
Optimum planning of the status of power plant generation units 24 hours a day to reduce production and operation costs

Mahmoud Zadehbagheri¹

¹ Department of Electrical Engineering, Yasuj Branch, Islamic Azad University, Yasuj, Iran
ma.zadehbagheri@iau.ac.ir

Abstract

Planning the unit commitment (UC) is one of the useful and practical methods to reduce generation costs and increase the lifespan of equipment and optimal use of the power network. UC is a non-linear, discontinuous, and important problem in the operation of power systems, which is highly complex due to its many limitations and parameters. In this paper, first, the UC problem is introduced and all the existing limitations are checked, then the linearization of the problem is discussed, in which case all the nonlinear factors are properly linearized. In the following, the proposed optimal scheduling framework is investigated and modeled under different scenarios on the IEEE 6-bus system. In the first scenario, the problem is investigated in a non-linear way, and different modes are investigated, including the effect of the shutdown time of a power plant at the beginning of the planning time. In the second scenario, the linearized problem is investigated and then compared with the nonlinear case. But, one of the most important influencing factors in the planning of the units is the examination of the line outage, which is added as a constraint to the optimization problem and is examined in the third scenario, in the first mode the line outage between bus 1 and 4 and another mode, the line outage between bus 1 and 2 is considered. The results show that when the lines outage from the grid, the cost of production and operation of the power system increases. In this paper, the problem is modeled as MILP in GAMS software and solved by a CPLEX solver. The results are compared in two normal and abnormal network (line outage) modes. The simulation results show the superiority of the proposed strategy and the reduction of the generation costs of power plants 24 hours a day.

Keywords: Planning, reduction of production cost, UC (unit commitment), operation, cost function, linearization, Economic Dispatch

Submit date: 2023/12/26
Accepted date: 2024/04/25

Corresponding author's name: Mahmoud Zadehbagheri

Corresponding author's address: Department of Electrical Engineering, Yasuj Branch, Islamic Azad University, Yasuj, Iran

برنامه‌ریزی بهینه وضعیت واحدهای تولید نیروگاه‌ها در طول ۲۴ ساعت شبانه روز جهت کاهش هزینه‌های تولید و بهره‌برداری

نوع مطالعه: پژوهشی

محمود زاده باقری*، استادیار گروه مهندسی برق

۱- دانشکده فنی و مهندسی، واحد یاسوج، دانشگاه آزاد اسلامی، یاسوج، ایران

Ma.zadehbagheri@iau.ac.ir

چکیده:

برنامه‌ریزی در مدار قراردادن نیروگاه‌ها (UC) یکی از روش‌های مفید و کاربردی برای کاهش هزینه‌های تولید و افزایش طول عمر تجهیزات و بهره‌برداری بهینه از شبکه قدرت است. به مدار آوردن نیروگاه‌ها یک مسئله غیرخطی، ناپیوسته و مهم در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت است که به علت محدودیت‌ها و پارامترهای زیاد آن از پیچیدگی بالایی برخوردار است. در این مقاله، ابتدا مسئله UC معرفی و تمام محدودیت‌های موجود بررسی می‌شود، سپس به خطی‌سازی مسئله پرداخته که در این حالت تمام عوامل غیرخطی به صورت مناسب خطی‌سازی می‌شود. در ادامه چارچوب زمان‌بندی بهینه پیشنهادی بر روی سیستم ۶ باس IEEE بررسی و مدل‌سازی تحت سناریوهای مختلف انجام می‌شود. در سناریو اول، مسئله به صورت غیرخطی بررسی و حالت‌های مختلفی از جمله تأثیر زمان خاموش بودن یک نیروگاه در ابتدای زمان برنامه‌ریزی بررسی می‌شود. در سناریو دوم، مسئله خطی شده بررسی و سپس با حالت غیرخطی مقایسه می‌شود. اما یکی از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار در برنامه‌ریزی واحدها بررسی خروج خطوط انتقال شبکه است که به عنوان یک محدودیت به مسئله بهینه‌سازی اضافه شده و در سناریو سوم مورد بررسی قرار می‌گیرد که در حالت اول خط بین باس ۱ و ۴ از مدار خارج شده و در حالتی دیگر خروج خط بین باس ۱ و ۲ در نظر گرفته می‌شود. نتایج نشان می‌دهد که با خارج شدن خطوط از شبکه، هزینه تولید و بهره‌برداری از سیستم قدرت افزایش می‌یابد. در این مقاله مشکل به صورت MILP در نرم‌افزار GAMS مدل شده و توسط حل‌کننده CPLEX حل شده است. مقایسه‌ای بین نتایج در حالت نرمال شبکه و حالت غیرنرمال خارج شدن خطوط از شبکه انجام شده است. نتایج عددی اثربخشی روش پیشنهادی و کاهش هزینه‌های تولید نیروگاه‌ها در طول ۲۴ ساعت شبانه‌روز را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی، کاهش هزینه تولید، UC (Unit Commitment)، بهره‌برداری، تابع هزینه، خطی‌سازی، در مدار

قرارگرفتن نیروگاه‌ها، پخش بار اقتصادی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۱۰/۰۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۲/۰۶

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمود زاده باقری (mazadehbagheri@iau.ac.ir)

نشانی نویسنده‌ی مسئول: یاسوج- بله‌زار- دانشگاه آزاد اسلامی- دانشکده فنی و مهندسی - گروه مهندسی برق

۱- مقدمه

مهندسين همواره با مسائل مربوط به تضمين سودآورى سرمايه‌گذاري‌هاى انجام شده به منظور توليد محصولات و ارائه خدمات مهندسي مواجه بوده‌اند. در اين راستا افزايش راندمان و بازدهى تجهيزات الكتريكي و بهبود بهره‌بردارى از آن در جهت صرفه‌جويى حفظ هر چه بيشتر منابع و به اتمام رسيدن سوخت‌هاى فسيلي از يك طرف و کاهش قيمت تمام شده كيلووات ساعت برق توليدى براى توليدكنندگان و توجه به تورم سالانه روزافزون مواد سوختى از جمله مسائلى است كه مهندسان را از ديرباز به خود مشغول كرده است. يكي از مهم‌ترين مسائلى كه در فاز بهره‌بردارى از سيستم قدرت مطرح است مسئله در مدار قرارگرفتن نيروگاه‌ها (تعهد واحد) است (Poncelet, Delarue, & D'haeseleer, ۲۰۲۰). تعهد واحد (UC) يك مسئله بهينه‌سازى اعداد صحيح مختلط غيرخطى براى برنامه‌ريزى عمليات واحدهاى توليد با حداقل هزينه عملياتى و درعين حال برآورده‌کردن تقاضا و ذخيره موردنياز است. مسئله UC بايد وضعيت روشن/خاموش واحدهاى توليد را در هر ساعت از دوره برنامه‌ريزى تعيين كند و بار و ذخيره را به طور بهينه بين واحدهاى متعهد ارسال كند. UC مهم‌ترين وظيفه بهينه‌سازى در عملكرد سيستم‌هاى قدرت است. حل مشكل UC براى سيستم‌هاى قدرت بزرگ از نظر محاسباتى گران است. پيچيدگى مشكلات UC به طور تصاددى به تعداد واحدهاى توليدكننده افزايش مى‌يابد. چندين استراتژى راه‌حل براى ارائه راه‌حل‌هاى باكيفيت براى مشكل UC و افزايش صرفه‌جويى بالقوه اپراتور سيستم قدرت پيشنهاده شده است. اين شامل رويكردهاى جست‌وجوى قطعى و تصادفى است.

مسئله در مدار قرارگرفتن نيروگاه‌ها يك مسأله بهينه‌سازى اقتصادى با وجود قيود مختلف است. افزايش پيوسته قيمت مواد سوختى و نيز تورم سالانه باعث شده است كه همواره بهره‌بردارى اقتصادى از سيستم‌هاى توليد انرژى الكتريكي موردتوجه و مطالعه قرار گرفته باشد. هدف اصلى در مسأله در مدار قرارگرفتن نيروگاه‌ها پيدا كردن بهترين حال ممكن براى خاموش و روشن بودن واحدها در ۲۴ ساعت روز يا ۱۶۸ ساعت هفته است كه براساس منحنى پيش بينى بار انجام مى‌گيرد بطوريكه اولاً هزينه بهره‌بردارى را حداقل نمايد ثانياً قيود و محدوديت‌هاى واحدهاى توليد و شبكه را برآورده سازد (Poncelet, et al., ۲۰۲۰). روش‌هاى بهره‌بردارى مختلفى براى تأمين بار مورد تقاضا وجود دارد اما به دلایل مسائل اقتصادى ترجيح داده مى‌شود كه از بهترين راه براى بهره‌بردارى استفاده شود. مسئله در مدار قرار گرفتن نيروگاه‌ها (UC) مربوط به تعيين مجموعه‌ى بهينه‌ى از واحدهاى توليد با مينيمم قدرت است كه در طى ده‌هاى اخير موردتوجه قرار گرفته است (Tuohy, Meibom, Denny, & O'Malley, ۲۰۰۹; Zhang, Du, et al., ۲۰۲۰). مسئله UC به طور كلي مربوط به كمينه‌کردن هزينه‌هاى عملياتى، هزينه‌هاى گذرا و هزينه‌هاى بى بارى

و همچنين بيشينه‌کردن سود شركت است. به طور كلي روش‌هاى استفاده شده براى حل مسئله UC را مى‌توان به دو دسته كلاسيك و هوشمند تقسيم بندي نمود. از روش‌هاى دسته اول مى‌توان به روش يكايك شماری، ليست حق تقدم و روش لاگرانژ اشاره كرد (Papavasiliou & Oren, ۲۰۱۳). اما اين روش‌ها همگرایی عددی لازم را ندارند. و بنا بر این کیفیت پاسخ‌ها قابل قبول نمی‌باشد (Pappala & Erlich, ۲۰۰۸). از رایج‌ترین روش‌های دسته دوم می‌توان به روش‌های Tabu Search (Sudhakaran & Raj, ۲۰۱۰)، الگوریتم ژنتیک (Richter & Sheble, ۲۰۰۰)، مورچگان اشاره کرد (Maifeld & Sheble, ۱۹۹۶). در (Ahrabi et al., ۲۰۲۱) تاثیر خودرهای الكتريكي در مسئله UC را بررسی کرده است. اين مقاله نشان داده است كه اين خودروها توانايى زياد در بهبود شرايط مسئله UC را دارند. در (Papavasiliou, Tumuluru, Huang, & Tsang, ۲۰۱۴) مدل در مدار قرار گرفتن نيروگاه‌ها با در نظر گرفتن تأثير ادغام منابع تجديدپذير و بارهاى تعويق پذير ارائه شده است. علاوه بر اين روش‌هاى براى دست يابى نيروگاه‌ها به سود بيشتر با کاهش زمان محاسباتى در (Tehzeeb-ul-Hassan & Ahmad, ۲۰۱۳) پيشنهاده گرديده است. براى ارزيايى نيازمندى‌هاى ذخيره انرژى در حالت عدم حضور انرژى باد، مسئله UC احتمالاتى مورد استفاده واقع شده است. (Papavasiliou, Oren, & Wang et al., ۲۰۱۵; Zhao, Pinson & Madsen, ۲۰۱۴; Wang, Wang, & Guan, ۲۰۱۴).

این مقاله به یک رویکرد جدید برای رسیدگی به متغیرهای تعهد واحد می‌پردازد. برنامه‌ریزی یک واحد به صورت دوره‌های عملیاتی یا سیکل‌های وظیفه بیان می‌شود. از این رو متغیرهای تعهد واحد به صورت اعداد صحیح کدگذاری می‌شوند. این فرمول به شدت تعداد متغیرهای تصمیم را کاهش می‌دهد و از این رو می‌تواند بر کاستی‌های الگوریتم‌های جستجوی تصادفی برای مسائل UC غلبه کند.

۱-۱- بیان مسأله

برنامه‌ریزی مشارکت بهینه واحدهای نیروگاهی همواره یکی از چالش‌های اساسی بهره‌برداران سیستم قدرت است. بهره‌بردار سیستم با حل مسائل پخش بار اقتصادى و برنامه‌ريزى مشاركت نيروگاه‌هاى حرارتى نسبت به حل اين مسائل اقدام مى‌كند. به مدار آوردن نيروگاه‌ها يك مسئله غيرخطى، ناپيوسته و مهم در بهره‌بردارى از سيستم‌هاى قدرت است كه به علت محدوديت‌ها و پارامترهاى زياد آن پيچيدگى بالايى دارد. برنامه زمان‌بندي به مدار آمدن نيروگاه‌ها در سيستم قدرت تعيين‌كننده زمان ورود و خروج و توان توليدى همه واحدها از حالت اوليه براى برآورده‌کردن بار مورد تقاضاى مصرف‌كنندگان در افق مورد مطالعه است. در مسئله به مدار آوردن واحدهاى مختلف نيروگاهى

بنابراین برای برنامه‌ریزی در سیستم‌های قدرت نیاز به پیش‌بینی بار داریم. سیاست‌ها و تصمیم‌ها باتوجه‌به بار پیش‌بینی شده انجام می‌گیرند. در سیستم‌های قدرت، بار عموماً در طی روز و اوایل شب که بارهای صنعتی فعال و چراغ‌ها روشن است، در حد بالا و در اواخر شب و صبح زود که اغلب مردم خواب هستند، در حد پایین خواهد بود. در طی هفته نیز مصرف برق دوره‌ای است به این صورت که بار در طی روزهای کاری هفته از روزهای تعطیل بیشتر است؛ بنابراین تغییرات بار در طول شبانه‌روز و در طول هفته زیاد است؛ بنابراین برای بهره‌برداری صحیح و اقتصادی لازم است تعدادی از نیروگاه‌ها در ساعاتی از شبانه‌روز روشن و در ساعاتی خاموش شوند تا بار پیش‌بینی شده را تأمین کنند. در این مقاله فرض‌های زیر در نظر گرفته شده است. امکان استفاده از انواع نیروگاه‌ها وجود دارد - سوخت نیروگاه‌ها بدون محدودیت تأمین می‌شود - محدودیت‌های خطوط انتقال در نظر گرفته نمی‌شود (Tuohy, et al., ۲۰۰۹).

۳-۱- پخش بار اقتصادی

تنوع و تعدد عوامل مؤثر در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت، حل این مساله را به طور جامع ناممکن می‌سازد. بدین جهت مساله برنامه‌ریزی بهینه در بهره‌برداری از سیستم به چند زیر مساله تجزیه می‌گردد. یکی از مهم‌ترین زیر مساله‌های بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت، توزیع اقتصادی تولید روی واحدهای سیستم جهت پاسخگویی به نیاز مصرف است. این مساله در سیستم‌های قدرت واقعی، یک مساله بهینه‌سازی با ابعاد بزرگ و قیود متعدد شامل پخش بار اقتصادی سیستم، محدودیت‌های شبکه انتقال، نرخ افزایش و کاهش تولید، نواحی بهره‌برداری ممنوعه واحدها، ذخیره گردان سیستم، اثرات بارگیری از شیرهای بخار، چند سوختی بودن واحدهای تولیدی و... است. پخش بار اقتصادی مهم‌ترین وظیفه بهینه‌سازی است که نقش مهمی در پخش بار، عملکرد و کنترل سیستم قدرت ایفا می‌کند (Song, et al., ۲۰۲۴). با پیاده‌سازی مساله ED، اپراتور سیستم، تقاضای بار پیش‌بینی شده و تلفات توان در واحدهای تولیدی متعهد در یک دوره زمانی کوتاه را به‌منظور عملکرد اقتصادی سیستم در قیدهای عملی، برنامه‌ریزی می‌کند. بعلاوه، برای مدل‌سازی و اعمال مساله ED در سیستم قدرت عملیاتی واقعی، لازم است الزامات ذخیره گردان را به‌منظور غلبه بر خطا در بزرگ‌ترین خروجی تولیدی و خطاهای بار ناخواسته، در نظر بگیریم. در عمل، تغییر در خروجی واحدهای تولیدی از یک‌زمان به زمان دیگر، به‌خاطر محدودیت‌های نرخ شیب بالا و پایین، دارای محدودیت است. علاوه بر این، باز کردن شیرهای بخار توربین بخار بزرگ برای افزایش خروجی توان واحدها منجر به یک مشخصه نامحذب در تابع هزینه سوخت می‌شود؛ بنابراین یک مساله ED عملی باید شامل تأثیرات نقطه شیر، محدودیت‌های نرخ شیب، و ذخیره گردان باشد که یافتن نتایج پخش بار بهینه را دشوار می‌سازند (Khalafian, et al., ۲۰۲۴).

تلاش می‌شود که مجموع هزینه‌های بهره‌برداری همه واحدها باتوجه‌به قیود مساوی و نامساوی کمینه شود. هزینه‌های بهره‌برداری شامل هزینه‌های راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری و... است. در هر لحظه باید تعادل بین تولید و مصرف برقرار باشد، هزینه توان تولیدی هر واحد نیروگاهی تابعی بر اساس میزان سوخت مصرفی و قیمت سوخت است. قیود این مسئله اغلب شامل محدودیت‌های تولید هر واحد نیروگاهی حداقل زمان روشن/خاموش، ذخیره چرخان و قیود نرخ افزایشی/کاهشی و... هستند. تاکنون تلاش‌های محاسباتی گسترده‌ای باتوجه‌به افزایش ابعاد سیستم‌های قدرت، در جهت حل مسئله برنامه‌ریزی بهینه تولید واحدهای نیروگاهی صورت‌گرفته است. یافتن برنامه زمان‌بندی بهینه در این مسئله می‌تواند منجر به میلیون‌ها دلار کاهش هزینه برای شرکت‌های برق گردد. در این مقاله از روش‌های کلاسیک نظیر روش برنامه‌ریزی خطی آمیخته عدد صحیح (MILP) که یکی از کارآمدترین روش‌های کلاسیک است، استفاده خواهد شد تا کمترین هزینه تولید به دست آید.

۳-۱- برنامه‌ریزی در سیستم‌های قدرت

بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های قدرت مستلزم یک برنامه‌ریزی صحیح است برنامه‌ریزی در سه بخش انجام می‌گیرد: برنامه‌ریزی بلندمدت - برنامه‌ریزی میان‌مدت - برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت. برنامه‌ریزی بلندمدت شامل راهکارهای توسعه شبکه و بهبود قابلیت اطمینان است. در برنامه‌ریزی بلندمدت باتوجه‌به پیش‌بینی بار در درازمدت و اطلاعات مربوط به طرح تفضیلی شهرها و سیاست‌های موجود در مورد صنایع مختلف و کشاورزی در منطقه موردنظر و باتوجه‌به مسائلی که در توسعه بهینه شبکه تولید مطرح می‌شود (عمر مفید نیروگاه‌ها، زمان پایان رسیدن عمر مفید نیروگاه‌ها و...) راهکارهایی جهت توسعه شبکه مطرح می‌گردد. برنامه‌ریزی بلندمدت نقش اصلی در برنامه‌ریزی اقتصادی ظرفیت تولید و شبکه‌های انتقال دارد. در برنامه‌ریزی میان‌مدت، مسائلی نظیر انجام تعمیرات اساسی نیروگاه‌ها و ایجاد تغییرات ساختاری در شبکه موردتوجه قرار می‌گیرد. در این راستا باتوجه‌به معیارهای قابلیت اطمینان و مدت‌زمان تعمیر هر واحد برنامه‌ریزی بهینه برای زمان تعمیرات انجام می‌گیرد. این برنامه‌ریزی به طور عمده در برنامه‌ریزی سوخت مصرفی و تعمیرات و نگهداری بکار می‌رود که برنامه‌ریزی بهره‌برداری نامیده می‌شود. برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت برای برنامه‌ریزی روزانه و هفتگی در مدار قرارگرفتن بهینه نیروگاه‌ها و برای برنامه‌ریزی جهت ذخیره انرژی موردنیاز و تبادل انرژی بین نیروگاه‌ها استفاده می‌شود. برنامه‌ریزی بسیار کوتاه‌مدت در بازه زمانی کوتاه‌تر صورت می‌گیرد. (Cavazzini, et al., ۲۰۲۱). به‌عنوان مثال در بازه چند دقیقه و چند ساعت که اطلاعات موردنیاز در پخش بار که میزان تغییرات بار بسیار کوچک بوده و اتفاقی است در این حالت کنترل اتوماتیک (AGC) به‌صورت هم‌زمان مصرف را دنبال نموده و تأمین بار باکیفیت مطلوب را به عهده می‌گیرد؛

۴-۱- مروری بر کارهای گذشته

صرفه‌جویی در مصرف سوخت یکی از مسائلی است که همگام با رشد صنعت مطرح بوده است. بخصوص در دهه ۱۹۷۰ میلادی با بالا رفتن قیمت نفت کمپانی‌های مختلف به کار کاهش مصرف سوخت افتادند. صنعت برق نیز از این امر مستثنی نبوده و متخصصین این صنعت به بررسی روش‌های مختلف در زمینه کاهش مصرف و نیز کاهش تلفات از لحظه تولید تا رسیدن برق به دست مشترک پرداختند (Papavasiliou, et al., ۲۰۱۳). یکی از روش‌های صرفه‌جویی در مصرف سوخت، برنامه‌ریزی ورود و خروج واحد UC به شبکه برق می‌باشد. شروع موضوع UC به دهه ۱۹۶۰ میلادی برمی‌گردد. در ابتدا از روش‌های کلاسیک ریاضی استفاده شد ولی با رشد صنعت برق و بزرگ‌تر شدن ابعاد شبکه و نیز محدودیت حافظه و سرعت کامپیوترها در آن زمان، این روش‌ها جوابگو نبودند. بدین ترتیب روش‌های تجربی مطرح شدند که با ابتکار و تغییر در روش‌های کلاسیک و ریاضی از مشکلات فوق تا حدودی کاسته شد. با روی کار آمدن روش‌های هوشمند در پیچیده‌تره تازه‌ای برای محققین گشوده شد. این روش‌ها دارای سرعت بالا و نیز قابلیت یادگیری می‌باشند که در فصل‌های آینده به طور مفصل به این موضوع و روش‌ها پرداخته خواهد شد. یکی از مهم‌ترین مسائلی که در فاز بهره‌برداری از سیستم قدرت مطرح است مسأله در مدار فرار گرفتن نیروگاه‌ها می‌باشد (V. S. Pappala, et al., ۲۰۰۸). مسأله در مدار فرار گرفتن نیروگاه‌ها یک مسأله بهینه‌سازی اقتصادی با وجود قیود مختلف است. افزایش پیوسته قیمت مواد سوختی و نیز تورم سالانه باعث شده است که همواره بهره‌برداری اقتصادی از سیستم‌های تولید انرژی الکتریکی مورد توجه و مطالعه قرار گرفته باشد. هدف اصلی در مسأله در مدار فرار گرفتن نیروگاه‌ها پیدا کردن بهترین حال ممکن برای خاموش و روشن بودن واحدها در ۲۴ ساعت روز یا ۱۶۸ ساعت هفته است که براساس منحنی پیش‌بینی بار انجام می‌گیرد بطوریکه اولاً هزینه بهره‌برداری را حداقل نماید ثانیاً قیود و محدودیت‌های واحدهای تولید و شبکه را برآورده سازد. روش‌های بهره‌برداری مختلفی برای تأمین بار مورد تقاضا وجود دارد اما به دلایل مسائل اقتصادی ترجیح داده می‌شود که از بهترین راه برای بهره‌برداری استفاده کنیم. مسأله در مدار فرار گرفتن نیروگاه‌ها (UC) مربوط به تعیین مجموعه‌ی بهینه‌ای از واحدهای تولید با مینیمم قدرت است که در طی ده‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته است (Sudhakaran, et al., ۲۰۱۰). مسأله UC به طور کلی مربوط به کمینه کردن هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های گذرا و هزینه‌های بی‌باری و همچنین بهینه کردن سود شرکت است. به طور کلی روش‌های استفاده شده برای حل مسأله UC را می‌توان به دو دسته کلاسیک و هوشمند تقسیم بندی نمود. از روش‌های دسته اول می‌توان به روش یکایک شماری، لیست حق تقدم و روش لاگرانژ اشاره کرد (K. Poncelet, et al., ۲۰۲۰). اما این روش‌ها همگرایی عددی لازم را

ندارند. و بنابراین کیفیت پاسخ‌ها قابل قبول نمی‌باشد (Zhang, et al., ۲۰۲۰). از رایج‌ترین روش‌های دسته دوم می‌توان به روش‌های [Tabu Search (Poncelet, et al., ۲۰۲۰)، الگوریتم ژنتیک (Tuohy, et al., ۲۰۱۳)، موجگان اشاره کرد (Ahrabi, et al., ۲۰۲۱)، تاثیر خودرهای الکتریکی در مسأله UC را بررسی کرده است. این مقاله نشان داده است که این خودروها توانایی زیاد در بهبود شرایط مسأله UC را دارند. در (Sudhakaran, et al., ۲۰۱۰). مدل در مدار فرار گرفتن نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن تاصیر ادغام منابع تجدیدپذیر و بارهای تعویق پذیر ارائه شده است. علاوه بر این روش‌هایی برای دست یابی نیروگاه‌ها به سود بیشتر با کاهش زمان محاسباتی در (Pappala, et al., ۲۰۰۸). پیشنهاد گردیده است. برای ارزیابی نیازمندی‌های ذخیره انرژی در حالت عدم حضور انرژی باد، مسأله UC احتمالاتی مورد استفاده واقع شده است. (Tehzeeb, et al., ۲۰۱۳). و قیود مختلفی جهت تغییر سطح بهره‌گیری از انرژی باد توسط اپراتور سیستم و تنظیم نرخ بهره برداری به کار گرفته شده است (Papavasiliou, et al., ۲۰۱۲). مرجع (Chen, et al., ۲۰۲۳). فرآیند تسویه بازار برنامه‌های پاسخگویی به تقاضای بازار عمده فروشی سنگاپور را تشریح می‌کند. روابط ریاضی در مدل تسویه بازار و برنامه‌های پاسخ به تقاضا نشان داده شده است. در (Jiang, et al., ۲۰۲۰). یک مدل جدید برای عملکرد بهینه یک ریز شبکه، متشکل از منابع قابل کنترل (میکرو توربین)، منابع غیرقابل کنترل (توربین بادی) و سیستم ذخیره انرژی و بارها ارائه شده است. دارای قابلیت تبادل انرژی با شبکه توزیع بالادست بوده و شامل بارهای قابل کنترل و غیر قابل کنترل می‌باشد. برای بارهای قابل کنترل با ارائه الگوریتم‌های کنترلی جدید، مصرف این بارها با توجه به عدم قطعیت‌های تولید باد و قیمت انرژی شبکه توزیع بالادست و البته تغییر و یا به زمان دیگری موکول می‌شود. در (Al-Dhaifallah, et al., ۲۰۲۳)، نسبت ظرفیت بهینه نیروگاه ذخیره تلمبه‌ای را تحت فرض خروجی توان باد شناخته شده مورد مطالعه قرار داد. در (Zhang, et al., ۲۰۲۳)، مدل‌های بهینه‌سازی مشترک نیروگاه بادی و برق آبی با هدف به حداکثر رساندن منافع اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در (Aghdam, et al., ۲۰۲۳)، یک مدل زمان‌بندی بهینه ذخیره‌سازی بادی پیشنهاد کرد که چارچوب بازار برق را بر اساس برنامه روز آینده، توجه به تقاضا و قیمت برق، با هدف به حداقل رساندن هزینه‌های ناشی از تحویل ناکافی آن در نظر گرفت. در (Jain, et al., ۲۰۲۳)، پخش بار اقتصادی در کشور پاکستان با به‌کارگیری نیروگاه‌های خورشیدی در شهر اسلام‌آباد ارائه شده است. در این مقاله از پخش بار اقتصادی / زیست‌محیطی برای بهینه‌سازی در شبکه‌ای حاوی ۶ نیروگاه حرارتی و ۱۳ نیروگاه خورشیدی استفاده شده است. روش بهینه‌سازی استفاده‌شده در این مقاله، روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات باینری است. در این روش از تمام نیروگاه‌های خورشیدی در طی فرآیند بهینه‌سازی استفاده نمی‌شود؛ بلکه تعدادی از آنها به صورت تصادفی در ابتدای کار، انتخاب و با توجه به تابع شایستگی، بهترین آنها

۲- مقدمه‌ای بر مسأله در مدار قرارگرفتن واحدها

مسأله در مدار قرارگرفتن واحدها عبارت است از برنامه‌ریزی تولید ساعت‌به‌ساعت واحدهای نیروگاهی، برای یک روز الی یک هفته (۲۴ تا ۱۶۸ ساعت) آینده، بر اساس منحنی پیش‌بینی بار به‌نحوی که اولاً هزینه بهره‌برداری را حداقل نماید ثانیاً قیود و محدودیت‌های واحدهای تولید و شبکه را برآورده سازد (Nazari, et al., ۲۰۱۹). باتوجه به توزیع جغرافیایی تولید و ظرفیت‌های انتقال قدرت و خروج برخی از واحدها برای انجام عملیات تعمیرات، واحدهای آماده برای راه‌اندازی مشخص شود. برنامه‌ریزی باید ضمن حداقل نمودن هزینه، تأمین‌کننده نیاز مصرف‌کنندگان و ذخیره موردنیاز و محدودیت‌های دیگر باشد. از این جهت که مسأله UC، برنامه در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها را مشخص نموده و پس از آن میزان تولید هر واحدی که در مدار قرار گرفت با پخش بار اقتصادی مشخص می‌شود به آن پیش‌پخش بار نیز گفته می‌شود. برای مدل‌سازی مسأله UC نیاز به اطلاع از وضعیت مصرف (بار) است. در یک سیستم قدرت بار معمولاً در طی روز و اوایل شب و صبح زود که اغلب مردم خواب بوده و برخی از صنایع غیرفعال هستند در حد پایین قرار دارد در طی هفته نیز بار روزهای تعطیل با روزهای کار عادی متفاوت است (Tehzeeb-ul-Hassan, et al., ۲۰۱۳). البته اوضاع جوی و درجه حرارت محیط و مراسم اجتماعی نیز از عوامل تغییر میزان مصرف هستند. به‌رحال یکی از وظایف اولیه برای مسأله UC، پیش‌بینی بار روزانه هفتگی برای برنامه‌ریزی ساعت‌به‌ساعت ورود و خروج واحدهای تولید انرژی است. امروزه مدل‌های دقیقی برای تخمین و پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت آینده در طی چند ساعت بعد و یا یک یا دو روز آینده یا یک هفته آینده با تقریب‌های مناسب وجود دارد. کاربرد شبکه‌های عصبی مصنوعی برای پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت یکی از بهترین روش‌های امروزی در صنعت برق است. باتوجه به اعمال مدیریت مصرف نیاز است از منحنی بار مدیریت شده بجای منحنی بار معمولی پیش‌بینی شده استفاده کنیم. هدف از مسأله UC، کمینه‌کردن هزینه بهره‌برداری از سیستم است طوریکه هنگامی که بار شبکه پایین است چه واحدهایی را می‌بایست از مدار خارج کرد و با بالا رفتن بار واحد چه واحدهایی را باید در مدار قرار دهیم (Lorca, et al., ۲۰۱۶).

اطلاعات موردنیاز جهت برنامه‌ریزی واحدها را می‌توان به‌صورت زیر شمرد:

- ۱ - منحنی بار پیش‌بینی شده در دروه زمانی مورد نظر
- ۲ - هزینه‌های تولید واحدهای آماده بهره‌برداری
- ۳ - محدودیت‌های واحدها و شبکه

۲-۱- مسأله ورود و خروج اقتصادی واحدها

ورود و خروج واحدها باتوجه به تغییرات بار در شبکه یکی از راه‌های بهره‌برداری بهینه و صرفه‌جویی در هزینه تولید است؛ لذا امکانات انتخاب

انتخاب می‌شوند. در (Rawa, et al., ۲۰۲۳)، روش مونت کارلو و الگوریتم MGSO-ACL، به ترتیب، برای ساخت یک مدل برنامه‌ریزی تخصیص ظرفیت با ترکیب نیروگاه‌های بادی و ذخیره تلمبه‌ای که تخصیص منطقی ظرفیت ذخیره‌سازی بادی و فتوولتائیک را بررسی می‌کند. در (Lin, et al., ۲۰۲۱)، مسأله UC را به ترتیب با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی علف‌های هرز ته‌اجمی (IWO) و سینوسی کسینوس (SCA) بررسی کردند. اگرچه مطالعه آنها بر روش‌های بهینه‌سازی فراابتکاری برای حل مسأله برنامه‌ریزی غیرخطی اعداد صحیح مختلط متمرکز است اما به ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر (RES) و واحدهای ذخیره انرژی نمی‌پردازد. بررسی دقیق ادبیات برنامه‌ریزی در مدار قراردادن نیروگاه‌ها (UC) در جدول ۱ ارائه شده است.

جدول ۱- طبقه‌بندی کارهای تحقیقاتی مرتبط.

مرجع	تعدد واحد	محدودیت شبکه	مدل عدم قطعیت	مدل‌سازی ریاضی		روش حل مسأله
				پاسخ تقاضا	تابع هدف	
Cavazzini et al. (۲۰۲۱)	بله	بله	تصادفی	بله	بله	ASD-PSO
Farahbakhsh et al. (۲۰۲۴)	بله	بله	تصادفی	بله	بله	ABC using the AR method
Lin et al. (۲۰۲۱)	بله	بله	تصادفی	--	بله	Two-stage random game
Nazari et al. (۲۰۱۷)	بله	خیر	مقاوم	خیر	بله	HOA-PBUC
Pappal et al. (۲۰۰۸)	بله	بله	--	بله	بله	APSO
Emarati et al. (۲۰۱۹)	بله	بله	تصادفی	بله	--	MILP
Lorca et al. (۲۰۱۶)	بله	بله	مقاوم	خیر	--	CG+OT B+OA+SC
Shahm et al. (۲۰۲۰)	بله	بله	IGDT	بله	بله	CPLEX solver in MILP
Emarati et al. (۲۰۲۰)	بله	خیر	IGDT	بله	--	CPLEX solver in MILP
مطالعه پیشنهادی	بله	بله	Robust optimization	بله	بله	GAMS solver in MILP

۳-۱- روش‌های حل مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها

تاکنون روش‌های بهینه‌سازی مختلفی برای حل مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها به‌کاررفته است. در زیر به برخی از این روش‌ها اشاره شده است. روش شمارش فراگیر - روش لیست اولویت - برنامه‌ریزی پویا - برنامه‌ریزی عدد صحیح و آمیخته عدد صحیح - روش انشعاب و تحدید (B&B) - برنامه‌ریزی خطی - برنامه‌ریزی خطی و پویا - برنامه‌ریزی شارش شبکه - روش لاگرانژ - روش سیستم‌های خبره و شبکه‌های عصبی مصنوعی - آبرکاری فلزات (SAN) - روش لاگرانژ بهبودیافته - الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچه‌ها - الگوریتم ژنتیک. (Tumuluru, et al., ۲۰۱۴)

۳-۲- تعریف مسأله UC

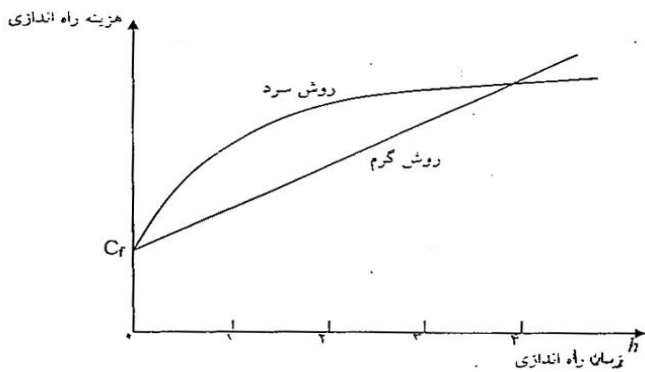
از آنجاکه رفتار و اعمال بشر غالباً دوره‌ای است، لذا اغلب، خدماتی که جمعیت بزرگی را سرویس می‌دهد، به این حالت دوره‌ای برخورد می‌کنند. نمونه‌هایی از این قبیل، سیستم‌های حمل‌ونقل، سیستم‌های مخابراتی و سیستم‌های قدرت الکتریکی است. در مورد یک سیستم قدرت، بار عموماً در طی روز و اوایل شب که بارهای صنعتی فعال و چراغ‌ها روشن است، در حد بالا و در اواخر شب و صبح زود که اغلب مردم خواب هستند، در حد پایین خواهد بود. در طی هفته نیز مصرف برق دوره‌ای است به این صورت که بار در طی روزهای کاری هفته از روزهای تعطیل بیشتر است؛ بنابراین از آنجاکه بار کل سیستم در طی روز تغییر می‌کند و مقدار پیک از یک روزه‌روز دیگر متفاوت است، شرکت‌های برق، باید از پیش تصمیم بگیرند که کدام مولدها راه‌اندازی شوند و چه موقع به شبکه متصل گردند و نیز ترتیب متوقف کردن واحدهای در حال کار و مدت آن چگونه باشد. روش محاسباتی برای گرفتن چنین تصمیم‌هایی در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها (تعهد واحد) نامیده می‌شود و هنگامی که یک واحد برای اتصال به سیستم برنامه‌ریزی می‌گردد، گفته می‌شود متعهد شده است. در این جا یک سؤال مطرح می‌شود و آن این است که چرا به‌اندازه کافی واحد وارد مدار نکنیم که بتوانند حداکثر بار سیستم را تأمین نمایند و آنها را همچنان فعال نگاه داریم؟ توجه شود که در مدار قرارگرفتن یک نیروگاه به این معناست که باید واحد را روشن کرد، سرعت آن را بالا برد، آن را با سیستم سنکرون کرد و به سیستم متصل کرد، به‌نحوی که بتواند توان به شبکه تزریق نماید. مسأله در مدار قراردادن تعداد کافی واحد به‌منظور تأمین بار، در حقیقت یک مسأله اقتصادی است. در واقع در مدار قراردادن تعداد زیادی واحد بسیار گران تمام خواهد شد و صرفه‌جویی زیادی با خاموش کردن واحدهای غیرضروری می‌تواند حاصل شود. در اینجا لازم است تفاوت اساسی بین توزیع اقتصادی بار و در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها مورد تأکید واقع شود. توزیع بار فرض می‌کند که از قبل، N واحد تولید به سیستم متصل است و هدف این

بهینه واحدهای تولید انرژی برای تأمین مصرف برق در هر فاصله زمانی چنددقیقه‌ای که میزان مصرف تقریباً ثابت می‌ماند به‌عنوان یک مسأله توزیع بهینه بار مطرح می‌شود. در مسأله ورود و خروج اقتصادی واحدهای می‌توان به ملاک‌های مختلف توجه نمود. معمولاً کمینه‌شدن هزینه تولید به‌عنوان هدف اصلی مطرح می‌شود که خود به طور عمده شامل هزینه سوخت، هزینه راه‌اندازی و هزینه خاموش‌شدن است. هزینه سوخت به‌عنوان عمده‌ترین هزینه قابل کنترل تولید یکی از اهداف اصلی موردنظر است که یک تابع درجه دوم از توان تولیدی واحد است. این تابع، با توجه به اندازه‌گیری‌ها و آزمایشاتی که روی هر واحد صورت می‌گیرد به دست می‌آید. هزینه موردنیاز برای راه‌اندازی واحد از حالت خاموش است که یک تابع‌نمایی از زمان خاموش بودن واحد است. هزینه خاموش‌شدن (از مدار خارج‌شدن)، شامل هزینه سوخت بعد از خروج واحد و هزینه‌های پرسنل و کارکنان هنگام توقف واحد که معمولاً ثابت بوده است. لازم به ذکر است که بهینه‌سازی تابع هدف فوق با در نظر گرفتن محدودیت‌ها و قیدهایی است که در مطالعات UC باید رعایت شوند. از موارد محدودیت‌ها می‌توان به محدودیت تولید واحد، محدودت تأمین بار درخواستی سیستم، تأمین ذخیره گردان، حداقل زمان روشن بودن، حداقل زمان خاموش بودن نام ببریم (Chen, et al., ۲۰۲۳).

۳- تابع هدف مسأله و قیود مربوطه

وظیفه اصلی سیستم قدرت تأمین انرژی الکتریکی مصرف‌کننده‌ها، اعم از بزرگ و کوچک، در اقتصادی‌ترین و مطمئن‌ترین وجه ممکن است. جامعه مدرن نیز، به علت الگوهای اجتماعی و عادات‌های کاری ویژه، نیازمند دسترسی پیوسته به انرژی الکتریکی باشد. دسترسی پیوسته و بدون وقفه به انرژی الکتریکی در عمل امکان‌پذیر نیست. علت این امر خرابی‌های تصادفی اجزای سیستم قدرت است که این خرابی‌ها عموماً خارج از کنترل مهندسان است. با افزایش سرمایه‌گذاری در فازهای برنامه‌ریزی و بهره‌برداری می‌توان احتمال عدم تأمین انرژی مصرف‌کننده را کاهش داد. سرمایه‌گذاری بیش از حد به افزایش هزینه تولید منجر می‌شود که این افزایش هزینه به نوبه خود افزایش نرخ تعرفه‌ها را در پی خواهد داشت. چنین امری، علی‌رغم قابلیت اطمینان بالایی که به شبکه می‌بخشد، موجب تخطی از قیود اقتصادی می‌گردد. بالعکس، اگر مقدار سرمایه‌گذاری از حد معینی کمتر باشد ما را به وضعیت متضادی رهنمون می‌شود. تصمیم‌گیری در خصوص تعیین قیود اقتصادی و قیود قابلیت اطمینان یک مسأله مشکل مدیریتی، چه در فاز تولید و چه در فاز بهره‌برداری است.

است که نقطه کار بهینه اقتصادی برای این واحدها تعیین گردد. از طرف دیگر مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها پیچیده‌تر است. ممکن است فرض کنیم که دارای N واحد تولید هستیم و هدف تأمین بار پیش‌بینی خاصی باشد، در این صورت در مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها سؤالی که پیش می‌آید این است که با فرض امکان تأمین بار پیش‌بینی‌شده توسط تعدادی از زیر مجموعه‌های کل N واحد تولید، کدام یک از این زیرمجموعه‌ها باید به منظور حداقل کردن هزینه بهره‌برداری برگزیده شود؟ مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها در یک محدوده زمانی نظیر ۲۴ ساعت روز یا ۱۶۸ ساعت هفته ممکن است مورد مطالعه قرار گیرد. این مسأله بسیار پیچیده است و توزیع اقتصادی بار را در حقیقت به‌عنوان یک زیر مسأله در خود جای می‌دهد. به عبارتی جهت هر یک از زیرمجموعه‌ها، باید نقطه کار بهینه اقتصادی تعیین شود. هر چند که به‌این ترتیب حداقل هزینه بهره‌برداری جهت یک زیر مجموعه به‌خصوص تعیین می‌گردد؛ اما مشخص نمی‌شود که کدام یک از زیر مجموعه‌ها در کل دوره مطالعه، حداقل هزینه را تأمین می‌نمایند. از آنجا که متغیرهای عدد صحیح در مسأله دخالت دارند (در حقیقت یک واحد تولید یا خاموش و یا روشن است) حل موضوع از طریق ریاضی پیچیده‌تر است. همچنین به علت قیود بسیار زیاد مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها، این پیچیدگی مضاعف خواهد بود. در کارهای انجام شده در مقالات مختلفی که مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها را مدنظر قرار داده‌اند، بسته به احتیاج و یا احتمالاً شرایط عملی حاکم بر آن مسأله خاص، دسته قیود مختلفی در نظر گرفته شده است به‌طوری‌که هیچ مقاله‌ای تمام قیود مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها را به‌صورت کامل به کار نبرده است. برای هر شبکه باتوجه به ترکیب تولید، منحنی‌های بار و غیرممکن است قواعد مشخصی در مورد برنامه‌ریزی واحدها وجود داشته باشد.



شکل ۱- مقایسه بین هزینه راه اندازی سرد و راه اندازی گرم

سرانجام محدوده‌های مجاز واحدهای حرارتی ممکن است به علت تعمیر و نگهداری و یا فقدان غیرقابل پیش‌بینی تجهیزات متنوع نیروگاه، دستخوش تغییر شود که این موارد باید در مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها مورد توجه قرار گیرد (Pinson., et al., ۲۰۱۴).

۳-۳-۲- قیود توزیع اقتصادی بار بین نیروگاه‌ها

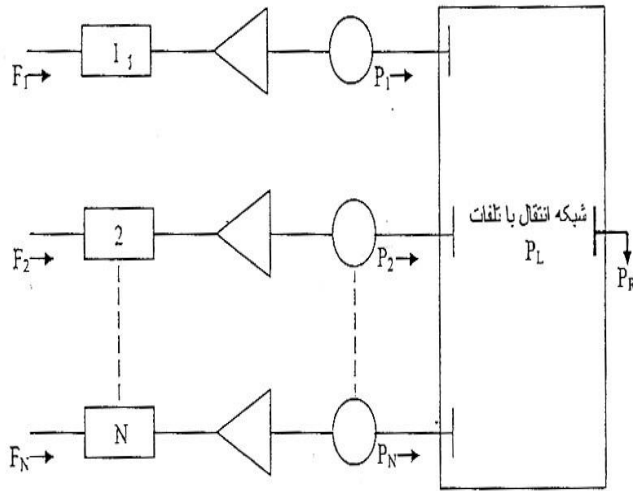
بعضی از قیود مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها از طریق زیر مسأله توزیع اقتصادی بار بین نیروگاه‌ها اعمال می‌شوند. در ادامه ضمن تعریف مختصر توزیع اقتصادی بار بین نیروگاه‌ها، این قیود به‌اجمال تشریح می‌شوند. فرض می‌کنیم در بازه زمانی T در مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها قرار داریم. با فرض اینکه در این بازه زمانی N واحد به مدار آمده‌اند و بار کل شبکه نیز در این بازه زمانی PR است می‌خواهیم توزیع اقتصادی بار بین N واحد مذکور را با برآورده شدن قیود مربوطه انجام دهیم. شکل (۲) ترکیبی از سیستم قدرت را در بازه زمانی T ام نشان می‌دهد این سیستم شامل سیستم N واحد تولید حرارتی است که از طریق یک شین بار الکتریکی PR را تأمین

۳-۳- قیود موجود در مسأله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها

۳-۳-۱- قیود واحدهای حرارتی

واحدهای حرارتی نیازمند خدمه جهت بهره‌برداری، به‌خصوص هنگام راه‌اندازی و توقف کار است. یک واحد حرارتی تغییرات حرارتی کمی را می‌تواند تحمل کند که این خود باعث می‌شود که وارد کردن واحد به مدار تا چندین ساعت به درازا بکشد. در نتیجه این قبیل عوامل، در بهره‌برداری واحدهای حرارتی قیود خاصی بروز می‌کنند. از جمله: حداقل زمان کار: زمانی که واحد فعال باشد نمی‌توان آن را فوراً متوقف کرد. حداقل زمان توقف: زمانی که واحد از مدار خارج شد حداقل زمانی لازم است تا بتوان آن را مجدداً وارد مدار کرد.

قیود تعداد خدمه: اگر نیروگاهی از دو یا تعداد بیشتری واحد تشکیل شده باشد هر دو را نمی‌توان به‌طور هم‌زمان راه‌اندازی کرد (Wang.,



شکل ۳- سیستم با N واحد حرارتی جهت تغذیه بار از طریق شبکه انتقال

۳-۳-۳- حالت کار اجباری

به عللی که از قبیل حفظ وضعیت ولتاژ در شبکه انتقال یا جهت تأمین بخار به منظور استفاده خارج از خودواحد بخاری، بعضی از واحدها باید در زمان‌های بخصوصی در حالت کار اجباری باشند.

۳-۳-۴- قیود مربوط به سوخت

یکی از مشکل‌ترین مسائل در مسئله در مدار قرارگرفتن نیروگاه‌ها این است که بعضی از واحدها قیودی از نقطه نظر مواد سوختی دارند و یا اینکه قیودی وجود دارد که بر طبق آن باید مقدار مشخصی از سوخت را در زمان مشخصی مصرف نماید که جهت این مشکل، تاکنون راه‌حل عملی و جامعه پیدا نشده است.

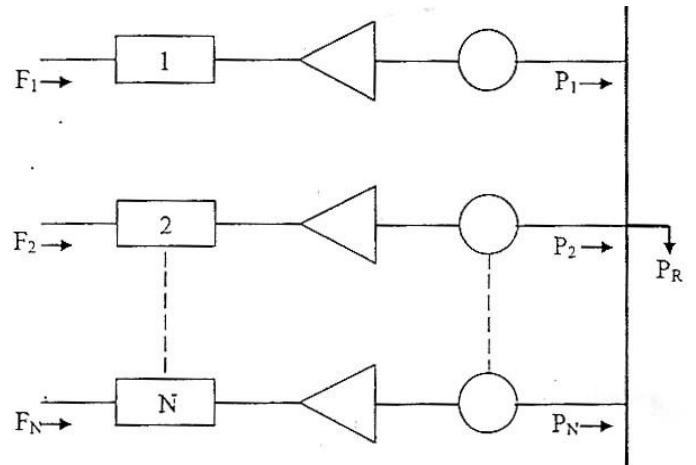
۳-۳-۵- قید ذخیره چرخان

در فاز بهره‌برداری از سیستم قدرت، ابتدا باید بار سیستم پیش‌بینی شود (پیش‌بینی کوتاه‌مدت). سپس باید برای تأمین بار پیش‌بینی شده تولید کافی داشته باشیم. علاوه بر آن سیستم قدرت باید دارای توانایی بالقوه در تولید توان بیشتر از مقدار بار پیش‌بینی شده باشد تا در صورت ازدست‌رفتن یک یا چند واحد تولیدی با رشد پیش‌بینی نشده بار سیستم (به علت عدم اطمینان در پیش‌بینی بار) فرکانس سیستم در حد غیرقابل‌قبولی افت نکند. حال اگر این توانایی در تولید توان بیشتر از بار پیش‌بینی شده به واسطه واحدهای روشن و سنکرون شده موجود در سیستم باشد، به آن ذخیره چرخان گفته می‌شود (G. Coath., et al., ۲۰۰۳).

۴- مدل‌سازی مسئله UC

در سیستم انتقال در حالت کلی سه نوع باس داریم که عبارت‌اند از:

می‌نمایند. ورودی به هر واحد که با F_i نشان داده شده است نمایشگر نرخ هزینه واحد است. خروجی هر واحد که با P_i مشخص شده است در حقیقت توان الکتریکی تولیدی واحد مربوطه است. طبقاً نرخ هزینه کل سیستم مساوی مجموع نرخ هزینه‌های واحدهاست (Zhao., et al., ۲۰۱۴). قید اساسی در بهره‌برداری این سیستم آن است که مجموع توان‌های خروجی باید مساوی بار کل باشد. از نظر ریاضی مسئله توزیع، اقتصادی بار می‌تواند به صورت دقیقی بیان شود، به این ترتیب که تابعی به اسم FT به عنوان تابع هدف تعریف شود که مساوی با هزینه کل جهت تغذیه بار باشد. در این صورت مسئله، حداقل کردن FT است در صورتی که قید مساوی بودن مجموع تولید با بار به طور هم‌زمان اعمال گردد. علاوه بر قید فوق، جهت هر واحد دو نامساوی، یکی شامل کوچک‌تر بودن توان از حداکثر توان مجاز و دیگری بزرگ‌تر بودن آن از حداقل توان مجاز وجود دارد که باید در نظر گرفت (Al-Dhaifallah., et al., ۲۰۲۳).



شکل ۲- روند سیستم شامل N واحد حرارتی جهت تغذیه بار PR

در بعضی از مواقع ممکن است ما بخواهیم تلفات شبکه انتقال را نیز مدل کنیم. شکل (۳) نمودار سیستمی با واحدهای تولیدی حرارتی است که به یک شین معادل بار از طریق یک شبکه انتقال متصل است. مسئله توزیع اقتصادی بار جهت این ترکیب، تا حدی از حالت قبل پیچیده‌تر است چرا که تابع قید اکنون باید تلفات شبکه را نیز شامل شود (El-Gallad., et al., ۲۰۰۱).

۴-۱-۲ - محدودیت دوم: توان خروجی ژنراتورها

توان خروجی از هر ژنراتور دارای یک حد بالا و یک حد پایین است. محدودیت توان خروجی ژنراتورها به صورت دو محدودیت نامساوی به شکل زیر مدل می‌شود:

$$\begin{aligned} P_{gi,min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi,max} \\ Q_{gi,min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi,max} \end{aligned} \quad (۵)$$

۴-۱-۳ - محدودیت سوم: ولتاژ باس‌ها

بنا بر اهداف مختلفی همانند پایداری، ولتاژ باس‌های مختلف شبکه نیز نباید از حد معینی بیش‌تر و یا کمتر باشند که این محدودیت به صورت زیر بیان می‌شود (Heredia, et al., ۱۹۹۵).

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (۶)$$

نکتهٔ حائز اهمیت در مورد این محدودیت این است که اگر پخش بار AC فرض شود، آنگاه برای ولتاژ باس‌ها یک دامنهٔ مجاز تعریف خواهد شد که معمولاً حد پایین آن ۰.۹۵ پریونیت و حد بالای آن ۱.۰۵ پریونیت می‌باشد. در حقیقت در پخش بار AC دامنهٔ ولتاژ باس‌ها یک متغیر می‌باشد که در طی روند حل جواب آن مشخص خواهد شد. اما در روش پخش بار DC دامنهٔ ولتاژ باس‌ها همگی برابر ۱ پریونیت در نظر گرفته می‌شود و آن را ثابت فرض می‌کنیم (Z. Ouyang, et al., ۱۹۹۱).

۴-۱-۴ - محدودیت چهارم: زاویه ولتاژ باس‌ها

بر اساس این محدودیت زاویهٔ ولتاژ باس‌ها در یک محدودهٔ مجاز می‌تواند تغییر کند که این محدودیت به صورت زیر مدل می‌شود: (Zhang, et al., ۲۰۲۳).

$$\theta_{min} \leq \theta \leq \theta_{max} \quad (۷)$$

۴-۱-۵ - محدودیت پنجم: توان اکتیو عبوری از خط

بنا بر محدودیت‌های مختلفی از جمله محدودیت‌های عایقی، توان اکتیو عبوری از خط انتقال نباید از حد معینی تجاوز کند. این محدودیت نیز که در محدودیت‌های نامساوی جای دارد به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\begin{aligned} P_{Line}^{min} &\leq P_{Line} \leq P_{Line}^{max} \\ P_{Line} &= \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \end{aligned} \quad (۸)$$

۴-۲ - محدودیت‌های مربوط به برنامهٔ راه‌اندازی

واحدها

در این بخش دسته‌ای از محدودیت‌ها معرفی خواهند شد که در برنامهٔ پخش بار اقتصادی به آن‌ها اشاره‌ای نمی‌شود. این محدودیت‌ها عموماً

باس slack: در سیستم انتقال یک باس ژنراتوری به‌عنوان باس slack در نظر گرفته می‌شود که در آن اندازه ولتاژ و زاویه ولتاژ معلوم است. باس PV: در این باس‌ها اندازه ولتاژ و توان اکتیو معلوم است.

باس PQ: در این باس‌ها اندازه توان اکتیو و راکتیو معلوم هستند. همان‌طور که در دسته‌بندی‌ها معلوم است هر نوع از باس‌ها دو ویژگی معلوم و دو ویژگی مجهول دارند که با استفاده از معادلات پخش بار مجهول‌های هر باس به دست می‌آیند. این روابط به صورت زیر تعریف شده‌اند:

$$Pg(i) - Pd(i) = \sum_{j=1}^n V(j) * (Gij * \cos(\delta ij) + Bij * \sin(\delta ij)) \quad (۱)$$

$$Qg(i) - Qd(i) = \sum_{j=1}^n V(j) * (Gij * \sin(\delta ij) - Bij * \cos(\delta ij)) \quad (۲)$$

که در آن‌ها Pg توان اکتیو تولیدی باس، Pd توان اکتیو مصرفی باس، Qg توان راکتیو تولیدی باس و Qd توان راکتیو مصرفی باس است. معادلات معرفی شده در بالا مربوط به پخش بار AC هستند در این پروژه باتوجه به گستردگی ابعاد مسئله و وجود قیدهای گوناگون از پخش بار DC استفاده می‌شود. در پخش بار DC ولتاژ تمام باس‌های شبکه برابر ۱ پریونیت فرض می‌شود. سایر محدودیت‌هایی که در پخش بار AC لحاظ می‌شدند (به غیر از محدودیت دامنهٔ ولتاژ هر باس) در این مسئله نیز در نظر گرفته می‌شوند. رابطهٔ پخش بار DC به صورت زیر معرفی می‌شود (Hsu, et al., ۱۹۹۱).

$$P_{Line} = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (۳)$$

از این رابطه در ادامه برای اعمال قید محدودیت عبور توان اکتیو خطوط نیز استفاده می‌شود.

۴-۱ - محدودیت‌های پخش بار

۴-۱-۱ - محدودیت اول: برابری بار و تولید

در این مقاله باتوجه به اینکه از پخش بار DC استفاده می‌شود؛ لذا جمله مربوط به صفر در نظر گرفته می‌شود و کل توان تولیدی می‌باید با کل توان مصرفی برابر باشد. این قید شبکه را به صورت single bus فرض می‌کند؛ اما در کد ارائه شده محدودیت برابری بار - تولید در هر باس از شبکه لحاظ می‌شود به این صورت که اگر به آن باس ژنراتور وصل باشد، مجموع توان تولیدی ژنراتور و توان مصرفی در آن باس و همچنین توان جابه‌جا شده از کلیهٔ خطوط منتهی به آن باس باید برابر صفر شود (Cheng, et al., ۲۰۰۰).

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{gi} = P_{Load} + P_{Loss} \quad (۴)$$

ناشی از محدودیت‌های فنی واحدها مانند نرخ افزایش تولید، نرخ کاهش تولید یا حداقل زمان در مدار بودن و... هستند که در ادامه به فرمولاسیون هریک اشاره می‌شود (Dasgupta, et al., ۱۹۹۴).

۴-۲-۱ - محدودیت نرخ افزایش تولید

این محدودیت نشان می‌دهد که در یک‌زمان مشخص به طور مثال یک افق ۱ ساعته، ژنراتور نمی‌تواند از یک حد مشخصی بیشتر، توان تولیدی خود را افزایش دهد (Sisworahardjo, et al., ۲۰۰۲).

$$P_t^t - P_t^{t-1} \leq [1 - U_i^t(1 - U_i^{t-1})]UR_i + U_i^t(1 - U_i^{t-1})P_i^{min} \quad (۹)$$

طوریکه:

P_t^t توان تولیدی در افق فعلی

P_t^{t-1} توان تولیدی در افق قبل

U_i^t وضعیت در مدار بودن واحد در افق فعلی

UR_i مقدار توان قابل افزایش در ۱ ساعت

P_i^{min} حداقل توان تولیدی ژنراتور

۴-۲-۲ - محدودیت نرخ کاهش تولید

این محدودیت مشابه محدودیت قبل است با این تفاوت که این قید بیان می‌کند در یک افق مشخص ۱ ساعته یک ژنراتور نمی‌تواند توان تولیدی خود را از یک حد معینی بیشتر کاهش دهد. این محدودیت به صورت رابطه زیر بیان می‌شود (Jain, et al., ۲۰۲۳).

$$P_t^{t-1} - P_t^t \leq [1 - U_i^{t-1}(1 - U_i^t)]DR_i + U_i^{t-1}(1 - U_i^t)P_i^{min} \quad (۱۰)$$

۴-۲-۳ - محدودیت حداقل زمان در مدار بودن

بر اساس این محدودیت یک واحد تولیدی که در حال حاضر در مدار قرار دارد، نمی‌تواند قبل از زمان معینی خاموش شود:

$$X_{i(t-1)}^{on} - T_i^{on} \times [U_i^{t-1} - U_i^t] \geq 0 \quad (۱۱)$$

جایی که:

$X_{i(t-1)}^{on}$: تعداد ساعت روشن بودن به طور پیوسته واحد i ام

T_i^{on} : حداقل زمان در مدار بودن واحد i ام

۴-۲-۴ - محدودیت حداقل زمان خاموش بودن

بر مبنای این قید، یک واحد تولیدی که از مدار خارج شده است نمی‌تواند زودتر از گذشت زمان مشخصی مجدداً راه‌اندازی شود و به مدار بازگردد: (Farahbakhsh, et al., ۲۰۲۴).

$$X_{i(t-1)}^{off} - T_i^{off} \times [U_i^{t-1} - U_i^t] \geq 0 \quad (۱۲)$$

طوریکه:

بر اساس دو محدودیت حداقل زمان روشن بودن و حداقل زمان خاموش بودن، بسیاری از واحدهای تولیدی از جمله واحدهای بخاری به دلیل محدودیت زمانی زیادی که دارند در اغلب ساعات معمولاً در مدار قرار دارند حتی اگر تولید توان آن‌ها از نظر اقتصادی به‌صرفه نباشد در این شرایط می‌گویند واحد به‌اصطلاح در وضعیت اجباراً در مدار یا **must run** قرار دارد و به اندازه‌توان حداقل خود تولید می‌کند. قیود بسیار دیگری را نیز می‌توان به مسئله اضافه کرد؛ مانند محدودیت آلاینده‌ها، محدودیت سوخت یا انرژی، محدودیت رزرو و... اما با توجه به صورت مسئله قیدهای معرفی شده در بالا برای برنامه‌ریزی راه‌اندازی واحدهای شبکه ۶ باسه کفایت می‌کنند (A. El-Gallad, et al., ۲۰۰۱).

۴-۳ - تابع هدف

در سیستم قدرت واقعی، نیروگاه بادی در مقایسه با یک نیروگاه حرارتی هزینه عملیاتی پایینی دارد (Wang, et al., ۲۰۲۰)، بنابراین می‌توان آن را نادیده گرفت، اما هزینه سوئیچینگ واحد در مرحله شروع - توقف باید در نظر گرفته شود. (Song, et al., ۲۰۲۴). از آنجایی که مشخصه‌های سوخت واحد معمولی تحت تأثیر سطح بار قرار می‌گیرد، بازده تولید برق زمانی به بالاترین حد خود خواهد رسید که خروجی واحد معمولی نزدیک به توان خروجی نامی نگه داشته شود. تابع هدف در مسئله برنامه‌ریزی تولید از قسمت‌ها مختلفی مانند هزینه تولید واحدها، هزینه راه‌اندازی، هزینه خاموش کردن واحد و... تشکیل می‌شود که در این مسئله تنها هزینه‌های مربوط به تولید توان و هزینه راه‌اندازی واحد لحاظ می‌شوند. بر اساس توضیحات داده شده، می‌توان تابع هدف را به صورت زیر معرفی نمود:

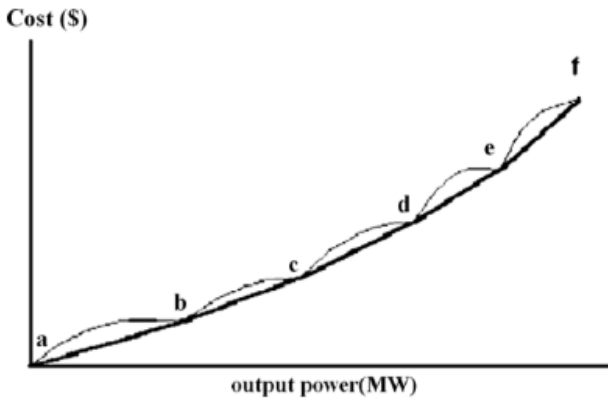
$$\sum_{i=1}^{Ng} \sum_{t=1}^T F_i(P_{i,t}) \times u_{i,t} + SU_i \times (u_{i,t} \times (1 - u_{i,t-1})) \quad (۱۳)$$

در این رابطه:

$F_i(P_{i,t})$ تابع هزینه توان تولیدی هر یک از باس‌ها است. $u_{i,t}$ متغیر باینری است که وضعیت خاموش یا روشن بودن واحد تولیدی را بیان می‌کند یا به عبارتی حالت کار واحد n در دوره t است، $u_{i,t} = 0$ نشان می‌دهد که واحد در حالت خاموش است و $u_{i,t} = 1$ نشان می‌دهد که واحد در حالت راه‌اندازی است.

$SU_{i,t}$ هزینه راه‌اندازی واحد i ام در زمان t ام است و ضریب آن به‌گونه‌ای تعریف شده است که تنها زمانی مقدار خواهد داشت که واحد در زمان t از حالت خاموشی به روشن بودن برسد. اینجا T دوره برنامه‌ریزی سیستم است Ng تعداد ژنراتورهای سیستم است $P_{i,t}$ نشان دهنده خروجی واحد n در زمان t است F_i ضریب هزینه عملیاتی واحد n است.

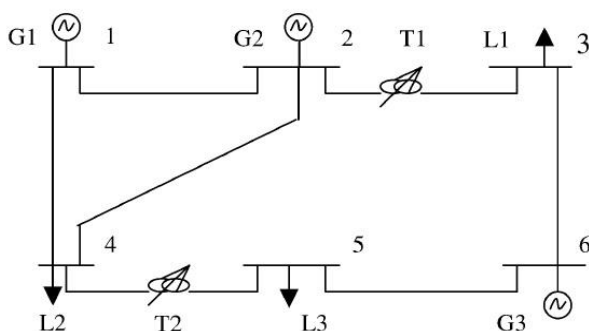
۵- خطی‌سازی مسئله UC



شکل ۳- منحنی تکه ای خطی تابع هزینه

۶- شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

اطلاعات اولیه مورد نیاز برای حل مسئله از (Shahidehpour, & Li, ۱۹۹۱) استخراج شده است. دیاگرام تک خطی سیستم ۶ باسه IEEE به صورت شکل ۴ مفروض است. همان طور که از شکل پیداست این سیستم دارای ۳ باس ژنراتوری و ۳ باس بار است و از دو ترانسفورمر تغییر تپ نیز استفاده شده است که در حل این مسئله مدل سازی نمی شود. این ترانسفورمرها به صورت خطوط با امیدانس خود ترانسفورمرها در نظر گرفته شده اند. اطلاعات مربوط به باس‌های ژنراتوری، اطلاعات خطوط و نحوه تغییر بار در طول ۲۴ ساعت در قالب جدولی ارائه خواهد شد. اطلاعات مربوط به مشخصات فنی ژنراتورها و نیز ضرایب مربوط به تابع هزینه ی هر یک در جدول ۱ نشان داده شده است. در این جدول ضرایب A, B و C ضرایب تابع هزینه تولید بر حسب توان هستند که پس از ضرب شدن در هزینه سوخت (ردیف آخر) می‌توان هزینه سوخت هر ژنراتور را به کمک رابطه $c_i P_i^2 + b_i P_i + a_i$ دست آورد. در این رابطه اندیس ۱ بیانگر شماره ژنراتور و P_i توان اکتیو تولیدی آن ژنراتور است. سایر المان‌های این جدول بیانگر محدودیت‌های فنی ژنراتورها است که در مدل‌سازی مسئله به آن‌ها اشاره می‌شود.



شکل ۴- دیاگرام تک خطی سیستم ۶ باسه IEEE

جدول ۱- اطلاعات باس‌های ژنراتوری

Generators	G ₁	G ₂	G ₃
------------	----------------	----------------	----------------

همان‌طور که از معادلات مسئله UC پیداست، جنس این مسئله از نوع MINLP است. در مسائلی با این ساختار، فضای جواب محدب نبوده و لذا جوابی که نرم‌افزار پیدا می‌کند در این که جواب حداقل سراسری بوده و یا حداقل محلی بحث‌های بسیاری وجود دارد (Rawa, et al., ۲۰۲۳). همچنین گستردگی فضای حل زمان حل مسئله را به شدت افزایش می‌دهد. به دلیل نکات گفته شده در بالا مدل خطی مسئله UC در ادامه معرفی خواهد شد: در مسئله UC سه عامل سبب غیرخطی شدن مسئله می‌شوند: ۱- تابع هزینه ۲- ضرب دو متغیر باینری ۳- ضرب یک متغیر باینری در یک متغیر صحیح. تابع هزینه از دو جمله تشکیل می‌شود، جمله اول که مربوط به هزینه تولید توان می‌شود، یک تابع درجه ۲ است که با استفاده از PWL (همانند شکل) زیر می‌توان آن را خطی‌سازی کرد. در این قسمت تابع هزینه تولید به کمک کد نوشته شده در MATLAB به کمک ۳ تکه خط تقریب زده می‌شود (Swarup, et al., ۲۰۰۲).

$$F_i(P_{gi}) = a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + C_i \quad (14)$$

عامل دوم غیرخطی شدن مسئله که ضرب دو متغیر باینری است به صورت زیر خطی‌سازی می‌شود:

$$\begin{aligned} z &= u^t \times u^{t-1} \\ z &\leq u^t \\ z &\leq u^{t-1} \\ z &\geq u^t + (u^{t-1} - 1) \end{aligned} \quad (15)$$

عامل سوم غیرخطی شدن مسئله UC که به آن اشاره شد، ضرب یک متغیر باینری در یک متغیر صحیح است که نحوه خطی شدن آن به صورت زیر است:

$$\begin{aligned} z &= X^{on} \times u^t \\ -10000 * u^t &\leq z \leq 10000 * u^t \\ -10000(1 - u^t) &\leq z - X^{on} \leq 10000(1 - u^t) \end{aligned} \quad (16)$$

۱۱	۲۲۸/۶۱	۲۳	۱۹۵/۹۳
۱۲	۲۳۶/۱	۲۴	۱۹۵/۶

۱-۶- سناریوی اول: برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی

جدول ۳ نشانگر وضعیت واحدهای تولیدی برای ۲۴ ساعت آینده است و جدول ۴ بیانگر توان تولیدی هر یک از واحدها بر حسب مگاوات است. در این حالت هزینه کل بدست آمده توسط این روش ۱۰۹۰۹۲.۷۳۶ دلار است. همانطور که از جدول مشخص است ژنراتور اول تا ساعت ۱۱ به تامین بار پرداخته است ولی در این میزان بار از میزان تولید توان آن بیشتر شده است (۲۲۸/۶۱ مگاوات) که در این ساعت ژنراتور سوم با توجه به اینکه هزینه آن نسبت به ژنراتور دوم کمتر و همچنین هزینه راه اندازی ندارد وارد مدار شده است. در ساعت ۱۳ با توجه به اینکه به اوج بار نزدیک شده و میزان بار (۲۴۲/۱۸ مگاوات) از مجموع تولید هر دو ژنراتور بیشتر است پس در این ساعت ژنراتور سوم نیز وارد مدار شده است.

جدول ۴- نتیجه برنامه‌ریزی تعیین وضعیت واحدهای تولیدی در حالت اول

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۱	۰	۰
۲	۱	۰	۰
۳	۱	۰	۰
۴	۱	۰	۰
۵	۱	۰	۰
۶	۱	۰	۰
۷	۱	۰	۰
۸	۱	۰	۰
۹	۱	۰	۰
۱۰	۱	۰	۰
۱۱	۱	۰	۱
۱۲	۱	۰	۱
۱۳	۱	۱	۱
۱۴	۱	۱	۱
۱۵	۱	۱	۱
۱۶	۱	۱	۱
۱۷	۱	۱	۱
۱۸	۱	۱	۱
۱۹	۱	۱	۱
۲۰	۱	۱	۱
۲۱	۱	۰	۱
۲۲	۱	۰	۱
۲۳	۱	۰	۱
۲۴	۱	۰	۰

جدول ۵ میزان تولید واحدها در ۲۴ ساعت را نشان می‌دهد همانطور که قبلاً گفته شده ژنراتور سوم در ساعت ۱۳ وارد مدار می‌شود ولی در

Bus NO.	۱	۲	۶
A (Mbtu)	۱۷۶/۹	۱۲۹/۹	۱۳۷/۴
B (Mbtu)	۱۳/۵	۳۲/۶	۱۷/۶
C (Mbtu)	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱
Pmax (MW)	۲۲۰	۱۰۰	۲۰
Pmin (MW)	۱۰۰	۱۰	۱۰
Ini.St. (h)	۴	۲	۲
Min Down (h)	۴	۲	۲
Min Up (h)	۴	۲	۲
Ramp (MW/h)	۵۵	۵۰	۲۰
Start Up (Mbtu)	۱۰۰	۲۰۰	۰
Fuel Price (\$/Mbtu)	۱/۲۴۶۹	۱/۲۴۶۱	۱/۲۴۶۲

اطلاعات مربوط به خطوط انتقال شبکه در جدول ۲ نشان داده شده است. همان طور که گفته شد ترانسفورمرهای موجود در شبکه به صورت یک خط انتقال با امپدانس خود ترانسفورمر لحاظ می‌شود.

جدول ۲- اطلاعات خطوط انتقال شبکه ۶ باس

Line No.	From Bus	To Bus	X (pu)	Flow limit (MW)
۱	۱	۲	۰/۱۷	۲۰۰
۲	۱	۴	۰/۲۵۸	۱۰۰
۳	۲	۴	۰/۱۹۷	۱۰۰
۴	۲	۳	۰/۰۳۷	۲۰۰
۵	۵	۵	۰/۰۳۷	۱۰۰
۶	۵	۶	۰/۱۴	۱۰۰
۷	۳	۶	۰/۰۱۸	۱۰۰

داده‌های مربوط به الگوی مصرف بار در ۲۴ ساعت یک شبانه‌روز در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳- اطلاعات تغییر بار در طول ۲۴ ساعت یک شبانه‌روز

Hours	Pd (MW)	Hours	Pd (MW)
۱	۱۷۵/۱۹	۱۳	۲۴۲/۱۸
۲	۱۶۵/۱۵	۱۴	۲۴۳/۶
۳	۱۵۸/۶۷	۱۵	۲۴۸/۸۶
۴	۱۵۴/۷۳	۱۶	۲۵۵/۷۹
۵	۱۵۵/۰۶	۱۷	۲۵۶
۶	۱۶۰/۴۸	۱۸	۲۴۶/۷۴
۷	۱۷۳/۳۹	۱۹	۲۴۵/۹۷
۸	۱۷۷/۶	۲۰	۲۳۷/۳۵
۹	۱۸۶/۸۱	۲۱	۲۳۷/۳۱
۱۰	۲۰۶/۹۶	۲۲	۲۳۲/۶۷

۳	۱	۱	۱
۴	۱	۱	۱
۵	۱	۰	۰
۶	۱	۰	۰
۷	۱	۰	۰
۸	۱	۰	۰
۹	۱	۰	۰
۱۰	۱	۰	۰
۱۱	۱	۰	۱
۱۲	۱	۰	۱
۱۳	۱	۱	۱
۱۴	۱	۱	۱
۱۵	۱	۱	۱
۱۶	۱	۱	۱
۱۷	۱	۱	۱
۱۸	۱	۱	۱
۱۹	۱	۱	۱
۲۰	۱	۱	۱
۲۱	۱	۰	۱
۲۲	۱	۰	۱
۲۳	۱	۰	۱
۲۴	۱	۰	۰

جدول ۷- توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت آینده در حالت دوم

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۱۵۵/۱۹	۱۰	۱۰
۲	۱۴۵/۱۵	۱۰	۱۰
۳	۱۳۸/۶۷	۱۰	۱۰
۴	۱۳۴/۷۳	۱۰	۱۰
۵	۱۵۵/۰۶	۰	۰
۶	۱۶۰/۴۸	۰	۰
۷	۱۷۳/۳۹	۰	۰
۸	۱۷۷/۶	۰	۰
۹	۱۸۶/۸۱	۰	۰
۱۰	۲۰۶/۹۶	۰	۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۰	۱۰
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۰	۱۷/۷۲۳
۱۳	۲۱۵/۶۵۹	۱۰	۱۶/۵۲۱
۱۴	۲۱۵/۳۲۷	۱۰	۱۸/۳۷۳
۱۵	۲۱۳/۳۸۶	۱۵/۴۷۴	۲۰
۱۶	۲۱۰/۴۹۲	۲۵/۲۹۸	۲۰
۱۷	۲۱۰/۴۰۵	۲۵/۵۹۵	۲۰
۱۸	۲۱۴/۲۷۲	۱۲/۴۶۸	۲۰
۱۹	۲۱۴/۵۹۳	۱۱/۳۷۷	۲۰
۲۰	۲۱۵/۹۲۵	۱۰	۱۱/۴۲۵
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۰	۱۹/۲۱۶

مینیمم مقدار خود کار می‌کند به این دلیل که دو ژنراتور دیگر هزینه کمتری دارند ولی در ساعت ۱۵ که ژنراتور سوم به ماکزیمم توان خود می‌رسد، مقدار تولید آن نیز افزایش یافته است.

جدول ۵- توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت آینده در حالت اول

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۱۷۵/۱۹	۰	۰
۲	۱۶۵/۱۵	۰	۰
۳	۱۵۸/۶۷	۰	۰
۴	۱۵۴/۷۳	۰	۰
۵	۱۵۵/۰۶	۰	۰
۶	۱۶۰/۴۸	۰	۰
۷	۱۷۳/۳۹	۰	۰
۸	۱۷۷/۶	۰	۰
۹	۱۸۶/۸۱	۰	۰
۱۰	۲۰۶/۹۶	۰	۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۰	۱۰
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۰	۱۷/۷۲۳
۱۳	۲۱۵/۶۵۹	۱۰	۱۶/۵۲۱
۱۴	۲۱۷/۳۲۷	۱۰	۱۸/۳۷۳
۱۵	۲۱۳/۳۸۶	۱۵/۴۷۴	۲۰
۱۶	۲۱۰/۴۹۲	۲۵/۲۹۸	۲۰
۱۷	۲۱۰/۴۰۵	۲۵/۵۹۵	۲۰
۱۸	۲۱۴/۲۷۲	۱۲/۴۶۸	۲۰
۱۹	۲۱۴/۵۹۳	۱۱/۳۷۷	۲۰
۲۰	۲۱۵/۹۲۵	۱۰	۱۱/۴۲۵
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۰	۱۹/۲۱۶
۲۲	۲۱۸/۵۸۴۴	۰	۱۴/۰۸۶
۲۳	۱۸۵/۹۳	۰	۱۰
۲۴	۱۹۵/۶	۰	۰

در جدول ۵ به بررسی تاثیر میزان ساعت روشن بودن یک واحد بر برنامه‌ریزی وضعیت واحدهای تولیدی پرداخته شده است بدین منظور فرض می‌شود میزان ساعت روشن بودن یک واحد ۴ ساعت است و مجدداً برنامه‌ریزی می‌شود. همانطور که از جدول ۶ مشخص است در این حالت هر سه ژنراتور به مدت ۴ ساعت در مدار بوده به این دلیل که حداقل ساعت در مدار بودن ۴ ساعت بوده است. هزینه کل بدست آمده توسط این روش ۱۱۱۲۸۴.۵۶۸ دلار است. که نسبت به قبل (۱۰۹۰۹۲.۷۳۶) افزایش یافته است. که این افزایش به دلیل در مدار بودن ژنراتورها در ۴ ساعت اول است.

جدول ۶- نتیجه برنامه‌ریزی تعیین وضعیت واحدهای تولیدی در حالت دوم

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۱	۱	۱
۲	۱	۱	۱

۲۱	۱	۰	۱
۲۲	۱	۰	۱
۲۳	۱	۰	۱
۲۴	۱	۰	۰

۲۲	۲۱۸/۵۸۴	۰	۱۴/۰۸۶
۲۳	۱۸۵/۹۳	۰	۱۰
۲۴	۱۹۵/۶	۰	۰

جدول ۹ میزان تولید ژنراتورها را نشان می‌دهد که در این حالت با توجه به محدودیت‌های خاموشی، ژنراتورهای اول خاموش شده است. و همچنین ژنراتور سوم در ماکزیمم خود کار می‌کند. و در ساع آخر نیز (ساعت ۲۴) با توجه به اینکه فقط ژنراتور اول می‌تواند به تنهایی کل بار را تامین کند پس در این حالت فقط ژنراتور اول در مدار است.

جدول ۷ میزان تولید ژنراتورها را نشان می‌دهد که در این حالت با توجه به محدودیت‌های خاموش و روشن، ژنراتورهای دوم و سوم در مینیمم خود توان تولید می‌کنند و با مقایسه این جدول با جدول توان تولیدی در ۲۴ ساعت آینده مشخص می‌شود که مقادیر تولیدی در ۴ ساعت اول با هم تفاوت دارند و در بقیه ساعت‌ها یکسان هستند. در جدول ۸ به بررسی تاثیر میزان ساعت خاموش بودن یک واحد بر برنامه‌ریزی وضعیت واحدهای تولیدی پرداخته شده است بدین منظور وضعیت اولیه ژنراتور ۱ را خاموش فرض شده و مجدداً شبیه سازی انجام شده است. با توجه به اینکه مجموع میزان تولید دو ژنراتور دیگر به اندازه بار مصرفی نیست به همین دلیل در این حالت فرض شده است که ژنراتور سوم به میزان ۱۲۰ مگاوات توانایی تولید توان دارد (به این دلیل که بتوانیم ژنراتور اول را به مدت حداقل زمان خاموشی این ژنراتور خاموش کنیم). همانطور که این جدول نشان می‌دهد ژنراتور ۳ و ۲ به تغذیه بار پرداخته اند و ژنراتور ۱ خاموش بوده است. همچنین با توجه به اینکه هزینه ژنراتور سوم کم بوده است در تمام طول دوره در مدار بوده است.

جدول ۹- توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت آینده در حالت سوم

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۰	۵۵/۱۹	۱۲۰
۲	۰	۴۵/۱۵	۱۲۰
۳	۰	۳۸/۶۷	۱۲۰
۴	۰	۳۴/۷۳	۱۲۰
۵	۰	۳۵/۰۶	۱۲۰
۶	۰	۴۰/۴۸	۱۲۰
۷	۰	۵۲/۳۹	۱۲۰
۸	۰	۵۷/۶	۱۲۰
۹	۰	۶۹/۸۵	۱۱۶/۹۶
۱۰	۱۰۰	۱۰	۹۶/۹۶
۱۱	۱۵۱/۶۵	۰	۷۶/۹۶
۱۲	۱۷۹/۱۴	۰	۵۶/۹۶
۱۳	۲۰۵/۲۲	۰	۳۶/۹۶
۱۴	۲۱۶/۶۲	۰	۲۶/۹۸
۱۵	۲۱۵/۳۸۷	۰	۳۳/۴۷۳
۱۶	۲۱۳/۷۶۴	۰	۴۲/۰۲۶
۱۷	۲۱۳/۷۱۴	۰	۴۲/۲۸۶
۱۸	۲۱۵/۸۸۴	۰	۳۰/۸۵۶
۱۹	۲۱۶/۰۶۵	۰	۲۹/۹۰۵
۲۰	۲۱۸/۰۸۴۴	۰	۱۹/۲۶۶
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۰	۱۹/۲۱۶
۲۲	۲۱۸/۵۸۴	۰	۱۴/۰۸۶
۲۳	۱۸۵/۹۳	۰	۱۰
۲۴	۱۹۵/۶	۰	۰

جدول ۸- نتیجه برنامه‌ریزی تعیین وضعیت واحدهای تولیدی در حالت سوم

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۰	۱	۱
۲	۰	۱	۱
۳	۰	۱	۱
۴	۰	۱	۱
۵	۰	۱	۱
۶	۰	۱	۱
۷	۰	۱	۱
۸	۰	۱	۱
۹	۰	۱	۱
۱۰	۱	۱	۱
۱۱	۱	۰	۱
۱۲	۱	۰	۱
۱۳	۱	۰	۱
۱۴	۱	۰	۱
۱۵	۱	۰	۱
۱۶	۱	۰	۱
۱۷	۱	۰	۱
۱۸	۱	۰	۱
۱۹	۱	۰	۱
۲۰	۱	۰	۱

۲-۶- سناریوی دوم: خطی سازی مدل ارائه شده

در این بخش به خطی سازی معادلات غیرخطی پرداخته شده و نتایج آن در جدول‌های زیر (۱۰ و ۱۱) آورده شده است. هزینه کل بدست آمده توسط این روش ۱۰۴۲۲۲.۳۳۷ دلار است. که نسبت به قبل (۱۰۹۰۹۲.۷۳۶) کاهش یافته است. همانطور که از این جدول مشخص است ژنراتور سوم زمان بیشتری در مدار بوده است که به این دلیل است

۱۴	۲۱۵/۳۲۷	۱۰	۱۸/۲۷۳
۱۵	۲۱۳/۳۸۶	۱۵/۴۷۴	۲۰
۱۶	۲۱۰/۴۹۲	۲۵/۲۹۸	۲۰
۱۷	۲۱۰/۴۰۵	۲۵/۵۹۵	۲۰
۱۸	۲۱۴/۳۷۲	۱۲/۴۶۸	۲۰
۱۹	۲۱۴۴/۵۹۳	۱۱/۳۷۷	۲۰
۲۰	۲۱۶/۷۹۱	۱۰	۱۰/۵۵۹
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۰	۱۹/۳۱۶
۲۲	۲۹۱/۱۸۱	۰	۱۳/۴۸۹
۲۳	۱۸۵/۹۳	۰	۱۰
۲۴	۱۷۵/۶	۱۰	۱۰

۱-۲-۶- مقایسه نتایج خطی و غیر خطی

در این قسمت به مقایسه نتایج شبیه‌سازی در حالت غیرخطی به حالت خطی پرداخته می‌شود. همان‌طور که از جدول ۱۲ مشخص است در هر دو حالت از ژنراتور اول استفاده شده ولی در حالت غیر خطی از ژنراتور سوم در ساعات بیشتری استفاده شده است که به این دلیل است که با خطی سازی توابع هزینه ژنراتورها، استفاده از تکیه اولیه خطی در این ژنراتور به صرفه بوده به همین دلیل این ژنراتور در تمام طول دوره مورد استفاده قرار گرفته است.

جدول ۱۲- مقایسه نتیجه برنامه‌ریزی تعیین وضعیت واحدهای تولیدی در حالت خطی و غیرخطی

Hours	G ₁		G ₂		G ₃	
	L	NL	L	NL	L	NL
۱	۱	۱	۱	۰	۱	۰
۲	۱	۱	۱	۰	۱	۰
۳	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۴	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۵	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۶	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۷	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۸	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۹	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۱۰	۱	۱	۰	۰	۱	۰
۱۱	۱	۱	۰	۰	۱	۱
۱۲	۱	۱	۰	۰	۱	۱
۱۳	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۴	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۵	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۶	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۷	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۸	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۱۹	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۲۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۲۱	۱	۱	۰	۰	۱	۱

که هزینه این ژنراتور نسبت به ۱۰ مگاوات آخری که در سناریوهای قبل، از ژنراتور اول تهیه می‌شد کمتر است که در این حالت از این ژنراتور به جای ژنراتور اول استفاده شده است.

جدول ۱۰- نتیجه برنامه‌ریزی تعیین وضعیت واحدهای تولیدی در حالت خطی

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۱	۱	۱
۲	۱	۱	۱
۳	۱	۰	۱
۴	۱	۰	۱
۵	۱	۰	۱
۶	۱	۰	۱
۷	۱	۰	۱
۸	۱	۰	۱
۹	۱	۰	۱
۱۰	۱	۰	۱
۱۱	۱	۰	۱
۱۲	۱	۰	۱
۱۳	۱	۱	۱
۱۴	۱	۱	۱
۱۵	۱	۱	۱
۱۶	۱	۱	۱
۱۷	۱	۱	۱
۱۸	۱	۱	۱
۱۹	۱	۱	۱
۲۰	۱	۱	۱
۲۱	۱	۰	۱
۲۲	۱	۰	۱
۲۳	۱	۰	۱
۲۴	۱	۱	۱

جدول ۱۱- توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت آینده در حالت اول

Hours	G ₁	G ₂	G ₃
۱	۱۵۵/۱۹	۱۰	۱۰
۲	۱۴۵/۱۵	۱۰	۱۰
۳	۱۴۸/۶۷	۰	۱۰
۴	۱۴۴/۷۳	۰	۱۰
۵	۱۴۵/۰۶	۰	۱۰
۶	۱۵۰/۴۸	۰	۱۰
۷	۱۶۳/۳۹	۰	۱۰
۸	۱۶۷/۶	۰	۱۰
۹	۱۷۶/۸۱	۰	۱۰
۱۰	۱۹۶/۹۶	۰	۱۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۰	۱۰
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۰	۱۷/۷۲۳
۱۳	۲۱۵/۶۵۹	۱۰	۱۶/۵۲۱

۲۲	۱	۱	۰	۰	۱	۱
۲۳	۱	۱	۰	۰	۱	۱
۲۴	۱	۱	۱	۰	۱	۰

طریق ۱-۲ منتقل می‌شود و همچنین با توجه به اینکه پخش بار DC در نظر گرفته شده است تاثیری در هزینه‌ها نداشته و از طریق خطوط ۱-۲ و ۲-۴ به بار منتقل شده است. لازم به ذکر است توان‌های ارائه شده در جدول زیر، توان‌های تولیدی در حالت نرمال است.

جدول ۱۳- توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت آینده در حالت خطی و غیر خطی

Hours	G ₁		G ₂		G ₃	
	L	NL	L	NL	L	NL
۱	۱۵۵/۱۹	۱۷۵/۱۹	۱۰	۰	۱۰	۰
۲	۱۴۵/۱۵	۱۶۵/۱۵	۱۰	۰	۱۰	۰
۳	۱۴۸/۶۷	۱۵۸/۶۷	۰	۰	۱۰	۰
۴	۱۴۴/۷۳	۱۵۴/۷۳	۰	۰	۱۰	۰
۵	۱۴۵/۰۶	۱۵۵/۰۶	۰	۰	۱۰	۰
۶	۱۵۰/۴۸	۱۶۰/۴۸	۰	۰	۱۰	۰
۷	۱۶۳/۳۹	۱۷۳/۳۹	۰	۰	۱۰	۰
۸	۱۶۷/۶	۱۷۷/۶	۰	۰	۱۰	۰
۹	۱۷۶/۸۱	۱۸۶/۸۱	۰	۰	۱۰	۰
۱۰	۱۹۶/۹۶	۲۰۶/۹۶	۰	۰	۱۰	۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۲۱۸/۶۱	۰	۰	۱۰	۱۰
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۲۱۸/۳۷۷	۰	۰	۱۷/۷۲۳	۱۷/۷۲۳
۱۳	۲۱۵/۶۵۹	۲۱۵/۶۵۹	۱۰	۱۰	۱۶/۵۲۱	۱۶/۵۲۱
۱۴	۲۱۵/۳۲۷	۲۱۵/۳۲۷	۱۰	۱۰	۱۸/۲۷۳	۱۸/۲۷۳
۱۵	۲۱۳/۳۸۶	۲۱۳/۳۸۶	۱۵/۴۷۴	۱۵/۴۷۴	۲۰	۲۰
۱۶	۲۱۰/۴۹۲	۲۱۰/۴۹۲	۲۵/۲۹۸	۲۵/۲۹۸	۲۰	۲۰
۱۷	۲۱۰/۴۰۵	۲۱۰/۴۰۵	۲۵/۵۹۵	۲۵/۵۹۵	۲۰	۲۰
۱۸	۲۱۴/۲۷۲	۲۱۴/۲۷۲	۱۲/۴۶۸	۱۲/۴۶۸	۲۰	۲۰
۱۹	۲۱۴/۵۹۳	۲۱۴/۵۹۳	۱۱/۳۷۷	۱۱/۳۷۷	۲۰	۲۰
۲۰	۲۱۶/۷۹۱	۲۱۵/۹۲۵	۱۰	۱۰	۱۰/۵۵۹	۱۱/۴۲۵
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۲۱۸/۰۹۴	۰	۰	۱۹/۲۱۶	۱۹/۲۱۶
۲۲	۲۱۹/۱۸۱	۲۱۸/۵۸۴	۰	۰	۱۳/۴۸۹	۱۳/۴۸۹
۲۳	۱۸۵/۹۳	۱۸۵/۹۳	۰	۰	۱۰	۱۰
۲۴	۱۷۵/۶	۱۹۵/۶	۱۰	۰	۱۰	۰

جدول ۱۳ میزان تولید ژنراتورها را نشان می‌دهد همانطور که از این جدول مشخص است در ساعت‌هایی که میزان بار زیاد است و هر سه ژنراتور در مدار هستند، میزان تولید در حالت‌های غیر خطی و خطی یکسان است (ساعت‌های ۱۲ تا ۱۹) و در ساعت‌هایی که میزان بار کمتر است تغییراتی در میزان تولید واحدها ایجاد شده است که به این دلیل است با تکه ای کردن تابع هزینه‌ها، بعضی از تکه ای این ژنراتور (مخصوصاً ژنراتور ۳) نسبت به بقیه ژنراتورها بصره تر بوده است و در مدار قرار گرفته اند.

۳-۶- سناریوی سوم: بررسی حالت‌های N-1

در این بخش تأثیر خارج شدن خطوط بر سیستم مورد مطالعه بررسی شده است. در (Zhang, et al., ۲۰۲۰) که از این شبکه به عنوان شبکه رفرنس استفاده کرده برای حالت N-1 خروج خطوط ۱-۲ و ۴-۱ را به عنوان بدترین حالت بررسی کرده است. که این فرض با توجه به اینکه ژنراتور ۱ بیشترین میزان توان را تولید می‌کند و خروج خطوطی که به این ژنراتور متصل هستند می‌تواند بیشترین تأثیر را بر شبکه ایجاد کند، منطقی است. با توجه به اینکه با خارج شدن خط ۱-۲ و اینکه حداکثر ظرفیت خط ۴-۱ نیز ۱۰۰ مگاوات است پس در این حالت عملاً ۱۰۰ مگاوات توان ژنراتور اول حبس می‌شود و در نتیجه بقیه ژنراتورها توانایی تامین بار را ندارند (۱۰۰+۲۰+۱۰۰=۲۲۰) ولی میزان بار بیشتر از ۲۲۰ مگاوات است). پس یا باید ظرفیت خطوط افزایش داده شود یا اینکه میزان تولید ژنراتورهای دیگر افزایش یابد. در این قست فرض شده است که ژنراتور ۲ و ۳ به میزان ۵۰ مگاوات بیشتر تولید می‌کنند. هزینه کل بدست آمده توسط این روش ۱۰۵۳۴۸.۲۰۴ دلار است. که نسبت به قبل (۱۰۹۰۹۲.۷۳۶) کاهش یافته است. دلیل کاهش هزینه این است که ژنراتور سوم که هزینه کمی دارد توانایی تولید بیشتری دارد و از تولید این ژنراتور بیشتر استفاده شده است.

۳-۶-۱ مقایسه تأثیر خروج خط ۴-۱

در این قسمت به تأثیر خروج خط ۴-۱ بر وضعیت تولیدی ژنراتورها پرداخته شده است. در این حالت شبیه سازی یک بار بدون محدودیت و یک بار در حالتی که خروج خط ۴-۱ نیز به عنوان یکی از قیدها در نظر گرفته شده است انجام شده است. همانطور که از جدول مشخص است تغییر زیادی در وضعیت ژنراتورها ایجاد نشده است به جزء در ساعت ۱۰ که ژنراتور سوم روشن شده است. دلیل این تغییرات کم این است که ظرفیت این خط (۴-۱) ۱۰۰ مگاوات است و با قطع شدن این خط، توان انتقالی از طریق خط ۱-۲ (۲۰۰ مگاوات ظرفیت دارد) به بار منتقل می‌شود و ژنراتور اول تا ۲۰۰ مگاوات را می‌تواند تولید کند که از

جدول ۱۴- مقایسه تأثیر خروج خط ۴-۱ در وضعیت واحدهای تولیدی

Hours	G ₁		G ₂		G ₃	
	NL	Without	NL	Without	NL	Without
۱	۱۵۵/۱۹	۱۷۵/۱۹	۱۰	۰	۱۰	۰
۲	۱۴۵/۱۵	۱۶۵/۱۵	۱۰	۰	۱۰	۰
۳	۱۴۸/۶۷	۱۵۸/۶۷	۰	۰	۱۰	۰
۴	۱۴۴/۷۳	۱۵۴/۷۳	۰	۰	۱۰	۰
۵	۱۴۵/۰۶	۱۵۵/۰۶	۰	۰	۱۰	۰
۶	۱۵۰/۴۸	۱۶۰/۴۸	۰	۰	۱۰	۰
۷	۱۶۳/۳۹	۱۷۳/۳۹	۰	۰	۱۰	۰
۸	۱۶۷/۶	۱۷۷/۶	۰	۰	۱۰	۰
۹	۱۷۶/۸۱	۱۸۶/۸۱	۰	۰	۱۰	۰
۱۰	۱۹۶/۹۶	۲۰۶/۹۶	۰	۰	۱۰	۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۲۱۸/۶۱	۰	۰	۱۰	۱۰
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۲۱۸/۳۷۷	۰	۰	۱۷/۷۲۳	۱۷/۷۲۳
۱۳	۲۱۵/۶۵۹	۲۱۵/۶۵۹	۱۰	۱۰	۱۶/۵۲۱	۱۶/۵۲۱
۱۴	۲۱۵/۳۲۷	۲۱۵/۳۲۷	۱۰	۱۰	۱۸/۲۷۳	۱۸/۲۷۳
۱۵	۲۱۳/۳۸۶	۲۱۳/۳۸۶	۱۵/۴۷۴	۱۵/۴۷۴	۲۰	۲۰
۱۶	۲۱۰/۴۹۲	۲۱۰/۴۹۲	۲۵/۲۹۸	۲۵/۲۹۸	۲۰	۲۰
۱۷	۲۱۰/۴۰۵	۲۱۰/۴۰۵	۲۵/۵۹۵	۲۵/۵۹۵	۲۰	۲۰
۱۸	۲۱۴/۲۷۲	۲۱۴/۲۷۲	۱۲/۴۶۸	۱۲/۴۶۸	۲۰	۲۰
۱۹	۲۱۴/۵۹۳	۲۱۴/۵۹۳	۱۱/۳۷۷	۱۱/۳۷۷	۲۰	۲۰
۲۰	۲۱۶/۷۹۱	۲۱۵/۹۲۵	۱۰	۱۰	۱۰/۵۵۹	۱۱/۴۲۵
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۲۱۸/۰۹۴	۰	۰	۱۹/۲۱۶	۱۹/۲۱۶
۲۲	۲۱۹/۱۸۱	۲۱۸/۵۸۴	۰	۰	۱۳/۴۸۹	۱۳/۴۸۹
۲۳	۱۸۵/۹۳	۱۸۵/۹۳	۰	۰	۱۰	۱۰
۲۴	۱۷۵/۶	۱۹۵/۶	۱۰	۰	۱۰	۰

Hours	G ₁		G ₂		G ₃		۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
	NL	Without	NL	Without	NL	Without																								
۱	۱۷۵/۱۹	۱۷۵/۱۹	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۲	۱۶۵/۱۵	۱۶۵/۱۵	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۳	۱۵۸/۶۷	۱۵۸/۶۷	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۴	۱۷۴/۷۳	۱۷۴/۷۳	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۵	۱۵۵/۰۶	۱۵۵/۰۶	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۶	۱۶۰/۴۸	۱۶۰/۴۸	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۷	۱۷۳/۳۹	۱۷۳/۳۹	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۸	۱۷۷/۶	۱۷۷/۶	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۹	۱۸۶/۸۱	۱۸۶/۸۱	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۰	۲۰۶/۹۶	۲۰۶/۹۶	۰	۰	۰	۱۰	۱۲	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۱	۲۱۸/۶۱	۲۱۸/۶۱	۰	۰	۱۰	۱۲/۰۵۵	۱۳	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۲۱۸/۳۷۷	۰	۰	۱۷/۷۲۳	۱۷/۷۲۳	۱۴	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۳	۲۱۶/۹۵۳	۲۱۶/۹۵۳	۰	۰	۲۵/۲۲۷	۲۵/۲۲۷	۱۵	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۴	۲۱۶/۶۲	۲۱۶/۶۲	۰	۰	۲۶/۹۸	۲۶/۹۸	۱۶	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۵	۲۱۵/۳۸۷	۲۱۵/۳۸۷	۰	۰	۳۳/۴۷۳	۳۳/۴۷۳	۱۷	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۶	۲۱۳/۷۶۴	۲۱۳/۷۶۴	۰	۰	۴۲/۰۲۶	۴۲/۰۲۶	۱۸	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۷	۲۱۳/۷۱۴	۲۱۳/۷۱۴	۰	۰	۴۲/۲۸۶	۴۲/۲۸۶	۱۹	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۸	۲۱۵/۸۸۴	۲۱۵/۸۸۴	۰	۰	۳۰/۸۵۶	۳۰/۸۵۶	۲۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۱۹	۲۱۶/۰۶۵	۲۱۶/۰۶۵	۰	۰	۲۹/۹۰۵	۲۹/۹۰۵	۲۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۲۰	۲۱۸/۰۸۴	۲۱۸/۰۸۴	۰	۰	۱۹/۲۶۶	۱۹/۲۶۶	۲۲	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۲۱	۲۱۸/۰۹۴	۲۱۸/۰۹۴	۰	۰	۱۹/۲۱۶	۱۹/۲۱۶	۲۳	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۲۲	۲۱۸/۵۸۴	۲۱۸/۵۸۴	۰	۰	۱۴/۰۸۶	۱۴/۰۸۶	۲۴	۱	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	
۲۳	۱۸۵/۹۳	۱۸۵/۹۳	۰	۰	۱۰	۱۰																								
۲۴	۱۹۵/۶	۱۹۵/۶	۰	۰	۰	۰																								

جدول ۱۸ توان تولیدی هر ژنراتور در حالت‌های $N=0$ و $N=1$ نشان می‌دهد همانطور که از جدول مشخص است پس از خروج خط ۱-۲ توان تولیدی ژنراتور اول به مقدار ۱۰۰ مگاوات کاهش یافته است به دلیل اینکه ظرفیت خط ۱-۴ تولید این ژنراتور را محدود می‌کند. در حالتی که توان تولیدی ژنراتور یک محدود می‌شود، ژنراتور دو که در حالت مینیمم تولید خود است به جبران توان تولیدی ژنراتور یک می‌پردازد و تولید خود را به میزان بار افزایش می‌دهد. مثلاً در ساعت ۱۱ که در حالت عادی ۲۰ مگاوات تولید می‌کرد ولی در حالت $N=1$ این مقدار به ۱۳۶ مگاوات می‌رسد که این به دلیل جبران ۱۲۶ مگاوات از دست رفته ژنراتور یک است.

۲-۳-۶- مقایسه تاثیر خروج خط ۱-۲

در این بخش به تأثیر خروج خط ۱-۲ بر وضعیت تولیدی ژنراتورها پرداخته شده است. در این حالت شبیه سازی یک بار بدون محدودیت و یک بار با خروج خط ۱-۲ انجام شده است. همانطور که از جدول ۱۶ مشخص است در این حالت ژنراتورها ۱ و ۳ در مدار هستند به دلیل اینکه با خروج خط ۱-۲ حدود ۱۰۰ مگاوات توان ژنراتور ۱ از دسترس خارج می‌شود و بقیه ژنراتورها باید در مدار آماده باشند که این توان را جبران کنند. در این حالت ژنراتور ۳ فقط در زمانیکه توان از ۲۵۰ مگاوات بیشتر می‌شود وارد مدار می‌شود (ژنراتور اول ۱۰۰ مگاوات و ژنراتور دوم ۱۵۰ مگاوات در همه شرایط تولید می‌کنند و بقیه توان موردنیاز بار را باید ژنراتور سوم در ساعات ۱۶ و ۱۷ تامین کند). هزینه کل بدست آمده توسط این روش ۱۱۵۹۱۵۶۸۴ دلار است. که نسبت به قبل (۱۰۹۰۹۲۷۳۶) افزایش یافته است این هزینه صرف در مدار نگه داشتن ژنراتورها دوم و سوم است.

جدول ۱۵- مقایسه تاثیر خروج خط ۱-۴ در توان تولیدی واحدها برای ۲۴ ساعت آینده

جدول ۱۶- مقایسه تاثیر خروج خط ۲-۱ در وضعیت واحدهای تولید

Hours	G ₁		G ₂		G ₃	
	NL	Without	NL	Without	NL	Without
۶	۱۶۰/۴۸	۱۵۰/۴۸	۰	۱۰	۰	۰
۷	۱۷۳/۳۹	۱۶۳/۳۹	۰	۱۰	۰	۰
۸	۱۷۷/۶	۱۶۷/۶	۰	۱۰	۰	۰
۹	۱۶۸/۸۱	۱۷۶/۸۱	۰	۱۰	۰	۰
۱۰	۲۰۶/۹۶	۱۹۶/۹۶	۰	۱۰	۰	۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۲۱۸/۶۱	۰	۱۰	۱۰	۰
۱۲	۲۱۸/۳۷۷	۲۱۵/۷۴۵	۰	۲۰/۳۵۵	۱۷/۷۲۳	۰
۱۳	۲۱۶/۹۵۳	۲۱۳/۲۰۶	۰	۲۸/۹۷۴	۲۵/۲۲۷	۰
۱۴	۲۱۶/۶۲	۲۱۲/۶۱۳	۰	۳۰/۹۸۷	۲۶/۹۸	۰
۱۵	۲۱۵/۳۸۷	۲۱۰/۴۱۶	۰	۳۸/۴۴۴	۳۳/۴۷۳	۰
۱۶	۲۱۳/۷۶۴	۲۰۹/۰۰۷	۰	۳۶/۷۸۳	۴۲/۰۲۶	۱۰
۱۷	۲۱۳/۷۱۴	۲۰۸/۹۱۹	۰	۳۷/۰۸۱	۴۲/۲۸۶	۱۰
۱۸	۲۱۵/۸۸۴	۲۱۱/۳۰۲	۰	۳۵/۴۳۸	۳۰/۸۵۶	۰
۱۹	۲۱۶/۰۶۵	۲۱۱/۶۲۳	۰	۳۴/۳۴۷	۲۹/۹۰۵	۰
۲۰	۲۱۸/۰۸۴	۲۱۵/۲۲۳	۰	۲۲/۱۲۷	۱۹/۲۶۶	۰
۲۱	۲۱۸/۰۸۴	۲۱۵/۲۴	۰	۲۲/۰۷	۱۹/۲۱۶	۰
۲۲	۲۱۸/۰۸۴	۲۱۷/۱۷۸	۰	۱۵/۴۹۲	۱۴/۰۸۶	۰
۲۳	۱۸۵/۹۳	۱۸۵/۹۳	۰	۱۰	۱۰	۰
۲۴	۱۹۵/۶	۱۸۵/۶	۰	۱۰	۰	۰

جدول ۱۸- مقایسه توان تولیدی هر ژنراتور در حالت های N-۱ و N-۰

Hours	G ₁		G ₂		G ₃	
	N-۰	N-۱	N-۰	N-۱	N-۰	N-۱
۱	۱۶۵/۱۹	۱۰۰	۱۰	۷۵/۱۹	۰	۰
۲	۱۵۵/۱۵	۱۰۰	۱۰	۶۵/۱۵	۰	۰
۳	۱۴۸/۶۷	۱۰۰	۱۰	۵۸/۶۷	۰	۰
۴	۱۴۴/۷۳	۱۰۰	۱۰	۵۴/۷۳	۰	۰
۵	۱۴۵/۰۶	۱۰۰	۱۰	۵۵/۰۶	۰	۰
۶	۱۵۰/۴۸	۱۰۰	۱۰	۶۰/۴۸	۰	۰
۷	۱۶۳/۳۹	۱۰۰	۱۰	۷۳/۳۹	۰	۰
۸	۱۶۷/۶	۱۰۰	۱۰	۷۷/۶	۰	۰
۹	۱۷۶/۸۱	۱۰۰	۱۰	۸۶/۸۱	۰	۰
۱۰	۱۹۶/۹۶	۱۰۰	۱۰	۱۰۰/۹۶	۰	۰
۱۱	۲۱۸/۶۱	۱۰۰	۱۰	۱۲۸/۶۱	۰	۰
۱۲	۲۱۵/۷۴۵	۱۰۰	۲۰/۳۵۵	۱۳۶/۱	۰	۰
۱۳	۲۱۳/۲۰۶	۱۰۰	۲۸/۹۷۴	۱۴۲/۱۸	۰	۰
۱۴	۲۱۲/۶۱۳	۱۰۰	۳۰/۹۸۷	۱۴۳/۶	۰	۰
۱۵	۲۱۰/۴۱۶	۱۰۰	۳۸/۴۴۴	۱۴۸/۸۶	۰	۰
۱۶	۲۰۹/۰۰۷	۱۰۰	۳۶/۷۸۳	۱۴۵/۷۹	۱۰	۱۰
۱۷	۲۰۸/۹۱۹	۱۰۰	۳۷/۰۸۱	۱۴۶	۱۰	۱۰
۱۸	۲۱۱/۳۰۲	۱۰۰	۳۵/۴۳۸	۱۴۶/۷۴	۰	۰

جدول ۱۷ توان های تولیدی را نشان می دهد همانطور که از ج مشخص است ژنراتور دوم در حالت مینیمم تولید قرار دارد که اگر ۲-۱ از مدار خارج شد بتواند توان مورد نیاز بار را تامین کند.

جدول ۱۷- مقایسه تاثیر خروج خط ۲-۱ در توان تولیدی واحدها برای ساعت آینده

Hours	G ₁		G ₂		G ₃	
	NL	Without	NL	Without	NL	Without
۱	۱۷۵/۱۹	۱۶۵/۱۹	۰	۱۰	۰	۰
۲	۱۶۵/۱۵	۱۵۵/۱۵	۰	۱۰	۰	۰
۳	۱۵۸/۶۷	۱۴۸/۶۷	۰	۱۰	۰	۰
۴	۱۵۴/۷۳	۱۴۴/۷۳	۰	۱۰	۰	۰
۵	۱۵۵/۰۶	۱۴۵/۰۶	۰	۱۰	۰	۰

جداگانه محاسبه شود می‌تواند بسیار مفید باشد و می‌تواند به نتایج واقعی تری برسد.

مراجع

- M.Ahrabi, H.Abedi, M. Nafisi, A. Mirzaei, B. Mohammadi-Ivatloo, and M. Marzband, (۲۰۲۱). "Evaluating the effect of electric vehicle parking lots in transmission-constrained AC unit commitment under a hybrid IGDT-stochastic approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. ۱۲۵, p. ۱۰۶۵۴۶.
- Aghdam, F. H., Javadi, M. S., & Catalão, J. P. (۲۰۲۳). "Optimal stochastic operation of technical virtual power plants in reconfigurable distribution networks considering contingencies". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, ۱۴۷, ۱۰۸۷۹۹.
- Al-Dhaifallah, M., Alaas, Z., Rezvani, A., Le, B. N., & Samad, S. (۲۰۲۳). "Optimal day-ahead economic/emission scheduling of renewable energy resources based microgrid considering demand side management". *Journal of Building Engineering*, ۷۶, ۱۰۷۰۷۰.
- Chen, Y., Lu, X., Zhang, H., Zhao, C., & Xu, Y. (۲۰۲۳). "Optimal configuration of integrated energy station using adaptive operation mode of combined heat and power units." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, ۱۵۲, ۱۰۹۱۷۱.
- G.Cavazzini, Benato, A., Pavese, G., Ardizzone, G., (۲۰۲۱). "Techno-economic benefits deriving from optimal scheduling of a virtual power plant: Pumped hydro combined with wind farms." *J. Energy Storage*, ۳۷, ۱۰۲۴۶۱. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2021.102461>.
- Coath and K. Halgamuge, (۲۰۰۳). "A comparison of constraint-handling methods for the application of particle swarm optimization to constrained nonlinear optimization problems," in *The ۲۰۰۳ Congress on Evolutionary Computation. CEC'03*, ۲۰۰۳, pp. ۲۴۱۹-۲۴۲۵.
- C.Cheng, C.-W. Liu, and C.-C. Liu, (۲۰۰۰). "Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms," *IEEE transactions on power systems*, vol. ۱۵, pp. ۷۰۷-۷۱۴.
- D.Dasgupta. and D. R. McGregor, (۱۹۹۴). "Thermal unit commitment using genetic algorithms," *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. ۱۴۱, pp. ۴۵۹-۴۶۵.
- M.Emarati, , Keynia, F., & Rashidinejad, M. (۲۰۱۹). A two-stage stochastic programming framework for risk-based day-ahead operation of a virtual power plant. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, ۳۰(۳), e۱۲۲۵۵.
- El-Gallad, A. A. Sallam, and M. El-Hawary, (۲۰۰۱). "Swarming of intelligent particles for solving the nonlinear

۱۹	۲۱۱/۶۲۳	۱۰۰	۳۴/۳۴۴۷	۱۴۵/۹۷	۰	۰
۲۰	۲۱۵/۲۲۳	۱۰۰	۲۲/۱۲۷	۱۳۷/۳۵	۰	۰
۲۱	۲۱۵/۲۴	۱۰۰	۲۲/۰۷	۱۳۷/۳۱	۰	۰
۲۲	۲۱۷/۱۷۸	۱۰۰	۱۵/۴۹۲	۱۳۲/۶۷	۰	۰
۲۳	۱۸۵/۹۳	۱۰۰	۱۰	۹۵/۹۳	۰	۰
۲۴	۱۸۵/۶	۱۰۰	۱۰	۹۵/۶	۰	۰

۷- نتیجه‌گیری

مسئله در مدار قراردادن نیروگاه‌ها یک مسئله بهینه‌سازی برای پیدا کردن بهترین حالت ممکن برای خاموش و روشن کردن واحدها در ۲۴ ساعت یک شبانه روز یا ۱۶۸ ساعت یک هفته ای است که بر اساس منحنی پیش بینی بار انجام می‌شود. به مدار آوردن نیروگاه‌ها یک مسئله غیرخطی، ناپیوسته و مهم در بهره برداری از سیستم‌های قدرت می‌باشد که به علت محدودیت‌ها و پارامترهای زیاد آن پیچیدگی بالایی دارد. در این مقاله ابتدا تمام عوامل غیرخطی به صورت مناسب خطی سازی شده است. شبیه سازی سیستم مورد نظر تحت سه سناریوی مختلف با استفاده از نرم افزار GAMS انجام و بهینه سازی سیستم انجام شد. همان طوری که می‌دانیم یکی از مهم‌ترین عوامل تاثیر گذار در برنامه‌ریزی واحدهای نیروگاهی بررسی برون رفت یک خط از شبکه است لذا در این تحقیق خروج خطوط انتقال به عنوان یک محدودیت بسیار مهم به مسئله بهینه سازی اضافه شده که به تاثیر خروج دو خط بر وضعیت تولیدی ژنراتورها پرداخته شده است. در این حالت یک بار بدون محدودیت و بار دیگر در حالتی که هر کدام از خطوط از مدار خارج شده باشند بررسی و شبیه سازی شده است. در حالت اول خط بین باس ۱ و ۴ از مدار خارج شد و همچنین در حالت دوم خط بین باس ۱ و ۲ از مدار خارج شد. با توجه به نتایج بدست آمده از شبیه سازی می‌توان مشاهده کرد که با خارج شدن خطوط از شبکه، هزینه بهره برداری از سیستم قدرت افزایش پیدا می‌کند. در مسئله به مدار آوردن واحدهای مختلف نیروگاهی تلاش شده که مجموع هزینه‌های بهره برداری همه واحدها با توجه به قیود مساوی و نامساوی کمینه شود. هزینه‌های بهره‌برداری شامل هزینه‌های راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری و... است. در هر لحظه باید تعادل بین تولید و مصرف برقرار باشد.

در پایان برای ادامه کار دیگر محققین پیشنهادها به صورت زیر ارائه می‌گردد. در این مقاله تأثیر برون رفت خط ۱-۲ و ۱-۴ بررسی شد در ادامه می‌توان به انتخاب مهم‌ترین خط پرداخته شود. همچنین در این مقاله مدل DC پخش بار در نظر گرفته شد می‌توان از پخش بار AC هم استفاده شود. در این تحقیق از نرم افزار GAMS برای حل مسائل استفاده شد می‌توان از الگوریتم‌های هوشمند برای حل مسئله استفاده کرد. عدم قطعیت تولید نیروگاه‌ها خوشبختی و بادی را می‌توان بررسی کرد. همچنین پیشنهاد می‌کنیم هزینه راه اندازی سرد و گرم CPP ها را در نظر بگیرد. اگر قرار دادن VPP ها و هزینه‌های آبی و هسته ای به طور

- Ouyang Z and S. Shahidehpour, (۱۹۹۱). "An intelligent dynamic programming for unit commitment application," *IEEE Transactions on power systems*, vol. ۶, pp. ۱۲۰۳-۱۲۰۹.
- Pinson P and H. Madsen, (۲۰۱۴). "Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. ۳۹, pp. ۶۸۶-۶۹۹.
- Poncelet K, E. Delarue, and W. D'haeseleer, (۲۰۲۰). "Unit commitment constraints in long-term planning models: Relevance, pitfalls and the role of assumptions on flexibility," *Applied Energy*, vol. ۲۵۸, p. ۱۱۳۸۴۳.
- Pappala, V. S., & Erlich, I. (۲۰۰۸). A new approach for solving the unit commitment problem by adaptive particle swarm optimization. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the ۲۱st Century* (pp. ۱-۶). IEEE.
- Papavasiliou and S. S. Oren, (۲۰۱۳). "Large-scale integration of deferrable demand and renewable energy sources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. ۲۹, pp. ۴۸۹-۴۹۹.
- Richter C. W. and G. B. Sheble, (۲۰۰۰). "A profit-based unit commitment GA for the competitive environment," *IEEE Transactions on Power systems*, vol. ۱۵, pp. ۷۱۵-۷۲۱.
- Rawa, M., Al-Turki, Y., Sedraoui, K., Dadfar, S., & Khaki, M. (۲۰۲۳). "Optimal operation and stochastic scheduling of renewable energy of a microgrid with optimal sizing of battery energy storage considering cost reduction". *Journal of Energy Storage*, ۵۹, ۱۰۶۴۷۵.
- Sudhakaran M and P. Raj, (۲۰۱۰). "Integrating genetic algorithms and tabu search for unit commitment problem," *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. ۲, pp. ۵۷-۶۹
- Sisworahardjo S and A. El-Keib, (۲۰۰۲). "Unit commitment using the ant colony search algorithm," in *LESCOPE'۰۲ Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. Conference Proceedings*, pp. ۲-۶.
- Swarup S and S. Yamashiro, (۲۰۰۲). "Unit commitment solution methodology using genetic algorithm," *IEEE Transactions on power systems*, vol. ۱۷, pp. ۸۷-۹۱, ۲۰۰۲.
- Shahmars, Y. B., Salehi, J., & Kalantari, N. T. (۲۰۲۱). Bi-level unit commitment considering virtual power plants and demand response programs using information gap decision theory. *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, ۹(۲), ۸۸-۱۰۲.
- Song, J., Zhang, Z., Mu, Y., Wang, X., Li, Y., Pan, Q., & Chen, H. (۲۰۲۴). "Interval optimization for low-carbon constrained optimization problem," *International journal of engineering intelligent systems for electrical engineering and communications*, vol. ۹, pp. ۱۵۵-۱۶۴.
- H.Farahbakhsh, Pourfar, I., & Lashkar Ara, A. (۲۰۲۴). Virtual power plant operation using an improved meta-heuristic optimization algorithm considering uncertainties. *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*. vol.۱۲, no.۴, Pages:۳۱۲-۳۲۵.
- Heredia F and N. Nabona, (۱۹۹۵). "Optimum short-term hydrothermal scheduling with spinning reserve through network flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. ۱۰, pp. ۱۶۴۲-۱۶۵۱.
- Jiang, X., Lin, Z., He, T., Ma, X., Ma, S., & Li, S. (۲۰۲۰). "Optimal path finding with beetle antennae search algorithm by using ant colony optimization initialization and different searching strategies". *IEEE Access*, ۸, ۱۵۴۵۹-۱۵۴۷۱.
- Jain, A., Yamujala, S., Gaur, A., Das, P., Bhakar, R., & Mathur, J. (۲۰۲۳). "Power sector decarbonization planning considering renewable resource variability and system operational constraints". *Applied Energy*, ۳۳۱, ۱۲۰۴۰۴.
- Khalafian, F., Iliadee, N., Diakina, E., Parsa, P., Alhaider, M. M., Masali, M. H., (۲۰۲۴). "Capabilities of compressed air energy storage in the economic design of renewable off-grid system to supply electricity and heat costumers and smart charging-based electric vehicles." *Journal of Energy Storage*, ۷۸, ۱۰۹۸۸۸.
- A.Lorca, A., & Sun, X. A. (۲۰۱۶). Multistage robust unit commitment with dynamic uncertainty sets and energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, ۳۳(۳), ۱۶۷۸-۱۶۸۸.
- Li, J., Fang, Z., Wang, Q., Zhang, M., Li, Y., & Zhang, W. (۲۰۲۴). "Optimal Operation with Dynamic Partitioning Strategy for Centralized Shared Energy Storage Station with Integration of Large-Scale Renewable Energy". *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, PP.۱-۱۳, IEEE (Early Access).
- Lin, W. T., Chen, G., & Li, C. (۲۰۲۱). Risk-averse energy trading among peer-to-peer based virtual power plants: A stochastic game approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, ۱۳۲, ۱۰۷۱۴۵.
- Maifeld T and Sheble, (۱۹۹۶). "Genetic-based unit commitment algorithm," *IEEE Transactions on Power systems*, vol. ۱۱, pp. ۱۳۵۹-۱۳۷۰.
- Nazari, M. E., & Ardehali, M. M. (۲۰۱۷). Profit-based unit commitment of integrated CHP-thermal-heat only units in energy and spinning reserve markets with considerations for environmental CO₂ emission cost and valve-point effects. *Energy*, ۱۳۳, ۶۲۱-۶۳۵.

- renewable energy," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. ۳۵, pp. ۴۳۸۳-۴۳۹۵.
- Zhang, Y., Yuan, F., Zhai, H., Song, C., & Poursoleiman, R. (۲۰۲۳). "Optimizing the planning of distributed generation resources and storages in the virtual power plant, considering load uncertainty". *Journal of Cleaner Production*, ۳۸۷, ۱۳۵۸۶۸.
- Zhao, C., Q. Wang, J. Wang, and Y. Guan. (۲۰۱۴). "Expected value and chance constrained stochastic unit commitment ensuring wind power utilization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. ۲۹, pp. ۲۶۹۶-۲۷۰۵.
- economic dispatch in renewable energy power systems: Leveraging the flexible cooperation of wind energy and carbon capture power plants". *Journal of Cleaner Production*, ۱۴۰۹۳۷.
- Tuohy, A., P. Meibom, E. Denny, and M. O'Malley. (۲۰۰۹). "Unit commitment for systems with significant wind penetration," *IEEE Transactions on power systems*, vol. ۲۴, pp. ۵۹۲-۶۰۱.
- Tumuluru, V. Z. Huang, and D. H. Tsang. (۲۰۱۴). "Integrating price responsive demand into the unit commitment problem," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. ۵, pp. ۲۷۵۷-۲۷۶۵, ۲۰۱۴.
- Tehzeeb-ul-Hassan and A. Ahmad. (۲۰۱۳). "Profit based unit commitment and economic dispatch of IPPs with new technique," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. ۴۴, pp. ۸۸۰-۸۸۸.
- Wang, X., Sun, C., Wang, R., Wei, T., (۲۰۲۰). Two stage optimal scheduling strategy for large-scale electric vehicles. *IEEE Access*, ۸, ۱۳۸۲۱-۱۳۸۳۲. <http://dx.doi.org/10.1109/aACCESS.2020.2966825>.
- Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard. (۲۰۱۵). "Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response," *Applied Energy*, vol. ۱۳۸, pp. ۶۹۵-۷۰۶, ۲۰۱۵.
- Valsan, S. and K. Swarup. (۲۰۰۴). "Hopfield neural network approach to the solution of economic dispatch and unit commitment," in *International Conference on Intelligent Sensing and Information Processing*, ۲۰۰۴. *Proceedings of*, ۲۰۰۴, pp. ۳۱۱-۳۱۶.
- Zhang, Z., E. Du, F. Teng, N. Zhang (۲۰۲۰). "Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of