برداری می گردد. در این مقاله، منابع تولیدی بادی مدنظر قرار نگرفته و همچنین پخش بار شبکه مبتنی بر مدل DC است. علاوه بر این، مرجع مذکور وضعیت روشن و خاموش بودن واحدهای حرارتی را تعیین نکرده و فرض بر این است که تمامی واحدها در مدار هستند. مرجع [۲۱] بهینه سازی توپولوژی شبکه به کمک تغییر آرایش خطوط و کلیدزنی باس بارها را به منظور کاهش تراکم و آزادسازی ظرفیت خطوط انجام داده است. همچنین ظرفیت خطوط به کمک DLR تقویت شده و منابع ذخیره ساز انرژی نیز برای کاهش

می گردند. سناریوهای عدم قطعیت توسط شبیه سازی مونت کارلو تولید شده و از روش خوشه بندی K-means برای کاهش تعداد سناریوها به منظور کاهش ابعاد و بار محاسباتی مسئله استفاده می گردد. شایان ذکر است که عدم قطعیت سرعت وزش باد، ظرفیت دینامیکی خطوط را نیز تحت تأثیر قرار می دهد که باید مورد توجه قرار گیرد. در کنار آن، نایقینی مربوط به بار شبکه و نیز دمای محیط نیز بر مسئله مذکور اثرگذار خواهد بود که تمامی این موارد در مدل پیشنهادی در نظر گرفته شده اند. در ادامه، به بررسی تحقیقات اخیر در این زمینه پرداخته می شود.

در مرجع [۱۳] روش های احتمالی جدید برای تنظیم DLR ارائه شده که در آن ظرفیت اسپن های انتخاب شده به عنوان متغیرهای تصادفی با میانگین و انحراف استاندارد پیش بینی شده است تا ضمن پوشش طبیعت تصادفی و عدم قطعیت ها، با حل یک مسئله بهینه سازی تصادفی دومارحله ای یک روش احتمالی برای مدیریت بهره برداری شبکه پیشنهاد دهد. مرجع [۱۴] روشی برای UC جهت استفاده مؤثر از منابع شبکه با به کار گرفتن DLR پیشنهاد نموده است. بدین منظور یک فرمولاسیون ریاضی مبتنی بر برنامه ریزی تصادفی دوسطی برای مدیریت عدم قطعیت های مرتبط با DLR و استفاده مؤثر و کافی از ظرفیت خطوط انتقال ارائه شده که منجر به استفاده بهینه از منابع تولید و انرژی باد با قابلیت اطمینان بالا شده است. روشن/خاموش شدن واحدها و میزان ذخیره چرخان هر واحد در سطح اول مشخص می شود و برای همه سناریوها ثابت است. سایر پارامترهای تولید و انتقال، هزینه تولید واحدها و هزینه قطع بار بر اساس احتمال هر سناریو، در سطح دوم تعیین می شود عدم قطعیت در محاسبه DLR با روش سناریو بنیان مدل سازی شده و مدل پخش بار از نوع AC خطی سازی شده است. به منظور کاهش پیچیدگی مسئله، عدم قطعیت تنها بر روی سرعت باد به عنوان اصلی ترین فاکتور در محاسبه DLR اعمال شده است. نتایج بیانگر کاهش قابل توجه هزینه بهره برداری در حالت ظرفیت دینامیکی نسبت به حالت استاتیکی است. در مرجع [۱۵] یک روش بهینه سازی دوسطی مقاوم و منطبق بر داده در حضور عدم قطعیت برای مسئله UC پیشنهاد داده است. تابع هدف شامل هزینه های بهره برداری واحدها و هزینه قطع باد و قطع بار تحت بدترین شرایط عدم قطعیت باد است. یک روش بهینه سازی مبتنی بر فواصل بازهای برای متغیرهای غیرقطعی مسئله UC مقید به امنیت شبکه در مرجع [۱۶] ارائه شده است که در آن قید قابلیت اطمینان N-1 در حضور نفوذ بالای منابع انرژی تجدیدپذیر به صورت یک مسئله برنامه ریزی



که پاسخ بهینه را در راستی آزمایی با نتایج واقعی تحت تأثیر قرار داده است. اما در این مقاله، روابط دقیق AC-OPF به همراه همه قیود و محدودیت‌ها بر مسئله UC اعمال شده است. در مراجع قبلی اغلب DLR در مسئله UC وارد نشده یا در موارد معدودی با خطی‌سازی و صرف نظر از مؤلفه‌های اساسی در معادلات HBE، اعمال شده است، در حالی که در مقاله حاضر، روابط DLR بر طبق استاندارد IEEE به عنوان قیود تساوی به دقت در مسئله UC مدل شده و به عنوان یکی از روش‌های مدیریت تراکم به کار رفته است. اغلب مطالعات قبلی، حداکثر دو متغیر دارای عدم قطعیت را در نظر گرفته‌اند، در حالی که در این مقاله بر مبنای توابع احتمالی بار، باد و دمای محیط، عدم قطعیت برای الگوی ساعتی بار، توان بادی و DLR توسط تولید تعداد زیادی از سناریوها با الگوریتم مونت کارلو در نظر گرفته شده است. به عبارت دیگر، اثر عدم قطعیت باد و دما در محاسبات DLR وارد شده است. همچنین در مقالات قبلی اشاره‌ای به نحوه انتخاب خطوط مناسب برای نصب DLR نشده است. جدول (۱) مقایسه‌ای بین مطالعات پیشین با تحقیق حاضر را ارائه نموده است.

انقطاع توان بادی به کار گرفته شده‌اند. شبیه‌سازی‌های صورت گرفته توسط مدل پخش بار DC بیانگر کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، قطع بار و انقطاع توان بادی است. این مقاله عدم قطعیت‌های مسئله را در نظر نگرفته است. بر اساس معادلات پخش بار DC، مرجع [۲۲] یک مدل تصادفی برای مسئله در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی مقید به قیود شبکه در سیستم قدرت مجهز به منابع بادی پیشنهاد داده است. ظرفیت دینامیکی خطوط، واحدهای ذخیره‌ساز انرژی، و پاسخ‌گویی بار به عنوان تجهیزات انعطاف‌پذیر سیستم قدرت در نظر گرفته شده‌اند و هدف کاهش هزینه‌های بهره‌برداری به همراه کاهش قطع بار و قطع توان بادی است. در این مقاله عدم قطعیت تنها بر روی سرعت وزش باد در نظر گرفته شده است. با مرور صورت گرفته بر روی مراجع مرتبط در این زمینه، مشخص می‌شود که در بسیاری از مراجع، مسئله UC با چشم‌پوشی از برخی محدودیت‌های کلیدی نظیر قیود پخش بار، محدودیت نرخ شیب افزایشی و کاهش واحدها و... حل شده و یا با ساده‌سازی و صرف نظر از تلفات شبکه انتقال، قیود پخش بار DC یا DC تعمیم یافته (AC خطی شده) بر مسئله UC اعمال شده است.

جدول (۱): مقایسه ویژگی‌های مقاله با مطالعات پیشین

مرجع	سال	OPF	NCUC	ظرفیت دینامیکی خط (DLR)	منابع بادی	مدل پخش بار			عدم قطعیت			
						DC	AC خطی شده	AC کامل	بار	سرعت باد	دمای محیط	توان بادی
[15]	2019	✓	✓	x	✓	✓	-	-	-	✓	x	✓
[16]	2020	✓	✓	x	✓	✓	-	-	-	✓	x	✓
[17]	2019	✓	✓	x	✓	-	✓	-	✓	x	x	✓
[18]	2015	✓	✓	✓	x	x	✓	-	-	x	x	x
[19]	2019	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	x	x	x
[20]	2022	✓	x	✓	x	✓	-	-	-	x	x	x
[21]	2022	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	x	x	x
[22]	2022	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	✓	x	x
مقاله حاضر		✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	✓	✓	✓

با توجه به مباحث ذکر شده، نوآوری مقاله حاضر به شرح زیر است:

- فرمول‌بندی مسئله UC در حضور DLR به عنوان یکی از تجهیزات شبکه هوشمند؛
- در نظر گرفتن قیود پخش بار AC کامل به همراه سایر قیود بهره‌برداری؛
- در نظر گرفتن عدم قطعیت، بار، سرعت باد، دمای محیط، و توان بادی در مسئله با ارائه یک برنامه‌ریزی تصادفی؛
- ارائه روشی برای شناسایی خطوط مناسب برای اعمال DLR

## ۲. فرمول‌بندی مسئله

### ۱.۲. ظرفیت دینامیکی خطوط

رفتار حرارتی خطوط هوایی را می‌توان تحت شرایط پایدار سرعت و جهت باد، دمای محیط، تابش خورشید و جریان الکتریکی عبوری تعیین کرد. رابطه (۱) معادله تعادل حرارتی (HBE) خط در حالت ماندگار را نشان می‌دهد [۲۳] که بر طبق آن توان حرارتی تولید شده در سیم به واسطه عبور جریان و جذب تابش خورشید، به دو صورت همرفتی (Convection) و تابشی (Radiation) به محیط (هوای اطراف سیم) منتقل می‌گردد.

$$q_c(T_c, T_a, V_w, \phi) + q_r(T_c, T_a) = q_s + I^2 R(T_c) \quad (1)$$

در بدترین شرایط محیطی یعنی به ازای دمای محیط ۴۰ درجه سانتی گراد و سرعت وزش باد ۰/۵ متر بر ثانیه محاسبه می کنند و در تمام ایام سال آن را مبنای کار قرار می دهند. به این ظرفیت، ظرفیت استاتیکی (SLR) گفته می شود. گفتنی است که ظرفیت مذکور به ازای حداکثر دمای مجاز (معمولاً ۷۵ درجه سانتی گراد) برای هادی ( $T_c$ ) محاسبه می گردد. در صورتی که سیستم قدرت مجهز به تجهیزات هوشمند اندازه گیری باشد، می توان شرایط لحظه ای دمای محیط و سرعت وزش باد را اندازه گرفت و بر طبق روابط (۱۴) و (۱۵) ظرفیت لحظه ای سیم را به دست آورد که این ظرفیت از SLR بالاتر بوده و ظرفیت دینامیکی خط (DLR) نامیده می شود. در صورت داشتن DLR می توان برنامه ریزی بهتر و بهینه ای را برای سیستم قدرت انجام داد.

## ۲.۲. مدل توان بادی

توان تولیدی توسط واحدهای بادی وابسته به سرعت وزش باد بوده و بر اساس منحنی توان-سرعت توربین بادی، طبق رابطه (۱۴) به دست می آید. در این رابطه  $P_r^{wind}$  و  $\Lambda_r^w$  توان تولیدی و ظرفیت نامی توربین بوده، و  $V_{cut-in}$ ،  $V_{cut-out}$  و  $V_{rated}$  نیز به ترتیب سرعت قطع پایین، سرعت قطع بالا، و سرعت نامی توربین هستند. در مسئله حاضر، سرعت باد در طول روز متفاوت بوده و بر اساس پیش بینی، برای هریک از ساعت های روز بعد (مشخص شده با اندیس  $t$ ) در دسترس است [۲۴ و ۲۵].

$$P_{r,t}^{wind} = \begin{cases} 0; & V_{w,t} < V_{cut-in} \text{ OR } V_{w,t} > V_{cut-out} \\ \left( \frac{V_{w,t} - V_{cut-in}}{V_{rated} - V_{cut-in}} \right) \Lambda_r^w; & V_{cut-in} < V_{w,t} \leq V_{rated} \\ \Lambda_r^w; & V_{rated} < V_{w,t} \leq V_{cut-out} \end{cases} \quad (14)$$

## ۳.۲. عدم قطعیت های مسئله و مدل سازی آن ها

در مسئله حاضر، مهم ترین پارامترهای دارای عدم قطعیت شامل بار، سرعت وزش باد و دمای محیط هستند که بر نتایج مسئله UC در حضور ظرفیت دینامیکی خطوط تأثیرگذار خواهند بود. این عدم قطعیت ها باید در نظر گرفته شوند و به طرز مناسبی در مدل بهینه سازی مسئله وارد گردند تا نتیجه به دست آمده برای شبکه نزدیک به واقعیت بوده و ترکیب نیروگاهی حاصل بتواند با قابلیت اطمینان مناسبی بار شبکه را پوشش دهد. در این مقاله، به منظور در نظر گرفتن عدم قطعیت سرعت وزش باد از توزیع ویبال [۲۶] و برای مدل سازی عدم قطعیت بار و دما محیط از توزیع نرمال [۲۷] استفاده شده و از روش سناریو بنیان برای اعمال تأثیر عدم قطعیت

در این معادله،  $T_a$  و  $T_c$  به ترتیب دمای محیط و دمای هادی برحسب درجه سانتی گراد،  $V_w$  و  $\varphi$  سرعت و زاویه باد نسبت به محور هادی به ترتیب برحسب متر بر ثانیه و درجه،  $I$  جریان سیم برحسب آمپر، و  $R$  مقاومت سیم برحسب اهم است. همچنین  $q_c$  و  $q_r$  به ترتیب حرارت همرفتی و تابشی دفع شده از سطح هادی برحسب W/m و  $q_s$  حرارت تابش شده از خورشید به سطح هادی برحسب W/m است که روابط مربوط به آن ها در معادلات (۲) تا (۱۱) بیان شده است. برای انسجام بیشتر، پارامترهای مربوط به معادلات در قسمت ضمیمه تعریف شده اند. با توجه به رابطه تعادل حرارتی، جریان و ظرفیت واقعی سیم از روابط (۱۲) و (۱۳) به دست می آیند.

$$q_c = \max \{q_{c1}, q_{c2}\} \quad (2)$$

$$q_{c1} = \left[ 1.01 + 0.0372 \left( \frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (3)$$

$$q_{c2} = \left[ 0.0119 \left( \frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f K_{angle} (T_c - T_a) \right] \quad (4)$$

$$K_{angle} = 1.194 - \cos(\varphi) + 0.194 \cos(2\varphi) + 0.368 \sin(2\varphi) \quad (5)$$

$$T_{film} = \frac{T_a + T_c}{2} \quad (6)$$

$$\mu_f = \frac{1.485 \times 10^{-6} (T_{film} + 273)^{1.5}}{T_{film} + 383.4} \quad (7)$$

$$\rho_f = \frac{1.293 - 1.525 \times 10^{-4} H_e + 6.379 \times 10^{-9} H_e^2}{1 + 0.00367 T_{film}} \quad (8)$$

$$k_f = 2.424 \times 10^{-2} + 7.477 \times 10^{-5} T_{film} - 4.407 \times 10^{-9} T_{film}^2 \quad (9)$$

$$q_r = 0.0178 D \varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (10)$$

$$q_s = \alpha Q_{se} \sin(\theta) A' \quad (11)$$

$$I_L = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad (12)$$

$$DLR = \sqrt{3} V_L I_L \quad (13)$$

در رابطه (۱۳)،  $I_L$  و  $V_L$  جریان و ولتاژ خط برحسب ولت و آمپر بوده و  $DLR$  نیز ظرفیت دینامیکی خط برحسب MVA است. بر اساس روابط فوق می توان گفت که جریان و ظرفیت مجاز سیم علاوه بر مشخصات ساختاری سیم، به شرایط محیطی نیز وابسته است. به طور سنتی و در حالتی محافظه کارانه، این ظرفیت مجاز را

باینری است که بیانگر روشن (یک) یا خاموش بودن (صفر) واحد  $g$  در ساعت  $t$  می‌باشد. روابط مربوط به قيود حداقل زمان روشن بودن واحد  $g$  ( $UT_g$ ) و حداقل زمان خاموش بودن واحد  $g$  ( $DT_g$ ) که برحسب ساعت هستند، به‌طور کامل در مرجع [۷] ذکر شده که با توجه به محدودیت صفحات مقاله، از آوردن روابط مربوط صرف‌نظر شده است. با در نظر گرفتن نرخ افزایش و کاهش تولید واحدهای حرارتی، حداقل و حداکثر حدود بهره‌برداری وابسته به زمان شده و به ترتیب با  $\bar{P}_{g,t,s}$  و  $\underline{P}_{g,t}$  برحسب مگاوات تعریف می‌شود که این پارامترها الزاماً برابر با مقادیر  $P_g^{G,\min}$  و  $P_g^{G,\max}$  نیستند. بنابراین رابطه (۱۶) به صورت (۱۸) تعمیم داده می‌شود. بر این اساس، حداقل و حداکثر حدود بهره‌برداری وابسته به زمان به صورت روابط (۱۹) تا (۲۲) هستند. در این روابط  $RU_g$  و  $SU_g$  به ترتیب نرخ شیب افزایش توان در حالت عادی و در زمان روشن شدن واحد  $g$  بوده و  $RD_g$  و  $SD_g$  نیز به ترتیب نرخ شیب کاهش توان در حالت عادی و در زمان خاموش شدن واحد برحسب MW/hr می‌باشند.  $z_{g,t}$  و  $y_{g,t}$  متغیرهای باینری به مفهوم روشن و خاموش شدن واحد  $g$  در ساعت  $t$  هستند.

$$P_g^{G,\min} u_{g,t} \leq P_{g,t,s} \leq P_g^{G,\max} u_{g,t}; \quad \forall g \in \Omega_G \quad (16)$$

$$Q_g^{G,\min} u_{g,t} \leq Q_{g,t,s} \leq Q_g^{G,\max} u_{g,t}; \quad \forall g \in \Omega_G \quad (17)$$

$$\underline{P}_{g,t,s} \leq P_{g,t,s} \leq \bar{P}_{g,t,s} \quad (18)$$

$$\bar{P}_{g,t,s} \leq P_g^{G,\max} [u_{g,t} - z_{g,t+1}] + SD_g z_{g,t+1} \quad (19)$$

$$\bar{P}_{g,t,s} \leq P_{g,t-1,s} + RU_g u_{g,t-1} + SU_g y_{g,t} \quad (20)$$

$$\underline{P}_{g,t,s} \geq P_g^{G,\min} \times u_{g,t} \quad (21)$$

$$\underline{P}_{g,t,s} \geq P_{g,t-1,s} - RD_g u_{g,t} - SD_g z_{g,t} \quad (22)$$

#### • قیود شبکه انتقال

معادلات پخش بار بهینه AC-OPF با در نظر گرفتن سناریوهای عدم قطعیت به صورت روابط (۲۳) تا (۲۶) مدل می‌گردند. روابط (۲۳) و (۲۴) بیانگر قیود تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو در هر یک از باس‌های شبکه در زمان‌ها و سناریوهای مختلف‌اند. در این روابط تولید توان بادی و قطع بار باس‌ها نیز لحاظ شده‌اند. قیود (۲۵) و (۲۷) نیز توان‌های اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط را نشان می‌دهند [۲۹].

در مسئله بهره گرفته شده است. برای تولید سناریوهای عدم قطعیت از روش شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شده است. به کمک این روش، تعداد ۱۰۰۰ سناریوی عدم قطعیت تولید می‌گردد و سپس برای کاهش ابعاد و پیچیدگی حل مسئله، به کمک روش خوشه‌بندی K-means [۲۸]، تعداد این سناریوها به ۱۰ عدد کاهش داده می‌شود.

#### ۴.۲. متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله

مدل برنامه‌ریزی تصادفی برای مسئله UC در حضور ظرفیت دینامیکی خطوط و واحدهای بادی به گونه‌ای است که متغیرهای باینری مربوط به روشن/خاموش شدن واحدها متغیرهای تصمیم‌گیری سطح اول را تشکیل می‌دهند و این تصمیمات برای تأمین بارهای روز بعد، قبل از مشخص شدن عدم قطعیت‌ها گرفته می‌شود و از عدم قطعیت‌ها تأثیر نمی‌پذیرد. متغیرهای تصمیم‌گیری سطح دوم شامل تولیدی واحدهای نیروگاهی حرارتی، توان تولیدی واحدهای بادی، و میزان قطع بار اجباری در زمان واقعی بهره‌برداری است. این متغیرها تحت تأثیر عدم قطعیت‌ها قرار خواهند داشت.

#### ۵.۲. تابع هدف مسئله

تابع هدف طبق رابطه (۱۵) مرکب از دو بخش است: بخش اول هزینه کلی روشن و خاموش شدن واحدهای نیروگاهی بر اساس تصمیمات الزام واحد روز قبل (در سطح اول) است که برای همه سناریوها ثابت است؛ بخش دوم تابع هدف مربوط به سطح دوم است که عبارت است از مجموع هزینه‌های بهره‌برداری مورد انتظار. از آنجاکه از سناریوهای گسسته استفاده می‌شود، بخش دوم تابع هدف عبارت از متوسط وزنی هزینه‌های بهره‌برداری تمام سناریوها خواهد بود که وزن مربوطه شامل احتمال سناریوی مورد نظر است.

$$\begin{aligned} \text{minimize } OF = & \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} [C_s y_{g,t} + S_d z_{g,t}] \\ & + \sum_{s \in N_s} \pi_s \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} [a_g (P_{g,t,s}^G)^2 + b_g (P_{g,t,s}^G) + c_g u_{g,t}] \\ & + \sum_{s \in N_s} \pi_s \sum_{t \in T} \sum_{d \in \Omega_D} VOLL_d \times LS_{d,t,s}^P \\ & + \sum_{s \in N_s} \pi_s \sum_{t \in T} \sum_{r \in \Omega_R} VWC_r \Delta W_{r,t,s}^P \end{aligned} \quad (15)$$

#### ۶.۲. قیود مسئله

##### • قیود مربوط به واحدهای نیروگاهی حرارتی

محدودیت میزان توان اکتیو و راکتیو تولیدی واحدهای ژنراتوری در روابط (۱۶) و (۱۷) بیان شده است. در این روابط  $u_{g,t}$  یک متغیر



کرد، ابتدا باید اطلاعاتی درباره اضافه بار احتمالی هریک از خطوط در دست باشد تا با توجه به آن اطلاعات، خطوط را به ترتیب میزان و شدت اضافه بار اولویت بندی کرد. برای این منظور، در این مقاله توان تولیدی واحدهای بادی در حداکثر مقدار خود قرار داده می شود تا بدترین شرایط عملیاتی برای خطوط از نظر انتقال توان باشد. با پخش بار AC که در شبکه انجام می شود توان عبوری از هر خط مشخص می شود. با مقایسه توان عبوری هر خط با ظرفیت استاتیکی آن می توان مشخص نمود که اضافه بار در آن خط وجود دارد یا خیر و تا چه حد نزدیک به حد حرارتی خود کار می کند. با توجه به فرض های گفته شده، خطوط کاندید شناسایی می شود که اولویت بیشتری نسبت به سایر خطوط دارند تا DLR روی آن ها اعمال شود.

### ۳. شبیه سازی و مطالعات عددی

#### ۱.۳. شبکه مورد مطالعه

روش پیشنهادی در این مقاله بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE-RTS [۳۰] مطابق شکل (۱) پیاده سازی می گردد. این شبکه شامل ۱۰ باس (۱۲ واحد) نیروگاهی مختلف و ۱۷ باس مصرف کننده است. شبکه انتقال این سیستم با سطح ولتاژ ۱۳۸ و ۲۳۰ کیلوولت بوده و دارای ۳۴ خط انتقال است. توان اکتیو و راکتیو کل مصرفی شبکه در ساعت پیک بار به ترتیب برابر ۲۸۵۰ مگاوات و ۵۸۰ مگاوار است. اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی و همچنین مشخصات خطوط و بارهای شبکه در مرجع [۳۰] ارائه شده است. فاکتور جریمه قطع اجباری بارها (Load Shedding) برابر مقدار \$/MWhr\$  $VOLL=1000$  در نظر گرفته شده است. مقدار بالای در نظر گرفته شده برای  $VOLL$  بدین منظور است که در صورت قطع بار اجباری، هزینه این قطع بار بسیار بالا باشد تا بهینه سازی سعی نماید تا در صورت امکان کمترین بار قطع گردد. نیروگاه های بادی در باس های ۱۶، ۱۷ و ۲۱ هرکدام با ظرفیت ۲۰۰ مگاوات قرار گرفته اند. سرعت قطع پایین، سرعت نامی و سرعت قطع بالا برای توربین های بادی به ترتیب برابر ۴، ۱۲ و ۱۵ متر بر ثانیه لحاظ شده است. تولید توان بادی رایگان بوده و فاکتور جریمه انقطاع توان بادی به صورت  $VWC=50$  \$/MWhr\$ لحاظ شده است. در مورد جریمه انقطاع توان بادی شایان ذکر است که این جریمه به منظور افزایش به کارگیری توان منابع بادی در نظر گرفته شده است. در واقع از آنجا که منابع بادی به لحاظ زیست محیطی مورد توجه برنامه ریزان شبکه قدرت هستند، هدف به کارگیری حداکثری این منابع در تغذیه بارهای شبکه، کاهش آلاینده گی زیست محیطی و کاهش استفاده از

$$\sum_{g \in \Omega_G^i} P_{g,t,s}^G + \sum_{r \in \Omega_R^i} (P_{r,t,s}^{wind} - \Delta W_{r,t,s}^P) - \quad (23)$$

$$\sum_{d \in \Omega_D^i} (P_{d,t,s}^{load} - LS_{d,t,s}^P) = \sum_{j \in \Omega_B^i} P_{ij,t,s} \quad \forall i \in \Omega_B$$

$$\sum_{g \in \Omega_G^i} Q_{g,t,s}^G - \sum_{d \in \Omega_D^i} (Q_{d,t,s}^{load} - LS_{d,t,s}^Q) = \sum_{j \in \Omega_B^i} Q_{ij,t,s} \quad \forall i \in \Omega_B \quad (24)$$

$$P_{ij,t,s} = \text{real}\{S_{ij,t,s}\} = \frac{V^2}{Z_{ij}} \cos(\theta_{ij}) - \quad (25)$$

$$\frac{V_{i,t,s} V_{j,t,s}}{Z_{ij}} \cos(\delta_{i,t,s} - \delta_{j,t,s} + \theta_{ij}); \quad \forall ij \in \Omega_{Line}$$

$$Q_{ij,t,s} = \text{imag}\{S_{ij,t,s}\} = \frac{V^2}{Z_{ij}} \sin(\theta_{ij}) - \quad (26)$$

$$\frac{V_{i,t,s} V_{j,t,s}}{Z_{ij}} \sin(\delta_{i,t,s} - \delta_{j,t,s} + \theta_{ij}) - \frac{b_{ij} V_{i,t,s}^2}{2}; \quad \forall ij \in \Omega_{Line}$$

با توجه به مدل AC برای پخش بار شبکه، اندازه و زاویه ولتاژ باس ها مقید به روابط (۲۷) و (۲۸) است. توان عبوری از خطوط شبکه نیز طبق روابط (۲۹) و (۳۰) محدود می گردد. برای خطوطی از شبکه که مجهز به DLR هستند، قید ظرفیت خطوط به صورت (۲۹) و برای خطوطی که دارای DLR نیستند، رابطه به صورت (۳۰) می باشد. در این رابطه  $\Omega_{Line}$  مجموعه کل خطوط شبکه و  $\Omega_{Line}^{DLR}$  بیانگر خطوطی است که دارای DLR هستند. لذا  $[\Omega_{Line} - \Omega_{Line}^{DLR}]$  نشان دهنده این است که معادله (۳۰) برای خطوطی از شبکه حاکم است که تجهیزات DLR بر روی آن ها نصب نشده است. در واقع به ازای خطوط معمولی، حد حرارتی برابر ظرفیت استاتیکی (SLR) خواهد بود. در واقع  $DLR_{ij,t,s}$  ظرفیت دینامیکی خطوط کاندید برحسب MVA بوده در هر ساعت و برای هر سناریو است که برای حالت تصادفی به دست آمده است.  $S_{ij}^{max}$  نیز ظرفیت استاتیکی خط برحسب MVA است.

$$V_i^{\min} \leq |V_{i,t,s}| \leq V_i^{\max}; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (27)$$

$$\delta_i^{\min} \leq \delta_{i,t,s} \leq \delta_i^{\max}; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (28)$$

$$|S_{ij,t,s}| \leq DLR_{ij,t,s}; \quad \forall ij \in \Omega_{Line}^{DLR} \quad (29)$$

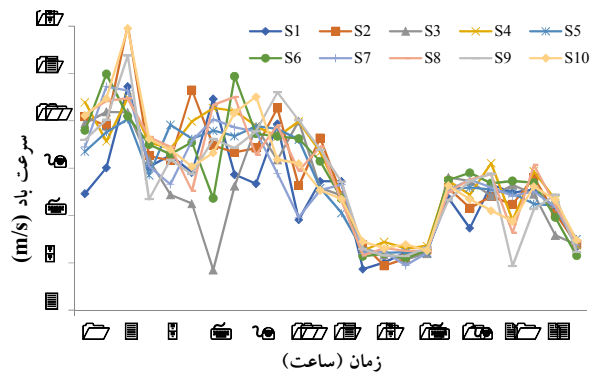
$$|S_{ij,t,s}| \leq S_{ij}^{\max}; \quad \forall ij \in [\Omega_{Line} - \Omega_{Line}^{DLR}] \quad (30)$$

#### ۷.۲. انتخاب خطوط کاندید برای نصب DLR

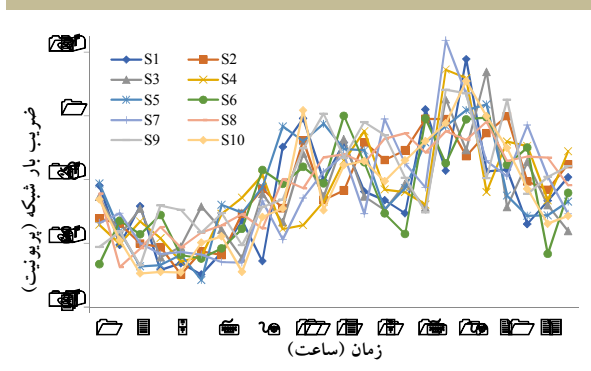
برای اینکه بتوان خطوط کاندید برای پیاده سازی DLR را شناسایی

جدول (۳): پارامترهای مورد نیاز در محاسبه ظرفیت دینامیکی خطوط

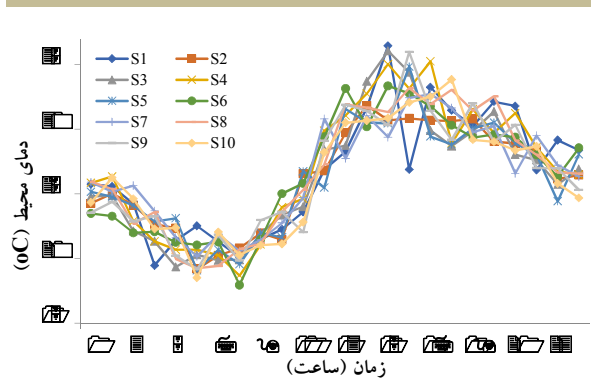
قطر خارجی هادی	281 mm
سطح مقطع سیم	0.2814 mm <sup>2</sup>
ارتفاع هادی از سطح آزاد دریا	1500 m
ضریب انتشار سطح هادی (ε)	0.5
ضریب جذب سطح هادی (α)	0.5
سطح آلودگی هوا	هوای صاف
عرض جغرافیایی	+35 درجه شمالی
روز سال	20 خرداد روز 161 سال
ساعت طلوع	ساعت 6 صبح
ساعت غروب	ساعت 20 عصر
ساعت ظهر	ساعت 13 ظهر
سمت نجومی خورشید	90 درجه از شرق به غرب



شکل (۲): پروفیل روزانه سرعت وزش باد در سناریوهای مختلف

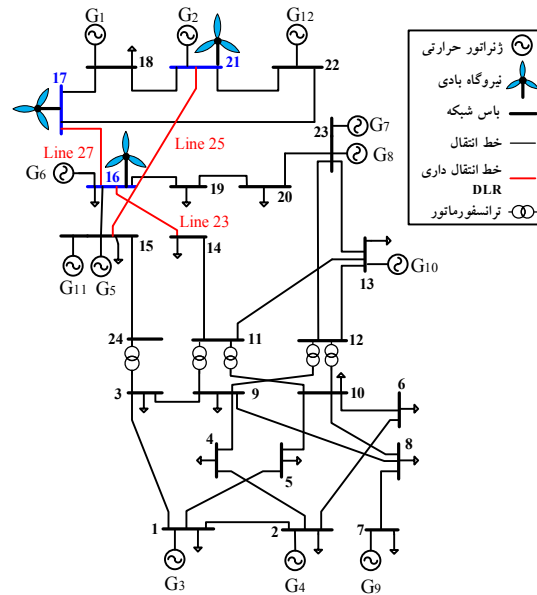


شکل (۳): پروفیل روزانه تغییرات بار در سناریوهای مختلف



شکل (۴): پروفیل روزانه دمای محیط در سناریوهای مختلف

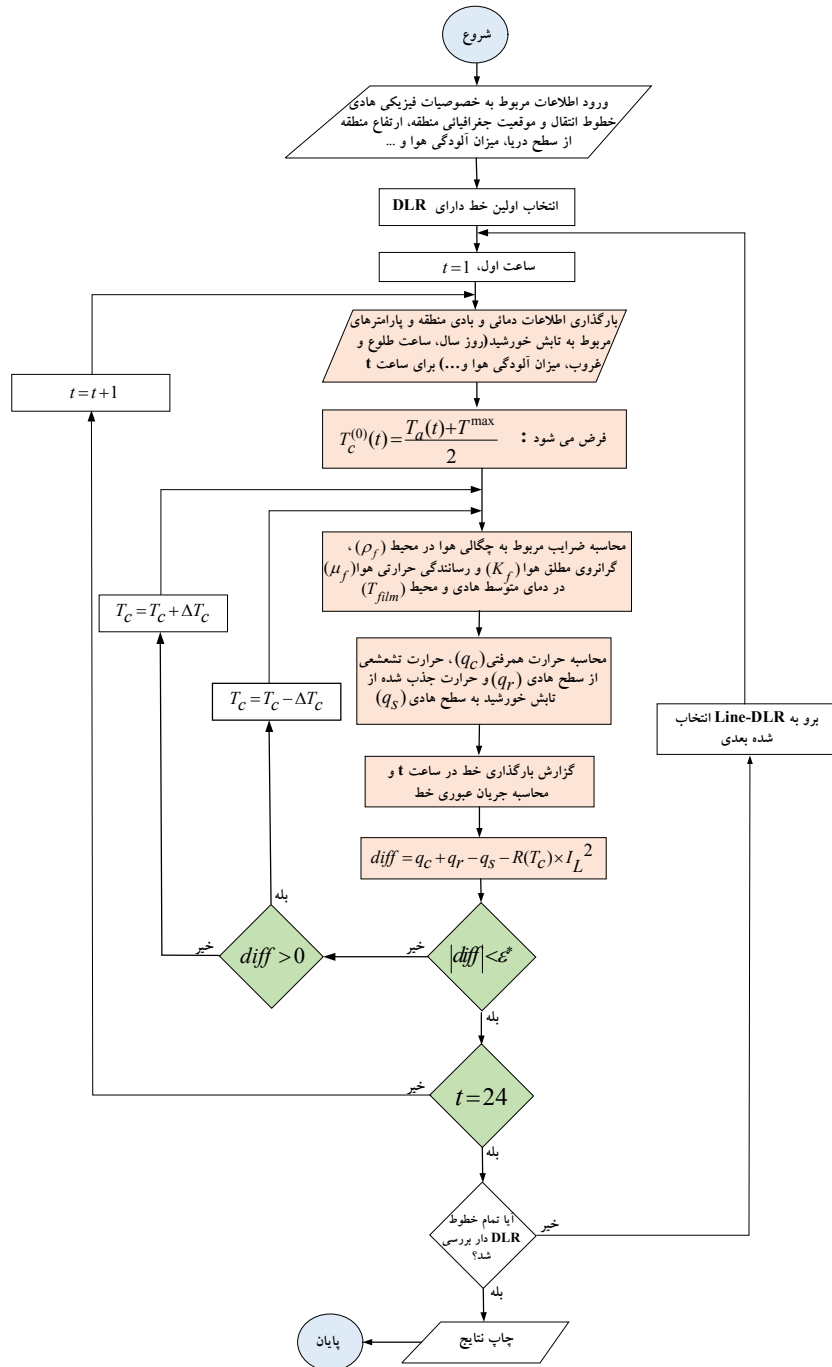
منابع مبتنی بر سوخت‌های فسیلی است. پروفیل سرعت باد، بار شبکه، و دمای محیط در طول شبانه‌روز در شکل‌های (۲) تا (۴) برای سناریوهای مختلف عدم قطعیت نشان داده شده است. این داده‌ها از مرجع [۱۸] اخذ شده‌اند. به منظور حل مدل پیشنهادی، از نرم‌افزارهای GAMS و MATLAB بهره گرفته شده است. سناریوهای مختلف عدم قطعیت با استفاده از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو در نرم‌افزار MATLAB به تعداد ۱۰۰۰ سناریو تولید شده و توسط روش خوشه‌بندی K-means به ۱۰ سناریو کاهش داده می‌شود. سپس مسئله UC با استفاده از حل‌کننده DICOPT نرم‌افزار GAMS [۲۹] با مدل برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) حل می‌گردد. احتمال سناریوهای ۱۰ گانه در جدول (۲) ذکر شده است. در شبکه شکل (۱) سه خط انتقال که با رنگ قرمز نشان داده شده، مجهز به DLR هستند. این سه خط شامل خطوط واصل بین باس‌های ۱۴ و ۱۶ (Line 23)، بین باس‌های ۱۵ و ۲۱ (Line 25)، و بین باس‌های ۱۶ و ۱۷ (Line 27) می‌باشند. در بخش‌های بعد در مورد روند انتخاب این سه خط به‌عنوان کاندید نصب DLR توضیح داده خواهد شد. در محاسبه ظرفیت دینامیکی خطوط اطلاعات جدول (۳) مورد استفاده قرار گرفته‌اند [۲۳].



شکل (۱): شبکه ۲۴ باسه IEEE-RTS مورد مطالعه

جدول (۲): احتمال سناریوهای کاهش یافته

شماره سناریو	۱	۲	۳	۴	۵
احتمال سناریو	0.210	0.0760	0.0400	0.0670	0.0820
شماره سناریو	۶	۷	۸	۹	۱۰
احتمال سناریو	0.0850	0.1400	0.1880	0.1090	0.1920



شکل (۵): طرح‌واره الگوریتم پیشنهادی محاسبه دمای هادی

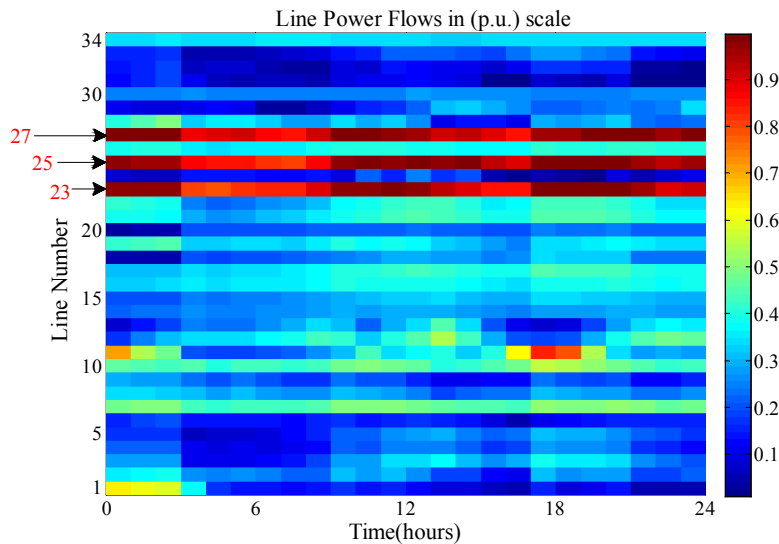
### ۲.۳. طرح‌واره محاسبه دمای هادی

با وارد شدن معادلات DLR در مسئله اصلی، متغیر  $T_C$  به‌عنوان دمای هادی خطوط، تحت تأثیر دیگر پارامترهای مسئله اصلی قرار خواهد گرفت. از این‌رو محاسبه مستقیم دمای هادی خطوط کاندید به‌سبب حضور آن در روابط غیرخطی DLR به‌عنوان متغیر مستقل و درهم‌تنیدگی آن‌ها با معادلات شبکه، به‌سادگی امکان‌پذیر نیست؛ چراکه تعیین ضابطه‌ای مستقیم برای  $T_C$  برحسب سایر پارامترها تقریباً غیرممکن است. از این‌رو الگوریتم پیشنهادی مبتنی بر

روش‌های محاسبات عددی سعی در محاسبه آن دارد. همان‌گونه که در شکل (۵) مشاهده می‌شود، پس از بارگذاری اطلاعات ورودی، مقدار اولیه  $T_C$  میانگین دمای محیط و حداکثر دمای مجاز هادی در نظر گرفته خواهد شد. سرعت همگرایی به پاسخ، به دقت مورد نظر با تنظیم مقدار خطای قابل قبول ( $\epsilon$ ) و پله‌های اصلاح دما در هر تکرار ( $\Delta T_C$ ) بستگی دارد. این فرایند پس از اتمام بهینه‌سازی اصلی در نرم‌افزار GAMS، در نرم‌افزار MATLAB صورت می‌پذیرد. در واقع، ابتدا با توجه به شرایط آب‌وهوایی و با قرار دادن دمای سیم

می‌آید. طبیعتاً با توجه به جریان عبوری از سیم، دمای سیم برابر ۷۵ درجه سانتی‌گراد نخواهد بود، و دمای واقعی سیم باید با توجه به مقدار جریان به‌دست‌آمده از بهینه‌سازی، طبق طرح‌واره شکل (۵) و به‌کمک حل رابطه تعادل حرارتی (HBE) محاسبه گردد.

روی مقدار حداکثر آن (یعنی ۷۵ درجه سانتی‌گراد)، حداکثر ظرفیت مجاز سیم که همان ظرفیت دینامیکی (DLR) است، محاسبه می‌گردد. این کار قبل از بهینه‌سازی صورت می‌گیرد و ظرفیت‌های دینامیکی به‌عنوان ورودی به برنامه بهینه‌سازی داده می‌شود. پس از بهینه‌سازی، مقادیر بهینه جریان‌های عبوری از خطوط به دست



شکل (۶): بارگذاری ساعتی خطوط در حالت ظرفیت استاتیکی و بدون عدم قطعیت

واحدهای نیروگاهی در حضور واحدهای DLR: در این حالت برای خطوط قرمز رنگ مشخص شده در شکل (۱) ظرفیت دینامیکی، و برای سایر خطوط ظرفیت استاتیکی لحاظ گردیده است.

جدول (۴) وضعیت بهینه روشن و خاموش شدن واحدهای نیروگاهی را در طول ۲۴ ساعت برنامه‌ریزی برای دو حالت با و بدون حضور DLR نشان می‌دهد. همچنین جدول (۵) مؤلفه‌های مختلف هزینه را در دو حالت مذکور بیان می‌دارد. طبق جدول (۴) ورود DLR در شبکه سبب تغییر وضعیت در برنامه‌ریزی در مدار قرار گرفتن واحدها نسبت به حالت SLR شده است. در نماد  $a \rightarrow b$  خانه‌های رنگی،  $a$  و  $b$  به ترتیب نشان‌دهنده وضعیت متغیر باینری مورد نظر در حالت SLR و DLR است. به‌طور مشخص ژنراتورهای  $G_5$ ،  $G_{10}$  و  $G_{11}$  در بعضی از ساعت‌ها دچار تغییر وضعیت شده‌اند. مقدار مورد انتظار (Expected Value) تغییرات توان اکتیو واحدهای تولیدی در مسئله SUC-ACOPF در دو حالت SLR و DLR در شکل (۷) نشان داده شده است. مشاهده می‌گردد که با نصب DLR در خطوط مستعد شبکه، با کاهش محسوس تولید ژنراتورهای گران، میزان تولید ژنراتورهای ارزان‌قیمت شبکه رو به افزایش گذاشته است. برای نمونه تولید واحدهای  $G_1$ ،  $G_2$  و  $G_6$  به‌عنوان ارزان‌ترین ژنراتورها به‌خوبی افزایش یافته و تولید واحدهای  $G_3$ ،  $G_9$ ،  $G_{10}$  و

### ۳.۳. انتخاب خطوط کاندید برای نصب DLR

به‌منظور شناسایی خطوط مناسب برای نصب DLR، مسئله NCUC به‌صورت قطعی (بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت) حل می‌گردد و بارگذاری تمامی خطوط شبکه در طی ۲۴ ساعت شبانه‌روز پایش می‌گردد. شکل (۶) بارگذاری تمامی ۳۴ خط انتقال شبکه را بر اساس ظرفیت استاتیکی‌شان در مقیاس پریونیت برای یک شبانه‌روز نشان می‌دهد. همان‌گونه که ملاحظه می‌شود، خطوط ۲۳ (۱۶-۱۴)، ۲۵ (۲۱-۱۵) و ۲۷ (۱۷-۱۶) بیشترین سهم را در تراکم شبکه انتقال و اعمال محدودیت بر پخش توان سیستم دارند و چون نزدیک حد حرارتی استاتیکی خود کار می‌کنند، با اولویت بیشتری نسبت به سایرین برای نصب DLR در حالت مطالعاتی بعدی انتخاب می‌شوند.

### ۴.۳. حالت‌های مطالعاتی و نتایج شبیه‌سازی

به‌منظور بررسی عملکرد روش پیشنهادی، نتایج شبیه‌سازی در دو حالت زیر ارائه می‌گردد:

✓ **حالت اول:** برنامه‌ریزی تصادفی در مدار قرار گرفتن بهینه واحدهای نیروگاهی بدون حضور واحدهای DLR: در این حالت ظرفیت در نظر گرفته‌شده برای تمامی خطوط برابر ظرفیت استاتیکی آن خط مربوطه است.

✓ **حالت دوم:** برنامه‌ریزی تصادفی در مدار قرار گرفتن بهینه

$G_{11}$  به عنوان گران‌ترین ژنراتورها کاهش چشمگیری را داشته است. به عبارت دیگر، نصب DLR بر روی خطوط و رفع تراکم در شبکه سبب بهره‌مندی کامل از توان در دسترس باد و ظرفیت ژنراتورهای ارزان قیمت شده که این امر به خوبی کاهش تولید ژنراتورهای گران قیمت را جبران کرده است. از طرفی کاهش تراکم سبب توان‌رسانی از منابع ارزان به بارها شده و تقاضای بار را به‌طور ایدئالی پاسخ می‌دهد. نکته قابل توجه آن است که میزان حذف بار و انقطاع توان بادی روزانه با نصب DLR با کاهش شدیدی روبه‌رو شده است که این موضوع در کنار افزایش سهم توان بادی و ژنراتورهای ارزان قیمت در پاسخ‌گویی به تقاضای بار به‌طور فوق‌العاده‌ای به میزان ۱۵/۳۳ درصد هزینه کل بهره‌برداری را کاهش داده است. همچنین مقدار قطع بار اجباری و توان بادی قطع شده به ترتیب به میزان ۸۸/۹ و ۸۹/۷ درصد کاهش یافته است که نشان‌دهنده اثر مثبت DLR بر افزایش به‌کارگیری منابع بادی است. در مورد قطع توان بادی شایان ذکر است که این انقطاع معمولاً به دلیل کاهش بار در ساعت‌های کم‌باری شبکه رخ می‌دهد. با توجه به محدودیت نرخ کاهش توان (Ramp down) واحدهای حرارتی، این واحدها در زمان کاهش بار شبکه نمی‌توانند به هر اندازه تولید خود را کاهش دهند و لذا بهینه‌سازی مجبور خواهد بود تا به اجبار توان واحدهای بادی را که محدودیت کاهش تولید ندارند کاهش دهد که البته در حضور DLR

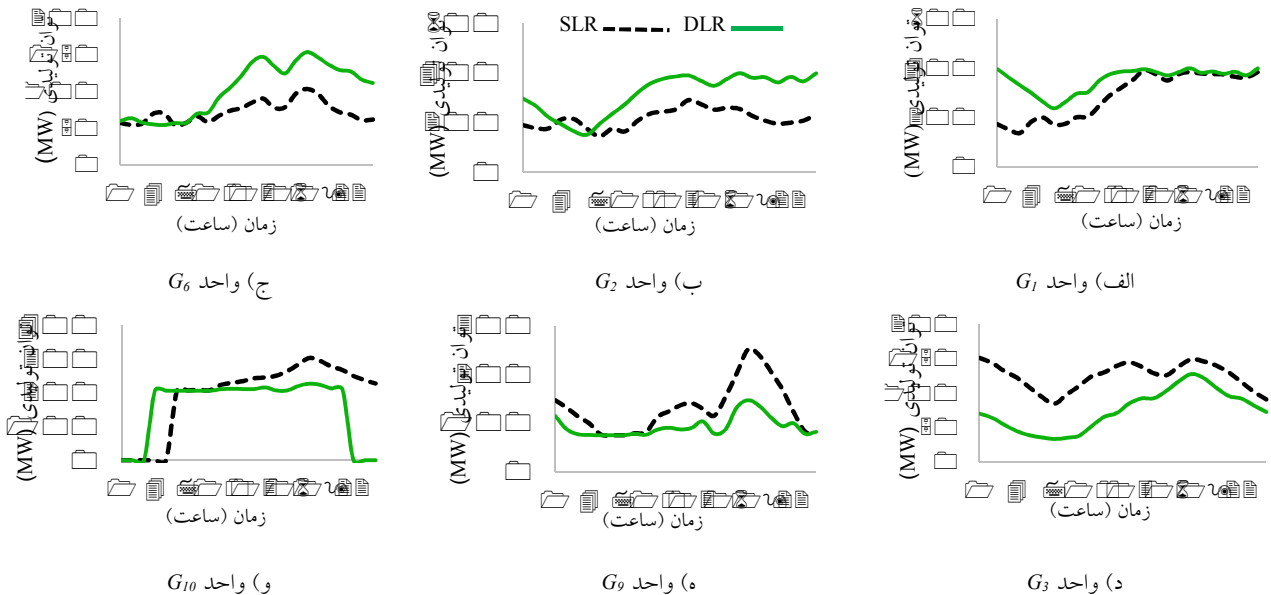
این قطع اجباری کاهش قابل ملاحظه‌ای دارد. طبق جدول (۵)، به‌منظور بهره‌گیری از ظرفیت لحظه‌ای هادی‌های خطوط، متوسط حداکثر دمای هادی در حالت DLR حدود ۷ درجه سانتی‌گراد نسبت به حالت SLR افزایش دارد و در عین حال کمتر از حداکثر دمای مجاز یعنی ۷۵ درجه سانتی‌گراد است. در مورد متوسط حداکثر دمای هادی، باید اشاره گردد که به‌ازای هریک از سناریوهای عدم قطعیت که احتمال آن مشخص است، دمای هادی در یکی از ساعت‌های ۲۴ گانه شبانه‌روز حداکثر خواهد بود، و متوسط حداکثر دمای هادی برابر مقدار مورد انتظار حداکثر دما در سناریوهای مختلف خواهد بود. بر اساس شکل (۸) هزینه بهره‌برداری با ظرفیت دینامیکی نسبت به ظرفیت استاتیکی تقریباً در تمامی ساعت‌ها کمتر شده است و این کاهش هرچه به ساعات پیک بار نزدیک‌تر شود، چشمگیرتر می‌شود؛ یعنی تغییر در Dispatch ژنراتورها با هدف کاهش هزینه در تمامی ساعات خود را نشان داده است. این نتایج بیان می‌دارد که می‌توان سیستم را با در نظر گرفتن تمامی عدم قطعیت‌های موجود در بار شبکه، سرعت باد، دمای هوا و محاسبات DLR در حالت تصادفی و با رعایت شاخصه‌های قابلیت اطمینان از قبیل بارزدایی، انقطاع باد و امنیت ولتاژ در بهینه‌ترین حالت بهره‌برداری کرد و پایداری سیستم را به‌طور محسوسی افزایش داد.

جدول (۴): مقایسه وضعیت بهینه متغیرهای سطح اول در مسئله برنامه‌ریزی تصادفی SUC-ACOPF در دو حالت SLR و DLR

ساعت	وضعیت روشن و خاموش بودن واحدها											
	$G_1$	$G_2$	$G_3$	$G_4$	$G_5$	$G_6$	$G_7$	$G_8$	$G_9$	$G_{10}$	$G_{11}$	$G_{12}$
۱	۱	۱	۱	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۱
۲	۱	۱	۱	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۱
۳	۱	۱	۱	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۱
۴	۱	۱	۱	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۰→۱	۰	۱
۵	۱	۱	۱	۱	۰	۱	۱	۱	۱	۰→۱	۰	۱
۶	۱	۱	۱	۱	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۱
۷	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۱
۸	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۱
۹	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۱
۱۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۱
۱۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۱
۱۲	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۱
۱۳	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۱
۱۴	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۱
۱۵	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۶	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۷	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۸	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۹	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۲۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۱
۲۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۱
۲۲	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۰	۱
۲۳	۱	۱	۱	۱	۰→۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۰	۱
۲۴	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱→۰	۰	۱

جدول (۵): مقایسه مؤلفه‌های بهره‌برداری سیستم قدرت در حالت تصادفی در دو حالت SLR و DLR

مؤلفه‌های بهره‌برداری سیستم قدرت	SUC-ACOPF with DLR	SUC-ACOPF with SLR
مقدار بار ازدست‌رفته (مگاوات ساعت) میزان کاهش مقدار بار ازدست‌رفته (مگاوات ساعت)	۵/۰۷۵ ۴۰/۵۵ (%/۸۸/۹)	۴۵/۶۲۵
مقدار انقطاع توان نیروگاه‌های بادی (مگاوات ساعت) میزان کاهش مقدار انقطاع توان نیروگاه بادی (مگاوات ساعت)	۸/۳۰۰ ۷۲/۶۰۴ (%/۸۹/۷)	۸۰/۹۰۴
هزینه روشن و خاموش شدن ژنراتورها (دلار)	۱۰۱۴۲/۸۰	۷۰۸۶/۱۰
هزینه انقطاع باد و بارزدایی (دلار) میزان کاهش هزینه انقطاع باد و بارزدایی (دلار)	۵۴۹۰/۰۰ ۷۷۶۹۵/۲۵ (%/۹۳/۴۰)	۸۳۱۸۵/۲۵
هزینه کل بهره‌برداری (دلار) میزان صرفه‌جویی در هزینه بهره‌برداری (دلار)	۴۳۹۷۱۰/۸۶۱۳ ۷۹۶۱۳/۶۰۹ (%/۱۵/۳۳)	۵۱۹۳۲۴/۴۷۰۳
متوسط ماکزیمم دمای هادی (°C)	۵۸/۵۱	۵۱/۵۲



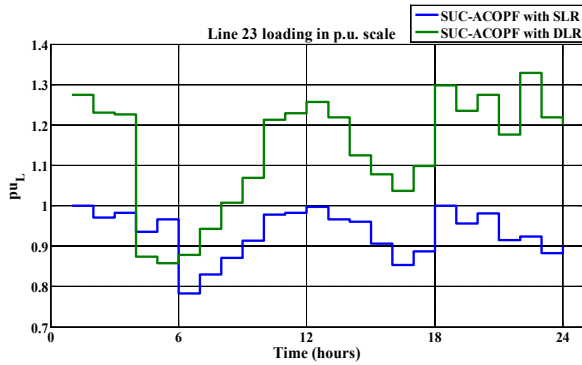
شکل (۷): مقایسه تغییرات متوسط توان اکتیو واحدهای تولیدی در مسئله برنامه‌ریزی تصادفی SUC-ACOPF در دو حالت SLR و DLR

در شکل (۹) میزان بارگذاری مورد انتظار ساعتی خط ۲۳ (خط واصل بین باس‌های ۱۴ و ۱۶) در دو حالت ظرفیت استاتیکی (SLR) و دینامیکی (DLR) برحسب پریونیت مقایسه شده است. دیده می‌شود که در اغلب ساعات DLR اجازه بهره‌برداری از خط به بیش از ظرفیت نامی را داده است. مشاهده می‌گردد که در ساعت ۲۳ بارگذاری خط به میزان حدود ۳۴٪ نسبت به ظرفیت استاتیکی افزایش داشته است. به این ترتیب DLR با کمک به رفع تراکم در شبکه و افزایش دمای هادی خط نقش مهمی را در وقوع نتایج مطلوب قبلی داشته است. دمای ساعتی هادی‌های خطوط دارای DLR در شکل (۱۰) نمایش داده شده است. مشاهده می‌گردد که در حالت DLR دمای هادی

بیشتر از حالت SLR بوده و البته دمای مجاز هادی (۷۵ درجه سانتی‌گراد) نیز رعایت شده است. برای بررسی بیشتر سناریوهای عدم قطعیت، برای نمونه ظرفیت دینامیکی خط ۲۳ برای یک شبانه‌روز در طی ۱۰ سناریو در شکل (۱۱) نشان داده شده است. شایان ذکر است که ظرفیت استاتیکی این خط ۳۵۰ مگاوات‌آمپر فرض شده است. همان‌گونه شکل (۱۱) نشان می‌دهد با ورود حالت احتمالی به مسئله مورد نظر، تمامی تغییرات ممکن در سناریوهای مورد مطالعه سرعت باد و دمای محیط در محاسبات ظرفیت دینامیکی خطوط کاندید در نظر گرفته شده است که به‌وضوح مشاهده می‌گردد که ظرفیت دینامیکی خط ۲۳ در تمامی سناریوها نسبت به حالت استاتیکی افزایش قابل

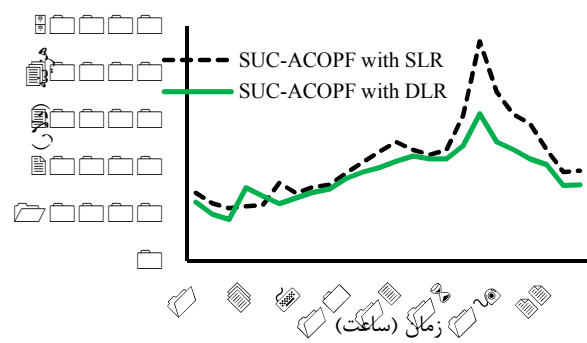


بارگذاری خط با ظرفیتی بالاتر به وجود آمده است که همین امر منجر به افزایش بارگذاری خط نسبت به حالت استاتیکی گردیده و با رفع گرفتگی شبکه و بهره‌مندی بیشتر از منابع بادی سبب کاهش هزینه‌های بهره‌برداری می‌گردد. با ورود حالت احتمالی به محاسبات DLR، مسئله بسیار به حالت واقعی خود نزدیک شده است و نتایج آن می‌تواند با دقت بالایی معیار تصمیم‌گیری در عمل قرار گیرد.

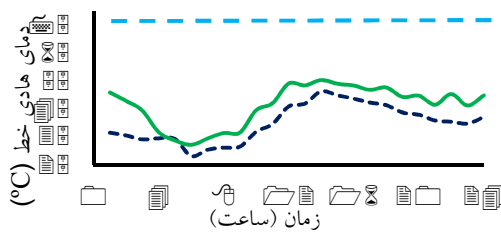


شکل (۹): مقایسه روند تغییرات بارگذاری متوسط خط ۲۳ در دو حالت DLR و SLR

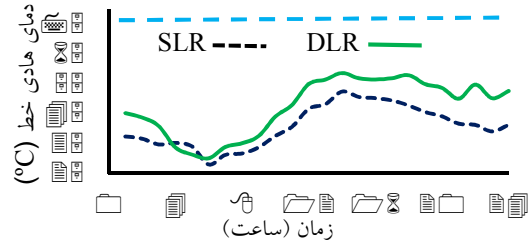
توجهی یافته و در حالت‌هایی حتی تا مقدار ۷۷۵ مگاوات‌آمپر یعنی به بیش از دو برابر ظرفیت استاتیکی نیز افزایش یافته است. حتی در سناریوهایی که به لحاظ شرایط محیطی نامساعدترین حالت برای افزایش ظرفیت خط وجود دارد (به‌ویژه در ساعات پیک بار که اتفاقاً با افزایش دمای محیط و به حداقل رسیدن سرعت وزش باد همراه بوده است)، همچنان نسبت به حالت استاتیکی، امکان



شکل (۸): مقایسه متوسط هزینه ساعتی در دو حالت SLR و DLR

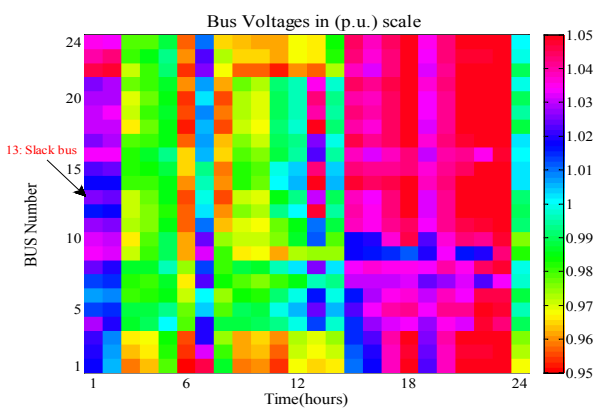


ب) خط انتقال ۲۷ (خط ۱۶-۱۷)

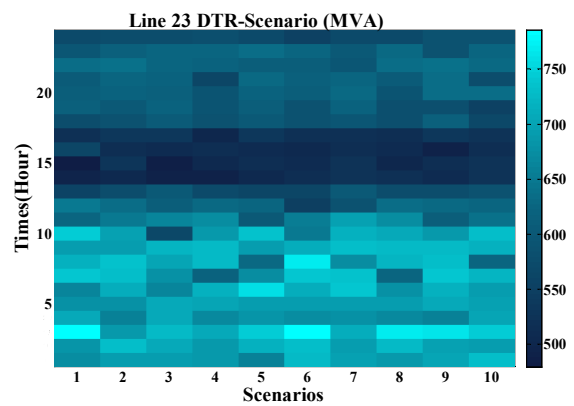


الف) خط انتقال ۲۳ (خط ۱۴-۱۶)

شکل (۱۰): مقایسه تغییرات دمای متوسط هادی خطوط کاندید در دو حالت DLR و SLR



شکل (۱۲): مقدار مورد انتظار اندازه ولتاژ باس‌های شبکه برحسب پریونیت در حالت DLR



شکل (۱۱): پروفیل ۲۴ ساعته ظرفیت دینامیکی خط انتقال ۲۳ در سناریوهای مختلف

پریونیت) ولتاژ مجاز در تمامی سناریوهاست. مجموعه نتایج نشان می‌دهد که به‌کارگیری DLR در مسئله در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی به‌طرز مناسبی می‌تواند عدم قطعیت‌های مسئله

شکل (۱۲) نیز ولتاژ تمامی باس‌های شبکه را در حالت تصادفی (سناریوهای ۱۰ گانه) و در حضور DLR نمایش می‌دهد که بیانگر رعایت محدودیت حداقل (۰/۹۵ پریونیت) و حداکثر (۱/۰۵

اندیس واحدهای ژنراتوری حرارتی	$g$
مجموعه سناریوهای عدم قطعیت	$N_s$
مجموعه ساعت‌های برنامه‌ریزی (۲۴ ساعت)	$T$
مجموعه باس‌های دارای منابع بادی	$\Omega_R$
مجموعه بارهای شبکه	$\Omega_D$
مجموعه باس‌های شبکه	$\Omega_B$
مجموعه باس‌های متصل به باس نام از طریق خطوط	$\Omega_B^1$
مجموعه بارهای متصل به باس نام	$\Omega_D^1$
مجموعه خطوط شبکه	$\Omega_{Line}$
مجموعه خطوط مجهز به DLR	$\Omega_{Line}^{DLR}$
قطر سیم (mm)	$D$
ضریب مسیر باد (-)	$K_{angle}$
چگالی هوا ( $kg/m^3$ )	$\rho_f$
ویسکوزیته هوا (Pa.s)	$\mu_f$
ضریب هدایت حرارتی هوا ( $W/(m^{\circ}C)$ )	$K_f$
ارتفاع هادی از سطح دریا (m)	$H_e$
ضریب جذب تابش خورشید توسط هادی (-)	$\alpha$
شدت تابش خورشید ( $W/m^2$ )	$Q_{se}$
زاویه تابش خورشید (درجه)	$\theta$
سطح مؤثر هادی در برابر تابش خورشید ( $m^2$ )	$A'$
متغیرهای باینری روشن و خاموش شدن ژنراتورها	$z_{g,t}$ و $y_{g,t}$
هزینه روشن و خاموش شدن ژنراتورها (دلار)	$Cs_g / Sd_g$
ضرایب هزینه سوخت ژنراتورها ( $\$/MW^2$ و $\$/$ )	$c_g$ و $b_g$ ، $a_g$
احتمال وقوع سناریوی نام عدم قطعیت	$\pi_s$
توان اکتیو و راکتیو تولیدی ژنراتور (MW و MVar)	$Q_{g,t,s}^G$ و $P_{g,t,s}^G$
ارزش بار و توان بادی قطع شده ( $\$/MW$ )	$VOLL_d$ و $VWC_r$
بار و توان بادی قطع شده (MW)	$LS_{d,t,s}^P$ و $\Delta W_{r,t,s}^P$
توان بادی تولید شده (MW)	$P_{r,t,s}^{wind}$
توان اکتیو و راکتیو بار (MW و MVar)	$Q_{d,t,s}^{load}$ و $P_{d,t,s}^{load}$
توان‌های اکتیو و راکتیو جاری در خطوط (MW و MVar)	$Q_{ij,t,s}$ و $P_{ij,t,s}$
اندازه و زاویه ولتاژ باس نام (پریونیت و درجه)	$\delta_{i,t,s}$ و $V_{i,t,s}$
اندازه و زاویه امپدانس خط $ij$ (اهم و درجه)	$\theta_{ij}$ و $Z_{ij}$

را پوشش داده و در کاهش تراکم شبکه انتقال، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، کاهش انقطاع توان بادی، و بهبود معیارهای فنی شبکه به‌طور چشمگیری مؤثر باشد.

#### ۴. نتیجه‌گیری

در این مقاله مدلی برای مسئله در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن ظرفیت دینامیکی خطوط انتقال (DLR) در حضور منابع بادی ارائه شد. تمامی قیود مسئله شامل محدودیت واحدهای نیروگاهی، محدودیت سیستم انتقال با قیود پخش بار AC به‌همراه معادلات دقیق ظرفیت دینامیکی خطوط در نظر گرفته شده و با لحاظ نمودن عدم قطعیت‌های موجود، مسئله مورد نظر به‌صورت برنامه‌ریزی تصادفی SUC-ACOPF مدل گردید. نتایج شبیه‌سازی بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE-RTS نشان داد که DLR به‌عنوان یکی از ادوات شبکه‌های هوشمند، قادر به افزایش انعطاف‌پذیری شبکه در بهره‌برداری مؤثر از سیستم قدرت است، به‌گونه‌ای که حضور DLR باعث کاهش تراکم خطوط انتقال، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، کاهش هزینه‌های قطع بار اجباری سیستم، و افزایش به‌کارگیری منابع انرژی بادی در شبکه می‌گردد. پیشنهادات زیر برای ادامه تحقیقات در این زمینه پیشنهاد می‌گردد:

- به‌کارگیری سایر تجهیزات به‌منظور بهره‌برداری هوشمند از سیستم قدرت مانند ذخیره‌سازهای انرژی، ادوات FACTS و سایر تجهیزات کنترل پخش بار شبکه؛
- تعمیم مدل پیشنهادی برای به‌کارگیری کلیدزنی بهینه خطوط انتقال به‌همراه DLR؛
- در نظر گرفتن ظرفیت دینامیکی ترانسفورماتورها به‌همراه DLR به‌منظور بهبود مدل؛
- در نظر گرفتن قید امنیت شبکه به‌هنگام وقوع پیشامد یگانه بر روی خطوط یا ژنراتورها.

#### فهرست علائم و اختصارات

$i$ و $j$	اندیس باس‌های شبکه
$t$	اندیس زمان بهره‌برداری (ساعت)
$d$	اندیس بارها

#### مراجع

[1] EL-Azab M., Omran W. A., Mekhamer S. F., Talaat H. E. A., "Congestion management of power systems by optimizing grid topology and using dynamic thermal rating", Electric Power Systems Research, Vol. 199, pp. 107433, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107433>.

[2] Seifi H., Sepasian M. S., Electric power system planning: issues, algorithms and solutions.

- Berlin: Springer, 2011. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-17989-1>.
- [3] Xu D., Tao L., "Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models", Journal of Cleaner Production, Vol. 246, pp. 118962, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118962>.
- [4] Butt O. M., Zulqarnain M., Butt T. M., "Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network", Ain Shams Engineering Journal, Vol. 12, No. 1, pp. 687-695, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004>
- [5] Michiorri A., Nguyen H. M., Alessandrini S., Bremnes J. B., Dierer S., Ferrero E., Nygaard B. E., Pinson P., Thomaidis N., Uski S., "Forecasting for dynamic line rating", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 52, pp. 1713-1730, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.134>.
- [6] Erdinç F. G., Ozan E., Yumurtac R., Catalao J. PS., "A comprehensive overview of dynamic line rating combined with other flexibility options from an operational point of view", Energies, Vol. 13, No. 24, pp. 6563, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13246563>.
- [7] Arroyo M. J., Conejo A. J., "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, pp. 1098-1104, 2000. <https://doi.org/10.1109/59.871739>.
- [8] Nasri A., Kazempour J., Conejo A. J., Ghandhari M., "Network-constrained AC unit commitment under uncertainty: A Benders' decomposition approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 1, pp. 412-442, 2015. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2409198>.
- [9] Iqra J., Chauhan A., Thappa S., Verma S. K., Anand Y., Sawhney A., Tyagi V. V., Anand S., "Futuristic decentralized clean energy networks in view of inclusive-economic growth and sustainable society", Journal of Cleaner Production, Vol. 309, pp. 127304, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127304>.
- [10] 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 Systems Journal, Vol. 13, No. 4, pp. 3933-3943, 2019. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2939210>.
- [11] Yuchun L., Wang J., Han Y., Zhao Q., Fang X., Cao Z., "Robust and opportunistic scheduling of district integrated natural gas and power system with high wind power penetration considering demand flexibility and compressed air energy storage", Journal of Cleaner Production, Vol. 256, pp. 120456, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120456>.
- [12] Chao N., You F., "Data-driven adaptive robust unit commitment under wind power uncertainty: A Bayesian nonparametric approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, No. 3, pp. 2409-2418, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2891057>.
- [13] Romain D., Michiorri A., Kariniotakis G., "Optimal dynamic line rating forecasts selection based on ampacity probabilistic forecasting and network operators' risk aversion", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, No. 4, pp. 2836-2845, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2889973>.
- [14] Park H., Jin Y. G., Park J. K., "Stochastic security-constrained unit commitment with wind power generation based on dynamic line rating", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 102, pp. 211-222, 2018.
- [15] Zhang Y., Han X., Yang M., Xu B., Zhao Y., Zhai H., "Adaptive robust unit commitment considering distributional uncertainty", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 104, pp. 635-644, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.048>.
- [16] Liang J., Tang W., "Interval based transmission contingency-constrained unit commitment for integrated energy systems with high renewable penetration", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 119, pp. 105853, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105853>.
- [17] Li C., Wang W., Wang J., Chen D., "Network-constrained unit commitment with RE uncertainty and PHES by using a binary artificial sheep algorithm", Energy, Vol. 189, pp. 116203, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116203>.
- [18] Nick M., Alizadeh-Mousavi O., Cherkaoui R., Paolone M., "Security constrained unit commitment with dynamic thermal line rating", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 3, pp. 2014-2025, 2015. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2445826>.
- [19] Viafora N., Morozovska K., Hasan Kazmi S. H., Laneryd T., Hilber P., Holbøll, J., "Day-ahead dispatch optimization with dynamic thermal rating of transformers and overhead lines", Electric Power Systems Research, Vol. 171, pp. 194-208, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.026>.
- [20] You L., Ma H., Saha T. K., Liu G., "Security-constrained economic dispatch exploiting the operational flexibility of transmission networks", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 138, pp. 107914, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107914>.
- [21] Lai C. M., Teh J., "Network topology optimisation based on dynamic thermal rating and battery storage systems for improved wind penetration and reliability", Applied Energy, Vol. 305, pp. 117837, 2022.

- <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117837>.
- [22] Erdiñ F. G., Çiçek A., Erdiñ O., Yumurtacı R., Zare Oskouei M., Mohammadi-Ivatloo B., "Decision-making framework for power system with RES including responsive demand, ESSs, EV aggregator and dynamic line rating as multiple flexibility resources", *Electric Power Systems Research*, Vol. 204, pp. 107702, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107702>.
- [23] IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors, IEEE std 738-2012 (Revision of IEEE std 738-2006) (2013) 1-72.
- [24] Tourandaz Kenari M., Sepasian M.S., Setayesh Nazar M., "Probabilistic study of voltage in distribution network considering wind turbine and static load model with gamma distribution", *Energy Engineering and Mangement*, Vol. 7, No. 4, pp. 28-41, 2018. (In Persian)
- [25] Jithendranath J., Das D., Guerrero M. J., "Probabilistic optimal power flow in islanded microgrids with load, wind and solar uncertainties including intermittent generation spatial correlation", *Energy*, Vol 222, pp. 119847, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119847>.
- [26] Fattahi H., Abdi H., Khosravi F., Karimi S., "Applying point estimation and monte carlo simulation methods in solving probabilistic optimal power flow considering renewable energy uncertainties", *Energy Engineering and Mangement*, Vol. 9, No. 3, pp. 72-85, 2019. (In Persian) <https://doi.org/10.22052/9.3.72>
- [27] Galvani S., Bagheri A., Farhadi-Kangarlu M., Nikdel N., "A multi-objective probabilistic approach for smart voltage control in wind-energy integrated networks considering correlated parameters", *Sustainable Cities and Society*, Vol. 78 pp. 103651, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103651>
- [28] Hamerly G., Elkan C., "Alternatives to the k-means algorithm that find better clusterings", In Proceedings of the eleventh international conference on Information and knowledge management, pp. 600-607. 2002. <https://doi.org/10.1145/584792.584890>.
- [29] Soroudi A., Power system optimization modeling in GAMS. vol. 78. Switzerland: Springer, 2017. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-62350-4>
- [30] 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 13 (2016).