



Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article

(2024) 4(1):67-84

Unit Commitment Planning Under Uncertainty and Fuel Cost Volatility with Economical and Emission Reduction Objective

Mahyar Abasi^{1,2}, Assistant Professor, Javad Ebrahimi², PhD, Sajad Bagheri³, Assistant Professor, Moaiad Mohseni⁴, PhD, Alireza Niknam Kumlah⁵, MSc, Mahmood Joorabian⁶, Professor

¹Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Arak University, Arak, Iran

²Research Institute of Renewable Energy, Arak University, Arak, Iran

³Department of Electrical Engineering, Arak Branch, Islamic Azad University, Arak, Iran

⁴Khuzestan Regional Electric Company, Ahvaz, Iran

⁵Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

⁶Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Abstract:

The mismatch between production and consumption and concern for providing the energy needed in the power grid has always been one of the problems of grid operators. Also, large-scale electricity production has always been a costly and polluting industry. Therefore, engineers and power generation companies have always been looking for a cheap and clean way to generate power so that they can overcome the power imbalance and ensure stability and the allowed level of pollutants in the network. The most common sources used in the power grid to generate power are gas and thermal units, these units enter the circuit faster and, of course, have a higher production cost. When to use thermal units and when to use gas units in the network is a complex issue, which depends on various factors such as peak time, fuel price and gas supply network conditions. None of these things are certain in their true state. Therefore, in this article, the uncertainty of gas sources and the variability of gas prices in the problem of the participation of power plant units in the power system have been modeled and analyzed by GAMS software. Also, the mixed integer non-linear programming solution method has been used to solve the problem. The results show that if there is uncertainty in the gas sources, there is a greater tendency to use other power plants in the network in order to maintain the security and stability of the network.

Keywords: Uncertainty, Electricity market, Unit commitment, Power grid security, Distributed generation.

Received: 22 May 2024

Revised: 14 July 2024

Accepted: 15 August 2024

Corresponding Author: Dr. Mahyar Abasi, m-abasi@araku.ac.ir

DOI:





مقاله پژوهشی

فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

برنامه ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی در شرایط عدم قطعیت و تغییر پذیری قیمت سوخت با اهداف صرفه جویی اقتصادی و کاهش آلاینده‌گی

مهیار عباسی^{۱،۲}، استاد یار، جواد ابراهیمی^۲، دکتر، سجاد باقری^۳، استاد یار، موید محسنی^۴، دکتر، علیرضا نیکنام کومله^۵، کارشناسی ارشد، محمود جورابیان^۶، استاد

۱- گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه اراک، اراک، ایران

۲- پژوهشکده انرژی‌های تجدید پذیر، دانشگاه اراک، اراک، ایران

۳- دانشکده فنی و مهندسی، گروه مهندسی برق، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد اراک، اراک، ایران

۴- شرکت سهامی برق منطقه ای خوزستان، اهواز، ایران

۵- گروه مهندسی برق، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۶- مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

چکیده: ناترازی تولید و مصرف و نگرانی برای تأمین انرژی مورد نیاز در شبکه قدرت همواره یکی از مشکلات بهره‌برداران شبکه بوده است. همچنین تولید برق در سطح کلان همواره صنعتی پرهزینه و پراآینده بوده است. لذا همیشه مهندسان و شرکت‌های تولید توان به دنبال راهی ارزان و پاک برای تولید توان بوده‌اند تا هم بتوانند بر ناترازی توان غلبه کنند و هم پایداری و سطح مجاز آلاینده در شبکه را تضمین کنند. معمول‌ترین منابعی که در شبکه قدرت برای تولید توان استفاده می‌شوند واحدهای گازی و حرارتی هستند، این واحدها سریعتر وارد مدار شده و البته هزینه تولید بیشتری هم دارند. اینکه چه زمانی از واحدهای حرارتی و چه زمان از واحدهای گازی در شبکه استفاده شود مسئله پیچیده‌ای است، که به عوامل مختلفی چون زمان پیک، قیمت سوخت و شرایط شبکه گازرسانی بستگی دارد. هیچ کدام از این موارد در حالت واقعی خود دارای قطعیت نیستند. از این رو در این مقاله عدم قطعیت منابع گازی و تغییرپذیری قیمت‌گاز در مساله مشارکت واحدهای نیروگاهی در سیستم قدرت توسط نرم‌افزار گمز مدل‌سازی و تحلیل شده‌است. همچنین از روش حل برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط برای حل مسئله استفاده شده است. نتایج نشان می‌دهد که در صورت وجود عدم قطعیت در منابع گازی، بیشتر تمایل به بهره‌گیری از سایر نیروگاه‌های شبکه است تا امنیت و پایداری شبکه حفظ گردد.

واژه‌های کلیدی: عدم قطعیت، بازار برق، مشارکت نیروگاه‌ها، امنیت شبکه برق، تولید پراکنده.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۳/۰۳/۰۲

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۳/۰۴/۲۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۵/۲۵

نویسنده‌ی مسئول: دکتر مهیار عباسی، m-abasi@araku.ac.ir

DOI



۱-۱- بیان مسئله

امروز به دلیل بحران انرژی در جهان کشورهای مختلف از انواع مختلف سوخت‌ها برای تولید توان الکتریکی استفاده می‌کنند. یکی از این منابع گاز طبیعی است، واحدهای تولید گازی و فناوری‌های وابسته به برق وابستگی میان شبکه‌های برق و شبکه گاز طبیعی را افزایش داده‌اند. در واقع، امنیت و اقتصاد هر دو شبکه مستقیماً بر هم اثرگذار هستند. از این رو، در چنین شبکه‌هایی به دلیل پیوستگی برق و گاز، به هم مسئله برنامه‌ریزی تولید خیلی پیچیده‌تر شده و نیازمند برنامه‌ریزی همزمان و یکپارچه هستند. لذا روش‌های برنامه‌ریزی بهینه هماهنگ این دو شبکه انرژی در سال‌های اخیر مورد توجه واقع شده است که نتایج به مراتب بهتری نسبت به روش‌های بهینه‌سازی مجزا ارائه می‌دهد [۱]. به همین دلیل در ادامه به بررسی برخی از تحقیقات صورت گرفته در زمینه برنامه‌ریزی یکپارچه منابع تولید پراکنده دارای عدم قطعیت و به هم وابسته پرداخته می‌شود.

۱-۲- ادبیات تحقیق

مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها عبارتند از مدیریت انرژی با هدف یافتن برنامه تولید بهینه مجموعه‌ای از واحدهای تولیدی در حالی که محدودیت‌های مختلف سیستم باید برآورده شود. این مسئله همیشه یک مسئله غیر محدب بوده است، و باید در زمان کمی حل شود. از طرفی، ظرفیت روزافزون برای تولید انرژی‌های تجدیدپذیر به شدت سطح عدم قطعیت را در سیستم افزایش داده است [۲]. همچنین رشد مداوم تولید برق بادی باعث شده است که بهره‌برداران سیستم قدرت برای ایمن نگه داشتن عملیات خود همیشه با چالش‌های زیادی روبرو شوند. از طرفی افزایش ذخایر عملیاتی نقش بسیار مهمی در تأمین بار شبکه ایفا می‌کنند، چراکه این نوع ذخایر ظرفیت تولید در مواقع اضطراری را زیاد کرده و باعث جبران ناترازی توان می‌شوند. در [۳] مروری بر انواع ذخایر عملیاتی مورد استفاده در سیستم‌های الکتریکی برای جبران نوسانات بار، تولید و حفظ تعادل بین عرضه و تقاضا پرداخته شده است. همچنین افزایش سهم انرژی باد و طبیعت متغیر منابع تجدیدپذیر چالش‌های فنی زیادی را به سیستم قدرت تحمیل می‌کنند، به دلیل اینکه پیش‌بینی توان خروجی آن‌ها دشوار است. از طرفی متناوب بودن باد ذخیره انرژی هوای فشرده^۱ به عنوان یک منبع انعطاف پذیر با نرخ رمپ^۲ بالا می‌تواند یک راه حل جایگزین باشد برای کاهش اثر عدم قطعیت تولید نیروی بادی بر توان و هزینه عملیات سیستم باشد. از این رو، در [۴] اپراتور مستقل سیستم کالیفرنیا^۳ بازار جدیدی را برای رمپینگ انعطاف پذیر طراحی کرده است.

ماهیت تصادفی باد، مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها و مشکل توزیع توان بهینه سیستم قدرت را تغییر می‌دهد. با در نظر گرفتن این عدم قطعیت در زمان‌بندی سیستم، زمان‌بندی قوی‌تری تولید می‌شود که به طور متوسط باید هزینه‌های مورد انتظار را کاهش دهد. در این مقاله، اثرات عدم قطعیت باد و بار بر مسئله در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها و بار سیستم‌های قدرت با سطوح بالای توان بادی بررسی شده است [۵]. استفاده روزافزون از ژنراتورهای گاز طبیعی برای متعادل کردن منابع انرژی تجدیدپذیر، وابستگی متقابل بین شبکه‌های برق و گاز را بسیار تقویت کرده است. بنابراین در [۶] یک روش دو مرحله‌ای را برای پخش بار بهینه شبکه‌های برق و گاز پیشنهاد می‌کند، که شامل مرحله اول برنامه‌ریزی برای یک مورد پایه و مرحله دوم برنامه‌ریزی تنظیم شده برای هر سناریوی نهایی را آماده می‌کند. برنامه‌ریزی مخروط مرتبه دوم تقویت شده^۴ برای مدل‌سازی مسئله بهینه‌سازی و برنامه‌ریزی اختلاف محدب^۵ برای اطمینان از امکان سنجی و بهینه بودن نتایج استفاده می‌شود. همچنین در [۷] یک روش بهینه‌سازی مقاوم^۶ برای توسعه شبکه‌های برق و گاز ارائه شده است. هدف در این مقاله کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری اولیه شبکه است.

رشد تولید برق در اسپانیا و چندین کشور دیگر عمدتاً مبتنی بر ساخت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی است. با افزایش تعداد این نوع نیروگاه‌ها، سیستم‌های گاز و برق به یکدیگر متصل می‌شوند. بنابراین، مطالعات قابلیت اطمینان سیستم قدرت باید قابلیت اطمینان تأمین گاز را در نظر بگیرد. در نتیجه، نسل جدید مدل‌های قابلیت اطمینان باید عملکرد مشترک سیستم‌های برق و گاز را در نظر بگیرد. مرجع [۸] مدلی را برای محاسبه حداکثر توانی که می‌تواند توسط نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در یک سیستم تأمین شود، ارائه می‌کند. اثرات هم‌بستگی میان شبکه‌های برق و گاز بر امنیت شبکه‌های برق مورد مطالعه قرارداد شده است. همچنین در [۹] روش دیگری برای برنامه‌ریزی هماهنگ استفاده شده است، که در آن قیود مربوط به شبکه گازرسانی در برنامه‌ریزی بهینه تولید نیروگاهی با در نظرگیری قیود امنیت شبکه مورد بررسی واقع شده و محدودیت‌های مربوط به خط لوله، منابع تأمین گاز و محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی در





این پژوهش مورد بررسی قرار گرفته است. در این مرجع اهمیت واحدهای چندگانه سوز با قابلیت تغییر سوخت مصرفی در ساعات اوج مصرف شبکه گاز بیان شده است، که این ویژگی از تغییرات زیاد تعرفه‌های برق و گاز جلوگیری خواهد کرد. در مرجع [۱۰]، مدل تصادفی برنامه‌ریزی کوتاه مدت واحدهای نیروگاهی ارائه شده است که در آن به هماهنگ‌سازی نیروگاه‌های گازسوز با توربین‌های بادی پرداخته شده است. در این مدل قیود مربوط به شبکه گازرسانی، محدودیت‌های زیست محیطی و نوسانات توربین‌های بادی در مساله گنجانده شده و از الگوریتم بندرز برای حل مساله استفاده شده است. در پژوهش دیگری، مدل برنامه‌ریزی پویای تولید نیروگاه‌ها با در نظرگیری کنترل هماهنگ میان سیستم‌های گازی و الکتریکی بیان شده است. چون معمولاً از واحدهای گازسوز در مواقع پیک بار و یا برای فراهم‌سازی رزرو استفاده می‌شود در چنین ساعاتی نیاز به تامین گاز پرفشار است. بنابراین این نوع استفاده از خط لوله منجر به افزایش نوسانات قیمت گاز و در نتیجه تغییر قیمت برق می‌شود که امکان دارد امنیت شبکه را با تهدید مواجه سازد. در این پژوهش همچنین روش جدیدی برای کنترل هماهنگ تولید نیروگاه و شبکه کنترل گاز ارائه شده است [۱۱]. در [۱۲]، تقریب خطی مدل گاز طبیعی در مدل برنامه‌ریزی مقاوم تولید نیروگاه معرفی شده است. در این مرجع معادلات دیفرانسیل با مشتقات جزئی مربوط به خط لوله گاز خطی سازی شده است و به عنوان یک قید در مساله برنامه‌ریزی تولید نیروگاه مورد استفاده قرار گرفته است. آنچه در این پژوهش اهمیت دارد، ارائه‌ی مدل مقاوم برای حل مساله است، که مزیت آن نسبت به سایر روش‌ها جلوگیری از تولید تعداد بالایی از سناریوها است.

در [۱۳]، مدل تصادفی برنامه‌ریزی تولید نیروگاه با در نظرگیری قیود امنیت شبکه ارائه شده است که در آن تاثیر خرابی خطوط انتقال برق، خروج نیروگاه‌ها و یا وقوع خطا در داده‌های مربوط به بار بررسی شده است. روش به کار گرفته شده برای مدلسازی عدم قطعیت در این مرجع روش مونت کارلو است که در آن چندین سناریوی مختلف برای شبیه‌سازی عدم قطعیت ارائه شده است. در مراجع [۱۴]-[۱۶]، یک مدل بهینه‌سازی تصادفی خطی اعداد صحیح مختلط^۲ دو مرحله‌ای برای تحلیل زمان‌بندی واحدهای تولید برق تحت عدم قطعیت عرضه گاز طبیعی با در نظر گرفتن ازدحام خط لوله و تغییر قیمت گاز طبیعی پیشنهاد شده است. مرحله اول این مدل بهینه‌سازی تصادفی، مرحله زمان‌بندی روز آینده (یعنی تعهد واحد) را نشان می‌دهد، در حالی که مرحله دوم عملیات واقعی زمان واقعی را از طریق تعدادی سناریو نشان می‌دهد.

۳-۱- خلاءهای تحقیقاتی

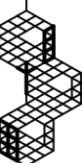
همانطور که مطالعات انجام شده نشان می‌دهند، در شبکه‌های مبتنی بر سوخت‌های فسیلی بحث هم‌بستگی میان شبکه‌های برق و گاز از اهمیت بالایی برخوردار است. در واقع مطالعات نشان می‌دهد که بهره‌برداری از شبکه‌های برق بدون در نظرگیری محدودیت‌های شبکه گاز از قابلیت اطمینان کمتری در مواقع اعمال محدودیت و یا وقوع خرابی در شبکه‌ی انتقال گاز برخوردار است. یکی دیگر از مسائل مهم در شبکه‌های متکی بر گاز طبیعی مساله‌ی قیمت گاز طبیعی است که می‌تواند در تصمیمات بهره‌بردار شبکه‌ی برق بسیار اثرگذار باشد. در واقع بهره‌بردار برق باید مصالحه‌ای میان بهره‌برداری از گاز ارزان قیمت با قابلیت اطمینان پایین و یا گاز گران قیمت با قابلیت اطمینان بالا برقرار کند.

۴-۱- سهم تحقیقاتی و نوآوری‌ها

در این مقاله به بررسی و تحلیل مساله برنامه‌ریزی تولید نیروگاه با در نظرگیری عدم قطعیت شبکه گازرسانی و قیمت‌گذاری برق پرداخته شده است. شبکه‌های مورد بررسی در دو حالت قیمت مختلف یکی مربوط به گاز قیمت پایین با قابلیت تامین گاز و دیگری مربوط به گاز قیمت بالا با قابلیت اطمینان بالا مورد تحلیل قرار گرفته‌اند.

از نوآوری‌های مهم این مقاله،

- در نظرگیری عدم قطعیت مربوط به شبکه گاز رسانی است. در واقع نمی‌توان با قطعیت کامل تامین گاز را در نظر گرفت و عدم قطعیتی برای تامین گاز طبیعی واحدهای گازسوز شبکه در نظر گرفته می‌شود.
- در نظرگیری قیمت‌های مختلف گاز طبیعی در مساله است که از دیدگاه بهره‌بردار شبکه از اهمیت بالایی برخوردار است. آنچه در این پژوهش جدید تلقی می‌شود، تعیین میزان اطمینان بر واحدهای گاز سوز با سرعت پاسخ‌گویی بالا در مقابل واحدهای حرارتی با سرعت پاسخ‌گویی پایین است.





• همچنین مدل ریاضی جدید از مساله و روش حل متفاوتی مبتنی بر نرم افزار گمز و روش حل برنامه ریزی غیر خطی آمیخته با عدد صحیح^۱ برای مساله ارائه شده است.

۲- توصیف مدل پیشنهادی

در این مقاله فرض می شود که نیروگاه های تولید برق شبکه به دو دسته نیروگاه های حرارتی و نیروگاه های گازسوز دسته بندی شده اند. هر یک از این نیروگاه ها مشخصات مربوط به خود را داشته و از دیدگاه وابستگی به گاز طبیعی از اهمیت ویژه ای برخوردار هستند. همچنین فرض شده است که مدیریت در مدار قرار گرفتن نیروگاه ها نیز به دو بخش تنظیم شود. بخش اول (بالادستی) مربوط به برنامه ریزی روزانه (یا از یک روز قبل تر)^۲ است که در آن سعی شده تا محدودیت های مربوط به قرارداد های روزانه تبادل انرژی رعایت گردد و وضعیت کلی نیروگاه ها از نظر روشنی و خاموشی یا راه اندازی (متغیرهای باینری مساله) مشخص گردد. بخش دوم (پایین دستی) مربوط به بهره برداری روزانه (همان روز) است که در آن هر گونه عدم قطعیت یا نوساناتی در قالب تنظیم توان تولیدی نیروگاه ها (متغیرهای حقیقی پیوسته) پاسخ داده می شود. در این مرحله عدم قطعیت خود را نشان داده و معمولاً نتیجه نهایی این مرحله بر اساس امید ریاضی از وقایع محتمل به دست می آید. در این مقاله عدم قطعیت در مورد محدودیت های خطوط گازرسانی در نظر گرفته شده است. همچنین به منظور درک تاثیر قیمت گذاری گاز طبیعی در مساله، موارد مطالعاتی جداگانه ای بررسی خواهد شد. در ادامه به بررسی مدل ریاضی مساله پرداخته می شود و سپس فرم تصادفی مساله ارائه می گردد.

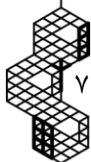
۲-۱- مدل ریاضی

۲-۱-۱- فرم تصادفی مساله

فرم تصادفی مساله مربوط به هر یک از سناریوهای مساله است که در آن بهینه سازی به صورت جداگانه صورت گرفته تا بهترین وضعیت هر یک از سناریو ها مشخص گردد. در واقع در این فرم مساله مشخص می شود که در هر سناریو، تغییرات به چه شکلی باید پاسخ داده شود تا کمترین هزینه حاصل شده و در عین حال قیود مربوط به شرایط مرزی در هر سناریو برآورده گردد. لازم به ذکر است که برخی از قیود مرزی مستقل از سناریو و عدم قطعیت بوده (قیود مربوط به مرحله برنامه ریزی روز قبل) و برخی دیگر وابسته به سناریو و عدم قطعیت (قیود مربوط به بهره برداری) هستند.

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \underbrace{\sum_{i \in \Omega^T} (y_{i,t}^T C_i^{T,SU} + x_{i,t}^T C_i^{T,NL} + c_i^T P_{i,t}^T)}_{\text{Thermal.Unit}} + \underbrace{\sum_{g \in \Omega^G} (\rho F_{g,t}^G + y_{g,t}^G C_g^{G,SU} + x_{g,t}^G C_g^{G,NL} + c_g^G P_{g,t}^G)}_{\text{Gas.fired.Unit}} + \underbrace{\sum_{\xi \in \Xi} \pi_{\xi} \cdot \left(\sum_{i \in \Omega^T} c_i^T \cdot (r_{i,\xi,t}^{T,U} - r_{i,\xi,t}^{T,D}) + \sum_{g \in \Omega^G} \rho f_{g,\xi,t}^G \right)}_{\text{scenario.based}} \right. \quad (1)$$

$$\left. + \sum_{\xi \in \Xi} \pi_{\xi} \cdot \left(\sum_{g \in \Omega^G} \frac{c_g^G \cdot (r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D})}{\text{scenario.based}} + \sum_{n \in \Lambda} \frac{V^{LOL} L_{n,\xi,t}^{SHED}}{\text{load-shedding}} \right) \right\}$$





• تابع هدف

تابع هدف مسالهای مورد بررسی شامل هزینه‌های بهره‌برداری از واحدهای حرارتی و گاز سوز در طول مدت مطالعه است. این تابع شامل چند عبارت است: هزینه روشن و خاموشی واحدها، هزینه بهره‌برداری واحدها که در طول روز صورت می‌گیرد. هزینه تنظیم خروجی واحدهای حرارتی به صورت زمان واقعی و هزینه تنظیم واحدهای گازسوز به طور زمان واقعی نیز در تابع هدف به عنوان هزینه‌های وابسته به عدم قطعیت گنجانده شده‌اند. بنابراین تابع هدف برابر است با رابطه (۱) [۱۷]:
واژه‌نامه مطابق با جدول ۱ است.

جدول (۱): واژه‌نامه

ضریب تلفات	$B_{n,m}$
هزینه بهره‌برداری از واحد حرارتی g ام در حالت بی‌باری	$C_g^{G,NL}$
هزینه راه اندازی واحد گازی g ام	$C_g^{G,SU}$
هزینه بهره‌برداری از واحد حرارتی i ام در حالت بی‌باری	$C_i^{T,NL}$
هزینه راه اندازی واحد حرارتی i ام	$C_i^{T,SU}$
حداکثر میزان توان عبوری از خط بین شین n و m	$C_{n,m}^{max}$
میزان سوخت مصرفی محاسبه شده حین برنامه ریزی	$F_{p,t}^S$
میزان گاز طبیعی مصرف شده در زمان t برای واحد g ام	$F_{g,t}^G$
حداکثر میزان سوخت مصرفی در زمان بهره برداری	$F_{g,\xi,t}^{max}$
میزان گاز مصرفی در زمان بی باری	$F_g^{G,NL}$
میزان گاز مصرفی در زمان راه اندازی	$F_g^{G,SU}$
بار واقعی در باس n برای زمان t	$L_{n,t}$
میزان بار اصلاح شد در سناریو ξ برای باس n و ساعت t	$L_{n,\xi,t}^{SHED}$
توان تولیدی واحد حرارتی g ام در زمان t	$P_{g,t}^G$
حداکثر توان تولید واحد گازی g ام	$P_g^{G,max}$
حداقل توان تولید واحد گازی g ام	$P_g^{G,min}$
توان تولیدی واحد حرارتی i ام در زمان t	$P_{i,t}^T$
حداکثر توان تولید واحد حرارتی i ام	$P_i^{T,max}$
حداقل توان تولید واحد حرارتی i ام	$P_i^{T,min}$
حد پایین رزرو چرخان برای واحدهای گازی	$R_g^{G,D}$
حد بالای رزرو چرخان برای واحدهای گازی	$R_g^{G,U}$
حد پایین رزرو چرخان برای واحدهای حرارتی	$R_i^{T,D}$
حد بالای رزرو چرخان برای واحدهای حرارتی	$R_i^{T,U}$
هزینه بارزدایی	V^{LOL}
میزان گاز مصرفی یک واحد بر حسب توان حین بهره برداری	b_g
هزینه بهره‌برداری از واحد حرارتی g ام در حالت باردار	c_g^G
هزینه بهره‌برداری از واحد حرارتی i ام در حالت باردار	c_i^T
میزان سوخت مصرف شده حین نوسان توان در زمان بهره برداری	$f_{g,\xi,t}^G$
حد پایین نوسان توان حین بهره برداری برای واحدهای گازی	$r_{g,\xi,t}^{G,D}$
حد بالای نوسان توان حین بهره برداری برای واحدهای گازی	$r_{g,\xi,t}^{G,U}$
حد پایین نوسان توان حین بهره برداری برای واحدهای حرارتی	$r_{i,\xi,t}^{T,D}$
حد بالای نوسان توان حین بهره برداری برای واحدهای حرارتی	$r_{i,\xi,t}^{T,U}$
وضعیت روشن یا خاموش بودن واحد گازی g ام در زمان t	$x_{g,t}^G$
وضعیت روشن یا خاموش بودن واحد حرارتی i ام در زمان t	$x_{i,t}^T$
وضعیت راه اندازی واحد گازی g ام در زمان t	$y_{g,t}^G$
وضعیت راه اندازی واحد حرارتی i ام در زمان t	$y_{i,t}^T$
متغیر باینری وضعیت اولیه واحدهای گازی	$z_{g,t}^G$
متغیر باینری وضعیت اولیه واحدهای حرارتی	$z_{i,t}^T$





تعداد کل واحدهای گازی	Ω^G
تعداد کل واحدهای حرارتی	Ω^T
زاویه باس مرجع در زمان برنامه ریزی	$\theta_{REF,t}^0$
زاویه باس مرجع در زمان بهره برداری	$\theta_{REF,\xi,t}^0$
زاویه باس m در زمان t در مرحله برنامه ریزی	$\theta_{m,t}^0$
زاویه باس n در زمان t در مرحله بهره برداری	$\theta_{m,\xi,t}$
زاویه باس n در زمان t در مرحله برنامه ریزی	$\theta_{n,t}^0$
زاویه باس n در زمان t در مرحله بهره برداری	$\theta_{n,\xi,t}$
احتمال هر سناریو بارزدایی	π_ξ
حد پایین نرخ افزایش شیب برای واحدهای گازی	RD_g^G
حد پایین نرخ افزایش شیب برای واحدهای حرارتی	RD_i^T
حد بالای نرخ افزایش شیب برای واحدهای گازی	RU_g^G
حد بالای نرخ افزایش شیب برای واحدهای حرارتی	RU_i^T
تعداد کل سناریوها	Ξ
شماره هر سناریوها	ξ
هزینه مصرف گاز طبیعی	ρ

که در رابطه (۱)، عبارتی که مستقل از سناریو هستند و به عبارت دیگر مربوط به مرحله زمانبندی هستند عبارتند از:

۱- عبارت $\sum_{i \in \Omega^T} (y_{i,t}^T C_i^{T,SU})$ و $\sum_{g \in \Omega^G} (y_{g,t}^G C_g^{G,SU})$ بیانگر هزینه راهاندازی واحد حرارتی و گازسوز در هر ساعت (بخش غیرمرتبط با گاز طبیعی)

۲- عبارت $\sum_{i \in \Omega^T} (x_{i,t}^T C_i^{T,NL})$ و $\sum_{g \in \Omega^G} (x_{g,t}^G C_g^{G,NL})$ بیانگر هزینه بهره‌برداری از واحد حرارتی در حالت بی‌باری در هر ساعت (بخش غیرمرتبط با گاز طبیعی)

۳- عبارت $\sum_{i \in \Omega^T} (C_i^T P_{i,t}^T)$ و $\sum_{g \in \Omega^G} (C_g^G C_{g,t}^G)$ بیانگر هزینه تولید توان توسط واحد حرارتی در هر ساعت (بخش غیرمرتبط با گاز طبیعی)

۴- عبارت $\sum_{g \in \Omega^G} (\rho F_{g,t}^G)$ هزینه مصرف گاز طبیعی واحد گازسوز در هر ساعت

۵- عبارت $\sum_{\xi \in \Xi} \pi_\xi \cdot (\sum_{g \in \Omega^G} C_g^G \cdot (r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D}))$ و $\sum_{\xi \in \Xi} \pi_\xi \cdot (\sum_{i \in \Omega^T} C_i^T (r_{i,\xi,t}^{T,U} - r_{i,\xi,t}^{T,D}))$ انرژی (میانگین وزنی هزینه رزرو سناریوها) مربوط به واحد حرارتی و گازی در هر ساعت.

۶- عبارت $\sum_{\xi \in \Xi} \pi_\xi \cdot (\sum_{g \in \Omega^G} \rho f_{g,\xi,t}^G)$ مربوط به امید ریاضی مابه‌التفاوت هزینه مصرف گاز بهره‌برداری نسبت به آنچه در مرحله برنامه‌ریزی برآورد شده است.

۷- عبارت $\sum_{\xi \in \Xi} \pi_\xi \cdot (\sum_{n \in \Lambda} V^{LOL} L_{n,\xi,t}^{SHED})$ امید ریاضی هزینه بارزدایی در هر ساعت.

به عبارت دیگر می‌توان گفت که در مرحله برنامه‌ریزی بر اساس بار پایه وضعیت روشن و خاموشی نیروگاه‌ها و نقطه‌ی کار آن‌ها از روز قبل با در نظرگیری رزرو انرژی تعیین می‌گردد و بر اساس آن قراردادی با شرکت گازرسانی نیز بسته می‌شود. سپس هر اختلافی که در روز کنونی رخ دهد، توسط بهره‌برداری مشخص می‌گردد. در واقع در بهره‌برداری دیگر وضعیت روشن و خاموشی مطرح نیست و صرفاً هدف تغییر توان تولیدی نیروگاه‌ها است. بنابراین امکان مقداری اختلاف در نقطه کار نیروگاه‌ها، گاز مصرفی آنها یا اقداماتی از قبیل بارزدایی وجود دارد تا هم بار به طور کامل پاسخ داده شود و هم قیود امنیتی شبکه رعایت گردد [۱۸].

• قیود مرزی

قیود مرزی مساله در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها به طور کلی مربوط به دو مرحله برنامه‌ریزی (مستقل از عدم قطعیت) و بهره‌برداری (وابسته به عدم قطعیت) دسته‌بندی می‌شود [۱۹]. انواع مختلفی این قیود بحث برقراری توازن میان تولید و مصرف، محدودیت‌های فنی نقطه کار نیروگاه‌ها، محدودیت متغیرهای حقیقی و باینری، محدودیت‌های شبکه‌ی گازرسانی، محدودیت‌های بارزدایی و ... می‌باشد که هر یک اهمیت بالایی از دیدگاه بهره‌برداری برخوردار هستند. قیود مرزی این مدل عبارتند از:





۱-الف) قید برقراری توازن توان تولیدی ورودی و توان مصرفی خروجی در هر باس شبکه در هر لحظه در مرحله برنامه ریزی (مستقل از سناریو) مطابق رابطه (۲) است.

$$\sum_{i \in \Omega_n^T} P_{i,t}^T + \sum_{g \in \Omega_n^G} P_{g,t}^G - L_{n,t} = \sum_{m \in \Lambda_n} B_{n,m} \cdot (\theta_{n,t}^0 - \theta_{m,t}^0); \quad \forall n \in \Lambda, t \in T \quad (2)$$

۱-ب) قید برقراری توازن توان تولیدی ورودی و توان مصرفی خروجی در هر باس شبکه در هر لحظه و هر سناریو از مرحله بهره برداری (وابسته به سناریو) که شامل بارزدایی نیز می باشد مطابق رابطه (۳) است [۲۰].

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \Omega_n^T} (r_{i,\xi,t}^{T,U} - r_{i,\xi,t}^{T,D}) + \sum_{g \in \Omega_n^G} (r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D}) + L_{n,\xi,t}^{SHED} \\ = \sum_{m \in \Lambda_n} B_{n,m} \cdot (\theta_{n,t}^0 - \theta_{m,t}^0 - \theta_{n,\xi,t} - \theta_{m,\xi,t}) \quad \forall n \in \Lambda, t \in T, \xi \in \Xi \end{aligned} \quad (3)$$

۲-الف) قید مربوط به زاویه فاز شین اسلک در مرحله برنامه ریزی مطابق رابطه (۴) است.

$$\theta_{REF,t}^0 = 0; \quad \forall t \in T \quad (4)$$

۲-ب) قید مربوط به زاویه فاز شین ها در مرحله بهره برداری مطابق روابط (۵) تا (۷) است.

$$\theta_{REF,\xi,t}^0 = 0; \quad \forall t \in T, \xi \in \Xi \quad (5)$$

$$x_{g,t}^G P_g^{G,min} \leq P_{g,t}^G \leq x_{g,t}^G P_g^{G,max}; \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T; \quad (6)$$

$$x_{i,t}^T P_i^{T,min} \leq P_{i,t}^T \leq x_{i,t}^T P_i^{T,max}; \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T \quad (7)$$

۳- محدودیت نقطه کار نیروگاهها در مرحله بهره برداری شبکه (در هر سناریو) مطابق روابط (۸) و (۹) است.

$$x_{g,t}^G P_g^{G,min} \leq P_{g,t}^G + (r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D}) \leq x_{g,t}^G P_g^{G,max}, \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T, \forall \xi \in \Xi \quad (8)$$

$$x_{i,t}^T P_i^{T,min} \leq P_{i,t}^T + (r_{i,\xi,t}^{T,U} - r_{i,\xi,t}^{T,D}) \leq x_{i,t}^T P_i^{T,max}, \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T, \xi \in \Xi \quad (9)$$

۴-الف) محدودیت مربوط به مصرف گاز طبیعی واحدهای گازسوز در مرحله برنامه ریزی مطابق روابط (۱۰) و (۱۱) است.

$$b_g P_{g,t}^G + F_g^{G,NL} x_{g,t}^G + F_g^{G,SU} y_{g,t}^G; \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T; \quad (10)$$

$$\sum_{g \in \Delta_p} F_{g,t}^G; \quad \forall p \in \Delta, t \in T \quad (11)$$

۴-ب) محدودیت مربوط به مصرف گاز طبیعی واحدهای گازسوز در مرحله بهره برداری مطابق روابط (۱۲) تا (۱۴) است.

$$f_{g,\xi,t}^G = b_g (r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D}); \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T, \xi \in \Xi \quad (12)$$

$$F_{p,t}^S + \sum_{g \in \Delta_p} f_{g,\xi,t}^G \leq F_{g,\xi,t}^{max}; \quad \forall p \in \Delta, t \in T; \xi \in \Xi \quad (13)$$

$$\sum_{t=1}^T \left(F_{p,t}^S + \sum_{g \in \Delta_p} f_{g,\xi,t}^G \right) \leq F_p^{max}, \quad \forall p \in \Delta, t \in T; \xi \in \Xi \quad (14)$$

۵- محدودیت مربوط به رزرو نیروگاهها در مرحله بهره برداری مطابق روابط (۱۵) تا (۱۸) است [۲۱].

$$0 \leq r_{g,\xi,t}^{G,U} \leq x_{g,t}^G R_g^{G,U}; \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T, \forall \xi \in \Xi \quad (15)$$

$$0 \leq r_{i,\xi,t}^{T,U} \leq x_{i,t}^T R_i^{T,U}; \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T, \xi \in \Xi \quad (16)$$

$$0 \leq r_{g,\xi,t}^{G,D} \leq x_{g,t}^G R_g^{G,D}; \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T, \xi \in \Xi \quad (17)$$

$$0 \leq r_{i,\xi,t}^{T,D} \leq x_{i,t}^T R_i^{T,D}; \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T, \xi \in \Xi \quad (18)$$

۶- محدودیت مربوط به افزایش یا کاهش توان نیروگاهها در مرحله بهره برداری مطابق روابط (۱۹) تا (۲۲) است.

$$(P_{g,t}^G + r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D}) - (P_{g,t-1}^G + r_{g,\xi,t-1}^{G,U} - r_{g,\xi,t-1}^{G,D}) \leq RU_g^G, \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T, \forall \xi \in \Xi \quad (19)$$

$$(P_{i,t}^T + r_{i,\xi,t}^{T,U} - r_{i,\xi,t}^{T,D}) - (P_{i,t-1}^T + r_{i,\xi,t-1}^{T,U} - r_{i,\xi,t-1}^{T,D}) \leq RU_i^T, \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T, \xi \in \Xi \quad (20)$$





$$(P_{g,t-1}^G + r_{g,\xi,t-1}^{G,U} - r_{g,\xi,t-1}^{G,D}) - (P_{g,t}^G + r_{g,\xi,t}^{G,U} - r_{g,\xi,t}^{G,D}) \leq RD_g^G, \forall g \in \Omega^G, t \in T, \forall \xi \in \Xi \quad (21)$$

$$(P_{i,t-1}^T + r_{i,\xi,t-1}^{T,U} - r_{i,\xi,t-1}^{T,D}) - (P_{i,t}^T + r_{i,\xi,t}^{T,U} - r_{i,\xi,t}^{T,D}) \leq RD_i^T, \forall i \in \Omega^T, t \in T, \xi \in \Xi \quad (22)$$

۷- قیود مربوط به تغییر وضعیت نیروگاه‌ها در مرحله برنامه‌ریزی مطابق روابط (۲۳) و (۲۴) است.

$$y_{g,t}^G - z_{g,t}^G = x_{g,t}^G - x_{g,t-1}^G; \forall g \in \Omega^G, t \in T \quad (23)$$

$$y_{i,t}^T - z_{i,t}^T = x_{i,t}^T - x_{i,t-1}^T; i \in \Omega^T, \forall t \in T \quad (24)$$

۸- متغیرهای باینری مربوط به وضعیت روشن، خاموش، راه‌اندازی یا خاموش سازی مرحله برنامه‌ریزی مطابق روابط (۲۵) و (۲۶) است.

$$x_{g,t}^G, y_{g,t}^G, z_{g,t}^G \in \{0,1\}; \forall g \in \Omega^G, t \in T \quad (25)$$

$$x_{i,t}^T, y_{i,t}^T, z_{i,t}^T \in \{0,1\}; i \in \Omega^T, t \in T \quad (26)$$

۹- محدودیت توان عبوری از هر خط انتقال در مرحله بهره‌برداری مطابق رابطه (۲۷) است.

$$-C_{n,m}^{max} \leq B_{n,m} \cdot (\theta_{n,\xi,t} - \theta_{m,\xi,t}) \leq C_{n,m}^{max}; \forall n \in \Lambda, \forall m \in \Lambda, t \in T, \xi \in \Xi \quad (27)$$

۱۰- محدودیت بارزدایی مطابق رابطه (۲۸) است که بیانگر این که بار حذف شده همواره کمتر از مقدار بار واقعی باشد.

$$0 \leq L_{n,\xi,t}^{SHED} \leq L_{n,t}; \forall n \in \Lambda, t \in T, \xi \in \Xi \quad (28)$$

۲-۱-۲- فرم قطعی مساله

فرم قطعی مساله متعلق به مرحله برنامه‌ریزی است که در آن هیچ‌یک از پارامترهای عدم قطعیت حضور ندارند. در ادامه اشاره به تابع هدف و شرایط مرزی مساله می‌شود.

• تابع هدف

تابع هدف مساله قطعی مطابق رابطه (۲۹) است:

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \underbrace{\sum_{i \in \Omega^T} (y_{i,t}^T C_i^{T,SU} + x_{i,t}^T C_i^{T,NL} + C_i^T P_{i,t}^T)}_{\text{Thermal Unit}} + \underbrace{\sum_{g \in \Omega^G} (\rho F_{g,t}^G + y_{g,t}^G C_g^{G,SU} + x_{g,t}^G C_g^{G,NL} + C_g^G P_{g,t}^G)}_{\text{Gas Fired Unit}} \right\} \quad (29)$$

که تنها شامل موارد زیر می‌باشد:

هزینه‌های راه‌اندازی، بی‌باری و تولید توان نیروگاه حرارتی

هزینه‌های گاز مصرفی واحد گازسوز و هزینه‌های راه‌اندازی، بی‌باری و توان تولیدی آن

در واقع در این تابع هدف تنها از متغیرهای قطعی استفاده شده‌است و متغیرهای تصادفی مربوط به مرحله بهره‌برداری در این رابطه حضور ندارند [۲۲].

• قیود مرزی

قیود مرزی مساله قطعی نیز مشابه قیود مرزی مساله تصادفی است که از دیدگاه مدیریت شبکه و حفظ امنیت آن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. این قیود عبارتند از:

قیود برقراری توازن توان تولیدی ورودی و توان مصرفی خروجی در هر باس شبکه در هر لحظه در مرحله برنامه‌ریزی (مستقل از سناریو) مطابق رابطه (۳۰) است.

$$\sum_{i \in \Omega_n^T} P_{i,t}^T + \sum_{g \in \Omega_n^G} P_{g,t}^G - L_{n,t} = \sum_{m \in \Lambda_n} B_{n,m} \cdot (\theta_{n,t}^0 - \theta_{m,t}^0); \forall n \in \Lambda, t \in T \quad (30)$$

قید مربوط به زاویه فاز شین اسلک در مرحله برنامه‌ریزی مطابق رابطه (۳۱) است.





$$\theta_{REF}^0 = 0; \forall t \in T \quad (31)$$

محدودیت نقطه کار نیروگاهها در مرحله برنامه ریزی (حد بالا و پایین تولید نیروگاه) مطابق روابط (32) و (33) است.

$$x_{g,t}^G P_g^{G,min} \leq P_{g,t}^G \leq x_{g,t}^G P_g^{G,max}; \forall g \in \Omega^G, t \in T; \quad (32)$$

$$x_{i,t}^T P_i^{T,min} \leq P_{i,t}^T \leq x_{i,t}^T P_i^{T,max}; \forall i \in \Omega^T, t \in T; \quad (33)$$

محدودیت مربوط به مصرف گاز طبیعی واحدهای گازسوز در مرحله برنامه ریزی مطابق روابط (34) و (35) است.

$$F_{f,t}^G = b_g P_{g,t}^G + F_g^{G,NL} x_{g,t}^G + F_g^{G,SU} y_{g,t}^G; \forall g \in \Omega^G, t \in T; \quad (34)$$

$$F_{p,t}^S = \sum_{g \in \Delta_p} F_{g,t}^G; \forall p \in \Delta, t \in T; \quad (35)$$

محدودیت مربوط به افزایش یا کاهش توان نیروگاهها در مرحله برنامه ریزی مطابق روابط (36) تا (39) است [22,23].

$$P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G \leq RU_g^G; \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T \quad (36)$$

$$P_{i,t}^T - P_{i,t-1}^T \leq RU_i^T; \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T \quad (37)$$

$$P_{g,t-1}^G - P_{g,t}^G \leq RD_g^G; \quad \forall g \in \Omega^G, t \in T \quad (38)$$

$$P_{i,t-1}^T - P_{i,t}^T \leq RD_i^T; \quad \forall i \in \Omega^T, t \in T \quad (39)$$

قیود مربوط به تغییر وضعیت نیروگاهها در مرحله برنامه ریزی مطابق روابط (40) و (41) است.

$$y_{g,t}^G - z_{g,t}^G = x_{g,t}^G - x_{g,t-1}^G; \forall g \in \Omega^G, t \in T \quad (40)$$

$$y_{i,t}^T - z_{i,t}^T = x_{i,t}^T - x_{i,t-1}^T; i \in \Omega^T, \forall t \in T \quad (41)$$

متغیرهای باینری مربوط به وضعیت روشن، خاموش، راه اندازی یا خاموش سازی مرحله برنامه ریزی مطابق روابط (42) و (43) است.

$$x_{g,t}^G, y_{g,t}^G, z_{g,t}^G \in \{0,1\}; \forall g \in \Omega^G, t \in T \quad (42)$$

$$x_{i,t}^T, y_{i,t}^T, z_{i,t}^T \in \{0,1\}; i \in \Omega^T, t \in T \quad (43)$$

محدودیت توان عبوری از هر خط انتقال در مرحله برنامه ریزی مطابق رابطه (44) است.

$$-C_{n,m}^{max} \leq B_{n,m} \cdot (\theta_{n,t} - \theta_{m,t}) \leq C_{n,m}^{max}; \forall n \in \Lambda, \forall m \in \Lambda_n, t \in T \quad (44)$$

۳- روش حل بهینه سازی و الگوریتم اجرای برنامه

روش حل بهینه سازی بدین ترتیب است که زمانی که مدل قطعی مسأله حل شد، مقادیر بهینه متغیرهای مربوط به مرحله برنامه ریزی به مدل تصادفی مسأله ارسال می شوند و به صورت یک مقدار ثابت در آن مسأله مورد استفاده قرار می گیرند. این متغیرها عبارتند از:

$$x_{i,t}^T, x_{g,t}^G, y_{i,t}^T, y_{g,t}^G, z_{i,t}^T, z_{g,t}^G, P_{i,t}^T, P_{g,t}^G, F_{g,t}^T, F_{p,t}^G$$

با قرار گیری این متغیرها در فرم تصادفی مسأله و حل مسأله بهینه سازی تصادفی، جوابهای بهینه کل مسأله بدست می آید. بنابراین فلوچارت حل مسأله در قالب شکل (1) در آمده و توسط نرم افزار گمز^{۱۰} حل شده است. همانطور که در این شکل نشان داده شده است در ابتدا پس از شروع، برنامه اقدام به قرائت داده های معلوم مسأله می نماید. سپس بر اساس این اطلاعات کرانها، بردار تابع هدف و ماتریس های قیود مرزی مربوط به مسأله قطعی تشکیل می شود. سپس این مسأله توسط الگوریتم حل مسأله برنامه ریزی غیرخطی آمیخته عدد صحیح حل شده و جوابهای بهینه آن به مسأله برنامه ریزی تصادفی ارسال می گردد. در اینجا نیز مجدد ماتریس های مربوط به تابع هدف، قیود مرزی و کران متغیرها تشکیل شده و مسأله حل می گردد.





شکل (۱): فلوچارت اجرای برنامه

۴- معرفی شبکه‌های مطالعاتی تست

در این مطالعه از ۳ مورد مطالعاتی متشکل از شبکه‌های استاندارد ۴ شینه، انگلستان جدید و کالیفرنیا جهت ارزیابی استفاده شده است. در شبکه استاندارد ۴ شینه، شامل دو سناریوی اصلی با قیمت گاز پایین و بالا می‌باشد.

الف) قیمت گاز پایین: در این سناریو قیمت گاز طبیعی برابر $4 \text{ \$/MBTU}$ در نظر گرفته شده است. در این مورد دو نوع توزیع احتمال برای محدودیت‌های شبکه‌ی گازرسانی در نظر گرفته شده است.

توزیع احتمال اول: توزیع احتمال اول، احتمال عدم داشتن محدودیت خط انتقال گاز را برابر ۸۰ درصد، احتمال وقوع سناریوی ۲ را برابر ۱۰ درصد و احتمال سناریوی سوم را نیز برابر ۱۰ درصد در نظر گرفته است.

توزیع احتمال دوم: در این توزیع احتمال عدم محدودیت خط انتقال برابر ۱ و سایر دو احتمال دیگر برابر با صفر در نظر گرفته شده است. وضعیت محدودیت خط انتقال در هر یک از سه سناریو ۱ و ۲ و ۳ در قالب جدول (۲) ارائه شده است.

ب) قیمت گاز بالا: در این مورد قیمت گاز برابر $12 \text{ \$/MBTU}$ در نظر گرفته شده است. در این مورد تنها یک توزیع احتمال در نظر گرفته شده است که در آن احتمال عدم محدودیت داشتن خط برابر ۱ و سایر موارد برابر صفر در نظر گرفته شده است. پروفیل بار مصرفی شبکه ۴ باس در هر دو مورد مطالعاتی قیمت گاز بالا و پایین در قالب جدول (۳) آورده شده است. لازم به ذکر است که اطلاعات تنها متعلق به یک نیمروز (بازه زمانی ۱۲ ساعته) می‌باشد. لازم به ذکر است که بار شبکه ۴ باسه در باس ۴ قرار گرفته است و سایر باس‌های شبکه فاقد بار مصرفی می‌باشند.



جدول (۲): محدودیت ظرفیت خط انتقال در هر یک از سناریوها و در هر زمان

زمان	محدودیت سناریوی ۱	محدودیت سناریوی ۲	محدودیت سناریوی ۳
۱	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰
۲	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰
۳	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰
۴	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۲۸۰۰
۵	۵۷۸۰	۳۰۰۰	۲۸۰۰
۶	۵۷۸۰	۳۰۰۰	۲۸۰۰
۷	۵۷۸۰	۳۰۰۰	۲۸۰۰
۸	۵۷۸۰	۳۰۰۰	۲۸۰۰
۹	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰
۱۰	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰
۱۱	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰
۱۲	۵۷۸۰	۳۸۰۰	۳۵۰۰

جدول (۳): اطلاعات مربوط به بار مصرفی شبکه ۴ باس در بازه ۱۲ ساعته بر حسب مگاوات

بازه زمانی	بار در قیمت گاز پایین	بار در قیمت گاز بالا
۱	۴۰۲	۳۸۴
۲	۵۸۶	۴۱۱
۳	۷۴۹	۹۵۰
۴	۹۶۳	۱۰۲۰
۵	۱۰۹۵	۱۰۳۹
۶	۱۱۵۰	۱۰۶۳
۷	۱۰۴۳	۱۰۵۵
۸	۱۰۲۱	۱۰۰۶
۹	۸۴۱	۹۷۵
۱۰	۶۶۰	۴۳۷
۱۱	۴۷۱	۳۷۲
۱۲	۲۸۲	۲۶۹

در ادامه شبکه انگلستان جدید مورد نقد و بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه ده سناریوی مشابه برای ظرفیت خطوط انتقال فرض شده است. برخی از سناریوها مربوط به عدم در نظرگیری محدودیت خطوط انتقال، برخی مربوط به در نظرگیری محدودیت تنها در زمان‌های پیک، برخی در نظرگیر محدودیت در کل زمان‌ها و ... می‌باشد. داده‌های بار این شبکه بر اساس داده‌های تاریخی واقعی است که نتایج تجمیع بار آن در جدول (۴) بیان شده است.

در ادامه پروفیل بار ساعتی شبکه کالیفرنیا در جدول (۵) آورده شده است. شبکه کالیفرنیا قیمت گاز طبیعی $11 \text{ \$/MBTU}$ فرض شده است. در این مورد مطالعاتی تنها یک سناریو در نظر گرفته شده است که در آن احتمال عدم محدودیت خط انتقال برابر با ۱ و سایر احتمالات برابر با صفر در نظر گرفته شده است.



جدول (۴): پروفیل بار ساعتی شبکه انگلستان جدید

زمان (ساعت)	بار (مگاوات)	زمان (ساعت)	بار (مگاوات)
۱	۶۸۹۵	۱۳	۸۲۶۷
۲	۶۵۴۲	۱۴	۸۲۲۸
۳	۶۳۲۰	۱۵	۸۳۸۵
۴	۶۲۲۸	۱۶	۸۸۹۵
۵	۶۴۱۱	۱۷	۹۳۹۲
۶	۶۶۸۶	۱۸	۹۲۸۷
۷	۶۹۰۸	۱۹	۸۹۸۶
۸	۷۲۳۵	۲۰	۸۷۱۲
۹	۷۶۵۳	۲۱	۸۱۶۳
۱۰	۷۸۸۸	۲۲	۷۸۲۳
۱۱	۸۰۹۸	۲۳	۷۱۸۳
۱۲	۸۲۰۲	۲۴	۷۲۰۰

جدول (۵): پروفیل بار ساعتی شبکه کالیفرنیا

زمان (ساعت)	بار (مگاوات)	زمان (ساعت)	بار (مگاوات)
۱	۱۲۴۵	۱۳	۱۳۳۳
۲	۱۲۷۷	۱۴	۱۲۶۲
۳	۱۲۹۲	۱۵	۱۱۶۲
۴	۱۲۸۱	۱۶	۱۱۵۸
۵	۱۲۶۰	۱۷	۱۱۶۵
۶	۱۲۵۱	۱۸	۱۱۲۶
۷	۱۲۵۶	۱۹	۱۰۹۰
۸	۱۳۱۴	۲۰	۱۰۷۵
۹	۱۴۲۱	۲۱	۱۰۸۲
۱۰	۱۴۲۷	۲۲	۱۱۰۰
۱۱	۱۴۰۴	۲۳	۱۱۳۶
۱۲	۱۳۷۹	۲۴	۱۱۵۶

۵- نتایج شبیه‌سازی

در این قسمت هدف ارائه نتایج حاصل از پیاده‌سازی موارد مطالعاتی ذکر شده در قسمت قبل می‌باشد. در ابتدا شبکه‌ی ۴ باس مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است. همانطور که ذکر شد برای حالت قیمت‌گاز پایین دو توزیع احتمال گوناگون و برای حالت قیمت‌گاز بالا یک توزیع احتمال در نظر گرفته شده است. در مورد این شبکه متغیرهای مربوط به وضعیت روشن و خاموشی نیروگاه‌های حرارتی و نیروگاه‌های گازسوز در قالب جدول (۶) ارائه شده است. در این جدول، خانه‌های Off به معنای خارج از مدار قراردادن نیروگاه در زمان مربوطه است. خانه‌های آتشی بیانگر در مدار قرار داشتن نیروگاه‌های حرارتی و خانه‌های کپسولی به معنای در مدار قرار داشتن نیروگاه‌های گازسوز در مدار است. از جدول (۶) نتایج متعددی می‌توان برداشت نمود. این نتایج عبارتند از: با توجه به نتایج قیمت پایین گاز و توزیع ۲ (توزیعی که در آن هیچ محدودیتی برای خط انتقال گاز وجود ندارد) می‌توان متوجه شد که نیروگاه‌های حرارتی کاملاً خارج از مدار بوده و تنها نیروگاه‌های گازسوز در مدار قرار دارند. در واقع زمانی که شبکه انتقال گاز محدودیتی نداشته باشد و از طرفی قیمت گاز هم پایین باشد، تمایل بیشتری به نیروگاه‌های گازسوز ایجاد می‌شود تا هزینه‌های بهره‌برداری کاهش یابد. با توجه به نتایج قیمت پایین گاز و توزیع ۱ (توزیعی که در برخی از ساعت‌ها احتمال محدودیت خط انتقال گاز وجود داشت) می‌توان متوجه شد که دقیقاً در ساعتی که محدودیت در سخت‌ترین شرایط خود قرار دارد (ساعت ۳ تا ساعت ۹)، نیاز به بهره‌برداری از واحدهای حرارتی می‌باشد. با توجه به نتایج قیمت بالای گاز و عدم در نظرگیری محدودیت برای خط انتقال متوجه می‌توان شد که چقدر قیمت گاز در



بهره‌برداری از نیروگاه‌ها نقش اساسی دارد. بیشترین سهم در مدار قرارگیری نیروگاه‌ها در این حالت متعلق به نیروگاه‌های حرارتی می‌باشد و این نشان می‌دهد که حتی با وجود عدم محدودیت خطوط، اگر قیمت گاز بالا باشد، باز هم بهره‌برداری از منابع گازسوز سودآوری ندارد و بهتر است از منابع حرارتی استفاده کرد. نکته‌ی ارزشمند دیگر اینکه، هر زمان که نوسانات بار شدیدتر شود، در همان زمان‌ها نیروگاه‌های گازی نیز وارد مدار می‌شوند چون این نیروگاه‌ها نسبت به نیروگاه‌های حرارتی انعطاف‌پذیری بیشتری داشته و سرعت پاسخ‌گویی آنها به حوادث متعدد شبکه بیشتر است. از نظر قیمت حاشیه‌ای محلی، یا به زبان ساده‌تر هزینه‌ی تولید برق در هر باس نسبت به میزان برق تولید همان باس نیز می‌توان این مساله را بررسی نمود. نتایج حاصل از محاسبه‌ی قیمت‌گذاری حاشیه‌ی محلی در نقطه‌ی اتصال بار شبکه (باس شماره ۴) در این مورد مطالعاتی نیز در قالب جدول (۷) ارائه شده‌است.

جدول (۶): وضعیت در مدارقرارگرفتن نیروگاه‌های مختلف در سناریوهای مختلف قیمت و محدودیت شبکه گاز

زمان	قیمت پایین گاز توزیع ۱				قیمت پایین گاز توزیع ۲				قیمت بالای گاز			
	گازسوز		حرارتی		گازسوز		حرارتی		گازسوز		حرارتی	
	۴	۳	۲	۱	۴	۳	۲	۱	۴	۳	۲	۱
۱	OFF	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۲	OFF	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۳	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۴	GAS	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۵	GAS	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۶	OFF	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۷	GAS	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۸	GAS	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۹	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۱۰	OFF	OFF	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF	GAS	GAS	OFF	OFF
۱۱	OFF	OFF	OFF	OFF	GAS	OFF	OFF	OFF	GAS	OFF	OFF	OFF
۱۲	OFF	OFF	OFF	OFF	GAS	OFF	OFF	OFF	GAS	OFF	OFF	OFF

جدول (۷): قیمت حاشیه محلی در باس متصل به بار شبکه ۴ باس

زمان	قیمت پایین گاز توزیع ۱	قیمت پایین گاز توزیع ۲	قیمت بالای گاز
۱	۵۰/۶۲	۵۰/۸۶	۷۹/۱۵
۲	۵۰/۴۱	۵۰/۶۳	۲۱/۱۰
۳	۵۴/۹۶	۵۵/۱۷	۱۰۴/۵۳
۴	۸۱/۰۲	۸۱/۲۴	۱۰۰/۱۷
۵	۸۳/۶۱	۸۱/۰۰	۹۷/۰۶
۶	۸۰/۹۸	۸۰/۹۸	۸۰/۷۰
۷	۸۰/۷۵	۸۰/۵۳	۹۷/۱۸
۸	۹۳/۳۴	۸۹/۸۶	۱۰۰/۳۹
۹	۵۵/۲۷	۵۵/۲۷	۱۰۴/۸۷
۱۰	۵۵/۰۴	۵۵/۲۵	۲۰/۹۳
۱۱	۵۰/۶۷	۵۰/۲۳	۷۵/۳۱
۱۲	۵۰/۶۵	۵۰/۴۳	۷۵/۳۶



در ادامه نتایج حاصل از پیاده سازی شبکه‌های انگلستان جدید و شبکه کالیفرنیا آورده شده است. در جدول (۸) نمودار قیمت روزانه تولید انرژی در هر یک از ساعات شبانه‌روز شبکه انگلستان جدید نشان داده شده است. همانطور که در شکل مشخص است، در زمان‌های پیک بار قیمت افزایش و در ساعات غیرپیک قیمت کاهش یافته است. قیمت در ساعت ۹ نسبتاً بالا است چون محدودیت نرخ افزایش توان واحدهای گرمایی ۴، ۱۰ و ۱۲ وجود دارد. در این زمان دسترسی به گاز طبیعی نیز محدودیت بالایی دارد. در تمامی ۲۴ ساعت بهینه‌سازی واحدهای گازسوز در شبکه حضور دارند. واحدهای گاز سوز ارزان قیمت‌تر نسبت به واحدهای قیمت‌بالا تر اولویت دارند. در مرحله‌ی برنامه‌ریزی چندان خطوط لوله گاز به اشباع نمی‌رسند اما در مرحله بهره‌برداری بدلیل نوسانات، احتمال نزدیکی به بارگذاری کامل خطوط انتقال گاز نیز وجود دارد. در این مدل استفاده از واحدهای حرارتی گرانتقیمت‌تر محدود شده است تا تابع هدف کمینه گردد.

در ادامه در جدول (۹) قیمت روزانه برق در ساعات شبانه روز شبکه کالیفرنیا آورده شده است بدلیل قیمت نسبتاً بالای گاز، تنها ارزان‌ترین واحد گازسوز (نیروگاه گاز سوز ۱۱ ام) در ساعات ۹، ۱۳ و ۱۴ مشارکت کرده است. مشارکت این واحد صرفاً بدلیل بهره‌گیری از قابلیت بالای نرخ تغییر توان واحدهای گازسوز نسبت به واحدهای گرمایی می‌باشد. در این شبکه مشاهده می‌شود که قیمت روزانه برق در زمانی که واحدهای گازسوز مشارکت می‌کنند تا نوسانات شدید بار شبکه را پوشش دهند، دچار جهش می‌شود. همچنین در ساعات ۸ الی ۱۵ قیمت برق به مراتب کم است، که دلیل آن بهره‌گیری قابل توجه از نیروگاه‌های حرارتی در این ساعات برای تامین بار زیاد (اما یکنواخت شبکه) می‌باشد. افزایش در ساعات ۱۰ و ۱۱ بدلیل بهره‌گیری از واحدهای گازسوز برای پاسخ به تغییرات شدید بار بوده و در صورتی که در این ساعات بار بیشتری نیاز باشد، باید از واحدهای گازسوز گرانتقیمت دیگر هم استفاده نمود.

جدول (۸): قیمت روزانه برق در ساعات شبانه روز شبکه انگلستان جدید

زمان	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
قیمت	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۲۳۳	۱۹۳	۱۹۳	۱۹۳
زمان	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
قیمت	۱۹۳	۱۹۳	۱۹۳	۱۹۳	۲۳۵	۲۳۵	۲۳۵	۱۹۴	۲۰۸	۱۹۴	۱۹۴	۱۸۰

جدول (۹): قیمت روزانه برق در ساعات شبانه روز شبکه کالیفرنیا

زمان	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
قیمت	۸۲	۸۶	۸۶	۸۰	۷۸	۷۸	۷۷	صفر	۱۶۴	۱۶۴	۹۸	۸۶
زمان	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
قیمت	۱۶۴	۱۶۵	-۹۰	۷۸	۷۸	۷۸	۷۸	۷۸	۷۸	۷۸	۷۸	۸۶

۶- نتیجه گیری

همانطور که در ابتدا نیز اشاره شد یکی از اصلی‌ترین چالش‌های بهره‌برداران سیستم قدرت برنامه‌ریزی دقیق مشارکت واحدهای نیروگاهی در شبکه است. این برنامه باید بتواند تا در حالی که هزینه تولید را به حداقل مقدار خود می‌رساند قیود مرزی شبکه را به صورتی که امنیت شبکه حفظ شود رعایت کند و همچنین حداقل میزان آلودگی را برای محیط زیست داشته باشد. یکی از منابعی که در سیستم قدرت برای تولید توان استفاده می‌شود منابع گازی هستند. این منابع در زمان‌های بحرانی سریع می‌توانند وارد مدار شده و ناترازی تولید را جبران کنند اما به دلیل وابستگی به شبکه گازرسانی خروجی آن‌ها دارای عدم قطعیت است. لذا در این مقاله یک روش برنامه‌ریزی دو مرحله‌ای مبتنی بر روش برنامه‌ریزی خطی آمیخته عدد صحیح برای برنامه‌ریزی یکپارچه منابع گازی و حرارتی در سه شبکه نمونه اجرا شد. همانطور که نتایج نشان دادند، در وضعیت قیمت پایین گاز و آسیب‌پذیری بالای شبکه گازرسانی نیاز به بهره‌گیری بیشتر از واحدهای گرانتقیمت‌تر حرارتی است که این مساله منجر به افزایش قیمت‌های روزانه برق تا ۲۳۵ دلار در ساعت می‌شود. همچنین همانطور که در جدول (۵) مشاهده می‌شود از ساعت ۱ تا ۱۲ در سناریوی قیمت پایین گاز سعی شده تا از واحدهای گازی فقط استفاده شود. در این وضعیت احتمال کمتری برای به اشباع رسیدن خطوط انتقال گاز در شرایط زمان واقعی بهره‌برداری وجود دارد. همچنین



در وضعیت قیمت بالای گاز و آسیب پذیری پایین شبکه گاز، سیستم از واحدهای گازسوز گرانتقیمت تر بدلیل انعطاف بالایی که در افزایش یا کاهش توان خود در هنگام اغتشاشات دارند بهره می برد. بسته به میزان شدت در نظر گرفته شده برای اغتشاشات، قیمت حاشیه ای برق نیز می تواند تغییر کند. به صورت خلاصه چنین برنامه هایی می تواند،

- به بهره بردار شبکه کمک کند تا اثرات منفی ناشی از عدم قطعیت شبکه گازرسانی را به حداقل برساند،
- با گسترش استفاده از منابع گازی میزان آلاینده های ناشی از مصرف سوخت هایی همچون نفت-گاز و زغال سنگ را به حداقل برساند،
- اثر عدم قطعیت تأمین گاز و قیمت گاز بر قیمت حاشیه ای برق را نشان دهد و راهنمای مناسبی برای بهره برداران و طراحان شبکه شود.

در ادامه این مقاله سایر پژوهشگران می توانند این مقاله را با افزودن و در نظر گرفتن موارد زیر ادامه دهند.

- حضور منابع تجدیدپذیر در کنار منابع گازی و در نظر گرفتن همبستگی عدم قطعیت آن ها با منابع گازی
- در نظر گرفتن حضور منابع گازی بر بازار برق و قیمت بازار
- در نظر گرفتن منابع تولید هیدروژنی بر برنامه ریزی شبکه

مراجع

- [1] C. He, X. Zhang, T. Liu, L. Wu, and M. Shahidehpour, "Coordination of Interdependent Electricity Grid and Natural Gas Network—a Review," *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 5, no. 1. 2018. doi: 10.1007/s40518-018-0093-9.
- [2] W. van Ackooij, I. Danti Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra, and M. Tahanan, "Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey," *Ann Oper Res*, vol. 271, no. 1, 2018, doi: 10.1007/s10479-018-3003-z.
- [3] H. Ren, J. Ortega, and D. Watts Casimis, "Review of Operating Reserves and Day-Ahead Unit Commitment Considering Variable Renewable Energies: International Experience," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 11, 2017, doi: 10.1109/TLA.2017.8070418.
- [4] Q. P. Zheng, J. Wang, and A. L. Liu, "Stochastic Optimization for Unit Commitment - A Review," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2355204.
- [5] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny, and M. O'Malley, "Unit commitment for systems with significant wind penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016470.
- [6] S. Chen, Z. Wei, G. Sun, D. Wang, Y. Zhang, and Z. Ma, "Stochastic look-ahead dispatch for coupled electricity and natural-gas networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 164, 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.07.038.
- [7] C. He, L. Wu, T. Liu, and Z. Bie, "Robust Co-Optimization Planning of Interdependent Electricity and Natural Gas Systems with a Joint N-1 and Probabilistic Reliability Criterion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2727859.
- [8] J. Munoz, N. Jimenez-Redondo, J. Perez-Ruiz, and J. Barquin, "Natural gas network modeling for power systems reliability studies," in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, 2003. doi: 10.1109/PTC.2003.1304696.
- [9] T. Li, M. Eremia, and M. Shahidehpour, "Interdependency of natural gas network and power system security," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2004739.
- [10] A. Alabdulwahab, A. Abusorrah, X. Zhang, and M. Shahidehpour, "Coordination of Interdependent Natural Gas and Electricity Infrastructures for Firming the Variability of Wind Energy in Stochastic Day-Ahead Scheduling," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 6, no. 2, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2399855.
- [11] A. Zlotnik, L. Roald, S. Backhaus, M. Chertkov, and G. Andersson, "Coordinated Scheduling for Interdependent Electric Power and Natural Gas Infrastructures," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2545522.





- [12] C. Liu, C. Lee, and M. Shahidehpour, "Look ahead robust scheduling of wind-thermal system with considering natural gas congestion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2326981.
- [13] A. Alabdulwahab, A. Abusorrah, X. Zhang, and M. Shahidehpour, "Stochastic security-constrained scheduling of coordinated electricity and natural gas infrastructures," *IEEE Syst J*, vol. 11, no. 3, 2017, doi: 10.1109/JSYST.2015.2423498.
- [14] B. Zhao, A. J. Conejo, and R. Sioshansi, "Unit commitment under gas-supply uncertainty and gas-price variability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2602659.
- [15] P. Khademi Astaneh and H. Sheikh Shahrokh Dehkordi, "Integrated Optimal Active and Reactive Power Planning in Smart Microgrids with Possibility of One-Hour Islanding," *Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System*, vol. 2, no. 2, pp. 36–50, 2023, doi: 10.30486/teeges.2023.1979749.1063.
- [16] M. Emadi, H. R. Massrur, E. Rokrok, and A. Samanfar, "A Comprehensive Framework for Optimal Stochastic Operating of Energy Hubs Integrated with Responsive Cooling, Thermal and Electrical Loads, and Ice Storage System by an Improved Self-Adaptive Slime Mold Optimization Algorithm," *Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System*, vol. 2, no. 1, pp. 77–95, 2023, doi: 10.30486/teeges.2022.1969195.1043.
- [17] J. Ebrahimi, M. Abedini, M. M. Rezaei, and M. Nasri, "Optimum design of a multi-form energy in the presence of electric vehicle charging station and renewable resources considering uncertainty," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 23, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100375.
- [18] J. Ebrahimi and M. Abasi, "Design of a Power Management Strategy in Smart Distribution Networks with Wind Turbines and EV Charging Stations to Reduce Loss, Improve Voltage Profile, and Increase Hosting Capacity of the Network," *Journal of Green Energy Research and Innovation*, vol. 1, no. 1, pp. 1–15, Mar. 2024, doi: 10.61186/jgeri.1.1.1.
- [19] M. Abedini, R. Eskandari, J. Ebrahimi, M. H. Zeinali, and A. Alahyari, "Optimal Placement of Power Switches on Malayer Practical Feeder to Improve System Reliability Using Hybrid Particle Swarm Optimization with Sinusoidal and Cosine Acceleration Coefficients," *Scientific Journal of Computational Intelligence in Electrical Engineering*, vol. 11, no. 2, pp. 73–86, 2020, doi: 10.22108/isee.2020.119480.1286.
- [20] S. Darvish Kermani, M. Fayazi, J. Barati, and M. Joorabian, "Percentage of Islanding and Peninsulating Detection in Large Microgrids with Renewable Energy Resources with Multiple Connection Points to Different Grids," *Journal of Green Energy Research and Innovation*, vol. 1, no. 2, pp. 1–14, Jun. 2024, doi: 10.61186/jgeri.1.2.1.
- [21] B. Arandian, "Utilizing Hybrid Sine Cosine Shuffled Frog Leaping Algorithm for Optimal Energy Management in the Residential building with Renewable Energy Resources and Corresponding Uncertainties," *Journal of Green Energy Research and Innovation*, vol. 1, no. 1, pp. 66–79, Mar. 2024, doi: 10.61186/jgeri.1.1.65.
- [22] A. A. Karimi Taleb, H. Makvandi, and A. Oraee, "The Impact of Wind Direction on Wind Farms' Output Power and Income," *Journal of Green Energy Research and Innovation*, vol. 1, no. 1, pp. 34–47, Mar. 2024, doi: 10.61186/jgeri.1.1.34.
- [23] J. Ebrahimi, M. Abedini, and M. M. Rezaei, "Optimal scheduling of distributed generations in microgrids for reducing system peak load based on load shifting," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 23, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100368.
- [24] J. Ebrahimi and M. Abedini, "A two-stage framework for demand-side management and energy savings of various buildings in multi smart grid using robust optimization algorithms," *Journal of Building Engineering*, vol. 53, 2022, doi: 10.1016/j.job.2022.104486.





-
- ¹ CAES
 - ² Ramp rate
 - ³ CAISO
 - ⁴ SOC
 - ⁵ DCP
 - ⁶ Robust optimization
 - ⁷ MILP
 - ⁸ MINLP
 - ⁹ Day ahead
 - ¹⁰ GAMS

