فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفدهم / شماره ۷۰/ پاییز ۱۴۰۰/ صفحات ۱۸۶-۱۴۷

مدل‌سازی و اولویت‌بندی سیاست‌های توسعه نیروگاه‌های حرارتی ایران با توجه به محدودیت‌های محیط‌زیستی

شهزاد ثابتی مطلق
دانشجوی دکتری، دانشکده محیط زیست و منابع طبیعی واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، Sabeti.motlagh@gmail.com

مصطفی پناهی[۱]
دانشیار، دانشکده محیط زیست و منابع طبیعی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، m.panahi@srbiau.ac.ir

امیرهومن حمصی
استاد، دانشکده محیط زیست و منابع طبیعی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، H_hemmasi@srbiau.ac.ir

جمال قدوسی
استادیار، دانشکده محیط زیست و منابع طبیعی، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، jamal_go@yahoo.com

علیرضا حاج ملاعلی کنی
استادیار، دانشکده محیط زیست و منابع طبیعی، واحد علوم و تحقیقات، ، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ahkanisrbiau@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۲/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۶/۰۷

چکیده

انتشار سالانه نزدیک به ۱۸۰ میلیون تن CO_2 توسط نیروگاه‌های حرارتی کشور یکی از عوامل قرارگیری ایران در جایگاه نهم کشورهای تولیدکننده گازهای گلخانه‌ای در دنیا می‌باشد. براین اساس، در پژوهش حاضر سیاست‌های دیسپاچینگ بهینه اقتصادی محیط زیستی بار و پروتفولیوی از استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی در دو سمت عرضه و تقاضا به ترتیب در سناریوهای MT1 و MT2 و EEP در مدل‌ساز LEAP و سیستم بهینه یاب آن OSeMOSYS شبیه‌سازی و بهینه‌یابی شده‌اند. برای این منظور از داده‌های سری زمانی ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۷ ترازنامه انرژی کشور استفاده شد و با مدل‌سازی سیستم انرژی، به شناسایی وضعیت موجود و پیش‌بینی عرضه و تقاضای برق حرارتی، انواع هزینه‌ها و میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در بازه زمانی ۲۰ ساله ۲۰۳۰-۲۰۱۱ برای کل کشور اقدام گردید. سپس با تعیین دیسپاچینگ بهینه نیروگاه‌های حرارتی، کارآمدترین سیاست جهت بهبود کارایی اقتصادی محیط زیستی بخش برق حرارتی در راستای دستیابی به توافقنامه پاریس در قالب برترین سناریو از طریق تحلیل هزینه – منفعت معرفی شده است. نتایج حاصل نشان دادند که کلیه سناریوهای جایگزین با کاهش بیش از ۱۵درصد انتشار و منافع اقتصاد محیط زیستی بیش از ۸ میلیارد دلار نسبت به سناریوی مرجع؛ علاوه بر امکان تحقق توافق مشروط و غیرمشروط، دستیابی به اهداف INDC ایران را میسر خواهند ساخت.

طبقه‌بندی JEL: C53، C61،Q41، Q54،Q58

کلیدواژه‌ها: مدل‌سازی انرژی، برق کم کربن، دیسپاچینگ بهینه بار، مدیریت همزمان عرضه و تقاضا

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

۱- مقدمه

نیروگاه‌های حرارتی به‌عنوان یکی از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان اصلی انـرژی عامل انتشار حدود یک‌سوم گاز گلخانه‌ای در سراسر جهان هستند (کچویی و همکـاران، ۲۰۱۸). از طرفی آمارها حاکی از آن است که رشد جهانی مصرف انـرژی دنیـا در سـال ۲۰۱۷ نسبت به ۲۰۱۶ حدود ۲,۲ درصد و رشد مصرف انرژی ایران در بازه فوق، حدود ۶,۳ درصد افزایش داشته است (گزارش بررسی آماری انرژی جهان[1]، ۲۰۱۷)

. همچنین، بر اساس گزارشات بین‌المللی، تولید برق در سال ۲۰۱۸ به میزان ۲۶۶۱۴,۸ تراوات ساعت بوده است که معادل ۱۹ درصد کل مصرف نهایی انرژی جهانی (۲۰۱۹) است. از این‌رو برق به‌عنوان موتور توسعه، نقش قابل توجهی در رشد و توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشورها به خود اختصاص داده است. در خصوص مصرف برق نیز پیش‌بینی‌ها بیانگر آن است که مصرف برق در جهان طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۰۵ حدود دو برابر افزایش خواهد یافت. چنانکه براساس آخرین گزارش پیش‌بینی انرژی EIA، روند مصرف برق در کشورهای توسعه یافته طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۰۶، با متوسط رشد سالانه ۱,۱درصد افزایش خواهد یافت. در همین چشم‌انداز، متوسط رشد سالانه کشورهای در حال توسعه مانند ایران ۳,۸ درصد پیش‌بینی شده است (EIA, 2020). در طی سال‌های اخیر مصرف برق در کشور ما نیز به دلایلی از قبیل رشد جمعیت، توسعه شهرشهرنشینی، افزایش سطح زندگی و رفاه، توسعه صنعتی و تجاری و تغییرات آب و هوا رو به افزایش بوده است. به‌طوری‌که بر اساس آخرین آمار تفضیلی صنعت برق کشور، کل مصرف برق ایران برابر با ۲۶۱۳۶۷ میلیون کیلووات ساعت بوده که نسبت به سال قبل رشدی معادل ۲/۵ درصد داشته است. متقابلاً، تولید برق نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۷ با رشدی معادل ۱ درصد نسبت به سال قبل به ۳۱۱ میلیارد کیلووات ساعت بالغ گردیده است (آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی، ۱۳۹۷). افزایش شدت مصرف انرژی با رشد انتشار گازهای گلخانه‌ای همراه بوده است، به‌طوری‌که در سال ۲۰۱۸، ایران با حدود ۲ درصد انتشار کربن در جهان،

1. Statistical Review of World Energy

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

همرتبه کشورهایی مانند کانادا و کره جنوبی بوده است[1]. در حالی‌که، در همان سال تولید ناخالص داخلی کانادا در رتبه دهم و کره جنوبی یازدهم و ایران در جایگاه بیست و هفتم جهان قرار داشته است[2]. همچنین، تولید برق ایران در سال ۲۰۱۸، رتبه هفدهم جهان را به خود اختصاص داده، در حالی‌که کانادا و کره جنوبی به ترتیب در رتبه ششم و دهم قرار دارند.

از سوی دیگر، ایران بر اساس برآورد اوپک از بزرگ‌ترین ذخایر اثبات شده گاز طبیعی و نفت در جهان برخوردار است (سازمان کشورهای صادرکننده نفت، ۲۰۱۷)[3]. بخش بزرگی از درآمد کشور وابسته به صادرات نفت خام می‌باشد بنابراین فعالیت تولیدی بخش صنعت نقش چشمگیری در درآمد کشور ندارد؛ در نتیجه، سطح بالای انتشار گازهای گلخانه‌ای ایران از فعالیت‌های اقتصادی و یا تولیدی برق ناشی نمی‌شود، بلکه ناشی از شدت بالای مصرف انرژی نشأت می‌گیرد که از علل عمده آن می‌توان به پایین بودن نرخ کارایی انرژی در کشور اشاره نمود. متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور (که در سال ۱۳۹۷ در حدود ۹۲ درصد تولید برق کشور را بر عهده داشته‌اند، ۳۷,۶ درصد بوده است. در حالیکه این عدد در حدود ۱۰ درصد از متوسط راندمان اتحادیه اروپا پایین‌تر است[4]. براساس گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی درصورتی‌که راندمان نیروگاه‌های حرارتی، یک درصد افزایش یابد، علاوه بر اینکه شبکه برق کشور از سرمایه‌گذاری برای ساخت یک نیروگاه ۶۰۰ مگاواتی بی‌نیاز می‌شود، مصرف سوخت نیز حداقل به اندازه یک درصد کاهش خواهد یافت (اسعدی و حق دوست، ۱۳۹۴). نکته حائز اهمیت دیگر در فعالیت نیروگاه‌ها توجه به عمر مفید آن‌هاست که به‌طور استاندارد ۲۵ سال برآورد می‌شود. در ایران از مجموع ظرفیت اسمی ۸۰ هزار و ۳۶۳ مگاواتی واحدهای حرارتی در سال ۱۳۹۷، بیش از ۱۷ هزار واحد حرارتی عمری بیشتر از ۲۵ سال داشته و در حدود ۳ هزار مگاوات از تولید برق کشور توسط نیروگاه‌های فرسوده با بازده حدود ۲۲ درصد تأمین می‌شود (وزارت نیرو، ۱۳۹۷).

1. https://www.statista.com/statistics/271748/the-largest-emitters-of-co2-in-the-world/
2. https://databank.worldbank.org/data/download/GDP.pdf
3. Organization of the Petroleum Exporting Countries
4. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/efficiency-of-conventional-thermal-electricity-generation-4/assessment-2

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

نکته قابل توجه دیگر، ترکیب تولید انواع نیروگاه‌های حرارتی است که عامل تأثیرگذار دیگری بر متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور است. بر مبنای آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۹۷، حدود ۳۹,۳ درصد از قدرت اسمی نیروگاه‌های حرارتی کشور توسط نیروگاه‌های گازی با راندمان ۳۱,۶ درصد و ۲۴,۲ درصد در اختیار نیروگاه‌های بخاری با راندمان ۳۶,۳ درصد و ۳۰,۹ درصد در اختیار نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با راندمان ۴۴,۴ درصد بوده است؛ بنابراین، بهینه‌سازی ساختار تولید برق حرارتی و اولویت‌بندی تولید با استفاده از فناوری‌های با راندمان بالاتر و تکنولوژی‌های پیشرفته‌تر از استراتژی‌های کارآمد در بهبود کارایی بخش برق حرارتی شناخته می‌شود. بدین ترتیب آمار و ارقام فوق همگی مؤید اهمیت سیاست‌های بهبود کارایی در نیروگاه‌ها می‌باشد بر همین اساس، شناسایی و تحلیل راهکارهای ارتقاء کارایی در بخش برق حرارتی از موضوعات مهم مورد بررسی محققان مختلف در سراسر دنیا و همچنین در ایران بوده است.

در همین راستا در پژوهش حضر به‌منظور، در این تحقیق برای تحلیل سیستم مرجع انرژی، نخست ورودی‌های سیستم شامل انواع حامل‌های انرژی، زنجیره تقاضا، زنجیره عرضه و متغیرهای کلیدی اثرگذار بر مدل متغیرهای کلان اقتصادی و قیمت انرژی و متغیرهای دموگرافیک شناسایی شده‌اند. در گام بعد، با بهره‌گیری از قابلیت‌های ابزار LEAP[1]، مدل‌سازی زنجیره عرضه و تقاضای برق حرارتی و سناریوپردازی انجام شده است. سپس، با کمک قابلیت بهینه‌یابی مدل، دیسپاچینگ بهینه بار در بین انواع نیروگاه‌های حرارتی معین و با اجرای تحلیل هزینه- فایده کارآمدترین سیاست‌ها در راستای دستیابی به INDC[2] شناسایی و اولویت‌بندی شده‌اند. در ادامه ضمن ارائه مبانی نظری و پیشینه تحقیقات انجام شده در این زمینه و روش‌شناسی تحقیق، به تحلیل، ارزیابی، مقایسه و اولویت‌بندی سیاست‌های توسعه نیروگاهی حرارتی ایران پرداخته شده است. بهینه‌سازی و اولویت‌بندی سناریوها، امکان مقایسه و تعیین استراتژی برتر ارائه شده در این پژوهش، از نقاط قوت آن مقاله است که در آن از تحلیل هزینه-فایده

1. Long-Range Energy Alternative Planning
2. Intended Nationally Determined Contribution (Iran INDC)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

نرم افراز لیپ استفاده شده است. در نهایت جمع‌بندی و توصیه‌های سیاست‌گذاری در اختیار قرار گرفته است.

۲- ادبیات موضوع

بسیاری از محققان داخل و خارج کشور راهکارهای بهبود کارایی، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای ناشی از آن و حرکت به سمت استراتژی‌های اقتصاد کم کربن در بخش برق حرارتی را مورد شناسایی و بررسی قرار داده‌اند. به‌عنوان مثال، محمدی اردهالی و همکاران (۱۳۹۰) در مقاله‌ای با عنوان "بررسی اثر روش‌های مدیریت در بخش‌های تقاضا و عرضه بر برنامه‌ریزی انرژی بلندمدت در ایران" به توسعه سیاست‌های بهبوددهنده کارایی در بخش عرضه و تقاضای انرژی پرداختند. بدین ترتیب که سناریوهایی را در جهت مدیریت مصرف و استراتژی‌هایی را در جهت بهبود راندمان در سمت عرضه مدل‌سازی کرده‌اند. نهایتاً، اعلام نمودند که در صورت اجرای راهکارهای فوق تا پایان سال ۲۰۳۰، به‌ترتیب به میزان ۲۶۳۴,۵، ۲۱۷۰,۲ و ۲۵۵۳,۹ میلیون بشکه نفت خام در مقایسه با ادامه وضع موجود صرفه‌جویی ایجاد خواهد شد. از دیگر رویکردهای فنی مؤثر در کاهش انتشار و صرفه‌جویی اقتصادی نیروگاه‌های جدید تولید پراکنده (DG[1]) معرفی شده‌اند. چنانچه، هادیان و همکاران (۱۳۹۴) در مطالعه‌ای با عنوان "ارائه مدل انتخاب پروژه‌های کاهش انتشار کربن در سطح کلان" به ارائه استراتژی‌های مختلف کاهش انتشار کربن در بخش‌های گوناگون کشور پرداخته است. در این مقاله از بخش برق به‌عنوان یکی از بخش‌های مؤثر در کاهش انتشار کربن یاد شده و در این رابطه، یکی از سیاست‌های تأثیرگذار در کاهش انتشار کربن، توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده معرفی شده است. به‌طوری‌که مطابق با نتایج این مطالعه، با توسعه نیروگاه‌های DG سالانه ۰,۰۰۲۴ تن کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای پیش‌بینی شده است. همچنین، در مقاله نجفی و همکاران (۱۳۹۸)، تأکید شده است که با گسترش سیستم‌های تولید پراکنده می‌توان علاوه بر افزایش تاب‌آوری سیستم در برابر بلایای طبیعی، کاهش اثرات محیط زیستی را از طریق محدودسازی اتلاف (در حدود

1. Distributed Generation

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

۱۷,۵ درصد نسبت به سیستم‌های متمرکز) و صرفه‌جویی در هزینه‌ها را شاهد بود. در ادامه بررسی پیشینه تحقیق؛ گسترش تکنولوژی‌های پیشرفته حرارتی راهکاری اثربخش در زمینه بهبود کارایی در میان محققان این حوزه شناخته می‌شود. برای مثال در مطالعه اخوان و همکاران (۱۳۹۵)، نشان داده شده است که توربین مدرن گازی مدل HA.01 شرکت جنرال الکتریک سبب بیشترین راندمان و توان در محدوده مورد نظر نیروگاه سیکل ترکیبی بافق شده و با این توربین گاز، کارایی نیروگاه به حدود ۵۰ درصد خواهد رسید.

به‌علاوه، با بررسی مطالعات خارج از کشور نیز دیده می‌شود که امروزه می‌توان استراتژی‌های اقتصاد سبز در دنیا را در قالب رویکردهایی از جنس فنی و یا مدیریتی دسته بندی نمود. رویکردهایی همچون بهسازی از طریق "بازتوانی کامل" و یا "تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی" به‌عنوان دیگر استراتژی‌های فنی بهبوددهنده کارایی اقتصادی محیط زیستی نیروگاه‌های حرارتی در دنیا شناخته می‌شوند. چنانچه در مقاله رومئو، اسکوزا[1] (۲۰۰۹) اظهار شده است که با بازتوانی واحدهای بخار قدیمی می‌توان کاهش حدود ۱۰ تا ۳۰ درصدی انتشار CO_2 را شاهد بود که هزینه‌ای کمتر از ۲۰ دلار به ازای هر تن کاهش انتشار CO_2 به همراه خواهد داشت. از دیگر راهکارهای فنی مورد استقبال محققان در این زمینه، توسعه سیستم‌های CCS[2] معرفی می‌شود. چنانچه، Chen و همکاران (۲۰۱۰)، به بررسی رویکردهای توسعه کم کربن بر مبنای مدل PGE[3] پرداخته‌اند. نتایج تحقیق نشان داده است که علاوه بر روش‌های مدیریتی (تجارت کربن و مالیات کربن)، توسعه رویکردهای فنی مشتمل بر سیستم‌های جذب و ذخیره‌سازی کربن می‌تواند تأثیر چشمگیری در بهبود کارایی اقتصادی محیط زیستی را به همراه داشته باشد. همچنین، بررسی نتایج مطالعات دیگر نیز حاکی از آن است که توسعه سیستم‌های CCS یک اقدام امیدوارکننده برای مقابله با پدیده تغییرات اقلیمی و دستیابی به توسعه پایدار است؛ هرچند که نصب CCS به‌ویژه در نیروگاه‌های قدیمی سبب افت بیشتر کارایی خواهد شد. پس یکی از شروط موفقیت نصب سیستم CCS در

1. Romeo & Escosa
2. Carbon Capture Storge
3. Power Generation Expansion

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

بهبود کارایی اقتصادی محیط زیستی، بهبود سطح تکنولوژیک ساختار برق حرارتی است. از طرفی، رویکردهای مدیریتی مانند افزایش قیمت برق و بهینه‌سازی برنامه تولید که در مطالعات هوبلر[1] و لاشل[2] (۲۰۱۳) و آوپن[3] و همکاران (۲۰۱۷) به‌عنوان راهکارهایی مؤثر معرفی شده‌اند در بین محققان این حوزه بسیار کارآمد شناخته می‌شوند. پس چنین استنباط می‌شود که رویکردهای فنی همچون بهسازی نیروگاه‌های قدیمی که بهبود بازده انرژی تا حدود ۷۰ درصد و افزایش طول عمر واحدهای فرسوده را موجب می‌شوند (میتروویچ[4] و همکاران، ۲۰۲۰)، در کنار اقدامات مدیریتی اثرات چشمگیرتری در توسعه اقتصاد کم کربن به ارمغان خواهد داشت.

لذا با توجه به لزوم بهبود کارایی در بخش صنعت برق کشور و راهکارهای ارائه شده از یک طرف و عمل به تعهدات بین‌المللی ایران در رابطه با کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای از سوی دیگر، دستیابی به الگوی بهینه توسعه برق حرارتی جهت پاسخگویی به تقاضا در سال‌های آتی و همچنین کاهش هزینه‌ها و کنترل گازهای گلخانه‌های امری حیاتی به نظر می‌رسد. اما بهبود کارایی نیروگاه‌ها پروژه‌ایی زمان‌بر و وابسته به سرمایه‌گذاری‌های کلان اقتصادی در بخش تکنولوژی و ایجاد زیرساخت‌های مناسب است که برنامه‌ریزی برای آینده را دشوار می‌سازد. یکی از مسئولیت‌های برنامه‌ریزان انرژی، مشاهده روندهای گذشته عرضه و تقاضا و ارتباط دادن آن‌ها با روندهای اقتصادی جاری می‌باشد که از این طریق، به برنامه‌ریزی توسعه عرضه بر مبنای پاسخگویی به تقاضای پیش‌بینی شده می‌پردازند. این در حالی است که با توجه به ظهور و بروز ریسک‌های مختلف در عملکردهای اقتصادی آتی، ملاحظات مربوط به عدم قطعیت‌ها را نیز باید در فرآیند برنامه‌ریزی مورد توجه قرار داد. سناریوپردازی در زمینه انرژی می‌تواند راهی مفید برای طراحی برنامه‌های زیرساختی بلندمدت، به‌منظور تأمین تقاضای نامشخص انرژی در آینده باشد. چرا که به کمک این روش، ایجاد مجموعه‌ای از حالات ممکن که وابسته به مسیرهای سیاسی و فنی گوناگونی می‌باشند میسر شده و از این طریق، عدم قطعیت‌های موجود در مسائل انرژی، اقتصادی و زیست‌محیطی به‌طور

1. Hübler
2. Löschel
3. Awopone
4. Mitrović

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

مؤثری لحاظ می‌شوند (بریمانی و همکاران، ۱۳۹۷). محققان بخش انرژی عموماً به‌منظور دستیابی به راهکارهایی که بتوان به کمک آنها پیامدهای سیاست‌های مختلف را مورد تحلیل قرارداد، به توسعه مدل‌های ریاضی روی آورده‌اند. بسترهای مجازی ایجاد شده مانند مدلی کامپیوتری از سیستم انرژی بوده که امکان تحلیل یکپارچه انرژی، اقتصاد و محیط‌زیست را میسر می‌کند. در بین ابزارهای مختلف مدل‌سازی، نرم‌افزار لیپ (LEAP) از استقبال بیشتری برخوردار بوده است. چنانچه بررسی مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که علاوه بر امکان شبیه‌سازی و سناریونویسی در نرم‌افزار LEAP که در سراسر جهان به‌طور گسترده مورد استفاده قرار گیرد (نی‌وس و همکاران[1]، ۲۰۱۹؛ چی[2] و همکاران، ۲۰۱۹)، سایر قابلیت‌های نرم‌افزار همانند امکان ارزیابی هزینه- منفعت (عمودی و همکاران[3]، ۲۰۱۷) و بهینه‌یابی مدل (لیسینگو و همکاران[4]، ۲۰۱۶؛ روگان و همکاران[5]، ۲۰۱۴) از دیگر علل محبوبیت و گسترش استفاده از آن می‌باشد.

اگرچه مرور مطالعات نشان می‌دهد که پیشرفت مرز دانش در بررسی گزینه‌های توسعه کم کربن در بخش برق کشور رو به پیشرفت است، اما سیاست‌گذاری جامع در مدیریت کارآمد هر دو سمت عرضه و تقاضای برق و به موازات آن امکان مقایسه با نتایج برنامه‌ریزی بهینه تولید برق تحت سیاست‌های کاهش انتشار، دارای خلاهائی است که از نظر تحقیقاتی دارای اهمیت هستند. برخی از این خلأها را می‌توان به شرح زیر خلاصه نمود:

- بهبود کارایی در بیشتر مطالعات یا صرفاً از دیدگاه فنی- اقتصادی و یا فنی با محدودیت‌های محیط زیستی مورد ارزیابی قرار گرفته و در کمتر مطالعه‌ای به بررسی راهکارهای بهبوددهنده همزمان کارایی اقتصادی و محیط زیستی توجه شده است.

- پژوهش‌های گذشته عموماً به ارزیابی رویکردهای بهبود مدیریت در سمت عرضه و یا تقاضا پرداخته‌اند و کمتر به مدیریت همزمان در دو سمت عرضه و تقاضا پرداخته‌اند و این بی‌توجهی می‌تواند سبب ناپایداری سیاست‌گذاری‌های مورد نظر، شود.

1. Nieves, et al.
2. Chi , et al.
3. Emodi, et al.
4. Lyseng, et al.
5. Rogan, et al.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

- در اکثر مطالعات، راهکارهای بهبود کارایی در قالب یک یا چند سناریوی محدود جداگانه مورد بررسی قرار گرفته‌اند و به تأثیر اثربخشی همزمان چندین استراتژی در قالب یک سیاست ترکیبی توجه نشده است.

- در تحقیقات قبلی با مدل‌سازی تک هدفه (تولید برق کم هزینه) و یا چند هدفه (با چشم‌انداز محیط زیستی)، بدون تعیین قیدی مشخص در رابطه با انتشار، دیسپاچینگ بهینه بار را مورد مطالعه قرار داده‌اند.

- تاکنون تأثیر اجرای دیسپاچینگ اقتصادی محیط زیستی بار[1] بر دستیابی به اهداف سند NDC ایران، در مطالعات قبلی مورد توجه قرار نگرفته است.

- نتایج اجرای استراتژی‌های بهبود کارایی در بخش برق حرارتی با برنامه‌ریزی بهینه تولید، در تحقیقات قبلی مورد مقایسه قرار نگرفته است.

با توجه به شکاف‌های تحقیقاتی اذعان شده، مهم‌ترین تفاوت پژوهش حاضر با مطالعات گذشته مدیریت همزمان هر دو سمت عرضه و تقاضای برق، طراحی سیاست ترکیبی و بهینه‌سازی چند هدفه با قیودی معین برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای (۴ و ۱۲ درصد کاهش انتشار نسبت به BAU)، جهت ارزیابی بهبود همزمان کارایی اقتصادی محیط زیستی است. بدین ترتیب که در مدل‌ساز LEAP ابتدا دو سمت عرضه و تقاضا در بازه ۱۴۱۰-۱۳۹۰ شبیه‌سازی شده و بعد با طراحی یک استراتژی ترکیبی که مجموع سیاست‌های بهبوددهنده کارایی را شامل شده به سناریوپردازی پرداخته شد. سپس از چارچوب بهینه‌ساز لیپ OSeMOSYS[2] برای بهینه‌یابی اقتصادی و محیط زیستی مدل از طریق دو سناریوی جایگزین، به امکان‌سنجی تحقق اهداف ملی کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای مطابق با سند NDC کشور تا ۲۰۳۰ روی آورد شد. در انتها نتایج اجرای سناریوها با یکدیگر مقایسه و مورد تحلیل قرار گرفته‌اند.

1. Economic and Environmental Load Dispatch
2. Open-Source Energy Modelling System

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

۳- روش‌شناسی

مدل لیپ و ماژول بهینه‌ساز آن (OSeMOSYS)

اساس محاسبات مدل ساز LEAP نیز مانند سایر مدل‌های برنامه‌ریزی انرژی بر پایه تراز انرژی است، بدین مفهوم که تراز انرژی باید همیشه برقرار باشد یعنی همان قانون پایستگی انرژی) LEAP یک سیستم انرژی را به‌صورت کامل در برمی‌گیرد و امکان تجزیه و تحلیل میان‌مدت و درازمدت در هر دو سمت عرضه و تقاضا و همچنین آثار کلی سیستم را مهیا می‌سازد که یکی از قابلیت‌های برجسته این مدل ساز محسوب می‌شود. در واقع LEAP می‌تواند تحلیل‌های عرضه، تحلیل‌های تقاضا، تحلیل‌های مربوط به آلودگی‌های مختلف محیط زیستی، تحلیل‌های هزینه – فایده، تحلیل‌های توسعه بهینه ظرفیت تولید برق و انرژی‌های تجدید پذیر را انجام دهد که این قابلیت‌ها در مقایسه با سایر مدل‌سازها منحصر به فرد محسوب می‌شود (LEAP Gide, 2005).

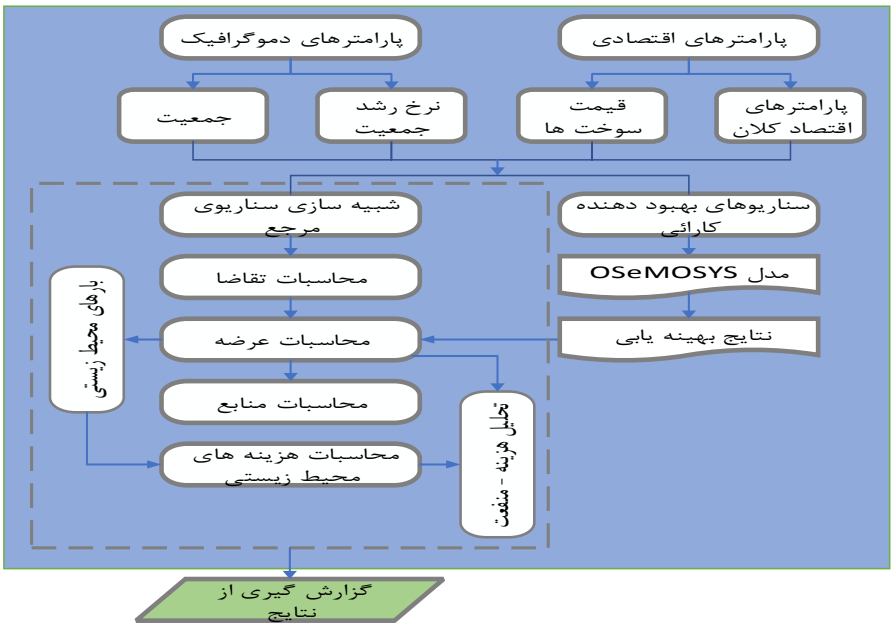
عملکرد بهینه‌سازی در LEAP از طریق ادغام با سیستم مدل ساز انرژی منبع باز (OSeMOSYS) که به ابزار برنامه‌نویسی خطی GLPK[1] مربوط می‌شود، برای حل مشکلات بزرگ برنامه‌نویسی طراحی شده است. میان LEAP و OSeMOSYS رابطه‌ای واضح برقرار است به‌طوری‌که LEAP با کمک آن می‌تواند به‌طور خودکار، پرونده‌های داده مورد نیاز برای OSeMOSYS را ایجاد کند. این ویژگی، کاربران LEAP را قادر می‌سازد که بدون تعامل مستقیم با OSeMOSYS یا GLPK، بهینه‌سازی را انجام دهند (آوپون و همکاران[2]، ۲۰۱۷). OSeMOSYS یک چارچوب منبع باز و آزادانه در دسترس از پایین به بالا برای بهینه‌سازی بلندمدت سیستم انرژی و آمیخته انرژی مناطق تعریف شده توسط کاربر است آوپن و زوبا[3]، (۲۰۱۷) در مقاله حاضر از این قابلیت ابزار مدل‌ساز LEAP برای تعیین ترکیب بهینه نیروگاه‌های حرارتی ایران استفاده شد و در آن، "بهینگی" به‌منزله یک سیستم انرژی دارای کمترین NPV کل هزینه‌های اجتماعی در طی دوره مورد مطالعه (از سال پایه تا سال آخر) محاسبه شده است.

1. GNU Linear Programming Kit
2. Awopone et al
3. Awopone & Zobaa

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

کلیات مدل‌سازی

در ابتدا اجزای سیستم مرجع انرژی شناسایی شده و بر اساس آن، ورودی‌های سیستم (انواع حامل‌های انرژی)، زنجیره تقاضا، زنجیره عرضه و متغیرهای کلیدی اثرگذار بر مدل شناسایی شده‌اند. در واقع سیستم مرجع انرژی، بنیان انجام تحلیل‌های مدل‌سازی انرژی محسوب می‌شود و چارچوبی برای نمایش زنجیره انرژی است که از منابع اولیه آغاز می‌شود و با عبور از بخش‌های میانی تبدیل، انتقال و توزیع به بخش مصرف نهایی می‌رسد. مهم‌ترین جزء سیستم در تحقیق حاضر، ماژول تولید برق حرارتی بوده و شامل فناوری‌های متعارف، پیشرفته و بهبود یافته است که کلیه داده‌های مورد نیاز این بخش بر اساس سال ۲۰۱۱ (سال پایه) گردآوری و سازمان‌دهی شده است. ساختار مدل LEAP و OSeMOSYS و جریان محاسبات آن در شکل ۱ ارائه شده است.



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۱. الگوریتم محاسباتی LEAP و OSeMOSYS

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

همان‌طور که در شکل قابل مشاهده است، پس از تعیین پارامترهای کلیدی مدل شامل، متغیرهای کلان اقتصادی (تولید ناخالص داخلی (GDP[1])، درآمد، رشد GDP، سوابق نرخ رشد GDP در بازه زمانی بیست سال اخیر و قیمت انرژی) و متغیرهای دموگرافیک (جمعیت و نرخ رشد سالیانه جمعیت)؛ نسبت به شبیه‌سازی سناریوی مرجع و پیاده‌سازی سمت عرضه و تقاضا و تخمین انواع هزینه‌ها مشتمل بر هزینه‌های اقتصادی و محیط زیستی در مدل اقدام گردیده است.

به‌منظور محاسبه هزینه‌های زیست‌محیطی که مطابق شکل ۱، ناشی از بارهای زیست‌محیطی (گازهای حاصل از احتراق سوخت در نیروگاه‌های حرارتی) به‌واسطه عرضه برق حرارتی با انواع تکنولوژی‌های تولید هستند، از حاصل‌ضرب ضرایب انتشار به ازای هر واحد مصرف سوخت در نیروگاه‌های حرارتی برآورد گردید. این امکان در LEAP با گردآوری ضرایب انتشار مربوط به انواع سوخت‌های فسیلی مورد استفاده نیروگاه‌ها، با روش‌شناسی Tier 1 هیئت بین الدولی تغییرات آب و هوا (IPCC[2]) قابل محاسبه است (هیپ[3]، ۲۰۱۱). از این‌رو، هزینه زیست‌محیطی یا هزینه‌های خارجی[4] برابر است با حاصل‌ضرب بارهای محیط زیستی در هزینه محیط زیستی هر واحد آلاینده که در نرم‌افزار LEAP مجموع هزینه‌های محیط زیستی که بخشی از هزینه‌های اجتماعی کل (کل هزینه‌های محیط زیستی به‌علاوه مجموع هزینه‌های تولید) هستند به ازای هر واحد تولیدکننده آلاینده قابل محاسبه است. بدین ترتیب که LEAP هزینه خارجی هر آلاینده را در مجموع انتشارات آن گاز گلخانه‌ای در هر سال از هر سناریو ضرب می‌کند تا هزینه خارجی کل برای هر آلاینده به‌دست آید (راهنمای لیپ[5]، ۲۰۰۵).

براساس آنچه درباره نحوه محاسبه هزینه‌های محیط‌زیستی عنوان گردید، در طراحی سناریوی مرجع با فرض عدم بروز تغییراتی عمده در فناوری‌ها، اقتصاد یا

1. Gross domestic product (GDP)
2. Intergovernmental Panel on Climate Change
3. Heap
4. Externalities cost
5. LEAP Guide

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

سیاست، تولید و مصرف برق حرارتی در افق مورد مطالعه شبیه‌سازی شده است. سپس برای اعتبارسنجی نتایج، داده‌های واقعی مربوط به سال‌های قبل (۱۳۹۸-۱۳۸۷) با نتایج مدل‌سازی همان سال‌ها مورد مقایسه گرفته‌اند. شبیه‌سازی سمت تقاضا در پنج بخش خانگی، صنعتی، تجاری و عموی، کشاورزی و حمل و نقل انجام شد. سپس هرکدام از بخش‌ها به زیر بخش‌های مختلف تقسیم شده و در نهایت تقاضای کل مصرف نهایی برق حرارتی تا افق ۱۴۱۰ برآورد شده است. در پیاده‌سازی سمت عرضه، ماژول[1]های مربوط به یک یا چند فرآیند و هر فرآیند شامل یک تا چند فناوری ایجاد شده‌اند. در این مقاله، تولید، انتقال و توزیع برق و منابع مورد نیاز عرضه انرژی (اولیه و ثانویه) فرایندهای ماژول عرضه برق حرارتی در نظر گرفته شده و فرایند تولید برق نیز در قالب تکنولوژی‌های مختلف مشتمل بر تولید متمرکز[2] (فناوری‌های متعارف، پیشرفته و دیزل) و غیرمتمرکز[3] (نیروگاه‌های تولید پراکنده (DG)) مورد بررسی قرار گرفته‌اند. هر فناوری دربرگیرنده حامل‌های انرژی مورد نیاز و انتشارات ناشی از مصرف حامل‌ها بوده است. به‌منظور طراحی سناریوهای جایگزین، تأثیر رویکردهای مختلف بهبوددهنده در سمت تقاضا و عرضه در قالب یک سناریوی ترکیبی در مدل شبیه‌سازی و به‌صورت تک هدفه (کمینه‌سازی هزینه‌ها) بهینه‌یابی شده است. سپس دو سناریوی MT1 و MT2، بر اساس بهینه‌یابی دو هدفه (کاهش ۴ و ۱۲ درصد انتشار گازهای گلخانه‌ای نسبت به سناریوی BAU) لحاظ شد. خروجی‌های مدل مشتمل بر تحلیل منابع، انتشارات و انواع هزینه‌ها در قالب نمودار و جداول مختلف به‌دست آمده‌اند. در بخش پایانی مطالعه نیز از تحلیل هزینه- فایده (CBA)[4]، جهت تعیین سناریو برتر استفاده گردید که ۴ شاخص: هزینه‌های خارجی[5] برحسب میلیارد دلار، میزان کل کاهش انتشار[6] برحسب میلیون تن معادل دی اکسید کربن[7]، ارزش خالص فعلی (NPV[8])

1. Modules
2. Centralized
3. Decentralized
4. Cost-Benefit Analysis
5. Environmental Externalities Costs
6. GHG Savings
7. MTCDE
8. Net Present Value

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

برحسب میلیارد دلار و هزینه اجتناب از انتشار گازهای گلخانه‌ای[1] برحسب دلار بر تن معادل دی اکسید کربن برای هر سناریو جداگانه برآورد و سپس نسبت به سناریو مرجع مورد تحلیل قرار گرفته‌اند. در مطالعه حاضر برای محاسبه شاخص NPV، در هر سناریو، مجموع هزینه‌های تجمعی در بازه ۱۴۱۰-۱۳۹۰ (هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه سوخت، هزینه‌های ثابت و متغیر تعمیرات و نگهداری و هزینه واردات سوخت) از مجموع منافع تجمعی آن (کاهش مصرف سوخت و درآمد ناشی از صادرات سوخت، کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری برای توسعه سمت عرضه و صرفه‌جویی در هزینه‌های محیط زیستی) کسر شده و با نرخ ۵ درصد تنزیل (نرخ تنزیل بانک جهانی) یافته‌اند. شاخص هزینه اجتناب از انتشار نیز از تقسیم ارزش خالص فعلی بر میزان کل کاهش انتشار برآورد شده است.

مفروضات سناریوهای مدل

- سناریوی مرجع (BAU)[2]

نرخ رشد جمعیت و رشد تولید ناخالص داخلی در این سناریو، طبق آخرین پیش‌بینی مرکز آمار ایران و بانک جهانی تخمین زده شده است. همچنین، ادامه رشد کمی در نصب نیروگاه‌های حرارتی (مطابق با برنامه‌ریزی‌های قبلی)، ثابت ماندن روند مصرف سوخت فسیلی متناسب با نیاز نیروگاه‌ها، ثبات فناوری‌های تولید برق حرارتی، استمرار روند کنونی قیمت سوخت‌های مصرفی نیروگاه‌ها و عدم هرگونه انحراف نا به هنگام در سیستم انرژی، به‌عنوان مفروضات اولیه در این سناریو در نظر گرفته شده‌اند.

- سناریوی ترکیبی (EEP)[3]

در این سناریو، استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی در هر دو سمت تقاضا و عرضه برق مدنظر قرار گرفته و جزئیات آنها در جدول ۱ قابل مشاهده هستند.

1. Costs of Avoiding GHGs
2. Business as Usual Scenario (BAU)
3. Energy Efficiency Package (EEP)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

جدول ۱. مفروضات لحاظ شده در سناریوی ترکیبی

مفروضات اساسی	سیاست‌های سناریوی ترکیبی
افزایش قیمت برق	افزایش سالیانه ۱۴/۵ درصد قیمت برق با هدف نزدیک شدن قیمت به کف میانگین جهانی قیمت برق و قیمت فعلی برق صادراتی کشور (حدود ۷ سنت بر کیلووات ساعت) در سال ۲۰۳۰
بازتوانی کامل نیروگاه‌های بخار	بازتوانی کامل واحدهای بخار فرسوده با راندمان کمتر از ۳۵ درصد که حدود ۲۰۰۰ مگاوات از کل ظرفیت عملی تولید نیروگاه‌های بخار کشور را شامل می‌شود
تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی	تبدیل حدود نیمی از ظرفیت تولید نیروگاه‌های گازی راندمان پایین به سیکل ترکیبی گازی
گسترش نیروگاه‌های DG و توسعه فناوری‌های پیشرفته حرارتی	توسعه نیروگاه‌های DG به میزان ۳۰۰ مگاوات، واحدهای پیشرفته بخار به میزان ۱۵۰۰ مگاوات، واحدهای پیشرفته گاز به میزان ۳۰۰ مگاوات و واحدهای پیشرفته سیکل ترکیبی به میزان ۳۰۰ مگاوات تا سال ۱۴۱۰.
نصب سیستم CCS	نصب CCS بر روی ۵ واحد سیکل ترکیبی پیشرفته ۳۴۰ مگاواتی که درصد کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای هر سیستم ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است.

منبع: یافته‌های پژوهش

- *سناریوهای MT1 و MT2*[1]

در سناریوهای MT1 و MT2 به ترتیب محدودیت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای به میزان ۴ و ۱۲ درصد نسبت به سناریو مرجع لحاظ شد و فرض گردیده که ۳۰۰۰ مگاوات افزایش ظرفیت فناوری‌های پیشرفته سیکل ترکیبی در MT1 و علاوه بر ۳۰۰۰ مگاوات سیکل ترکیبی پیشرفته، ۱۰۰۰ مگاوات ظرفیت‌سازی جدید توسط فناوری‌های پیشرفته بخار در سناریو MT2 تا ۱۴۱۰ محقق شود. تمرکز دو سناریوی فوق بر توسعه توربین‌های کلاس F است، زیرا کلاس‌های بالاتر و پیشرفته‌تر (مانند کلاس AH, H) در شرایط فعلی کشور (از لحاظ شرایط مالی وزارت نیرو و تحریم‌های موجود) امکان‌پذیر نبوده و کلاس F نیز از آنجا که درآمد انتقال تکنولوژی ساخت آن طی قراردادی از

1. Mitigation Target

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

شرکت زیمنس به شرکت مپنا انجام شده و درحال حاضر در شرکت مپنا تولید می‌شود، میسر خواهد بود. از طرفی مقادیر در نظر گرفته شده برای افزایش ظرفیت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخار پیشرفته بر اساس توان ساخت توربین‌های جدید کلاس F توسط مپنا و زیرساخت‌های بخش توسعه وزارت نیرو جهت احداث نیروگاه‌های جدید در بازه مورد مطالعه در نظر گرفته شده‌اند.

مفروضات و منابع داده‌ها در مدل

در بازه زمانی ۲۰ ساله این مطالعه، سال ۱۳۹۰ به‌عنوان سال پایه و ۱۳۹۷ به‌عنوان سال آغازین مدل‌سازی در نظر گرفته شده است. مقادیر GDP از آمار بانک جهانی[1]، (۲۰۱۹) و نرخ رشد جمعیت از داده‌های مرکز آمار ایران استخراج شده‌اند. ترازنامه انرژی ایران مأخذ اصلی داده‌های مربوط به عرضه و تقاضای نهایی برق در دوره مطالعه بوده است. مقادیر انتشار گازهای گلخانه‌ای با کمک ضرایب انتشار IPCC[2] مربوط به سوخت‌های فسیلی که در داخل نرم‌افزار موجود است، مورد بهره برداری قرار گرفته است. همچنین، قیمت فرآورده‌های نفتی بر اساس قیمت فوب خلیج‌فارس در سال ۲۰۱۷-۲۰۱۱ از بولتن اوپک گرفته شده و فرض بر این بوده که رشد قیمت فرآورده‌های نفتی نیز تحت تأثیر رشد قیمت نفت خام قرار دارد. همچنین، داده‌های مالی و فنی موردنیاز برای تحلیل و مقایسه فن‌آوری‌های عرضه برق حرارتی در جدول ۲ ارائه شده‌اند.

1. World Bank
2. Intergovernmental Panel on Climate Change

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

جدول ۲. اطلاعات فنی و اقتصادی فناوری‌های‌های مختلف سیسم عرضه برق حرارتی

فناوری / اطلاعات فنی و اقتصادی	هزینه سرمایه‌ای (دلار/کیلو وات)	هزینه تعمیر و نگهداری ثابت (دلار/کیلووات)	هزینه تعمیر و نگهداری متغیر (دلار/کیلووات ساعت)	راندمان (درصد)	ضریب - ظرفیت (درصد)	طول عمر (سال)
نیروگاه بخار متداول	۹۰۰	۱۳/۱	۰/۴۸	۳۷	۷۵	۳۰
نیروگاه گاز متداول	۴۵۰	۱۳/۱	۰/۶۵	۳۲	۷۰	۱۲
نیروگاه سیکل ترکیبی متداول	۷۰۰	۹/۵	۰/۴۲	۴۶	۷۵	۳۰
نیروگاه دیزل	۳۵۰	۱۶/۸	۰/۷۵	۳۶	۷۰	۱۰
نیروگاه تولید پراکنده	۴۱۰	۱۴/۵	۵/۱	۳۴	۹۰	۱۰
نیروگاه بخار پیشرفته	۹۵۰	۱۵/۱	۰/۴۶	۴۲	۸۰	۳۰
نیروگاه گاز پیشرفته	۵۵۰	۱۱/۸	۴/۳	۳۷	۷۰	۱۵
نیروگاه سیکل ترکیبی پیشرفته	۸۵۰	۱۲/۸	۲/۶	۵۶	۸۵	۳۰
بازتوانی کامل بخار	۱۱۰۰	۱۳/۳	۰/۴۸	۴۵	۷۵/۵	۳۰
تبدیل گاز به سیکل ترکیبی	۱۴۸۰	۹/۵	۰/۶۵	۴۶	۷۵/۵	۳۰
سیکل ترکیبی با CCS	۱۸۵۰	۲۱/۸	۲	۴۱	۸۰	۲۵

منبع: (سازمان توسعه منابع آب، ۱۳۹۰)؛ (دفتر انرژی باد و امواج سانا، ۱۳۹۱)؛ (دفتر انرژی خورشیدی سانا، ۱۳۹۱)؛ (مجری تولید پراکنده توانیر، ۱۳۹۱)؛ (دفتر برنامه ریزی تولید توانیر، ۱۳۸۵)؛ (برنامه ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰)؛ (برنامه ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۸۹)؛ (دفتر تنظیم مقررات بازار برق، ۱۳۹۱)؛ (IEA, 2016).

فرمولاسیون مدل‌سازی

- مصرف انرژی

کل مصرف نهایی انرژی به شرح زیر محاسبه می‌شود (امودی و همکاران، ۲۰۱۹)

$$EC_n = \sum_i \sum_j AL_{n,j,i} \times EI_{n,j,i} \quad (1)$$

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

که EC مصرف انرژی کل، AL سطح فعالیت، EI شدت انرژی، n نوع سوخت، j فناوری و i بخش است.

- عرضه انرژی

$$\text{Input}_p = \frac{\text{Output}_p}{\text{Efficiecy}_p} \quad (۲)$$

$$\text{Efficiecy}_p = ۱ - \text{Losses}_p \quad (۳)$$

در معادلات بالا، Input نماینده ورودی پروسه، Output خروجی پروسه، Efficiency کارایی و Losses میزان اتلاف است.

- انتشار گازهای گلخانه‌ای

$$E = \sum_s \sum_m \sum_t \text{ETP}_{t,m} \times \frac{۱}{f_{t,m,s}} \times \text{EF}_{t,m,s} \quad (۴)$$

که E میزان انتشار، ETP محصول عرضه انرژی، f بازده، EF عامل انتشار، s نوع سوخت اولیه، m تجهیزات و t نوع سوخت ثانویه است(عمودی و همکاران، ۲۰۱۹).

- هزینه‌های کل

$$TC = \sum_i \sum_j \left\{ \left[\sum_n \left(e_{n,j,k} ep_n \right) + \sum_k \left(m_{k,j,i} mp_k \right) + fc_{j,i} \right] p_{j,i} \right\} + C_c \quad (۵)$$

در معادله فوق؛ TC هزینه کل شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه ثابت و متغیر تعمییر و نگهداری، ep_n قیمت هر واحد سوخت، n نوع سوخت، m تقاضا برای مواد اولیه، k واحد مواد اولیه، j تجهیزات، mp_k واحد قیمت مواد اولیه، $fc_{j,i}$ هزینه ثابت تعمیر و نگه داری و CC هزینه سرمایه ای.

- بهینه‌سازی تابع هدف

$$\text{Minimise} \sum_y \sum_t \sum_r TC_{ytr} = OC_{y,t,r} + CC_{y,t,r} + TEP_{y,t,r} - SV_{y,t,r} \quad (۶)$$

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

که TC_{ytr} , $OC_{y,t,r}$, $CC_{y,t,r}$, $TEP_{y,t,r}$, $SV_{y,t,r}$ به ترتیب نشان‌دهنده؛ هزینه تنزیل یافته کل، هزینه‌های عملیاتی (ثابت و متغیر)، هزینه سرمایه‌ای، جریمه انتشار هر فناوری و ارزش اسقاطی[۱] است (آوپن و زوبا[۲]، ۲۰۱۷).

۴- نتایج اجرای مدل، تحلیل و مقایسه سناریوی‌های مختلف توسعه برق حرارتی در ایران

براساس سناریوی مرجع و سناریوهای جایگزین فوق الذکر، نتایج حاصل از اجرای مدل در ۶ بخش روند تقاضا، توسعه بهینه ظرفیت نیروگاهی، سهم بهینه فناوری‌ها در تولید، میزان مصرف سوخت، میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای و نهایتاً از دیدگاه اقتصادی بشرح زیر تحلیل خواهد شد. همچنین، سناریوی برتر نیز براساس شاخص‌های تحلیل هزینه – منفعت[۳] شناسایی می‌شود.

چشم‌انداز تقاضا برق حرارتی کشور

مطابق با نتایج، تقاضای کل برق حرارتی در سال ۲۰۱۱ معادل $۱/۷۴۷\times۱۰^{۵}$ گیگاوات ساعت بوده و انتظار می‌رود که در سال ۲۰۳۰ با نرخ رشد متوسط ۳/۹ درصد در سال به $۳/۹۳۷\times۱۰^{۵}$ گیگاوات ساعت برسد. به موازات رشد تقاضای برق، باید سیستم تولید، انتقال و توزیع برق نیز توسعه یابد. نتایج حاکی از آن است که تولید برق حرارتی ایران نیز در سال پایه $۲/۸۸۴\times۱۰^{۵}$ گیگاوات ساعت بوده است و تحت سناریوی BAU با میانگین رشد سالانه ۳/۷ درصد افزایش می‌یابد و در سال ۲۰۳۰ به $۴/۴۹۵\times۱۰^{۵}$ گیگاوات ساعت خواهد رسید. اگرچه در یک نگاه کلی تحت سناریو مرجع؛ تقاضای مورد نیاز تولید خواهد شد، اما نتایج نشان می‌دهد که اتلاف سیستم انتقال و توزیع برق در سال ۲۰۳۰ در حدود $۶۶/۷\times۱۰^{۳}$ گیگاوات است و عرضه نهایی برق حرارتی $۳/۸۲۸\times۱۰^{۵}$

---

۱. ارزش اسقاطی به قیمت فناوری ها پس از اتمام عمر مفید آنها اشاره دارد، که در محاسبات این مقاله لحاظ نشده است. زیرا در ایران داده‌ای برای آن یافت نشد.

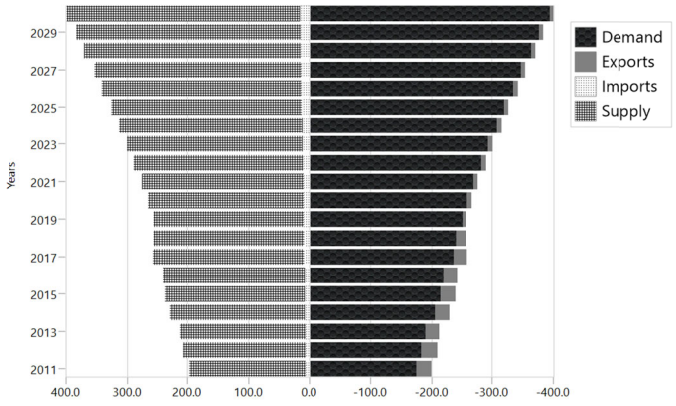
2. Awopone& Zobaa

3. Cost-Benefit Analysis

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

برآورد شده است. بدین ترتیب بالانس بین تقاضا و عرضه برق در سال ۲۰۳۰ برقرار نخواهد بود.

از سوی دیگر نتایج تراز انرژی در مدل نشان می‌دهد که صادرات برق از $۲۳/۱\times۱۰^{۳}$ گیگاوات ساعت در سال ۲۰۱۱ به $۶/۳\times۱۰^{۳}$ گیگاوات ساعت کاهش یافته و واردات برق از $۷/۹\times۱۰^{۳}$ گیگاوات ساعت در سال پایه به $۱۷/۲\times۱۰^{۳}$ گیگاوات ساعت افزایش خواهد یافت تا کمبود برق مورد نیاز در سال ۲۰۳۰ جبران شود. این بدان معناست که مطابق نتایج سناریوی مرجع، ساختار فعلی عرضه برق حرارتی جوابگوی تقاضا در ۲۰۳۰ نخواهد بود. آنچنانکه در شکل ۲ مشاهده می‌شود، برای جبران کمبود عرضه در سال ۲۰۳۰، کاهش صادرات و افزایش واردات برق پیش‌بینی می‌شود.



منبع: یافته‌های پژوهش

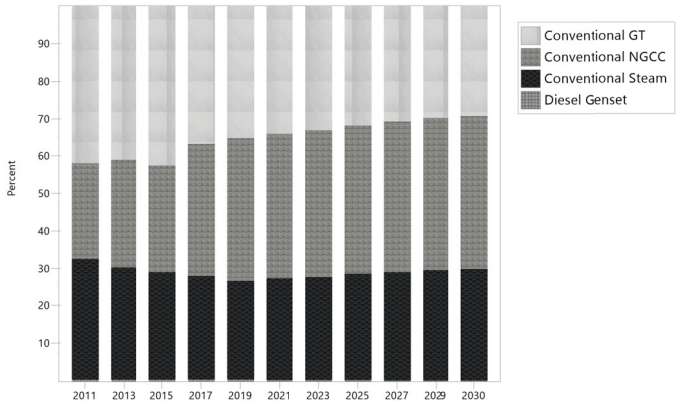
شکل ۲. تراز تولید و مصرف برق حرارتی در سناریوی مرجع

روند توسعه ظرفیت نیروگاهی

بر اساس نتایج سناریوی مرجع، کل ظرفیت عملیاتی نیروگاه‌های برق ایران در سال پایه ۴۷/۷ گیگاوات بوده است که در سال ۲۰۳۰ به ۹۷/۷ گیگاوات خواهد رسید. همان‌طور که شکل ۳ نشان می‌دهد، سهم توسعه ظرفیت تولید در نیروگاه‌های گازی متعارف تحت سناریوی BAU به‌تدریج کاهش یافته و نیروگاه‌های سیکل ترکیبی جایگزین آنها خواهند شد. سهم نیروگاه‌های بخار و دیزل نیز تقریباً ثابت باقی خواهد ماند. بدین ترتیب، پیش‌بینی می‌شود که در صورت تداوم شرایط فعلی در آینده،

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

نیروگاه‌های سیکل ترکیبی متعارف اصلی‌ترین تولیدکننده برق حرارتی کشور در سال ۲۰۳۰ خواهند بود و علت توسعه این نوع نیروگاه‌ها را می‌توان به راندمان بالای آنها نسبت به سایر نیروگاه‌های حرارتی نسبت داد. پیش‌بینی افزایش سهم نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در این تحقیق هم راستا با نتایج تحقیق محمدی و همکاران (۱۳۹۴) است.



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۳. سهم ظرفیت عملی نصب شده نیروگاهی به تفکیک فناوری تولید در سناریوی مرجع

به‌علاوه، براساس جدول ۳، در سناریوی مرجع که تنها توسعه نیروگاه‌های متعارف فعلی در آن در نظر گرفته شده، پس از سیکل ترکیبی، سهم توسعه ظرفیت نیروگاه‌های بخار بیشتر از توربین‌های گازی پیش‌بینی شده است؛ اما ظرفیت‌سازی سناریوی ترکیبی (EEP) حاکی از آن است که در سال ۲۰۳۰، از سهم نیروگاه‌های بخار کاسته و به سهم نیروگاه‌های گازی افزوده خواهد شد. علت این موضوع را می‌توان ناشی از بهینه‌سازی انجام شده در سناریوهای جایگزین دانست. بدین معنی که با بهینه‌سازی توسعه ظرفیت تولید برق حرارتی در سناریوهای جایگزین، نیروگاه‌های بخار که هزینه تولید بیشتری نسبت به توربین‌های گازی دارند، محدود شده و در عوض سهم ظرفیت‌سازی نیروگاه‌های گازی افزایش یافته است. لازم به ذکر است که دلیل انتخاب نیروگاه‌های

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

گازی توسط مدل، امکان تأمین حداکثر بار[1] مورد نیاز است و نتایج ترکیب بهینه فناوری‌های مختلف نیروگاهی با یافته‌های مطالعه منظور و همکاران (۱۳۹۳) مشابهت دارد. از طرف دیگر، در سناریوهای MT1 و MT2 که مورد بهینه‌سازی دو هدفه قرار گرفته‌اند، از سهم نیروگاه‌های گازی کاسته و به سهم نیروگاه‌های بخار افزوده شده است تا در ضمن توسعه ظرفیت تولید با حداقل هزینه، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای به‌واسطه کارایی بالاتر در این نوع نیروگاه‌ها در دو سناریوی MT1 و MT2 میسر گردد تا در واقع بهبود کارایی اقتصادی و محیط زیستی میسر شود.

جدول ۳. سهم توسعه ظرفیت عملی تولید برق حرارتی به تفکیک نوع نیروگاه در سناریوهای مختلف-۲۰۳۰ (برحسب درصد)

سناریو/ نوع نیروگاه	BAU	EEP	MT1	MT2
گازی متعارف	۲۸	۲۷/۷	۲۲	۱۸/۱
گازی پیشرفته	۰/۰	۲/۴	۰/۰	۰/۰
سیکل ترکیبی متعارف	۴۱	۳۰/۵	۲۸/۶	۴۰/۲
سیکل ترکیبی پیشرفته	۰/۰	۱۰/۷	۳۳/۸	۲۷/۹
بخار متعارف	۳۰/۷	۸/۷	۱۵/۳	۱۲/۶
بخار پیشرفته	۰/۰	۰/۴	۰/۰	۰/۹
تبدیل گازی به سیکل ترکیبی	۰/۰	۱۵/۲	۰/۰	۰/۰
بخار بازتوانی شده	۰/۰	۲/۵	۰/۰	۰/۰
دیزل	۰/۳	۰/۳	۰/۳	۰/۲
تولید پراکنده	۰/۰	۱/۷	۰/۰	۰/۰

منبع: یافته‌های تحقیق

پیش‌بینی روند مصرف سوخت در نیروگاه‌های حرارتی کشور

پیش‌بینی می‌شود که کل مصرف سوخت‌های فسیلی در سناریوی BAU از ۳۸۲,۲ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال پایه با میانگین رشد سالانه ۳/۱ درصد به ۶۸۴/۹ میلیون بشکه معادل نفت خام در پایان دوره بررسی برسد. براساس شکل ۴، مصرف

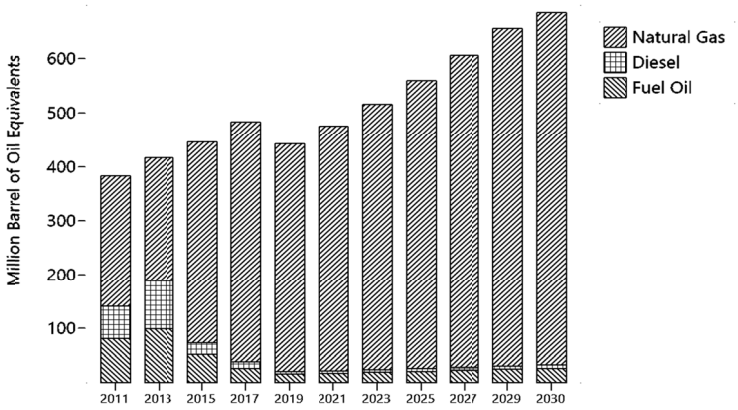
1. Peak Load

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

سوخت‌های مایع (گازوئیل و نفت کوره) در بازه زمانی مورد مطالعه کاهش یابد، اما روند مصرف گاز طبیعی افزایشی خواهد بود. مطابق با سناریوی BAU در سال پایه، سهم گاز طبیعی، نفت کوره و گازوئیل از کل سوخت‌های مصرفی به ترتیب ۶۳/۱، ۲۱/۲ و ۱۵/۷ درصد بوده در حالی‌که در سال ۲۰۳۰ سهم مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌های حرارتی کشور به تنهایی به حدود ۹۵/۳ درصد خواهید رسید.

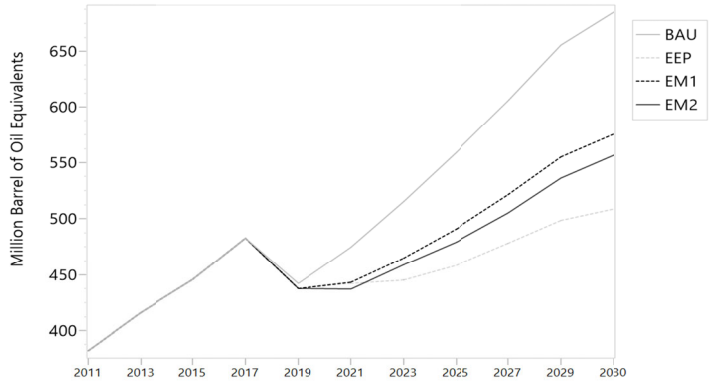
به‌علاوه، از نظر تقاضای سوخت‌های فسیلی در سناریوهای مختلف نسبت به سناریوی مرجع، با توجه به شکل ۵ دیده می‌شود که در تمامی سناریوهای جایگزین مصرف سوخت کاهش خواهد یافت. بدین ترتیب که بیشترین میزان کاهش مصرف سوخت نسبت به سناریوی مرجع در سناریوهای EEP با ۱۷۵/۸ میلیون بشکه معادل نفت خام حاصل خواهد شد. کاهش مصرف سوخت در سناریوی ترکیبی از بهبود کارایی ناشی شده از مجموع استرارتژی‌های ترکیبی نشات می‌گیرد. همچنین، سناریوی ترکیبی با ۷۶/۲ میلیارد متر مکعب مصرف گاز طبیعی، کم مصرف‌ترین سناریو نسبت به سناریوی مرجع در سال ۲۰۳۰ شناخته می‌شود که می‌تواند منافع اقتصادی زیادی برای کشور به همراه داشته باشد؛ زیرا چنانچه، صرفه‌جویی ۲۷ میلیارد متر مکعبی در مصرف گاز طبیعی سناریوی ترکیبی در قیمت صادرات گاز طبیعی (۲۰ سنت) ضرب شود، تنها اجرای این سناریو در حدود ۵/۴ میلیارد دلار سود (کاهش هزینه نسبت به سناریوی مرجع) را به همراه خواهد داشت. به‌علاوه در سناریوهای MT1 و MT2 نیز به ترتیب ۱۷/۶ و ۱۹/۸ میلیارد مترمکعب کاهش مصرف گاز طبیعی را شاهد هستیم که می‌توان چنین استباط نمود که استراتژی‌های بهبود کارایی و دیسپاچینگ بهینه بار، تأثیرات مثبتی بر امنیت انرژی نیز خواهند داشت.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۴. روند مصرف سوخت‌های فسیلی به تفکیک نوع سوخت در سناریوی مرجع



منبع: یافته‌های پژوهش

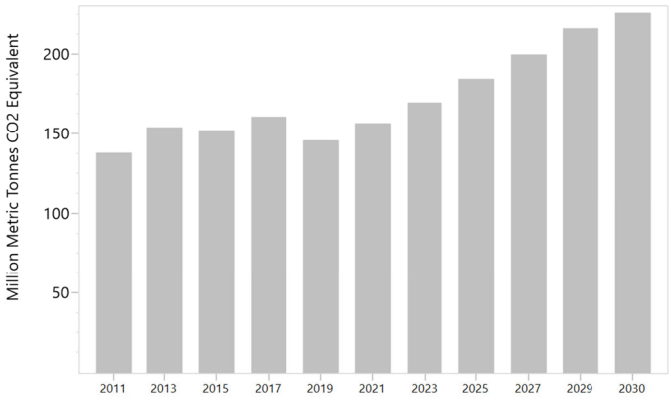
شکل ۵. روند مصرف سوخت فسیلی نیروگاه‌های حرارتی کشور در سناریوهای مختلف

روند انتشار گازهای گلخانه‌ای

طبق نتایج حاصل از اجرای مدل، انتشار گازهای گلخانه‌ای حاصل از تولید برق حرارتی در سناریوی مرجع از ۱۳۸ میلیون تن معادل دی اکسید کربن در سال پایه با میانگین رشد سالانه ۲/۶ درصد به ۲۲۵/۵ میلیون تن در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید. نتایج پیش‌بینی مقادیر انتشار در سناریوی مرجع با میزان انتشار

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

برآورد شده در مطالعه ملکی و اشراقی[1]، (۲۰۱۶) که در حدود ۲۳۰ میلیون تن در سال ۲۰۳۰ تخمین زده شده است مشابهت زیادی دارد. در شکل ۶ روند انتشار گازهای گلخانه‌ای تحت سناریوی مرجع نمایش داده شده است که در سال‌های ۲۰۱۷-۲۰۱۵ رشد انتشار و در بازه زمانی ۲۰۱۹-۲۰۱۷ افت انتشار گازهای گلخانه‌ای را نشان می‌دهد. به نظر می‌رسد که علاوه بر نحوه برنامه‌ریزی تولید بار در بین انواع فناوری‌های متداول تولید برق حرارتی که یکی از مهم‌ترین عوامل تأثیرگذار بر میزان انتشار است، میزان دسترسی نیروگاه‌های حرارتی به گاز طبیعی از دلایل نوسانات میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در کوتاه‌مدت به حساب می‌آید که در این زمینه عوامل آب و هوایی تعیین‌کننده هستند.



منبع: یافته‌های پژوهش

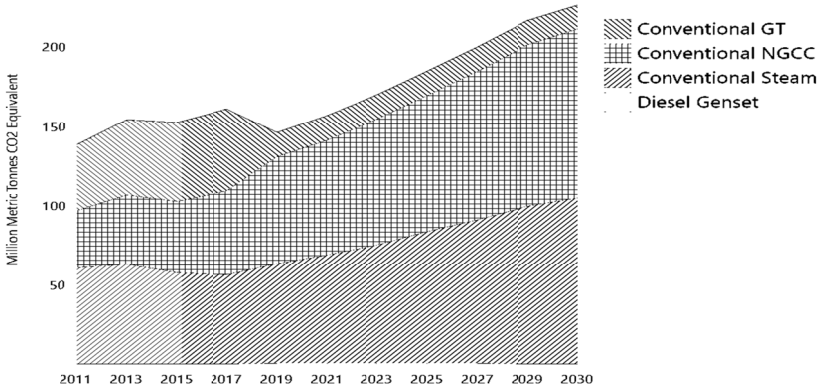
شکل ۶. روند انتشار گازهای گلخانه‌ای در سناریوی مرجع

همان‌طورکه در شکل ۷ مشاهده می‌شود، عمده انتشارات در سال‌های قبل مربوط به نیروگاه‌های بخار و گازی بوده است. به‌طوری‌که در سناریوی مرجع در سال پایه، سهم انتشار گازهای گلخانه‌ای در نیروگاه‌های بخار، گاز، سیکل ترکیبی و دیزل به ترتیب برابر با ۴۳/۷، ۳۰/۲، ۲۶/۰۳ و ۰/۰۳ درصد بوده است؛ اما در سال ۲۰۳۰ پیش‌بینی شده

1. Maleki & Eshraghi

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

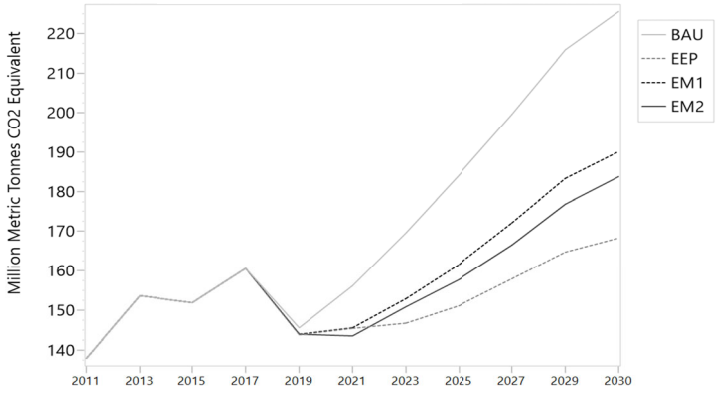
است که سهم انتشار نیروگاه‌های سیکل ترکیبی برابر با ۴۷ درصد، نیروگاه‌های بخار در حدود ۴۶/۲ درصد و سهم انتشار نیروگاه‌های گازی و دیزل به ترتیب برابر با ۶,۵ و ۰,۰۸ درصد باشد. بنابراین از انجا که پیش‌بینی میزان دسترسی نیروگاه‌ها به گاز طبیعی به‌عنوان سوخت مصرفی به‌واسطه تغییرات ناگهانی دما طی سال‌های آتی در مدل ساز LEAP امکان‌پذیر نبوده، به نظر می‌رسد که پیش‌بینی روند صعودی انتشار در سال‌های آتی، به‌واسطه ثابت ماندن روند بهره‌گیری از نیروگاه‌های بخار در تولید برق در طی سال‌های آتی باشد. بدین ترتیب، اگرچه با روند افزایشی انتشار گازهای گلخانه‌ای تحت سناریوی BAU، امکان تحقق NDC در بخش نیروگاه‌های حرارتی تا سال ۲۰۳۰ ناممکن خواهد بود؛ اما همان طور که در شکل ۸ مشاهده می‌شود، در سال ۲۰۳۰ افت انتشار گازهای گلخانه‌ای در کلیه سناریوهای جایگزین نسبت به سناریو مرجع برآورد می‌شود. علت این کاهش انتشار در سناریوهای جایگزین را می‌توان علاوه بر بهبود کارایی، به بهینه‌سازی ساختار تولید برق به‌واسطه دیسپاچینگ بهینه بار در بین انواع فناوری‌های متعارف و پیشرفته نسبت داد.



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۷. روند انتشار گازهای گلخانه‌ای در سناریوی مرجع به تفکیک نوع نیروگاه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۸. روند انتشار گازهای گلخانه‌ای در سناریوهای مختلف

مطابق با نتایج ارائه شده در جدول ۴، علاوه بر اینکه در کلیه سناریوهای جایگزین امکان تحقق توافق غیرمشروط (کاهش ۴ درصد نسبت به سناریوی مرجع) محقق خواهد شد، در سناریوهای EEP، MT1 و MT2 میزان کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای نسبت به سناریوی مرجع، به ترتیب ۵۷/۲، ۳۵/۴ و ۴۱/۸ میلیون تن معادل CO_2 خواهد بود. بدین معنا که در سناریوهای فوق (EEP ، MT1 و MT2) در حدود ۲۵، ۱۶ و ۱۹ درصد کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای نسبت به سناریوی BAU برآورد می‌شودکه به‌منزله دستیابی به اهداف توافق مشروط نیز خواهد بود. بر این اساس، تحقق تعهدات غیرمشروط و مشروط، تنها با ایجاد اصلاحات در بخش تولید برق حرارتی کشور دست‌یافتنی به نظر می‌رسد.

جدول ۴. انتشار گازهای گلخانه‌ای در سناریوهای مختلف و درصد کاهش انتشار نسبت به سناریو مرجع

سناریوها	میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در سال ۲۰۳۰ (میلیون تن معادل CO_2)	کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای نسبت به سناریو مرجع (۲۰۳۰) - (٪)
BAU	۲۲۵/۵	۰/۰
EEP	۱۶۸/۳	-۲۵/۴
MT1	۱۹۰/۱	-۱۵/۷
MT2	۱۸۳/۷	-۱۸/۸

منبع: یافته‌های پژوهش

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

روند هزینه‌های تولید برق حرارتی در ایران

در این قسمت، هزینه‌ها در دو بخش مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در بخش اول، هزینه‌های تولید برق[1] (شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های ثابت و متغیر تعمیرات و نگهداری و هزینه‌های سوخت) در سناریوهای مختلف و بازه زمانی مورد مطالعه مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در بخش بعدی، هزینه‌های کل سیستم تولید برق حرارتی یا به عبارت دیگر هزینه‌های اجتماعی[2] ارائه شده‌اند.

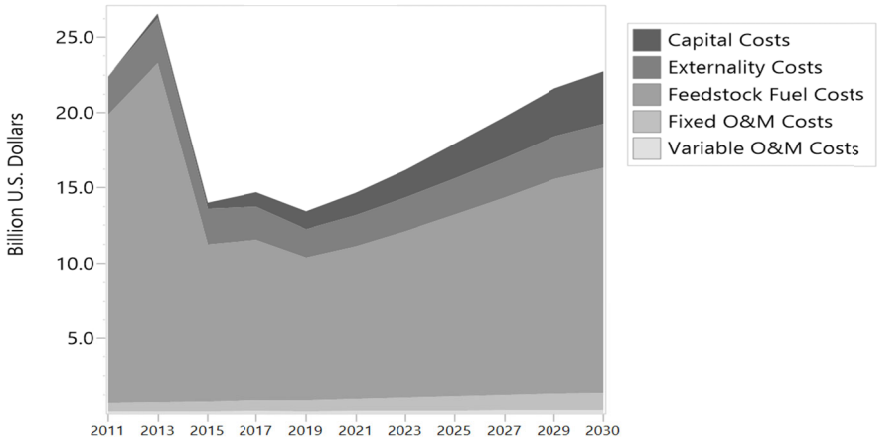
- روند هزینه‌های تولید برق در سناریوی مختلف

مطابق با نتایج، هزینه‌های تولید برق نیروگاه‌های حرارتی کشور در سناریوی مرجع از ۲۲/۴ میلیارد دلار در سال پایه به حدود ۲۲/۸ میلیارد دلار در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید که میانگین رشد سالیانه ۰/۱ درصد را نشان می‌دهد.

مطابق با شکل ۹، مهم‌ترین آیتم هزینه‌ای تولید برق حرارتی تحت سناریوی مرجع، هزینه سوخت است که سهم حدود ۸۵ درصدی دارد. نتایج فوق هم راستا با یافته‌های کاچوئی و همکاران (۲۰۱۸) است. بنابراین، بالا بودن قیمت فرآورده‌های نفتی در سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۳، مهم‌ترین علت افزایش هزینه تولید برق در این بازه زمانی بوده است. ولی در سال‌های بعد (۲۰۱۹-۲۰۱۴) با کاهش قیمت نفت خام و فرآورده‌های آن، هزینه‌های تولید برق رو به کاهش گذارده، اما مجدداً از سال ۲۰۲۰، رشد قیمت سوخت سبب افزایش هزینه‌های تولید برق تا پایان افق مورد مطالعه شده است. نتایج پیش‌بینی رشد قیمت سوخت در طی سال‌های آتی (۲۰۲۰ تا ۲۰۳۰) مطابق با پیش‌بینی‌های بین‌المللی در این زمینه است (EIA, 2013).

1. Production costs
2. Social Costs

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

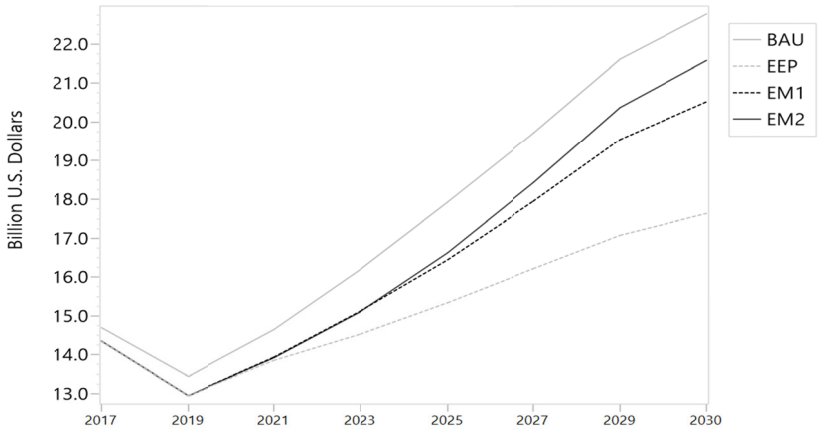


منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۹. روند هزینه‌های تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی کشور در سناریوی BAU به تفکیک نوع هزینه

نتایج مقایسه هزینه‌های تولید برق حرارتی در سناریوهای مختلف حاکی از آن است که از لحاظ اقتصادی سناریوی مرجع نسبت به سایر سناریوهای جایگزین به صرفه نخواهد بود؛ زیرا به نظر می‌رسد که تداوم تولید تحت شرایط فعلی نیروگاه‌های حرارتی (راندمان پایین و مصرف بالای سوخت)، مسبب ناکارآمدی اقتصادی سناریوی BAU در سال ۲۰۳۰ خواهد شد. براساس شکل ۱۰، سناریوی EEP با حدود ۵ میلیارد دلار و سپس سناریوهای MT1, MT2 با ۱/۲ و ۲/۲ میلیارد دلار صرفه‌جویی نسبت به سناریوی مرجع به ترتیب برترین سناریوها از نظر هزینه‌های تولید برق شناخته می‌شوند. بدین ترتیب مشاهده می‌شود که استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی و دیسپاچینگ بهینه بار علاوه بر اینکه کاهش انتشار را به دنبال خواهند داشت، به‌واسطه مصرف بهینه سوخت ناشی در مقایسه با سناریو مرجع منفعت اقتصادی نیز ایجاد خواهند کرد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۱۰. روند هزینه‌های تولید برق در سناریوهای مختلف

- روند هزینه‌های اجتماعی

نتایج حاکی از آن است که هزینه‌های اجتماعی در سناریوی مرجع از ۲۳,۳ میلیارد دلار در سال پایه به حدود ۲۷,۸ میلیارد دلار در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید که رشد سالیانه در حدود ۱ درصد را در طی ۲۰۱۱ تا ۲۰۳۰ نشان می‌دهد. همچنین، هزینه های اجتماعی تجمعی کل[1] در کلیه سناریوهای جایگزین نسبت به سناریو مرجع در سال ۲۰۳۰ کمتر برآورد شده است.

به‌طوری‌که در جدول ۵ مشاهده می‌شود در سناریوهایEEP، MT1 و MT2 به ترتیب ۲۱، ۱۶/۶ و ۱۳/۱ میلیارد دلار نسبت به سناریو BAU منافع اجتماعی بیشتری عاید کشور خواهد شد. اگرچه مطابق جدول ۵، در استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی (سناریوی EEP) مدیریت سمت تقاضا در حدود ۱۳ میلیارد دلار بیشتر نسبت به سناریوی مرجع سرمایه‌گذاری می‌طلبد (برای مثال سرمایه‌گذاری دولت جهت واردات کولرهای گازی کم مصرف)، اما مجموع منافع تجمعی ناشی از صرفه‌جویی در مصرف سوخت (۲۱/۹ میلیون دلار)، عدم نیاز به توسعه سمت عرضه (برابر با ۳/۴ میلیارد) و منفعت زیست محیطی ناشی از اجرای سناریوی ترکیبی (۵/۲۶ میلیون دلار آمریکا)

1. Total Cumulative Social costs

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

سبب کاهش حدود ۲۱ میلیاردی هزینه‌های اجتماعی نسبت به سناریوی مرجع در سال ۲۰۳۰ خواهد شد. همچنین، نتایج نشان می‌دهند که در دو سناریوی MT1 و MT2 که با استراتژی دیسپاچینگ بهینه بار طرح‌ریزی شده‌اند، بادرنظر داشتن قید کاهش انتشار ۴ درصد در سناریوی MT1، به غیر از افزایش جزئی در هزینه‌های ثابت، همه آیتم‌های تشکیل‌دهنده هزینه اجتماعی نسبت به سناریوی مرجع کمتر خواهند بود. با هدف‌گذاری کاهش ۱۲ درصدی انتشار، علی‌رغم افزایش هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز (۵/۸ میلیارد دلار) به دنبال صرفه‌جویی در مصرف سوخت و کاهش هزینه‌های محیط زیستی، در این سناریو نیز در سال ۲۰۳۰ بهبود کارایی اقتصاد محیط زیستی نسبت به سناریوی مرجع قابل تحقق خواهد بود.

جدول ۵. اجزاء هزینه‌های اجتماعی تجمعی در سناریوهای جایگزین نسبت به مرجع در سال ۲۰۳۰ (میلیارد دلار)

سناریوها/ هزینه‌های اجتماعی	BAU	EEP	MT1	MT2
سرمایه‌گذاری مورد نیاز بخش تقاضا	-	۱۳/۳۷	-	-
هزینه سرمایه ای	-	-۳/۴۶	-۰/۶۱	۵/۸۳
هزینه ثابت تعمیرات و نگهداری	-	-۰/۹۷	۰/۱۱	۱/۰۰
هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری	-	-۳/۶۳	-۰/۰۹	-۰/۱۲
هزینه سوخت	-	-۲۱/۰۹	-۱۱/۹۵	-۱۵/۰۲
هزینه‌های محیط زیستی	-	-۵/۲۶	-۴/۰۶	-۴/۸۲
مجموع هزینه‌های اجتماعی	-	-۲۱/۰۵	-۱۶/۶۱	-۱۳/۱۳

منبع: یافته‌های پژوهش

پس به‌طورکلی استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی و برنامه‌ریزی جهت دیسپاچینگ بهینه بار، علاوه بر تأمین برق مورد نیاز و بهبود کارایی اقتصادی محیط زیستی بخش برق حرارتی کشور، سطحی بالاتری از تعهدات بین‌المللی و دستیابی به NDC را برای کشور امکان‌پذیر می‌نمایند.

تحلیل هزینه – منفعت

نتایج تحلیل هزینه – منفعت برای سناریوهای مختلف در مقایسه با سناریو مرجع در جدول ۶ ارائه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود هزینه‌های تجمعی عرضه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

برق در سال ۲۰۳۰، بیش از ۴۵۰۰ میلیون دلار در سناریوی EEP و در حدود ۵۶۰ میلیون دلار در MT1 نسبت به سناریوی مرجع کاهش خواهد یافت اما در سناریوی MT2 در حدود ۳۲۰۰ میلیون دلار نسبت به سناریوی مرجع افزایش را نشان می‌دهد. کاهش هزینه سرمایه‌ای در سناریوی EEP به‌واسطه بهبود کارایی تولید، کاهش اتلاف و کاهش حدود ۱۸۰۰ میلیونی در بخش انتقال و توزیع برق میسر شده است. در حالیکه کاهش هزینه سرمایه‌ای در سناریوی MT1 تنها به‌واسطه بهینه‌سازی ساختار تولید برق حرارتی امکان‌پذیر خواهد شد. به‌علاوه علت افزایش هزینه‌های عرضه برق در سناریوی MT2 را می‌توان به ارجحیت بهینه محیط زیستی نسبت به بهینه اقتصادی نسبت داد. بدین معنا که برای تحقق کاهش ۱۲ درصدی انتشار نسبت به BAU در سناریوی MT2، توسعه تکنولوژی‌های پیشرفته نیروگاهی نسبت به فناوری‌های متعارف هزینه سرمایه‌ای سنگین تری را می‌طلبد. در حالی‌که، در سناریوی MT1 با قید کاهش ۴ درصدی انتشار نسبت به BAU، دیسپاچینگ بهینه اقتصادی و محیط زیستی بار به‌واسطه کاهش مصرف سوخت، سبب کاهش هزینه تولید شده است. به‌علاوه مشاهده می‌شود که در تمامی سناریوهای جایگزین نسبت به سناریوی مرجع کاهش چشمگیر هزینه‌های سوخت تخمین زده شده است. از نظر هزینه‌های خارجی نیز، سناریوهای EEP، MT1 و MT2 به ترتیب بیش از ۲/۹، ۲/۳ و ۲/۷ میلیارد دلار نسبت به BAU منفعت محیط زیستی بیشتری به همراه خواهند داشت. چرا که در سال ۲۰۳۰ هریک از سناریوهایEEP ، MT1 و MT2 به ترتیب بیش از ۳۵۱، ۲۴۰ و ۲۸۳ میلیون تن معادل co_2 کاهش انتشار تجمعی را در مقایسه با سناریوی BAU ایجاد کرده‌اند. اگرچه دو سناریوهای MT1 و MT2 از طریق دیسپاچینگ بهینه تولید برق کاهش هزینه‌ها و کنترل بهتر انتشار نسبت به سناریوی مرجع را محقق خواهند ساخت، اما در اولویت‌های بعد از استراتژی‌های بهبود کارایی قرار خواهند گرفت. استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی که مدیریت هر دو سمت عرضه و تقاضا را در سناریوی ترکیبی هدف‌گیری کرده‌اند، عامل برتری این سناریوی نسبت به دو سناریوی MT1 و MT2 شناخته می‌شود، چراکه در سناریوهای بهینه شده دو هدفه، تنها مدیریت سمت عرضه مورد توجه قرار داشته است. بر این اساس، پرتفولیوی از سیاست‌های بهبوددهنده کارایی که مدیریت همزمان عرضه و تقاضا را در قالب یک سناریوی ترکیبی پوشش می‌دهند نسبت به سیاست‌های بهینه‌سازی ساختار تولید؛ از کارایی اقتصادی و محیط زیستی بالاتری برخوردار هستند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

همچنین مقایسه نتایج شاخص‌های هزینه- منفعت در دو سناریوی بهینه‌سازی حاکی از آن است که بهبود کارایی اقتصادی محیط زیستی در سناریوی MT2 نسبت به سناریوهای MT1 به دلیل جایگزینی بیشتر نیروگاه‌های با راندمان بالا به‌جای نیروگاه‌های با راندمان کمتر (جایگزینی واحدهای سیکل ترکیبی بجای واحدهای گاز و بخار) و توسعه بیشتر تکنولوژی‌های پیشرفته است. به‌علاوه، در سناریوی MT2 سهم تولید نیروگاه‌های بخار متداول که تنها مصرف‌کننده مازوت هستند، بسیار محدود شده است؛ پس این نیز یکی از دلایل کاهش انتشار در این سناریو است.

جدول ۶. هزینه‌ها و منافع تجمعی سناریوهای جایگزین نسبت به سناریو مرجع: ۱۳۹۰-۱۴۱۰

سناریوها / شاخص‌های تحلیل هزینه-منفعت	EEP	MT1	MT2
هزینه تولید، انتقال و توزیع برق (میلیون دلار)	-۴۵۰۹/۴	-۵۶۶/۷	۳۲۵۱/۷
هزینه سوخت مصرفی (میلیون دلار)	-۱۱۷۵۹/۹	-۶۸۲۳/۷	-۸۵۳۴/۰
هزینه‌های محیط زیستی (میلیون دلار)	-۲۹۶۶/۳	-۲۳۲۶/۲	-۴۷۲۷/۱
ارزش خالص فعلی (میلیون دلار)	-۱۱۹۸۷/۶	-۹۷۱۶/۷	-۸۰۲۹/۵
کاهش انتشار (میلیون تن معادل co_2)	۳۵۱/۲	۲۴۰/۷	۲۸۳/۵
هزینه اجتناب از انتشار گازهای گلخانه‌ای (دلار/ تن معادل co_2)	-۳۴/۱	-۴۰/۴	-۲۸/۳

منبع: یافته‌های پژوهش

محاسبات NPV نیز نشان می‌دهد که تمامی سناریوهای جایگزین نسبت به سناریوی BAU ارجحیت دارند؛ زیرا با اجرای سناریوهای EEP، MT1 و MT2 به ترتیب در حدود ۱۲، ۹/۷ و ۸ میلیارد دلار سود تجمعی بیشتری در مقایسه با سناریوی BAU عاید کشور می‌شود. در نهایت، هزینه اجتناب از انتشار گازهای گلخانه‌ای در سناریوهای EEP، MT1 و MT2 در پایان سال ۲۰۳۰ به ترتیب در حدود ۳۴، ۴۰ و ۲۸ دلار به ازای هر تن CO_2 کمتر از ادامه شرایط فعلی ساختار تولید برق حرارتی کشور برآورد می‌شود.

بدین ترتیب در بین سه سناریوی جایگزین، سناریوی ترکیبی که سبدی از استراتژی‌های بهبوددهنده کارایی در آن لحاظ شده است به‌عنوان استراتژی برتر شناخته می‌شود و همین جمع‌بندی در مطالعات مشابه داخلی و خارجی نیز قابل مشاهده است. برای مثال، امیرنکوئی و همکاران (۲۰۱۲) که با نرم‌افزار LEAP به تهیه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

برنامه‌ای بلندمدت برای توسعه سیستم مرجع انرژی و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای (در بازه ۲۰۱۱-۲۰۳۵) در ایران پرداخته‌اند، نتیجه‌گیری کرده‌اند که سناریوی ترکیبی (مجموعه‌ای از سیاست‌های بهبوددهنده کارایی) سبب بیشترین صرفه‌جویی مصرف سوخت و کمترین میزان کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای در سال ۲۰۳۵ خواهد شد. همچنین، موسوی و همکاران (۱۳۹۹) که به مدل‌سازی تقاضای کل برق با استفاده از پانل فضایی پرداخته‌اند؛ اذعان داشته‌اند که سیاست‌های یکطرفه، مانند افزایش قیمت برق به تنهایی و به‌ویژه در بلندمدت کارایی لازم را نخواهند داشت و به سیاست گذاران پیشنهاد شده است که ترکیبی از سیاست‌ها، همانند افزایش قیمت برق و توسعه سیستم‌های پیشرفته را در دستور کار قرار دهند. با رویکردی مشابه در مطالعات خارج از کشور نیز، پنگ[1] و همکاران (۲۰۱۵) نیز با هدف صرفه‌جویی انرژی و پتانسیل کاهش انتشار در بخش حمل و نقل کشور چین از نرم‌افزار LEAP استفاده کردند، سناریویی با عنوان "ترکیبی" را که مجموعه‌ای از سناریوهای سیاست‌گذاری بهبود کارایی را شامل شده، به‌عنوان سناریوی برتر معرفی کرده‌اند.

از سوی دیگر، با بهینه‌سازی ساختار تولید برق حرارتی کشور با لحاظ قید کاهش انتشار ۴ و ۱۲ درصد (سناریوهای MT1 و MT2)، علاوه بر اینکه برق مورد نیاز در سال ۲۰۳۰ تأمین می‌شود و کشور تقریباً از ۹ میلیارد دلار سود منتفع می‌شود، بیش از ۲۴۰ میلیون تن صرفه‌جویی در انتشار گازهای گلخانه‌ای نیز محقق خواهد شد. این میزان کاهش انتشار و منفعت اقتصادی، تنها از طریق ترکیب بهینه نیروگاه‌های حرارتی با توسعه مختصری از تکنولوژی‌های پیشرفته حرارتی بسیار ارزشمند است؛ زیرا در مطالعات مشابهی که دیسپاچینگ بهینه بار با هدف کمینه‌سازی هزینه‌ها و کنترل انتشارات زیست‌محیطی انجام شده است، کاهش قابل توجه انتشار GHG به دنبال افزایش هزینه‌ها؛ و با بهینه‌سازی ترکیب تولید برق حرارتی به همراه توسعه تکنولوژی‌های تجدیدپذیر امکان‌پذیر گردیده است (آوپن و همکاران، ۲۰۱۷؛ عطایی و عبادی، ۲۰۱۵).

1. Peng

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

۵- جمع‌بندی و توصیه‌های سیاستی

در این مقاله از مدل‌ساز LEAP برای تعیین برترین استراتژی بهبوددهنده کارایی اقتصادی محیط زیستی در بخش برق حرارتی کشور استفاده شد. به کمک سناریوهای تدوین شده، امکان مقایسه بین دو جهت گیری توسعه و بهینه‌سازی ساختار سمت عرضه (در سناریوهای MT1 و MT2) و مدیریت همزمان سمت تقاضا و عرضه (در سناریوی ترکیبی) محقق گردید. نتایج حاصل از اجرای مدل که برای اولین بار بدین شکل برای بخش انرژی کشور ارائه شده است، حاکی از آن است که اگرچه با اصلاح ساختار تولید برق و احداث نیروگاه پیشرفته حرارتی در سناریوهای MT1 و MT2، به‌ترتیب بیش از ۲۴۰ و ۲۸۰ میلیون تن صرفه‌جویی در انتشار گازهای گلخانه‌ای؛ و به ترتیب بیش از ۹ و ۸ میلیارد دلار منفعت نسبت به BAU در سال ۲۰۳۰ عاید کشور خواهد شد اما اجرای سناریوی EPI، حدود ۲۹۱ میلیون تن کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و حدود ۱۲ میلیارد دلار منفعت اقتصادی محیط زیستی نسبت به ادامه شرایط کنونی ایجاد خواهد کرد. از طرف دیگر، بر اساس گزارش بانک جهانی، تولید ناخالص داخلی ایران در سال ۲۰۱۸ برابر با حدود ۴۵۴ میلیارد دلار بوده است[1] و اگر فرض کنیم که این عدد در سال ۲۰۳۰ ثابت باقی بماند؛ منفعت حاصل از اجرای سناریوی EEP معادل با ۲,۶ درصد از تولید ناخالص داخلی کشور خواهد بود که سهم چشمگیری در اقتصاد کلان کشور محسوب می‌شود.

بدین ترتیب، استراتژی‌های مدیریت همزمان عرضه و تقاضا در توسعه برق حرارتی، بهبود کارایی اقتصادی محیط زیستی و عمل به توافقات بین‌المللی منجر به دستیابی به نتایج مطلوب تری خواهد شد.

نکته حائز اهمیت در استراتژی‌های ترکیبی این‌ست که برای مدیریت سمت تقاضا، اصلاح مصرف با مکانسیم افزایش قیمت برق باید صورت پذیرد که یکی از مهم‌ترین موانع در اجرای سیاست‌های افزایش قیمت برق، پرداخت یارانه‌های سنگین بر سوخت‌های مصرفی نیروگاه‌ها از سوی دولت است. اگرچه دولت نیز با آگاهی از چنین

1. https://datacatalog.worldbank.org/dataset/global-economic-prospects

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

چالش‌هایی، در مقاطع زمانی مختلف سعی بر تغییر و اصلاح شرایط کرده است. به‌طوری‌که قانون هدفمندسازی یارانه‌ها (۱۳۹۰) و اغلب قوانین برنامه‌های توسعه‌ای ۵ ساله (به‌ویژه برنامه‌های پنجم و ششم) همواره بر اصلاح قیمت برق تأکید داشته‌اند. از این‌رو، در سال‌های اخیر افزایش پلکانی تعرفه برق برای مشترکین پر مصرف در دستور کار قرار گرفته است. همچنین، دولت به‌منظور ایجاد بازاری رقابتی برای برق، اقدام به کاهش انحصار مالکیت دولت بر نیروگاه‌ها و انتقال به بخش خصوصی نموده است؛ اما هنوز کنترل بخش بزرگی از بازار برق در دستان دولت است و بین قیمت هزینه نهایی برق با میانگین تعرفه فروش آن در بخش‌های مختلف، تفاوت زیادی وجود دارد. این اختلاف قیمت و تعرفه پایین خرده فروشی برق سبب تضعیف انگیزه‌های اقتصادی تولیدکنندگان برق در بخش خصوصی و حتی در بخش دولتی شده و در نتیجه، مانع از انجام اقدامات مؤثر در زمینه بهبود تکنولوژی و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای شده است.

به‌طورکلی، چنین استنباط می‌شود که علت ناکامی دولت در اجرای برنامه‌های مذکور، علاوه بر موارد اشاره شده فوق، ناشی از عدم توجه به رابطه دوطرفه بین بهبود کارایی تولید و افزایش قیمت محصول (برق) است. چرا که افزایش کارایی و افزایش قیمت برق لازم و ملزوم یگدیگر شناخته می‌شوند و اجرای هریک به تنهایی موفقیت‌آمیز نخواهد بود؛ اما از سوی دیگر، در شرایط فعلی کشور که به علت تحریم‌ها، امکان صادرات گاز طبیعی بسیار محدود شده است و هزینه فرصت گاز طبیعی نیز نسبت به دوران قبل از تحریم‌ها بسیار کمتر برآورد می‌شود، شاید حذف یارانه سوخت استراتژی یاری رسانی به نظر نرسد. بدین ترتیب، در شرایط فعلی هر گونه اقدام یک‌جانبه در سمت عرضه، یا در سمت تقاضا، بدون توجه به شرایط فعلی کشور به‌ویژه در برنامه‌ریزی‌های کوتاه‌مدت، غیرمؤثر پیش‌بینی می‌شود؛ بنابراین، عدم توجه به سیاست‌های ترکیبی، سبب افزایش خسارات مالی و زیست‌محیطی خواهد شد که جایگاه دولت را در حکمرانی مرتبط با بخش سیاست‌گذاری انرژی تضعیف خواهد ساخت. براین اساس، انتخاب سبدی از استراتژی‌های مدیریت دو جانبه عرضه و تقاضا که مطابق با پتانسیل‌های موجود در ساختار برق حرارتی کشور تدوین باشد، در

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

برنامه‌ریزی برای سیاست‌گذاری‌های کلان بخش انرژی کشور می‌تواند بسیار مؤثر واقع شود.

در پایان با توجه به اینکه یکی دیگر از علل اصلی اجرائی نشدن استراتژی‌های فوق، نبود بودجه کافی برای سرمایه‌گذاری اولیه است، مولفین این مقاله با استناد به نتایج هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز در هر سناریو به سیاست‌گذاران این حوزه پیشنهاد می‌کنند که با توجه به نیاز سرمایه‌گذاری کمتر در سناریوی ترکیبی نسبت به سناریوی مرجع، اجرای استراتژی‌های ترکیبی را در برنامه‌ریزی‌های کوتاه‌مدت، بهینه‌سازی ساختار تولید برق حرارتی با قید کاهش انتشار به میزان ۴ درصد نسبت به سناریوی مرجع را در برنامه‌ریزی‌های میان‌مدت و منافع حاصل از اجرای دو استراتژی فوق را برای دیسپاچینگ بهینه ساختار تولید برق حرارتی با قید کاهش انتشار ۱۲ درصدی در بلندمدت مدنظر قرار دهند.

منابع

آمار تفضیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۷). صص ۱-۲.

اسعدی، فریدون و احسان الله حق دوست (۱۳۹۴). "گزارش قیمت‌گذاری سوخت گاز طبیعی نیروگاه‌ها به تناسب راندمان"، *مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی*، ص ۴.

بریمانی، مهدی؛ سالنزریان، آشوت؛ کعبی نژادیان، عبدالرزاق؛ صادقی، حسین (۱۳۹۷). "مدل‌سازی اولویت‌بندی سیاست‌های توسعه صنعت تولید برق ایران با استفاده از LEAP"، *فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی*، دوره ۱۴، شماره ۵۸، ص ۱۳۹-۱۶۸.

رعنای اخوان، فاطمه؛ سلطانی حسینی، مسعود و حقیقی خوشخو، رامین (۱۳۹۵). "امکانسنجی استفاده از توربین گاز کلاس F یا H برای نصب در نیروگاه سیکل ترکیبی ۵۰۰-۶۰۰ مگاواتی بافق"، *سومین کنفرانس بین‌المللی فناوری و مدیریت انرژی*، تهران، انجمن انرژی ایران.

محمدی، تیمور؛ تکلیف، عاطفه و بختیار، محسن (۱۳۹۴). "تحلیل ظرفیت بهینه نیروگاهی در ایران و بررسی اثرات صرفه‌جویی مصرف انرژی برآن"، *فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری وبرنامه‌ریزی انرژی*، دوره ۱، شماره ۱، ص ۱۰۹-۱۳۷.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

محمدی اردهالی، مرتضی؛ امیرنکوئی، کمال؛ صدری، آریا (۱۳۹۰). "بررسی اثر روش‌های مدیریت در بخش‌های تقاضا و عرضه بر برنامه‌ریزی انرژی بلندمدت در ایران"، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال هشتم، شماره‌ی ۳۱، ص ۸۵-۱۲۰.

منظور، داوود؛ فرمد، مجید؛ آریان پور، وحید؛ شفیعی، احسان الدین (۱۳۹۳). "ارزیابی ترکیب بهینه نیروگاه‌های کشور با لحاظ هزینه‌های زیست محیطی"، *مجله محیط شناسی*، دوره ۴۰، شماره ۲، صص ۴۱۵-۴۳۰.

موسوی، میرحسین؛ دهنوی، جلال؛ شاطری، الهه (۱۴۰۰). مدل‌سازی تقاضای کل برق با استفاده از اقتصادسنجی پانل فضایی"، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال هفدهم، شماره‌ی ۶۸، ص ۱-۲۳.

وزارت نیرو (۱۳۹۷). " گزارش بررسی قدمت نیروگاه‌های حرارتی ایران".

هادیان، هانیه؛ ایرانمنش، حسین؛ شخصی نیائی، مجید؛ حوری جعفری، حامد (۱۳۹۴). " ارائه مدل انتخاب پروژه‌های کاهش انتشار کربن در سطح کلان"، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال یازدهم، شماره‌ی ۴۷، ص ۲۷-۶۶.

Amirnekooei, Kamal; Ardehali, Mojtaba M. & Sadri, Amir (2012). "Integrated resource planning for Iran: Development of reference energy system, forecast, and long-term energy-environment plan", *Energy,* Vol. 46, No. 1, P.P. 374-385.

Ataei, Abtin & Seyed Mehdi Ebadi (2015). "Environmental and economic optimization model for electric system planning in Qazvin, Iran: a LEAP model", *American Institute of Science,* Vol 1, No. 2, P.P. 112-120.

Awopone, Albert K. & Ahmed F. Zobaa (2017). "Analyses of optimum generation scenarios for sustainable power generation in Ghana", *AIMS Energy,* Vol. 5, No. 2, P.P. 193 - 208.

Awopone, Albert K., Zobaa, Ahmed F. & Banuenumah, Walter (2017). "Assessment of optimal pathways for power generation system in Ghana", *Cogent Engineering,* Vol. 4, No. 1.

Chen, Qixin; Kang, Chongqing; Xia, Qing & Zhong, Jin (2010). "Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in China" *IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 25, No. 2, P.P. 1117-1125.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

Chi, Yuanying; Yuan, Lina; Li, Hongying; Zhang, Yu & Bai, Guoqing (2019). "Using LEAP Model to Predict Energy Consumption of Beijing under the Constraint of Low-Carbon Economy", *Ekoloji,* Vol 27*,* No. 107, P.P. 1205-1211.

EIA (2013). *Annual Energy Outlook 2013 with Projection to 2040.* US Energy Information Administration (EIA).

EIA (2020). *Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.

Emodi, Nnaemeka V.; Chaiechi, Taha & Beg, A.B.M. Rabiul A. (2019). "Are emission reduction policies effective under climate change conditions? A backcasting and exploratory scenario approach using the LEAP-OSeMOSYS Model", *Applied energy,* Vol. 236, P.P. 1183-1217.

Emodi, Nnaemeka V.; Emodi, Chinenye C.; Murthy, Girish P. & Emodi, Adaeze S. A. (2017). "Energy policy for low carbon development in Nigeria: A LEAP model application", *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* Vol. 68, P.P. 247-261.

Escosa, Jesús M. & Luis M. Romeo (2009). "Optimizing CO2 avoided cost by means of repowering", *Applied energy,* Vol. 86, No. 11, P.P. 2351-2358.

Eshraghi, Hadi & Abbas Maleki (2016). "Reshaping energy policy for sustainable development: Curbing Iran’s carbon emission monster via renewable energies", *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy,* Vol. 11, No. 9, P.P. 830-840.

LEAP Gide (2005). The Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP). Retrieved from https://www.energycommunity.org/default.asp?action=introduction.

Heap, Charlie (2011). "LEAP User Guide", Stockholm Environment Institute.

Hübler, Michael & Andreas Löschel (2013). "The EU decarbonisation roadmap 2050—what way to walk?", *Energy Policy,*Vol. 55, P.P. 190-207.

Kachoee, Mohammad S.; Salimi, Mohsen, & Amidpour, Majid (2018). "The long-term scenario and greenhouse gas effects cost-benefit analysis of Iran's electricity sector", *Energy,* Vol. 143, P.P. 585-596.

Lyseng, Benjamin; Rowe, Andrew, Wild, Peter M.; English, Jeff; Niet, Taco & Pitt, Lawrence (2016). "Decarbonising the Alberta power system with carbon pricing", *Energy Strategy Reviews,* Vol 10, P.P. 40-52.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

Mitrović, Dejan; Ignjatović, Marko; Stojanović, Branislav; Janevski, Jelena & Škundrić, Jovan (2020). "ENERGY ANALYSIS OF REPOWERING STEAM POWER PLANTS BY FEED WATER HEATING", *Facta Universitatis, Series: Mechanical Engineering*.

Najafi, Javad; Peiravi, Ali; Anvari-Moghaddam, Amjad & Guerrero, Josep. M. (2019). "*Power-heat generation sources planning in microgrids to enhance resilience against islanding due to natural disasters",* Paper presented at the 2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). Canada.

Nieves, Jo A.; Aristizábal, Andrés J.; Dyner, Isaac; Báez, Orlando & Ospina, Daniel H. (2019). "Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application", *Energy,* Vol. 169, P.P. 380-397.

Organization of the Petroleum Exporting Countries (2017). *Annual statistical bulletin.* 52nd Edition Vienna: OPEC.

Peng, Binbin; Du, Huibin; Ma, Shoufeng; Fan, Ying & Broadstock, David C (2015). "Urban passenger transport energy saving and emission reduction potential: a case study for Tianjin, China", *Energy conversion and management, Vol. 102*, P.P. 4-16.

Rogan, Fionn; Cahill, Caiman J.; Daly, Hannah E.; Dineen, Denis; Deane, J.; Heaps Charlie; Welsch Manuel; Howells Mark, Bazilian Morgan & Gallachóir, Brian P. Ó. (2014). "LEAPs and bounds—an energy demand and constraint optimised model of the Irish energy system", *energy efficiency,* Vol. 7, P.P. 441-466.

Statistical Review of World Energy (2017). *British Petroleum*, 66th edition, http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf.

Statistical Review of World Energy (2019). *British Petroleum*, 68th edition, https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf.

World Bank (2019). *Global Economic Prospects: Heightened Tensions, Subdued Investment*.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]

Modeling and Prioritizing Iran's Thermal Power Plant Development Policies Based On Environmental Constraints

Shahzad Sabeti Motlagh
Ph. D Candidate of Environmental Economics, Faculty of Natural Resources and Environment, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, Sabeti.motlagh@gmail.com

Mostafa Panahi[1]
Associate Professor of Energy Engineering and Economics, Faculty of Natural Resources and Environment, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, m.panahi@srbiau.ac.ir

Amir Hooman Hemmasi
Full Professor of Environmental Management, Faculty of Natural Resources and Environment, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, H_hemmasi@srbiau.ac.ir

Jamal Ghoddousi
Associate Professor of Environmental Management, Faculty of Natural Resources and Environment, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, jamal_go@yahoo.com

Alireza Haj Mollaai Kani
Associate Professor of Energy Engineering and Economics, Faculty of Natural Resources and Environment, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran, ahkanisrbiau@gmail.com
Received: 2021/05/05 Accepted: 2021/08/29

Abstract

Iran is ranked as the ninth largest greenhouse gas producer in the world, with an annual emission of nearly 180 million tons of CO_2 by thermal power plants.. The purpose of this research is to simulate and optimize the optimal economic and environmental load dispatch and a portfolio of efficiency improvement strategies on both supply and demand sides in MT1, MT2, and EEP scenarios in using the Long-range Energy Alternative Planning (LEAP) modeler and its OSeMOSYS optimizer system. We do this using the time series data from 2008 to 2018 of the country's energy balance. Our modelling allowed us to estimate the current situation and forecast of supply and demand of thermal electricity, types of costs, and the amount of greenhouse gas emissions for the whole country over a 20-year period (2011-2030). We identified the most efficient policy for improving the environmental economic efficiency of the thermal power sector in line with the Paris Agreement in the form of the best scenario through cost-benefit analysis by determining the optimal dispatching of thermal power plants. The results showed that all alternative scenarios with a reduction of more than 15% emissions and environmental economic benefits of more than $ 8 billion compared to the BAU scenario would achieve Iran's INDC goals and meet our commitments under either a conditional or an unconditional agreement.

JEL Classification: C53, C61, Q41, Q54, Q58
Keywords: Energy Modeling, Low Carbon Power, Optimal Load Dispatching, Simultaneous Supply and Demand Management

1. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-29]