مقالهٔ پژوهشی

برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی در ایران در برنامهٔ هفتم توسعه، براساس محدودیت سوخت گاز

حسین حیرانی *
امیر دودابی‌نژاد **
سید محمد شبیری ***

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۹/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۲/۰۶

چکیده

توسعهٔ نیروگاه های حرارتی، جهت تأمین پیوستهٔ انرژی الکتریکی، به‌طور متوسط، حداقل به ۳ سال زمان نیاز دارد؛ بنابراین، لازم است برنامه‌ریزی توسعهٔ ظرفیت این نیروگاه‌ها، براساس نیاز مصرف، از قبل صورت پذیرد. ازطرفی دولت‌ها، برای رشد اقتصادی و افزایش کارایی در زمینهٔ احداث نیروگاه‌ها، شدیداً به مشارکت بخش خصوصی نیازمند هستند. هدف این تحقیق، برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی، در راستای حداکثرسازی سهم توسعهٔ نیروگاه‌های خصوصی، با لحاظ محدودیت سوخت گاز، در طول برنامهٔ هفتم توسعه است. در این مقاله، ابتدا، جهت پیش‌بینی میزان اوج بار شبکهٔ برق، در طول دوره، از دو روش سری زمانی آریما و شبکهٔ عصبی نارکس استفاده می‌شود. همچنین، تأثیر دو متغیّر برون‌زا و نوظهور، شامل رشد مصرف حاصل از استخراج رمزارزها و رشد مصرف صنایع، بر میزان اوج بار بررسی می‌گردد. سپس، میزان ظرفیت ممکن توسعهٔ نیروگاه‌های خصوصی، برای تأمین افزایش بار پیش‌بینی‌شده در بازهٔ مطالعه، باتوجّه‌به محدودیت سوخت قیدشده در اسناد بالادستی، تعیین می‌گردد. مطابق با نتایج، در طول برنامهٔ هفتم توسعه، باتوجّه‌به محدودیت سوخت، حداکثر، می‌توان برای توسعهٔ نیروگاه حرارتی جدید، به میزان ۵۱۵۷ مگاوات برنامه‌ریزی نمود. سیکل ترکیبی کردن نیروگاه‌های گازی موجود، ارتقای راندمان نیروگاه‌های حرارتی، افزایش ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر و کاهش شدت مصرف انرژی، مهمترین راهکارهای پیشنهادی است.

---

* استادیار گروه پژوهشی سیاست فناوری و نوآوری، مرکز تحقیقات سیاست علمی کشور، تهران، ایران (نویسندهٔ مسئول). Email: Heirani@nrisp.ac.ir

** دکتری اقتصاد نفت و گاز، دانشکدهٔ اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران.

*** دانشجوی دکتری مهندسی برق، دانشکدهٔ مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران.

واژه‌های کلیدی: سیاست‌گذاری انرژی، برنامه‌ریزی کلان، پیش‌بینی بار، نیروگاه حرارتی، سری زمانی و شبکهٔ عصبی مصنوعی
طبقه‌بندی JEL: L25, L94, O21

مقدمه

برنامه‌ریزی انرژی یکی از مهم‌ترین مؤلفه‌های توسعهٔ پایدار[1] است که شامل تدوین سیاست‌ها و برنامه‌های بلندمدّت، در سطوح محلّی، ملّی و یا جهانی، با هدف استفادهٔ بهینه از منابع موجود، به‌منظور تأمین تقاضای انرژی، با کمترین هزینه است. باتوجه‌به تأثیرپذیری برنامه‌ریزی انرژی از دو وجه رویکردهای کلان اقتصادی، شامل تمرکز در برنامه‌ریزی یا اتّکای به نظام بازار، این مؤلفه می تواند بسیار وسیع و یا محدود باشد. سابقهٔ تاریخی نشان می‌دهد، با حرکت کشورها به‌سمت توسعه‌یافتگی، برنامه‌ریزی انرژی از ساختار اوّلیهٔ خود فاصله گرفته است و به‌سمت تشخیص و تدوین سیاست‌ها حرکت کرده‌است. در دورهٔ پس از تجدید ساختار، نقش برنامه‌ریزی متمرکز، به‌شکل وسیع، کاهش یافته است و تخصیص بهینهٔ منابع، ازطریق سازوکار بازار، دنبال می‌شود. همچنین، ابزارهای برنامه‌ریزی انرژی، از دید حاکمیت، عمدتاً، با هدف بررسی و سنجش آثار سیاست‌ها و تصمیمات، موردِاستفاده قرار می‌گیرند. صنعت برق، به‌دلیل نقش زیربنایی و وابستگی بالایی که به عوامل مؤثّر در رشد اقتصادی و رفاه اجتماعی دارد، صنعتی پویاست و وابستگی ادامهٔ حیات بشری، به این نوع انرژی ارزشمند، و نقش آن در راه‌اندازی چرخ‌های صنعت و سیستم‌های موردِنیاز جامعه، روشن و مبرهن است؛ به‌همین‌دلیل، اهمیت برنامه‌ریزی‌های کلان، به‌منظور توسعهٔ کشور در این حوزه، بسیار کلیدی است. پس از تأمین منابع اوّلیهٔ انرژی، بخش تولید، وظیفهٔ تأمین برق موردِنیاز هریک از بخش‌های کشور را برعهده دارد؛ به‌همین‌منظور، و به‌دلیل اهمیت تأمین پیوسته و پایدار انرژی الکتریکی، یکی از مهمترین مواردی که بایست، برای رسیدن به چنین هدفی، در نظر گرفته شود، برنامه‌ریزی جهت توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی کشور است.

---

۱. توسعهٔ پایدار فرآیندی است در استفاده از منابع، هدایت سرمایه‌گذاری‌ها، جهت‌گیری توسعهٔ فناوری و تغییرات نهادی، تا با نیازهای حال و آینده سازگار باشد. توسعهٔ پایدار، که از دههٔ ۱۹۹۰ بر آن تأکید شد، جنبه ای از توسعهٔ انسانی و در ارتباط با محیط‌زیست و نسل های آینده است. هدف توسعهٔ انسانی، پرورش قابلیت‌های انسانی محسوب می‌شود.

روش‌های تنظیم و اجرای قوانین و سیاست‌های انرژی، در کشورهای مختلف، براساس سیاست اقتصادی، ساختار نهادی، عادات مردم و ساختار بخش انرژی، بسیار متفاوت است. قوانین و سیاست انرژی و روش‌های آن، باتوجّه‌به درجهٔ دخالت دولت در اقتصاد مبتنی بر بازار، تعیین می‌گردد. در سیاست ملّی انرژی، اهداف مختلفی، نظیر تنظیم امنیت عرضهٔ انرژی، استفادهٔ کارآمد و عقلایی انرژی، تسهیل رقابت و کاهش پیامدهای ضدرقابتی انحصارات طبیعی، حمایت از مصرف‌کننده، حفاظت از محیط‌زیست و حدّاقل‌سازی هزینه، موردِتوجه قرار می‌گیرد. همچنین، طیف گسترده‌ای از ابزارهای تنظیمی، مانند: مشارکت مستقیم دولت، الزامات قانونی، شفافیت اقتصادی، ابزارهای قانونی، مانند مالیات و...، به‌منظور تضمین سازگاری با سیاست دولت، به‌کار گرفته می‌شوند؛ بنابراین، در یک قانون انرژی، هدف، به‌کارگیری ترکیب و تلفیقی از این ابزارها است. لذا، قبل از تدوین قوانین انرژی، مانند قانون صرفه‌جویی انرژی، قانون برق و...، لازم است دولت به نقش تنظیمی خود توجّه نماید و نقش دولت، دررابطه‌با همکاری بین صنعت و دولت و پیوند نزدیک با بازیگران بخش انرژی، که خدمات توزیعی انجام می‌دهند، به‌روشنی بیان گردد. هر سیستم تنظیمی کارآمد، مبتنی بر قواعد و رویه‌های روشن است و در دسترس کسانی قرار می‌گیرد که آنها را متأثر می‌سازد؛ می‌توان گفت که مشوّق‌های تنظیمی، سیاست‌هایی هستند که در قالب وضع قوانین و مقرّرات، افراد، بنگاه‌ها و مؤسّسات خصوصی و دولتی را به ارائهٔ رفتاری خاص، یا اجرا نکردن برخی از اقدامات، ملزم می‌کنند (Wilcove & Lee, 2004). این سیاست‌ها، عموماً، در شرایطی قابل‌اعمال هستند که رفتار مورد نظر، قابل‌تعریف باشد و تخطّی از آن نیز، قابل‌تشخیص و پیگیری باشد.

یکی از عناصر کلیدی در مدیریت و تصمیم‌گیری، پیش‌بینی پارامترها و متغیّرهای مرتبط با حوزهٔ تصمیم‌گیری است. اوّلین گام در زنجیرهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ سیستم، قدرت پیش‌بینی بلندمدّت اوج بار سالیانه است. چون ظرفیت نصب‌شده، باید بتواند اوج بار سالیانه را با یک حدّاقل حاشیهٔ رزرو تأمین کند. بنابراین، پیش‌بینی اوج بار سالیانه فوق‌العاده حائز اهمّیّت است. پیش‌بینی بار، به‌دلیل اهمّیّت فوق‌العاده‌ای که در سیستم‌های انرژی الکتریکی دارد، از مباحثی است که از بدو ظهور صنعت برق، به آن توجّه ویژه‌ای شده است. پیش‌بینی بار در سیستم‌های قدرت، از نقطه‌نظر بازهٔ زمانی پیش‌بینی (از پنج دقیقه تا چند سال)، به

بسیارکوتاه‌مدت، کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت طبقه‌بندی می‌شود. همچنین، انواع روش‌های پیش‌بینی بار، شامل روش‌های تک‌متغیّره و چندمتغیّره (رگرسیون)، روش‌های مبتنی بر هوش مصنوعی و روش‌های ترکیبی هستند.

این تحقیق، با فرض توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی مبتنی بر سیستم اقتصاد برقِ کنونی و منابع گازی موجود کشور صورت گرفته است و بحث صادرات و واردات گاز مورد بررسی قرار نگرفته است. به‌دلیل اینکه پیکربندی مدل اقتصادی نیروگاه‌های حرارتی در ایران، براساس قیمت ناچیز و تقریباً برابر با صفر گازِ ارائه‌شده به نیروگاه‌های حرارتی است، درصورتی‌که بحث واردات گاز مطرح گردد، به‌دلیل اینکه قیمت سوخت بسیار افزایش می‌یابد (واردات با قیمت جهانی گاز)، سیستم اقتصاد برق دچار دگرگونی می‌شود و نمی‌توان قیمت گاز وارداتی را همانند گاز تولیدی داخل کشور، در مدل بررسی نمود.

ادامهٔ مقاله به این شرح سازماندهی می شود: در بخش اوّل، بیان مسئله و ضرورت تحقیق ارائه می‌گردد. در بخش دوم مرور ادبیات تحقیق ارائه شده است. در بخش سه، پس از بیان روش تحقیق، ازطریق روش‌های سری زمانی و شبکه‌های عصبی نارکس[1] و لحاظ تأثیر دو متغیّر برون‌زا و نوظهور، شامل رشد مصرف حاصل از استخراج رمزارزها[2] و رشد مصرف صنایع، پیش‌بینی بار کلان صورت می‌گیرد. در بخش چهارم، میزان ظرفیت توسعهٔ نیروگاه‌های بخش حرارتیِ تحتِ مالکیّتِ بخش خصوصی محاسبه شده است و سهم این نیروگاه‌ها در سبد برق کشور، در طول برنامهٔ توسعهٔ هفتم، تعیین می‌گردد. سپس، اعتبارسنجی نتایج، با بررسی گزارش‌های موجود، درخصوص پیش بینی میزان رشد مصرف برق صورت می گیرد. درنهایت در بخش پنجم نتیجه گیری و پیشنهادات برای تحقیقات آینده ارائه می گردند.

---

۱. شبکهٔ اتورگرسیوی غیرخطی با ورودی‌های برون‌زا، یک شبکهٔ پویای بازگشتی است، با اتصالات بازخوردی که چندین لایه از شبکه را در بر می‌گیرد و معمولاً، در مدل‌سازی سری زمانی استفاده می‌شود.

۲. به روشی که توسط آن ارز دیجیتال بیت کوین، و سایر رمزارزهای دیگر، تولید و تراکنش‌های شبکه تأیید می‌شوند، استخراج می‌گویند. این فعالیت، مستلزم شبکه‌های عظیم و غیرمتمرکزی از رایانه‌ها در سرتاسر جهان است که اعتبار بلاک‌های هر بلاک‌چین را تأیید و درنهایت، در آن ثبت کنند.

۱. بیان مسئله

بهره‌برداری بهینه از منابع انرژی، برای تأمین به‌هنگام نیازهای بخش تقاضا، مستلزم بررسی‌های تخصصی، مدل‌سازی و بهره‌برداری از نتایج حاصل، برای اتّخاذ تصمیمات مناسب (سیاست‌گذاری و یا ارسال علایم صحیح به عوامل اقتصادی برای تصمیم‌گیری مناسب، با هدف تخصیص بهینهٔ منابع درجهت تحصیل کارایی اقتصادی) است. نگاهی به زنجیرهٔ عمیق تأثیرگذاری، ارزش تأسیسات و گردش مالی بخش انرژی، ضمن یادآوری خسارت معنی‌دار ناشی از تصمیم‌گیری ناصحیح، اهمّیت ظرفیت‌سازی برای پیشگیری از تصمیمات اشتباه را نشان می‌دهد. بررسی هزینه‌های عرضه، ظرفیت بازار و تقاضا، تمایل به پرداخت مصرف‌کننده و تأثیر رقبا، مهم‌ترین عوامل در بررسی توجیه‌پذیری سرمایه‌گذاری و عرضه محصول جدید هستند (گلچینپور، ۱۳۹۰). بنابراین، می‌توان به عوامل زیر، به عنوان ضرورت انجام این تحقیق، در بحث برنامه‌ریزی انرژی در کشور ایران اشاره نمود:

۱. توسعهٔ نیروگاه های حرارتی، به‌طورمتوسط، حداقل به ۳ سال زمان نیاز دارد؛ بنابراین، لازم است از قبل، برای زیرساخت‌های مناسب و الزامات، برنامه‌ریزی صورت گیرد. همچنین لازم است، عدم‌قطعیت متغیّرهای اصلی تأثیرگذار بر جریان عرضه‌وتقاضای انرژی کشور، بررسی و لحاظ گردند.

۲. طبق سند تراز عرضه‌وتقاضای گاز طبیعی، مصوّب شورای عالی انرژی (سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق ۱۴۲۰، ۱۳۹۹) در برنامهٔ هفتم توسعه پیش‌بینی می‌گردد که جهشی در رشد ظرفیت صنعت کشور، به‌خصوص صنایع پتروشیمی و به تبع آن، یک جهش در میزان نیاز به برق این صنایع رخ می‌دهد.

۳. همچنین، طبق سند مذکور، به‌دلیل افت تولید گاز در کشور، مهم ترین منابع تولید برق کشور، یعنی نیروگاه‌های حرارتی، با محدودیت مواجه خواهند شد. به‌بیان‌دیگر، تقاضای مصرف برق، با گذشت زمان، افزایش خواهد یافت و هم‌زمان، تولید برق حرارتی نیز، با چالش محدودیت سوخت مواجه خواهد بود. بنابراین باید، به‌صورت دقیق، برنامه‌ریزی برای توازن بین تولید و مصرف برق حرارتی صورت گیرد و محدودیت‌های مذکور، در سبد برق کشور، برای برنامهٔ هفتم توسعه، لحاظ گردد.

۴. در برنامهٔ پنجم توسعه، دولت ملزم به افزایش تولید برق، به میزان حدّاقل ۱۰ هزار مگاوات، در بخش خصوصی است. مطابق با آمار تفصیلی صنعت برق کشور، در بازهٔ اجرای قانون پنجم توسعه، در مجموع ۴۵۵۱ مگاوات به‌وسیلهٔ بخش خصوصی، به ظرفیت شبکهٔ قدرت ایران اضافه گردیده است و تا رسیدن به هدف ۱۰ هزار مگاوات قانون پنجم توسعه، فاصله زیادی وجود دارد. در ارتباط با برنامهٔ ششم توسعه، طبق سند طرح جامع انرژی کشور، در بخش نیروگاه‌های خصوصی، درمجموع، ۲۲۸۱ مگاوات، از مقدار تکالیف تعیین‌شده به‌وسیلهٔ برنامهٔ اجرایی طرح جامع انرژی کشور، تحقّق نیافته است. در ارتباط با نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به روش بیع متقابل نیز، درمجموع، ۲۵۶۵ مگاوات از برنامهٔ گفته‌شده محقق نشده است. بنابراین، آمار مذکور حاکی از نیاز به برنامه‌ریزی توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی مناسب در کشور است.

طبق ضرورت‌های فوق، هدف اصلی یا سؤال این تحقیق، برنامه‌ریزی میزان توسعهٔ ظرفیت نیروگاه های حرارتی، براساس محدودیت سوخت گاز در کشور، بوده که دراین‌راستا، ابتدا، یک پیش‌بینی از مقدار تقاضا و رشد مصرف برق کشور، با حداکثر دقت، ازطریق لحاظ متغیّرهای تأثیرگذار در مسئله، صورت‌گرفته‌است و سپس، براساس نیاز به‌دست‌آمده، برنامه‌ریزی توسعه، با رعایت محدودیت سوخت گاز نیروگاهی، صورت خواهد گرفت. به‌بیان‌دیگر، ماهیت مسئلهٔ برنامه‌ریزی توسعه در سطح کلان، با دقت بالا و نزدیک به واقعیت، موجب می گردد که روش تحقیق این مقاله، از ترکیب مدل‌سازی ریاضی و لحاظ عوامل و محدودیت‌های عمومی و تجربی تأثیرگذار در مسئله شکل گیرد. بنابراین، پس از مدل‌سازی ریاضی مسئله و انجام پیش‌بینی، بار تأثیر متغیّرهای برون‌زا، نظیر اثر مصرفی استخراج ارزهای دیجیتال و اثر مصرفی صنایع به‌صورت سلسله‌وار، در مسئله لحاظ شده است تا دقت نتایج، در فرایند پیش‌بینی بار (که به‌عنوان ورودی‌های مسئلهٔ برنامه‌ریزی میزان توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی، با قید محدودیت سوخت گاز نیروگاهی، در نظر گرفته شده اند.) افزایش یابد.

۲. مروری بر ادبیات تحقیق

حوزهٔ تمرکز این مقاله، برنامه‌ریزی میزان توسعهٔ ظرفیت نیروگاه های حرارتی است؛ لذا، درادامه، به بررسی برخی مطالعات حوزهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی

پرداخته خواهد شد. شکوری و همکاران (۱۳۹۹)، ازطریق محاسبهٔ هزینهٔ انرژی خروجی و هزینهٔ واحد انرژی تولیدی، به مقایسهٔ قیمت‌های تمام‌شدهٔ برق تولیدی در نیروگاه‌های مختلف سیکل ترکیبی و تجدیدپذیر پرداخته‌اند. همچنین، تحلیل حساسیت، نسبت به تغییرات در قیمت گاز و هزینه‌های سرمایه‌ای نیز انجام شده است و از روش تحلیل پوششی داده‌ها، برای ارزیابی و مقایسهٔ فناوری‌های تولید برق، استفاده شده است. محمدی و همکاران (۱۳۹۴)، با هدف ارزیابی اثرات صرفه‌جویی انرژی بر توسعهٔ بخش نیروگاهی کشور، برای فرآیند عرضه و مصرف انرژی الکتریکی، برنامه‌ریزی بلندمدت ارائه داده‌اند. در این برنامه‌ریزی، با استفاده از مدل تحلیل توسعهٔ MESSAGE، سیستم عرضهٔ انرژی الکتریکی کشور، برای یک افق زمانی ۳۵ساله، از سال ۱۳۹۵ تا ۱۴۳۰، در قالب سناریوهای ادامه روند کنونی و صرفه‌جویی انرژی، با هدف حداقل‌سازی کل هزینه‌های سیستم عرضهٔ انرژی الکتریکی، مدل‌سازی شده است. نتایج حاکی از آن است ظرفیت نصب‌شده در پایان دوره، بر اساس سناریوی مرجع و سناریو صرفه‌جویی انرژی، به‌ترتیب به ۲۵۰ گیگاوات (رشد سالانه ۳/۶ درصد) و ۱۶۰ گیگاوات (رشد سالانه ۲/۴ درصد) خواهد رسید. مرزبان و همکاران (۱۳۸۴) تقاضای انواع سوخت (گازوئیل، نفت کوره و گاز طبیعی) و جایگزینی بین آنها در نیروگاه‌های حرارتی کشور را، ازطریق یک تابع هزینهٔ کوتاه مدت غیرِ هموتتیک ترانسلاگ، موردِبررسی قرار داده‌اند. نتایج حاکی از آن است که ضریب بار، یک متغیر اثرگذار بر تقاضای سوخت بوده است و تقاضای انواع سوخت، نسبت به تغییرات قیمت آنها، بدون کشش است. ازطرف‌دیگر، با افزایش سطح محصول، بهره‌وری جزئی متوسط گازوئیل و نفت کوره، کاهش پیدا می‌کند و بهره وری جزئی متوسط گاز طبیعی افزایش می‌یابد. با فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس، تقاضای گازوئیل و نفت کوره، نسبت به تغییرات سطح تولید، کاملاً با کشش و تقاضای گاز طبیعی، نسبت به تغییرات مقدار تولید، بدون کشش است. سهرابی و همکاران (۱۳۹۱) کارایی دو الگویِ خودرگرسیو میانگینِ متحرکِ انباشته ARIMA و شبکهٔ عصبی دسته‌بندی گروهی داده‌های عددی GMDH در شبیه‌سازی و پیش‌بینی تقاضای بلندمدت برق ایران را، با استفاده از داده‌های سالانهٔ مصرف برق درسال های ۱۳۴۶-۱۳۸۹، بررسی نموده‌اند. کریمی و همکاران (۱۳۹۱) قابلیت شبکهٔ موجک، به‌عنوان یک تقریب‌زن عمومی در پیش‌بینی بلندمدت بار بر مبنای پارامترهای اقتصادی مؤثر بر بار در یک سیستم قدرت را مورد بررسی قرار

داده‌اند. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد این روش، از توانایی قابل‌توجهی در پیش‌بینی بلندمدت بار برخوردار است. صادقی و همکاران (۱۳۹۱) از سیستم استنتاج عصبی- فازی ترکیب‌شده با الگوریتم انبوه ذرات (PSO -ANFIS) ، برای پیش‌بینی روند تقاضای بلندمدت انرژی الکتریکی، طی دورهٔ ۱۳۵۹ تا ۱۳۸۹ استفاده نموده‌اند و برای بررسی کارایی سیستم، روند تقاضای بلندمدت انرژی الکتریکی کل کشور تا سال ۱۴۰۴ را پیش‌بینی کرده‌اند. نتایج نشان می‌دهد که براساس محتمل‌ترین سناریو، تقاضای انرژی الکتریکی کشور، در سال ۱۴۰۴، به ۴۰۱ میلیارد کیلووات ساعت خواهد رسید. محقر و نجف‌زاده (۱۳۹۶)، از طریق ارائهٔ یک طرح بر مبنای سیستم‌های پویا، توسعهٔ بخش عرضهٔ صنعت برق تا افق ۱۴۱۰ را مدل‌سازی نموده‌اند. شیوهٔ عملکرد مدل بر انتخاب فناوری، براساس تمایل به کم‌ترین هزینهٔ کلی تولید، و پاسخ‌گویی به تقاضای انرژی استوار است. نتایج حاکی از آن است که کل ظرفیت نیروگاهی، تا سال ۱۴۰۱، به حدود ۹۰ هزار مگاوات خواهد رسید که سهم نیروگاه‌های گازی، بخار و سیکل ترکیبی، به‌ترتیب، ۸ هزار مگاوات، ۳۴ هزار مگاوات و ۲۲ هزار مگاوات از این مقدار است. حیرانی و همکاران (۱۴۰۰) مدل جامع و متوازن منابع و مصارف توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی تا افق ۱۴۰۵ را، به‌منظور عبور از بحران کمبود ظرفیتِ نیروگاهیِ کشور، پیشنهاد داده‌اند. همچنین، ضمن پیش‌بینی بار، میزان بودجهٔ لازم برای ساخت نیروگاه‌های حرارتی، تا افق ۱۴۰۵، محاسبه‌شده و مجموعه‌راهکارهای عملیاتی قابل‌اجرا، براساس فضای حاکم بر کشور، پیشنهاد گردیده است. آریان‌پور و همکاران (۲۰۱۹) ابتدا، مروری بر تلاش‌های برنامه‌ریزی انرژی در ایران ارائه می‌دهند. طبق نتایج، تعهد کافی به یک برنامه‌ریزی بلندمدت انرژی می‌تواند، به‌طور معناداری، از بروز چالش‌های جدی در توسعهٔ نیروگاه‌ها جلوگیری کند. همچنین، یک چارچوب برنامه‌ریزی انرژی، جهت ارزیابی پایداری سناریوهای صنعت برق، برای سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۵۰، پیشنهاد گردیده است. با استفاده از روش ترکیبی AHP-TOPSIS، در نرم افزار MESSAGE، سناریوها براساس ۱۸ بُعد مختلف فنی-اقتصادی، زیست‌محیطی و اجتماعی-پایداری رتبه‌بندی می‌شوند. نتایج نشان می‌دهد که سناریویی که در آن، سهم انرژی پاکِ غیرآبی برای تولید برق، به ۳۲ درصد می‌رسد، بهترین رتبه را دارد. اتابکی و آریان پور (۲۰۱۸)، با هدف تحلیل توسعهٔ بلندمدت صنعت برق ایران، از منظر اقتصادی، زیست محیطی، اجتماعی و پایدار، یک مدل برنامه‌ریزی خطی ارائه

نموده‌اند که شامل سه تابعِ هدفِ حداقل‌سازی هزینه‌ها، حداقل‌سازی انتشار CO_2 و حداکثرسازی مشاغل ایجاد شده است. مدل چندهدفه، با استفاده از روش وزنی مبتنی بر توابع عضویت فازی حل شده است. نتایج نشان می‌دهد که چرخهٔ ترکیبی، گزینهٔ غالب در ترکیبِ تولیدِ بلندمدت ایران خواهد بود. همچنین، تولید برق از انرژی های تجدیدپذیر غیرآبی، به ویژه فتوولتائیک خورشیدی، باید سریع‌تر از کل تقاضای برق رشد کند.

از بررسی سایر مطالعات، در حوزهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی، می‌توان پی برد که مطالعات، در ارائهٔ یک مدل برنامه‌ریزیِ توسعهٔ جامع و دقیق، طبق نیازسنجی توسعه، ازطریق پیش‌بینی بار الکتریکی، با لحاظ عوامل مؤثر تجربی، نقص دارند. به‌بیان‌دیگر، مطالعات از مدل‌های کمّی، بدون در نظر گرفتن جزئیات، استفاده نموده‌اند. این تحقیق، برای رفع این خلأ، درصدد است تا از یک مدل ترکیبی کمّی و کیفی استفاده نماید تا، ازطریق لحاظ عوامل مؤثر مختلف، حداکثر دقت در مسئله حاصل گردد. همچنین، طبق بررسی فوق، مطالعات مشابه برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی، اهدافی نظیر حداقل‌سازی کل هزینه‌ها را مدّنظر قرار داده‌اند و محدودیت سوخت را در مدل خود، لحاظ نکرده‌اند که این عامل، یکی از مهم‌ترین قیود برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی، به‌ویژه در شرایط کنونی کشور ایران است. همچنین، طبق مطالعات، ضریب بار یک متغیّر مؤثر بر تقاضای سوخت است و ازطرف‌دیگر، با افزایش سطح محصول، بهره‌وری جزئیِ متوسطِ گاز طبیعی افزایش می‌یابد. بنابراین، این مقاله پیش‌بینی ضریب بار[1] و استفاده از سوخت گاز طبیعی برای نیروگاه‌ها را در برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی، لحاظ خواهد نمود.

۳. روش‌شناسی و روش تحقیق

۳ ۱ تجزیه‌وتحلیل داده‌ها و روند تحقیق

داده‌های موردِ استفاده در این تحقیق، برای هدف برنامه‌ریزی تولید، شامل: اطلاعات ورود نیروگاه‌های دولتی تا سال ۱۴۰۲، در برنامهٔ وزارت نیرو طبق آمار تفصیلی،

۱. ضریب بار به متوسط بار، در یک دورهٔ زمانی مشخص، تقسیم بر بار پیک تعریف شده‌است. این مقدار را می توان از مشتق مشخصات بار از دستگاهی خاص یا سیستمی از دستگاه نیز بدست آورد.

اطلاعات ورود فاز ۲ و ۳ نیروگاه اتمی بوشهر در سال های ۱۴۰۴ و ۱۴۰۶ طبق برنامهٔ وزارت نیرو، تکلیف تبدیل نیروگاه‌های گازی سیکل ساده، به سیکل ترکیبی، تا پایان برنامهٔ هفتم توسعه، اطلاعات ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر تا سال ۱۴۱۰، براساس سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق ۱۴۲۰، و برآورد میزان افزایش اوج بار پیش‌بینی‌شده در هریک از سال‌های توسعهٔ هفتم و هشتم است. در این تحقیق، برای پیش‌بینی بار بلندمدت، از مدل های مبتنی بر برون‌یابی داده‌های تاریخی، شامل شبکه‌های عصبی نارکس و سری‌های زمانی آریما، استفاده می‌گردد. مدل‌های مذکور، رفتار روند داده‌های گذشته را معیار پیش‌بینی قرار می‌دهند؛ اما، متغیّرهایی تأثیرگذار و برون‌زا در مصرف برق وجود دارند که ممکن است در آینده، با آنها مواجه گردیم و به‌طبع، رفتار روندِ مصرف برق را بدون‌توجه به داده‌های گذشته تغییر دهند.

در این تحقیق، اثر مصرفی استخراج ارزهای دیجیتال، طبق نظر مسئولان حوزهٔ صنعت برق و رشد مصرف صنایع، طبق سند تراز عرضه‌وتقاضای گاز طبیعی، مصوّب شورای عالی انرژی، به‌عنوان مهم‌ترین متغیّرهای برون‌زا و تأثیرگذار در الگوی مصرف برق، در مسئلهٔ پیش‌بینی بار بررسی و لحاظ می‌گردند. به طوری‌که میزان مازاد بر الگویِ تاریخیِ تقاضایِ برقِ مربوط به هر متغیر را به پیش‌بینی صورت‌گرفته به‌وسیلهٔ مدل، اضافه می‌نماییم. سپس، برای پوشش اختلاف بین تولید و تقاضا و به‌منظور مدیریت خاموشی‌ها، در برنامه‌ریزی توسعهٔ تولید در سال‌های پیش‌رو، یک میزان ظرفیت مازاد بر عدد پیک بار، ازطریق رابطهٔ رزروی چرخان[1]، لحاظ می‌گردد. پس از محاسبهٔ میزان افزایش اوج بار پیش‌بینی‌شده، مقایسه‌ای بین این افزایش اوج بار و میزان ظرفیت‌های نیروگاهیِ جدیدِ افزوده‌شده صورت می‌گیرد. سپس، برای تأمین کامل بار، حداکثر پتانسیل افزایشِ ظرفیتِ تولید توان حرارتی، با توجه‌به محدودیت سوخت گاز طبیعی، تعیین می‌گردد. در شکل ۱ روندنمای اجرای تحقیق ارائه شده است. درادامه، هرکدام از گام‌های ارائه‌شده در شکل ۱، به تفصیل، موردِ بحث قرار می‌گیرد.

۱. تفاضل توان قابل‌تولید و توان تولیدشدهٔ واحدهای در مدار، در زمان پیک است.

شکل ۱: روندنمای اجرای تحقیق حاضر

۳ ۲ تهیهٔ اطلاعات ورودی اصلی مسئلهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی

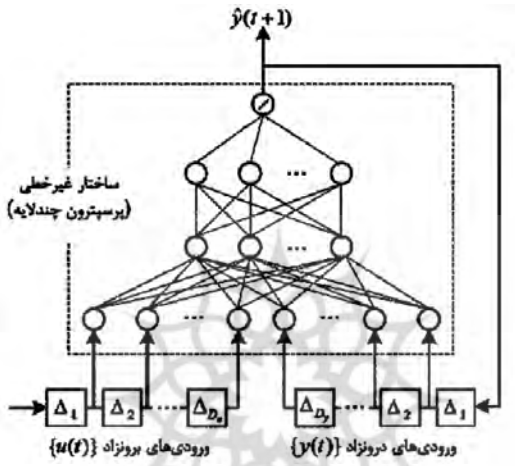
۳ ۲ ۱ پیش بینی بار کلان با شبکه‌های عصبی نارکس

برخلاف شبکه‌های انتشار مستقیم، مانند پرسپترون چندلایه، در شبکه‌های بازگشتی از نورون‌های لایه‌های میانی یا لایهٔ خروجی به لایه‌های قبل، یا همان لایه، پس‌خورد وجود دارد. این پس‌خورد معمولاً، شامل یک واحد تأخیر زمانی است. همین ارتباطات تأخیردار، به امکان به‌وجود آوردن حافظه در ساختار شبکه کمک می‌کند و شبکه‌های بازگشتی را به ابزاری پویا تبدیل می‌نماید (Xiaofeng & Chunshan, 2014). مدل نارکس، دسته‌ای از سامانه‌های خودبرگشتی غیرخطی گسسته در زمان است که علاوه بر ورودی‌های درون زا، دارای ورودی‌های برون‌زا است و با رابطهٔ زیر؛ توصیف می گردد (Essallah & Khedher, 2019):

$$\hat{y}(t+1) = f\left(y(t), \dots y(t-D_y), u(t), \dots, u(t-D_u)\right) + \varepsilon_t \qquad (۱)$$

که $y(t)$ سری زمانی موردِنظر است که باید پیش‌بینی شود و $u(t)$ سری زمانی دیگری است که جملات آن، به‌طور متناظر، با جملات $y(t)$ مرتبط هستند. جملات $u(t), \dots, u(t-D_u)$ ورودی‌های برون‌زا هستند که به‌وسیلهٔ یک خط تأخیر، با مرتبهٔ D_u، تولید می شوند. به‌طور مشابه $y(t), \dots y(t-D_y)$ ورودی های درون‌زا

را تشکیل می‌دهند و با خط تأخیری با مرتبهٔ D_y، خروجی شبکهٔ نارکس را تولید می‌کند. f یک تابع غیرخطی است که مقدار بعدی سری $y(t)$ را تخمین می زند. ε_t نویز جمع شونده تخمین است (شکل۲). در شبکهٔ نارکس، می‌توان با افزایش تعداد تأخیرها، در خط تأخیر خروجی شبکه، میرا شدن گرادیان را به تأخیر انداخت. مزیت شبکهٔ نارکس، بر دیگر شبکه‌های بازگشتی، آن است که پس‌خوردها، به‌طور مستقیم، خروجی را به ورودی ارتباط می‌دهند (بهارلو، ۱۳۸۸).



شکل ۲: یک مدل خودبازگشتی غیرخطی با ورودی برون‌زا (نارکس)

مأخذ: بهارلو (۱۳۸۸)

۳ ۲ ۲ پیش بینی بار کلان با سری‌های زمانی آریما

آریما یکی از مدل‌های پیش‌بینی در تحلیل سری زمانی است (Chang, Gao, Wang, & Hou, 2012, Oliveira & Oliveira, 2018). این مدل را باکس و جنکینز، در اوایل دههٔ ۱۹۷۰ ارائه کردند. مدل‌های باکس-جنکینز دو شکل کلی دارند که عبارت‌اند از آریمای غیرفصلی (ARIMA(p,d,q)) و آریمای فصلی ضربی (SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)s). p و q به‌ترتیب، مرتبهٔ اتورگرسیو و میانگین متحرک غیرفصلی و P و Q مرتبهٔ اتورگرسیو و میانگین متحرک فصلی است. دو پارامتر دیگر، یعنی d و D، به‌ترتیب، تعداد تفاضل‌های غیرفصلی و فصلی را نشان می‌دهند. شکل کلی مدل آریمای غیرفصلی در رابطهٔ ۲ ارائه شده است (Meher and Jha, 2013).

(۲)

$$\varphi_{AR}(B)\varphi_{SAR}(B^S)^P(1-B)^d(1-B^S)^D X_T = C + \theta_{MA}(B)\theta_{SMA}(B^S)$$

که S نشان‌دهندهٔ دورهٔ تناوب فصلی، φ_{AR} پارامتر اتورگرسیو غیرفصلی، φ_{SAR} پارامتر اتوگرسیو فصلی، θ_{MA} پارامتر میانگین متحرک غیرفصلی، θ_{SMA} پارامتر میانگین متحرک فصلی و C مقدار ثابت است. به‌دلیل تنوّع پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته در سال‌های مختلف و همچنین کارایی و اعتبار پیش‌بینی براساس آریما، پیش‌بینی‌های موردِ نیاز درادامهٔ گزارش، بر اساس آریما انجام خواهد شد. پیش‌بینی اوج بار کلان، از بسیاری از متغیّرهای خارجی، به میزان مصرف برق مشترکان مختلف، تأثیرپذیر است. باتوجّه‌به اینکه پیش‌بینی صورت‌گرفته به‌وسیلهٔ مدل آریما، به‌صورت تک‌متغیّره انجام می‌شود، سناریوهای مختلفی، برای متغیّرهایی که ممکن است بر میزان اوج بار شبکهٔ قدرت تحمیل شوند، موردِ ارزیابی قرار خواهد گرفت؛ استخراج ارزهای دیجیتال و همچنین، اثر افزایش مصرف صنایع به‌صورت بالقوّه، می‌توانند به‌عنوان متغیّرهای برون‌زا که پیش‌بینی میزان اوج بار شبکهٔ قدرت را تحت تأثیر قرار می‌دهند، درنظرگرفته شوند. این دو متغیّر در سناریوهای مختلف، به‌صورت جداگانه، موردِ ارزیابی قرارگرفته‌اند.

یکی از پارامترهای مهم برای تولید برق در هر کشوری، ضریب بار است. اختلاف زیاد اوج بار و متوسّط توان مصرفی در طول سال، برای شبکهٔ برق، تهدید محسوب میشود. شاخص ضریب بار شبکه می‌تواند معرّف میزان نزدیکی اوج بار و متوسّط توان مصرفی سالانه باشد. به‌طور دقیق‌تر، ضریب بار شبکه، به‌صورت نسبت کل انرژی تولیدی، طی یک دورهٔ مشخص (عموماً یک‌ساله)، به حاصل‌ضرب اوج بار سیستم و طول زمان دورهٔ مربوط (عموماً ۸۷۶۴ ساعت در کل سال) تعریف می‌شود. پایین بودن ضریب بار، یعنی از ظرفیت نیروگاه ساخته شده در طول سال، به میزان کمی استفاده می‌شود و آنگاه قیمت تولیدی برق، به منظور بازگشت سرمایهٔ اوّلیّه، بالا می‌رود. درحالی‌که اگر ضریب بار در کشوری بالا باشد، آنگاه از ظرفیت نصب شدهٔ نیروگاهی، در طول سال، بیشتراستفاده می‌شود و هزینهٔ تولیدی برق، به‌منظور بازگشت سرمایه، کاهش می‌یابد. به‌همین‌دلیل، افزایش ضریب بار، برای کاهش هزینهٔ تولید برق، بسیار حائز اهمیت است. لذا، یکی از

رویکردهای مهم، در زمینهٔ تولید برق کشور، افزایش ضریب بار است. ضریب بار با رابطهٔ ۳ توصیف می‌گردد:

$$LF = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (۳)$$

در رابطهٔ ۳ P_{avg} توان متوسط و P_{max} حداکثر توان برحسب وات هستند. باتوجّه‌به موارد بیان‌شده و اهمّیّت ضریب بار شبکهٔ قدرت، در روند مصرف انرژی الکتریکی، در این تحقیق به پیش‌بینی ضریب بار شبکهٔ قدرت، تا افق ۱۴۱۰، باتوجّه‌به تعریف مربوط به آن، پرداخته شده است. درابتدا، میزان کل انرژی تولیدی، تا افق ۱۴۱۰، مورد پیش‌بینی قرار گرفته است. سپس، باتوجّه‌به پیش‌بینی صورت‌گرفته بر روی پیک بار شبکهٔ ایران، می‌توان ضریب بار کشور تا افق ۱۴۱۰ را به‌دست آورد.

۳.۳ لحاظ متغیّرهای برون‌زا، جهت افزایش دقت مسئلهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی

۳ ۳ ۱ استخراج عوامل مؤثر بر تقاضای بار الکتریکی

برای لحاظ متغیّرهای تأثیرگذار بر مصرف برق، در مسئلهٔ پیش‌بینی بار، از دو مسیر، به شناسایی این موضوع پرداخته شد. مسیر اول ازطریق انجام مصاحبه‌های تخصصی با فعالان صنعت برق، مدیران دولتی و نهادهای غیردولتی صورت گرفت. مسیر دوم ازطریق تحلیل گزارش‌ها، اسناد بالادستی[۱] و مدارک موجود انجام گردید. خروجی حاصل از این دو مسیر، با لحاظ دو متغیّر برون‌زا، شامل اثر مصرفی استخراج ارزهای دیجیتال و رشد مصرف صنایع که مورد توافق تقریباً اکثریت نظرات خبرگان و گزارش‌ها بود، به پایان رسید. در جدول ۱، سِمَت سازمانی خبرگانی که با آنها مصاحبه صورت‌گرفته، ارائه شده است.

۱. برنامه‌های جامع و کامل، برای پیشبرد اهداف در هر حوزه‌ای که هدف آن، پیشرفت کشور است.

جدول ۱: سِمَت سازمانی خبرگان مصاحبه شده

سِمَت
مدیرعامل شرکت برق حرارتی
معاون برنامه‌ریزی شرکت برق حرارتی
مجری طرح‌های نیروگاه‌های خصوصی برق حرارتی
دبیرسندیکای شرکت‌های تولیدکنندهٔ برق
مدیر پژوهش سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق
رئیس سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق
مجری طرح‌های بیع متقابل

مأخذ: یافته‌های پژوهش

۳ ۳ ۲ لحاظ اثر مصرفی استخراج ارزهای دیجیتال

افزایش استخراج ارزهای دیجیتال، در زمستان سال ۱۳۹۹، موجب افزایش تقاضای انرژی الکتریکی از شبکهٔ قدرت ایران گردید. اگرچه رقم دقیقی از میزان مصرف برق ماینرهای ارزهای دیجیتال ارائه نگردید، امّا، مطابق اعلام مسئولان وزارت نیرو، مصرف برق این ماینرها، چیزی در حدود ۲۰۰۰ مگاوات ساعت برآورد شد (MihanBlockchain, 2021). باتوجّه‌به اینکه این‌گونه مصارف، در دستهٔ مصارف نوظهور شبکهٔ قدرت کشور است، میزان مصرف برق ماینرهای ارزهای دیجیتال، به‌عنوان یک متغیّر خارجی بر اوج بار شبکهٔ قدرت کشور در نظر گرفته می‌شود. با افزایش چشمگیر قیمت این‌گونه ارزها و ارتباط آنها با رشد مصرف برق، به‌دلیل استفاده از ماینرها در استخراج این‌گونه ارزها، مصارف مرتبط با این حوزه، به‌عنوان یک متغیّر نوظهور در رشد مصرف برق شناخته می‌شود. انرژی الکتریکی برای استخراج ارزهای دیجیتال، صَرف کارکرد دستگاه استخراج‌کننده و خنک‌سازی دستگاه، به‌منظور کارکرد بهینهٔ آن می‌گردد. تجهیزات استفاده‌شده برای استخراج ارزهای دیجیتال، نرخ هش (تعداد محاسبات انجام شده برای مقدار هش در ثانیه) و توان مصرفی متفاوتی دارند. استخراج‌کننده‌های دارای نرخ هش بالاتر، قابلیت انجام محاسبات بیشتری در زمان مشخّص را دارند. در ارتباط با اتخاذ سناریو برای مصرف

برق ناشی از ماینرهای ارزهای دیجیتال، سناریوی میانگین رشد ارزهای دیجیتال، بین سال ۲۰۲۰ و ۲۰۲۱، در نظر گرفته می‌شود. در این ارزیابی، چند رمزارز پُرطرفدار بیت‌کوین، اتریوم، کاردانو، ریپل، نئو و ... مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند (Bitcoin & Ethereum Energy Consumption Index, 2022). باتوجّه‌به اینکه این نوع مصارف، تا پیش از این، وجود نداشته است، این مقدار مصرف، به‌عنوان یک متغیّر برون‌زا، میزان قابل‌توجّهی است و لذا عدد به‌دست‌آمده، بر روی مقدار پیش‌بینی انجام‌شده، اضافه خواهد گردید.

۳ ۳ ۳ لحاظ اثر مصرفی صنایع

در مبحث پیش‌بینی بار، یکی دیگر از پارامترهایی که امکان رفتاری خارج از مدل‌های پیش‌بینی را دارا است؛ مربوط به رشد مصرف برق صنایع است. طبق سند تراز عرضه‌وتقاضای گاز طبیعی، مصوّب شورای عالی انرژی در برنامهٔ هفتم توسعه، پیش‌بینی می‌گردد که صنایع کشور، با رشد فزاینده‌ای مواجه شوند و به‌تبع، یک جهش در میزان نیاز صنایع به برق رخ می‌دهد. بنابراین، مصرف برق صنایع، تابع الگوی قبلی مصرف نیست و باید میزان مازاد بر الگوی تاریخی را به مدل پیش‌بینی افزود. همچنین، باتوجّه‌به مشوّق‌های حمایتی تولید ملّی در کشور و همچنین احتمال گشایش‌هایی در حوزهٔ دیپلماسی، بین ایران و سایر کشورها، و اثرگذاری آن بر صادرات محصولات، احتمال رشد خارج از پیش‌بینی، برای مصرف سالیانهٔ صنایع، در آینده وجود خواهد داشت. مطابق آمارتفصیلی صنعت برق ایران، در سال ۱۳۹۸، سهم صنایع فولاد ۵۹/۵ ٪ کلّ مصارف اوج بار صنایع کشور است. باتوجّه‌به سهم بسیار بالای صنعت فولاد، در اوج مصرف صنایع کشور، بررسی این صنعت، به‌خوبی می‌تواند رشد سال‌های آتی صنایع کشور را نمایش دهد. به‌منظور ارزیابی هرچه بهتر، از وضعیت رشد مصرف صنایع فولاد کشور، با استفاده از مدل آریما نیز، به پیش‌بینی میزان مصرف برق این صنایع، تا افق ۱۴۱۰ پرداخته شده است.

۴.۳ لحاظ مطلوبیت و محدودیت در مسئلهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ نیروگاهی

۳ ۴ ۱ لحاظ رزرو چرخان برای مقابله با خاموشی‌ها

پدیدهٔ خاموشی از شکاف بین عرضه و تقاضای برق ایجاد می‌شود. مطابق با گزارش‌های آمار تفصیلی صنعت برق، ظرفیت تولید برق کشور، در سال‌های گذشته؛

رشد کمی داشته است. باتوجّه‌به اینکه در سال‌های گذشته با رکود اقتصادی مواجه بوده‌ایم، شکاف بین عرضه‌وتقاضا کمتر مشاهده می‌شده است؛ هرچند که انتظار می‌رود، با کاهش تحریم‌ها و ظهور رشد اقتصادی، کمبود عرضهٔ برق به‌شکل بحرانی بروز یابد. برای همین، ضروری است که حجم ظرفیت تولید برق کشور افزایش یابد. به‌این‌ترتیب، و باتوجّه‌به ضرورت پوشش اختلاف تراز، میان تولید و تقاضا، لازم است چشم‌اندازی به منظور مدیریت خاموشی‌ها، در برنامه‌ریزی توسعهٔ تولید، در سال‌های پیش‌رِو طرّاحی شود.

در پژوهش حاضر، راهکار مدیریت خاموشی‌ها در شبکهٔ برق، به‌صورت لحاظ نمودن یک میزان ظرفیت مازاد بر عدد پیک بار محاسبه شده، ازطریق مجموع فرآیندهای پیش‌بینی، با استفاده از الگوهای سِری زمانی، درنظرگرفتن رشد مصرف حاصل از رمزارزها و رشد مصرف صنایع در نظر گرفته شده است که ازطریق فرمول رزرو چرخان ذکرشده در ذیل، محاسبه می‌شود:

(۴)

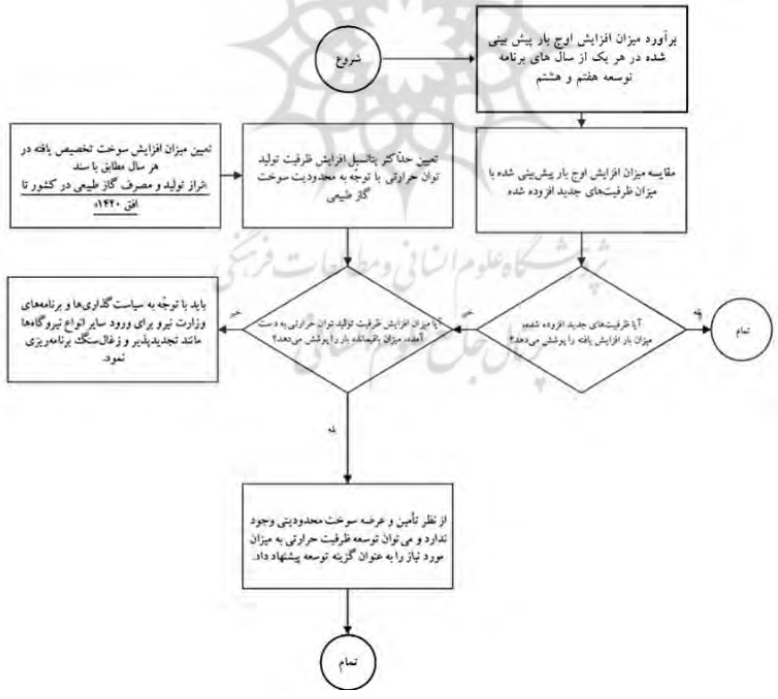
$$SR = 50\% \times \max\left(5\% \times P_{hydro} + 7\% \times P_{other\ gen}; P_{largest\ con}\right) + P_{non-firm\ imp}$$

که منظور از P_{hydro} میانگین قدرت عملی نیروگاه‌های برق‌آبی به میزان ۱۲۱۹۳ مگاوات است؛ $P_{other\ gen}$ میانگین قدرت عملی سایر نیروگاه‌ها، به‌جز نیروگاه‌های برق‌آبی است؛ $P_{largest\ con}$ ظرفیت عملی معادل با خروج نیروگاه رامین اهواز به ظرفیت ۱۷۰۳ مگاوات است و $P_{non-firm\ imp}$ مربوط به عدد واردات برق است که محسوس نیست و قابل صرف‌نظر کردن است. عدد رزرو محاسبه‌شده ازطریق فرمول پیشین، به عدد حدّ اکثر نیاز مصرف اصلاح‌شدهٔ به‌دست‌آمده ازطریق مجموع پیک بار پیش‌بینی‌شده، با استفاده از الگوهای سِری زمانی، و میزان رشد مصرف حاصل از استخراج رمزارز و مقدار رشد مصرف صنایع اضافه می‌شود.

۳ ۴ ۲ لحاظ محدودیت ها از جمله سوخت گاز نیروگاهی

به‌منظور تأمین افزایش اوج بار پیش‌بینی‌شده، در هریک از سال‌های برنامهٔ توسعهٔ هفتم، باید، باتوجّه‌به سیاست‌گذاری‌های مصوّب، پتانسیل وزارت نیرو و ارگان‌های مرتبط در زمینهٔ ساخت انواع مختلف نیروگاه‌ها در کشور، برنامه‌ریزی صورت پذیرد. میزان رشد بار رخ‌داده، در هریک از سال‌های توسعه، ابتدا به‌وسیلهٔ پیش‌بینی

انجام‌شده برای توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر کشور، براساس الگوی موجود وزارت نیرو، و همچنین برنامهٔ ورود فاز ۲ و ۳ نیروگاه اتمی بوشهر و ظرفیت‌های جدید افزوده‌شده، ازطریق تبدیل نیروگاه‌های گازی سیکل ساده به سیکل ترکیبی، و نیز برنامهٔ ورود نیروگاه‌های حرارتی دولتی، پوشش داده می‌شود. لازم به ذکر است که در آخرین آمار تفصیلی در دسترس، وزارت نیرو، تنها برای سال‌های ۱۳۹۹ و ۱۴۰۰، برای ورود نیروگاه‌های برق‌آبی به‌صورت محدود، برنامه‌ریزی کرده است و ازاین‌رو، برای توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های برق‌آبی در سال‌های بعد، عددی منظور نشده است. در مرحلهٔ بعد، میزان بار تأمین نشدهٔ باقی‌مانده، با حداکثر پتانسیل افزایش تولید توان حرارتی، مقایسه می‌شود. اگر عدد بار تأمین‌نشده، بزرگتر از حداکثر میزان افزایش تولید توان حرارتی باشد، می‌توان گفت که به‌ازای تفاوت دو مقدار اخیر باید، برای توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی اقدام نمود که از این میان، گزینه‌های توسعهٔ ظرفیت تجدیدپذیر و یا ساخت نیروگاه‌های زغال‌سنگ را می‌توان مطرح نمود. در شکل ۳، به نحوهٔ تعیین گزینهٔ توسعهٔ ظرفیت تولید اشاره شده است.



شکل ۳: نحوهٔ تعیین گزینهٔ توسعهٔ ظرفیت تولید

۴. یافته‌های پژوهش

۱.۴ نتایج پیش‌بینی بار کلان، با لحاظ متغیّرهای برون‌زا

باتوجّه‌به اهداف موردِ نظر این تحقیق، پیش‌بینی بار شبکهٔ ایران، تا افق ۱۴۱۰، با استفاده از دو مدل آریما و شبکه‌های عصبی نارکس صورت گرفته است. در تحقیق حاضر، با استفاده از الگوریتم آموزش لونبرگ مارکوارت[1] و معیار ارزیابی میانگین مربعات خطا[2] با تعداد ۱۰ نورون در لایهٔ پنهان شبکه و مدل‌سازی مرحلهٔ اوّل ساختار شبکه، به‌صورت ساختار سری- موازی و سپس تبدیل آن به ساختار موازی و پس از آن، ساختاری با حذف تأخیرها و داده‌های پیک بار سالیانه، از سال ۱۳۷۴ تا ۱۳۹۸، به‌عنوان اطلاعات ورودی به آموزش شبکه و سپس پیش‌بینی اوج بار، در سال‌های ۱۳۹۰-۱۴۱۰پرداخته شده است. فرآیند بیان شده، از طریق نرم‌افزار MATLABپیاده‌سازی شده است.

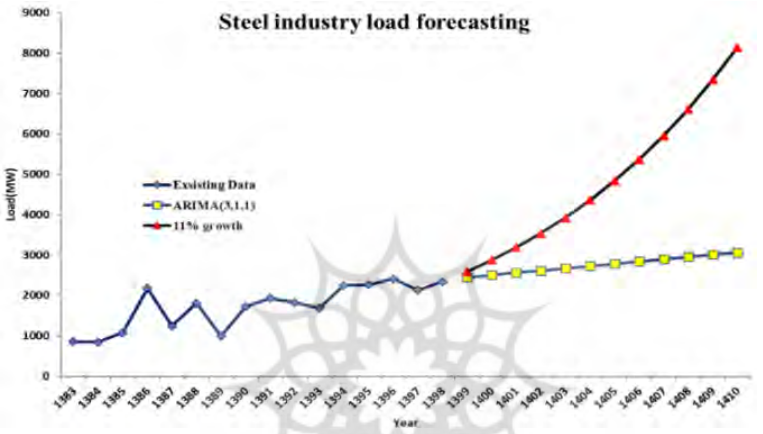
علاوه بر صنعت فولاد، میزان ظرفیت تولیدی صنعت سیمان و صنایع مرتبط با پتروشیمی نیز، به‌عنوان صنایع دیگر، در سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور، تا افق ۱۴۰۴، مورد برآورد قرار گرفته است؛ اما باتوجّه‌به آمار تفصیلی ویژهٔ مدیران در سال ۱۳۹۸، مقدار مصرف برق این صنایع در اوج بار، برای پیش‌بینی توسعهٔ نیروگاهی، قابل ملاحظه نیست؛ در ارتباط با صنایع پتروشیمی و گازی نیز، مصرف این نوع صنایع، درسال ۱۳۹۸، در هنگام اوج بار شبکهٔ قدرت، تنها برابر با ۱۶ مگاوات است. بنابراین، این میزان مصرف نمی‌تواند، به‌عنوان یک متغیّر برون‌زا، بر پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته اثر گذار باشد.

مطابق سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور، براساس گزینه‌های بهینه‌سازی (غیرقیمتی و قیمتی) در ماه‌های سرد و عادّی سال، تا افق ۱۴۲۰ اشاره‌شده در (نقش نیروگاه‌های حرارتی در تولید برق، ۱۴۰۰)، ظرفیت تولید فولاد کشور در سال ۱۳۹۸، برابر با ۳۷ میلیون تن بوده است. همچنین، مطابق برآوردهای این سند، روند توسعهٔ صنعت فولاد در افق ۱۴۰۴، به ظرفیت تولید ۷۰ میلیون تن در سال خواهد رسید. چنانچه میزان رشد اوج مصرف الکتریسیته در صنایع فولاد،

1 Levenberg Marquardt

2. Mean Square of Error

در سال ۱۴۰۴ نیز، مطابق با رشد میزان ظرفیت تولیدی این صنعت برآورد شود، در افق ۱۴۰۴، میزان مصرف برق این صنایع، چیزی در حدود ۸۹ درصد افزایش خواهد داشت. در شکل۴ نتایج حاصل از این پیش‌بینی، طبق سند و با روش آریما، برای افق زمانی ۱۴۱۰-۱۳۹۹ آورده شده است. برای این پیش‌بینی، از اطلاعات میزان اوج مصرف برق مجموعهٔ فولاد کشور، طی سال های ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۸، استفاده شده است.



شکل۴: پیش‌بینی رشد بار صنایع فولاد کشور تا افق ۱۴۱۰

مأخذ: سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی (۱۳۹۹)

مطابق شکل ۴، ملاحظه می‌شود اگر رشد صنایع فولاد، براساس سند گفته‌شده، افزایش پیدا کند، آنگاه می‌توان رشد مصرف الکتریسیته در این صنعت را به‌عنوان یک متغیّر خارجی بر مقادیر حاصل از پیش‌بینی رشد اوج بار شبکهٔ قدرت در نظر گرفت. در جدول ۲، میزان تفاوت برآورد رشد مصرف صنایع فولاد، به‌وسیلهٔ روش آریما، و همچنین سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور ارائه گردیده است. مطابق این جدول، در سال ۱۴۱۰، تفاوتِ برآورد میزان بار صنایع فولاد، به عدد ۵۰۹۱ مگاوات خواهد رسید.

جدول۲: میزان تفاوت برآورد رشد مصرف صنایع فولاد به‌سیلهٔ روش آریما و سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی درکشور

	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
آریما	۲۴۴۱/۴	۲۵۰۱/۱	۲۵۶۵/۵	۲۶۱۶/۵	۲۶۷۲/۳	۲۷۳۲/۱	۲۷۸۷/۴	۲۸۴۳/۱	۲۹۰۰/۸	۲۹۵۷/۳	۳۰۱۳/۴	۳۰۷۰/۴
پیش‌بینی رشد ۱۱ درصد مطابق سند گاز	۲۵۸۹/۶	۲۸۷۴/۴	۳۱۹۰/۶	۳۵۴۱/۶	۳۹۳۱/۲	۴۳۶۳/۶	۴۸۴۳/۶	۵۳۷۶/۴	۵۹۶۷/۹	۶۶۲۴/۳	۷۳۵۳	۸۱۶۱/۸
تفاوت	۱۴۸/۱	۳۷۳/۲	۶۲۵/۱	۹۲۵/۱	۱۲۵۸/۹	۱۶۳۱/۵	۲۰۵۶/۲	۲۵۳۳/۳	۳۰۶۷	۳۶۶۷	۴۳۳۹/۵	۵۰۹۱/۴

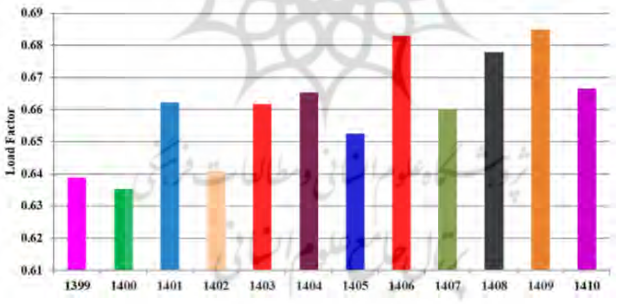
مأخذ: یافته‌های پژوهش

در جدول۳، مقادیر مربوط به برآورد اوج بار شبکهٔ برق ایران، با در نظرگرفتن رشد مصرف صنایع فولاد، آورده شده است. به‌منظور بررسی صحت پیش‌بینی‌های انجام‌شده، مقایسهٔ تطبیقی، میان نتایج به‌دست آمده و پیش‌بینی اوج بار صورت‌گرفته به‌وسیلهٔ شرکت توانیر، انجام خواهد شد. باتوجه‌به اهمّیّت تصمیم‌گیری توسعهٔ تولید نیروگاه‌های کشور، این‌گونه تصمیمات بر اساس برآورد بارهای کلان اتّخاذ می‌شود. در برآورد بار کلان پیش‌بینی، حدّاکثر، در سطح شرکت‌های توزیع و شرکت‌های برق منطقه‌ای انجام می‌شود و سرانجام یک برآورد بار، برای کل کشور به انجام می‌رسد. روش‌هایی که در برآورد بار کلان استفاده می‌شود، روش‌های آماری و مدل‌های رگرسیون (اقتصادسنجی) چندمتغیّره است. نرم‌افزارهایی که در برآورد بار کلان در شرکت توانیر استفاده می‌شود، نرم‌افزارهای آماری، از قبیل SPSS و MiniTap، و نرم افزار اصلی، که برای اجرا و برآورد مدل‌های اقتصادسنجی استفاده می‌شود، Eviews است. پیش‌بینی بار کلان، هرسال یک‌بار، بعد از دریافت اطلاعات پیک بار شبکه، بازنگری و گزارش می‌شود. مطابق نتایج به‌دست آمده، میزان پیش‌بینی صورت‌گرفته توسّط مدل‌های پیشنهادی و همچنین برآورد شرکت توانیر مشابهت بسیاری دارند. در شکل۵، نتایج پیش‌بینی ضریب بار شبکهٔ برق ایران، تا افق ۱۴۱۰، ارائه شده است.

جدول۳: پیش‌بینی اوج بار شبکهٔ قدرت ایران،با در نظرگرفتن رشد مصرف صنایع فولاد تا افق ۱۴۱۰ (مگاوات)

سال‌های آماری	اوج بار	سال‌های آماری	اوج بار	سال‌های برآورد	اوج بار (پیش‌بینی)			اوج بار (پیش‌بینی توانیر)
					NARX	ARIMA	با فرض لحاظ نمودن رشد ۱۱ درصد صنعت فولاد مطابق سند گاز	
۱۳۸۰	۲۳۰۶۲	۱۳۹۰	۴۲۳۶۷					
۱۳۸۱	۲۴۷۵۰	۱۳۹۱	۴۳۴۵۹	۱۳۹۹	۵۸۷۹۵	۶۰۰۸۲	۶۰۲۳۰	۵۸۴۵۹
۱۳۸۲	۲۷۱۰۷	۱۳۹۲	۴۶۴۷۴	۱۴۰۰	۶۰۰۰۴	۶۱۲۲۲	۶۱۵۸۵	۵۹۷۵۹
۱۳۸۳	۲۹۲۶۷	۱۳۹۳	۴۸۹۳۷	۱۴۰۱	۶۱۳۵۲	۶۲۴۹۱	۶۳۱۱۶	۶۱۲۳۶
۱۳۸۴	۳۲۱۸۶	۱۳۹۴	۵۰۳۲۱	۱۴۰۲	۶۲۹۵۹	۶۴۳۰۷	۶۵۲۳۲	۶۲۹۰۲
۱۳۸۵	۳۴۲۸۳	۱۳۹۵	۵۳۱۹۸	۱۴۰۳	۶۴۴۳۵	۶۵۴۵۲	۶۶۷۱۰	۶۴۵۹۱
۱۳۸۶	۳۴۹۸۳	۱۳۹۶	۵۵۶۱۶	۱۴۰۴	۶۶۳۱۴	۶۶۹۷۳	۶۸۶۰۴	۶۶۲۷۹
۱۳۸۷	۳۷۶۵۱	۱۳۹۷	۵۷۲۷۰	۱۴۰۵	۶۸۵۴۷	۶۸۵۱۵	۷۰۵۷۱	۶۸۰۱۴
۱۳۸۸	۳۷۸۷۸	۱۳۹۸	۵۷۸۶۱	۱۴۰۶	۶۹۸۸۲	۶۹۷۹۶	۷۲۳۲۹	۶۹۸۵۴
۱۳۸۹	۴۰۲۳۹			۱۴۰۷	۷۱۳۰۷	۷۱۳۴۵	۷۴۴۱۲	۷۱۷۹۱
				۱۴۰۸	۷۲۹۳۰	۷۲۷۷۱	۷۶۴۳۸	
				۱۴۰۹	۷۳۵۰۳	۷۴۱۵۹	۷۸۴۹۸	
				۱۴۱۰	۷۵۸۷۰	۷۵۶۶۶	۸۰۷۵۷	

مأخذ: یافته‌های پژوهش



شکل۵: ضریب بار پیش‌بینی شدهٔ شبکهٔ برق ایران تا افق ۱۴۱۰

مأخذ: یافته‌های پژوهش

در سناریوی لحاظ اثر مصرفی استخراج ارزهای دیجیتال افزایش سالانه ۲۰درصد، برای رشد مصرف، در نظر گرفته شده است. همچنین، عدد پایهٔ مطالعاتی، به میزان ۲هزار مگاوات، براساس گزارش مسئولان وزارت نیرو، در نظر گرفته شده است. مطابق رابطهٔ ۲، مقدار مصرف تا پایان افق ۱۴۱۰، در این سناریو، ۱۲۳۸۳

مگاوات خواهد بود. باتوجه‌به پیش‌بینی ضریب بار و لحاظ اثر مصرفی استخراج ارزهای دیجیتال و صنایع در جدول۴، نتایج نهایی مربوط به مقادیر پیش‌بینی تاریخی پیک بار شبکه براساس الگوهای سری زمانی، رشد مصرف حاصل از استخراج رمزارزها، رشد مصرف صنایع مطابق با سند گاز و درنهایت، مجموع حداکثر نیاز مصرف اصلاح شدهٔ هم‌زمان شبکه ارائه شده است.

جدول۴: مجموع حداکثر مصرف اصلاح شده هم‌زمان براساس الگوهای سری زمانی، رشد مصرف حاصل از استخراج رمزارزها و رشد مصرف صنایع

سال	پیش‌بینی رشد تاریخی پیک بار	رشد مصرف حاصل از استخراج رمزارزها	رشد مصرف صنایع (مطابق با سند گاز)	مجموع حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان
۱۴۰۰	۶۱۲۲۲	۲۰۰۰	۳۷۳	۶۳۵۹۵
۱۴۰۱	۶۲۴۹۱	۲۴۰۰	۶۲۵	۶۵۵۱۶
۱۴۰۲	۶۴۳۰۷	۲۸۸۰	۹۲۵	۶۸۱۱۲
۱۴۰۳	۶۵۴۵۲	۳۴۵۶	۱۲۵۹	۷۰۱۶۷
۱۴۰۴	۶۶۹۷۳	۴۱۴۷	۱۶۳۲	۷۲۷۵۲
۱۴۰۵	۶۸۵۱۵	۴۹۷۷	۲۰۵۶	۷۵۵۴۸
۱۴۰۶	۶۹۷۹۶	۵۹۷۲	۲۵۳۳	۷۸۳۰۱
۱۴۰۷	۷۱۳۴۵	۷۱۶۶	۳۰۶۷	۸۱۵۷۸
۱۴۰۸	۷۲۷۷۱	۸۶۰۰	۳۶۶۷	۸۵۰۳۸
۱۴۰۹	۷۴۱۵۹	۱۰۳۲۰	۴۳۴۰	۸۸۸۱۸
۱۴۱۰	۷۵۶۶۶	۱۲۳۸۳	۵۰۹۱	۹۳۱۴۱

مأخذ: یافته‌های پژوهش

۲.۴ نتایج لحاظ رزرو چرخان، برای مقابله با خاموشی‌ها

به‌منظور لحاظ میزان خاموشی‌ها و جبران ناترازی‌های شبکه، ظرفیتی به اندازهٔ رزرو چرخان شبکه، به مجموعه‌بار محاسبه‌شده در جدول ۵ در هرسال، اضافه خواهد شد که به‌این‌ترتیب، در برنامه‌ریزی توسعه، به مجموع رشد حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده هم‌زمان شبکه، که براساس مجموع پیش‌بینی رشد تاریخی پیک بار، رشد مصرف حاصل از رمزارزها، رشد مصرف صنایع و درنهایت عدد رزرو در نظر گرفته شده در هر سال، پاسخ داده خواهد شد. محاسبه رزرو شبکه در جدول ۵ آمده است.

جدول۵: محاسبه رزرو شبکه

سال	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
قدرت نامی	۸۵۳۱۳	۸۸۰۲۴	۹۰۰۷۱	۹۲۶۰۵	۹۴۷۸۳	۹۷۲۲۲	۹۹۴۶۹	۱۰۱۸۵۷	۱۰۴۱۴۱	۱۰۶۵۰۱	۱۰۸۸۰۶	۱۱۱۱۵۲
قدرت عملی	۷۴۱۳۰	۷۶۴۸۶	۷۸۲۶۷	۸۰۴۶۹	۸۳۳۶۱	۸۴۴۸۰	۸۶۴۳۳	۸۸۵۰۸	۹۰۴۹۳	۹۲۵۴۴	۹۴۵۴۶	۹۶۵۸۵
توان آبی نیروگاه‌ها	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳	۱۲۱۹۳
ظرفیت خروج بزرگترین نیروگاه موجود در شبکه	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳	۱۷۰۳
میزان رزرو شبکه بر حسب فرمول	۲۴۷۳	۲۵۵۵	۲۶۱۷	۲۶۹۴	۲۷۶۱	۲۸۳۵	۲۹۰۳	۲۹۷۶	۳۰۴۵	۳۱۱۷	۳۱۸۷	۳۲۵۹

مأخذ: یافته های پژوهش

در جدول ۶، عدد رزرو به‌دست‌آمده در جدول قبل، به مقادیر محاسبه‌شده برای حدّاکثر نیاز مصرف اصلاح شدهٔ شبکه افزوده شده است و به‌این‌ترتیب، مقادیر جدیدی برای حدّاکثر بار هم‌زمان شبکه به‌دست می‌آید. مقادیر افزایش اوج بار رخ داده در سال‌های ۱۴۰۱-۱۴۱۰ محاسبه گردیده است که به‌طور متوسّط، در طول برنامهٔ هفتم (۱۴۰۱-۱۴۰۵)، افزایش اوج بار به میزان بیش از ۵ هزار مگاوات پیش‌بینی می‌شود.

جدول۶: مقادیر افزایش اوج بار رخداده در سال‌های ۱۴۰۱-۱۴۱۰

سال	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان (مطابق با الگوی حاصل از پیش‌بینی)	۶۳۵۹۵	۶۵۵۱۶	۶۸۱۱۲	۷۰۱۶۷	۷۲۷۵۲	۷۵۵۴۸	۷۸۳۰۱	۸۱۵۷۸	۸۵۰۳۸	۸۸۱۱۸	۹۳۱۴۱
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان شبکه با درنظر گرفتن میزان رزرو موزد نیاز (محاسبه رزرو از طریق فرمول)	۶۶۱۵۰	۶۸۱۳۴	۷۰۸۰۷	۷۲۹۲۸	۷۵۵۸۷	۷۸۴۵۱	۸۱۲۷۷	۸۴۶۲۴	۸۸۱۵۵	۹۲۰۰۵	۹۶۳۹۹
میزان افزایش اوج بار		۲۵۳۸	۵۲۹۰	۴۸۱۶	۵۴۲۰	۵۶۹۹	۵۷۲۹	۶۳۲۲	۶۵۷۶	۶۹۶۸	۷۵۸۱

مأخذ: یافته های پژوهش

۳.۴ محاسبه و تحلیل سهم نیروگاه‌های حرارتی

در این بخش، به‌منظور تأمین افزایش بار پیش‌بینی شده در سال‌های آتی، سهم تولید توان، ازطریق بخش حرارتی خصوصی، تعیین خواهد شد. به‌این‌منظور، تکالیف معوّقهٔ برنامهٔ ششم، در زمینهٔ افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی، به دو روش خصوصی و بیع متقابل و برنامه احداث ظرفیت‌های جدید نیروگاهی، ازطریق بخش خصوصی، طی سال‌های برنامهٔ هفتم، باید مشخّص شود. آنچه که در ارتباط با تعیین ظرفیت احداث واحدهای حرارتی جدید حائز اهمّیّت است، توجّه به محدودیت تأمین سوخت نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های برنامه‌ریزی است. به‌این‌ترتیب، با درنظرگرفتن محدودیت گاز طبیعی و استخراج سهم تخصیص‌یافتهٔ گاز طبیعی به

بخش نیروگاهی، ازطریق گزارش‌های موثّق و موردِتأیید شورای عالی انرژی کشور، حدّاکثر پتانسیل توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی، در سال‌های مطالعه حاصل می‌شود.

مطابق با گزارش دریافتی از شرکت مادر تخصّصی تولید نیروی برق حرارتی، ظرفیت‌های نامی خصوصی دارای قرارداد که به مرحله بهره‌برداری رسیده‌اند، در جدول ۷ گردآوری شده است. نیروگاه‌های تربت حیدریه با ظرفیت ۴۸۴ مگاوات، آریان با ۵۴۶ مگاوات، و قشم، با افزایش ظرفیت ۱۵۰ مگاوات (ظرفیت کل ۵۰۰ مگاوات)، نیروگاه‌های جدید بهره‌برداری شده ازطریق بخش خصوصی، مختص برنامهٔ توسعهٔ هفتم هستند. تکلیف محقّق نشده وزارت نیرو در برنامهٔ توسعهٔ ششم، افزایش ظرفیت ۲۲۸۱ مگاواتی در بخش حرارتی خصوصی بوده است که به میزان ۱۲۴۲ مگاوات در برنامهٔ توسعهٔ هفتم محقّق می‌شود و برای افزایش ظرفیت ۱۰۳۹ مگاواتی از معوّقه‌های برنامهٔ ششم در زمینهٔ افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خصوصی، باید برنامه‌ریزی انجام داد. ازطرفی، ۲۵۶۵ مگاوات از برنامهٔ توسعهٔ ششم، در بحث افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها به روش بیع متقابل نیز، به‌صورت معوّقه و تکلیف درآمده است که به‌این‌ترتیب ۳۶۰۴ مگاوات مجموع ظرفیت‌های حرارتی محقّق نشده، به دو روش خصوصی و بیع متقابل، در طول برنامهٔ ششم است.

جدول۷: ظرفیت‌های نامی دارای قرارداد (بهره‌برداری شده) در انتهای سال پرداخت در برنامه‌های توسعهٔ ششم و هفتم

نام نیروگاه	ظرفیت‌های نامی دارای قرارداد (بهره‌برداری شده) در انتهای سال پرداخت (مگاوات)						
	سال‌های باقیمانده برنامه توسعه ششم		سال‌های برنامه توسعه هفتم				
	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵
خرّم‌آباد	۳۲۴	۴۸۴	۴۸۴	۴۸۴	۴۸۴	۴۸۴	۴۸۴
تربت حیدریه	–	–	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶
دالاهو	۶۱۷	۹۱۲	۹۱۲	۹۱۲	۹۱۲	۹۱۲	۹۱۲
کاسپین	۴۵۷	۴۵۷	۴۵۷	۴۵۷	۴۵۷	۴۵۷	۴۵۷
آریان	–	–	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶
قشم	۳۵۰	۳۵۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰
هریس	۳۱۰	۴۹۰	۴۹۰	۴۹۰	۴۹۰	۴۹۰	۴۹۰
سبزوار	–	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶	۵۴۶

مأخذ: یافته های پژوهش

۴.۴ نتایج لحاظ محدودیت عرضهٔ سوخت نیروگاهی

مصرف سوخت گاز، به‌دلایلی ازجمله کاهش اثرات سوء زیست‌محیطی، سهولت بهره‌برداری و کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری، نسبت به سوخت مایع برتری دارد. ازجمله دلایل دیگر می‌توان به ابعاد اقتصادی مصرف گاز طبیعی و امکانات بهتر صادرات سوخت مایع اشاره کرد. شایان ذکر است در فصل زمستان، به‌دلیل افزایش مصارف غیر نیروگاهی و همچنین کاهش افت فشار خطوط گاز، نیروگاه‌ها با محدودیت مصرف گاز مواجه می‌شوند و مجبور به استفاده از سوخت مایع هستند. وزارت نفت، با تدوین سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور براساس گزینه‌های بهینه‌سازی (غیرقیمتی و قیمتی) در ماه‌های عادّی و سرد سال تا افق ۱۴۲۰، به بررسی نحوهٔ تأمین امنیت عرضهٔ گاز طبیعی در کشور پرداخته است؛ به‌صورتی‌که علاوه‌بر پاسخ به تقاضای بهینه در بخش‌های مختلف، بیشترین ارزش افزوده در زنجیرهٔ تأمین و مصرف گاز طبیعی حاصل شود.

در سند نامبرده، ابتدا وضع موجود مصرف گاز، در بخش‌های مختلف، موردِ بررسی قرار گرفته است و سپس، تقاضای گاز، در گزینهٔ ادامهٔ روند موجود تا افق ۱۴۲۰، پیش‌بینی شده است. درادامه، باتوجّه‌به اهمّیّت مدیریت مصرف گاز و ارزش‌آفرینی حدّاکثری از این سوخت، با عنایت به مزیّت نسبی کشور از لحاظ حجم ذخایر گاز طبیعی، سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف گاز، براساس الزامات قانونی و مقتضیات صرفه‌جویی در مصرف، احصا شده است. به‌منظور بررسی نتایج حاصل از اجرای سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف گاز (غیرقیمتی و قیمتی) از مجموعهٔ به هم‌پیوستهٔ مدل‌های انرژی در بخش تقاضا، عرضه و اقتصاد کلان استفاده شده است (سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق ۱۴۲۰، ۱۳۹۹). منظور از سیاست‌های بهینه سازی مصرف گاز غیرقیمتی، سیاست‌هایی است که بدون دخالت قیمت (پرداخت هزینه مصرف) اجرا می گردند؛ از جملهٔ این موارد می‌توان به فرهنگ‌سازی مصرف گاز و انرژی اشاره نمود. منظور از سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف گاز قیمتی نیز، اتخاذ سیاست‌های مبتنی بر قیمت و یا پرداخت هزینهٔ مصرف انرژی است؛ به‌عنوان‌مثال، می‌توان به افزایش هزینه، متناسب با مقدار مصرف انرژی اشاره نمود. با استفاده از مدل مزبور، تراز گاز طبیعی در بخش‌های عرضه و تقاضا، براساس گزینه‌های غیرقیمتی و قیمتی بهینه‌سازی مصرف، در شرایط رشد

اقتصادی متوسّط، پیش‌بینی و مورد تجزیه‌وتحلیل قرار گرفته است. درنهایت، با ارزیابی گزینه‌های پیشنهادی، بهترین گزینهٔ ممکن، با در نظر گرفتن شرایط کنونی کشور به لحاظ سطح فنّاوری، شرایط اجتماعی و ظرفیت‌های داخلی، انتخاب گردیده است. به‌این‌ترتیب، پیش‌بینی متوسّط مصرف سوخت سالیانهٔ بخش نیروگاهی کشور، براساس گزینه‌های مورد بررسی، شامل سه سناریو است:

ادامه روند کنونی (سناریوی مرجع)، بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیرقیمتی و بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیرقیمتی و قیمتی در طول ۸ ماه عادّی سال و ۴ ماه سرد سال، در جدول ۸ و ۹، به شرح زیر گردآوری شده است:

جدول۸: پیش‌بینی متوسّط مصرف بخش نیروگاهی براساس گزینه‌های مورد بررسی سال‌های ۱۴۰۱-۱۴۰۵ در برنامهٔ توسعهٔ هفتم (میلیون‌مترمکعب در روز)

	گزینه	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵
۸ ماه عادّی سال	ادامه روند کنونی	۲۷۴/۸	۲۸۵/۹	۲۹۷/۵	۳۰۹/۶	۳۲۳/۸
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی	۲۵۸/۳	۲۶۳/۹	۲۶۹/۶	۲۷۵/۴	۲۷۸/۶
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های قیمتی و غیر قیمتی	۲۵۵	۲۵۷/۲	۲۵۹/۴	۲۶۱/۶	۲۶۴/۷
۴ ماه سرد سال	ادامه روند کنونی	۱۸۴/۴	۱۹۱/۸	۱۹۹/۶	۲۰۷/۷	۲۱۷/۲
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی	۱۷۳/۳	۱۷۷	۱۸۰/۸	۱۸۴/۷	۱۸۶/۹
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی و قیمتی	۱۷۱/۱	۱۷۲/۶	۱۷۴	۱۷۵/۵	۱۷۷/۶

مأخذ: سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی مصوّب شورای عالی انرژی (۱۳۹۹)

جدول۹: پیش‌بینی متوسّط مصرف بخش نیروگاهی براساس گزینه‌های مورد بررسی سال‌های ۱۴۰۶-۱۴۱۰در برنامهٔ توسعهٔ هشتم (میلیون‌مترمکعب در روز)

	گزینه	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
۸ ماه عادّی سال	ادامه روند کنونی	۳۳۸/۶	۳۵۴/۱	۳۷۰/۴	۳۸۷/۴	۴۰۵/۱
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی	۲۸۱/۹	۲۸۵/۲	۲۸۸/۶	۲۹۲	۲۹۵/۴
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های قیمتی و غیر قیمتی	۲۶۷/۸	۲۷۰/۹	۲۷۴/۱	۲۷۷/۳	۲۸۰/۶
۴ ماه سرد سال	ادامه روند کنونی	۲۲۷/۲	۲۳۷/۶	۲۴۸/۴	۲۵۹/۸	۲۷۱/۷
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی	۱۸۹/۱	۱۹۱/۳	۱۹۳/۶	۱۹۵/۹	۱۹۸/۲
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی و قیمتی	۱۷۹/۷	۱۸۱/۸	۱۸۳/۹	۱۸۶/۱	۱۸۸/۳

مأخذ: سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی مصوّب شورای عالی انرژی (۱۳۹۹)

باتوجّه‌به سهمیهٔ تعیین شدهٔ عرضه گاز طبیعی در بخش نیروگاهی، طی سه سناریو، که در جدول‌های ۷ و ۸ آورده شده است، می‌توان به حدّاکثر افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی کشور در برنامه‌ریزی برنامهٔ هفتم، به‌منظور بهره‌برداری از آن در برنامهٔ هشتم دست یافت. قراردادهای مربوط به سرمایه‌گذاری احداث واحدهای حرارتی جدید در سال‌های ۱۴۰۵-۱۴۰۱ منعقد می‌گردد و با فرض اینکه دورهٔ ساخت، پیش‌راه‌اندازی و راه‌اندازی تکمیلی نیروگاه‌های حرارتی جدیدِ اضافه شده ۴ سال است، عملاً باید به محدودیت عرضهٔ سوخت گاز طبیعی برای سال‌های ۱۴۰۵-۱۴۰۹ و متعاقباً، رشد بار این سال‌ها توجّه شود. مطابق با جدول ۱۰، باتوجّه‌به افزایش حجم سوخت تخصیص‌یافته در هر سال، می‌توان حدّاکثر پتانسیل افزایش ظرفیت حرارتی را محاسبه نمود و باتوجّه‌به عدد به‌دست‌آمده، برای توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی، برنامه‌ریزی و اقدام نمود.

جدول۱۰: پتانسیل توسعهٔ حدّاکثر توان تولید شده با توجّه به اعمال محدودیت سوخت در دو سناریوی بهینه‌سازی مصرف گاز برای برنامه‌ریزی در برنامهٔ هفتم توسعه

	سناریوهای مطرح													
	بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی							بهینه‌سازی براساس سیاست‌های غیر قیمتی و قیمتی						
	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
حجم افزایش سوخت تخصیص‌یافته به تفکیک سال‌ها (میلیون متر مکعب)	۱۷۱۰	۱۰۴۹	۱۰۷۴	۱۰۷۴	۱۳۰۴	۹۱۷	۱۱۱۰	۵۴۶	۱۰۱۳	۱۰۱۳	۱۰۱۲	۱۲۲۱	۸۶۵	۱۰۷۴
متوسّط راندمان نیروگاه‌ها (درصد)	۴۱/۴	۴۲	۴۲/۶	۴۳/۲	۴۳/۸	۴۴/۴	۴۵	۴۱/۴	۴۲	۴۲/۶	۴۳/۲	۴۳/۸	۴۴/۴	۴۵
ضریب بار (درصد)	۶۶/۵	۶۵/۳	۶۸/۳	۶۶	۶۷/۸	۶۸/۵	۶۶/۷	۶۶/۵	۶۵/۳	۶۸/۳	۶۶	۶۷/۸	۶۸/۵	۶۶/۷
ارزش حرارتی گاز طبیعی (کیلوکالری بر متر مکعب)	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷	۸۵۴۷
افزایش انرژی تولیدی (گیگاوات‌ساعت)	۷۰۳۳	۴۳۷۷	۴۵۴۳	۴۶۰۷	۵۶۷۲	۴۰۴۲	۴۹۶۲	۲۲۴۴	۴۲۲۴	۴۲۸۵	۴۳۴۵	۵۳۱۲	۳۸۱۶	۴۷۹۹
حداکثر پتانسیل افزایش ظرفیت تولید توان حرارتی (مگاوات)	۱۲۰۷	۷۶۶	۷۵۹	۷۹۶	۹۵۵	۶۷۴	۸۵۰	۳۸۵	۷۳۹	۷۱۶	۷۵۱	۸۹۴	۶۳۶	۸۲۲

مأخذ: یافته‌های پژوهش

مطابق با جدول تنظیم شدهٔ ۱۰، در سناریوی اوّل بهینه‌سازی مصرف گاز، میزان افزایش سوخت تخصیص‌یافته در سال ۱۴۰۶، نسبت به سال قبل، ۱۰۷۴ میلیون مترمکعب در سال بوده است که با مشخّصات درنظرگرفته‌شده برای بهره‌برداری نیروگاه‌ها در سال ۱۴۰۶ و ضریب بار پیش‌بینی شده برای این سال، پتانسیل افزایش ظرفیت حرارتی سال ۱۴۰۶، به میزان ۷۵۹ مگاوات محسوب می‌شود. باتوجّه‌به حجم سوخت درنظرگرفته‌شده برای سال ۱۴۰۶ در بخش نیروگاه‌های حرارتی، در سناریوی ادامهٔ روند فعلی، ظرفیت کل تولید توان حرارتی کشور، به

میزان ۷۸۰۴۸ مگاوات به‌دست می‌آید. ازطرفی، از آنجاکه در سناریوی ادامه روند، تراز منفی گاز در سال‌های آینده حاصل می‌شود، لذا باید، قطعاً از گزینه‌های صرفه‌جویی مصرف گاز، براساس سیاست‌های غیرقیمتی و قیمتی استفاده کرد. مطابق با گزینه‌های اخیر، حدّاکثر توان تولیدشده، به‌ترتیب، به ۶۴۹۷۴ و ۶۱۷۲۹ مگاوات می‌رسد که نسبت به سناریوی ادامهٔ روند، به‌دلیل محدودیت عرضهٔ سوخت کاهش یافته است. به‌همین‌ترتیب، در سال ۱۴۰۷، حجم سوخت تخصیص یافته نسبت به سال قبل ۱۰۷۴ مگاوات افزایش می‌یابد که باتوجّه‌به مشخّصات بار و بهره‌برداری نیروگاه‌ها، معادل افزایش ظرفیت حرارتی کشور به میزان ۷۹۶ مگاوات است. مطابق آنچه بیان شد، تحلیل‌های مشابهی را برای سایر سال‌های توسعه می‌توان داشت.

۵.۴ برنامه‌ریزی افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها در برنامهٔ هفتم توسعه

در جدول ۸، برنامهٔ افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها، برای تأمین بار در هریک از سال‌های برنامهٔ هفتم، گردآوری شده است. لازم به ذکر است که برای به‌دست آوردن برنامهٔ توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی، برای تأمین بار در طی هریک از سال‌های برنامهٔ هفتم، رشد بار برآورد شده در جدول ۶، در نظر گرفته شده است.

در بحث تعیین برنامهٔ توسعه به‌منظور برآورد افزایش اوج بار اتّفاق افتاده در هریک از سال‌های برنامهٔ توسعهٔ هفتم، مطابق با آخرین آمار تفصیلی منتشرشدهٔ در دسترس، در سال ۱۳۹۹، برای ورود دو نیروگاه حرارتی دولتی به نام‌های «سهند آذربایجان شرقی» و «رامین اهواز»، هریک به ظرفیت ۳۰۷ مگاوات، و درمجموع ۶۱۴ مگاوات، برای سال ۱۴۰۱، برنامه‌ریزی صورت گرفته است. در سال ۱۴۰۲ نیز، وزارت نیرو برای ورود نیروگاه حرارتی و دولتی نکا، با ظرفیت ۱۶۲ مگاوات، برنامه‌ریزی کرده است. سال ۱۴۰۴ و ۱۴۰۶ نیز، به‌ترتیب، برای ورود فاز ۲ و ۳ نیروگاه اتمی بوشهر، هر یک با ظرفیت ۱۰۵۰ مگاوات، برنامه‌ریزی شده است. باتوجّه‌به کاهش بارندگی‌ها و محدودتر شدن استفاده از پتانسیل نیروگاه‌های برق‌آبی، ظرفیت جدیدالاحداث این نوع از نیروگاه‌ها، در سال‌های آتی، صفر لحاظ می‌شود. مطابق با سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق ۱۴۲۰، پیش‌فرض ورود ظرفیت جدید نیروگاه‌های تجدیدپذیر از سال ۱۴۰۱-۱۴۰۵ سالیانه، به میزان ۱۰۰۰ مگاوات و طی دورهٔ زمانی ۱۴۰۶-۱۴۱۰ سالیانه، به میزان

۱۲۰۰ مگاوات برقرار است. باید تکلیف شود که در سال‌های ۱۴۰۲-۱۴۰۵، سالیانه، ۱۷۲۱/۴ مگاوات نیروگاه جدید سیکل ترکیبی وارد مدار گردد. محاسبات مربوط به حداکثر پتانسیل افزایش توان حرارتی نیروگاه‌ها، منطبق با جدول ۱۰، ارائه گردیده است. به‌این‌ترتیب، از تفاضل ردیف میزان افزایش اوج بار پیش‌بینی شده، برای هریک از سال‌های آتی، با مجموع ظرفیت ورود انواع نیروگاه‌های تولید برق و همچنین حداکثر افزایش ظرفیت توان حرارتی، میزان باقی‌ماندهٔ ظرفیت موردِنیاز توسعه ازطریق سایر تکنولوژی‌ها، در هریک از سال‌ها، محاسبه می‌شود. در جدول ۱۱، همهٔ موارد مطرح‌شده گردآوری شده است.

جدول۱۱: ظرفیت مورد نیاز توسعه در هر یک از سال‌های ۱۴۰۱-۱۴۱۰ (مگاوات)

سال		۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان (مطابق با الگوی حاصل از پیش‌بینی)		۶۳۵۹۵	۶۵۵۱۶	۶۸۱۱۲	۷۰۱۶۷	۷۲۷۵۲	۷۵۵۴۸	۷۸۳۰۱	۸۱۵۷۸	۸۵۰۳۸	۸۸۸۱۸	۹۳۱۴۱
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان شبکه با درنظر گرفتن میزان وزرو موزد نیاز (محاسبه وزرو از طریق فرمول)		۶۶۱۵۰	۶۸۱۳۴	۷۰۸۰۷	۷۲۹۲۸	۷۵۵۸۷	۷۸۴۵۱	۸۱۲۷۷	۸۴۶۲۴	۸۸۱۵۵	۹۲۰۰۵	۹۶۳۹۹
میزان افزایش اوج بار			۴۵۳۸	۵۲۹۰	۴۸۱۶	۵۴۲۰	۵۶۹۹	۵۷۲۹	۶۳۲۲	۶۵۷۶	۶۹۶۸	۷۵۸۱
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برنامه‌ریزی شده دولتی			۶۱۴	۱۶۲	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برقآبی			۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود برنامه‌ریزی شده نیروگاه اتمی بوشهر فاز ۲ و ۳			۰	۰	۰	۱۰۵۰	۰	۱۰۵۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر مطابق با سند گاز			۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰
ظرفیت تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی				۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت حداکثر افزایش توان حرارتی نیروگاه‌ها	سناریوی غیر قیمتی					۱۲۰۷	۷۶۶	۷۵۹	۷۹۶	۹۵۵	۶۷۴	۸۵۰
	سناریوی غیر قیمتی و قیمتی					۳۸۵	۷۳۹	۷۱۶	۷۵۱	۸۹۴	۶۳۶	۸۲۲
باقیمانده ظرفیت مورد نیاز برای توسعه (سایر تکنولوژی‌ها)			۲۹۲۴	۲۴۰۷	۲۰۹۴	۴۴۱	۲۲۱۲	۲۷۲۰	۴۳۲۶	۴۴۲۱	۵۰۹۴	۵۵۳۱

مأخذ: یافته‌های پژوهش

لازم به ذکر است، برای بار باقیماندهٔ سال‌های ۱۴۰۱-۱۴۰۳، امکان تأمین برق ازطریق نیروگاه‌های حرارتی در برنامهٔ هفتم وجود ندارد؛ زیرا زمان لازم برای احداث نیروگاه ۴ سال است. باوجوداین، برای سال‌های ۱۴۰۴ و ۱۴۰۵ می‌توان برای تأمین بار باقی‌مانده، ازطریق توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ اقدام نمود؛ البتّه، باید به محدودیت تأمین سوخت سال‌های ۱۴۰۵-۱۴۰۴، برای برآورد بار در سال‌های مذکور توجّه نمود. در جدول ۱۲ تمام برنامه‌ریزی‌ها به‌منظور عقد قرارداد در زمینهٔ نیروگاه حرارتی و سایر انواع نیروگاه آورده شده تا به‌این‌ترتیب، به افزایش بار رخ‌داده در برنامهٔ هفتم پاسخ داده شود. مطابق با جدول

۱۲، در طول برنامهٔ هفتم، باتوجّه‌به محدودیت سوخت موجود در کشور و با نگاه به ۴ سال آینده در ساخت نیروگاه و براساس بهینه‌سازی مصرف گاز در سناریوی غیرقیمتی، حداکثر، می‌توان برای افزایش ظرفیت توان حرارتی به میزان ۵۱۵۷ مگاوات برنامه‌ریزی نمود. همچنین، به ۱۰۰۷۹ مگاوات افزایش ظرفیت در سایر تکنولوژی‌های تولید برق، به‌منظور برآورد افزایش بار رخداده در برنامهٔ هفتم، نیاز است. درمجموع، میزان نیاز به توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی، در زمینهٔ حرارتی و غیرحرارتی، به اندازهٔ ۱۵۲۳۶ مگاوات محاسبه شده است که باتوجّه‌به پیش‌فرض‌های ورود ظرفیت‌های جدید ذکرشده در جدول برآورد گردیده است. تحلیلی مشابه آنچه بیان گردید، در ارتباط با افزایش ظرفیت تولید برق حرارتی، باتوجّه‌به مجموع سناریوی غیرقیمتی و قیمتی، در جدول ۱۳ برقرار است.

جدول۱۲: برنامه‌ریزی به‌منظور عقد قرارداد در زمینهٔ افزایش ظرفیت حرارتی و سایر باتوجّه‌به سناریوی غیرقیمتی، (مگاوات)

سال	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان (مطابق با الگوی حاصل از پیش‌بینی)	۶۳۵۹۵	۶۵۵۱۶	۶۸۱۱۲	۷۰۱۶۷	۷۲۷۵۲	۷۵۵۴۸
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان شبکه با در نظر گرفتن میزان رزرو موزد نیاز (محاسبه رزرو از طریق فرمول)	۶۶۱۵۰	۶۸۱۳۴	۷۰۸۰۷	۷۲۹۲۸	۷۵۵۸۷	۷۸۴۵۱
میزان افزایش اوج بار		۴۵۳۸	۵۲۹۰	۴۸۱۶	۵۴۲۰	۵۶۹۹
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برنامه‌ریزی شده دولتی		۶۱۴	۱۶۲	۰	۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برقآبی		۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود برنامه‌ریزی شده نیروگاه اتمی بوشهر فاز ۲ و ۳		۰	۰	۰	۱۰۵۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر مطابق با سند گاز		۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
ظرفیت تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی			۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴
برنامه‌ریزی به‌منظور افزایش توان حرارتی (سناریوی غیر قیمتی)	۱۲۰۷	۷۶۶	۷۵۹	۷۹۶	۹۵۵	۶۷۴
برنامه‌ریزی باقیمانده ظرفیت مورد نیاز برای توسعه (سایر تکنولوژی‌ها)	۰	۲۹۲۴	۲۴۰۷	۲۰۹۴	۴۴۱	۲۲۱۲
کل برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت نیروگاهی	۱۲۰۷	۳۶۹۰	۳۱۶۶	۲۸۹۰	۱۳۹۶	۲۸۸۶
مجموع برنامه‌ریزی به‌منظور افزایش توان حرارتی در برنامه هفتم توسعه	۵۱۵۷					
مجموع برنامه‌ریزی به‌منظور توسعه سایر تکنولوژی‌ها در برنامه هفتم توسعه	۱۰۰۷۹					
مجموع برنامه‌ریزی عقد قرارداد به‌منظور توسعه نیروگاه‌ها در برنامه هفتم توسعه	۱۵۲۳۶					

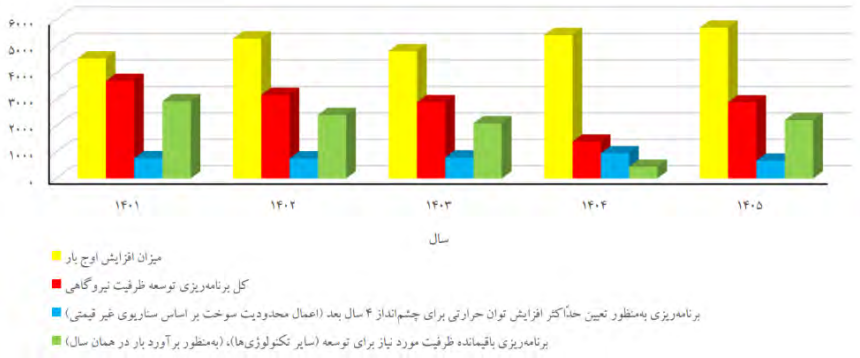
مأخذ: یافته‌های پژوهش

جدول ۱۳: برنامه‌ریزی به‌منظور عقد قرارداد در زمینهٔ افزایش ظرفیت حرارتی و سایر باتوجّه‌به سناریوی غیرقیمتی و قیمتی، (مگاوات)

سال	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان (مطابق با الگوی حاصل از پیش‌بینی)	۶۳۵۹۵	۶۵۵۱۶	۶۸۱۱۲	۷۰۱۶۷	۷۲۷۵۲	۷۵۵۴۸
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان شبکه با در نظر گرفتن میزان رزرو موزد نیاز (محاسبه رزرو از طریق فرمول)	۶۶۱۵۰	۶۸۱۳۴	۷۰۸۰۷	۷۲۹۲۸	۷۵۵۸۷	۷۸۴۵۱
میزان افزایش اوج بار		۴۵۳۸	۵۲۹۰	۴۸۱۶	۵۴۲۰	۵۶۹۹
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برنامه‌ریزی شده دولتی		۶۱۴	۱۶۲	۰	۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برقآبی		۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود برنامه‌ریزی شده نیروگاه اتمی بوشهر فاز ۲ و ۳		۰	۰	۰	۱۰۵۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر مطابق با سند گاز		۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰
ظرفیت تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی			۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴
برنامه‌ریزی به‌منظور افزایش توان حرارتی	۳۸۵	۷۳۹	۷۱۶	۷۵۱	۸۹۴	۶۳۶
برنامه‌ریزی باقیمانده ظرفیت مورد نیاز برای توسعه (سایر تکنولوژی‌ها)	۰	۲۹۲۴	۲۴۰۷	۲۰۹۴	۴۶۱	۲۲۱۲
کل برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت نیروگاهی	۳۸۵	۳۶۶۳	۳۱۲۳	۲۸۴۵	۱۳۳۵	۲۸۴۸
مجموع برنامه‌ریزی به‌منظور افزایش توان حرارتی در برنامه هفتم توسعه	۴۱۲۱					
مجموع برنامه‌ریزی به‌منظور توسعه سایر تکنولوژی‌ها در برنامه هفتم توسعه	۱۰۰۷۹					
مجموع برنامه‌ریزی عقد قرارداد به‌منظور توسعه نیروگاه‌ها در برنامه هفتم توسعه	۱۴۲۰۰					

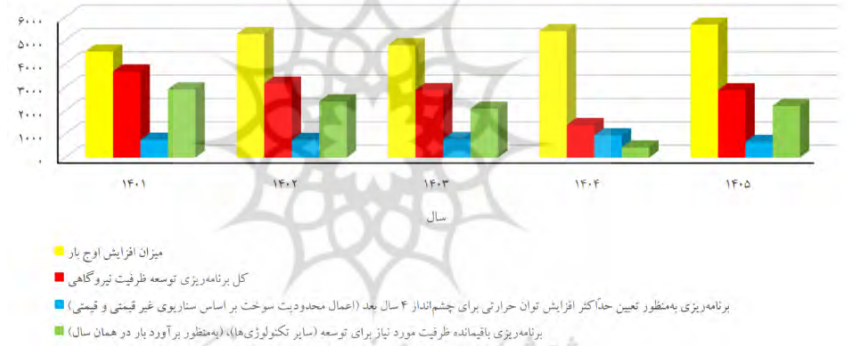
مأخذ: یافته های پژوهش

در شکل ۶ و ۷ ، ستون‌های زردرنگ مربوط به میزان افزایش اوج بار پیش‌بینی‌شده برای هریک از سال‌های ۱۴۰۱ الی ۱۴۰۵ است. ستون سبزرنگ، کلّ برنامه‌ریزی توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی، برای هریک از سال‌های توسعهٔ برنامهٔ هفتم را نشان می‌دهد که برابر مجموع برنامه‌ریزی به‌منظور تعیین حدّاکثر افزایش توان حرارتی، به‌علاوهٔ برنامه‌ریزی باقی‌ماندهٔ ظرفیت موردِنیاز برای توسعهٔ سایر تکنولوژی‌ها است. لازم به ذکر است، برنامه‌ریزی افزایش توان حرارتی به‌منظور بهره‌برداری، برای چهار سال بعد صورت می‌گیرد و برنامه‌ریزی باقی‌ماندهٔ ظرفیت مورد نیاز برای توسعهٔ سایر تکنولوژی‌ها در هرسال، براساس رشد نیاز مصرف بار در همان سال، محاسبه شده است؛ مطابق با جدول، باقی‌ماندهٔ بار در هرسال، ازطریق ورود برنامه‌ریزی شده نیروگاه‌های حرارتی دولتی، تجدیدپذیر و اتمی تأمین می‌شود.



شکل۶: میزان برنامه‌ریزی مورد نیاز برای افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۴۰۱-۱۴۰۵ (اعمال محدودیت سوخت براساس سناریوی غیرقیمتی)

مأخذ: یافته‌های پژوهش



شکل۷: میزان برنامه‌ریزی موردِ نیاز برای افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها در سالهای ۱۴۰۵-۱۴۰۱ (اعمال محدودیت سوخت براساس سناریوی غیر قیمتی و قیمتی)

مأخذ: یافته های پژوهش

جدول ۱۴ برنامهٔ تأمین افزایش بار رخداده در هریک از سال‌های برنامهٔ هفتم و هشتم را براساس پیش‌فرض‌های مبتنی بر برنامه‌ریزی نشان می‌دهد. برای تأمین بخشی از افزایش اوج بار پیش‌بینی‌شده در برنامهٔ توسعهٔ هشتم (۱۴۱۰- ۱۴۰۶) ازطریق افزایش توان حرارتی، باتوجّه‌به محدودیت‌های موجود در زمینه گازرسانی به نیروگاه‌ها، باید در سال‌های برنامهٔ هفتم، برنامه‌ریزی صورت پذیرد. جایگاه بخش

حرارتی خصوصی، در تأمین بار پیش‌بینی‌شدهٔ سال‌های برنامهٔ هشتم، ازطریق مقایسهٔ ظرفیت موردِ نیاز توسعهٔ نیروگاهی در سال‌های مذکور، با پتانسیل افزایش ظرفیت تولید توان حرارتی در پیک هم‌زمان شبکه در این سال‌ها، باتوجّه‌به محدودیت سوخت اعمال شده در سناریوهای درنظرگرفته شده، به دست می‌آید.

جدول۱۴: برنامه تأمین افزایش بار رخ داده در هریک از سال‌های برنامهٔ هفتم و هشتم براساس پیش‌فرض‌های مبتنی بر برنامه‌ریزی

سال		۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰
میزان افزایش اوج بار			۴۵۳۸	۵۲۹۰	۴۸۱۶	۵۴۲۰	۵۶۹۹	۵۷۲۹	۶۳۲۲	۶۵۷۶	۶۹۶۸	۷۵۸۱
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برنامه‌ریزی شده دولتی			۶۱۴	۱۶۲	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های برقآبی			۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود برنامه‌ریزی شده نیروگاه اتمی بوشهر فاز ۲ و ۳			۰	۰	۰	۱۰۵۰	۰	۱۰۵۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر مطابق با سند گاز			۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰	۱۲۰۰
ظرفیت تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی				۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۱۷۲۱/۴	۰	۰	۰	۰	۰
ظرفیت حداکثرافزایش توان حرارتی نیروگاه‌ها	(سناریوی غیر قیمتی)					۱۲۰۷	۷۶۶	۷۵۹	۷۹۶	۹۵۵	۶۷۴	۸۵۰
	سناریوی غیر قیمتی و قیمتی)					۳۸۵	۷۳۹	۷۱۶	۷۵۱	۸۹۴	۶۳۶	۸۲۲
باقیمانده ظرفیت مورد نیاز برای توسعه (سایر تکنولوژی‌ها)			۲۹۲۴	۲۴۰۷	۲۰۹۴	۴۴۱	۲۲۱۲	۲۷۲۰	۴۳۲۶	۴۴۲۱	۵۰۹۴	۵۵۳۱

مأخذ: یافته های پژوهش

۵ جمع‌بندی (نتیجه‌گیری و ارائهٔ پیشنهادهای سیاستی)

نیاز مبرم و فزاینده به انرژی الکتریکی، به‌ویژه در بخش‌های صنعتی، خانگی، تجاری و کشاورزی از یک سو و محدودیت منابع انرژی فسیلی در کنار افزایش نگرانی‌های زیست‌محیطی ناشی از مصرف این منابع برای تولید برق ازسوی‌دیگر، لزوم برنامه‌ریزی بلندمدّت برای فرآیند عرضه و مصرف انرژی الکتریکی را اجتناب‌ناپذیر ساخته است. اوّلین گام در زنجیرهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ ظرفیت تولید نیروگاهی، پیش‌بینی بلندمدّت اوج بار سالیانه است. دراین‌راستا و باتوجّه‌به اهداف مدّنظر مقالهٔ حاضر، پیش‌بینی اوج بار شبکهٔ برق ایران، برای سال‌های ۱۴۱۰-۱۳۹۹، با استفاده از دو روش سری زمانی (آریما) و روش‌های مبتنی بر هوش مصنوعی (شبکهٔ عصبی نارکس) صورت گرفته است. نتایج به‌دست آمده ازطریق روش‌های پیش‌بینی نامبرده، با نتایج پیش‌بینی اوج بار منتشر شده از طرف توانیر، مقایسه گردید که گویای نزدیکی بسیار بالای نتایج به‌دست‌آمده است. همچنین، اثر مصرف برق ناشی از استخراج ارزهای دیجیتال و اثر مصرف برق صنایع مطابق با سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور، براساس گزینه‌های بهینه‌سازی (غیرقیمتی و قیمتی)

در ماه‌های عادّی و سرد سال تا افق ۱۴۲۰، به‌عنوان دو متغیّر نوظهور و برون‌زا، بر میزان رشد اوج بار پیش‌بینی‌شده در شبکه بررسی گردید. همچنین، نحوهٔ برآورد خاموشی‌ها در انتهای فصل ذکر گردیده است و عدد مربوط به آن، به‌منظور برآورد در حدّاکثر نیاز مصرف اصلاح‌شده، هم‌زمان دیده شده است. سپس، میزان عملی تحقّق برنامه‌های چهارم، پنجم و ششم توسعه و سهم نیروگاه‌های خصوصی، مطابق با اسناد بالادستی، بررسی شد و میزان اهداق تحقّق نیافتهٔ هریک از برنامه‌ها محاسبه گردید. درنهایت، برآورد اوج بار پیش‌بینی‌شده، در سال‌های آتی، در کنار میزان تحقّق نیافتن هریک از برنامه‌های توسعهٔ کشور، در حوزهٔ ساخت ظرفیت‌های جدید نیروگاهی تحت مالکیت بخش خصوصی، به‌منظور برنامه‌ریزی توسعهٔ تولید استفاده گردید.

از محدودیت های این تحقیق می‌توان به فرض توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی، با لحاظ سیستم اقتصاد برق کنونی و براساس منابع گازی موجود کشور اشاره نمود. به‌دلیل اینکه درحال‌حاضر گازی که در اختیار نیروگاه‌های حرارتی قرار می‌گیرد، قیمتی ناچیز و تقریباً برابر با صفر دارد و براساس این قیمت، مدل اقتصادی نیروگاه‌های حرارتی در ایران پیکربندی شده است. درصورتی‌که بحث واردات گاز مطرح گردد، به‌دلیل اینکه قیمت سوخت بسیار افزایش می‌یابد (واردات با قیمت جهانی گاز)، سیستم اقتصاد برق دچار دگرگونی شده و نمی‌توان قیمت گاز وارداتی را همانند گاز تولیدی داخل کشور در مدل بررسی نمود.

با بررسی اسناد بالادستی، به‌ویژه بخش اجرایی برق و انرژی‌های پاک مندرج در برنامهٔ اجرایی طرح جامع انرژی کشور، و ارزیابی ظرفیت‌های جدید افزوده شده ازطریق آمار تفصیلی، تکالیف معوّقهٔ مربوط به توسعهٔ ظرفیت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی بخش خصوصی و بیع متقابل، درطول سال‌های برنامهٔ توسعهٔ ششم، یعنی ۱۴۰۰-۱۳۹۶، محاسبه شده است؛ آمار به دست آمده مؤیّد موضوع کمبود سرمایه‌گذاری ازطرف بخش خصوصی و پیشرفت نکردن به‌موقع طرح‌های برنامه‌ریزی شده است. تکلیف محقّق‌نشدهٔ وزارت نیرو در برنامهٔ توسعهٔ ششم، افزایش ظرفیت ۲۲۸۱ مگاواتی ازطریق بخش حرارتی خصوصی بوده است که به میزان ۱۲۴۲ مگاوات، ازطریق قراردادهای منعقدشده در طول برنامهٔ توسعهٔ هفتم، محقّق خواهد شد و برای افزایش ظرفیت ۱۰۳۹ مگاواتی، از معوّقه‌های برنامهٔ ششم در زمینهٔ افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خصوصی، باید برنامه‌ریزی انجام داد. ازطرفی،

۲۵۶۵ مگاوات از برنامهٔ توسعهٔ ششم در بحث افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها به روش بیع متقابل نیز، به‌صورت معوّقه و تکلیف درآمده است که به‌این‌ترتیب، ۳۶۰۴ مگاوات مجموع ظرفیت‌های حرارتی محقّق‌نشده، به دو روش خصوصی و بیع متقابل در برنامهٔ ششم است. پس از تعیین معوّقات برنامهٔ ششم در زمینهٔ افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی، به دو روش خصوصی و بیع متقابل، لازم است به‌منظور تأمین افزایش اوج بار پیش‌بینی شده در هریک از سال‌های برنامهٔ هفتم (۱۴۰۱-۱۴۰۵) نیز، برای توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی، برنامه‌ریزی صورت پذیرد. دراین‌راستا، پس از انجام پیش‌بینی اوج بار به‌صورت معمول، رشد مصرف ناشی از استخراج رمزارزها و همچنین رشد مربوط به بارهای صنعتی، به‌صورت دو متغیّر برون‌زا و نوظهور، بر شدّت اوج بار شبکه در سناریوهای جداگانه، مورد ارزیابی قرار گرفتند. همچنین، نحوهٔ برآورد خاموشی‌ها ذکر گردید و عدد مربوط به آن، به‌منظور برآورد در حدّاکثر نیاز مصرف اصلاح‌شده، هم‌زمان دیده شد. مطابق با نتایج به‌دست آمده، در طول تمام سال‌های برنامهٔ هفتم، باتوجّه‌به محدودیت سوخت موجود در کشور و با نگاه به ۴ سال آینده در ساخت نیروگاه و براساس بهینه‌سازی مصرف گاز در سناریوی غیر قیمتی، حدّاکثر می‌توان برای افزایش ظرفیت توان حرارتی به میزان ۵۱۵۷ مگاوات برنامه‌ریزی نمود. پتانسیل افزایش ظرفیت حرارتی، در سناریوی صرفه‌جویی براساس سیاست‌های غیرقیمتی و قیمتی، به میزان ۴۱۲۱ مگاوات محاسبه گردیده است. بنابراین با اتکا به نتایج تحقیق و در راستای درنظرگرفتن محدودیت سوخت برای نیروگاه‌های حرارتی پیشنهادهای سیاستی، به شرح زیر، ارائه می گردد:

به‌دلیل وجود محدودیت تأمین گاز برای نیروگاه‌ها در کشور و باتوجه‌به نتایج به‌دست‌آمده از مدل ارائه‌شده، امکان قابل‌توجهی برای افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی جدید، حداقل در کوتاه‌مدت، در دسترس نیست، بنابراین، در راهبرد پیشنهادی برای تأمین برق کشور، باید افزایش بهره‌وری نیروگاه‌های موجود در نظر گرفته شود. این افزایش بهره‌وری می تواند در قالب تکمیل بخش سیکل ترکیبی نیروگاه‌های گازی و همچنین افزایش بهره‌وری نیروگاه‌های گازی موجود صورت گیرد. لازم به ذکر است که طبق سند تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعیِ مصوب شورای عالی انرژی، حدوداً ۶ هزار مگاوات ظرفیت قابل‌تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی وجود دارد. ازطرفی، طبق سند تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی بهره‌وری متوسط نیروگاه‌های گازی موجود در کشور، حدود ۳۰ تا ۳۵ درصد بوده

است؛ درحالی‌که متوسط بهره‌وری نیروگاه‌های گازی در جهان، حدوداً ۳۵ تا ۴۰ درصد است (de Groot et al., 2017). همچنین، باتوجه‌به پتانسیل بالایی که کشور در بهره مندی از منابع تجدیدپذیر انرژی، نظیر انرژی خورشیدی و بادی دارد، پیشنهاد بعدی، متنوع‌سازی سبد تولید برق کشور است؛ به‌طوری‌که بخشی از انرژی مورد نیاز، از طریق این منابع تجدیدپذیر تأمین گردد. پیشنهاد سیاستی در سمت مصرف‌کننده، توجه به بهینه‌سازی مصرف انرژی و همچنین کاهش شدت مصرف انرژی است که همگام با پیشنهادهای فوق در سمت تولید (افزایش بهره وری و تولید تجدیدپذیر) در نظر گرفته می شود تا درنهایت، بتوان تراز تولید و مصرف برق در کشور را با لحاظ محدودیت سوخت گاز نیروگاه‌ها، به شکل مناسبی مدیریت نمود. به‌عنوان پیشنهاد، برای تحقیقات آینده در این زمینه، می توان به بررسی و تحلیل محدودیت‌ها و ارائهٔ راهکارهای تأمین مالی و سرمایه‌گذاری توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی توسط بخش خصوصی، براساس ظرفیت توسعه‌ای ارائه شده در این مقاله و همچنین، بررسی راهکار واردات گاز از کشورهای همسایه، به‌منظور تأمین برق در ساعات اوج بار و صادرات برق در مابقی ایام سال، به‌وسیلهٔ بخش خصوصی اشاره نمود.

منابع

بهارلو، ر. (۱۳۸۸). «پیش‌بینی سری زمانی با وابستگی‌های دراز مدّت، با استفاده از شبکهٔ عصبی بازگشتی NARX». دوازدهمین کنفرانس دانشجویی مهندسی برق، ص۱:۶.

حیرانی، حسین؛ علوی‌کوشا، احمدرضا و زارعی، محسن. (۱۴۰۰). «ارائهٔ مدل متوازن منابع و مصارف توسعهٔ نیروگاه‌های حرارتی تا افق ۱۴۰۵ (برنامهٔ هفتم توسعه) ». دومین کنفرانس پژوهش‌های کاربردی در مهندسی برق، اهواز.

سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق ۱۴۲۰، مصوبهٔ شورای عالی انرژی، مورخ ۲۹/۱۲/۹۹.

سهرابی، حسین ؛ صادقی، حسین؛ افضلیان، علی اکبر و حقانی، محمود. (۱۳۹۱). «مقایسهٔ کارایی الگوی ARIMA و شبکهٔ عصبی GMDH در پیش‌بینی تقاضای بلندمدت برق». بیست و هفتمین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران.

شکوری‌گنجوی، حامد؛ کاظمی، عالیه؛ عبدالله‌پور، سپهر و گلدانساز، سیدمحمدرضا. (۱۳۹۹). «ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر و گازی». *نشریهٔ انرژی ایران*، ۲۳ (۳):۳۳-۷.

صادقی، ح؛ افضلیان، ع.، و حقانی، م.، و سهرابی وفا، ح. (۱۳۹۱). «پیش‌بینی تقاضای بلندمدت انرژی الکتریکی با استفاده از الگوریتم ترکیبی عصبی- فازی و انبوه ذرات». *تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی*، ۳(۱۰): ۲۱-۵۶.

کریمی، ابراهیم؛ ذکری، مریم و مدنی، سیدمحمد. (۱۳۹۱). «پیش بینی بلندمدت بار به روش آنالیز موجک». بیست و هفتمین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران.

محقر، علی و نجف‌زاده، کیان. (۱۳۹۶). «مدل مبتنی بر پویایی سیستم برای توسعهٔ ظرفیت تولید برق در کشور». *فرایند مدیریت و توسعه*، ۳۰ (۲):۱۷۲-۱۴۵.

محمدی، تیمور؛ تکلیف، عاطفه و بختیار، محسن (۱۳۹۴). «تحلیل ظرفیت بهینهٔ نیروگاهی در ایران و بررسی اثرات صرفه‌جویی مصرف انرژی برآن». *فصلنامهٔ پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، ۱ (۱) :۱۳۷-۱۰۹.

مرزبان، ح ؛ اکبریان، ر و قاسمی، ع. (۱۳۸۴). «بررسی تقاضا برای انواع سوخت و جایگزینی بین آنها در نیروگاه های حرارتی تولید برق کشور (تابعهٔ وزارت نیرو). (۱۳۵۳-۱۳۸۰) ». *پژوهش‌های رشد و توسعهٔ پایدار (پژوهش‌های اقتصادی)*، ۵(۱۶): ۵۱-۷۴.

مونا گلچینپور. (۱۳۹۰). «مدیریت مؤثّر بخش انرژی کشور با بکارگیری مدل‌های انرژی»، *اکتشاف*، معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، (۸۰): ۱۱-۱۶.

نقش نیروگاه‌های حرارتی در تولید برق، (۲۴ فروردین ۱۴۰۰)، news.moe.gov.ir/News-List/62102

Aryanpur, V., Atabaki, M. S., Marzband, M., Siano, P., & Ghayoumi, K. (2019). An overview of energy planning in Iran and transition pathways towards sustainable electricity supply sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *112*, 58-74.

Atabaki, M. S., & Aryanpur, V. (2018). Multi-objective optimization for sustainable development of the power sector: An economic, environmental, and social analysis of Iran. *Energy*, *161*, 493-507.

Bitcoin Energy Consumption Index. (December 2022). Retrieved from https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption

Chang, X., Gao, M., Wang, Y., & Hou, X. (2012). Seasonal autoregressive integrated moving average model for precipitation time series. *Journal of Mathematics & Statistics*, *8*(4).

de Groot, M., Crijns-Graus, W., & Harmsen, R. (2017). The effects of variable renewable electricity on energy efficiency and full load hours of fossil-fired power plants in the European Union. *Energy*, *138*, 575-589.

de Oliveira, E. M., & Oliveira, F. L. C. (2018). Forecasting mid-long term electric energy consumption through bagging ARIMA and exponential smoothing methods. *Energy*, *144*, 776-788.

Essallah, S., & Khedher, A. (2019). A comparative study of long-term load forecasting techniques applied to Tunisian grid case. *Electrical Engineering*, *101*(4), 1235-1247.

Ethereum Energy Consumption Index. (December 2022). Retrieved from https://digiconomist.net/ethereum-energy-consumption

Meher, J., & Jha, R. (2013). Time-series analysis of monthly rainfall data for the Mahanadi River Basin, India. *Sciences in Cold and Arid Regions (SCAR)*.

MihanBlockchain. (2021, June 18). Bitcoin Mining and Blackouts in Iran. Retrieved from https://mihanblockchain.com/bitcoin-mining-and-blackouts-in-iran/

Wilcove, D. S., & Lee, J. (2004). Using economic and regulatory incentives to restore endangered species: lessons learned from three new programs. *Conservation biology*, *18*(3), 639-645.

Xiaofeng, L., & Chunshan, Y. (2014). Research and application of data mining and NARX neural networks in load forecasting. *International Journal of Database Theory and Application*, *7*(2), 13-24.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

Research Article

Planning the Development of Thermal Power Plants in the Seventh Development Plan, based on Gas Fuel Restrictions in Iran

Hossein Heirani*
Amir DoudabiNejad**
Seyed Mohammad Shobeiry***

Received: 19 December 2022 Accepted: 26 April 2023

Abstract

The development of thermal power plants for the continuous supply of electrical energy requires an average of at least 3 years, hence the necessity to plan for proper infrastructure and requirements. Governments strongly need the participation of the private sector for economic growth and increasing efficiency in the construction of power plants. The present research attempts to plan the development of thermal power plants to maximize the share of the development of private power plants considering the limitation of gas fuel in Iran in the 7th development plan. Therefore, to predict the peak load of the power grid during the study period, two methods of the Arima time series and Narx neural network are used. Also, the effect of two exogenous and emerging variables, including the growth of consumption resulting from the mining of crypto-currencies and the growth of industrial consumption on the peak load rate, is investigated. To achieve higher accuracy, the research method is formulated by combining mathematical modeling and considering general and experimental factors and limitations affecting the problem. Then, the

* Assistant Professor, Technology & Innovation Policy Studies Departments, National Research Institute for Science Policy (NRISP), Tehran, Iran (Corresponding Author). Email: Heirani@nrisp.ac.ir

** PhD in Oil and Gas Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran.

*** PhD students in Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran.

capacity of private power plant development to provide the expected load increase in the study period is determined according to the fuel limit stated in the upstream documents. The results demonstrate that during the years of the 7th plan, due to the maximum fuel limit, it is possible to plan to increase the thermal power capacity by 5157 megawatts.

Keywords: Macro-planning, Load Forecasting, Energy Policy, Thermal Power Plant, Time Series, Artificial Neural Network

JEL Classification: L25, L94, O21

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی