

Optimizing Capital Investment Cost for Rapid Electricity Generation Increase in Iran's Thermal Power Plants: A Compressor Upgrade Approach

Masoud Ghadimi^{1*}

¹Mechanical Rotary Equipment Department, Niroo Research Institute, Tehran, Iran, mghadimi@nri.ac.ir

Keywords:

electricity generation, gas turbine, compressor, upgrade plan, optimization, reduction of capital cost

Abstract: Thermal power plants and gas turbines are among the most important sources of electricity generation in Iran. The combination of two major challenges—an imbalance between electricity generation and consumption and limited liquidity and financial resources—has turned the low-capital-cost electricity generation solutions from an option into a necessity. Compared with installing new power plants, upgrading existing gas turbines not only is faster but also requires significantly lower capital investment. Compressor upgrades, which focus on the cold section of gas turbines, involve lower costs and risks among all available upgrades. Therefore, the optimal use of compressor upgrades can substantially reduce the capital cost of rapidly increasing power generation. In this paper, the operational compressor upgrade options for the dominant gas turbine models used in Iran's power plants were first presented. The power augmentation of each upgrade was, then, evaluated. Next, using statistical data on the maximum annual electricity consumption reported in the national energy balance reports, the share of annual electricity generation demand that could be met by the proposed compressor upgrades was determined. Finally, by modeling the capital cost of the upgrade plans and applying an optimization algorithm, the optimal selection of compressor upgrade packages was identified

Original Research Article

Paper History:

Received: 2026/06/22

Revise: 2026/08/25

Accepted: 2026/08/26

How to cite this article: Ghadimi, M., "Optimizing Capital Investment Cost for Rapid Electricity Generation Increase in Iran's Thermal Power Plants: A Compressor Upgrade Approach" *Energy Engineering and Management*, Vol. 15, No. 4, PP. 61- 78, 2026. <https://doi.org/10.22052/2026.259009.1182>

© 2023 University of Kashan Press.

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



Extended Abstract

Introduction

Addressing the widening gap between electricity generation and peak demand is a persistent challenge for power grid stability in Iran. Thermal power plants, driven predominantly by gas turbines, serve as the backbone of the grid. While new plant construction is resource-intensive, upgrading existing gas turbines offers a high-return, rapid-implementation alternative which is a necessity in current liquidity constraints. These upgrades generally fall into two domains: performance upgrades and environmental adaptation. The first category includes upgrades using advanced technologies to achieve higher power output and efficiency. In contrast, the second category focuses on modifying the gas turbine to adapt it to the operational and environmental conditions of the installation site and to increase its output under such conditions. Since gas turbines are designed for ISO conditions, their output usually decreases due to the elevation of the installation site as well as increases in ambient temperature. This reduction in output is especially important in hot regions, where it coincides with peak electricity demand. Environmental adaptation plans are designed to address this problem and other operational issues like aging.

This paper presented a systematic assessment of available compressor upgrade technologies for dominant gas turbine models in Iran. By integrating national energy balance statistics with a multi-objective optimization framework, we identified the most cost-efficient selection of upgrades, providing a strategic roadmap for maximizing power augmentation under financial limitations.

Materials and Methods

The methodology employed in this study is structured as follows:

- **Development of Operational Plans:** We first conceptualized and defined operational plans for upgrading the compressors of the

predominant gas turbine models utilized in the nation's power plants.

- **Quantification of Upgrade Potential:** The power augmentation achievable by each upgrade was meticulously extracted, using a combination of manufacturer data, operational power plant data, and advanced simulation techniques.
- **Analysis of Future Demand:** We analyzed the historical trend of the country's peak annual electricity demand and projected these trends forward for the next five-year period.
- **Assessment of National Capacity Enhancement:** The overall potential for increasing the national generation capacity was calculated based on the proposed upgrade plans.
- **Targeted Capacity Fulfillment:** A key objective was to meet a portion of the projected peak demand over the next five years through the implementation of these upgrade strategies.
- **Cost Analysis of Upgrades:** The relative capital cost associated with each individual upgrade plan was modeled and calculated.
- **Optimization Problem Formulation:** The problem was formulated as a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) problem, enabling a systematic approach to decision-making.
- **Solution and Portfolio Determination:** The optimization problem was solved to determine the optimal portfolio and timeline for implementing compressor upgrade plans over the five-year horizon, effectively optimizing the defined objective function.

Result

In the optimized portfolio of compressor upgrades, the highest priority upgrade is from the second category, namely environmental adaptation, specifically upgrades related to the compressor's Inlet Guide Vane (IGV+ and IGVMAX). Following that, the wet compression upgrade from the first category holds the second rank. The compressor washing is also the third most frequent priority for minimizing the

capital cost of electricity generation in the country. Upgrades related to gas turbines with lower baseline power have higher priority and are fully allocated in the initial years of the optimization process. Although this was done with the aim of minimizing capital cost, it also lowered the risk of power reduction due to unit trip resulting from upgrade consequences.

Discussion and Conclusion

In the present paper, we have first identified the major gas turbines used in power plants; then, we have extracted and presented various upgrade designs for the compressor of each of these models, along with the amount of power increase resulted from each design. In the second phase—and by considering the trend of increasing the maximum annual electricity demand and the

total potential capacity increase through the presented upgrade designs—meeting a portion of the annual need by these upgrade plans has been targeted over a 5-year period. Subsequently, the capital cost of each of these designs was modeled based on their technological complexity and energy density. Finally, using a Mixed-Integer Linear Programming (MILP), the required number of each design to meet the objective function in a way that minimizes the overall capital cost has been determined. Based on this optimization, the priority designs for the regulatory sector of the Ministry of Energy, as well as the most attractive designs for the private sector, has been determined including IGV+ and IGVMAX upgrades, Wet Compression (WetC), and Advanced Compressor Cleaning (ACCPPro).

بهینه‌سازی افزایش سریع ظرفیت تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی ایران با رویکرد ارتقای کمپرسور و کمینه کردن هزینه سرمایه

مسعود قدیمی^{*۱}

^۱ استادیار گروه تجهیزات دوار مکانیکی، پژوهشگاه نیرو، تهران، ایران، mghadimi@nri.ac.ir

واژه‌های کلیدی:

تولید برق، توربین گازی، کمپرسور، طرح ارتقا، بهینه‌سازی، کاهش هزینه سرمایه

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۴/۰۱

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۰۶/۰۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۶/۰۴

چکیده: نیروگاه‌های حرارتی و بالطبع توربین‌های گازی همچنان از مهم‌ترین ابزارهای تولید برق به‌خصوص در ایران به شمار می‌آیند. ترکیب دو مشکل اساسی حال حاضر کشور شامل ناترازی برق و کمبود منابع ارزی، روش‌های مقرون به صرفه افزایش تولید برق را از حالت ترجیحی به یک الزام تبدیل نموده است. استفاده از طرح‌های ارتقا برای توربین‌های گازی موجود در قیاس با احداث و نصب واحد جدید، علاوه بر اینکه در زمان بسیار کوتاه‌تری عملیاتی می‌شود، هزینه سرمایه بسیار کمتری داشته و مقرون به صرفه‌تر است. طرح‌های ارتقای کمپرسور به عنوان بخش سرد توربین گازی، دارای ریسک و هزینه اجرای کمتری نیز می‌باشد. به همین دلیل استفاده بهینه از طرح‌های ارتقای کمپرسور، می‌تواند کمک شایانی به افزایش سریع ظرفیت و کاهش هزینه‌های تولید نماید. در مقاله حاضر، ضمن ارائه طرح‌های عملیاتی ارتقای کمپرسور توربین‌های گازی غالب نیروگاه‌های ایران، تعیین بخشی از نیاز تولید برق سالیانه موجود در ترازنامه انرژی که توسط این طرح‌ها قابل تأمین است و مدل‌سازی هزینه سرمایه هر طرح با توجه به پیچیدگی فناوری و قوانین مقیاس‌پذیری سبد اعمال سالیانه طرح‌های ارتقای کمپرسور با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی MILP برای هزینه سرمایه کمینه تعیین می‌گردد. بر اساس نتایج با تمرکز بر طرح‌هایی مانند گشودگی پره راهنمای ورودی در شرایط گرم محیطی یا فشرده‌سازی مرطوب می‌توان در یک دوره ۵ ساله، حداقل ۳۰ درصد از افزایش نیاز سالیانه تولید برق را با هزینه سرمایه بهینه تأمین نمود.

۱. مقدمه

افزایش میزان تولید برق به‌خصوص در ایام گرم سال یکی از نیازهای اساسی کشور است. در ایران همچنان بخش عمده‌ای از تولید برق توسط نیروگاه‌های حرارتی و بالطبع توربین‌های گازی تولید می‌شود. لذا برای پاسخگویی به نیاز افزایش تولید یا باید نیروگاه‌های بیشتری احداث نمود و یا ظرفیت تولید نیروگاه‌های موجود و از جمله توربین‌های گازی را با استفاده از طرح‌های ارتقا افزایش داد. از نظر هزینه و سرعت اجرا روش دوم بسیار مناسب‌تر است و با توجه به وضعیت موجود ناترازی برق و منابع مالی کشور یکی از راه‌حل‌های عاجل افزایش تولید برق خواهد بود. البته در عمل با توجه به محدودیت ظرفیت قابل اعمال در روش دوم باید در میان مدت، ترکیبی از هر دو روش را پیش گرفت.

طرح‌های ارتقا در توربین‌های گازی را می‌توان به دو بخش کلی طرح‌های افزایش توان و راندمان و طرح‌های تطبیق با شرایط محیطی تقسیم‌بندی نمود. بخش اول طرح‌های مربوط به بهینه‌سازی و استفاده از فناوری‌های بالاتر به‌منظور دستیابی به توان و راندمان بیشتر است؛ اما طرح‌های بخش دوم بر تغییر توربین گازی به‌منظور تطبیق و افزایش توان آن در شرایط محیطی محل نصب متمرکز است. از آنجائی که توربین‌های گازی برای شرایط ایزو طراحی می‌شوند، معمولاً به دلیل ارتفاع محل نصب نیروگاه و همچنین افزایش دمای محیط دچار کاهش توان می‌شوند. این کاهش توان به‌خصوص در مناطق گرم از آنجاکه با پیک مصرف هم‌زمان می‌شود از اهمیت دوچندان برخوردار است. طرح‌های تطبیق با شرایط محیطی برای حل این مشکل طراحی می‌شوند. طرح‌های ارتقا در هریک از دو دسته ذکرشده، عموماً یک جزء از توربین گازی را که شکل شماتیک آن‌ها در ضمیمه نشان داده شده، بیشتر دستخوش تغییر می‌نماید. تقریباً اغلب طرح‌های مربوط به تطبیق با شرایط محیطی حول کمپرسور و هوای ورودی آن متمرکز هستند. همچنین از آنجاکه راندمان و نسبت فشار کمپرسور و همچنین دبی جرمی هوای ورودی به کمپرسور پارامترهای کلیدی در تعیین توان نیروگاه می‌باشند، تعداد زیادی از طرح‌های ارتقا در بخش اول نیز دارای محوریت کمپرسور می‌باشند. این طرح‌ها با توجه به اینکه بر روی کمپرسور و به‌عبارت‌دیگر بخش سرد توربین گازی متمرکز هستند، دارای ریسک و هزینه اجرای کمتری نیز می‌باشند. در نتیجه در صورتی که هدف کاهش هزینه تولید به‌صورت حداکثری باشد باید بر روی این طرح‌ها تمرکز نمود. هدف از مقاله حاضر معرفی طرح‌های

ارتقای کمپرسور توربین‌های گازی نیروگاه‌های داخلی در گام اول و بهینه‌سازی نحوه اعمال آن‌ها به‌منظور کاهش حداکثری هزینه تولید در گام دوم است. ابتدا مدل‌های توربین گازی که به‌طور عمده در نیروگاه‌های داخلی موجود هستند معرفی شده و همچنین طرح‌های ارتقا برای تطبیق با شرایط محیطی محل نصب نیز ارائه خواهد شد. سپس با استفاده از آمار ارائه شده در ترازنامه انرژی ایران نیاز سالانه تولید استخراج شده و میزانی که توسط طرح‌های ارائه شده قابل جبران است، تعیین خواهد گردید. در آخر نیز با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی مقرون به‌صرفه‌ترین انتخاب‌ها از بین طرح‌های موجود برای اعمال در نیروگاه‌های کشور ارائه خواهد شد.

۲. توربین‌های گازی عمده در نیروگاه‌های کشور

قسمت عمده تولید برق در کشور توسط نیروگاه‌های حرارتی و به‌طور عمده توسط توربین‌های گازی تولید می‌شود. طبق آمار منتشر شده توسط شرکت مادر تخصصی توانیر [۱] تا آخر سال ۱۴۰۲، توربین‌های گازی در سیکل ساده و ترکیبی بیش از ۵۲ درصد ظرفیت نامی توان تولیدی کشور را به خود اختصاص داده‌اند. با استفاده از جمع‌بندی آمار منتشر شده توسط این شرکت در خصوص مشخصات نیروگاه‌های سیکل ساده و سیکل ترکیبی موجود در کشور، می‌توان مدل‌های غالب توربین گازی در نیروگاه‌های ایران را بر اساس تعداد و میزان توان استخراج نمود. جدول (۱) تجمیع تعداد و میزان توان تولیدی این توربین‌های گازی را نشان می‌دهد. علت اینکه در این جدول برای توان اسمی برخی مدل‌ها اعداد متفاوت و یا بازه قید شده است این است که مدل‌ها دارای نسخه‌های مختلفی بوده و نسخه‌های پیشرفته‌تر از ابتدا دارای برخی طرح‌های ارتقا می‌باشند. در شکل (۱) و (۲) به ترتیب نمودار دایره‌ای فراوانی و ظرفیت تولید مدل‌های عمده توربین گازی در کشور بر اساس جدول تجمیعی (۱) ترسیم شده است. توربین گازی MW701D در بخش «واحدهای دیگر» دارای فراوانی نسبی بیشتری است اما فاقد طرح عملیاتی برای ارتقای کمپرسور می‌باشد.

جدول (۱): تعداد و توان مدل‌های عمده توربین‌های گازی در کشور

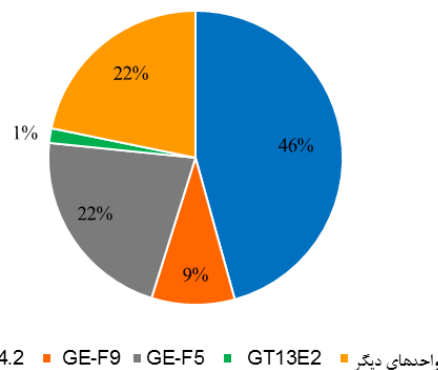
نوع توربین گازی	شرکت سازنده	تعداد	توان اسمی (مگاوات)
V94.2	زیمنس	۱۷۰	۱۶۲-۱۳۷
فریم ۹	جنرال الکتریک	۳۴	۱۱۶، ۱۲۳
فریم ۵	جنرال الکتریک	۸۱	۲۵-۱۴
GT13-E2	آلستوم	۶	۱۶۵

۱.۳. طرح‌های ارتقای کمپرسور توربین گازی V94.2

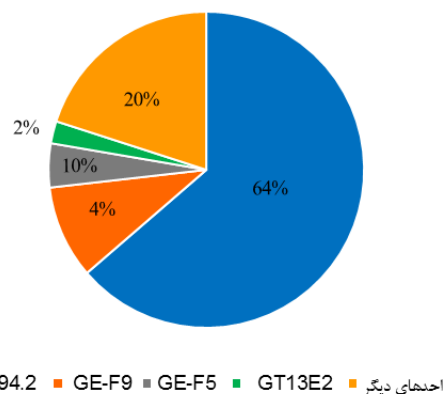
توربین گازی V94.2 ساخت زیمنس آلمان که توسط شرکت توگا نیز تولید داخل می‌شود، همان‌طور که در شکل‌های (۱) و (۲) مشهود است از نظر تعداد واحد و میزان توان تولیدی عمده-ترین مدل توربین گازی در کشور ایران است. این توربین گازی در داخل کشور اصالتاً دارای نسخه‌های ۱۳۷، ۱۴۳، ۱۵۹ و ۱۶۲ مگاواتی می‌باشد. البته شرکت توگا در سال‌های اخیر با ارائه ارتقای موسوم به MAP2B نسخه‌های ۱۶۵، ۱۷۵ و ۱۸۳ مگاواتی آن را نیز ارائه کرده است. این موتور دارای یک کمپرسور محوری ۱۶ طبقه‌ای همراه با یک ردیف پره راهنمای ورودی می‌باشد. ارتقاها عملیاتی قابل اعمال بر روی کمپرسور توربین گازی V94.2 در جدول (۲) نشان داده شده است. در ارتقای CMF+ ایرفویل ۴ ردیف اول پره‌های کمپرسور شامل پره راهنمای ورودی با ایرفویل‌های CDA جایگزین می‌گردد که منجر به افزایش دبی جرمی عبوری از کمپرسور می‌گردد [۴، ۳]. ارتقای 3DB که در نسخه MAP2B این موتور از ابتدا وجود دارد، درواقع استفاده از فناوری پره‌های سه‌بعدی [۵] در پره‌های ثابت و متحرک چهار طبقه اول کمپرسور است که همانند CMF+ سبب افزایش دبی جرمی و همچنین افزایش راندمان کمپرسور می‌شود. ارتقای ACC استفاده از پوشش پیشرفته در کمپرسور و افزایش توان توربین گازی با افزایش صافی سطح در پره‌های کمپرسور می‌باشد [۶]. ارتقای WetC یا فشرده‌سازی مرطوب نیز بر مبنای پاشش قطرات بسیار ریز آب در ورودی کمپرسور بیش از میزان مورد نیاز برای ایجاد شرایط اشباع هوای ورودی است به شکلی که قطرات در طول طبقات تبخیر شده و سبب خنک‌کاری کمپرسور می‌گردد [۷].

جدول (۲): ارتقاها عملیاتی کمپرسور توربین گازی V94.2 [۲]

نوع ارتقا	میزان افزایش توان	میزان افزایش راندمان (%)
CMF+	۵ MW	۰٫۳
3DB	۶ MW	۰٫۳
ACC	٪۱	۰٫۳
WetC	٪۲۰	۳



شکل (۱): نمودار دایروی میزان فراوانی توربین‌های گازی نیروگاهی



شکل (۲): نمودار دایروی توان تولیدی توربین‌های گازی نیروگاهی

۳. طرح‌های ارتقای کمپرسور

همان‌طور که در بخش مقدمه گفته شد، طرح‌های ارتقای کمپرسور را به دو دسته می‌توان تقسیم نمود. دسته اول طرح‌های ارتقا با استفاده از فناوری کلاس‌های بالاتر به منظور افزایش توان و راندمان می‌باشند. برای هریک از توربین‌های گازی ذکر شده در جدول (۱) ارتقاها متفاوتی در این دسته وجود دارد. این ارتقاها و مشخصات آنها برای هریک از این توربین‌های گازی با جمع‌آوری اطلاعات منتشر شده توسط سازندگان اصلی و شرکت‌های تعمیر و نگهداری بین‌المللی گردآوری شده است که در بخش‌های بعدی در جداولی ارائه خواهد شد. دسته دومی که در این بخش ارائه می‌شود طرح‌های تطبیق با شرایط محیطی هستند که برخی بر روی پره راهنمای ورودی یا کل پره‌های ثابت کمپرسور متمرکز بوده و برای مدل‌های مختلف توربین متفاوت می‌باشند و برخی دیگر مانند خنک‌کاری هوای ورودی و شستشوی کمپرسور بر روی کاهش اثرات ناشی از افزایش دما و سالخوردگی متمرکز بوده و بین مدل‌های مختلف توربین گازی مشترک‌اند.

۲.۳. طرح‌های ارتقای کمپرسور موتور GE-F9

توربین گازی فریم ۹ ساخت شرکت جنرال الکتریک آمریکا از نظر میزان توان تولیدی در رتبه دوم قرار داشته و دو نسخه ۱۱۶ و ۱۲۳/۴ مگاواتی آن در نیروگاه‌های ایران موجود است. ارتقای مربوط به این توربین گازی در جدول (۳) نشان داده شده است. طرح ارتقای FT6B، مشتمل بر استفاده از پره راهنمای ورودی با خط انحنای کمتر (پره تخت‌تر) به منظور افزایش دبی جریان [۹] بوده و تنها بر روی نسخه ۱۱۶ مگاواتی قابل اعمال است. طرح ارتقای FS2X نیز استفاده از آب‌بند بررسی در یاتاقان شماره ۲ و ارتقای FS2V استفاده از آب‌بند بررسی بین بدنه کمپرسور در خروجی و قسمت انتهایی شفت عقبی (HPP) در این نوع توربین گازی است. آخرین ارتقای این جدول F3JB نام دارد که شامل تزریق بخار در خروجی کمپرسور به منظور افزایش توان واحد [۱۰، ۱۱] می‌باشد. به جزء ارتقای اول بقیه ارتقای ذکر شده در این جدول قابل اعمال به هر دو نسخه این نوع توربین گازی هستند.

جدول (۳): ارتقای عملیاتی کمپرسور توربین گازی GE-F9 [۸]

نوع ارتقا	میزان افزایش توان	میزان افزایش راندمان (%)
FT6B	٪۱/۵	۰/۶
FS2X	٪۰/۳	۰/۲
FS2V	٪۱	۰/۵
F3JB	٪۱۵	۷

۳.۳. طرح‌های ارتقای کمپرسور موتور GE-F5

توربین گازی فریم ۵ نیز محصول شرکت جنرال الکتریک است. از این توربین گازی نسخه‌های ۱۴، ۱۸/۸، ۲۳/۷، ۲۴/۳ و ۲۵ مگاواتی در نیروگاه‌های داخل کشور موجود است. این توربین گازی به نسبت دو توربین گازی قبلی دارای فناوری قدیمی‌تری می‌باشد. طرح‌های ارتقا مربوط به این نوع توربین گازی در جدول (۴) ارائه شده است. ارتقای Zero Stage شامل اضافه کردن یک طبقه به ابتدای کمپرسور است. این ارتقا تنها در نسخه ۱۴ مگاواتی قابل اعمال می‌باشد. همان‌طور که در این جدول مشاهده می‌شود، این ارتقا، بیشترین مقدار افزایش توان را نیز به خود اختصاص داده است. ارتقای FT3X شامل افزایش سرعت گردش

کمپرسور برای افزایش توان و ارتقای FT3C استفاده از پره راهنمای ورودی با خط انحنای کاهش‌یافته در زاویه ۸۵ و ۸۶ درجه می‌باشد [۹]. ارتقای F3JB همانند جدول قبل شامل تزریق بخار در خروجی کمپرسور می‌باشد، اما میزان درصد افزایش توان آن نسبت به فریم ۹ کمتر است.

جدول (۴): ارتقای عملیاتی کمپرسور موتور GE-F5 [۱۲]

نوع ارتقا	میزان افزایش توان	میزان افزایش راندمان (%)
Zero Stage	٪۲۶	۷
FT3X	٪۳	۰/۸
FT3C	٪۳/۹	۱
F3JB	٪۱۳/۲	۵/۲

۴.۳. طرح‌های ارتقای کمپرسور موتور GT13E2

توربین گازی GT13E2 محصول شرکت آلتوم فرانسه است. این توربین از لحظه تولد در سال ۱۹۹۳ میلادی تاکنون دستخوش بهبودهای مختلفی بوده است. لیست ارتقای مربوط به این توربین گازی در جدول (۵) نشان داده شده است. ارتقای Up-flow شامل تغییر زاویه نصب پره‌های طبقه‌های ۱ تا ۵ کمپرسور بوده که منجر به افزایش دبی جرمی می‌گردد. ارتقای MXL2 مشتمل بر استفاده از ایرفویل‌های CDA در ردیف‌های ابتدایی و انحنای خط اتصال پره به دیواره در ردیف‌های انتهایی و همچنین بهینه‌سازی لقی نوک پره‌های کمپرسور است [۱۳، ۱۴]. ارتقای صورت گرفته در سال ۲۰۱۲ با نام U1 نیز شامل استفاده از ۱۶ طبقه اول توربین گازی GT26 در این نوع توربین است که دبی جرمی و در نتیجه توان توربین گازی را به مقدار قابل توجهی افزایش می‌دهد.

جدول (۵): ارتقای عملیاتی کمپرسور موتور GT13E2 [۱۳]

نوع ارتقا	میزان افزایش توان	میزان افزایش راندمان (%)
Up-flow	۶ MW	۰/۳
MXL2	۳ MW	۰/۸
U1	۱۷ MW	۰/۲

۵.۳. طرح‌های ارتقای تطبیق با شرایط محیطی

در بخش‌های قبل ارتقا‌های کلی مرتبط با استفاده از فناوری‌های بالاتر به‌منظور بهبود پارامترهای عملکردی کمپرسور و در نتیجه افزایش توان توربین گازی بیان شد. در این بخش دسته دیگری از ارتقا‌های کمپرسور تشریح می‌گردد که هدف آن‌ها تطبیق توربین گازی با شرایط محیطی و جلوگیری از کاهش توان ناشی از سالخوردگی و افزایش دمای محیط در فصل‌های گرم می‌باشد. همان‌طور که در ابتدای این فصل ذکر شد، طرح‌های این بخش بر اساس سطح تغییرات به دو دسته تقسیم می‌شوند. اول، طرح‌های ارتقا که حول پره راهنمای ورودی و پره‌های ثابت کمپرسور متمرکز هستند و برای مدل‌های مختلف توربین گازی متفاوت‌اند. هدف از این طرح‌ها جبران کاهش دبی جرمی عبوری از کمپرسور در اثر افزایش دمای محیط به روش اصلاح مثلث‌های سرعت در کمپرسور می‌باشد. دسته دوم طرح‌های ارتقا مربوط به خنک‌کاری هوای ورودی و شستشوی کمپرسور است که برای مدل‌های مختلف توربین گازی مشترک‌اند و هدف از آن‌ها کاهش دمای محیطی و اثرات سالخوردگی بر عملکرد کمپرسور است. طرح‌های عملیاتی دسته اول در جدول (۶) و طرح‌های عملیاتی دسته دوم در جدول (۷) ارائه شده‌اند. در جدول (۶) ارتقا‌های ردیف ۱، ۳ و ۴ مربوط به پره راهنمای ورودی و گشودن آن بیش‌ازحد ماکزیمم طراحی اولیه در دماهای بالای محیطی هستند. از این بین ارتقای IGV+ برای نسخه ۱۶۲ مگاواتی توربین گازی V94.2، ۳ مگاوات و برای نسخه ۱۵۹ مگاواتی این موتور ۵ مگاوات توان را افزایش می‌دهد. ارتقای ردیف ۲ جدول (۶)، ارتقای HAS، مربوط به تغییر و بهینه‌سازی زاویه نصب تمامی پره‌های ثابت کمپرسور بدون تغییر ایرفویل آن‌ها به‌منظور افزایش توان در شرایط گرم محیطی است [۱۵]. افزایش توان ذکر شده در جدول (۶) مربوط به مقدار گارانتی ارتقا‌های ذکر شده و در دمای محیطی ۴۰ درجه سانتی‌گراد است.

جدول (۶): ارتقا‌های عملیاتی کمپرسور برای تطبیق با شرایط محیطی

بخش مرتبط با پره راهنمای ورودی و پره‌های ثابت

ردیف	نوع توربین گازی	نوع ارتقا	میزان افزایش توان
۱	V94.2	IGV+	۵-۳ MW
۲	V94.2	HAS	۸ MW
۳	GE-F9	IGV Max +2 deg.	۰/۴ %
۴	GE-F5	IGV Max +2 deg.	۰/۲ %

جدول (۷): ارتقا‌های عملیاتی کمپرسور برای تطبیق با شرایط محیطی

بخش مرتبط با خنک‌کاری هوای ورودی و شستشو

ردیف	نوع ارتقا	میزان افزایش توان
۱	Media	۶-۵ %
۲	Fogging	۷-۶ %
۳	Chiller	۱۵ %
۴	Compressor Washing	۲ %

در جدول (۷) ارتقا‌های مرتبط با خنک‌کاری هوای ورودی کمپرسور در ردیف‌های ۱ تا ۳ شامل مدیا [۱۶]، فاگ [۱۷] و چیلر [۱۸] ارائه شده است. دو مورد اول از تبخیر آب برای خنک‌کاری بهره می‌برند. سیستم مدیا شامل استفاده از یک واسط مرطوب در ورودی کمپرسور و سیستم فاگ نیز پاشش آب تا بیشینه حد اشباع در ورودی کمپرسور می‌باشد. روش سوم نیز استفاده از چیلر برای خنک‌کاری هوای ورودی کمپرسور می‌باشد. میزان افزایش توان هر یک از این روش‌ها وابسته به مقدار کاهش دمای ورودی هوا توسط آن روش است که خود تابعی از دمای محیط و در برخی روش‌ها تابعی از رطوبت نسبی محیط می‌باشد. برای محاسبه میزان افزایش توان روش‌های مدیا و فاگ در ردیف ۱ و ۲ جدول (۷)، با توجه به دما و رطوبت نسبی محیطی از نمودار سایکرومتریک استفاده می‌شود [۱۹]. علت تفاوت افزایش توان این دو روش در جدول (۷) راندمان بالاتر خنک‌کاری در روش فاگ است. افزایش توان ارائه شده در جدول (۷) برای دمای محیطی ۴۰ درجه و رطوبت نسبی ۵۰ درصد است. دما و رطوبت محیطی با استفاده از میانگین‌گیری وزنی شرایط آب و هوایی شهرهای نیروگاهی در شرایط اوج مصرف قابل استخراج است. برای این امر ابتدا لیست شهرهای نیروگاه‌های حرارتی شامل سیکل ساده و ترکیبی استخراج شده است. در گام بعد میانگین دما و رطوبت نسبی ۱۰ ساله هریک با استفاده از اطلاعات هواشناسی در فصول گرم محاسبه می‌شود. در نهایت، میانگین کلی دما و رطوبت شهرهای نیروگاهی با وزنی برابر با توان تولیدی هر نیروگاه به شکل زیر محاسبه می‌شود:

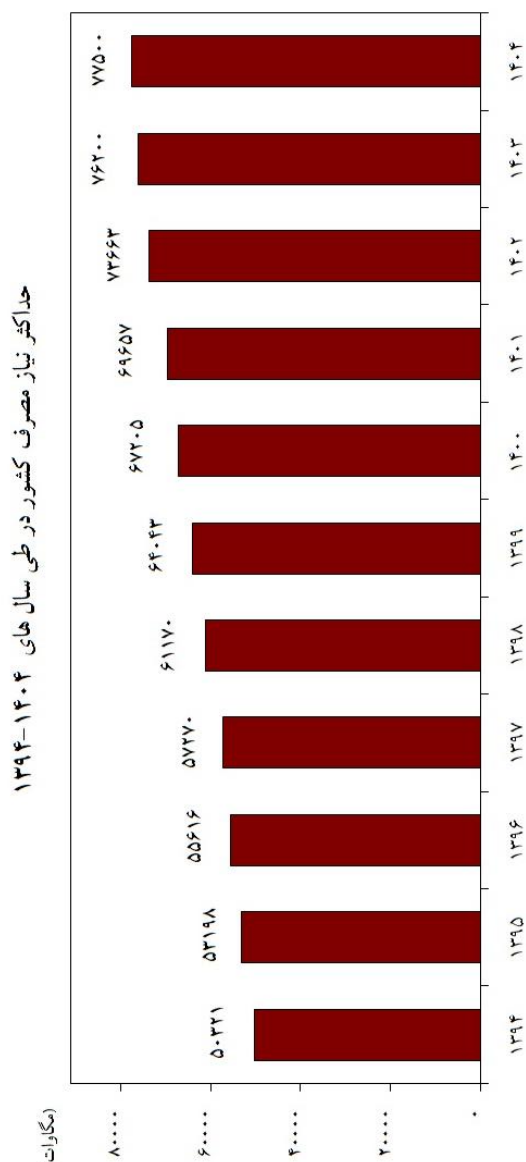
$$X_{ave} = \sum_{i=1}^n w_i X_i \quad (1)$$

که در آن X دما یا رطوبت و w وزن مربوط به هر نیروگاه و n تعداد نیروگاه‌های کشور است. ارتقای ردیف ۴ در جدول (۷) شامل شستشوی کمپرسور [۲۰] می‌باشد که با حذف اثرات رسوب شکل گرفته در کمپرسور بخشی از سالخوردگی قابل بازیابی [۲۱] در توربین‌های گازی را احیا می‌نماید.

۴. بهینه‌سازی انتخاب طرح‌های ارتقا

در بخش پیشین ارتقا‌های عملیاتی کمپرسور توربین‌های گازی عمده نیروگاهی کشور در دو بخش ارتقا با استفاده از فناوری‌های کلاس بالاتر و ارتقا به منظور تطبیق با شرایط محیطی همراه با میزان افزایش توان هریک ارائه شد. در مورد میزان افزایش توان ارتقا‌های مختلف که بر مبنای داده‌های منابع و همین‌طور داده‌های عملیاتی نیروگاه‌ها ارائه شده است، در هر موردی که مقدور بوده با استفاده از مدل ترمودینامیکی که برای شبیه‌سازی سیکل توربین گازی بسط داده شده است، نیز میزان افزایش توان اعتبارسنجی شده است. کلیات مدل ترمودینامیکی توسعه داده شده که موضوع مقاله حاضر نمی‌باشد در ضمیمه ارائه شده است. در بخش حاضر با هدف‌گذاری تأمین بخشی از نیاز تولید سالیانه برق کشور، چگونگی اعمال این طرح‌ها برای کمینه‌سازی هزینه سرمایه تعیین خواهد شد. از نتیجه این بهینه‌سازی می‌توان برای اولویت‌بندی پیاده‌سازی ارتقا‌های ذکر شده نیز بهره برد. با توجه به اینکه هدف-گذاری حاضر دوره کوتاه مدت می‌باشد، بازه ۵ ساله برای این برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده است.

برای هدف‌گذاری تأمین بخشی از تولید سالیانه توسط روش‌های ارتقای کمپرسور، بررسی دو مورد ضروری است. اول، روند افزایش حداکثر نیاز مصرف سالیانه برق در کشور و دوم، میزان پتانسیل کل توانی است که با کمک طرح‌های ارتقای ذکر شده برای کمپرسور می‌توان بدان دست یافت. نمودار مربوط به حداکثر نیاز مصرف ۱۰ ساله اخیر برق کشور با توجه به آخرین آمار منتشر شده [۱] و همچنین آمار رسمی اعلام شده توسط شرکت توانیر برای دو سال ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴ به صورت نمودار میله‌ای در شکل (۳) نشان داده شده است. بر اساس این نمودار، حداکثر نیاز مصرف کشور سالیانه کشور به طور متوسط حدود ۴/۴ درصد در هر سال رشد داشته است. بر این اساس تا سال ۱۴۱۰ حداکثر نیاز مصرف سالیانه به رقمی حدود ۹۶۱۱۸ مگاوات خواهد رسید که نیازمند افزایش ۱۸۶۱۸ مگاواتی تولید در دوره ۵ ساله فقط بابت افزایش تقاضا خواهد بود. به عبارت دیگر در طول یک بازه ۵ ساله باید به طور متوسط سالیانه حدود ۳۷۲۴ مگاوات برای پاسخگویی به افزایش تقاضا به ظرفیت تولید برق کشور افزوده شود. البته این مقدار ظرفیت صرفاً برای پاسخگویی به نیازهای جدید است و برای حل مشکل ناترازی فعلی این مقدار باید افزوده شود.



شکل (۳): نمودار میله‌ای حداکثر نیاز مصرف برق سالیانه کشور

همان‌طور که ذکر شد مورد دومی که در تعیین تابع هدف مؤثر است، میزان پتانسیل کل توان قابل استحصال از ارتقا‌های ذکر شده است. با توجه به داده‌های جدول‌های (۱)-(۷) و همچنین بر اساس تعداد هر مدل توربین گازی که ارتقای مورد نظر بر روی آن انجام شده می‌توان پتانسیل کل افزایش توان را با رابطه زیر محاسبه نمود:

$$P_{tot} = \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^{n_i} N_{ij} \Delta P_{ij} \quad (2)$$

که در آن P_{tot} مجموع کل توان قابل استحصال از ارتقا‌ها، N_{ij} تعداد موجود از مدل توربین گازی i ام که ارتقای j ام روی آن اعمال نشده، ΔP_{ij} افزایش توان مدل توربین گازی i ام در اثر اعمال ارتقای j ام در آن مدل و n_i تعداد ارتقا‌های مدل توربین گازی i ام می‌باشد.

سالیانه برآورده شده و ثانیاً قیود مربوط به تعداد ارتقای در دسترس رعایت شود.

هزینه سرمایه هر طرح ارتقا را می‌توان به صورت یک بخش ثابت و یک تابع خطی از افزایش توان آن مدل‌سازی نمود. بر این اساس تابع هزینه هر طرح به شکل زیر فرض می‌شود:

$$C_i = H_i + K_i \Delta P_i \quad (3)$$

که در آن C بیانگر هزینه سرمایه، H بیانگر بخش ثابت هزینه سرمایه و ΔP معرف افزایش توان حاصل از ارتقا بوده و زیرنویس i بیانگر طرح i ام می‌باشد. هزینه سرمایه فناوری‌های مختلف تولید برق تابعی از پیچیدگی آن فناوری و چگالی انرژی حاصل از آن می‌باشند [۲۲]. در مدل‌سازی صورت گرفته در معادله (۳)، بخش مربوط به پیچیدگی فناوری در قسمت ثابت این معادله یعنی H و بخش مربوط به چگالی انرژی در ضریب توان یعنی K خود را نشان می‌دهد. در صورتی که مقادیر این پارامتر برای ارتقاها مختلف نسبت به یکدیگر تخمین زده شود، اثر پارامترهای دیگری مانند نرخ تورم و محل اعمال که در هزینه سرمایه مؤثر است [۲۳]، تنها به صورت یک ضریب ثابت در تابع هزینه کل که در واقع تابع هدف بهینه‌سازی نیز می‌باشد وارد شده و تأثیری در فرایند بهینه‌سازی و تعیین ارتقاها دارای اولویت نخواهد داشت. در نتیجه در کار حاضر از مدل ساده‌تر و عملیاتی دیگری برای تابع هزینه استفاده شده است که بر مبنای آن به هر طرح، بر حسب اینکه پیچیدگی و تغییرات فیزیکی ناشی از آنچه نسبتی از تغییر کامل یک ردیف از پره‌های کمپرسور همان مدل توربین گازی می‌باشد عددی اختصاص داده می‌شود. این اعداد بر اساس توضیحاتی که در بخش (۳) برای سطح تغییرات هر ارتقا داده شد و همچنین استفاده از برخی اطلاعات قراردادی منعقد شده در نیروگاه‌های کشور تعیین شده و در جدول (۸) و (۹) ارائه شده‌اند. برای مقایسه هزینه سرمایه طرح‌های مربوط به مدل‌های مختلف توربین گازی نسبت به هم نیز از رابطه زیر که با قوانین مقیاس‌پذیری استخراج شده است بهره گرفته می‌شود:

$$\frac{BC_2}{BC_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{3/2} \quad (4)$$

که در آن BC هزینه سرمایه تغییر یک ردیف از پره‌های کمپرسور و P توان پایه همان مدل توربین گازی است. در نتیجه هزینه سرمایه نسبی کلیه طرح‌های ارتقای ارائه شده از رابطه زیر با توجه به توان پایه مدل توربین گازی آن، P_j ، محاسبه خواهد شد:

$$C_{ij} = K_i P_j^{3/2} \quad (5)$$

ارتقاها ارائه شده در بخش پیشین در دو دسته کلی ارتقا با استفاده از فناوری‌های بالاتر و ارتقا به منظور تطبیق با شرایط محیطی و عملیاتی ارائه گردید. از آنجایی که افزایش توان ارتقاها دسته اول فاقد همپوشانی است، میزان کل توان قابل استحصال از این دسته یعنی ارتقا با استفاده از فناوری‌های کلاس بالاتر که در جدول‌های (۲) و (۵) ارائه شده است، معادل ۸۲۳۹ مگاوات محاسبه می‌شود. ارتقاها دسته دوم که در جدول‌های (۶) و (۷) ارائه شده‌اند از نظر افزایش توان دارای دو همپوشانی می‌باشند. اولاً در هر واحد تنها یکی از طرح‌های خنک‌کاری هوای ورودی کمپرسور، ردیف‌های ۱-۳ جدول (۷) قابل اعمال است. ثانیاً در صورت استفاده از هریک از این طرح‌های خنک‌کاری، افزایش توان ناشی از اعمال طرح‌های جدول (۶) به صورت مضاعف به حدود نصف میزان ارائه شده در این جدول کاهش خواهد یافت. بر این اساس پتانسیل افزایش توان ناشی از طرح‌های تطبیق با شرایط محیطی در جدول (۶) و (۷) به صورت ۵۵۳۹ مگاوات محاسبه می‌شود. در نتیجه مجموع توان قابل استحصال از کلیه طرح‌های ارتقای ارائه شده ۱۳۷۷۸ مگاوات خواهد بود. با توجه به دو عدد محاسبه شده افزایش ۱۸۶۱۸ مگاواتی حداکثر نیاز مصرف سالیانه در مدت پنج سال و ۱۳۷۷۸ مگاوات کل افزایش توان قابل استحصال از اعمال تمامی ارتقاها ذکر شده، برآورده کردن ۳۰ درصد از نیاز سالیانه معادل افزایش توان سالیانه ۱۱۱۷ مگاوات با کمک اعمال طرح‌های ارتقای عملیاتی ارائه شده در یک بازه ۵ ساله به عنوان تابع هدف تعیین می‌گردد. همان‌طور که مشخص است این عدد همه ظرفیت قابل ارائه توسط طرح‌های ارتقای ذکر شده را در طول ۵ سال مصرف نمی‌کند و از یک طرف امکان تمدید این برنامه به یک برنامه ۱۰ سال را می‌دهد و از طرف دیگر اولاً، امکان مشخص کردن طرح‌های اولویت‌دار را با فرایند بهینه‌سازی ایجاد می‌نماید و هم امکان پیاده‌سازی بیشتر طرح‌های ارتقای تخصیص‌یافته در فرایند بهینه‌سازی را در برنامه‌های تعمیراتی نیروگاه‌ها فراهم می‌نماید.

برای قیود بهینه‌سازی نیز علاوه بر تعداد موجود از هر نوع مدل توربین گازی در نیروگاه‌های کشور، نیاز به اطلاعاتی در مورد تعداد ارتقاها که تاکنون بر روی هریک از این مدل‌ها اعمال شده نیز می‌باشد. این اطلاعات با همکاری نیروگاه‌های کشور و شرکت مادر تخصصی تولید برق حرارتی جمع‌آوری شده است. بنابراین هدف کمینه‌سازی هزینه سرمایه تولید طرح‌های ارتقای کمپرسور به گونه‌ایست که اولاً سهم ذکر شده از نیاز تولید

شرایط مسئله صدق کند ضلع‌هایی انتخاب می‌شود که مقدار تابع هدف در هر مرحله کوچک‌تر گردد. در رأسی که نتوان ضلعی را برای حرکت مرحله بعد انتخاب کرد، آن رأس پاسخ مسئله بهینه‌سازی است. این روش بسیار سریع بوده و با تعداد تکراری برابر با ۲ تا ۳ برابر قیود مسئله همگرا می‌شود. در حوزه توسعه ظرفیت یا بازچینی ناوگان تولید برق در کشورهای مختلف، مطالعات متعددی با هدف کمینه کردن هزینه سرمایه انتشار کربن انجام شده است [۲۷-۳۲]. در مقاله حاضر به منظور کمینه کردن هزینه سرمایه افزایش ظرفیت تولید نیروگاه‌های حرارتی ایران با ارتقای کمپرسور، از نرم‌افزار متلب استفاده شده است که در آن دستور Linprog، مسئله بهینه‌سازی خطی را با روش نقطه درونی حل می‌نماید [۳۳]. البته در مواردی که جواب‌های بهینه‌سازی الزاماً باید اعداد صحیح باشند در نرم‌افزار متلب باید از دستور جایگزین intlinprog برای بهینه‌سازی MILP استفاده نمود. از آنجایی که در مقاله حاضر، جواب‌ها برابر با تعداد مورد نیاز از هر ارتقا می‌باشند که الزاماً اعداد صحیح هستند، باید از این دستور در متلب استفاده نمود. صورت مسئله بهینه‌سازی پژوهش حاضر به صورت زیر می‌باشد:

$$\begin{aligned} \text{Min } f &= c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \\ Ax &\leq b \\ A_{eq}x &= b_{eq} \\ lb &\leq x \leq ub \end{aligned} \quad (6)$$

که در آن، f معادل هزینه سرمایه کل، x_i تعداد مورد نیاز از هر ارتقا و C_i بیانگر هزینه سرمایه نسبی هر طرح ارتقا است که با توجه به رابطه (۵) و جدول‌های (۸) و (۹) محاسبه می‌شوند. در مسأله حاضر ماتریس A ، ماتریس همانی بوده و بردار b نیز شامل تعداد موجود از مدل توربین گازی مربوط به هر طرح ارتقا در نیروگاه-های کشور است که طرح مزبور در آن پیاده‌سازی نشده است. ماتریس A_{eq} در این رابطه ترانهاد برداری مشتمل بر مقدار افزایش توان ناشی از هر طرح ارتقا است که از جدول‌های (۲)-(۷) به دست می‌آید و b_{eq} نیز مقدار کل افزایش توان برنامه‌ریزی شده است که در کار حاضر همان‌طور که در بخش ۴ ذکر شد، ۳۰ درصد از پیش‌بینی افزایش نیاز مصرف سالیانه معادل ۱۱۱۷ مگاوات در هر سال و برای یک دوره پنج ساله در نظر گرفته شده است. بردارهای lb و ub در این رابطه به ترتیب بردارهای کران پایین و کران بالای تعداد هر طرح ارتقا می‌باشند. با توجه به اینکه تعداد بیشینه هر ارتقا با استفاده از ماتریس A محدود شده است، می‌توان با قراردادن یک ماتریس همانی دیگر در این ماتریس و

که در آن K_i اعداد ارائه شده در جدول (۸) و (۹) و بیانگر نسبت هزینه سرمایه ارتقای هر نسخه توربین گازی به هزینه سرمایه تغییر یک ردیف از پره‌های کمپرسور همان مدل توربین گازی می‌باشد.

جدول (۸): هزینه سرمایه طرح‌های ارتقای کمپرسور نسبت به هزینه

تغییر یک ردیف از همان کمپرسور

نوع ارتقا	هزینه سرمایه نسبی	نوع ارتقا	هزینه سرمایه نسبی
CMF+	۴	Zero Stage	۴
3DB	۹	FT3X	۰/۵
ACC	۲	FT3C	۱
WetC	۱۵	F3JB-F5	۱۵
FT6B	۱	Up-flow	۵
FS2X	۱	MXL2	۴
FS2V	۱	U1	۱۶
F3JB-F9	۱۵	-	-

جدول (۹): هزینه سرمایه طرح‌های ارتقای تطبیق شرایط محیطی

نسبت به هزینه تغییر یک ردیف از همان کمپرسور

نوع ارتقا	هزینه سرمایه نسبی	نوع ارتقا	هزینه سرمایه نسبی
IGV+	۰/۲۵	Media	۱۴
HAS-V94.2	۱۶	Fogging	۷
IGV+2 deg-F9	۰/۲۵	Chiller	۵۰
IGV+2 deg-F5	۰/۲۵	Washing	۲

۱.۴. بهینه‌سازی خطی

در مسائل بهینه‌سازی، هدف کمینه یا بیشینه کردن تابعی از متغیرهاست، به گونه‌ای که این متغیرها مجموعه‌ای از شروط و قیود را برآورده سازند. این شروط می‌توانند به صورت یک معادله یا نامعادله باشند. بهینه‌سازی خطی به دنبال یافتن پاسخ مسئله‌هایی است که تابع هدف و شرط‌های محدودکننده آن ترکیب خطی از متغیرها باشند. برای حل این مسئله کلی، راه‌حل‌های متفاوتی وجود دارد. یکی از این روش‌ها، روش نقطه درونی است. نابرابری‌های خطی که شرط‌های محدودکننده در مسئله بهینه‌سازی هستند، در فضای R^n تشکیل یک چندوجهی را می‌دهند. در روش نقطه داخلی جواب با جستجو در داخل فضای تعریف شده طبق یک الگوریتم بر مبنای پیش‌بینی و اصلاح آن به دست می‌آید. این روش برای اولین بار توسط کارمارکار برای بهینه‌سازی به کار رفت [۲۴]. یکی دیگر از روش‌های شناخته شده حل این مسئله، روش سیمپلکس است که توسط دانتزیگ ابداع شده است [۲۵] و [۲۶]. به طور کلی نحوه کار این روش به این صورت است که در چندوجهی تشکیل شده از نابرابری‌ها با شروع از یک رأس که در

بردار صفر در طرف دیگر قید منفی نبودن تعداد را نیز برآورده نموده و نامساوی آخر رابطه (۶) حذف گردد. در این حالت ماتریس A و بردار b به شکل زیر خواهند بود:

$$A = \begin{bmatrix} I \\ -I \end{bmatrix}, b = \begin{bmatrix} N \\ 0 \end{bmatrix} \quad (۷)$$

که در آن I ماتریس همانی و N بردار تعداد موجود هر ارتقا است.

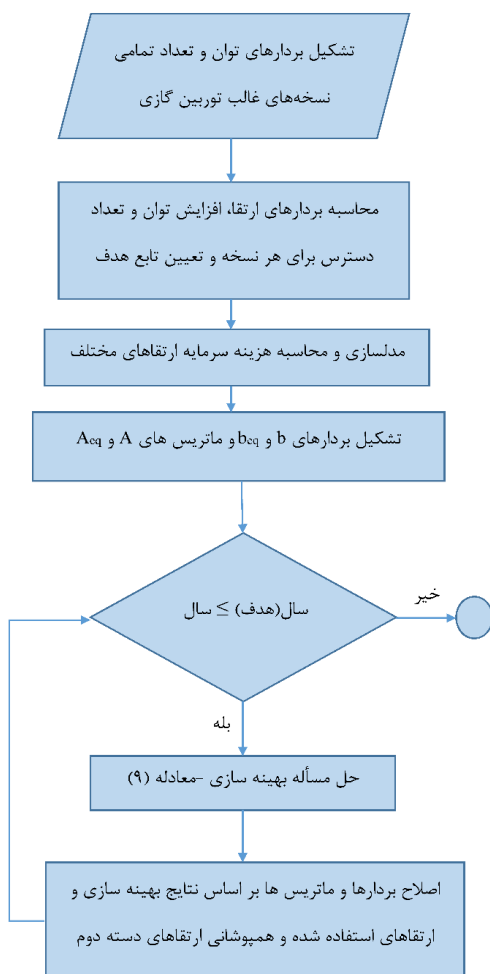
۵. نتایج

در بخش‌های پیشین اقدامات زیر صورت پذیرفت:

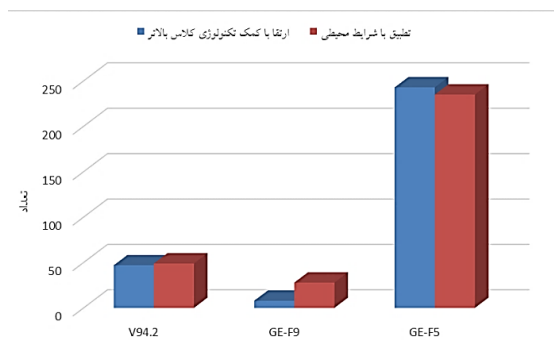
- تدوین طرح‌های عملیاتی ارتقای کمپرسور توربین‌های گازی عمده نیروگاهی کشور
- استخراج افزایش توان هر ارتقا با استفاده از داده‌های سازنده، داده‌های عملیاتی نیروگاه و شبیه‌سازی
- بررسی روند افزایش حداکثر نیاز مصرف سالیانه برق کشور و پیش‌بینی آن برای دوره ۵ ساله آتی
- محاسبه پتانسیل کلی افزایش ظرفیت تولید کشور با استفاده از طرح‌های ارتقای ارائه شده
- هدف‌گذاری برآورده کردن بخشی از حداکثر نیاز مصرف در دوره ۵ ساله آتی به کمک طرح‌های ارتقا
- مدل‌سازی و محاسبه هزینه سرمایه نسبی هر کدام از طرح‌های ارتقا
- فرمول‌بندی مسئله بهینه‌سازی به صورت یک مسئله بهینه‌سازی خطی اعداد صحیح

در این بخش با استفاده از بهینه‌سازی خطی، نحوه استفاده از این طرح‌ها به شکلی که ضمن برآورده کردن تابع هدف تولید، هزینه سرمایه آن نیز کمینه شود تعیین خواهد شد. خروجی این بهینه‌سازی برای بخش حاکمیت، اولویت‌های اصلی افزایش ظرفیت تولید به کمک ارتقا و برای بخش خصوصی طرح‌های ارتقای جذاب اقتصادی خواهد بود. فرمول‌بندی مسئله در رابطه (۶) بیان شد. نکته مهمی که در اینجا می‌توان به آن اشاره نمود این است که در فرایند بهینه‌سازی می‌توان افزایش توان مورد نیاز از مجموع اعمال طرح‌ها را به جای A_{eq} با علامت منفی در یک ردیف از ماتریس A جایگزین نمود. معنای این امر این است که طرح‌ها به گونه‌ای بهینه می‌شوند که در حالت حداقلی توان هدف توسط طرح‌ها برآورده شود و برآورده شدن بیشتر از آن نیز بتواند جواب مسئله باشد. برای حل این مسئله بهینه‌سازی کدی به زبان متلب تدوین شده است که روندنمای کلی آن در شکل (۴) نشان داده شده است.

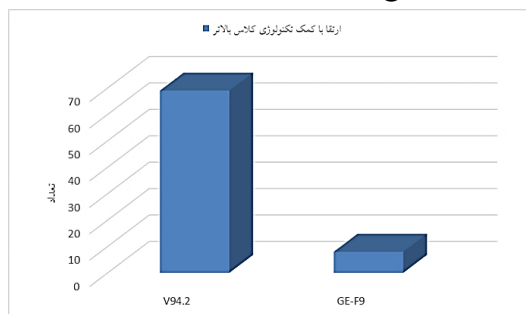
همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، ابتدا بردارهای مختلف شامل توان و تعداد موجود از نسخه‌های غالب توربین گازی موجود در کشور، میزان افزایش توان و نسخه‌های قابل اعمال هر ارتقا و تعدادی از هر نسخه که ارتقای مذکور بر روی آن اعمال نشده تشکیل می‌گردد. سپس با استفاده از مدل‌سازی شرح داده شده در رابطه (۴)، میزان هزینه سرمایه هر طرح ارتقا محاسبه می‌گردد. در مرحله بعد با توجه به بردارهای تشکیل شده، بردارهای b و b_{eq} و همین‌طور ماتریس‌های A و A_{eq} تشکیل داده شده و مسئله بهینه‌سازی خطی اعداد صحیح با قیود مربوطه برای سال اول حل می‌شود. در مرحله بعد بر اساس طرح‌های ارتقای تخصیص‌یافته به سال اول، بردارهای مربوطه بر اساس کاهش تعداد در دسترس ارتقاها و همچنین همپوشانی ایجاد شده، اصلاح شده و فرایند بهینه‌سازی تخصیص ارتقا برای سال‌های بعد تکرار می‌شود. نتایج حاصل از این بهینه‌سازی و ارتقاها تخصیص‌یافته برای سال‌های مختلف در یک دوره ۵ ساله در جدول ۱۰ نشان داده شده است.



شکل (۴): روندنمای کد نرم‌افزاری تدوین شده



شکل (۵): طرح‌های ارتقای تخصیص‌یافته در دو سال اول



شکل (۶): طرح‌های ارتقای تخصیص‌یافته در دو سال دوم

همان‌طور که در شکل (۵) مشاهده می‌شود، طرح‌های ارتقای مرتبط با توربین‌های گازی که توان پایه کمتری دارند از اولویت بیشتری برخوردار بوده و در سال‌های اول کاملاً تخصیص داده شده‌اند. بر اساس سبد به دست‌آمده از فرایند بهینه‌سازی برای اعمال طرح‌های ارتقا که در جدول (۱۰) ارائه شده است، میزان افزایش توان در هر سال در شکل (۷) بصورت نمودار ارائه شده است. در این نمودار خط مربوط به توان برنامه‌ریزی‌شده نیز رسم شده است. همان‌طور که بیان شد، در مقاله حاضر به جای آنکه برای ارضای این شرط از تساوی $A_{eq} x = b_{eq}$ در رابطه (۶) استفاده شود، از نامعادله $A_{eq} x \geq b_{eq}$ استفاده شده است تا توان‌های بیشتر از مقدار برنامه‌ریزی‌شده نیز بتواند جواب مسئله باشد. به همین دلیل همان‌طور که در شکل (۷) مشاهده می‌شود، توان محقق شده از اعمال طرح‌های ارتقا در تمامی سال‌ها برابر یا بیشتر از مقدار هدف‌گذاری شده بوده است. البته تبدیل رابطه برابری به نابرابری در مسئله حاضر همان‌طور که در شکل (۷) نیز مشهود است، سبب نخواهد شد که جواب مسئله از مقدار توان برنامه‌ریزی‌شده فاصله زیادی بگیرد زیرا زیاد شدن توان یا مستلزم استفاده از تعداد بیشتر طرح‌های ارتقا یا طرح‌های ارتقا با افزایش توان بزرگ‌تر است که هر دو مورد سبب بزرگ‌تر شدن هزینه سرمایه کل به‌عنوان تابع هدفی می‌شود که کمینه کردن آن هدف الگوریتم بهینه‌سازی به‌کار گرفته شده است.

جدول (۱۰): نتایج بهینه‌سازی انجام شده برای طرح‌های ارتقا

سال	مدل توربین	نسخه‌ها	نام ارتقا	تعداد
۱	V94.2	همه ۷ نسخه	IGV+	۴۹
			WetC	۱۲
	GE-F9	نسخه ۱۱۶ مگاواتی	FT6B	۶
			FS2V	۱
			IGVMAX	۲۸
	GE-F5	همه ۵ نسخه	FT3X	۸۱
			FT3C	۸۱
			F3JB	۸۱
			IGVMAX	۷۸
			Fogging	۷۸
			Comp.Wash.	۷۸
۲	V94.2	نسخه ۱۵۹ مگاواتی	WetC	۳۵
	GE-F9	نسخه ۱۱۶ مگاواتی	FS2V	۱
	GE-F5	نسخه ۱۴ مگاواتی	IGVMAX	۱
۳	V94.2	نسخه ۱۵۹ و ۱۶۲ مگاواتی	WetC	۳۵
۴	V94.2	نسخه ۱۶۲ مگاواتی	WetC	۳۴
	GE-F9	هر دو نسخه	FS2V	۳
			Comp.Wash.	۵
۵	V94.2	نسخه ۱۷۵-۱۶۲ مگاواتی	WetC	۳۳
	GE-F9	نسخه ۱۱۶ مگاواتی	Comp.Wash...	۱
		نسخه ۱۲۳ مگاواتی	FS2V	۳

همان‌طور که در این جدول مشاهده می‌شود، در طرح‌های پیشنهادی منتج از فرایند بهینه‌سازی، با اولویت‌ترین طرح ارتقا از دسته دوم یعنی طرح‌های تطبیق با شرایط محیطی و به‌طور خاص ارتقا‌های مرتبط با پره راهنمای ورودی کمپرسور (IGV+) و IGVMAX بوده و همچنین طرح فشرده‌سازی مرطوب از دسته اول در رتبه دوم قرار دارد. طرح شستشوی کمپرسور نیز سومین اولویت پرتعداد برای کمینه‌سازی هزینه سرمایه تولید برق در کشور می‌باشد. تعداد طرح‌های ارتقای هر مدل توربین گازی از دو دسته کلی ارتقا در دو سال اول در شکل (۵) و در دو سال دوم در شکل (۶) نشان داده شده است.

۶. نتیجه گیری

در مقاله حاضر ابتدا توربین های گازی عمده نیروگاهی و سپس طرح های مختلف ارتقا برای کمپرسور هریک از این مدل ها همراه با میزان افزایش توان ناشی از هر طرح استخراج و ارائه گردید. در مرحله دوم با استفاده از روند افزایش حداکثر نیاز مصرف سالیانه برق و همچنین کل پتانسیل افزایش ظرفیت به کمک طرح های ارتقای ارائه شده، برآورده کردن بخشی از نیاز سالیانه توسط این طرح های ارتقا در یک دوره ۵ ساله هدف گذاری شد. در مرحله بعد هزینه سرمایه هرکدام از این طرح ها بر مبنای پیچیدگی فناوری و چگالی انرژی آن مدل سازی گردید. در مرحله پایانی نیز با استفاده از بهینه سازی خطی تعداد مورد نیاز از هر طرح برای برآورده کردن تابع هدف به گونه ای که هزینه سرمایه کلی آن کمینه شود، استخراج گردید. بر اساس این بهینه سازی طرح های دارای اولویت برای بخش حاکمیتی وزارت نیرو و همچنین جذاب ترین طرح ها برای بخش خصوصی شامل ارتقای IGV+ و IGVMAX، فشرده سازی مرطوب WetC و شستشوی پیشرفته کمپرسور ACCPro می باشد.

سپاسگزاری

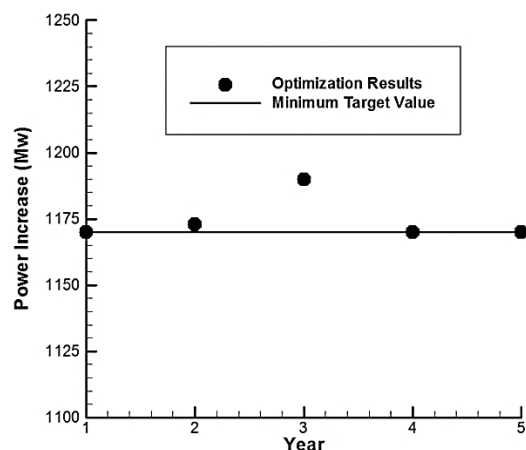
لازم است از زحمات مدیریت و کارکنان محترم دفاتر فنی تولید، فناوری و بومی سازی نیروگاهی شرکت مادر تخصصی برق حرارتی بابت همراهی برای جمع آوری بخشی از داده های مورد نیاز این مقاله قدردانی و سپاسگزاری می شود.

ضمیمه الف: مدل ترمودینامیکی توسعه یافته برای

شبیه سازی سیکل توربین گازی ارتقا یافته

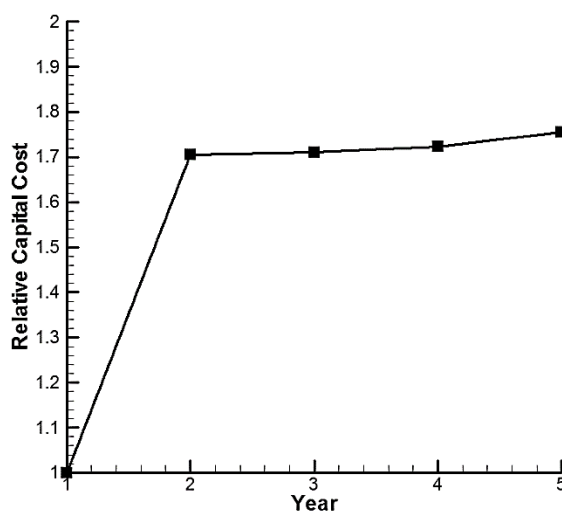
در این بخش کلیات مدل ترمودینامیکی که برای تحلیل عملکرد توربین گازی توسعه داده شده است، تشریح می گردد. از این مدل برای محاسبه توان موتور پایه و ارتقا یافته جهت صحت سنجی اعداد ارائه شده برای افزایش توان برخی از ارتقاها استفاده شده است. سیکل توربین گازی و اجزای آن در حالت کلی به صورت شماتیک در شکل (۹) نشان داده شده است.

برای تحلیل سیکل ترمودینامیکی توربین گازی باید اجزای مختلف آن را شبیه سازی نمود. اجزای اصلی توربین گازی با روابط اصلی زیر مدل سازی می شوند:



شکل (۷): میزان افزایش توان حاصل از سبد بهینه طرح های ارتقا در یک دوره ۵ ساله

نسبت هزینه سرمایه سالیانه اعمال طرح های ارتقا به هزینه سرمایه سال اول به دست آمده از الگوریتم بهینه سازی نیز در شکل (۸) نشان داده شده است. همان طور که انتظار می رود، این نمودار دارای شیب صعودی است زیرا مطابق الگوریتم بهینه سازی به کاررفته در سال های ابتدایی تر طرح های ارتقا با هزینه سرمایه کمتر به کار گرفته شده اند. نکته ای که در پایان باید بدان اشاره نمود این است که در مقاله حاضر از آنجاکه از یکسو زمان خروج واحد برای اعمال طرح ها عمدتاً بسیار کوتاه بوده و تفاوت زیادی با هم ندارند و از سوی دیگر این طرح ها غالباً هم زمان با انجام تعمیرات واحد در فصل سرد اعمال می شوند، فرض شده است که هزینه آن تأثیری در بهینه سازی ندارد.

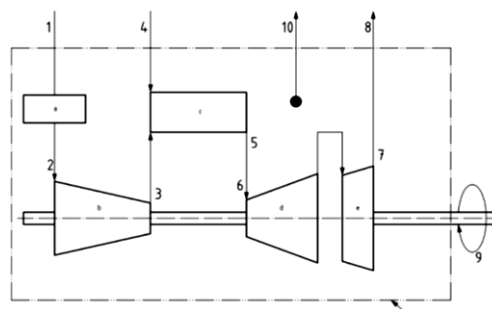


شکل (۸): میزان هزینه سرمایه نسبی تولید به کمک سبد بهینه طرح های ارتقا در یک دوره ۵ ساله

مانند خنک‌کاری هوای ورودی است که ارائه جزئیات آن‌ها خارج از محدوده مقاله حاضر می‌باشد.

پیوست ب: فهرست نمادها

نماد	تعریف
A	ماتریس ضریب متغیرها در نابرابری الگوریتم بهینه‌سازی
A_{eq}	ماتریس ضریب متغیرها در برابری الگوریتم بهینه‌سازی
b	بردار نابرابری الگوریتم بهینه‌سازی
b_{eq}	بردار برابری الگوریتم بهینه‌سازی
f	تابع هدف بهینه‌سازی
I	ماتریس همانی
BC_i	هزینه سرمایه تغییر یک ردیف پره کمپرسور توربین گازی i ام
C_{ij}	هزینه سرمایه طرح ارتقای i ام توربین گازی j ام
c_i	هزینه سرمایه طرح ارتقای شماره i
H_i	بخش ثابت هزینه سرمایه طرح ارتقای شماره i
K_i	ضریب محاسبه هزینه سرمایه طرح ارتقای شماره i
N_{ij}	تعداد موجود توربین گازی i ام که ارتقای j ام روی آن اعمال نشده
ΔP_{ij}	افزایش توان توربین گازی i ام در اثر اعمال ارتقای j ام
P_{tot}	کل افزایش توان
P_j	توان پایه توربین گازی j ام
X	پارامتر شرایط محیطی (دما یا رطوبت)
x	تعداد موردنیاز از هر طرح ارتقا
T	دما
h	آنتالپی
$\dot{m}$	دبی جرمی
$W_{c/T}$	توان کمپرسور (c) یا توربین (T)
$H_{c/T}$	راندمان کمپرسور (c) یا توربین (T)



شکل (۹): شکل شماتیک اجزا و سیکل توربین گازی [۳۴]

کمپرسور: این جز بین نقاط ۲ و ۳ در شکل (۹) قرار دارد. روابط اصلی ترمودینامیکی کمپرسور به شکل زیر می‌باشد:

$$\eta_s = \frac{T_{3,s} - T_2}{T_3 - T_2} \quad (۸)$$

که در آن T بیانگر دما، η بیانگر راندمان کمپرسور و زیرنویس s بیانگر فرایند آیزنتروپیک است.

$$W_c = \dot{m}(h_2 - h_1) \quad (۹)$$

که در آن h بیانگر آنتالپی، m بیانگر دبی جرمی و W_c بیانگر توان موردنیاز کمپرسور است.

محفظه احتراق: این جز بین نقاط ۳ و ۵ در شکل (۹) قرار دارد. روابط حاکم بر این جز به صورت زیر است:

$$\dot{m}_{a3}h_{a3} + \dot{m}_4\eta_c(LHV + h_f) = (\dot{m}_{a3} + \dot{m}_4)h_{a5} \quad (۱۰)$$

که در آن η_c بیانگر راندمان احتراق و LHV بیانگر ارزش حرارتی ویژه سوخت است.

توربین: این جز بین نقاط ۶ و ۷ در شکل (۹) قرار دارد. روابط اصلی ترمودینامیکی حاکم بر توربین به شکل زیر می‌باشد:

$$\eta_s = \frac{T_6 - T_7}{T_6 - T_{7,s}} \quad (۱۱)$$

که در آن η بیانگر راندمان توربین می‌باشد.

$$W_T = \dot{m}(h_6 - h_7) \quad (۱۲)$$

که در آن W_T بیانگر توان تولیدی است.

روابط ارائه شده تنها روابط اصلی و کلی حاکم بر توربین گازی بوده و کد توسعه داده شده برای نزدیک شدن نتایج به توربین گازی واقعی دارای بخش‌هایی برای محاسبه دقیق خواص ترمودینامیکی سیال عامل، شبیه‌سازی سیستم هوای ثانویه که از کمپرسور استخراج و برای خنک‌کاری توربین استفاده می‌شود، شبیه‌سازی اجزا در خارج از نقاط طراحی، پیاده‌سازی منطق کنترلی حاکم بر توربین گازی و شبیه‌سازی سیستم‌های کمکی

مراجع

- [1] Rafiei-Parsa, N., Maleki, F., Charati, R., Hakimirad, A. *Detailed Statistics of the Iranian Electricity Industry*, Ministry of Energy, Tavanir Holding Company, 2023.
- [2] Bohrenkaempfer, G., Reiermann, D., Hoehe, G., Lingner, U., "Technology Evolution of the Proven Gas Turbine Models V94.2 and V84.2 for New UNITS and Service Retrofits," Siemens AG, Power Generation, Germany, 2004, <https://www.scribd.com/document/41985910>
- [3] Rechter, H., Steinert, W., Lehmann, K., "Comparison of Controlled Diffusion Airfoils with Conventional NACA 65 Airfoils Developed for Stator Blade Application in a Multistage Axial Compressor," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, Vol. 107, No. 2, pp. 494-498, 1985, <https://doi.org/10.1115/1.3239758>
- [4] Koller, U., Monig, R., Kusters, B., Schreiber, H.R., "Development of Advanced Compressor Airfoils for Heavy-Duty Gas Turbines Part I: Design and Optimization," ASME International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exhibition, Indianapolis, Indiana, USA, June 7-10, 1999, <https://doi.org/10.1115/99-GT-095>
- [5] Kwedikha, A.R.A., *Aerodynamic Effects of Blade Sweep and Skew Applied to Rotors of Axial Flow Turbomachinery*, Ph.D. Thesis, Budapest University of Technology and Economics, Budapest, 2009, <https://repozitorium.omikk.bme.hu/items/008c05b0-3e5f-461d-b5d4-430f58ea2e55>
- [6] Malholtra, A., Goswami, S., Madathil, P.A., "Performance Deterioration of Axial Compressor Rotor due to Uniform and Non-uniform Surface Roughness," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part G: Journal of Aerospace Engineering*, Vol. 236, No. 13, pp. 1-21, 2022, <https://doi.org/10.1177/09544100211068912>
- [7] Tahani, M., Masdari, M., Salehi, M., Ahmadi, N., "Optimization of Wet Compression Effect on the Performance of V94.2 Gas Turbine," *Applied Thermal Engineering*, Vol. 143, pp. 955-963, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.07.065>
- [8] Ginter, T., "Uprate Options for the MS9001 Heavy Duty Gas Turbine," GER-3928C, GE Energy, Atlanta, 2008, <https://manuals.plus/m/d9f433aea9385502b204608c791193b2edbe0cb632f6eaea805da4198f6b03a1.pdf>
- [9] Johnston, J. R., "Performance and Reliability Improvements for Heavy Duty Gas Turbines," ASME International Gas Turbine Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, May 31-June 4, 1987, <https://doi.org/10.1115/87-GT-24>
- [10] Borat, O., "Efficiency Improvement and Superiority of Steam Injection in Gas Turbines," *Energy Conversion and Management*, Vol. 22, No. 1, pp. 13-18, 1982, [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(82\)90004-8](https://doi.org/10.1016/0196-8904(82)90004-8)
- [11] Shukla, A.K., Singh, O., "Performance Evaluation of Steam Injected Gas Turbine Based Power Plant with Inlet Evaporative Cooling", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 102, pp. 454-464, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.136>
- [12] Daiber, P.C., "Performance and Reliability Improvements for the MS5001 Gas Turbines," GER-4196, GE Power Systems, Atlanta, 2000, <https://www.scribd.com/document/55238019/ger-4-1-9-6>
- [13] Irmisch, S., Bauer, A., Ferber, J., Kappis, W., Soumine, A., "How to Upgrade Gas Turbines to Meet Customer Requirements and be Fast to Market", ASME Turbo Expo, Turbine Technical Conference and Exposition, San Antonio, Texas, USA, June 3-7, 2013, <https://doi.org/10.1115/GT2013-94902>
- [14] Alstom Report, *GT13E2 Gas Turbines*, Alstom Ltd, Switzerland, 2014, <https://www.scribd.com/doc/127553856/Gt13e2-Gas-Turbine>

- [15] Farahani, A.S., Kohandel, H., Moradtabrizi, H., Khosravi, S., Mohammadi, E., Ramesh, A., "Power Generation Gas Turbine Performance Enhancement in Hot Ambient Temperature Conditions through Axial Compressor Design Optimization", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 236, pp. 1-15, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121733>
- [16] Hosseini, R., Beshkani, A., Soltani M., "Performance Improvement of Gas Turbines of Fars (Iran) Combined Cycle Power Plant by Intake Air Cooling Using a Media Evaporator Cooler," *Energy Conversion and Management*, Vol. 48, No. 4, pp. 1055-1064, 2007, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.10.015>
- [17] Bassily, A.M., "The Application of Novel Techniques for Gas Turbine Inlet-cooling that Improve both the Power and Efficiency of the Modern Commercial Steam-air-cooled Gas Turbine Combined Cycle Power Plants in Hot and Humid Climates," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, Vol. 229, No. 4, pp. 406-430, 2015, <https://doi.org/10.1177/0957650915570348>
- [18] Khaledi, H., Zomorodian, R., Ghofrani, M.B., "Effect of Inlet Air Cooling by Absorption Chiller on Gas Turbine and Combined Cycle Performance," *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, Orlando, Florida, USA, November 5-11, 2005, <https://doi.org/10.1115/IMECE2005-82231>
- [19] Shallcross, D.C., "Preparation of Psychrometric Charts for Water Vapour in Martian Atmosphere," *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Vol. 48, No. 9, pp. 1785-1796, 2005, <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2004.11.015>
- [20] Schneider, E., Bussjaeger, S.D., Franco, S., Therkorn, D., "Analysis of Compressor On-Line Washing to Optimize Gas Turbine Power Plant Performance," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, Vol. 132, No. 6, pp. 1-7, 2010, <https://doi.org/10.1115/1.4000133>
- [21] Allen, C.W., Balaji, P., Oliveira, M., "Axial Compressor Fouling and its Effect on Gas Turbine Fuel Consumption and Emissions," *ASME Turbo Expo: Turbomachinery Technical Conference and Exposition, Controls, Diagnostics, and Instrumentation; Cycle Innovations; Cycle Innovations; Energy Storage*, September 21-26, 2020, <https://doi.org/10.1115/GT2020-16089>
- [22] UK Electricity Generation Costs Update, Mott MacDonald, Victory House, United Kingdom, 2010, <https://refman.energytransitionmodel.com/publications/1659>
- [23] Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, U.S. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy, Washington DC, 2016, <https://www.scribd.com/document/515427743>
- [24] Karmarkar, N., "A New Polynomial-time Algorithm for Linear Programming", *Combinatorica*, Vol. 4, pp. 373-395, 1984, <https://doi.org/10.1007/BF02579150>
- [25] Dantzig, G. B., *Linear Programming and Extensions*, Princeton University Press, 1963, <https://doi.org/10.7249/R366>
- [26] Murty, K. G., *Linear Programming*, John Wiley & Sons Inc. 1983, <https://doi.org/10.1002/net.3230150211>
- [27] Li, C., Conejo, A.J., Liu, P., Omell, B.P., Sirola, J.D., Grossmann, I.E., "Mixed-integer Linear Programming Models and Algorithms for Generation and Transmission Expansion Planning of Power Systems," *European Journal of Operational Research*, Vol. 297, No. 3, pp. 1071-1082, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2021.06.024>
- [28] Kanugrahan, S.P., Hakam, D.F., Nugraha, H., "Techno-economic Analysis of Indonesia Power Generation Expansion to Achieve Economic Sustainability and Net Zero Carbon 2050," *Sustainability*, Vol. 14, No. 15: 9038, 2022, <https://doi.org/10.3390/su14159038>
- [29] An, K., Zheng, X., Shen, J., Xie, C., Wang, C., Cai, W., Bu, C., "Repositioning Coal Power to Accelerate Net-zero Transition of China's Power System," *Nature Communications*, Vol.

16: 2311, 2025, <https://doi.org/10.1038/s41467-025-57559-2>

[30] Rogalev, A., Lapin, I., Zlyvko, O., Malenkov, A., Zhikhareva, V., "Multi-Objective Optimization of Power Generation Systems in Developing Advanced Natural Gas-Fired Power Plants," Sustainability, Vol. 17, No. 23: 10795, 2025, <https://doi.org/10.3390/su172310795>

[31] Wang, X., Sun, Z., Tang, Y., "Capacity Optimization for Power System Decarbonization: A Comprehensive Multi-objective Analysis," Energy and Climate Management, Vol. 1, No. 2: 9400003, 2025, <https://doi.org/10.26599/ECM.2025.9400003>

[32] Nguyen, V.D., Ha, D.D., Nguyen, T.H.T., Nguyen, D.H., "Generation Expansion Planning toward Net Zero Target Considering Co-firing Green Fuel, CCUS Installation and Early Decommissioning in Thermal Power Plants: A Case Study of Vietnam," AIMS Energy, Vol. 13, No. 3, pp. 540-568, 2025, <https://doi.org/10.3934/energy.2025021>

[33] Hunt, B.R., Lipsman, R.L., Rosenberg, J.M., Coombes, K.R., Osborn, J.E., Stuck, G.J., A Guide to MATLAB, for beginners and experienced users, 2nd ed. Cambridge University Press, 2012, <https://doi.org/10.1017/CBO9780511791284>

[34] ISO 2314:2009, Gas Turbines- Acceptance Tests, 3rd ed, International Organization for Standardization, 2009, <https://www.iso.org/standard/42989.html>