

A Mathematical Model for Power Generation Expansion Planning with Considering Distributed Generation Units and Decreasing Carbon Dioxide

***Ezzatollah Asgharizadeh¹, Mohammad Reza Mehregan²,
Hamed Shakouri Ganjavi³, Mohammad Modarres Yazdi⁴,
Mohammad Reza Taghizadeh Yazdi⁵***

Abstract: This study presents a mathematical model for the development of power plants capacity to control carbon dioxide. The objective function of the model is to minimize the costs of investing in new power plants, costs of fuels, costs of maintenance and social costs of carbon dioxide over the years from 2011 to 2025. The model has some constraints including demand, development of renewable power plants and development of dispersed generation sites. The proposed model has been solved and analyzed in different scenarios regarding approaches such as "economic and environmental", "economic" and "decreasing the costs of investment in renewable technologies". It should be noted that having conducted the first scenario, the sensitivity of the mathematical model has been studied in relation to a number of parameters. These parameters include the efficiency of technologies, the social costs of carbon dioxide and the costs of maintaining power generation technologies. In the scenario with economic and environmental approach, combined cycle technologies, CHP, small wind and large wind; and in the economic approach, combined cycle technology, CHP and large wind have been justified. Moreover, in the scenario with the reduction of investment costs, variables related to renewable technologies, combined cycle technology, CHP, small wind, large wind and photovoltaic have been taken into account.

Keywords: *Distributed Generation, Greenhouse Gases, Power Generation Expansion Planning, Social Costs of Carbon Dioxide.*

1. Associate Prof. of Industrial Management, University of Tehran, Tehran, Iran

2. Prof. of Industrial Management, University of Tehran, Tehran, Iran

3. Associate Prof., Faculty of Industrial Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

4. Prof., Faculty of Industrial Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

5. Associate Prof. of Industrial Management, University of Tehran, Tehran, Iran

Submitted: 09 / May / 2017

Accepted: 03 / September / 2017

Corresponding Author: Mohammad Reza Taghizadeh Yazdi

Email: mrtaghizadeh@ut.ac.ir

Citation: Asgharizadeh, E., Mehregan, M.R., Shakouri Ganjavi, H., Modarres Yazdi, M., & Taghizadeh Yazdi, M.R. (2018). *A Mathematical Model for Power Generation Expansion Planning with Considering Distributed Generation Units and Decreasing Carbon Dioxide.* *Industrial Management Journal*, 9(4), 587 – 608.

ارائه مدل ریاضی برای توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن واحدهای تولید پراکنده و با هدف کنترل دی‌اکسیدکربن

عزت ا... اصغری زاده^۱، محمدرضا مهرگان^۲، حامد شکوری گنجوی^۳، محمد مدرس یزدی^۴، محمدرضا تقی‌زاده یزدی^۵

چکیده: این پژوهش با استفاده از برنامه‌ریزی ریاضی، مدلی برای توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها با هدف کنترل دی‌اکسیدکربن ارائه کرده است. تابع هدف مدل شامل کمینه‌سازی مجموع تنزیل شده ارزش هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید، سوخت، نگهداری و تعمیرات و هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۴ بوده و محدودیت‌های مدل شامل «محدودیت‌های تقاضا»، «توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر و تولید پراکنده» و «غیرمنفی بودن متغیرها» است. مدل پیشنهادشده در سناریوهای مختلف با رویکردهای اقتصادی و زیست‌محیطی، اقتصادی و کاهش هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر حل و تحلیل شده است. شایان ذکر است که پس از انجام سناریوی اول، حساسیت مدل ریاضی توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها نسبت به تعدادی از پارامترها بررسی شد. این پارامترها شامل راندمان تکنولوژی‌های تولید برق، هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن و هزینه نگهداری و تعمیرات تکنولوژی‌های تولید برق بودند. در سناریوی با رویکرد اقتصادی و زیست‌محیطی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ و در سناریوی با رویکرد اقتصادی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP و بادی بزرگ موجه شدند. همچنین در سناریوی با رویکرد کاهش هزینه سرمایه‌گذاری، متغیرهای مربوط به تکنولوژی‌های تجدیدپذیر، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک، بادی بزرگ و فتولتائیک مقدار گرفتند.

واژه‌های کلیدی: توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها، تولید پراکنده، گازهای گلخانه‌ای، هزینه اجتماعی گازهای گلخانه‌ای.

۱. دانشیار گروه مدیریت صنعتی، دانشکده مدیریت دانشگاه تهران، تهران، ایران
۲. استاد گروه مدیریت صنعتی، دانشکده مدیریت دانشگاه تهران، تهران، ایران
۳. دانشیار دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران، تهران، ایران
۴. استاد دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران
۵. دانشیار گروه مدیریت صنعتی، دانشکده مدیریت دانشگاه تهران، تهران، ایران

تاریخ دریافت مقاله: ۱۳۹۶/۰۲/۱۹

تاریخ پذیرش نهایی مقاله: ۱۳۹۶/۰۶/۱۲

نویسنده مسئول مقاله: محمدرضا تقی‌زاده یزدی

E-mail: mrtaghizadeh@ut.ac.ir

مقدمه

برق یکی از نیازهای حیاتی برای توسعه اقتصادی و اجتماعی هر جامعه است. با افزایش فعالیت‌های کشاورزی و صنعتی در هر کشور، تقاضای برق نیز افزایش می‌یابد. با توجه به استفاده روزافزون از انرژی الکتریکی در فعالیت‌های مختلف اقتصادی و اجتماعی، شرایطی ایجاد شده که تصور زندگی و دستیابی به رفاه بدون وجود انرژی الکتریکی امکان‌پذیر نیست. از این رو، عرضه مداوم و با کیفیت انرژی الکتریکی، اهمیت بسیار زیادی در حصول حرکت و پیشرفت در وجوه مختلف اقتصادی و اجتماعی دارد. به‌طور مسلم، هزینه زیاد واحدهای تولیدی و نقشی که این واحدها در تأمین برق بر عهده دارند، ایجاب می‌کند که همواره احداث نیروگاه‌های جدید با دقت کافی و برنامه‌ریزی صحیح‌تر و روزآمدتر صورت گیرد. برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت تولید برق به تصمیم‌گیرندگان کمک می‌کند به نحو بهینه‌ای نیاز آینده برق را تأمین کنند.

یکی از محورهای اصلی توسعه در هر کشور، چگونگی تعامل بخش انرژی، محیط زیست و اقتصاد است. صنعت برق از مرحله تولید تا مصرف نهایی، مخاطرات و تبعات زیست‌محیطی بسیاری به‌وجود می‌آورد. شایان ذکر است که این بخش، زیربنای اساسی کلیه فعالیت‌های اقتصادی و اجتماعی جوامع به‌شمار می‌رود. این اثرها و آلودگی‌ها، محیط زیست انسانی و طبیعی را با تهدیدها و خطرهایی مواجه کرده است. فعالیت نیروگاه‌ها سبب انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای می‌شوند. گازهای گلخانه‌ای گرما را در جو زمین نگه می‌دارند. حجم تولید گازهای گلخانه‌ای جهان توسط نیروگاه‌ها، حدود ۳۳ درصد از کل تولید سالانه گازهای گلخانه‌ای است. اصلی‌ترین گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن نام دارد که تقریباً در کلیه فعالیت‌هایی که انرژی فسیلی مصرف می‌کنند، اعم از صنعتی، خانگی و... تولید می‌شود. ایران در ردیف ۱۰ کشور بزرگ تولیدکننده گازهای گلخانه‌ای قرار دارد و یکی از سریع‌ترین نسبت‌های افزایش سالانه تولید گازهای گلخانه‌ای در جهان را نیز به خود اختصاص داده است (هزینه‌های به‌روز شده تولید برق انگلستان، ۲۰۱۰).

نیروگاه‌های تولید برق مهم‌ترین منبع تولید گازهای گلخانه‌ای به‌شمار می‌روند. اصلی‌ترین گاز گلخانه‌ای، دی‌اکسیدکربن است که تقریباً در کلیه فعالیت‌های صنعتی، خانگی و... که مصرف انرژی فسیلی داشته باشند، تولید می‌شود. بنابراین تولید برق با توجه به میزان انتشار دی‌اکسیدکربن و تلاش برای کاهش این گاز مخرب محیطی، اهمیت ویژه‌ای دارد. بر اساس آنچه بیان شد، این سؤال مطرح می‌شود که به‌منظور تأمین تقاضای برق کشور و با هدف کنترل دی‌اکسیدکربن ناشی از فعالیت نیروگاه‌ها، چه ترکیبی از نیروگاه‌ها باید در هر سال از برنامه ۱۴ ساله (۱۳۹۰-۱۴۰۴) به‌کار گرفته شود و هر نیروگاه باید چه مقدار برق تولید کند؟

پیشینه پژوهش

نخستین، اصلی ترین و مهم ترین بخش صنعت برق، بخش تولید است. هزینه زیاد واحدهای تولیدی و نقشی که این واحدها در تأمین برق بر عهده دارند، ایجاب می کند که همواره احداث نیروگاه های جدید و سرویس و نگهداری از واحدهای قدیمی با دقت کافی و برنامه ریزی صحیح تر و به روزتر انجام شود. کمبود ظرفیت تولیدی نیروگاه های کشور، اثرهای نامطلوب خاموشی برق را در پی دارد که گاه آسیب های جبران ناپذیری بر پیکره اقتصادی، سیاسی و اجتماعی کشور وارد می کند.

در سال ۱۳۸۹ با توجه به ۳۸ واحد نیروگاهی جدید نصب شده با قدرت نامی ۴۹۶۵ مگاوات، جمع قدرت نیروگاه های کشور در آن سال به ۶۱۲۰۳ مگاوات رسید که نسبت به سال قبل ۸/۸ افزایش داشت. ظرفیت اسمی نیروگاه های برق کشور در سال ۱۳۸۸ افزون بر ۵۶۱۸۲ مگاوات شد و نسبت به سال ۱۳۸۴ (سال اول برنامه چهارم) ۳۶/۹ درصد افزایش یافت و نسبت به سال ۱۳۸۷، حدود ۶/۱ درصد رشد کرد. طبق اهداف کمی مندرج در برنامه چهارم، توسعه ظرفیت نیروگاهی مورد نیاز در سال ۱۳۸۸ بیش از ۵۶۵۰۰ مگاوات بود که در مقایسه با عملکرد همان سال، ۹۹/۴ درصد از برنامه تحقق یافت. در راستای اصل ۴۴ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، از سال ۱۳۸۴ تا کنون، در زمینه واگذاری نیروگاه های موجود به بخش خصوصی یا احداث نیروگاه های جدید توسط این بخش، فعالیت های مختلفی در سطح وزارت نیرو صورت گرفته است. در سال ۱۳۸۸ رشد ظرفیت نیروگاه های خصوصی نسبت به سال ۱۳۸۴ در حدود ۴/۱ برابر افزایش داشت و از ۱۲۱۳ به ۴۹۷۶/۴ مگاوات رسید. سال ۱۳۸۹ در بخش تولید برق شاخص های زیر به دست آمد:

- میانگین قدرت عملی ۵۴۰۶۹ مگاوات بود که نسبت به سال قبل ۸/۶ درصد افزایش داشته است.
- قدرت تولید شده در پیک شب شبکه در سال ۱۳۸۹ به ۳۸۸۹۱ مگاوات رسید که توان تولیدی نیروگاه های حرارتی با رشد ۴/۶ درصدی به ۳۵۱۴۹ مگاوات و توان تولیدی نیروگاه های برقی با کاهش ۵/۷ درصدی به ۳۷۴۲ مگاوات رسید.
- کل انرژی برق تولید شده کشور افزون بر ۲۳۳ میلیارد کیلووات ساعت بود که حدود ۲۲۵ میلیارد کیلووات ساعت آن توسط نیروگاه های وزارت نیرو و بخش خصوصی و مابقی توسط صنایع بزرگ تولید شد. شایان ذکر است که افزایش کل تولید نسبت به سال قبل ۵/۳ درصد بوده است.
- تولید سرانه ۳۱۶۵ کیلووات ساعت بود که نسبت به سال قبل ۳/۸ درصد افزایش داشته است.

همچنین سهم تولید از نیروگاه‌های مختلف کشور در سال ۱۳۸۹ به شرح زیر است:

- تولید نیروگاه‌های بخاری ۹۴۰۷۳ میلیون کیلووات ساعت که معادل ۴۰/۴ درصد از کل تولید است.
- تولید نیروگاه‌های گازی ۵۸۴۰۰ میلیون کیلووات ساعت که معادل ۲۵/۱ درصد از کل تولید است.
- تولید نیروگاه‌های چرخه ترکیبی ۷۰۶۵۸ میلیون کیلووات ساعت که معادل ۳۰/۳ درصد از کل تولید است.
- تولید نیروگاه‌های برقایی ۹۵۲۳ میلیون کیلووات ساعت که معادل ۴/۱ درصد از کل تولید است.
- تولید نیروگاه‌های دیزلی و برق بادی و انرژی‌های نو ۳۳۹ میلیون کیلووات ساعت که معادل ۰/۱ درصد از کل تولید است.

شایان ذکر است که سوخت مصرفی نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۸۹ به شرح زیر بود:

- گاز: ۴۴۸۹۰ میلیون متر مکعب که معادل ۷۴/۸ درصد از کل سوخت است.
- گازوئیل: ۵۹۱۹ میلیون لیتر که معادل ۹/۷ درصد از کل سوخت است.
- نفت کوره: ۸۸۵۹ میلیون لیتر که معادل ۱۵/۵ درصد از کل سوخت است.

در اینجا تحقیقات انجام شده در زمینه مدل‌سازی ریاضی توسعه ظرفیت تولید برق بررسی می‌شود. با توجه به مهم بودن مسئله و همچنین ارزش اقتصادی ساخت نیروگاه‌های مناسب، مدل‌هایی در این زمینه ایجاد شده‌اند که هر یک به نحوی به توسعه ظرفیت‌های بخش انرژی مربوط می‌شوند. دو نوع از مدل‌های تجاری موجود انرژی، مسیج^۱ و تایمز^۲ است. اغلب این مدل‌ها، فرضیه‌هایی دارند که استفاده از آنها را برای ایران با مشکل مواجه می‌کند. برای مثال در مدل تایمز، بازار رقابتی کامل در نظر گرفته شده و قیمت از ایجاد تعادل در بازارهای جزئی به دست می‌آید. البته در مدل تایمز برای شرایطی که فرض فوق صدق نمی‌کند، می‌توان با استفاده از محدودیت‌های اضافه این مشکل را رفع کرد. با توجه به اینکه تقریباً تمام حامل‌های انرژی در ایران توسط دولت عرضه می‌شود و فرض بازار تعادلی در رابطه با آنها صدق نمی‌کند، باید محدودیت‌های بسیاری به مدل اضافه شود. بنابراین محدودیت‌ها به قدری زیاد خواهند شد که شاید ساختار مدل را تحت تأثیر قرار دهند. مورد دیگری که استفاده از این مدل‌ها را در ایران با مشکل مواجه می‌کند، نیاز به ورودی‌های متنوع و فراوان است که متأسفانه در ایران داده‌هایی

1. MESSAGE: Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact
 2. TIMES: The Integrated Markal Efom System

با این جزئیات وجود ندارد. از این رو، به ناچار باید در اغلب موارد از داده‌های تخمینی استفاده کرد. با توجه به اینکه تعداد این گونه داده‌ها زیاد است، در نهایت اعتبار داده‌های ورودی با مشکل مواجه می‌شود و نمی‌توان به نتایج مدل به اندازه کافی اطمینان کرد. به نظر می‌رسد برای به‌کارگیری مدل‌های انرژی باید ابتدا نیازهای داده‌ای مدل تهیه شده و طی چند سال جمع‌آوری شوند و پس از تهیه داده‌های مورد نیاز از مدل استفاده شود. بنابراین استفاده از مدل‌های انرژی مستلزم داشتن زیرساخت‌هایی نظیر داده‌های آماری است.

در ادامه، تحقیقاتی که به‌طور مستقیم با تحقیق حاضر ارتباط دارند، بررسی شده‌اند.

لوز، مورا و آلمیرا (۲۰۱۸)، مدل چندهدفه‌ای را برای توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن سهم زیادی از انرژی‌های تجدیدپذیر ارائه دادند. مدل آنها متشکل از سه تابع هدف حداقل کردن هزینه کل، حداکثر کردن تولید در حداکثر بار و حداکثر کردن سهم منابع غیرمجاز آبی بود که در برزیل به‌کار گرفته شد. در اغلب مطالعات انجام شده در برزیل، به انرژی خورشیدی توجه نشده یا مشارکت آن ناچیز بوده است، اما نتایج مقاله لوز و همکارانش نشان داد انرژی خورشیدی منبع اصلی تجدیدپذیر در سال ۲۰۳۰ است؛ به‌طوری که ۹۰ درصد از بار سالانه را می‌توان با منابع تجدیدپذیر تأمین کرد و انرژی خورشیدی تا سال ۲۰۳۰ از ۲۱ مگاوات تا ۴۰۰۰۰ مگاوات افزایش خواهد یافت.

ولی نژاد و بارفروشی (۲۰۱۵) چارچوب جدیدی را برای برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها در افق چند دوره‌ای و با در نظر گرفتن نااطمینانی ارائه کردند. در این پژوهش، مسئله سرمایه‌گذاری در قالب مسئله بهینه‌سازی دو سطحی مدل شده است. سطح اول شامل تصمیمات مربوط به سرمایه‌گذاری برای به حداکثر رساندن سود کلی در افق برنامه‌ریزی بوده و سطح دوم شامل حداکثر کردن رفاه اجتماعی است. آنها چارچوب پیشنهادشده خود را در برق منطقه‌ای مازندران بررسی کردند. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد چارچوب پیشنهادشده می‌تواند ابزار مفیدی برای تحلیل رفتار سرمایه‌گذاری در بازار برق باشد.

از جمله مدل‌های ارائه شده در توسعه ظرفیت نیروگاهی، مدلی است که کویی و دای (۲۰۱۱) ارائه دادند. آنها در پژوهش خود با ارائه یک مدل برنامه‌ریزی ریاضی خطی چند هدفه و با در نظر گرفتن تأثیرات زیست‌محیطی، هزینه‌های عملیاتی و تلفات سیستم، پاسخ بهینه‌ای برای مشخص کردن ظرفیت و مکان نیروگاه یافتند. شایان ذکر است که وزن‌دهی اجزای تابع هدف با استفاده از تئوری بهینه‌سازی فازی صورت پذیرفته است.

جین، ریان، واتسون و وودراف (۲۰۱۱) در مدل خود، بهینه‌یابی نوع و ظرفیت نیروگاه‌های تولید برق را در هر سال، تحت شرایط عدم قطعیت تقاضا بررسی کردند. آنها در مدل «خطی عدد

صحیح ترکیبی تصادفی» خود با تمرکز بر مسئله عدم قطعیت در قیمت گاز و تقاضا، به دنبال کمینه کردن هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی با مد نظر قرار دادن «میزان در دسترس بودن واحدهای نیروگاهی» بودند. آنان در این تحقیق، تکنولوژی‌های فسیلی، تجدیدپذیر و تولید پراکنده را در نظر گرفتند.

از پژوهش‌های دیگر در حوزه توسعه تولید انرژی الکتریکی، می‌توان به مدل غیرخطی ترکیبی توسعه تولید و انتقال انرژی الکتریکی با در نظر گرفتن هزینه‌های تأمین سوخت که سپاسیان، سیفی، فرود و حاتمی (۲۰۰۹) انجام دادند، اشاره کرد. آنها با کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری، سوخت و «نگهداری و تعمیرات»، به میزان ظرفیت مورد نیاز انواع نیروگاه‌ها دست یافتند. همچنین آنها در مقاله خود، توسعه خطوط انتقال انرژی الکتریکی را لحاظ کردند، اما در خصوص توسعه خطوط تأمین سوخت، ساختاری ارائه ندادند. در تحقیق مشابه دیگری، شاران و بالاسوبرامانیان (۲۰۱۲) مدلی پیشنهاد دادند که با کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری، سوخت و نگهداری و تعمیرات، توانستند میزان ظرفیت مورد نیاز انواع نیروگاه‌ها را پیش‌بینی کنند. آنها در مدل یکپارچه خود، محدودیت‌های انتقال سوخت و انرژی الکتریکی و همچنین پارامتر «در دسترس بودن واحدهای نیروگاهی» را در نظر گرفتند.

در ادامه به تحقیقاتی که در داخل کشور انجام شده، اشاره می‌شود. میثاقی، بارفروشی و جعفری (۱۳۹۶) چارچوب جدیدی برای حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه منابع تولید پراکنده در پست‌های فوق توزیع، با در نظر گرفتن امکان توسعه ظرفیت پست‌های انتقال شبکه در حضور مشوق‌های سرمایه‌گذاری ارائه کردند. مدل پیشنهادشده آنها، مشوق‌های سرمایه‌گذاری مورد مطالعه، قراردادهای تضمینی خرید برق و پرداخت‌های ظرفیت را شامل می‌شود. مسئله برنامه‌ریزی در قالب یک مدل دوسطحی ارائه شده که سطح اول آن شامل بهینه‌سازی تصمیمات سرمایه‌گذار با هدف کسب سود بیشینه و سطح دوم شامل مسئله بهینه‌سازی تسویه بازار و تصمیم‌گیری درباره توسعه پست انتقال بالادست است. کارایی این چارچوب روی یک شبکه قدرت و شبکه فوق توزیع غرب استان مازندران با انجام شبیه‌سازی‌ها و تحلیل‌های لازم، آزمون شده است.

قادری شمیم، پارسا مقدم و شیخ‌السلامی (۱۳۹۳)، برنامه‌های افزایش بازدهی انرژی را به صورت یک نیروگاه مجازی با عنوان نیروگاه بازدهی مدل کردند. همچنین یک چارچوب تصمیم‌گیری برای مدل‌سازی رفتار سرمایه‌گذار نیروگاه بازدهی در برنامه‌ریزی توسعه تولید ارائه دادند. سرمایه‌گذار نیروگاه بازدهی با کمک این چارچوب، عملکرد شرکت برق را ارزیابی کرده و استراتژی بهینه برای سرمایه‌گذاری در برنامه‌های بازدهی انرژی را تعیین می‌کند. مسئله

برنامه‌ریزی توسعه تولید به صورت متمرکز مد نظر قرار گرفته و با روش برنامه‌ریزی دینامیکی حل شده است. هر مرحله زمانی برنامه‌ریزی دینامیکی که یک دوره بهره‌برداری میان مدت در نظر گرفته شده، به صورت یک مسئله بهینه‌سازی دو سطحی مدل شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد با توجه به پتانسیل بالای صرفه‌جویی انرژی در سمت مصرف، سرمایه‌گذاری در برنامه‌های بازدهی انرژی توسعه ظرفیت نیروگاهی را در بلند مدت تحت تأثیر قرار می‌دهد و موجب تأخیر و کاهش نصب نیروگاه‌ها و همچنین کاهش انتشار آلودگی می‌شود.

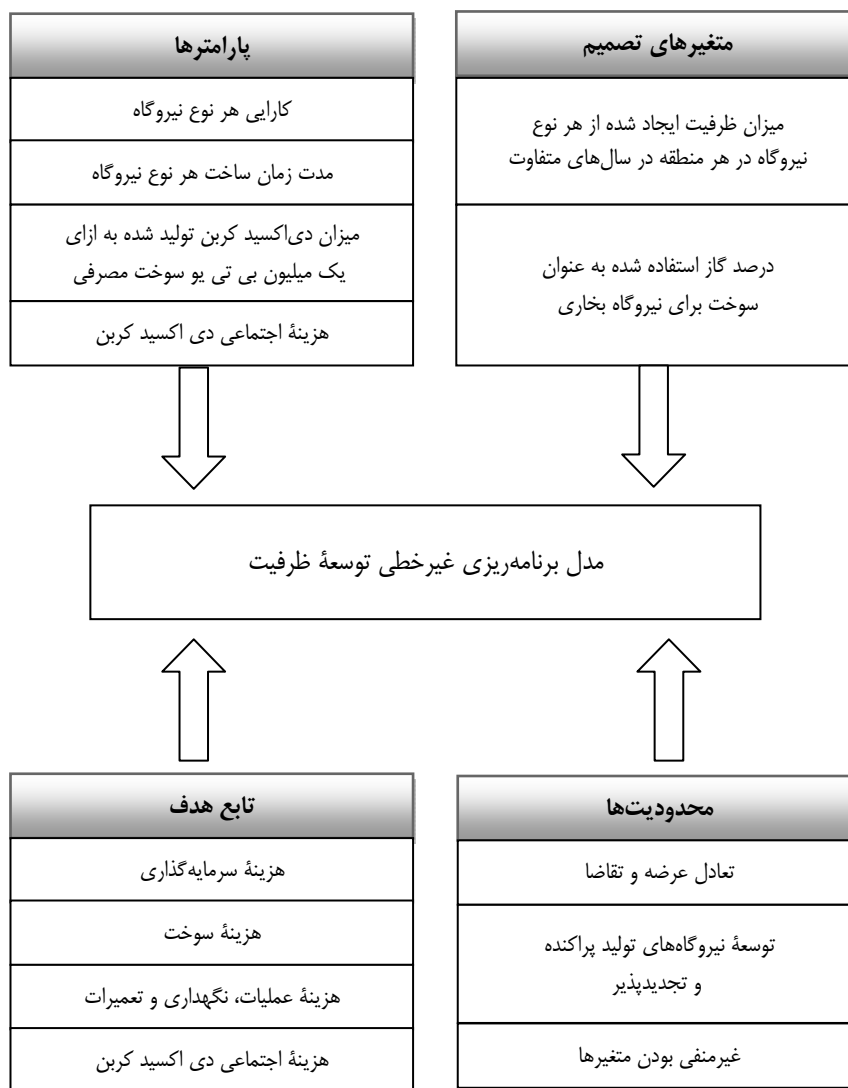
شفیعی، مقدم تبریزی و فرمد (۱۳۸۶)، ترکیب بهینه تکنولوژی‌های تولید برق در ایران را با در نظر گرفتن محدودیت سوخت‌رسانی به نیروگاه‌های حرارتی و پارامتر «در دسترس بودن واحدهای نیروگاهی» تعیین کردند. آنها محدودیت سوخت را به صورت حداکثر سهم گاز طبیعی قابل تخصیص به نیروگاه‌های حرارتی در کل سال و به طور خاص در چهار ماه سرد آن در نظر گرفتند و به منظور ارزیابی و تحلیل اثرهای این محدودیت، با بهره‌گیری از مدل مسیج، سیستم عرضه انرژی الکتریکی ایران را مدل‌سازی کردند. در مدل ارائه شده، کل هزینه‌های سیستم عرضه انرژی الکتریکی حداقل می‌شود.

غروی و پرتوی راد (۱۳۸۲) در پژوهشی، ابتدا پدیده انتشار مواد آلاینده هوا را توسط نیروگاه‌های حرارتی کشور در قالب برآورد مقادیر بررسی کردند، سپس مقادیری را برای هزینه خارجی انتشار در مدل خود در نظر گرفتند. آنها با استفاده از یک مدل ریاضی خطی، به مقایسه استراتژی‌های کنترل انتشار در توسعه سیستم عرضه انرژی الکتریکی پرداختند و پس از آن، اثر کنترل انتشار مواد آلاینده بر هزینه نهایی تولید برق را پیش‌بینی کردند.

با توجه به پژوهش‌های انجام شده در زمینه توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها، در این پژوهش یک مدل ریاضی برای توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها ارائه شده که در آن به انتشار دی‌اکسیدکربن حاصل از فعالیت نیروگاه‌ها توجه شده است. شایان ذکر است که با توجه به اهمیت واحدهای تولید پراکنده، این واحدها در مدل ارائه شده در نظر گرفته شده است و مدل به دست آمده با داده‌های واقعی مربوط به ایران در چند سناریو به اجرا درآمده و روی آنها تحلیل حساسیت انجام شده است.

مدل ریاضی توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها با هدف کنترل دی‌اکسیدکربن

هدف پژوهش پیش رو، یافتن برنامه توسعه ظرفیت بهینه‌ای است که جوابگوی تقاضا باشد. برنامه یاد شده به این سؤال‌ها پاسخ می‌دهد: در چه نوع نیروگاهی، با چه ظرفیتی، در چه زمان و چه جایی باید سرمایه‌گذاری کرد؟ این پژوهش برای بازه زمانی ۱۳۹۱ تا ۱۴۰۴ انجام شده است. ساختار مدل در شکل ۱ به نمایش گذاشته شده است.



شکل ۱. ساختار مدل ریاضی ارائه شده

در ادامه به تشریح مفروضات، اندیس‌ها، متغیرها، پارامترها، تابع هدف و محدودیت‌های مدل یاد شده پرداخته می‌شود.

مفروضات مدل

- با توجه به اینکه اصلی‌ترین سوخت فسیلی برای این تحقیق، گاز در نظر گرفته شده است و از نظر حجم، دی‌اکسیدکربن ۹۹/۹ درصد آلاینده‌های تولید گاز را به خود اختصاص می‌دهد، دی‌اکسیدکربن به‌عنوان گاز گلخانه‌ای آلاینده در این تحقیق لحاظ شده است.
- نرخ توسعه نیروگاه‌های فسیلی ۱۶ درصد، بادی‌های کوچک و بزرگ ۲۵ درصد و فتوولتائیک ۷۲ درصد در نظر گرفته شده است.
- افق برنامه‌ریزی عرضه انرژی در این تحقیق از سال ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۴ است. صنعت برق ایران شامل ۱۶ شرکت برق منطقه‌ای در سطح کشور می‌شود که اسامی آنها در جدول ۱ مشاهده می‌شود.
- انواع نیروگاه‌های تولید برق که در مدل در نظر گرفته شده‌اند، عبارات‌اند از: نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، نیروگاه حرارتی با سوخت زغال سنگ، تکنولوژی‌های تولید پراکنده، توربین بادی بزرگ، توربین بادی کوچک، فتوولتائیک و نیروگاه بخاری که در جدول ۲ همراه با سوختی که استفاده می‌کنند، مشاهده می‌شود.

جدول ۱. شرکت‌های برق منطقه‌ای در ایران

شرکت‌های برق منطقه‌ای		شرکت‌های برق منطقه‌ای	
شرکت برق منطقه‌ای سیستان و بلوچستان	۹	شرکت برق منطقه‌ای اصفهان	۱
شرکت برق منطقه‌ای غرب	۱۰	شرکت برق منطقه‌ای آذربایجان	۲
شرکت برق منطقه‌ای فارس	۱۱	شرکت برق منطقه‌ای باختر	۳
شرکت برق منطقه‌ای کرمان	۱۲	شرکت برق منطقه‌ای تهران	۴
شرکت برق منطقه‌ای گیلان	۱۳	شرکت برق منطقه‌ای خراسان	۵
شرکت برق منطقه‌ای مازندران	۱۴	شرکت برق منطقه‌ای خوزستان	۶
شرکت برق منطقه‌ای هرمزگان	۱۵	شرکت برق منطقه‌ای زنجان	۷
شرکت برق منطقه‌ای یزد	۱۶	شرکت برق منطقه‌ای سمنان	۸

جدول ۲. انواع نیروگاه‌های تولید برق در نظر گرفته شده

سوخت مورد استفاده	تکنولوژی‌های تولید برق	
گاز	نیروگاه سیکل ترکیبی	۱
زغال سنگ	نیروگاه حرارتی با سوخت زغال سنگ (IGCC) ^۱	۲
زغال سنگ	نیروگاه حرارتی با سوخت زغال سنگ (SCPC) ^۲	۳
گاز	موتورهای احتراق داخلی گاز سوز	۴
گاز	موتورهای احتراق داخلی گاز سوز (CHP) ^۳	۵
گاز	میکرو توربین	۶
گاز	پیل سوختی CHP	۷
گاز	توربین احتراقی (توربین گازی) CHP	۸
گاز	توربین احتراقی (توربین گازی)	۹
-	توربین بادی کوچک	۱۰
-	توربین بادی بزرگ	۱۱
-	فتوولتائیک	۱۲
گاز و مازوت	نیروگاه بخاری	۱۳

معرفی اندیس‌های استفاده شده و علائم اختصاری در مدل ریاضی در جدول‌های ۳ و ۴ اندیس‌های به کار گرفته شده در مدل و علائم اختصاری ارائه و تعریف شده‌اند.

جدول ۳. اندیس‌های به کار گرفته شده در مدل

p	نیروگاه
r	منطقه
y, j, z	سال
f	سوخت

جدول ۴. علائم اختصاری

MW	مگاوات
MWh	مگاوات ساعت
MMBtu	میلیون بی تی یو
MMS\$	میلیون دلار

1. Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)
2. Super Critical Pulverized Coal (SCPC)
3. Combined Heat and Power (CHP)

متغیرها و پارامترهای مدل

در جدول ۵ متغیرها و پارامترهای استفاده شده در مدل، همراه با تعریف و واحد آنها ارائه شده است.

جدول ۵. متغیرها و پارامترهای موجود در مدل

X_{pry}	ظرفیت ایجاد شده از نوع p در منطقه r در سال y (MW)
X'_{pry}	درصد گاز استفاده شده به عنوان سوخت برای نیروگاه بخاری
BC_{pry}	هزینه ساخت نیروگاه نوع p در منطقه r در سال y (\$/MW)
CT_p	مدت زمان ساخت نیروگاه نوع p (سال)
γ_y	فاکتور ارزش حال مربوط به سال y $(1/(1+i)^y)$
PF_{pry}	فاکتور نیروگاه نوع p در منطقه r در سال y
EF_{pry}	کارایی نیروگاه نوع p در منطقه r در سال y
MBt	ضریب تبدیل مگاوات ساعت به میلیون Btu
CO_{py}	قیمت سوخت نوع p در سال y (\$/MMBtu)
OC_{pry}	هزینه عملیات، نگهداری و تعمیرات نیروگاه نوع p در منطقه r در سال y (\$/MWh)
Ra_p	نرخ توسعه نیروگاه نوع p
C	پارامتر ثابت
COO_g	میزان دی‌اکسیدکربن تولید شده به ازای یک MMBtu گاز مصرفی (tone/MMBtu)
$CCOO_y$	هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن (\$/tone)
COO_{coal}	میزان دی‌اکسیدکربن تولید شده به ازای یک MMBtu زغال سنگ مصرفی (tone/MMBtu)
COO_{fo}	میزان دی‌اکسیدکربن تولید شده به ازای یک MMBtu مازوت مصرفی (tone/MMBtu)
D_{ry}	تقاضای منطقه r در سال y (MWh/year)
PL_{ry}	میزان تولید برق برنامه‌ریزی شده توسط نیروگاه‌های موجود در منطقه r در سال y (MWh/year)

تابع هدف

تابع هدف مسئله، کمینه‌سازی مجموع تنزیل‌شده ارزش هزینه توسعه و هزینه اجتماعی انتشار دی‌اکسیدکربن در طول افق برنامه‌ریزی است. مجموع هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید، سوخت، نگهداری و تعمیرات و هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن است.

هزینه ساخت نیروگاه‌های جدید

هزینه ساخت نیروگاه‌های جدید به منظور توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها در نظر گرفته شده است. در اینجا، مدت زمان ساخت نیروگاه مد نظر است، زیرا هزینه سرمایه‌گذاری به منظور ساخت نیروگاه جدید، طی مدت زمان ساخت آن نیروگاه صرف می‌شود. بنابراین داریم:

$$F_1 = \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{p=1}^{13} \sum_{j=1}^{CT_p} \frac{BC_{pry}}{CT_p} * X_{pry} * Y_{y+j-1} \quad \text{رابطه (۱)}$$

هزینه سوخت

هر نیروگاهی پس از ایجاد شدن و روی مدار قرار گرفتن، هر سال هزینه سوخت را متحمل می‌شود. این موضوع در هزینه سوخت در نظر گرفته شده است. همچنین میزان سوخت ورودی به میلیون Btu تبدیل شده؛ زیرا قیمت سوخت به‌عنوان داده ورودی، برحسب دلار به میلیون Btu بوده است. همچنین از آنجا که نیروگاه بخاری می‌تواند از دو نوع سوخت گاز و مازوت استفاده کند، از متغیر جدید \hat{X} در مدل استفاده شده است. بنابراین داریم:

$$F_2 = \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{p=1}^{12} \sum_{z=y+CT_p}^{15} \frac{X_{pry} * 8760 * PF_{pry}}{EF_{pry}} * MBt * CO_{prz} \quad \text{رابطه (۲)}$$

$$* \gamma_z + \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{z=y+CT_{13}}^{15} \frac{X_{13ry} * 8760 * PF_{13ry}}{EF_{13ry}}$$

$$* MBt * \hat{X}_{13ry} * CO_{4rz} * \gamma_z$$

$$+ \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{z=y+CT_{13}}^{15} \frac{X_{13ry} * 8760 * PF_{13ry}}{EF_{13ry}} * MBt$$

$$* (1 - \hat{X}_{13ry}) * CO_{13rz} * \gamma_z$$

هزینه نگهداری و تعمیرات

هر نیروگاهی پس از ایجاد شدن و روی مدار قرار گرفتن، هر سال هزینه نگهداری و تعمیرات را متحمل می‌شود و این موضوع در هزینه نگهداری تعمیرات در نظر گرفته شده است.

$$F_3 = \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{p=1}^{13} \sum_{z=y+CT_p}^{15} X_{pry} * 8760 * PF_{pry} * OC_{prz} * \gamma_z \quad (\text{رابطه ۳})$$

هزینه اجتماعی انتشار دی‌اکسیدکربن

با توجه به اینکه در پژوهش حاضر، گاز اصلی‌ترین سوخت فسیلی در نظر گرفته شده و از نظر حجم، دی‌اکسیدکربن ۹۹/۹ درصد آلاینده‌های تولید گاز را به خود اختصاص می‌دهد، دی‌اکسیدکربن به‌عنوان گاز گلخانه‌ای آلاینده مد نظر قرار گرفته است. با مصرف هر یک از سوخت‌های گاز، زغال سنگ و مازوت، مقدار مشخصی دی‌اکسیدکربن منتشر می‌شود. شایان ذکر است که هر نیروگاه پس از ایجاد شدن و روی مدار قرار گرفتن، هر سال هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن را متحمل می‌شود و این موضوع در اینجا نیز در نظر گرفته شده است.

$$F_4 = \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{z=y+CT_1}^{15} \frac{X_{1ry} * 8760 * PF_{1ry}}{EF_{1ry}} * MBt * COO_g \quad (\text{رابطه ۴})$$

$$+ \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{p=2}^3 \sum_{z=y+CT_p}^{15} \frac{X_{pry} * 8760 * PF_{pry}}{EF_{pry}}$$

$$* CCOO_z * \gamma_z$$

$$+ \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{p=4}^9 \sum_{z=y+CT_p}^{15} \frac{X_{pry} * 8760 * PF_{pry}}{EF_{pry}}$$

$$* MBt * COO_{coal} * CCOO_z * \gamma_z$$

$$+ \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{z=y+CT_{13}}^{15} \frac{X_{13ry} * 8760 * PF_{13ry}}{EF_{13ry}}$$

$$* MBt * COO_g * CCOO_z * \gamma_z$$

$$+ \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{z=y+CT_{13}}^{15} \frac{X_{13ry} * 8760 * PF_{13ry}}{EF_{13ry}}$$

$$* MBt * \dot{X}_{13ry} * COO_g * CCOO_z * \gamma_z$$

$$+ \sum_{y=1}^{15} \sum_{r=1}^{16} \sum_{z=y+CT_{13}}^{15} \frac{X_{13ry} * 8760 * PF_{13ry}}{EF_{13ry}}$$

$$* MBt * (1 - \dot{X}_{13ry}) * COO_{fo} * CCOO_z * \gamma_z$$

محدودیت‌ها

یکی از محدودیت‌هایی که در مدل در نظر گرفته شده این است که تقاضای برق برآورده شود. در این محدودیت، مدت زمان ساخت نیروگاه‌ها لحاظ شده است. به بیان دیگر، پس از تصمیم ساخت نیروگاه، به اندازه مدت زمان ساخت آن طول می‌کشد تا نیروگاه وارد مدار شود. این رویکرد در محدودیت‌های تقاضا در نظر گرفته شده است. به‌طور کلی محدودیت‌های مدل عبارت‌اند از: «محدودیت‌های تقاضا»، «توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر و تولید پراکنده» و «غیرمنفی بودن متغیرها».

محدودیت‌های تقاضا

در اینجا سمت راست محدودیت‌ها، تفاضل تقاضا و تولید برنامه‌ریزی شده است. منظور از تولید برنامه‌ریزی شده، میزان برقی است که توسط نیروگاه‌های موجود تولید می‌شود. محدودیت‌های تقاضا عبارت‌اند از:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{y-3} X_{1rj} * PF_{1rj} * 8760 (\forall y \geq 4, r) + \sum_{p=2}^3 \sum_{j=1}^{y-5} X_{prj} * PF_{prj} & \quad \text{رابطه ۵} \\ * 8760 (\forall y \geq 6, r) + \sum_{p=4}^{12} \sum_{j=1}^{y-1} X_{prj} * PF_{prj} & \\ * 8760 (\forall y \geq 2, r) + \sum_{j=1}^{y-5} X_{13rj} * PF_{13rj} & \\ * 8760 (\forall y \geq 6, r) = D_{ry} - Pl_{ry} (\forall r, y \geq 2) & \end{aligned}$$

محدودیت‌های توسعه نیروگاه‌ها

ایجاد نیروگاه‌های تولید پراکنده و تجدیدپذیر به هر میزان ظرفیتی در سال امکان‌پذیر نیست؛ به بیان دیگر، مقدور نیست که در یک سال، نسبت میزان ظرفیت نیروگاه‌های تولید پراکنده و تجدیدپذیر به میزان ظرفیت ایجاد شده آنها تا کنون، مقدار بالایی باشد. این نیروگاه‌ها به تدریج به مدار اضافه می‌شوند. برای مثال، مقدور نیست که یک سال همه نیروگاه‌های مربوط به توسعه ظرفیت‌ها، مربوط به تولید پراکنده یا تجدیدپذیر باشد. بنابراین این محدودیت‌ها در نظر گرفته شدند.

$$X_{pry} - Ra_p \sum_{j=1}^{y-1} X_{prj} \leq C \quad \forall 7 \leq p \leq 15, r, y \geq 2 \quad (\text{رابطه ۶})$$

محدودیت‌های غیرمنفی بودن متغیرها

متغیرهای مدل ارائه شده که «ظرفیت ایجاد شده» و «درصد گاز استفاده شده به‌عنوان سوخت برای نیروگاه بخاری» را نشان می‌دهند، متغیرهای غیرمنفی هستند؛ پس داریم:

$$X_{pry}, \hat{X}_{pry} \geq 0 \quad (\text{رابطه ۷})$$

مدل ریاضی ارائه شده، به تأیید خبرگان دانشگاه و صنعت برق رسید و برای سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۴ به اجرا درآمد.

یافته‌های پژوهش

مدل ارائه شده در سناریوهای مختلف با رویکردهای «اقتصادی و زیست‌محیطی»، «اقتصادی» و «کاهش هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر» و با استفاده از کدنویسی در نرم‌افزار لینگو حل شد و تحلیل شد. شایان ذکر است که پس از اجرای سناریوی نخست، حساسیت مدل ریاضی توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها، نسبت به تعدادی از پارامترها مورد بررسی قرار گرفته است. این پارامترها شامل بازدهی تکنولوژی‌های تولید برق، فاکتور ظرفیت تکنولوژی‌های تجدیدپذیر و هزینه نگهداری و تعمیرات تکنولوژی‌های تولید برق هستند. نتایج به‌دست آمده از تحلیل حساسیت در مقایسه با نتایج اصلی، صحت کافی داشته و منطقی بودند. همچنین، خبرگان صنعت برق، نتایج مدل پیشنهاد شده را از نظر صحت و دقت تأیید کردند. بنابراین می‌توان گفت مدل پیشنهاد شده از اعتبار کافی برخوردار است. گفتنی است، پس از اجرای سناریوی نخست، تحلیل حساسیت و تأیید اعتبار لازم برای مدل، سناریوهای بعدی به اجرا گذاشته شدند.

سناریوی نخست: اجرای مدل با رویکرد اقتصادی و زیست‌محیطی

در این سناریو هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید، سوخت، نگهداری و تعمیرات و هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن در مدل در نظر گرفته شد و مدل به اجرا درآمد. نتایج به‌دست آمده از این سناریو در جدول ۶ مشاهده می‌شود.

جدول ۶. میزان تولید مورد نیاز از تکنولوژی‌های مختلف با رویکرد اقتصادی و زیست‌محیطی (مگاوات ساعت)

سیکل ترکیبی	گازی CHP	بادی کوچک	بادی بزرگ	
-	-	-	۱۷۰۲۹۴۳	۱۳۹۱
-	-	-	۲۴۱۳۰۷۱	۱۳۹۲
-	-	-	۳۴۴۹۹۵۸	۱۳۹۳
-	۲۱۰۲۴۰۰	-	۴۷۴۶۰۶۸	۱۳۹۴
۲۴۱۲۰۱۳۶	۵۸۰۲۶۲۴	-	۶۳۶۶۲۰۵	۱۳۹۵
۳۱۷۱۸۹۶۱	۱۰۲۶۵۷۷۰	-	۷۴۵۶۹۴۱	۱۳۹۶
۳۸۹۲۰۲۵۹	۱۵۸۴۰۸۲۳	-	۸۷۰۴۳۰۰	۱۳۹۷
۴۸۴۹۳۵۷۱	۲۲۲۸۳۷۳۶	-	۱۰۱۲۸۳۴۷	۱۳۹۸
۵۹۲۳۶۸۸۱	۳۰۱۵۲۲۸۵	۱۳۵۷۸۰	۱۱۷۸۳۴۳۴	۱۳۹۹
۶۹۸۵۵۱۹۵	۳۹۲۲۲۵۶۴	۳۰۵۵۰۵	۱۳۸۱۰۹۴۶	۱۴۰۰
۸۱۹۵۶۷۴۷	۵۰۱۱۷۷۲۸	۵۱۷۶۶۱	۱۶۳۷۹۴۳۲	۱۴۰۱
۹۷۳۲۶۵۸۴	۶۲۴۵۹۱۴۱	۵۱۷۶۶۱	۱۹۰۱۹۹۵۸	۱۴۰۲
۱۱۳۱۰۳۹۸۰	۷۶۵۷۹۱۵۰	۵۱۷۶۶۱	۲۱۹۶۴۰۳۱	۱۴۰۳
۱۳۶۹۲۳۳۶۲	۹۳۰۱۱۱۲۸	۵۱۷۶۶۱	۲۴۸۴۶۸۶۹	۱۴۰۴

سناریوی دوم: اجرای مدل با رویکرد اقتصادی

در این سناریو، هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید، سوخت و نگهداری و تعمیرات در تابع هدف در نظر گرفته شده و مدل به اجرا درآمده است. میزان ظرفیت مورد نیاز از هر تکنولوژی در جدول ۷ مشاهده می‌شود. در سناریوی دوم (اجرای مدل با رویکرد اقتصادی)، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP و بادی بزرگ موجه شده‌اند. در این سناریو نسبت به سناریوی قبلی، به انتشار گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن توجه نشده است، بنابراین از مقایسه تکنولوژی‌های موجه شده در این سناریو و سناریوی قبلی، مشاهده می‌شود که تکنولوژی بادی کوچک موجه نشده است.

جدول ۷. میزان تولید مورد نیاز از تکنولوژی‌های مختلف با رویکرد اقتصادی (مگاوات ساعت)

تکنولوژی	سیکل ترکیبی	گازی CHP	بادی بزرگ
۱۳۹۱	.	.	۲۸۸۴۸۲۶
۱۳۹۲	.	.	۳۵۰۶۵۸۷
۱۳۹۳	.	.	۴۸۷۵۹۸۴
۱۳۹۴	.	.	۶۸۳۴۱۰۵
۱۳۹۵	۲۶۵۵۸۹۲۰	۳۳۶۳۸۴۰	۹۵۲۸۱۳۱
۱۳۹۶	۳۴۵۴۷۹۵۰	۷۴۴۹۷۹۷	۱۱۰۱۸۳۳۳
۱۳۹۷	۴۲۲۰۱۸۸۶	۱۲۵۷۲۲۱۱	۱۲۸۶۷۷۳۱
۱۳۹۸	۵۲۳۰۰۲۵۹	۱۸۴۹۰۰۶۴	۱۵۱۱۸۷۰۲
۱۳۹۹	۶۳۶۵۲۶۴۰	۲۵۷۴۹۵۴۳	۱۷۸۹۴۷۶۳
۱۴۰۰	۷۴۹۷۷۴۷۵	۳۴۱۱۳۳۰۰	۲۱۵۱۷۳۴۴
۱۴۰۱	۸۷۸۹۸۵۹۱	۴۴۱۸۸۹۰۰	۲۶۳۶۹۲۱۱
۱۴۰۲	۱۰۴۲۱۹۱۲۴	۵۵۵۷۹۶۱۷	۳۱۳۸۴۹۰۷
۱۴۰۳	۱۲۱۰۹۹۳۳۶	۶۸۵۹۶۸۲۰	۳۷۰۹۰۴۸۳
۱۴۰۴	۱۴۷۰۱۶۷۰۰	۸۳۹۰۸۰۸۲	۴۱۴۳۵۲۹۲

سناریوی سوم: اجرای مدل با رویکرد کاهش هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر

در این سناریو، هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های بادی کوچک، بزرگ و فتوولتائیک به ترتیب ۵، ۵ و ۱۰ درصد کاهش یافت و مدل به اجرا درآمد. نتایج به‌دست آمده در جدول ۸ نشان داده شده است. در سناریوی سوم (رویکرد کاهش هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر)، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک، بادی بزرگ و فتوولتائیک موجه شده‌اند. در این سناریو هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر کاهش یافته است، بنابراین همه تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در نظر گرفته شده در این پژوهش، موجه شده‌اند. میزان ظرفیت مورد نیاز از هر تکنولوژی مورد نیاز در جدول ۸ مشاهده می‌شود.

۶۰۴ _____ ارائه مدل ریاضی برای توسعه ظرفیت نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن ...

جدول ۸. میزان تولید مورد نیاز تکنولوژی‌های مختلف با رویکرد کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های تجدیدپذیر (مگاوات ساعت)

تکنولوژی	سیکل ترکیبی	گازی CHP	بادی کوچک	بادی بزرگ	فتوولتائیک
۱۳۹۱
۱۳۹۲	.	.	.	۱۹۱۰۸۵۵	.
۱۳۹۳	.	.	.	۳۰۸۳۳۲۲	۸۱۷۰۵
۱۳۹۴	.	.	.	۴۵۱۱۲۰۲	۴۷۹۱۰۳
۱۳۹۵	.	.	.	۶۱۳۱۸۰۲	۱۴۳۹۵۴۷
۱۳۹۶	۲۴۱۴۸۵۵۲	۳۳۶۳۸۴۰	۸۵۴۱۰۰	۷۸۴۰۰۰۲	۳۳۹۱۴۴۱
۱۳۹۷	۲۸۶۶۷۴۳۷	۷۴۰۹۷۳۹	۸۵۴۱۰۰	۸۹۵۹۰۹۲	۵۴۱۰۳۵۹
۱۳۹۸	۳۱۳۴۸۱۷۱	۱۱۹۳۱۷۴۳	۸۵۴۱۰۰	۱۰۳۳۴۴۱۲	۷۹۳۰۲۶۰
۱۳۹۹	۳۳۶۸۹۲۵۸	۱۶۳۳۶۲۴۳	۱۵۴۸۷۶۸	۱۱۷۶۲۳۹۲	۱۰۵۰۶۷۵۱
۱۴۰۰	۳۴۷۰۹۸۸۹	۱۷۲۲۸۹۴۶	۲۳۸۰۰۹۲	۱۳۳۲۸۱۴۲	۱۳۸۵۳۸۶۰
۱۴۰۱	۳۶۹۶۴۴۰۷	۱۷۷۰۶۳۲۶	۴۴۸۱۱۷۸	۱۵۰۶۷۰۰۲	۱۸۳۱۱۱۲۳
۱۴۰۲	۳۶۹۶۴۴۰۷	۱۸۲۶۰۰۸۷	۶۶۸۴۷۵۶	۱۷۲۳۰۷۲۲	۲۳۰۹۷۹۳۷
۱۴۰۳	۴۰۲۰۸۳۸۵	۱۸۶۸۰۵۶۷	۶۶۸۴۷۵۶	۱۹۴۴۹۱۹۲	۲۸۱۰۹۴۴۶
۱۴۰۴	۴۲۷۳۹۳۵۸	۱۹۱۶۸۳۲۴	۶۶۸۴۷۵۶	۲۱۸۹۷۶۱۲	۳۳۹۳۱۵۱۷

تحلیل حساسیت مدل ریاضی

در این بخش، حساسیت مدل ریاضی ارائه شده نسبت به تعدادی از پارامترها بررسی شده است. این پارامترها شامل کارکرد تکنولوژی‌های تولید برق، هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن و هزینه نگهداری و تعمیرات تکنولوژی‌های تولید برق است.

تحلیل حساسیت مدل ریاضی نسبت به تغییر کارکرد تکنولوژی‌های تولید برق

در اینجا کارکرد تکنولوژی‌های تولید برق به مقدار ۱۰ درصد نسبت به وضعیت فعلی افزایش یافته است. در نتیجه، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ موجه شده‌اند، میزان تولید تکنولوژی سیکل ترکیبی افزایش داشته و میزان تولید تکنولوژی‌های بادی کوچک و بادی بزرگ کاهش می‌یابد.

تحلیل حساسیت مدل ریاضی نسبت به تغییر هزینه اجتماعی دی اکسید کربن

در صورت افزایش هزینه اجتماعی دی اکسید کربن به میزان ۲۰ درصد نسبت به وضعیت فعلی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ موجه می‌شوند، میزان تولید تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی و گازی CHP کاهش می‌یابد و تکنولوژی‌های بادی کوچک و بادی بزرگ افزایش نشان می‌دهند.

تحلیل حساسیت مدل ریاضی نسبت به تغییر هزینه عملیات، نگهداری و تعمیرات

در صورت کاهش هزینه عملیات، نگهداری و تعمیرات به میزان ۱۰ درصد نسبت به وضعیت فعلی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ موجه می‌شوند و میزان تولید تکنولوژی گازی CHP افزایش نشان می‌دهد و تکنولوژی سیکل ترکیبی کاهش می‌یابد.

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

در سناریوی با رویکرد اقتصادی و زیست‌محیطی، از بین تکنولوژی‌های فسیلی، سیکل ترکیبی؛ از بین تکنولوژی‌های تولید پراکنده، گازی CHP و از بین تکنولوژی‌های تجدیدپذیر، بادی کوچک و بزرگ موجه شده‌اند. تکنولوژی تجدیدپذیر فتوولتائیک به دلیل هزینه ساخت بسیار زیاد موجه نشده است. در سناریوی با رویکرد اقتصادی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP و بادی بزرگ موجه شده‌اند. در این سناریو به انتشار دی اکسید کربن توجه نشده است، بنابراین از مقایسه تکنولوژی‌های موجه شده در این سناریو نسبت به سناریوی قبلی، مشاهده می‌شود که تکنولوژی بادی کوچک موجه نیست. همچنین در این سناریو، تکنولوژی تجدیدپذیر فتوولتائیک به دلیل هزینه ساخت زیاد و ظرفیت کم موجه نشده است. در سناریوی با رویکرد کاهش هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک، بادی بزرگ و فتوولتائیک موجه شده‌اند. در این سناریو هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر کاهش یافته است، از این رو همه تکنولوژی‌های تجدیدپذیر موجه شده‌اند. گفتنی است، از آنجا که موضوع به محیط زیست مربوط می‌شود، هزینه اجتماعی دی اکسید کربن در تابع هدف است.

در صورت افزایش کارکرد تکنولوژی‌های تولید برق به میزان ۱۰ درصد نسبت به وضعیت فعلی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ موجه شده و میزان تولید تکنولوژی سیکل ترکیبی افزایش می‌یابد و تکنولوژی‌های بادی کوچک و بادی بزرگ کاهش نشان می‌دهند؛ زیرا بازدهی سیکل ترکیبی بالاترین مقدار را داشته و با این تغییر

بیشترین افزایش را نشان داده است. همچنین کارکرد بادی‌های کوچک و بزرگ کمترین مقدار را داشتند و با این تغییر کمترین افزایش را نشان دادند. در صورت افزایش هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن به میزان ۲۰ درصد نسبت به وضعیت فعلی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ موجه شده و میزان تولید تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی و گازی CHP، کاهش و تکنولوژی‌های بادی کوچک و بادی بزرگ، افزایش یافته است؛ زیرا افزایش هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن، موجب افزایش ظرفیت تکنولوژی‌های تجدیدپذیر مانند توربین بادی کوچک و بزرگ می‌شود. در صورت کاهش هزینه عملیات، نگهداری و تعمیرات به میزان ۱۰ درصد نسبت به وضعیت فعلی، تکنولوژی‌های سیکل ترکیبی، گازی CHP، بادی کوچک و بادی بزرگ موجه شده و میزان تولید تکنولوژی گازی CHP، افزایش و تکنولوژی سیکل ترکیبی، کاهش می‌یابد؛ زیرا هزینه عملیات، نگهداری و تعمیرات تکنولوژی گازی CHP، بیشترین کاهش و هزینه عملیات، نگهداری و تعمیرات تکنولوژی سیکل ترکیبی، کمترین کاهش را داشته است.

پیشنهاد‌های کاربردی

با کاهش هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌های تجدیدپذیر به میزان ۵ و ۱۰ درصد، همه تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در نظر گرفته شده برای این تحقیق، موجه شدند. با توجه به این نتیجه، پیشنهاد می‌شود که دولت با اقداماتی همچون حمایت از تولیدکننده‌های داخلی و بومی کردن این تکنولوژی‌ها، زمینه کاهش هزینه سرمایه‌گذاری این تکنولوژی‌ها را فراهم آورد. در این تحقیق، تکنولوژی‌های تولید پراکنده در نظر گرفته شد و در حالت‌های مختلف اجرای مدل، موجه شدند. با توجه به اینکه تکنولوژی‌های یاد شده نیاز به خطوط انتقال ندارند، پیشنهاد می‌شود در زمینه توسعه واحدهای تولید پراکنده در کشور، اقدامات جدی صورت گیرد. با توجه به نتایج به دست آمده از لحاظ هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن و سهم گرفتن بیشتر تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در این حالت، نسبت به حالتی که هزینه اجتماعی دی‌اکسیدکربن در نظر گرفته نشده است، باید برای هدف‌گذاری و توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر به منظور کاهش هزینه اجتماعی حاصل از انتشار گازهای گلخانه‌ای، عزم جدی صورت گیرد. همچنین پیشنهاد می‌شود که با تصویب قانون جامعی در خصوص حداکثر میزان انتشار دی‌اکسیدکربن در کل کشور و به طور خاص برای مناطق ۱۶ گانه، زمینه کاهش سهم تکنولوژی‌های فسیلی و در مقابل افزایش سهم نیروگاه‌های تجدیدپذیر فراهم شود.

پیشنهادهایی برای پژوهش‌های آینده

در این تحقیق پارامترهای مدل قطعی در نظر گرفته شدند. با توجه به اینکه پارامترهای مدل مانند تقاضای برق، قیمت سوخت و هزینه‌های تکنولوژی، از عدم قطعیت برخوردارند، پیشنهاد می‌شود این پارامترها، غیر قطعی در نظر گرفته شوند.

یکی از مهم‌ترین گازهای گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن است که در این تحقیق در نظر گرفته شد، پیشنهاد می‌شود انواع دیگر گازهای گلخانه‌ای نیز در تحقیقات آینده در نظر گرفته شوند. در این پروژه به منظور کنترل دی‌اکسیدکربن، هزینه اجتماعی آن در تابع هدف در نظر گرفته شد؛ پیشنهاد می‌شود محدودیت‌هایی برای میزان انتشار انواع گازهای گلخانه‌ای در سطح مناطق و کل کشور مد نظر قرار گیرد.

منابع

- شفیعی، س. ا.؛ مقدم تبریزی، م. ع.؛ فرمد، م. (۱۳۸۷). توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدودیت سوخت نیروگاه‌ها در ماه‌های سرد. بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق.
- غروی، م.؛ پرتوی راد، م. (۱۳۸۲). ارزیابی آثار کنترل انتشار مواد آلاینده هوا توسط صنعت برق بر هزینه تولید برق در ایران. اولین کنفرانس ملی نیروگاه‌های آبی کشور.
- قادری شمیم، ا.؛ پارسا مقدم، م.؛ شیخ‌السلامی، م. ک. (۱۳۹۳). برنامه‌ریزی توسعه تولید با در نظر گرفتن سرمایه‌گذاری در برنامه‌های افزایش بازدهی انرژی. نشریه علمی - پژوهشی کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران، ۳ (۵)، ۲۶-۱۸.
- میثاقی، فرشید؛ بارفروشی، ت.؛ جعفری، م. (۱۳۹۶). برنامه‌ریزی توسعه تولیدات پراکنده در پست‌های فوق توزیع با در نظر گرفتن توسعه پست‌های انتقال با استفاده از مدل دوسطحی جدید. فصلنامه مهندسی برق دانشگاه تبریز، ۱ (۴۷).

References

- Cui, H., Dai, W. (2011). Multi-objective optimal allocation of distributed generation in smart grid. *International conference on electrical and control engineering (ICECE)*, pp 713–717. Yichang, China, 16-18 September.
- Ghaderi Shamim, A., Parsa Moghaddam, M., Sheikh-El-Eslami, M.K. (2014). Generation Expansion Planning with Considering Energy Efficiency Investments. *Iranian Electric Industry Journal of Quality and Productivity*, 3(5), 18-26. (in Persian)

- Gharavi, M., Partovi Rad, M. (2003). Evaluation of the effects of controlling the emission of pollutants by the electric power industry on the cost of electricity production in Iran. *The first national conference of the country's hydroelectric plants*, 25-31. (in Persian)
- Jin, S., Ryan, S. M., Watson, J. P., Woodruff, D. L. (2011). Modeling and Solving a Large-Scale Generation Expansion Planning Problem under Uncertainty. *Industrial and Manufacturing Systems Engineering*, 2(3-4), 209-242.
- Luz, T., Moura, P., Almeida, A. D. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 (1), 2637–2643.
- Misaghi, F., Barforoshi, T., Jafari, M. (2017). Distributed Generation Expansion Planning in Sub-Transmission Substations Considering Transmission Substations Expansions Using a Novel Bi-level Model. *Tabriz Journal of Electrical Engineering*, 47(1), 275-286. (in Persian)
- Sepasian, M. S., Seifi, H., Foroud, A.A., Hatami, A. R. (2009). A multiyear security constrained hybrid generation-transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24 (3), 1609-1618.
- Shafiei, S. E., Moghaddam Tabrizi, M. A., Faramad, M. (2008). Development of the power supply system of the country under the conditions of the fuel supply of power plants in cold months. *23rd International Power Engineering Conference*, Iran. (in Persian)
- Sharan, I., Balasubramanian, R., Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints. *Energy Policy*, 43, 275-284.
- UK Electricity Generation Costs Update, Department of Energy and Climate Change (DECC), Jun. 2010.
- Valinejad, J., Barforoushi, T. (2015). Generation expansion planning in electricity markets: A novel framework based on dynamic stochastic MPEC. *Electrical Power and Energy Systems*, 70 (1), 108–117.