مرکز پژوهش‌های اتاق ایران

بررسی کمبود برق در اوج مصرف سال ۱۴۰۲

تیر ۱۴۰۲

شناسنامه گزارش

مرکز پژوهش‌های اتاق ایران

عنوان:

بررسی کمبود برق در اوج مصرف سال ۱۴۰۲

مدیریت پژوهش‌های اقتصادی

تهیه‌کننده: فریدون اسعدی

ارائه نظرکنندگان: منیره امیرخانلو، شیما حاجی نوروزی، فرزانه صمدیان

ناظر علمی: محمد قاسمی

تاریخ انتشار: تیر ۱۴۰۲

واژه‌های کلیدی: صنعت برق، ناترازی، نیروگاه، عرضه و تقاضای برق، خاموشی

نشانی: تهران، خیابان طالقانی، نبش خیابان شهید موسوی (فرصت)، پلاک ۱۷۵

فهرست‌مطالب

خلاصه مدیریتی	۵
مقدمه	۹
۱. عملکرد صنعت برق در تأمین پیک مصرف برق سال ۱۴۰۱	۱۰
۲. عملکرد اعمال محدودیت مصرف به مشترکین در عبور از پیک مصرف سال ۱۴۰۱	۱۳
۳. برآورد توان قابل تولید سال ۱۴۰۲	۱۵
۴. تقاضا برق	۲۴
۵. چالش‌های تأمین بار اوج سال ۱۴۰۲	۲۶
۶. پیشنهادها و ملاحظات جبران کمبود برق	۳۱
۷. جمع‌بندی	۳۴

خلاصه مدیریتی

ناترازی برق در زمان پیک مصرف همواره از چالش‌های کشور بوده و این پدیده گاهی با عدم توجیه‌پذیری احداث نیروگاه برای بهره‌برداری در مدت زمان محدود ۲۵۰ تا ۳۰۰ ساعت در سال مورد تأکید قرار می‌گرفته و مبنای توجیه عملکرد نامطلوب توسعه ظرفیت نیروگاهی بوده است. لکن در سال‌های اخیر این ناترازی ابعاد گسترده‌تری به خود گرفته به نحوی که می توان گفت در زمره ناترازی‌های سابق قرار نمی‌گیرد و باید بعنوان پدیده «کمبود برق» شناخته شود که تبعات این ناترازی به مدت چهارماه از سال (خردادماه تا شهریورماه) بر فضای اقتصادی و اجتماعی کشور سایه می‌افکند. بعلاوه، این کمبود برق گاهاً در زمستان بدلیل کمبود سوخت در سال‌های اخیر نیز پدیدار شده است.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که بدلیل فقدان رویکرد مشخص در توسعه زیرساخت و جذب سرمایه‌گذاری جدید نیروگاهی سایه کمبود برق طی سال‌های آتی (حداقل طی برنامه پنج‌ساله هفتم توسعه) در کشور برقرار خواهد بود و لازم است که وزارت نیرو با همکاری وزارتخانه‌های ذی‌ربط برنامه‌های جابجایی بار مشترکین و افزایش بهره‌وری را در دستور کار خود قرار دهد تا میزان خسارت تحمیلی به اقتصاد ملی کمینه شود. در گزارش پیش رو ضمن بررسی میزان کمبود برق در سال ۱۴۰۱، پیش‌بینی عملکرد برای افزایش ظرفیت تولید برق و کمبود برق برآورد شده است که میزان کمبود می‌تواند مبنای مدیریت بهینه سمت تقاضا در سال‌های آتی نیز باشد.

در سال ۱۴۰۱، افزایش ۶۰۰۰ مگاواتی ظرفیت تولید، برنامه‌ریزی شده بود که شامل احداث بخش بخار نیروگاه‌های حرارتی، احداث نیروگاه‌های تجدیدپذیر و غیره بود. عملکرد این برنامه موجب افزایش ۳۳۲۰ مگاواتی برای تأمین پیک مصرف برق سال ۱۴۰۱ شد(عملکرد یکساله تا شهریور ۱۴۰۱). مضافاً اینکه در این سال حدود ۱۰۰۰ مگاوات افزایش ظرفیت عملی نیروگاهی نیز اجرایی شد که رقم آن در افزایش ظرفیت نامی نصب شده منظور نمی‌شود[1]. مجموع اقدامات وزارت نیرو موجب شد که میزان کمبود برق از مقدار ۱۷ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۰ به رقم حدود ۱۲ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۱ برسد. ۱۰ هزار مگاوات این کسری برق از طریق جابجایی بار جبران شد که سهم عمده آن متعلق به صنایع با رقم ۵۹ درصد است. مابقی آن از طریق طرح‌های مدیریت بار کشاورزی با سهم ۳۰ درصدی و سایر مشترکین توزیع با سهم ۱۱ درصد اعمال شد. این مقدار از محدودیت تأمین برق بدلیل همزمانی برنامه‌های تعمیرات دوره‌ای بنگاه‌های تولیدی افت تولید را نسبت به شرایط عادی منجر نمی‌شود. لکن بدلیل افزایش دوره محدودیت و کسری برق برای ایام طولانی‌تر و به دنبال آن تسری محدودیت‌ها به بازه‌های زمانی فراتر از دوره تعمیرات بنگاه‌ها، باعث افت تولید بنگاه‌ها و بازار محصولات تولیدی آنها و برهم خوردن تعادل بازار در فصل

۱- در ماه‌های گرم سال افت توان عملی نیروگاه‌ها بیشتر از سایر ایام سال است. لذا برای حفظ و افزایش ظرفیت عملی نیروگاه‌ها از طریق اجرای طرح‌هایی نظیر خنک‌سازی هوای ورودی توربین‌ها و غیره اجرایی می‌شود.

تابستان می‌شود. حال اینکه این شرایط در زمان محدودیت‌های سوخت و تأمین گاز وضعیت به مراتب بغرنج‌تری را رقم می‌زند. چرا که صنایع در فصل تابستان همکاری لازم را با دولت به عمل می‌رسانند و تکرار این همکاری برای دوره‌های محدودیت سوخت عملاً غیرممکن خواهد بود و خسارت‌های به مراتب بیشتری از سیاست‌های تأمین انرژی کشور به مصرف‌کنندگان تولیدی و اقتصادی وارد می‌کند.

شایان ذکر است که عواملی نظیر ارتقای عملکرد در بهره‌برداری از ظرفیت نیروگاه‌های برقآبی، کاهش متوسط وزنی دمای کشور در سال ۱۴۰۱ (نسبت به سال ۱۴۰۰) و همچنین محدودیت در واگذاری انشعاب برق به متقاضیان برق نقش بسزایی در عملکرد جبران کسری برق داشته است. گفتنی است، در سال ۱۴۰۱، بیش از ۶۴۰۰ فقره پروانه بهره‌برداری صنعت و معدن صادر شد که از میان آن تنها حدود ۲ هزار مشترک صنعتی و معدنی افزوده شد. به تعبیر دیگر، بخش عمده‌ای از مدیریت سمت مصرف از طریق محدودیت در شکل‌گیری تقاضای جدید صنعتی (محدودیت در افزایش مصرف بالقوه کشور) بوده است. با توجه به عملکرد سرمایه‌گذاری نیروگاهی و روند نامطلوب بهره‌وری مصرف انرژی بنظر می‌رسد این رویه در واگذاری انشعاب جدید برق تداوم داشته باشد و پاشنه آشیل شروع و توسعه فعالیت بنگاه‌های تولیدی در سال‌های آتی شود.

بر اساس بررسی‌های انجام شده در این پژوهش، در سال جاری، حداکثر ظرفیت توان تولیدی در سه سناریوی خوشبینانه (در صورت اضافه شدن ۷۰۰۰ مگاوات به ظرفیت تولید برق)، سناریوی میانی (محتمل) و بدبینانه به ترتیب ۶۳۷۰۰، ۶۱۲۰۰ و ۵۹۳۰۰ مگاوات برآورد می‌شود. از سویی دیگر میزان پیک مصرف برق در سه سناریوی مذکور به ترتیب ۷۰۵۰۰، ۷۲۶۰۰ و ۷۴۵۰۰ مگاوات برآورد می‌شود. چنانچه ظرفیت ذخیره برای حفظ کیفیت برق، صادرات و واردات برق از کشورهای همجوار نیز درنظر گرفته شود، میزان کمبود برق در حالت‌های خوش‌بینانه، میانی (محتمل) و بدبینانه به ترتیب ۸۹۰۰، ۱۴۵۰۰ و ۱۷۳۰۰ مگاوات خواهد شد. با توجه به برنامه‌های مدیریت مصرف برق در سال جاری به نظر می‌رسد صنعت برق از طریق اعمال محدودیت به مشترکین صنعتی و معدنی و کشاورزی حدود ۱۰۰۰۰ مگاوات را جبران کند و مابقی آن باید در قالب مدیریت خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده به مشترکین خانگی اعمال شود. گفتنی است که باتوجه به پیش‌بینی دمای برای ماه‌های گرم سال جاری و تکرارالگوی دمایی مشابه سال ۱۴۰۰ محدودیت‌های مصرف سال جاری نسبت به سال ۱۴۰۱ با شدت بیشتری اعمال خواهد شد و این شرایط تا پایان شهریورماه تداوم خواهد داشت.[۱]. تداوم پیک بار مصرفی در چنین شرایطی موجب افزایش تنش به تجهیزات شبکه و واحدهای نیروگاهی خواهد شد که این شرایط می‌تواند منجر به افزایش خروج اضطراری تجهیزات و نیروگاه‌ها شود. مضافاً اینکه بدلیل عدم جابجایی ساعت در سال جاری، پیک بار

۱- در سال ۱۴۰۱، متوسط دمای وزنی کشور نسبت به سال ۱۴۰۰ حدود ۲ درجه سانتی‌گراد کمتر بود و دمای بالا برای مدت کوتاه کمتر از یکماه در کشور استقرار داشت.

شبانه به مدت یک ساعت نسبت به سال قبل افزوده شده است که این اقدام نیز موجب افزایش تنش به تجهیزات و به تبع آن افزایش خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده خواهد شد. بدیهی است این شرایط عامل موثری در خسارت به بنگاه‌های تولیدی (نسبت به حالت محدودیت‌های برنامه‌ریزی شده) خواهد بود و آسیب‌های اجتماعی را موجب خواهد شد.

پیشنهاد می‌شود که وزارت نیرو در برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا نظیر ۱۴۰ برنامه برای جبران کسری برق اقدام به جلب همکاری بخش خصوصی داشته باشد و جابجایی بار را بگونه‌ای انجام دهد که میزان خسارت به بنگاه‌های تولیدی و اقتصاد کشور حداقل شود. بعنوان مثال، وزارت نیرو با همکاری وزارت صنعت، معدن و تجارت و سایر دستگاه‌های ذی‌ربط به بهره‌گیری از جدول داده – ستانده، توانایی آن را دارد که اطلاعات جامعی از وضعیت بخش‌های مختلف اقتصادی کشور استخراج نماید و با طراحی مدل‌های عملیاتی و تلفیق نتایج آنها، شبیه‌سازی‌های مناسبی برای تحلیل آثار مدیریت مصرف برق بر بخش‌های اقتصادی ارائه دهد. برای این منظور لازم است با استفاده از جدول داده – ستانده به اولویت‌بندی بخش‌های مختلف اقتصادی در کشور بر اساس معیارهای مختلفی از جمله بهره‌وری عوامل تولید، ارزش‌زایی، ضریب اشتغال، ارزش صادرات به تولید، ضریب بار مصرفی و حداکثر کاهش نسبت به دیماند قراردادی و نظایر آن پرداخته شود، تا بتوان با اتکا بر نتایج این بررسی از شدت خسارات به صنایع و اقتصاد ملی کاسته شود.

بعلاوه یکی از نکاتی که باید مدنظر قرار بگیرد مدیریت توامان مصرف و تولید برق باشد. در حال حاضر بنا به اقتضای شرایط عمده تمرکز بر سمت مصرف و بنظر می‌رسد که مسائل حوزه تولید کمتر مورد توجه است و از آن غفلت می‌شود[۱]. اگر مسئله تعیین قیمت و مجوزها و نحوه مداخله دولت در تولید برق روشن شود، بخش خصوصی هم وارد سرمایه‌گذاری می‌شود. بدین منظور می‌توان مصرف‌کنندگانی که مشمول قیمت‌های مخفف و یارانه‌ای نیستند (نظیر صنایع، معادن و مشترکین عمومی) که تقریباً ۶۰ درصد مصرف برق را شامل می‌شود را با فروش مستقیم از سوی نیروگاه‌های خصوصی (که متناظراً با مصارف مذکور ۶۰ درصد از تولید را در بر می‌گیرد) به قیمت‌های رقابتی در بستر بورس انرژی عملیاتی نمود و زمینه را برای کاهش مداخله دولت و افزایش انگیزه سرمایه‌گذاری عملیاتی نمود[۲]. ضمناً موضوعاتی از قبیل تأخیر در پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها، تسهیلات صندوق توسعه ملی و عدم اجازه صادرات و انحصاری بودن خریدار، انگیزه برای سرمایه‌گذاری در تولید برق توسط بخش خصوصی از بین میرود و این مسائل از موانع جدی برای جذب منابع سرمایه‌های بخش خصوصی در بخش تولید برق است که باید مجلس شورای اسلامی و دولت نسبت به رفع آنها اقدام نماید.

۱- هفتاد و ششمین نشست شورای راهبری بهبود محیط کسب و کار، «ابعاد ناترازی تأمین برق در پیک مصرف سال ۱۴۰۲ و آثار آن بر کسب و کار»، ۱۴۰۲/۰۳/۲۰.
۲- همان.

با توجه به فوریت در اثربخشی اقدامات لازم است در برنامه هفتم توسعه، تسریع در اجرای مصوبات مربوط به احداث واحدهای بخار، تعویض نیروگاه‌های فرسوده با نیروگاه‌های کم‌کارکرد با راندمان حداقل ۴۵ درصد، نوسازی و بازسازی شبکه‌های انتقال و توزیع برق، توسعه زیرساخت‌های لازم برای افزایش مشارکت مشترکین در اصلاح ضریب بارشبکه از طریق مدیریت سمت تقاضا، رفع موانع خودتأمینی مشترکین با اولویت نیروگاه‌های کوچک مقیاس راندمان بالا و نیروگاه‌های تجدیدپذیر عملیاتی شود. شایان ذکر است در حال حاضر اگرچه بر اساس قوانین مصوب سیاست‌های افزایش ظرفیت تولید عمدتاً معطوف به صنایع انرژی‌بر بوده است، لکن بعضاً عملکرد وزارت نیرو بگونه‌ای است که در آن برق تولیدی توسط این صنایع دراختیار آنهاو شرکت‌های تابعه آنها قرار نمی‌گیرد و این عدم قطعیت موجب افت انگیزه صنایع انرژی بر برای سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه شده است[۱].

از سویی دیگر به دلیل نسخ ضمنی ماده (۲۵) قانون بهبود مستمر فضای کسب و کار[۲] از محل ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق[۳]، پیشنهاد می‌شود تشکل‌های اقتصادی ذی‌ربط، تعهدات شرکت‌های تأمین‌کننده در قبال تأمین برق پایدار و با کیفیت را مورد مطالبه قرار داده و در آیین‌نامه‌های اجرایی احکام قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق و به دنبال آن پیش‌بینی اعتبارات لازم برای شرکت‌های دولتی صنعت برق در قوانین بودجه‌های سنواتی، خلاهای قانونی برای استیفای حقوق مصرف‌کنندگان برق (واحدهای تولیدی و کشاورزی) را مرتفع نمایند.

۱- هفتاد و ششمین نشست شورای راهبری بهبود محیط کسب و کار، «ابعاد ناترازی تأمین برق در پیک مصرف سال ۱۴۰۲ و آثار آن بر کسب و کار»، ۱۴۰۲/۰۳/۲۰.

۲- در ماده (۲۵) قانون بهبود مستمر فضای کسب و کار آمده است: «در زمان کمبود برق، گاز یا خدمات مخابرات، واحدهای تولیدی صنعتی و کشاورزی نباید در اولویت قطع برق یا گاز یا خدمات مخابرات قرار داشته باشند و شرکتهای عرضه کننده برق، گاز و خدمات مخابرات موظفند هنگام عقد قرارداد با واحدهای تولیدی اعم از صنعتی، کشاورزی و خدماتی، وجه التزام قطع برق یا گاز یا خدمات مخابرات را در متن قرارداد پیش بینی کنند. هرگاه دولت به دلیل کمبودهای مقطعی به شرکتهای عرضه کننده برق یا گاز یا مخابرات دستور دهد موقتاً جریان برق یا گاز یا خدمات مخابراتی واحدهای تولیدی متعلق به شرکتهای خصوصی و تعاونی را قطع کنند، موظف است نحوه جبران خسارتهای وارده به این شرکتها ناشی از تصمیم فوق را نیز تعیین و اعلام کند.
آیین نامه اجرائی این ماده توسط وزارتخانه های صنعت، معدن و تجارت، جهاد کشاورزی، نفت، نیرو و ارتباطات و فناوری اطلاعات تهیه می شود و ظرف سه ماه پس از لازم الاجراء شدن این قانون به تصویب هیأت وزیران می رسد.»

۳- در ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق آمده است: «صنایع انرژیبر موضوع ماده (۳) این قانون با هماهنگی وزارت صنعت، معدن و تجارت و وزارت نیرو مکلفند، حداقل ۹۰۰۰ مگاوات نیروگاه حرارتی با بازدهی حداقل پنجاه و پنج درصد (۵۵٪) و ۱۰۰۰ مگاوات نیروگاه تجدیدپذیر و پاک تا پایان سال ۱۴۰۴ از محل منابع داخلی صنایع مذکور احداث کنند. در صورت عدم احداث، تأمین برق این صنایع در شرایط کمبود برق، در اولویت طرحهای مدیریت مصرف برق وزارت نیرو قرار می گیرد. وزارت نیرو مکلف است از تأمین برق این صنایع، پشتیبانی و برق تولیدی مازاد آنها را منتقل کند. برق مازاد نیروگاههای فوق در بهابازار (بورس) انرژی و یا بصورت قرارداد دوجانبه قابل فروش است. وزارت نفت مکلف است با هماهنگی وزارت نیرو سوخت مورد نیاز نیروگاههای مذکور را تأمین کند.
وزارت صنعت، معدن و تجارت موظف است فرایند أخذ گواهی برچسب انرژی را برای محصولات انرژی‌بر کلیه صنایع، پیادهسازی و بر مبنای آن در راستای بهبود بهره‌وری انرژی اقدام کند.
آیینnامه اجرائی این ماده مشتمل بر دستورالعمل نحوه تأمین سوخت این نیروگاهها ظرف دوماه پس از تاریخ لازم‌الاجراء شدن این قانون به پیشنهاد وزارتخانههای نفت، نیرو و صنعت، معدن و تجارت تهیه میشود و بهتصویب هیأت وزیران می‌رسد.»

مقدمه

همواره کشور با ناترازی برق در پیک مصرف تابستان مواجه بوده است. بطوریکه دائماً بر عدم توجیه‌پذیری اقتصادی برای احداث نیروگاه برای بهره‌برداری ۲۵۰ تا ۳۰۰ ساعت در سال تأکید - شده و مبنای دفاع از عملکرد نامطلوب سرمایه‌گذاری در توسعه ظرفیت نیروگاهی بوده است. لکن طی سال‌های اخیر این ناترازی از میزان بازه زمانی فوق فراتر رفته است و عملاً کمبود برق برای کشور را رقم زده و کشور طی بازه زمانی خردادماه تا شهریور با محدودیت‌های جدی در تأمین نیاز مصرف برق مواجه شده است و این ناترازی را عملاً باید کمبود برق قلمداد کرد.

در سال‌های اخیر تأخیر در بهره‌برداری از واحدهای نیروگاهی جدید موجب شده که محدودیت‌های تأمین برق به شدت متأثر از میزان نزولات جوی و وضعیت دمای کشور در ماه‌های گرم سال شود. به تعبیر دیگر، وضعیت آب و هوایی کشور در ماه‌های گرم سال عامل موثر و کلیدی، در مقایسه با سایر عوامل و تدابیر اجرایی، عملکرد تأمین برق و میزان خاموشی‌ها شود. از سویی دیگر، با توجه به عملکرد انقعاد قراردادهای جدید طی سنوات گذشته بیم آن می‌رود که کشور با محدودیت‌های بسیار جدی در افزایش ظرفیت نیروگاهی جدید در برنامه هفتم توسعه مواجه شود و سایه کمبود برق، حتی با شدت بیشتر، در کشور تداوم داشته باشد. لذا، باید برای مواجهه با شرایط اضطراری، راهبردهای اثربخش و با تحمیل کمترین هزینه برای اقتصاد ملی شامل مدیریت مصرف انرژی در طول زنجیره تأمین برق و تسریع در توسعه برق تجدیدپذیر و همچنین بازسازی و نوسازی تأسیسات شبکه و واحدهای نیروگاهی (که ریسک بالای خروج در زمان‌های بحرانی را دارد)، اتخاذ کرد.

در گزارش پیش‌رو، ضمن بررسی عملکرد صنعت برق در تأمین برق تابستان ۱۴۰۱، شامل افزایش ظرفیت تولید برق و عملکرد طرح‌های مدیریت مصرف و جابجایی بار، برنامه افزایش ظرفیت واحدهای قابل بهره‌برداری در پیک مصرف ۱۴۰۲و عوامل محدودکننده در حفظ حداکثر توان قابل تولید مورد بررسی قرار گرفته است. از این رو، در بخش نخست این گزارش، عملکرد تراز تولید و مصرف برق ارائه شده و در بخش دوم میزان کمبود برق و نحوه اعمال آن به مشترکین تشریح شده است. در بخش سوم، حداکثر توان تولیدی در پیک مصرف ۱۴۰۲ با توجه به ظرفیت‌های نیروگاهی موجود، ظرفیت‌های واحدهای حرارتی جدید، تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر و برقآبی و همچنین مشارکت نیروگاه‌های متعلق به صنایع برآورد شده است. در بخش چهارم، حداکثر بار مصرفی مشترکین درپیک مصرف ۱۴۰۲ شامل مشترکین خانگی، صنعتی، کشاورزی و ... برآورد شده است. با عنایت به برآوردها از حداکثر توان تولیدی و پیک مصرف برق برای سال ۱۴۰۲، میزان کمبود برق در سال جاری برآورد شده و به عواملی که موجب افزایش ریسک خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده در کشور منجر می‌شود، اشاره شده است. در نهایت در بخش پایانی، با

توجه به وضع موجود صنعت برق، به راهکارهایی که باید برای رفع این میزان کمبود برق در سال جاری و سال‌های آتی محل توجه قرار گیرد، اشاره شده است و پیشنهاد می‌شود در برنامه هفتم توسعه نیز مبنای تنظیم احکام قرار بگیرد.

۱. عملکرد صنعت برق در تأمین پیک مصرف برق سال ۱۴۰۱

به دنبال بحران کمبود برق در سال ۱۴۰۰، وزارت نیرو برنامه عملیاتی برای احداث واحدهای نیروگاهی جدید و افزایش توان عملی واحدهای گازی را برای یکسال منتهی به شهریورماه سال ۱۴۰۱ در دستور کار خود قرار داد. بر اساس این برنامه حدود ۶۰۰۰ مگاوات نیروگاه حرارتی و تجدیدپذیر با سرمایه‌گذاری‌های دولتی، بخش خصوصی (شامل صنایع) و احداث بخش بخار در قالب قراردادهای بیع‌متقابل در دستور کار قرار گرفت. اقدام‌های وزارت نیرو موجب شد که در شش‌ماهه دوم سال ۱۴۰۰ حدود ۷۶۰ مگاوات و در شش‌ماهه نخست سال ۱۴۰۱ معادل ۲۵۶۰ مگاوات (مجموعاً حدود ۳۳۲۰ مگاوات) ظرفیت نامی نیروگاهی را افزایش دهد. مضافاً اینکه حدود ۱۰۰۰ مگاوات افزایش ظرفیت عملی نیروگاه‌ها از طریق ارتقای واحدهای نیروگاهی محقق شد. گفتنی است، این اقدام وزارت نیرو که از طریق افزایش بهره‌وری عملکرد واحدهای نیروگاهی حاصل شد در سرجمع ظرفیت نامی نیروگاهی منظور نمی‌شود؛ لکن ماحصل این اقدام در سرجمع ظرفیت عملی نیروگاه‌ها و حداکثر تولید همزمان واحدهای حرارتی (و یا متوسط ظرفیت عملی نیروگاه‌ها) نمود خواهد یافت.

در سال ۱۴۰۱ علاوه بر افزایش ظرفیت تولید برق حرارتی و افزایش توان عملی واحدهای گازی، تولید برق از نیروگاه‌های برقآبی با مدیریت موثرتری برای تأمین برق در زمان اوج مصرف همراه بود. همانطور که در نمودار ۱ ملاحظه می‌شود تولید همزمان شبکه سراسری در زمان پیک مصرف سال ۱۴۰۱ به مقدار ۵۹/۴ هزار مگاوات رسید که نسبت به زمان پیک مصرف سال ۱۴۰۰ (۱۴ تیرماه سال ۱۴۰۰ ساعت ۱۲:۴۱) حدود ۸/۵ درصد افزایش پیدا کرد. بعلاوه کشور در زمان پیک مصرف سال ۱۴۰۱ معادل ۳۷۱ مگاوات برق از کشورهای همجوار وارد کرد. بنابراین مجموع قدرت تأمین شده در لحظه پیک مصرف برق سال ۱۴۰۱ تقریباً به مقدار ۵۹/۸ هزارمگاوات برق رسید.

نمودار ۱. حداکثر تولید همزمان با پیک مصرف سال ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ (مگاوات)

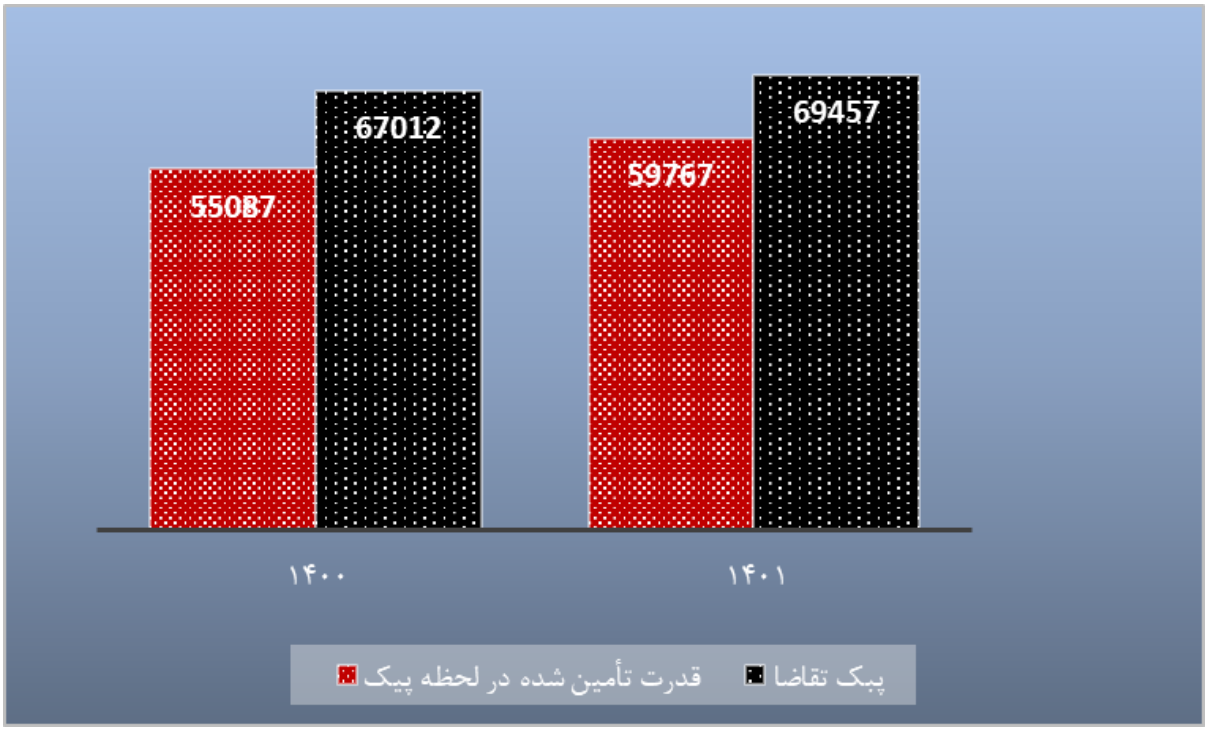
مأخذ. آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، توانیر.

از سویی دیگر بررسی‌ها نشان می‌دهد، رشد پیک تقاضای برق در سال ۱۴۰۱ کمتر از رشد حداکثر تولید همزمان برق در شبکه سراسری بوده است. در سال ۱۴۰۱، پیک مصرف به مقدار ۶۹/۵ هزارمگاوات بالغ شد که افزایش ۳/۶ درصدی را نسبت به سال قبل داشته است. مقایسه حداکثر قدرت تأمین شده همزمان و پیک تقاضای برق در نمودار ۲ نشان داده شده است. همانطور که در این نمودار ملاحظه می‌شود میزان جابجایی بار (طرح‌های مدیریت مصرف مشترکین صنعتی، کشاورزی، خانگی، عمومی و سایر مصارف) در سال ۱۴۰۱ حدود ۹/۷ هزارمگاوات بوده است.

گفتنی است، در بحران برق سال ۱۴۰۰، حداکثر قدرت تأمین شده در لحظه پیک ۵۵ هزارمگاوات بود و وزارت نیرو ۱۲ هزارمگاوات جابجایی بار به شبکه سراسری اعمال نمود. شایان توجه است، میزان جابجایی بار الزاماً معادل کمبود برق نیست و باید مقادیر ناشی از جبران معادل افت فرکانس، خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده و برنامه‌ریزی نشده را نیز مدنظر قرار داد[1]. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد، مجموع کمبود برق در سال ۱۴۰۰ بیش از ۱۵ هزار مگاوات بوده است.

۱- این مقدار از کمبود برق در گزارش « بررسی وضعیت تأمین اوج مصرف برق در تابستان ۱۴۰۱ ؛ چالش‌ها و راهکارها»- مرکز پژوهش‌های اتاق ایران، با دقت بیش از ۹۰ درصد در سناریوی محتمل، مورد سنجش و ارزیابی قرار گرفت

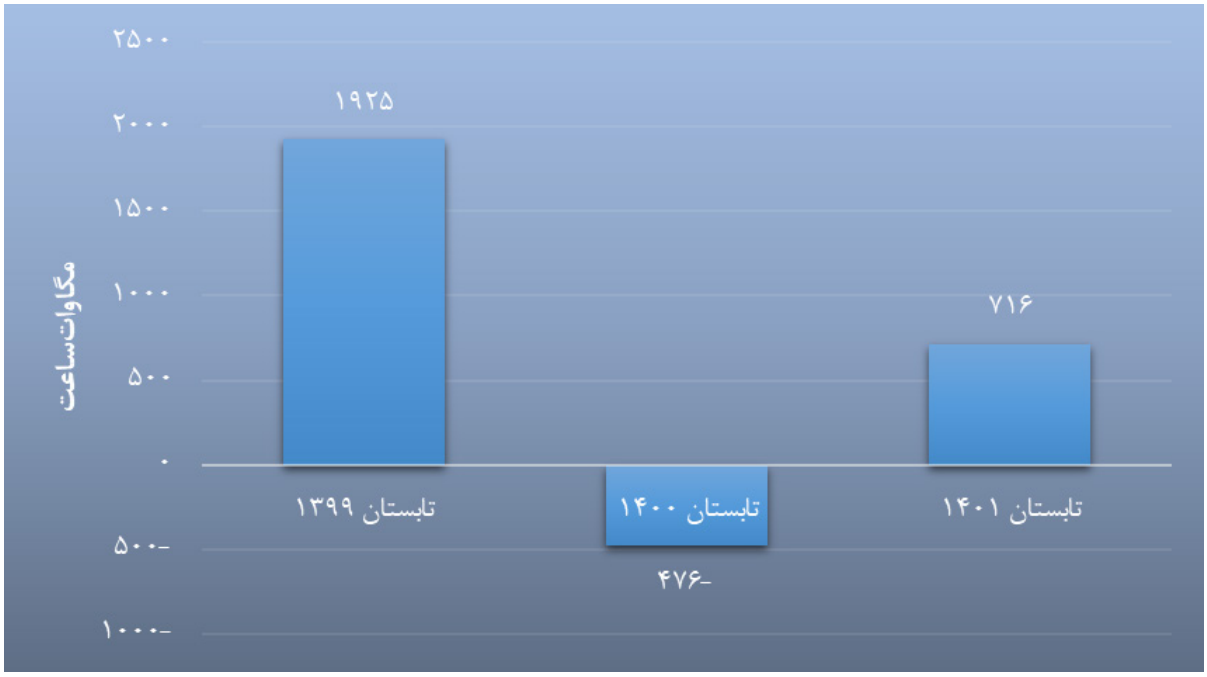
نمودار ۲. قدرت تأمین شده در پیک مصرف در مقایسه با پیک تقاضای سال ۱۴۰۱ (مگاوات)



مأخذ. آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، توانیر.

علاوه بر تعهد وزارت نیرو به «تأمین برق» کشور، مطابق اصل (۴۴) قانون اساسی، کشور می‌بایست تعهدات خود را در قبال صادرات برق به کشورهای همجوار نیز ایفا نماید. همانطور که در نمودار ۳ ملاحظه می‌شود در تابستان سال ۱۳۹۹ تراز تبادل برق برابر ۱۹۲۵ مگاوات‌ساعت بوده است. در سال ۱۴۰۰ کشور با تراز انرژی منفی در تبادل انرژی برق با کشورهای همجوار مواجه شد؛ بطوریکه در این سال واردات حدود ۴۷۶ مگاوات‌ساعت از صادرات برق پیشی گرفت. این تراز در تابستان ۱۴۰۱ مثبت شد و به مقدار حدود ۷۲۰ مگاوات ساعت رسید.

نمودار ۳. تراز تجارت برق با کشورهای همجوار در تابستان سال‌های ۱۳۹۹ تا ۱۴۰۱

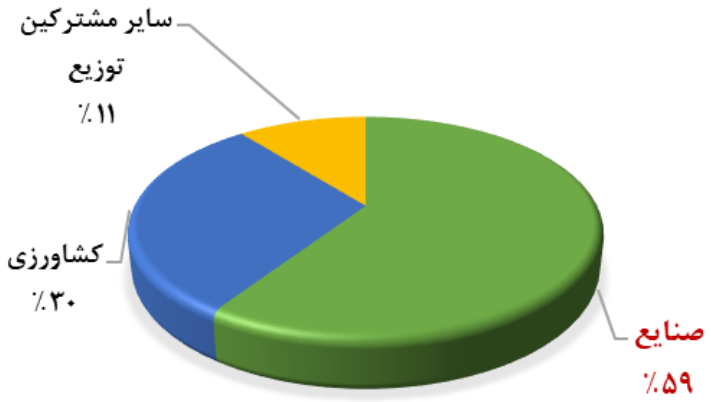


مأخذ. آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، توانیر

۲. عملکرد اعمال محدودیت مصرف به مشترکین در عبور از پیک مصرف سال ۱۴۰۱

با توجه به الگوی مصرف برق در ساعات مختلف شبانه روز، میزان محدودیت برق‌رسانی و اجرای طرح‌های مدیریت مصرف متفاوت است. طرح‌های مدیریت بار مصرفی مشترکین در سال ۱۴۰۱ از حدود 5 هزار مگاوات تا 10 هزار مگاوات متغیر بوده که توزیع میزان جابجایی بار مشترکین در زمان پیک مصرف (در زمان اعمال ۱۰ هزار مگاوات کسری برق) در نمودار ۴ ارائه شده است.

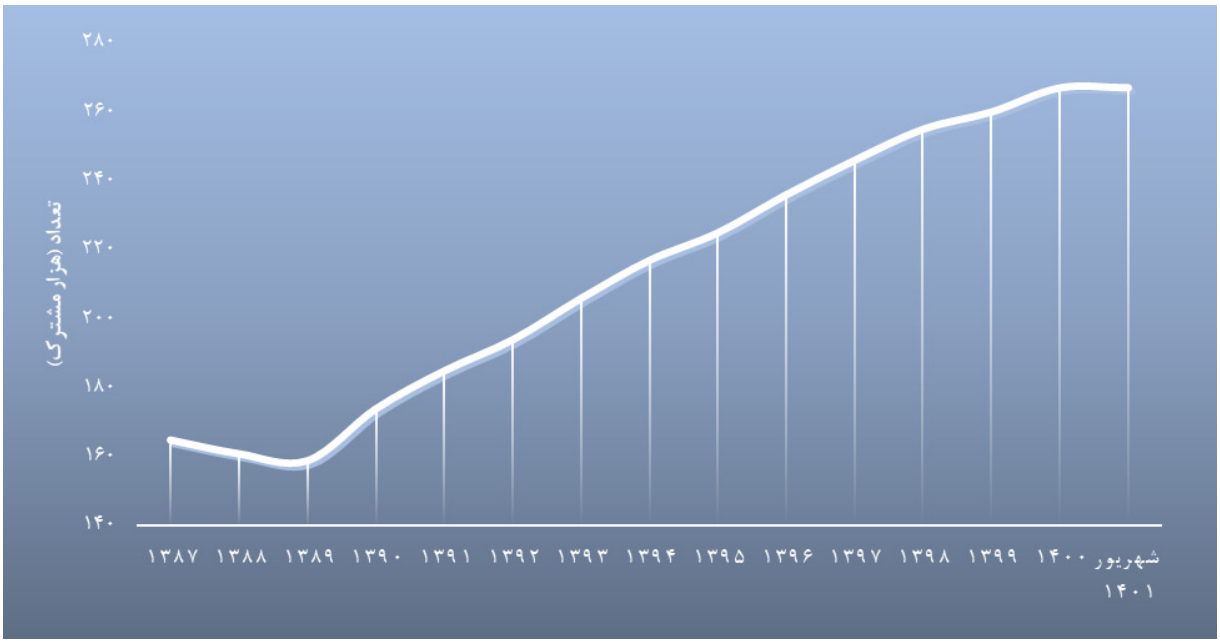
نمودار ۴. محدودیت‌های تأمین برق به مشترکین در پیک مصرف تابستان ۱۴۰۱



مأخذ. محاسبات نگارنده

نکته شایان توجه اینکه نیاز بالقوه بخش صنعت به مصرف برق می‌توانست بیش از سال گذشته افزایش یابد. زیرا با وجود صدور ۶۴۰۰ پروانه بهره‌برداری در طول سال ۱۴۰۱ تعداد انشعاب فروخته شده به این مشترکین نسبتاً حدود ۲۰۰۰ انشعاب بوده است.[۱] بنابراین یکی از اقدامات ضمنی وزارت نیرو در جهت جلوگیری از نیاز تقاضای برق در ماه‌های گرم سال از طریق عدم واگذاری انشعاب جدید برق به مشترکین صنعتی بوده که یکی دیگر از مصادیق آسیب‌های عدم تکافوی ظرفیت تأمین برق برای فعالیت واحدهای تولیدی جدید و افت سطح درآمد ملی است.

نمودار ۵. تعداد مشترکین صنعتی و میزان رشد آن در سنوات گذشته



مأخذ. بولتن هفتگی صنعت برق درسال ۱۰۴۱

بنابراین با توجه به توضیحات فوق یکی از محدودیت‌های جدی رشد بخش صنعت در شش‌ماهه نخست سال، محدودیت‌های برق‌رسانی و واگذاری انشعاب برق به مشترکین جدید بوده است. با این وجود، با توجه به تجربه مدیریت صنعت برق در سال ۱۴۰۰، دستگاه‌های اجرایی ذی‌ربط بگونه‌ای عمل کردند که میزان خسارت مالی به مشترکین صنعتی در مقایسه با سال قبل کمتر شود. پایش بخش حقیقی اقتصاد ایران در بخش صنعت و معدن نشان می‌دهد، عواملی نظیر تأثیر نوسانات نرخ ارز و آثار سوء آن بر قیمت مواد اولیه در کنار افزایش نهاده‌های تولید نظیر دستمزد و قیمت انرژی، قیمت‌گذاری دستوری در برخی رشته فعالیت‌ها تولید برخی صنایع را با زیان مواجه سازد. در کنار این عوامل، عدم تأمین برق پایدار و

۱- عدم واگذاری انشعاب جدید برق به مشترکین می‌تواند به دو دلیل ۱- کمبود برق تابستان و مدیریت افزایش تقاضای مصرف برق و ۲- نبود ظرفیت کافی در شبکه‌های انتقال و توزیع نیروی برق بوده باشد. در هر حال فقدان زیرساخت برق رسانی به این مشترکین خسارت تأخیر در تولید این واحدهای جدید را به همراه دارد که از جمله خسارت‌های مستتر ناترازی برق در کشور محسوب می‌شود.

بعضاً قطع برق به دغدغه‌های تولیدکنندگان افزوده شد. برای مثال روند شامخ صنعت نشان می‌دهد پس از افزایش در اردیبهشت‌ماه سال ۱۴۰۱ در خردادماه ۵٫۶درصد افت داشته و به مقدار ۵۹٫۶۵ رسیده است. این روند نزولی تا مردادماه تداوم پیدا کرد و به مقدار ۴۸٫۴۵ رسیده است. به عقیده فعالان اقتصادی افزایش بیرویه قیمت مواد اولیه، کاهش سفارشات داخلی، قطعی برق و ... باعث کاهش رشد تولیدات صنعتی شده است[۱].

از سویی دیگر، بررسی شاخص تولید شرکت‌های صنعتی بورسی نشان می‌دهد، شاخص تولید این شرکت‌ها در تیرماه سال ۱۴۰۱ نسبت به ماه مشابه سال ۱۴۰۰ با افزایش ۸/۵ درصدی و نسبت به خردادماه با کاهش ۵/۲ درصدی مواجه شده است. از طرفی، شاخص فروش شرکت‌های صنعتی بورسی نسبت به ماه مشابه سال ۱۴۰۰ با افزایش ۲/۸ درصدی و نسبت به خردادماه با کاهش ۱۱/۷ درصدی مواجه شده است. همچنین شاخص تولید شرکت‌های صنعتی بورسی در مردادماه نسبت به ماه مشابه سال ۱۴۰۰ با افزایش ۸/۶ درصدی و نسبت به تیرماه با کاهش ۱۱/۵ درصدی و نسبت به خردادماه سال ۱۴۰۱ با کاهش ۱۶ درصدی مواجه شده است. بعلاوه، شاخص فروش شرکت‌های بورسی در مردادماه نسبت به ماه مشابه سال ۱۴۰۰ با افزایش ۱۱/۹ درصدی و نسبت به تیرماه با کاهش ۶/۷ درصدی و نسبت به خردادماه سال ۱۴۰۱ با کاهش ۱۸ درصدی مواجه شده است. یکی از مهم‌ترین دلایل کاهش تولید و فروش در تیر و مردادماه نسبت به ماه‌های ماقبل قطعی برق صنایع عنوان شده که در گزارش‌های ماهانه این شرکت‌ها تصریح شده است.

۳. برآورد توان قابل تولید سال ۱۴۰۲

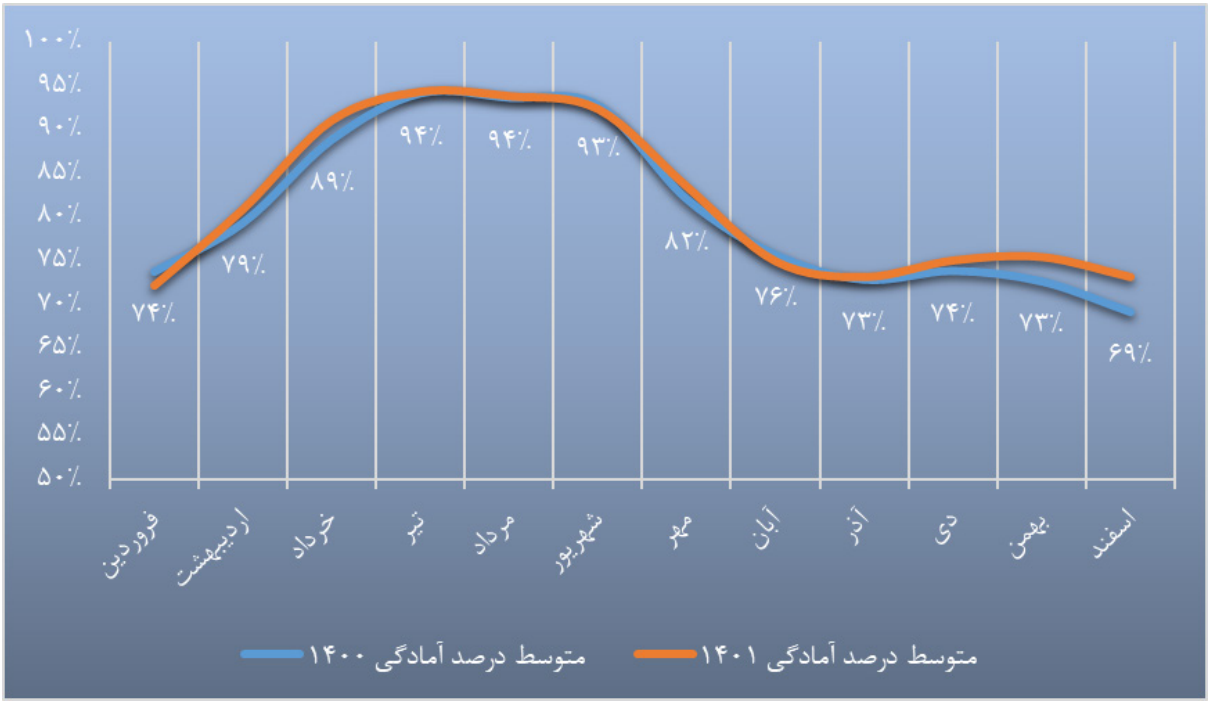
وضعیت عرضه برق را می‌توان ذیل رئوسی شامل استحصال حداکثری توان از نیروگاه‌های موجود، احداث واحدهای نیروگاهی جدید و ارتقای توان عملی نیروگاه‌های موجود مورد تحقیق و بررسی قرار داد. استحصال حداکثری توان از نیروگاه‌های موجود متکی به انجام به‌موقع عملیات تعمیرات نیروگاهی و به تبع آن حفظ و افزایش آمادگی نیروگاه‌ها پیش از وقوع پیک مصرف است. راه‌اندازی واحدهای نیروگاهی جدید متأثر از محدودیت‌های عملیاتی پیش روی روند احداث نیروگاه‌ها تا پیش از زمان اوج مصرف تابستان است. ارتقای توان عملی نیروگاه‌های حرارتی از جمله اقدامات فناورانه در استفاده بهینه و کاراتر ظرفیت موجود در شبکه است.

۱- با توجه به اینکه در سال ۱۴۰۰ قطعی برق شدید بوده و باعث کاهش تولید اکثر صنایع شده بود در سال جاری، با برنامه‌ریزی صورت گرفته، مدیریت بار بهبود پیدا کرد و شرکت‌ها از این فرصت برای تعمیرات دوره‌ای و تعطیلات تابستانی کارکنان استفاده کرده و کاهش تولید و فروش با افت کمتری نسبت به سال ۱۴۰۰ مواجه شده است؛ هرچند روند شاخص‌های مذکور طی ماه‌های خرداد، تیر و مرداد روند نزولی داشته است.

۳,۱. استحصال حداکثری توان از نیروگاه‌های حرارتی موجود

ظرفیت عملی نیروگاه‌ها الزماً معادل قدرت آماده تحویل به شبکه نیست؛ این امر می‌تواند متاثر از عواملی نظیر عدم تأمین نهاده‌های تولید توان نظیر سوخت و آب و یا عدم انجام برنامه‌های تعمیرات و نگهداری، باشد. در چنین شرایطی، قدرت تحویلی نیروگاه به شبکه مقداری کمتر از قدرت عملی خواهد بود. ضریب آمادگی به معنای نسبت قدرت قابل تولید به قدرت عملی است و به‌صورت درصد بیان می‌گردد[1]. با توجه به اینکه در زمان‌های مختلف سال مقدار ظرفیت عملی نیروگاه‌ها و حداکثر توان قابل تولید آنها متفاوت است، مقدار این شاخص در دوره‌های زمانی مختلف، مقادیر متفاوتی خواهد داشت. بدیهی است، می‌بایست کلیه اقدامات مقتضی برای به حداکثر رسیدن آمادگی نیروگاه‌های کشور در ایام گرم سال بالاخص در زمانی که اوج مصرف سال رقم می‌خورد، به‌عمل آورده شود. نمودار۶، متوسط ضریب آمادگی نیروگاه‌های حرارتی در تمامی ماه‌های سال ۱۴۰۰ را نشان می‌دهد. همانطور که در این نمودار ملاحظه می‌شود، به دلیل تحقق اوج بار مصرفی در ایام گرم سال، حداکثر آمادگی نیروگاه‌ها نیز باید در این ایام اتفاق بیافتد. لذا برنامه‌ریزی و اقدام برای تعمیرات نیروگاهی پس از عبور از پیک مصرف انجام می‌شود.

نمودار۶. آمادگی نیروگاه‌های حرارتی در سال ۱۴۰۱ در مقایسه با سال ۱۴۰۰



مأخذ: شرکت مدیریت شبکه برق ایران.

۱- شرکت مدیریت شبکه برق ایران.

شایان ذکر است، وضعیت آمادگی تولید نیروی برق در زمان اوج مصرف توسط نیروگاه‌های بخاری در سال‌های اخیر باثبات نبوده است که این امر به دلیل عمر بسیار بالای این نیروگاه‌ها و عدم تأمین بهنگام قطعات مورد نیاز و همچنین وابستگی توان خروجی این نوع از نیروگاه‌ها به آب به‌عنوان سیال عامل است. میزان تأثیرپذیری از آب موجود در نیروگاه‌های بخار با سیستم خنک‌کننده مرطوب بسیار زیاد و در سیستم‌های خنک‌کننده خشک به مراتب کمتر است.

بعلاوه، استفاده حداکثری از ظرفیت‌های نیروگاهی موجود در کشور منوط به تحقق کامل و استاندارد برنامه‌های عملیاتی برای تعمیرات و اتصال به‌موقع واحدهای نیروگاهی تا پیش از زمان اوج مصرف است. اخلال در برنامه زمانی اجرا می‌تواند موجب کاهش قابلیت تولید توان این نیروگاه‌ها در کشور شود. به منظور انجام با کیفیت تعمیرات نیروگاهی تحقق پایداری و تأمین مطمئن برق در زمان پیک مصرف برق دو عامل ذیل بسیار تعیین کننده است؛

- اولاً، کیفیت قطعات یدکی نقش موثری در انجام تعمیرات دارد، اما مشکلات مربوط به تأمین نقدینگی باعث گردید نیروگاهها بعضاً به خرید و تأمین قطعات از پیمانکاران دست چندم اقدام کنند و این احتمال خرابی زودهنگام قطعات را به دنبال خواهد داشت و استفاده چندباره از قطعات بازسازی و تعمیر شده ریسک بهرهبرداری را بالا خواهد برد.
- ثانیاً، در سال‌های گذشته با اقدامات صورت گرفته، ضریب خروج اضطراری نیروگاه‌ها به میزان قابل توجهی کاهش و میزان آمادگی افزایش یافته است. لازم به ذکر است هر یک درصد کاهش ضریب خروج اضطراری، کاهش هزینه بالغ بر هزار میلیارد تومانی را به دنبال خواهد داشت. در عین حال در صورت تأمین نقدینگی مورد نیاز و انجام تعمیرات به موقع و با کیفیت باعث میگردد خروج اضطراری کاهش یابد و به تبع آن، درآمد نیروگاه‌ها افزایش و پایداری شبکه برق بیشتر شود.

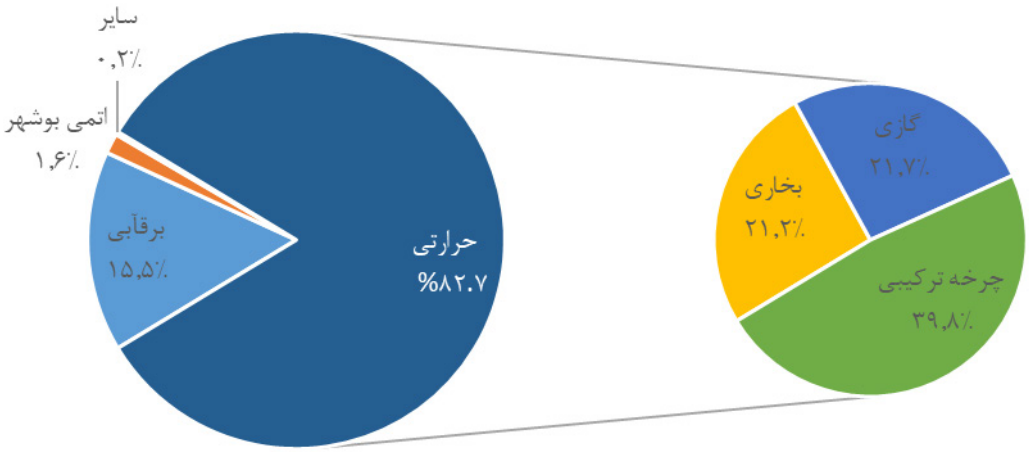
در زمستان سال ۱۴۰۱ همچون زمستان سال ۱۳۹۹ به دلیل افزایش مصرف گاز در کشور، بویژه در بخش خانگی کاهش گاز تحویلی به نیروگاه‌ها و محدودیت تأمین سوخت نیروگاهی ایجاد شد که سبب شد مشابه سال ۱۳۹۹ اتمام تعمیرات نیروگاهی برای آمادگی تأمین پیک ۱۴۰۲ با تأخیر مواجه شود. تحت این شرایط، عملکرد تعمیرات نیروگاهی تا پایان فروردین ۱۴۰۲ به ۷۵ درصد رسید و پیش‌بینی می‌شود، حداکثر تا نیمه نخست خردادماه سال جاری این برنامه عملکرد کامل داشته باشد.[۱] با توجه به عملکرد سنوات گذشته، در این پژوهش برای تخمین متوسط توان قابل تولید در زمان اوج مصرف، متوسط آمادگی نیروگاه‌های حرارتی در فصل تابستان برابر ۹۰ درصد در نظر گرفته شده است.

۱- شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی.

۳,۲. قابلیت تولید نیروگاه‌های حرارتی

در اینجا منظور از نیروگاه‌های حرارتی نیروگاه‌های بزرگ و کوچک مقیاسی است که برای تولید برق، سوخت فسیلی مصرف می‌کنند. ظرفیت نامی نیروگاه‌های حرارتی (شامل نیروگاه‌های حرارتی بزرگ مقیاس، تولید پراکنده و نیروگاه‌های دیزلی) در سال ۱۴۰۱ به ۹۰/۸ هزارمگاوات رسید که سهم هر یک از نیروگاه‌های بخار، گازی و چرخه ترکیبی در نمودار ۷ نشان داده شده است. گفتنی است، ظرفیت عملی نیروگاه‌ها به معنای بیشترین توان قابل تولید مولد در محل نصب با در نظر گرفتن شرایط محیطی (ارتفاع از سطح دریا، دمای محیط و رطوبت نسبی) است[۱]. قدرت عملی در فصل تابستان (یا قدرت عملی در گرم‌ترین روز سال) کمترین و در فصل زمستان (یا قدرت عملی در سردترین روز سال) بیشترین مقدار است. برای مثال، یک توربین گازی با ظرفیت نامی ۱۶۲ مگاوات در منطقه تهران با ارتفاع ۱۵۰۰ متر از سطح دریا و دمای متوسط ۲۳ درجه، به‌طور متوسط توان قابل تولیدی معادل ۱۳۰ مگاوات دارد. همچنین در صورت استفاده از سوخت مایع این رقم به ۱۱۷ مگاوات کاهش خواهد یافت.

نمودار۷. سهم انواع نیروگاه از مجموع کل ظرفیت نامی نصب شده در سال ۱۴۰۱



مأخذ. آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، توانیر.

مجموع متوسط ظرفیت عملی نیروگاه‌های حرارتی[۲] در تابستان 1401 برابر ۵۵/۷ هزار مگاوات بوده است. با در نظر گرفتن ضریب آمادگی ۹۰ درصد برای نیروگاه‌های حرارتی بزرگ مقیاس منصوبه، حداکثر توان قابل استحصال از این نیروگاه‌ها برابر ۴۷۳۶۵ مگاوات[۳] در زمان اوج مصرف سال جاری برآورد می‌شود.

۱- مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، «بررسی عوامل فنی و محیطی مؤثر بر بازدهی نیروگاه‌های حرارتی در ایران»، سال ۱۳۹۳، شماره مسلسل ۱۳۵۷۵.

۲- شامل ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی در اختیار صنایع نیست.

۳- قابلیت تولید برق در نیروگاه اصفهان (اسلام آباد)، برابر ۶۱۰ مگاوات درنظر گرفته شده است.

۳,۳. قابلیت تولید نیروگاه‌های برقآبی

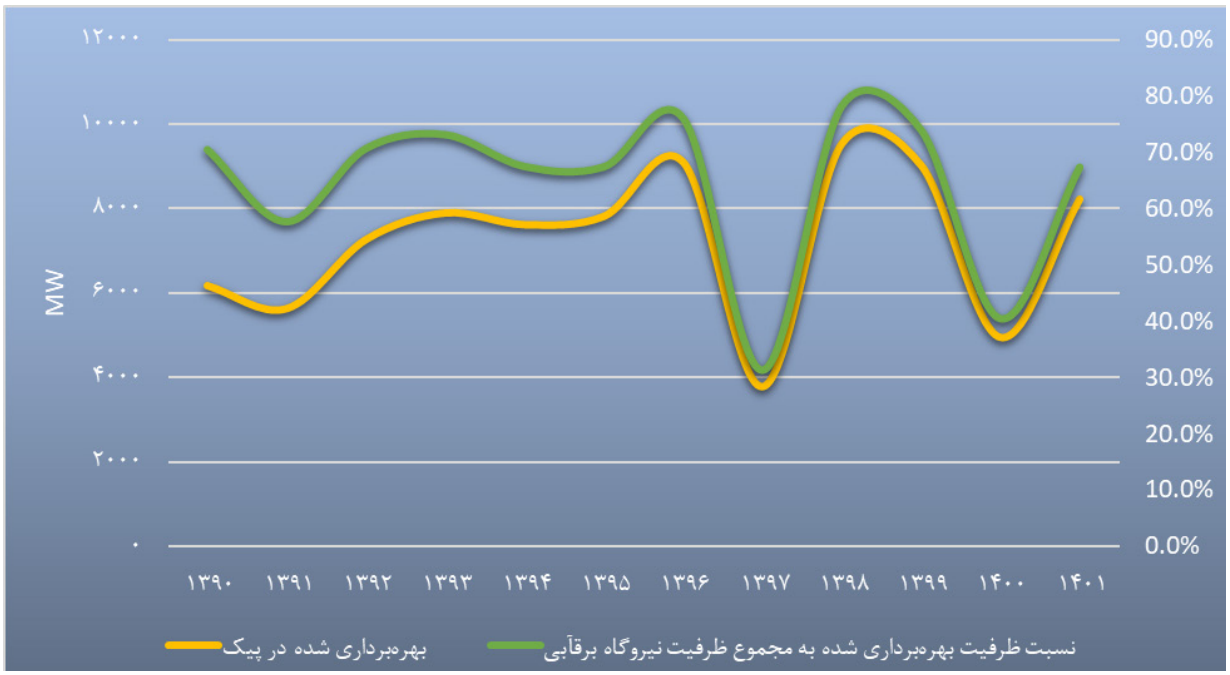
نیروگاه‌های برقآبی دارای سهمی برابر ۱۴/۳ درصد از کل ظرفیت منصوب در کشور هستند. گرچه این سهم از ظرفیت در مقایسه با ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی پایین است ولی ویژگی‌هایی همچون قابلیت دسترسی و اطمینان بالا، سرعت بالا در روشن و خاموش شدن و تغییر سریع میزان بار تولیدی موجب شده که اهمیت و اثربخشی این نوع نیروگاه‌ها در شبکه برق به مراتب بیشتر از سهم ظرفیت آنها باشد. از طرفی نیروگاه‌های برقآبی که علاوه بر تولید برق وظایف دیگری دارند، در صورتی در انجام تعهدات خود می‌توانند موفقیت داشته باشند که تولید برق در آنها متناسب با برنامه پیشنهادی آنها باشد. در این صورت رهاسازی آب از این نیروگاه‌ها منطبق بر برنامه‌ریزی منابع آب مخزن بوده که در تطابق با هدف بهره‌برداری مناسب و بهینه از مخزن است.

نیروگاه‌های برقآبی که بر روی سدهای مخزنی احداث شده و در حال بهره‌برداری هستند، به شدت متأثر از محدودیت منابع آب و مسئله تأمین نیازهای آبی پایین‌دست هستند. در این گونه سدها رهاسازی آب از نیروگاه برای تولید برق، باید مطابق یک سیاست مشخص بهره‌برداری شود. زیرا، در صورتیکه نحوه خرید برق از این نیروگاه‌ها توسط واحد راهبری شبکه منجر به رهاسازی کمتر از نیاز آبی پایین‌دست باشد، تعهدات موجود در خصوص تحویل آب به مصرف‌کنندگان پایین‌دست ایفا نشده و این امر مشکلات اقتصادی و اجتماعی فراوانی را بوجود می‌آورد. در مقابل اگر دستورات دیسپاچینگ منجر به رهاسازی آب بیش از برنامه بهره‌برداری مخزن گردد، تراز آب مخزن از حالت پیش‌بینی شده پایین‌تر افتاده و این امر ممکن است در آخر فصل رشد محصولات زراعی که نیاز آبی پایین‌دست زیاد و آب ورودی به مخزن کم است، باعث بروز مشکلات کمبود آب در منطقه شود. علاوه بر این، افت زود هنگام تراز آب مخزن، در ماه‌های بعد موجب کاهش انرژی تولیدی نیروگاه می‌شود.

با این وجود، الزامات شبکه برق کشور ایجاب می‌کند که وضعیت تولید برق در این نیروگاه‌ها خارج از برنامه مدیریت مخزن صورت گیرد. لزوم حفظ پایداری شبکه برق در زمان‌های اوج مصرف به‌ویژه ایام گرم سال از جمله مواقعی است که باید حداکثر توان تولیدی از این نیروگاه‌ها استحصال شود. نمودار۸ وضعیت بهره‌برداری از نیروگاه‌های برقآبی و نسبت آن با ظرفیت عملی این نیروگاه‌ها در زمان پیک مصرف در سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۱ را نشان می‌دهد. تداوم کاهش در میزان بارندگی‌ها و افت قابل ملاحظه آن در سال آبی ۱۳۹۷-۱۳۹۶ موجب شده که میزان توان تولید از این نیروگاه‌ها به شدت کاهش یابد و از مقدار ۹۰۹۶ مگاوات در سال ۱۳۹۶ به مقدار ۳۷۷۵ مگاوات در سال ۱۳۹۷ برسد. افزایش میزان آب مخازن به دنبال بارش‌های صورت گرفته در سال آبی ۱۳۹۸-۱۳۹۷ موجب شده که میزان توان تولیدی نیروگاه‌های برقآبی به سطح ۹۵۳۳ مگاوات در زمان پیک مصرف سال ۱۳۹۸ برسد. در حال حاضر، میزان

نـزولات جـوی در سـال آبـی جـاری تـا ۲۳ اردیبهشـت‌ماه ۱۴۰۲ معـادل ۱۸ درصـد بیشـتر از سـال گذشـته بـوده و میـزان پرشـدگی مخـازن سـدها از مقـدار ۴۰ درصـد در سـال ۱۴۰۱ بـه رقـم ۶۵ درصـد بـرای سـال آبـی جـاری رسـیده اسـت. لـذا پیش‌بینـی میـزان تولیـد نیروگاه‌هـای برقآبـی در تأمیـن پیـک مصـرف بـرق ۱۴۰۲ همچـون سـال ماقبـل نقـش بسـیار بسـزایی در جبـران کمبـود تولیـد بـرق داشـته باشـد. در چنیـن شـرایطی، در بدبینانه‌تریـن حالـت، حداکثـر تولیـد نیروگاه‌هـای برقآبـی همزمـان بـا اوج مصـرف سـال ۱۴۰۲، همچـون سـال ۱۴۰۱ خواهـد بـود و می‌توانـد ایـن رقـم بـه ۱۰ هـزار مـگاوات نیـز برسـد.

نمودار۸. وضعیت بهره‌برداری نیروگاه‌های برقآبی همزمان با پیک مصرف در سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۱



مأخذ: محاسبات تحقیق و آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، توانیر.

جدول ۱. میزان برق تولیدی نیروگاه‌های برق‌آبی در فصل تابستان

بازه زمانی	موجودی مخازن (میلیارد متر مکعب)	تغییرات میزان بارندگی نسبت به مدت مشابه سال قبل (درصد)	پرشدگی مخازن (درصد)	توان تولیدی همزمان شبکه سراسری در پیک (مگاوات)
سال آبی ۱۴۰۱ - ۱۴۰۰	۱۹.۶۲		۴۰	۸۲۲۰
سال آبی ۱۴۰۲ – ۱۴۰۱ (تا ۲۳ اردیبهشت)	۳۲.۱۱	۱۸	۶۵	**۸۰۰۰ تا ۱۰۰۰۰**

مأخذ: گزارش هفتگی شاخص‌های مهم آب و برق، شرکت مدیریت منابع آب ایران، وزارت نیرو.

۳,۴. قابلیت تولید نیروگاه اتمی بوشهر

نیروگاه اتمی بوشهر دارای ظرفیت ۱۰۲۰ مگاوات است که عهده‌دار تأمین بار پایه است. اصولاً نیروگاه‌هایی که تأمین‌کننده بار پایه هستند به‌طور مداوم و مستمر با خروجی نامی خود کار می‌کنند. همچنین، نیروگاه‌هایی که در بار پایه کار می‌کنند، فقط زمانی از کار باز می‌مانند که نیاز به تعمیرات داشته باشند که این امر برای نیروگاه‌های اتمی شامل تعویض سوخت سالیانه نیز است.[۱] در صورت آمادگی کامل نیروگاه اتمی بوشهر در زمان اوج مصرف، می‌توان انتظار داشت که برابر ۹۰۰ مگاوات توان تولیدی این نیروگاه به شبکه سراسری تزریق شود.

۳,۵. نیروگاه‌های متعلق به صنایع

بخشی از ظرفیت نیروگاههای حرارتی بزرگ مقیاس متعلق به صنایع بزرگی همچون فولاد مبارکه، ذوب آهن، مس سرچشمه و غیره است که برق تولیدی آنها علاوه بر تأمین نیاز این صنایع به انرژی برق، با شبکه سراسری نیز داد و ستد انرژی می‌شود. نیروگاه‌های در اختیار صنایع شامل نیروگاه‌های بخار و گازی بوده مجموع ظرفیت اسمی و عملی آنها به ترتیب ۷۱۸۳ و 5881 مگاوات است.

میزان مشارکت نیروگاه‌های صنایع بزرگ در تأمین برق شبکه سراسری وابسته به برنامه عملیاتی تولید واحدهای صنعتی و همچنین درخواست وزارت نیرو است. بدیهی است که در زمان اوج مصرف سال، میزان نیاز شبکه به ظرفیت نیروگاهی در اختیار صنایع بزرگ بیش از سایر ایام سال است. از آنجا که عدم تناسب میان بهای سوخت تحویلی به نیروگاه‌های در اختیار صنایع و میزان برق تزریق شده به شبکه سراسری، مشارکت این نیروگاه‌ها در تأمین نیاز مصرف شبکه را تسهیل نمی‌ساخت، در بند «هـ» تبصره (۱۵)[۲] قانون بودجه سال ۱۳۹۸ سازوکاری برای تعیین بهای سوخت این نیروگاه‌ها به تصویب رسید که مشابه این حکم در قانون بودجه سال‌های ۱۴۰۲ نیز به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید.

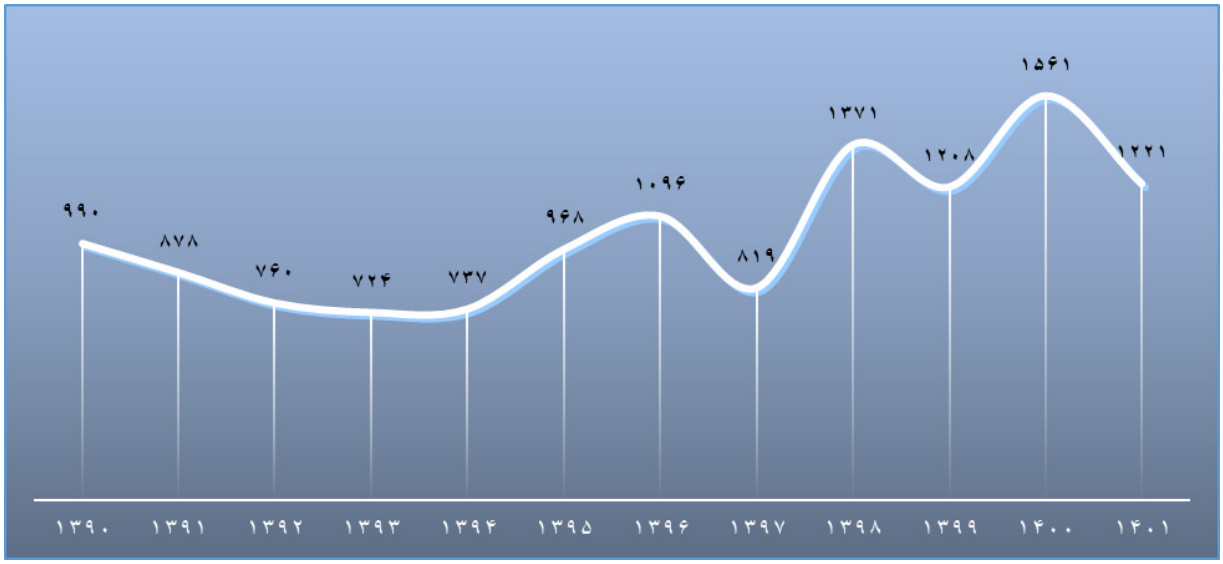
همانطور که در نمودار ۹ ملاحظه می‌شود، بیشینه توان تزریق شده همزمان با پیک شبکه از سوی نیروگاه‌های متعلق به صنایع، برابر ۱۵۶۱ مگاوات در سال ۱۴۰۰ حاصل شده و بطوریکه این مقدار در سال ۱۳۹۹، معادل ۱۲۰۸ مگاوات بوده است. متاسفانه به دلیل کمبود نقدینگی صنعت برق، تمرکز اصلی روی تامین حداقل هزینه‌های نیروگاه‌های فعال در شبکه است. بنابراین امکان پرداخت کامل مطالبات نیروگاه‌های صنایع بزرگ وجود ندارد. این امر ممکن است انگیزه مشارکت نیروگاه‌های صنایع را به

۱- به علت ویژگی‌های منحصر به فرد نیروگاه اتمی، اکثر کشورهای دارنده نیروگاه اتمی از این نیروگاه‌ها به عنوان بار پایه استفاده می‌کنند. نیروگاه‌های اتمی به صورت load following (یعنی توان خروجی نیروگاه براساس تغییرات تقاضای شبکه قابل تنظیم است) نیز بهره‌برداری می‌شود. برای مثال، فرانسه از جمله کشورهایی که است که به دلیل وجود تعداد زیاد نیروگاه‌های اتمی و همچنین تولید حدود ۷۸ درصد از نیاز آن کشور از نیروگاهی اتمی به صورت load following بهره‌برداری می‌کند.

۲- در بند «هـ» تبصره «۱۵» قانون بودجه سال ۱۳۹۸ و ۱۳۹۹ آمده است: «تعرفه سوخت نیروگاه‌های خودتأمین که بنا به اعلام وزارت نیرو اقدام به تحویل تمام یا بخشی از برق تولیدی خود به شبکه سراسری می‌کنند، به میزان سوخت مصرفی برای برق تحویل‌شده به شبکه، معادل تعرفه سوخت نیروگاهی براساس متوسط بازدهی نیروگاه‌های حرارتی سال ۱۳۹۷ می‌باشد».

شدت کاهش دهد و انتظار می‌رود علاقه‌مندی آنان برای مشارکت در تأمین اوج بار همچون سال گذشته نباشد. با این وجود ممکن است با بکارگیری این سازوکار تشویقی و سایر ابزارهای کنترلی و نظارتی، میزان مشارکت این نیروگاه‌ها در تأمین اوج مصرف سال جاری همچون سال ۱۴۰۱ معادل ۱۲۰۰ مگاوات محقق شود.

نمودار ۹. حداکثر تولید همزمان با پیک مصرف نیروگاه‌های در اختیار صنایع در سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۱ (مگاوات)



مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، توانیر.

۳,۶. واحدهای نیروگاهی جدید

احداث و راه‌اندازی واحدهای نیروگاهی جدید شامل احداث واحد گاز و بخار از طریق سرمایه‌گذاری دولتی، خصوصی و یا به روش بیع متقابل در حال اجرا است. بر اساس برنامه‌ریزی‌های صورت گرفته در سال ۱۴۰۰ مقرر شده بود در بازه زمانی یک‌ساله منتهی به تابستان ۱۴۰۲ حدود ۶۷۴۹ مگاوات به مدار تولید برق کشور آورده شود. نحوه تأمین این مقدار ظرفیت تولیدی به شرح جدول ۲ است.

جدول ۲. برنامه افزایش ظرفیت نیروگاهی آماده بهره‌برداری برای تأمین پیک مصرف برق سال ۱۴۰۲

شرح	نیروگاه‌های حرارتی جدید	نیروگاه‌های حرارتی صنایع	بازسازی واحدهای حادثه دیده	رفع محدودیت‌های تولید واحدهای حرارتی	ارتقای ظرفیت عملی تولید نیروگاه‌های حرارتی و برقآبی	مجموع
مقدار	۳۰۲۶	۱۴۷۸	۷۳۰	۱۰۰۰	۵۱۵	۶۷۴۹

مأخذ. وزارت نیرو.

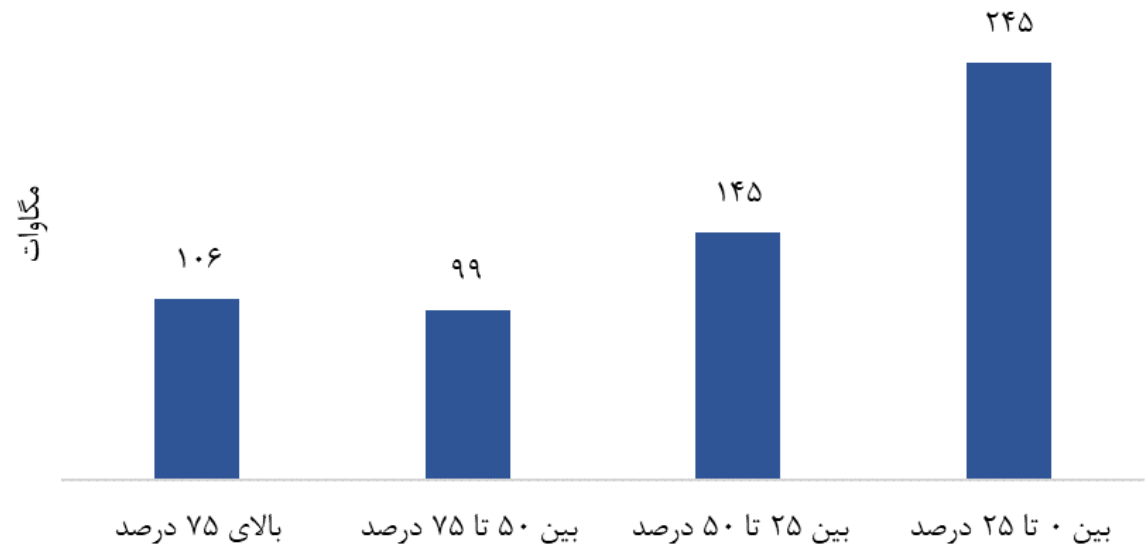
از برنامه فوق‌الذکر، نیمی از ظرفیت نیروگاهی حرارتی جدید طی شش‌ماه دوم سال ۱۴۰۱ به بهره‌برداری

رسیده است. پیشرفت پروژه‌های نیروگاهی نشان می‌دهد که این میزان می‌تواند تا پیش از آغاز دوره پیک مصرف به حدود ۲۰۰۰ مگاوات برسد و در حالت خوشبینانه مجموع ظرفیت نیروگاهی حرارتی جدید بطور کامل تحقق یابد. بعلاوه، پیشرفت پروژه‌های نیروگاه‌های خودتأمین صنایع نشان می‌دهد می‌توان انتظار داشت که حداکثر ۶۰۰ مگاوات از این ظرفیت طی دوره پیک مصرف به مدار تولید آورده شود.

۳,۷. سایر نیروگاه‌ها

سایر نیروگاه‌ها شامل نیروگاه‌های خورشیدی، بادی، زباله‌سوز و دیزلی است. در برنامه اعلام شده برای افزایش ظرفیت آماده بهره‌برداری به میزان ۷۸۰۰ مگاوات تا پیک مصرف سال ۱۴۰۲، بالغ بر ۸۵۰ مگاوات توسعه انرژی تجدیدپذیر بادی و خورشیدی پیش‌بینی شده است. این برنامه که پس از عبور از پیک سال ۱۴۰۱ در دستور کار قرار گرفته، منجر به احداث و بهره‌برداری از ۱۱۵ مگاوات نیروگاه خورشیدی و زیست‌توده در سال ۱۴۰۱ شده است. مابقی ظرفیت نیروگاه تجدیدپذیر در دست احداث دارای پیشرفت فیزیکی به شرح نمودار ۱۰ است. همانطور که در این نمودار مشاهده می‌شود مجموعاً احداث ۱۰۶ مگاوات نیروگاه تجدیدپذیر جدید تا پیش از پیک سال جاری محتمل است. در سناریو خوش‌بینانه مقدار ظرفیت برنامه‌ریزی شده در نظر گرفته شده است و در سناریو بدبینانه وضعیت توان تولیدی مشابه سال ۱۴۰۱ درنظر مدنظر قرار گرفته شده است.

نمودار ۱۰. پیشرفت فیزیکی نیروگاه‌های تجدیدپذیر در دست احداث

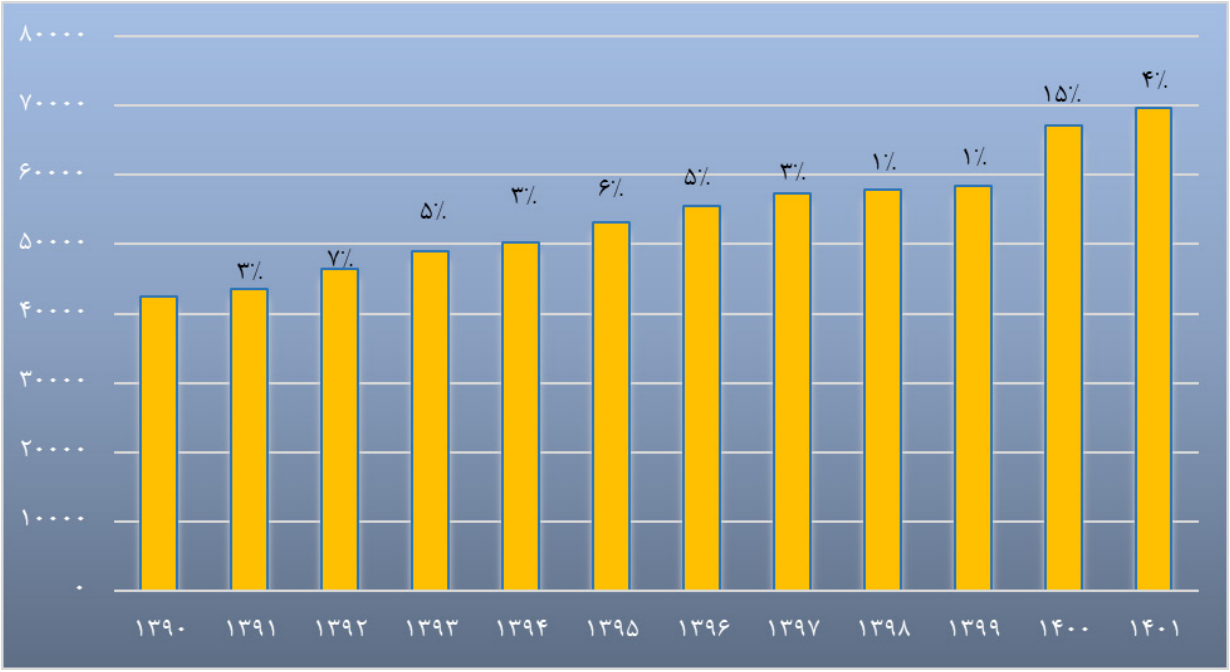


مأخذ: ساتبا

۴. تقاضای برق

وضعیت حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۰ و میزان رشد سالانه آن در نمودار۱۱ ارائه شده است. همانطور که ملاحظه می‌شود، بیشینه و کمینه رشد حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده متعلق به سال‌های ۱۳۹۲ برابر ۶/۹ درصد بوده است. گفتنی است، افزایش قابل ملاحظه اوج مصرف سال ۱۴۰۱ نسبت به سال ۱۴۰۰ و تغییرات نرخ رشد پیک مصرف سال ۱۴۰۰ نسبت به سال ۱۳۹۹، بدلیل عدم درج میزان مدیریت بار اعمال شده به مشترکین بوده و آمار اعلام شده معادل اوج مصرف واقعی مشترکین نبوده است. برای رفع این خطا و بررسی وضعیت رشد باید میزان مدیریت بار اعمال شده نیز به حداکثر نیاز همزمان با پیک شبکه نیز منظور شود. برای مثال، طی دو سال ۱۳۹۸ و ۱۳۹۹ به ترتیب حدود ۳۹۰۰ و برابر ۵۶۰۰ مگاوات برنامه‌های اعمال محدودیت در اوج بار مصرفی اعمال شده است.

نمودار۱۱. روند حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۱

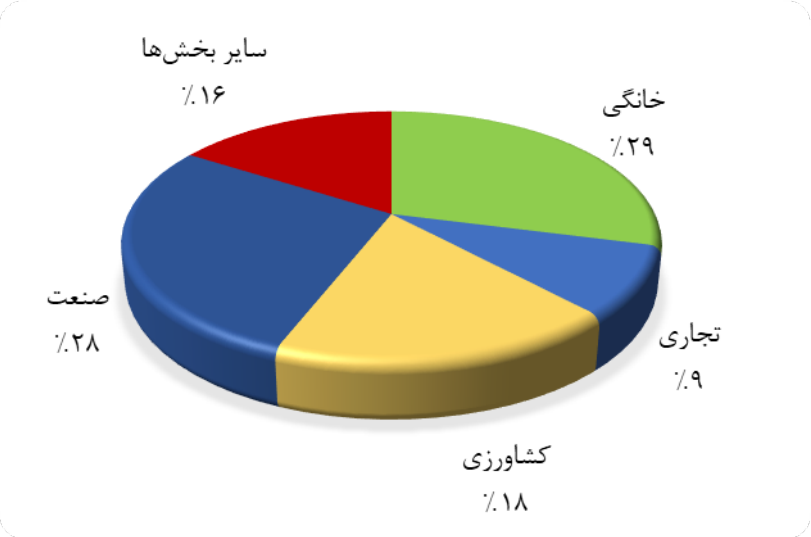


مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۹۹۳۱، توانیر.

انرژی برق مصرفی و توان مورد تقاضای مشترکین متأثر از عوامل مختلفی چون وضعیت آب و هوا، متغیرهای اجتماعی و فرهنگی و وضعیت اقتصادی است که با توجه به نوع مشترک، میزان اثرگذاری متفاوتی بر روند رشد مصرف دارند. میزان اثرپذیری رفتار مصرفی هر یک از مشترکین متفاوت است و بایستی در بررسی‌های مجزا برآورد مصرف آنها صورت گیرد. برای مثال دما، تعداد خانوار و سطح درآمدی عوامل اثرگذار بر روند رشد مصرف انرژی برق و حداکثر نیاز مصرفی در بخش خانگی است. این در حالی است که در بخش‌های تولیدی نظیر کشاورزی، صنعتی و تجاری وضعیت اقتصادی مهم‌ترین عامل در وضعیت

روند نیاز مصرف شبکه است[۱]. بنابراین در این پژوهش با اتکا به سهم بخش‌ها در پیک توان مصرفی که در نمودار ۱۲ ارائه شده، رفتار مصرفی هر یک از مشترکین بطور مجزا تحت بررسی و سناریوپردازی قرار می‌گیرد.

نمودار۱۲. سهم مشترکین مختلف در تشکیل پیک بار



مأخذ: شرکت توانیر

یکی از سناریوهای روند کوتاه‌مدت مصرف برق، تداوم رفتار مصرفی گذشته است. در این حالت، روند متغیرهای مستقل تعیین‌کننده تابع مصرف همچون سال ماقبل فرض می‌شود. برای مثال چنانچه رشد نیاز مصرف بخش صنعتی در سال ۱۴۰۲ مشابه سال ۱۴۰۱ در نظر گرفته شود که این به معنای اتخاذ فروضی شامل:

۱. تداوم رشد اقتصادی مشابه برای بخش صنعت و ۲. تداوم روند تعداد مشترکین و متوسط دیماند مصرفی همانند سال ماقبل است. برآوردهای انجام شده نشان می‌دهد رشد اقتصادی بخش صنعت بین ۳ تا ۵ درصد، خدمات بین ۱ تا ۲ درصد و بخش کشاورزی بین ۲ تا ۳ درصد باشد[۲]. بر اساس مدل ریاضی توسعه داده شده[۳]، رشد اوج بار مصرفی بخش‌های مختلف به شرح جدول ۳ برآورد می‌شود. شایان ذکر است، برای مشترکین صنعتی، کشاورزی و سایر مشترکین (تجاری) سناریوی حد پایین، با در نظر گرفتن تداوم متغیرهای مستقل برای سال ۱۴۰۱، سناریوی میانی بر اساس حداقل رشد اقتصادی و سناریوی حد

۱- کیفیت بررسی تقاضا انرژی در بخش‌های مختلف کشور نیازمند دسترسی به داده‌های قابل اتکا از رشته فعالیت‌های اقتصادی و مصرف متناظر با آنها است. نظام طبقه‌بندی آماری حاکم بر بخش‌های انرژی در ایران مبتنی بر طبقه‌بندی‌های استاندارد بین‌المللی نیست و با نظام طبقه‌بندی حاکم بر فعالیت‌های اقتصادی کشور سازگاری ندارد. این در حالی است که آمارهای منتشره در بخش انرژی توسط دستگاه‌های مختلف اعم از وزارتخانه‌های نیرو، نفت، مرکز آمار ایران و سایر نهادها در شرایط موازی کاری میان آنها و با صرف هزینه و وقت بسیار حاصل می‌شود. لذا آمارهای انرژی کشور در جهت رفع نیازهای سیاستگذاری در حوزه مدیریت عرضه و تقاضای انرژی قرار ندارد.

۲- راهبرد اصلاح بودجه ریزی و محورهای تحولی پیشنهادی در آستانه تقدیم لایحه بودجه ۱۴۰۲، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، آذر ۱۴۰۱.

۳- بر اساس اطلاعات مصرف برق در سه‌ماهه تابستان طی ۱۰ سال گذشته و رگرسیون داده‌ها، پیک بار مصرفی مشترکین برآورد شده است.

بـالا بـر اسـاس حداکثـر رشـد اقتصـادی بیـان شـده بـرای آن بخش‌هـا محاسـبه شـده اسـت. رشـد اوج مصـرف بخـش خانگـی و عمومـی بـرای سـناریوهای حـد پاییـن و بـالا معـادل حداقـل و حداکثـر نـرخ افزایـش مشـترکین ایـن دو بخـش در نظـر گرفتـه شـده اسـت.

چنانچـه از حداکثـر مصـرف همزمـان اصـلاح شـده سـال ۱۴۰۱ مقـدار تـوان صادراتـی همزمـان بـا اوج مصـرف کسـر و میـزان مدیریـت مصـرف معـادل ۱۰۰۰۰ مـگاوات بـه آن افـزوده شـود (در نهایـت معـادل پیـک مصـرف واقعـی داخلـی اسـت)، رشـد مصـرف داخلـی در زمـان پیـک، بـرای سـناریوهای حـد پاییـن، میانـی و بـالا برابـر ۱/۷، ۴/۷ و ۷/۴ درصـد خواهـد بـود.

جدول ۳. برآورد اوج مصرف مشترکین در سال ۱۴۰۲

بخش مصرفی	واحد	سناریو ۱	سناریو ۲	سناریو ۳
خانگی	مگاوات	۲۱۱۱۸	۲۲۱۲۴	۲۳۱۳۰
تجاری		۶۳۹۸	۶۵۵۴	۶۷۱۰
صنعتی		۱۹۴۱۹	۱۹۷۷۵	۲۰۱۲۹
کشاورزی		۱۲۴۸۴	۱۲۶۸۸	۱۲۸۹۲
عمومی		۱۱۰۹۷	۱۱۴۶۳	۱۱۶۴۶
مجموع پیک تقاضا		۷۰۵۱۶	۷۲۶۰۴	۷۴۵۰۷

مأخذ: محاسبات تحقیق

۵. چالش‌های تأمین بار اوج سال ۱۴۰۲

۵,۱. عرضه و تقاضای کل

تـراز تولیـد و مصـرف بـرق صرفـاً بـه بـرآورد قابلیـت تولیـد تـوان در کشـور و میـزان حداکثـر تقاضـا نیسـت؛ چـرا کـه برخـی قیـود بهره‌بـرداری ایمـن و پایـدار از شـبکه و مبـادلات انـرژی بـرق بـا کشـورهای همجـوار در میـزان عرضـه و تقاضـای کل در کشـور اثرگـذار اسـت.

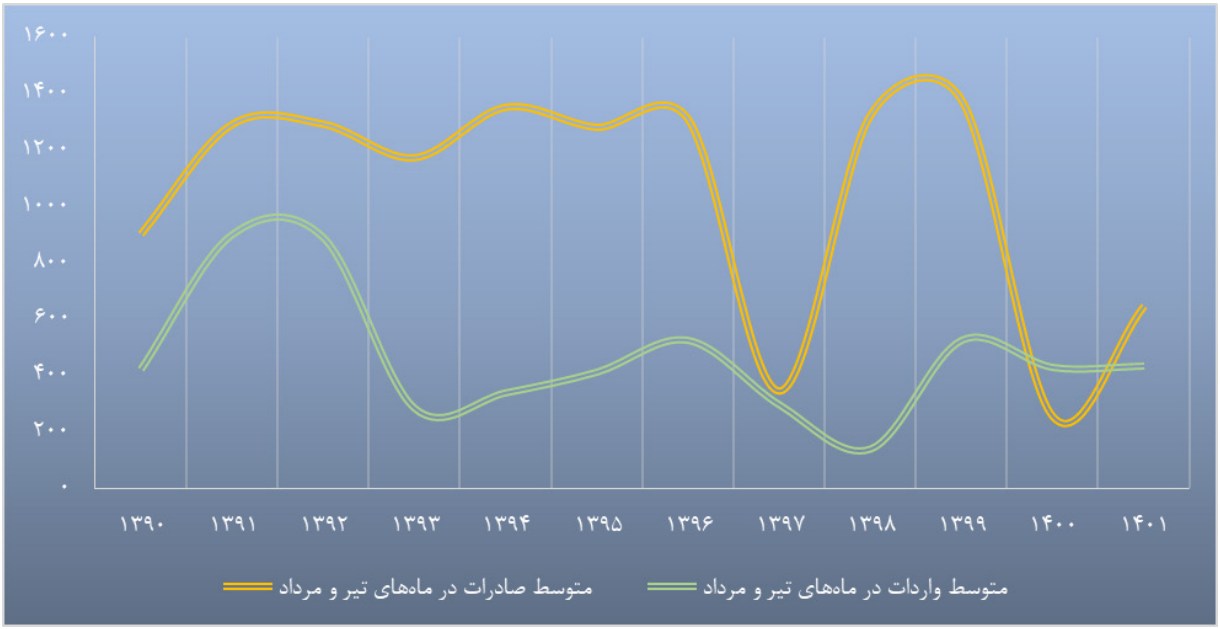
ظرفیت ذخیره

بـه منظـور پاسـخگویی بلادرنـگ بـه نوسـانات و افزایـش ناگهانـی بـار و کنتـرل فرکانـس شـبکه، بخشـی از ظرفیـت تولیـدی شـبکه بایسـتی بـه عنـوان ذخیـره در نظـر گرفتـه شـود. چـون صنعـت بـرق مقیـد بـه بهره‌بـرداری ایمـن و پایـدار از شـبکه اسـت بخشـی از ظرفیـت قابلیـت تولیـد تـوان کـه در حـال حاضـر معـادل ۱۰۰۰ مـگاوات اسـت بـه عنـوان ذخیـره درنظـر گرفتـه می‌شـود.

مبادلات انرژی با کشورهای همسایه

علاوه بر تأمین برق مورد نیاز کشور در وهله نخست، صنعت برق می‌بایست تعهدات صادراتی خود به کشورهای همجوار بویژه کشور عراق را ایفا کند. از سویی دیگر، بخشی از نیاز تقاضای کشور از طریق واردات برق تأمین می‌شود. نمودار ۱۳متوسط توان صادراتی و وارداتی در ماه‌های تیر و مرداد ماه طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۰ را نشان می‌دهد. همانطور که در نمودار ۱۴ ملاحظه می‌شود، متوسط توان صادراتی به کشورهای همجوار در سال ۱۳۹۰ در حدود ۹۰۰ مگاوات بود که پس از آن تا سال ۱۳۹۶ در بازه ۱۳۰۰ تا ۱۱۷۰ مگاوات قرار گرفت. این مقدار در سال ۱۳۹۷ و ۱۴۰۰ به مقدار کمینه خود به ترتیب در حدود ۳۴۴ و ۲۵۲ مگاوات رسید. از سویی دیگر، متوسط توان وارداتی کشور در سال ۱۳۹۸ به حداقل مقدار برابر ۱۴۱ مگاوات رسید و در سال ۱۴۰۰ از مقدار صادرات پیشی گرفت. صرف نظر از عملکرد مبادلات برون‌مرزی، لازم است ظرفیت صادرات به عنوان بخشی دیگر از نیاز تقاضا در نظر گرفته شود. از سویی دیگر، بدلیل ناترازی بین عرضه و تقاضای برق (کمبود برق) در زمان پیک مصرف و همچنین تداوم ظرفیت شبکه می‌بایست واردات برق از کشورهای همجوار را به عنوان بخشی دیگر از عرضه برق در سال ۱۴۰۲ در نظر گرفت.

نمودار۱۳. متوسط توان مبادله شده با کشورهای همجوار در ماه‌های تیر و مرداد طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۱ (مگاوات)



مأخذ: محاسبات تحقیق و آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال ۱۰۴۱، شرکت توانیر.

۵,۲. بررسی تراز عرضه و تقاضای برق

وضعیت تراز توان تولیدی و مصرفی برق در کشور در زمان اوج بار شبکه در سال ۱۴۰۲ به شرح جدول ۴ است. مجموع قابلیت توان تولیدی داخل کشور در تابستان سال ۱۴۰۲ در حالت ایده‌آل برابر ۶۳۶۹۵ مگاوات و در حالت بدبینانه ۵۹۳۱۵ مگاوات برآورد می‌شود. حداکثر نیاز مصرف داخلی نیز در بازه ۷۰۵۱۶ تا ۷۴۵۰۷ مگاوات برآورد می‌شود. همانطور که در این جدول مشاهده می‌شود، حدود پایین، میانی و بالا پیک تقاضا در سال جاری به ترتیب حاکی از افزایش برابر ۱/۷، ۴/۷ و ۷/۴ درصدی نسبت به پیک واقعی مصرف در سال ۱۴۰۱ است.[۱] با احتساب ذخیره و توان وارداتی در کشور، میزان عرضه کل شبکه برق در زمان اوج مصرف بین ۵۸۶۲۵ تا ۶۳۰۰۵ مگاوات برآورد می‌شود. از سویی دیگر، میزان تقاضای کل برای سال ۱۴۰۲ که مجموع اوج مصرف داخلی و توان صادراتی به کشورهای همجوار است، در بازه ۷۱۹۱۶ تا ۷۵۹۰۷ مگاوات قرار می‌گیرد. در این صورت با توجه به سناریوهای مصرف، کمبود برق در کشور برای سه سناریو خوش‌بینانه، میانی و بدبینانه به ترتیب برابر ۸۹۱۱، ۱۴۴۷۹ و ۱۷۲۸۲ مگاوات برآورد می‌شود که این میزان کمبود به ترتیب برابر ۱۲/۶، ۱۹/۹ و ۲۳/۲ درصد از کل نیاز شبکه در زمان اوج مصرف است.

گفتنی است، چنانچه در تحلیل تراز تولید مصرف در تابستان پیش‌رو از مبادلات برون‌مرزی صرف‌نظر شود، توفیق اندک در کاهش کمبود برق حاصل خواهد شد. به بیان دقیق‌تر، در صورتیکه کشور مبادلات برون‌مرزی را به پایین‌ترین سطح خود برساند، برای سناریوهای خوشبینانه، میانی (محتمل) و بدبینانه به ترتیب موجب بهبودی ناچیزی در کمبود برق ایجاد می‌کند و کسری برق به میزان ۱۱/۱، ۱۸/۴ و ۲۱/۷ درصد از کل نیاز شبکه در زمان اوج مصرف خواهد رسید. **به تعبیر دیگر، میزان شدت کمبود برق به حدی است که قطع مبادلات برون‌مرزی برق تاثیر قابل توجهی در حل ناترازی برق در تابستان ۱۴۰۲ نخواهد کرد و باید برای برون‌رفت از این شرایط رفع موانع و کاهش ریسک سرمایه‌گذاری با اولویت سمت عرضه شامل بخش تولید و شبکه برق‌رسانی در دستور کار قرار گیرد که این امر جزء در افق‌میان‌مدت محقق نخواهد شد.**

شایان ذکر است، آسیب‌های مترتب از شدت کمبود برق با توجه به تعداد روزهای بحرانی و استمرار آن متفاوت است. تعداد روزهای بحرانی را می‌توان از محل تقاطع حداکثر قابلیت تولید توان و منحنی تداوم بار تعیین کرد. بدیهی است، طولانی شدن محدودیت‌های شبکه در تأمین مصرف داخلی برق، منجر به کاهش تمایل مصرف‌کنندگان برای مشارکت در طرح‌ها و اجرای برنامه‌های مدیریت خواهد شد که این خود عاملی برای تشدید هر چه بیشتر ناترازی عرضه و تقاضای برق می‌شود. در چنین شرایطی آسیب‌های اقتصادی، اجتماعی و سیاسی متعددی می‌توان برای کشور تصور نمود.

۱- میزان افزایش پیک مصرف در سال ۱۴۰۲ نسبت به مجموع حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده و میزان مدیریت مصرف است.

جدول ۴. برآورد وضعیت توان تولیدی و مصرفی در اوج مصرف ۱۴۰۲

توان مصرفی				
بخش مصرفی	واحد	سناریو ۱	سناریو ۲	سناریو ۳
خانگی	مگاوات	۲۱,۱۱۸	۲۲,۱۲۴	۲۳,۱۳۰
تجاری		۶,۳۹۸	۶,۵۵۴	۶,۷۱۰
صنعتی		۱۹,۴۱۹	۱۹,۷۷۵	۲۰,۱۲۹
کشاورزی		۱۲,۴۸۴	۱۲,۶۸۸	۱۲,۸۹۲
عمومی		۱۱,۰۹۷	۱۱,۴۶۳	۱۱,۶۴۶
مجموع پیک تقاضا		۷۰,۵۱۶	۷۲,۶۰۴	۷۴,۵۰۷
توان تولیدی				
محل تأمین		قابلیت تولید توان		
نیروگاه‌های حرارتی موجود	مگاوات	۴۷,۳۶۵	۴۷,۳۶۵	۴۷,۳۶۵
نیروگاه‌های جدید		۳,۷۸۰	۲,۴۵۰	۱,۷۰۰
نیروگاه‌های برقآبی		۱۰,۰۰۰	۸,۰۰۰	۸,۰۰۰
نیروگاه اتمی بوشهر		۹۰۰	۹۰۰	۹۰۰
صنایع		۱,۲۰۰	۱,۲۰۰	۱,۲۰۰
سایر		۴۵۰	۳۰۰	۱۵۰
مجموع قابلیت تولید		۶۳,۶۹۵	۶۱,۲۱۵	۵۹,۳۱۵
برآورد تراز تولید و مصرف داخلی				
تراز داخلی برق	مگاوات	-۶,۸۲۱	-12,389	-15,192
برآورد تراز تولید و مصرف کل				
ذخیره مورد نیاز برای حفظ پایداری شبکه (ذخیره چرخان)	مگاوات	۱,۰۰۰	۱,۰۰۰	۱,۰۰۰
صادرات		۱,۴۰۰	۱,۴۰۰	۱,۴۰۰
واردات		۳۱۰	۳۱۰	۳۱۰
عرضه کل		۶۳,۰۰۵	۶۰,۵۲۵	۵۸,۶۲۵
تقاضای کل		۷۱,۹۱۶	۷۴,۰۰۴	۷۵,۹۰۷
تراز		-۸,۹۱۱	-۱۴,۴۷۹	-۱۷,۲۸۲

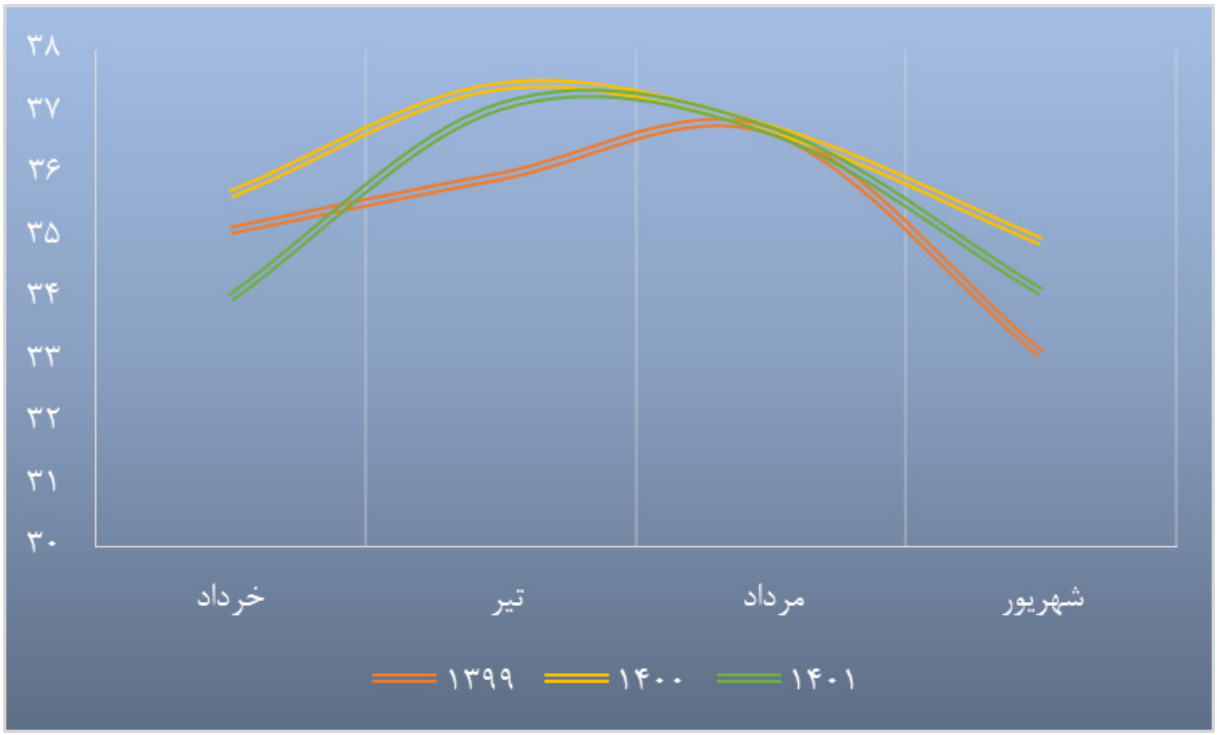
مأخذ: محاسبات تحقیق.

گرچه در بررسی‌های فوق در سناریوی محتمل میزان کسری برق حدود ۱۴/۵ هزار مگاوات برآورد شده است، لکن دو عامل ذیل موجب می‌شود که تأمین برق به سمت سناریوی بدبینانه سوق پیدا کند.

اولاً، همانطور که در نمودار ۱۵ ملاحظه می‌شود، در سال‌هایی که متوسط وزنی دمای کشور در مقادیر بالاتری قرار گرفته و دمای بالا برای مدت زمان طولانی‌تری در کشور رقم خورده است، میزان کسری برق و خاموشی‌های مترتب بر آن نیز افزایش قابل توجهی پیدا کرده است. لذا، با توجه به پیش‌بینی‌های هواشناسی چنانچه دمای کشور طی چهارماه گرم سال به طور متوسط ۲ درجه سانتی‌گراد بالاتر از سال ۱۴۰۱ باشد، افزایش پیک مصرف به سمت مقدار بدبینانه و رشد حداکثری نسبت به سال ۱۴۰۱ سوق پیدا خواهد کرد. از سویی دیگر، تجهیزات مورد استفاده در صنعت برق قادر نخواهند بود برای مدت طولانی این میزان بارگذاری طولانی مدت را تحمل کنند و در معرض ریسک بالای خروج اضطراری قرار خواهند گرفت.

ثانیاً، به دلیل عدم تغییر ساعت در سال ۱۴۰۲، پیک مصرف شب نسبت به سال ۱۴۰۱ به مدت یک ساعت بیشتر خواهد بود و همین امر موجب ضرورت بهره‌برداری برای بازه زمانی بیشتر از واحدهای برقآبی در پیک شب خواهد شد. ضمن اینکه تجهیزات مورد استفاده در تأمین برق برای مدت طولانی‌تر تحت تنش پیک مصرف برق قرار می‌گیرند. لذا عدم تغییر ساعت در شرایط فعلی حتماً موجب اثر مخرب در خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده خواهد شد.

نمودار ۱۵. متوسط وزنی دمای کشور در ماه‌های گرم سال‌های ۱۳۹۹ تا ۱۴۰۱



مأخذ: https://meteostat.net

۶. پیشنهادها و ملاحظات جبران کمبود برق

همانطور که در ابتدای گزارش نیز اشاره شد، کشور همواره در معرض ناترازی برق بوده است که این عاملی اثرگذار در تامین برق بخش‌های مختلف اقتصادی بوده و گستره خسارات ناشی از محدودیت‌های تأمین برق طی سنوات گذشته متفاوت بوده و در جهت تعمیق زیان به اقتصاد ملی است. یکی از بخش‌های کلیدی که نیازمند تصمیم‌گیری درست برای مدیریت مصرف و اعمال محدودیت‌های مصرف است، صنایع تولیدی کشور هستند. لذا شناسایی بهینه صنایعی که کمترین تاثیر را به نسبت سایر صنایع بر اقتصاد کشور دارند، از اهمیت بسزایی برخوردار است. در همین راستا، جدول داده–ستانده بهترین معیار برای انتخاب صنایع مورد نظر است.

جدول داده – ستانده توانایی ارائه اطلاعات جامعی از وضعیت بخش‌های مختلف اقتصادی کشور را دارد و با طراحی مدل‌های ریاضی و تلفیق نتایج آن می‌توانند شبیه‌سازی‌های مناسبی برای تحلیل سیاست‌گذاری‌های اقتصادی ارائه دهد. برای این منظور پیشنهاد میشود با استفاده از جدول مذکور به اولویت‌بندی بخش‌های مختلف اقتصادی در کشور بر اساس معیارهای مختلفی از جمله بهره‌وری عوامل تولید، ارزش‌زایی، ضریب اشتغال، ارزش صادرات به تولید، ضریب بار مصرفی و حداکثر کاهش نسبت به دیمانند قراردادی و نظایر آن پرداخته شود، تا با اتکا بر نتایج این بررسی، از شدت خسارات به صنایع و اقتصاد ملی کاسته شود.

۶,۱. افزایش بهره‌وری نیروگاه‌های حرارتی

در چارچوب سازوکار تأمین مالی ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید احداث واحدهای بخار نیروگاه‌های گازی و تبدیل آن به سیکل ترکیبی به تصویب شورای اقتصاد رسیده است. لکن به دلیل محدودیت‌های کلان مالی و بودجه‌ای این مهم عملکرد قابل قبولی نداشته و سالانه موجب هدررفت بخش قابل توجهی از سوخت مصرفی در نیروگاه‌های گازی شده است. در حال حاضر ۱۴ واحد بخار بخش خصوصی به ظرفیت ۲۲۴۰ مگاوات و ۱۶ واحد بخار بخش دولتی به ظرفیت ۲۶۹۰ مگاوات (مجموعاً ۳۰ واحد به ظرفیت ۴۹۳۰ مگاوات) افزایش ظرفیت نیروگاهی بدون مصرف سوخت قابلیت عملیاتی شدن را دارد. این میزان ظرفیت می‌تواند موجب صرفه‌جویی (سوخت مصرف نشده) معادل ۷/۸ میلیارد مترمکعب معادل گاز طبیعی شود. از زاویه دید دولت، ظرف مدت حداکثر ۳ سال این میزان بازگشت سرمایه برای دولت قابل تحقق است.

بهرغم وجود چنین ظرفیت صرفه‌جویی که موجب افزایش توان تولیدی نیروگاه‌ها هنگام تأمین برق تابستان و تأمین برق مورد نیاز هنگام محدودیت‌های تأمین سوخت زمستانی خواهد شد، طی حدود یک دهه اخیر نتایج قابل قبولی تاکنون محقق نشده است. محورهای آسیب‌ها و موانعی که موجب عدم تحقق این شرایط شده به شرح ذیل قابل بیان است.

- هزینه سرمایه گذاری بالا نسبت به سایر مولدها
- طولانی بودن دوره بازگشت سرمایه و عدم جذابیت اقتصادی (در صورت اتکای صرف به درآمد فروش برق)
- فقدان راهکار تامین مالی در شرایط فعلی (به دلیل عدم ارائه تسهیلات توسط صندوق توسعه ملی)
- تاخیر در پرداخت به موقع منابع حاصل از فروش برق واحدهای گازی و بخاری
- ابهام در استفاده از گواهی ظرفیت بخش بخار به عنوان منبع درآمدی
- ابهام در پرداخت به موقع منابع ماده ۱۲ جهت بازپرداخت سرمایه گذاری از محل سوخت صرفه جویی شده

برخی از آسیب‌های فوق باید در اصلاح مصوبه فعلی شورای اقتصاد مرتفع شود[۱]. با این وجود یکی از راهکارهایی که می‌تواند بدون اتکا به سازوکار تأمین مالی مندرج در ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید مدنظر قرار بگیرد، تسهیل و بسترسازی برای جلب مشارکت صنایع انرژی‌بر در احداث واحدهای بخار نیروگاه‌های گازی دولتی و غیردولتی است. گفتنی است، بر اساس ماده (۵) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق این دسته از صنایع مکلف به خودتأمینی شده‌اند. این مشارکت ضمن رفع ناترازی‌های موجود در حوزه انرژی می‌تواند زمینهساز تأمین پایدار برق صنایع بالادستی شود. برای این منظور لازم است که اولاً صنایعی که برای تحقق این ظرفیت مشارکت می‌کنند برق تولیدی را در محل مصرف خود دریافت کنند و ثانیاً حداقل به میزانی که خود تأمین می‌شوند از طرح‌های مدیریت مصرف و اعمال محدودیت برق‌رسانی مستثنی شوند.

۶,۲. تعویض نیروگاه‌های حرارتی فرسوده

در حال حاضر که کشور در حال خروج از رکود است، نیازمند تأمین برق در زمان‌های پیک مصرف برق تابستان است. از سویی دیگر به دلیل تعمیق رکود سرمایه‌گذاری در صنعت برق طی یک دهه اخیر ظرفیت ساخت نیروگاهی به میزان چشمگیری افت پیدا کرده است و رسیدن به حداکثر ظرفیت تولیدی سنوات گذشته و تأمین نیازهای کشور بصورت فوری امکان‌پذیر نیست. افزون بر عدم امکان پاسخگویی به نیاز زیرساخت برق بر اساس ظرفیت‌های تولیدکنندگان داخل باید بیش از ۳۵۰۰ مگاوات نیروگاه فرسوده با راندمان کمتر از ۲۷ درصد نیز در برنامه‌ریزی‌های توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور افزوده شود. گفتنی است، این میزان نیروگاه فرسوده یکی از پاشنه آشیل‌های تأمین پایدار برق بدلیل نرخ خروج اضطراری بالا است.

۱ مصوبه به شماره ۱۸۷۵۰۲ مورخ ۱۴۰۱/۰۴/۲۱ شورای اقتصاد.

با توجه به نکات فوق رفع این کسری ظرفیت تولیدی و نیاز کشور باید با روش‌های جایگزین که اولاً در کوتاه‌ترین زمان ممکن پاسخگوی نیازهای کشور باشد؛ ثانیاً صرفه‌جویی مالی (ارزی و ریالی) برای دولت داشته باشد؛ ثالثاً، صرفه‌جویی و کاهش مصرف انرژی قابل قبولی در مقایسه با سایر طرح‌های جایگزین داشته باشد؛ تأمین گردد. نیروگاه‌های کارکرد پایین، راندمان بالا (حداقل ۲ برابر راندمان نیروگاه‌های فرسوده) و با امکان بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات از سوی شرکت‌های توانمند داخلی اصلی‌ترین گزینه برای پاسخ‌گویی به این نیاز داخلی است. شایان توجه است، صحه‌گذاری سه مولفه مذکور (عمر، راندمان و بهره‌برداری) از سوی وزارت‌خانه‌های نیرو، صنعت، معدن و تجارت، نفت و سازمان‌های ذی‌ربط امکان‌پذیر است.

۶,۳. نوسازی و بازسازی شبکه برق‌رسانی

جایگزینی تجهیزات پربازده به جای کم بازده و نوسازی شبکه‌های فرسوده توزیع برق، مانع از هدرروی توان تولیدی نیروگاه‌ها در شبکه برق‌رسانی می‌شود. لازمه تحقق این مهم جذب سرمایه‌گذاری و بروزرسانی فناوری‌های مورد استفاده در شبکه‌های انتقال و توزیع است. اجرای این طرح‌ها را می‌توان با اصلاح تعرفه‌های برق و شکل‌گیری عملی سازوکارهایی مانند بازار صرفه‌جویی دنبال کرد تا به تدریج شدت مصرف انرژی کشور اصلاح و تلفات برق کاهش یابد. سیاست‌های قبلی مانند ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید، به دلیل غیراقتصادی بودن این نوع طرح‌ها از یک طرف و آماده نبودن ساختارهای دولتی برای ارائه تسهیلات و پوشش ریسک‌های سرمایه‌گذاری از سوی دیگر، عملاً موفق نبوده است. برای همین ضروری است سیاستگذاری جامع انرژی کشور برای بهینه‌سازی مصرف برق کشور، ساختارهای نهادی و سازوکارهای مالی مناسبی را فراهم آورد تا با جذب سرمایه‌گذاری و اجرای طرح‌های بهینه‌سازی ، وضعیت مصرف بطور اساسی و پایدار اصلاح شود.

۶,۴. ارتقای کارایی مصرف مشترکین و اصلاح ضریب بار

یکی دیگر از چالش‌های شبکه برق، اختلاف مصرف برق در ساعات مختلف شبانه‌روز است. به نحوی که موجب کمبود برق در زمانهای پیک و در نتیجه بروز خاموشی شده و در برخی ساعات اضافه تولید برق و کاهش بازدهی تولید می‌شود. در نتیجه تقاضای یکنواختی برای برق وجود نداشته و منحنی بار دارای اختلاف زیادی در زمانهای مختلف می‌باشد. برای همین منظور لازم است منحنی بار اصلاح شود تا میزان مصرف و تولید برق یکنواخت‌تر شده و از نظر اقتصادی بهینه شود. اصلاح منحنی بار نیازمند اولاً ثبت مصرف در زمان‌های مختلف است؛ ا

ثانیاً لازم است تعرفه‌های برق به نحوی منعطف گردد که مشترکان برای بهینه‌سازی هزینه‌های خود، الگوی مصرف خود را تغییر دهند. اجرای این سیاست نیازمند سرمایه‌گذاری برای اضافه شدن تجهیزاتی در

شبکه برق برای ثبت اطلاعات پروفایل بار (یا استفاده از کنتورهای دیجیتالی) و ابداع روشهای نوین تجارت برق (تجمیع سازی صرفه‌جویی‌های مصرف‌کنندگان خرد و استفاده از مزایای آن) می‌باشد. این موارد نیز بدون اصلاح نظام مالی صنعت برق و ایجاد ساختارهای مناسب حقوقی برای هدایت سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و شرکتهای فناور ممکن نمی‌باشد. برای همین ضروری است سازوکارهای اقتصادی و حقوقی برای پیک‌سایی[1] به روش اقتصادی و مستقل از فشار حاکمیتی فراهم شود تا بصورت خودسامان‌یابنده و از طریق مکانیزم‌های بازار، بهینه شود.

۶,۵. توسعه کسب و کار خودتأمینی مصرف‌کنندگان با اولویت نیروگاه‌های کوچک‌مقیاس راندمان بالا و تجدیدپذیر

باتوجه به اینکه در سالهای گذشته عمده تولید برق وابسته به منابع گازی بوده است و از آنجا که در فصول سرما مصرف گاز برای گرمایش به پیک میرسد و به دلیل کمبود گاز خاموشی رخ میدهد، لازم است که سبد انرژی‌های اولیه کشور تغییر کند و اتکا تولید برق به سوخت گاز کمتر شود. بنابراین در الگوی توسعه برق آینده کشور، ضروری است که تجدیدپذیرها بویژه خورشیدی و تولید همزمان برق و گرما (CHP و CCHP) مورد توجه قرار گیرد. این الگوهای تولید برق نیازمند تغییر مدل کسب و کار تجارت برق از مصرف‌کننده صرف به مصرف‌کننده-تولیدکننده برق میباشد. برای این منظور لازم است سازوکارها و مدل‌های کسب وکاری جدیدی طراحی و ارتباط بین بخش عرضه و تقاضای برق اصلاح شود.

۷. جمع‌بندی

با توجه به عملکرد صنعت برق در جذب سرمایه‌گذاری و انعقاد قراردادهای جدید نیروگاهی در سنوات گذشته، بنظر نمی‌رسد که کمبود برق در سال‌های آتی برطرف شود و کشور نیازمند اتخاذ تدابیر جدید و تغییر رویکرد در رفع کمبودها با توجه به منابع مالی و سرعت عمل در اثربخشی اقدامات است. از این رو ضمن تسهیل و رفع موانع کسب و کار در صنعت برق و افزایش ظرفیت زیرساخت‌ها در عرضه برق، باید فضای مناسب برای توسعه مدیریت سمت تقاضا و بهینه‌سازی مصرف انرژی و همچنین توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر و نوایجاد شود. بررسی‌های انجام شده در این گزارش نشان می‌دهد که در سناریو محتمل کمبود برق در تابستان ۱۴۰۲ حداقل ۱۵ هزار مگاوات خواهد بود و اجرای طرح‌های مدیریت مصرف و جابجایی بار و قطع صادرات برق در شرایط ویژه، حداکثر امکان جبران ۱۲ هزار مگاوات آن را دارد و خاموشی به مشترکینی نظیر مشترکین خانگی در سال جاری اجتناب‌ناپذیر خواهد بود. مضافاً اینکه در صورت افزایش دمای کشور در ماه‌های گرم سال (در مقایسه با سال ۱۴۰۱) و عدم تغییر ساعت (افزایش

1-Peak Shaving

یکساعته پیک مصرف شبانه) ریسک خروج اضطراری واحدهای نیروگاهی و تجهیزات شبکه برق را رقم خواهد زد و می‌تواند شرایط بدبینانه ناترازی تا حدود ۱۸ هزارمگاوات را برای کشور رقم بزند.

با توجه به شرایط اجتماعی که همواره اعمال خاموشی و محدودیت‌های تأمین برق به مشترکین خانگی خط قرمز تأمین برق در کشور است، کماکان اعمال مدیریت مصرف و قطعی برق بنگاه‌های تولیدی در اولویت اقدامات وزارت نیرو قرار خواهد داشت . بنابراین در صورت تداوم چنین رویکردی، لازم است وزارت نیرو با همکاری وزارتخانههای صنعت، معدن و تجارت، جهاد کشاورزی و اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران مدیریت مصرف و تقاضای آتی برق را بگونه‌ای انجام دهد که تحمیل خسارت به اقتصاد ملی و بخش خصوصی و صنعت کمینه شود. بهره‌گیری از جداول داده – ستانده می‌تواند در این خصوص بسیار راهگشا باشد و به دستورالعمل اجرایی بهینه‌ای منجر شود. بعلاوه برای کاهش این میزان کمبود برق لازم است راهکارهای میان‌مدت از قبیل، نوسازی و بازسازی تجیزات فرسوده شبکه و واحدهای نیروگاهی، خودتأمینی بنگاه‌های تولیدی افزایش مشارکت نیروگاه‌های تجدیدپذیر و ایجاد زیرساخت‌ها برای توسعه مشارکت طیف گسترده‌ای از مشترکین در مدیریت مصرف اتخاذ گردد.