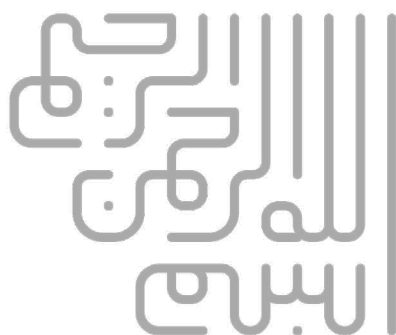


تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران





نمایه در پایگاه مرکز اطلاعاتی علمی جهاد دانشگاهی (SID)، پایگاه مجلات تخصصی نور (Noor Mags)

عنوان: تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران

نوع گزارش: طرح / لایحه □، نظارتی □، راهبردی ■، پیش نویس قانونی □

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه برق و هسته‌ای)

اظهار نظر کننده: مراد اسدی (دفتر مطالعات زیربنایی)

ناظران علمی: میلاد بیگی، حبیب‌اله ظفریان

مدیران مطالعه: ایمان رضائی، علی صابری

گرافیک و صفحه آرایی: نفیسه حاجی صفری

ویراستار ادبی: زهره عطاردی

تاریخ شروع مطالعه: ۱۴۰۴/۰۵/۰۱



تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۴/۲۳
Publish Date : 2026/07/14



عنوان: تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران
تهیه و تدوین کنندگان (Authors): رضا شریفی، علی صابری، سیده مریم موسوی
واژه‌های کلیدی: ناترازی برق، منحنی تداوم تقاضا، اوج بار، انرژی تجدیدپذیر
ناشر: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

Doi: <https://doi.org/10.22034/mrc.report.21689>

Permanent Link:

Publisher : Islamic Parliament Research Center of Iran

فهرست مطالب

چکیده.....	۶
خلاصه مدیریتی.....	۷
۱. مقدمه.....	۹
۲. مروری بر مراحل ادغام منابع تجدیدپذیر در شبکه برق.....	۱۰
۳. ایران و جایگاه آن در فازهای ادغام منابع تجدیدپذیر.....	۱۳
۴. تحلیل ظرفیت اعتباری و بهینه‌سازی توسعه انرژی خورشیدی در ایران.....	۱۶
۵. جمع‌بندی و پیشنهادها.....	۲۱
منابع و مآخذ.....	۲۳

فهرست شکل‌ها

شکل ۱. نمودار منحنی تداوم تقاضای خالص (RLDC) و تعیین مرز گذار به فازهای چهارم، پنجم و ششم.....	۱۴
شکل ۲. نمودار اثر افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی بر ظرفیت اعتباری.....	۱۷
شکل ۳. نمودار اثر توسعه نیروگاه‌های خورشیدی بر کاهش انرژی تأمین نشده و کاهش ساعات ناترازی.....	۱۸
شکل ۴. نمودار الگوی زمانی ناترازی شبکه در ماه‌های گرم (خرداد- شهریور) برای سطوح مختلف نصب نیروگاه‌های خورشیدی.....	۱۹
شکل ۵. نمودار اثر توسعه نیروگاه‌های خورشیدی با مدیریت یکپارچه بر قابی بر خاموشی (ساعت) و ظرفیت اعتباری شبکه.....	۲۰

فهرست جداول

جدول ۱. شش فاز توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر طبق چارچوب آژانس بین‌المللی انرژی.....	۱۱
جدول ۲. مراحل شش‌گانه نفوذ منابع تجدیدپذیر در شبکه برق ایران بر مبنای چارچوب IEA.....	۱۵



تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران

چکیده



منابع انرژی تجدیدپذیر به رغم مزایا، به دلیل وابستگی به شرایط لحظه‌ای محیط، دارای نوسان و عدم قطعیت ذاتی در تولید برق هستند که ادغام آنها در شبکه را با چالش مواجه می‌کند. در این گزارش با بهره‌گیری از فازبندی آژانس بین‌المللی انرژی و شاخص‌های مختلف، میزان ظرفیت بهینه نیروگاه‌های خورشیدی در ایران با توجه به وضعیت فعلی ظرفیت شبکه برق کشور بررسی شده است. براساس شاخص‌های بین‌المللی، امکان توسعه منابع تجدیدپذیر خورشیدی تا ۲۱ هزار مگاوات بدون تغییر قابل توجهی در شبکه برق و تا ۳۴ هزار مگاوات با انجام اقداماتی اصلاحی در شبکه وجود دارد. اما براساس شاخص ظرفیت اعتباری، افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی تا حدود ۲۰ هزار مگاوات قابل قبول است و پس از آن، هرگونه افزایش ظرفیت خورشیدی، نمی‌تواند متناسب با ظرفیت اضافه شده، منجر به کاهش متوسط ناترازی برق در ساعات اوج مصرف شود. با توسعه ۲۰ گیگاوات نیروگاه خورشیدی، جبران حدود ۷۵ درصد از انرژی تأمین نشده و حدود ۶۱ درصد از ساعات ناترازی (۶۶۴ ساعت از ۱,۰۸۶ ساعت ناترازی) از محل این نوع نیروگاه‌ها میسر است. با افزایش بیشتر نیروگاه‌های خورشیدی، اگرچه اثرگذاری مثبت بر شبکه دارد، اما جبران انرژی تأمین نشده و کاهش ساعات ناترازی به تدریج کند و متوقف می‌شود. همچنین توسعه ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی تا ۲۰ گیگاوات، در صورت ترکیب این ظرفیت با بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌های برقی موجود، ساعات ناترازی را از ۱,۰۸۶ ساعت به تنها ۴۷ ساعت کاهش می‌دهد که بیانگر موفقیت راهبرد ترکیبی خورشیدی-آبی برای رفع عملی ناترازی است.

خلاصه مدیریتی

بیان / شرح مسئله

ایران از ظرفیت قابل توجهی برای توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، به‌ویژه انرژی خورشیدی و بادی، برخوردار است. بر اساس برآوردهای سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق (ساتبا)، پتانسیل توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر در کشور حدود ۱۲۴ هزار مگاوات برآورد می‌شود که از این میزان، ۷۱ هزار مگاوات مربوط به انرژی خورشیدی و ۴۹ هزار مگاوات مربوط به انرژی بادی است. این ظرفیت، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر را به یکی از مهم‌ترین گزینه‌های افزایش امنیت انرژی، کاهش ناترازی برق و تنوع بخشی به سبد تولید برق کشور تبدیل کرده است. با این حال، توسعه نیروگاه‌های خورشیدی و بادی صرفاً تابع پتانسیل منابع طبیعی نیست. ماهیت متناوب این منابع سبب می‌شود که افزایش ظرفیت نصب شده، بدون توجه به قابلیت‌های شبکه برق و میزان انعطاف‌پذیری آن، الزاماً به کاهش متناسب ناترازی منجر نشود و پس از عبور از یک سطح مشخص، اثربخشی توسعه ظرفیت کاهش یابد. از این رو، تعیین ظرفیت بهینه توسعه انرژی خورشیدی متناسب با شرایط شبکه برق کشور، یکی از الزامات اصلی سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی در این حوزه محسوب می‌شود.

در این گزارش، به منظور تعیین ظرفیت بهینه توسعه انرژی خورشیدی، از دو رویکرد مکمل استفاده شده است: چارچوب شش مرحله‌ای آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) برای تعیین جایگاه شبکه برق ایران از منظر ادغام منابع تجدیدپذیر و الزامات هر مرحله و شاخص ظرفیت اعتباری برای سنجش میزان اثر واقعی ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های خورشیدی در کاهش تقاضای اوج و ناترازی شبکه. نتایج این تحلیل‌ها مبنای تعیین ظرفیت بهینه توسعه انرژی خورشیدی و ارائه پیشنهادی سیاستی در این گزارش قرار گرفته است.

نقطه نظرات / یافته‌های کلیدی

■ چارچوب شش مرحله‌ای آژانس بین‌المللی انرژی (IEA)، شبکه برق را براساس میزان آمادگی آن برای ادغام و بهره‌برداری از منابع تجدیدپذیر در شش مرحله طبقه‌بندی می‌کند و مشخص می‌سازد که در هر مرحله، چه الزامات فنی، عملیاتی و زیرساختی برای حفظ پایداری شبکه وجود دارد. همچنین، شاخص ظرفیت اعتباری نشان می‌دهد که از هر واحد ظرفیت نصب شده نیروگاه خورشیدی، چه میزان در زمان اوج تقاضا به صورت واقعی و قابل اتکا در تأمین برق و کاهش ناترازی شبکه مؤثر است، بنابراین این شاخص، به جای ظرفیت اسمی نیروگاه، میزان ظرفیت مؤثر و قابل اتکای آن برای شبکه برق را اندازه‌گیری می‌کند.

■ براساس محاسبات انجام شده در این گزارش مبتنی بر چارچوب آژانس بین‌المللی انرژی، شبکه برق ایران در حال حاضر در فاز نخست ادغام منابع تجدیدپذیر قرار دارد و با ساختار فعلی شبکه، توسعه منابع تجدیدپذیر تا حدود ۲۱ هزار مگاوات بدون نیاز به تغییرات اساسی در شبکه امکان‌پذیر است. همچنین به لحاظ فنی توسعه تا حدود ۳۴ هزار مگاوات با انجام اصلاحات محدود در بهره‌برداری، بهبود پیش‌بینی تولید و افزایش انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های متعارف قابل تحقق خواهد بود.

■ از سوی دیگر نتایج شاخص ظرفیت اعتباری نشان می‌دهد توسعه نیروگاه‌های خورشیدی تا حدود ۲۰ هزار مگاوات بیشترین کارایی را در کاهش ناترازی دارد و پس از آن، افزایش ظرفیت نصب، اثر متناسبی بر کاهش میزان و ساعات ناترازی شبکه نخواهد داشت. توسعه حدود ۲۰ گیگاوات نیروگاه خورشیدی می‌تواند حدود ۷۵ درصد انرژی تأمین نشده و حدود ۶۱ درصد ساعات ناترازی شبکه برق (۶۶۴ ساعت از ۱۰۸۶ ساعت ناترازی) را جبران کند، اما افزایش ظرفیت فراتر از این ۲۰ گیگاوات انرژی خورشیدی، بدون استفاده از راهکارهای مکمل، اثر قابل توجهی در کاهش خاموشی‌ها ایجاد نمی‌کند.

■ بخش قابل توجهی از ساعات ناترازی برق کشور در ساعات فاقد تابش خورشید رخ می‌دهد، از این رو توسعه صرف نیروگاه‌های خورشیدی



نمی‌تواند به تنهایی مشکل ناترازی را برطرف کند و بهره‌گیری از منابع انعطاف‌پذیر مانند نیروگاه‌های برق آبی یا سامانه‌های ذخیره‌سازی انرژی ضروری است.

■ بر اساس مدل‌سازی انجام شده در این گزارش، بهره‌برداری هماهنگ نیروگاه‌های خورشیدی و برق آبی می‌تواند اثربخشی توسعه خورشیدی را به‌طور قابل ملاحظه‌ای افزایش دهد، به گونه‌ای که با توسعه ۲۰ گیگاوات نیروگاه خورشیدی و بهره‌برداری هماهنگ نیروگاه‌های خورشیدی و برق آبی، ساعات ناترازی از ۱۰۸۶ ساعت به حدود ۴۷ ساعت در سال کاهش می‌یابد که معادل بیش از ۹۰ درصد کاهش ساعات خاموشی است.

پیشنهاد راهکارهای تقنینی، نظارتی یا سیاستی

■ حد بهینه توسعه نیروگاه‌های خورشیدی در کوتاه‌مدت با هدف دستیابی به ظرفیت ۲۰ هزار مگاوات در اولویت برنامه‌های توسعه برق کشور قرار گیرد.

■ توسعه ظرفیت خورشیدی همزمان با بهره‌برداری انعطاف‌پذیر از نیروگاه‌های برق آبی، ارتقای سامانه‌های پیش‌بینی تولید و مدیریت هوشمند شبکه دنبال شود تا بیشترین اثر در کاهش ناترازی حاصل گردد.

■ برای توسعه ظرفیت‌های فراتر از حدود ۲۰ گیگاوات، برنامه‌ریزی لازم برای توسعه سامانه‌های ذخیره‌سازی انرژی، افزایش انعطاف‌پذیری شبکه، ارتقای شبکه انتقال و توزیع و اصلاح سازوکارهای بهره‌برداری به‌صورت همزمان انجام شود تا از کاهش بازده سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های خورشیدی جلوگیری گردد.

■ با توجه به اینکه نتایج این گزارش بر مبنای شاخص‌های کلان شبکه و بدون لحاظ قیود انتقال و توزیع به دست آمده است، اجرای طرح‌های توسعه در مقیاس منطقه‌ای منوط به انجام مطالعات تفصیلی پخش بار، ظرفیت خطوط انتقال و محدودیت‌های محلی شبکه باشد.

۱. مقدمه

انرژی‌های تجدیدپذیر به عنوان منابع انرژی پاک، نقش مهمی در کاهش آثار مخرب زیست‌محیطی و کاهش وابستگی به منابع سوخت فسیلی دارند. نیروگاه‌های تجدیدپذیر متغیر^۱ به آن دسته از منابع انرژی تجدیدپذیر گفته می‌شود که میزان تولید آنها به طور مستقیم تحت تأثیر شرایط لحظه‌ای محیط مانند تابش خورشید و یا سرعت باد بوده و در نتیجه دارای نوسان و عدم قطعیت ذاتی در تولید برق هستند. از آنجا که این منابع، تولید برق غیر قابل پیش‌بینی و دارای نوسان دارند، هماهنگی تولید آنها با تقاضای شبکه برق دارای ملاحظات است و چالش‌های تازه‌ای را در مدیریت شبکه برق به وجود می‌آورد. به همین دلیل، افزایش سهم این دسته از تجدیدپذیرها تنها در صورتی امکان‌پذیر است که شبکه از نظر فنی و عملیاتی به سطح مناسبی از انعطاف‌پذیری برسد.

انعطاف‌پذیری شبکه مفهومی کلیدی است که امکان مدیریت نوسانات تولید، جبران عدم قطعیت در عرضه و حفظ پایداری در سطح سراسری را فراهم می‌کند. تجربه کشورهای پیشرو نشان می‌دهد که هر چه ظرفیت انعطاف‌پذیری شبکه بیشتر باشد، امکان ادغام سهم بالاتری از منابع تجدیدپذیر بدون ایجاد اختلال در پایداری شبکه فراهم می‌شود. این موضوع نه تنها قابلیت جذب انرژی تجدیدپذیر را افزایش می‌دهد، بلکه به کاهش هزینه‌های تولید، بهبود امنیت انرژی و ارتقای شاخص‌های زیست‌محیطی نیز کمک می‌کند.

با توجه به روند جهانی کاهش وابستگی به نیروگاه‌های حرارتی سنتی و افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر، تحلیل جامع تأثیر این منابع بر پایداری شبکه، از منظر کمی و کیفی، امری ضروری است. این تحلیل نه تنها به تصمیم‌گیری سیاست‌گذاران در زمینه انرژی کمک می‌کند، بلکه ابزار مهمی برای برنامه‌ریزی هوشمند شبکه و افزایش بهره‌وری انرژی‌های تجدیدپذیر ارائه می‌دهد.

آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) برای ارزیابی این موضوع، چارچوبی مرحله‌ای ارائه کرده است که در آن میزان نفوذپذیری تجدیدپذیرها و نیاز فنی هر مرحله مشخص می‌شود. در این چارچوب، اقداماتی مانند توسعه سامانه‌های ذخیره‌سازی انرژی، بهبود کارایی و انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های موجود، استفاده از سازوکارهای مدیریت تقاضا و تقویت همکاری‌های منطقه‌ای در تبادل برق، از عناصر اصلی افزایش پایداری و تاب‌آوری شبکه به شمار می‌رود.

برای ارزیابی نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر و آثار آنها بر شبکه، شاخص‌های مختلفی ارائه شده‌اند که ظرفیت اعتباری^۲ یکی از مهم‌ترین آنهاست. ظرفیت اعتباری نشان‌دهنده سهم واقعی و قابل اطمینان انرژی‌های متغیر در تأمین برق شبکه است و به عنوان معیاری برای توانمندی انرژی‌های تجدیدپذیر متغیر در کاهش بار پیک و پایداری شبکه عمل می‌کند. این شاخص کمک می‌کند تا سرمایه‌گذاری‌ها در انرژی‌های تجدیدپذیر و سیستم‌های ذخیره‌سازی برق بهینه‌سازی گردد و مقایسه بین منابع مختلف انرژی از منظر بهره‌وری واقعی امکان‌پذیر شود.

۱. در این گزارش از این پس هر جا از نیروگاه یا منابع تجدیدپذیر نام برده شود، منظور نیروگاه‌های تجدیدپذیر متغیر از نوع خورشیدی و بادی است.



در این گزارش، چارچوب آژانس بین‌المللی انرژی در مراحل ادغام منابع تجدیدپذیر در شبکه برق ارائه شده است. سپس، با اتکا به این چارچوب، وضعیت فعلی شبکه برق ایران از منظر ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر مورد ارزیابی قرار گرفته و جایگاه کشور در این فازبندی مشخص شده است. همچنین با استفاده از شاخص‌هایی همچون ظرفیت اعتباری و تحلیل منحنی تداوم تقاضا ($LDC^1/RLDC^2$) که در گزارش توضیحات آن ذکر خواهد شد، میزان کارایی واقعی نیروگاه‌های خورشیدی در کاهش ناترازی و پیک بار شبکه محاسبه شده است. در نهایت، پیشنهادهایی در حوزه سیاستگذاری، فنی و اقتصادی برای تصمیم‌گیران ارائه خواهد شد.

۲. مروری بر مراحل ادغام منابع تجدیدپذیر در شبکه برق

افزایش اهمیت منابع انرژی تجدیدپذیر و مسائل مرتبط با ادغام آن، از مهم‌ترین عوامل پیش‌برنده گذار سیستم برق در سطح جهانی است. با افزایش سهم منابع تجدیدپذیر خورشیدی و بادی، رفتار تولید برق در شبکه دچار نوسانات بیشتری می‌شود و به دنبال آن ظرفیت تولید در ساعات مختلف روز قابل اتکا نیست. در این شرایط، شبکه نیازمند انعطاف‌پذیری بالاتر برای جبران سریع کمبود یا اضافه تولید خواهد بود. به همین منظور به دلیل ماهیت این منابع، با افزایش سهم تولید برق از این نوع منابع، کنترل فرکانس و پایداری سیستم پیچیده‌تر می‌شود و ضرورت استفاده از ذخیره‌سازها، خطوط انتقال جدید و سیستم‌های کنترلی پیشرفته‌تر بیشتر احساس می‌شود. همچنین، با رشد تولید منابع تجدیدپذیر، الگوی بهره‌برداری از نیروگاه‌های سنتی نیز به صورت طبیعی باید تغییر نماید. مجموعه این عوامل نشان می‌دهد که با افزایش سهم تجدیدپذیرها، شبکه برق باید به صورت مرحله‌ای برای جذب و مدیریت آن منابع آماده شود. آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) یک دسته‌بندی مرحله‌ای ارائه کرده است [۱-۲] تا تأثیر در حال تحول منابع تجدیدپذیر بر سیستم‌های برق و مسائل مرتبط با ادغام آنها را نشان دهد. ادغام منابع تجدیدپذیر را می‌توان در شش مرحله مختلف دسته‌بندی کرد. این چارچوب می‌تواند برای اولویت‌بندی اقدامات مختلف جهت حمایت از انعطاف‌پذیری سیستم، شناسایی چالش‌های مرتبط و اجرای اقدامات مناسب برای پشتیبانی از ادغام منابع تجدیدپذیر در سیستم برق استفاده شود. هر کدام از این مراحل با توجه به برخی شاخص‌ها و مبتنی بر میزان رشد تولید برق تجدیدپذیر از یکدیگر تفکیک می‌شوند (جدول ۱).

- فاز ۱: در ابتدای کار، تولید منابع تجدیدپذیر تأثیر قابل توجهی بر شبکه ندارد و عملاً چالشی ایجاد نمی‌کند.
- فاز ۲: با اضافه شدن نیروگاه‌های منابع تجدیدپذیر و رشد تولید برق از این منابع، آثار آنها بر شبکه برق جزئی تا متوسط خواهد بود. در این مرحله، تنظیمات جزئی در عملیات و زمان‌بندی نیروگاه‌ها کافی است.
- فاز ۳: تولید برق از منابع تجدیدپذیر به اندازه‌ای افزایش می‌یابد که الگوی بهره‌برداری شبکه تحت تأثیر آن قرار می‌گیرد. مدیریت این شرایط نیازمند تغییرات جزئی در رویه‌های عملیاتی موجود، بهبود پیش‌بینی تولید، افزایش انعطاف نیروگاه‌های متعارف و استفاده بیشتر از ذخایر رزرو است.
- فاز ۴: در برخی بازه‌های زمانی (یک ساعت تا چند روز)، کل تقاضای برق می‌تواند از منابع تجدیدپذیر تأمین شود. این موضوع منجر به امکان نوسانات بیشتر در بار خالص^۴ و تغییر مسیر جریان برق^۵ می‌شود و نیازمند تغییرات اساسی‌تر در بهره‌برداری، کنترل شبکه و هماهنگی منطقه‌ای است.

1. Load Duration Curve (LDC)

2. Residual Load Duration Curve (RLDC)

۳. ادغام انرژی‌های تجدیدپذیر به مجموع اقداماتی گفته می‌شود که برای همسو کردن تولید متغییر منابعی مانند خورشید و باد با نیازمندی‌های فنی و عملیاتی شبکه قدرت انجام می‌شود. منظور از ادغام، تنها اتصال فیزیکی نیروگاه تجدیدپذیر به شبکه برق نیست، بلکه شامل توانایی شبکه برق در مدیریت و استفاده پایدار از این تولیدات نوسانی بدون کاهش امنیت و قابلیت اطمینان شبکه است.

۴. بار خالص (Residual Load)، اختلاف بین تقاضای کل برق و تولید ناشی از منابع تجدیدپذیر متغیر (مانند باد و خورشید) است. نوسانات شدید بار خالص زمانی رخ می‌دهد که تولید این منابع به سرعت افزایش (ساعات آغازین روز) یا کاهش (ساعات پایانی روز) یابد و نیروگاه‌های متعارف ناچار شوند تغییرات بزرگ و ناگهانی را جبران کنند.

۵. تغییر مسیر جریان برق (Power Flow Reversal/Rerouting) حالتی است که در اثر تولید بالای منابع تجدیدپذیر در یک منطقه، مقدار برق تولیدی از مصرف محلی فراتر می‌رود و به جای دریافت برق از شبکه، منطقه مذکور برق مازاد خود را به شبکه تزریق می‌کند. پدیده‌ای که می‌تواند الگوهای سنتی جریان برق در خطوط انتقال و توزیع را برعکس کند.

■ فاز ۵: در برخی بازه‌های زمانی (چندروز تا چند هفته)، تولید برق از منابع تجدیدپذیر ممکن است از تقاضای شبکه بیشتر شود و مازاد تولید ایجاد شود. در این شرایط، حفظ پایداری تأمین برق، مدیریت محدودسازی و هماهنگی با سایر منابع ضروری است.

■ فاز ۶: در مقیاس فصلی یا سالیانه، ممکن است مازاد تولید برق از منابع تجدیدپذیر به وجود آید، که نیاز به ذخیره‌سازی فصلی، استفاده از سوخت‌هایی مانند هیدروژن یا سایر راهکارهای بلندمدت برای تأمین پایدار برق را ایجاب می‌کند.

نکته مهم این است که این فازها صرفاً براساس سهم عددی منابع تجدیدپذیر در شبکه تعیین نمی‌شوند، بلکه براساس ماهیت چالش‌ها و مسائل ادغام این منابع در سیستم برق دسته‌بندی شده‌اند [۱-۲]. با این حال، مطالعات و گزارش‌های IEA نشان می‌دهند [۱] که در اغلب کشورهای مورد مطالعه، فاز اول معمولاً مربوط به زمانی است که سهم تولید منابع تجدیدپذیر زیر ۵ درصد و فاز دوم بین ۵ تا ۱۰ درصد از کل تولید برق است. در این مراحل اولیه، نیاز فوری به فناوری‌های جدید تولید یا ذخیره‌سازی بزرگ‌مقیاس وجود ندارد. لذا در این مرحله برای دو فاز اولیه از همین مبنا استفاده شده و برای محاسبه مرز سایر فازها، با توجه به اینکه مرز فاز وابسته به مشخصات شبکه در هر کشور است، محاسبات آن در ادامه لحاظ می‌شود. شایان ذکر است در این مطالعه، قیود فیزیکی شبکه انتقال و توزیع (از جمله محدودیت ظرفیت خطوط و ازدحام شبکه) در مدل لحاظ نشده است. جدول ۱ منطق تقسیم‌بندی فازها به همراه توضیحات آن ارائه می‌دهد.

جدول ۱. شش فاز توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر طبق چارچوب آژانس بین‌المللی انرژی [۱]

شماره فاز	توضیح / ویژگی‌ها	چالش‌ها و نیازها	سهم تقریبی منابع تجدیدپذیر
۱	تولید منابع تجدیدپذیر تأثیر قابل‌توجهی بر شبکه ندارد.	عملاً چالشی وجود ندارد.	کمتر از ۵ درصد
۲	آثار منابع تجدیدپذیر جزئی تا متوسط است.	تنظیمات محدود در عملیات و زمان‌بندی نیروگاه‌ها کافی است.	۵ تا ۱۰ درصد
۳	تولید منابع تجدیدپذیر به حدی افزایش می‌یابد که الگوی بهره‌برداری شبکه را تحت تأثیر قرار می‌دهد.	تغییرات جزئی در رویه‌های عملیاتی، بهبود پیش‌بینی تولید، افزایش انعطاف نیروگاه‌های متعارف و استفاده از رزرو چرخان	۱۰ درصد تا شروع فاز ۴
۴	در برخی بازه‌ها (یک ساعت تا چند روز)، کل تقاضای برق از منابع تجدیدپذیر تأمین می‌شود.	نوسانات بار خالص، تغییر مسیر جریان برق، نیاز به تغییرات اساسی در بهره‌برداری، کنترل شبکه و هماهنگی منطقه‌ای	فاز دقیق وابسته به مشخصات شبکه هر کشور متفاوت است.
۵	تولید منابع تجدیدپذیر ممکن است چند روز تا چند هفته از تقاضا بیشتر شود و مازاد ایجاد شود.	حفظ پایداری تأمین برق، مدیریت محدودسازی و هماهنگی با سایر منابع	
۶	مازاد یا کمبود منابع تجدیدپذیر در مقیاس فصلی یا سالیانه رخ می‌دهد.	نیاز به ذخیره‌سازی فصلی، استفاده از سوخت‌های مصنوعی مانند هیدروژن و سایر راهکارهای بلندمدت برای تأمین پایدار برق	

بر این اساس، شروع فاز چهار (پایان فاز سوم) در هر کشور با کشور دیگر متفاوت است، زیرا ملاک اصلی ورود به این فاز لحظاتی است که تولید منابع تجدیدپذیر بتواند در یک بازه زمانی کل تقاضای برق شبکه را پوشش دهد. به عبارت دیگر، معیار ورود به فاز چهار نه سهم متوسط سالیانه، بلکه بیشینه نفوذ لحظه‌ای است. از آنجاکه الگوی مصرف برق و تغییرات بار شبکه در کشورهای مختلف متفاوت است، نقطه آغاز این فاز نیز متناسب با شرایط هر کشور تعیین می‌شود. در نتیجه ممکن است دو کشور با سهم سالیانه مشابه از تجدیدپذیرها، به دلیل تفاوت در پروفایل بار



و هم‌زمانی آن با تولید تجدیدپذیر، در فازهای متفاوتی قرار گیرند. برای نمونه، آروگونه با وجود آنکه حدود ۳۵ درصد از کل تولید برق خود را از منابع تجدیدپذیر تأمین می‌کند، همچنان در فاز سوم است، زیرا در هیچ بازه‌ای تولید خورشیدی و بادی آن به‌طور کامل پاسخ‌گوی کل بار لحظه‌ای شبکه نیست. در مقابل، ایرلند با سهمی حدود ۲۸ درصد منابع تجدیدپذیر وارد فاز چهارم شده است، چراکه در برخی دوره‌ها تولید خورشید و بادی آن توانسته کل نیاز شبکه را پوشش دهد [۲].

از فاز چهارم، ماهیت چالش‌ها تغییر می‌کند. با ورود سیستم برق به این مرحله، نیاز به تغییرات اساسی در شبکه و بهره‌برداری آشکار می‌شود. این تغییرات شامل ارتقای حفاظت و کنترل شبکه، استفاده از ابزارهای پایداری فرکانس و ولتاژ، افزایش انعطاف‌پذیری نیروگاه‌ها و ذخیره‌سازی کوتاه‌مدت، تقویت شبکه انتقال و توزیع، بهبود پیش‌بینی تولید و مدیریت انرژی بلادرنگ و پیاده‌سازی ابزارهای بازار و هماهنگی منطقه‌ای است. این اقدامات تضمین می‌کنند که شبکه بتواند نفوذ بالای منابع تجدیدپذیر را بدون کاهش پایداری و قابلیت اطمینان مدیریت کند.

با گذر سیستم برق از مرحله چهارم و رسیدن به مرحله پنجم ادغام منابع تجدیدپذیر، تولید منابع تجدیدپذیر در بازه‌های چندروزه تا چند هفته ممکن است از تقاضای شبکه فراتر رود و مازاد تولید قابل توجه ایجاد شود. این شرایط نیازمند اقدامات پیشرفته و ساختاری برای حفظ پایداری شبکه است. از جمله این اقدامات می‌توان به مدیریت محدودسازی هوشمند نیروگاه‌ها، استفاده از ذخیره‌سازی کوتاه‌مدت و میان‌مدت، تقویت انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های متعارف و توربین‌های گازی و دیزلی و هماهنگی با سایر منابع تولید در سطح منطقه‌ای اشاره کرد. همچنین، در این مرحله مدیریت جریان توان بین نواحی و اتصال به بازارهای انعطاف‌پذیر اهمیت ویژه‌ای دارد تا مازاد تولید بتواند به‌صورت بهینه مورد استفاده قرار گیرد. ابزارهای پیشرفته برای پیش‌بینی بار و تولید منابع تجدیدپذیر، همراه با سیستم‌های مدیریت انرژی شبکه با کنترل بلادرنگ به جلوگیری از نوسانات فرکانس و ولتاژ کمک می‌کنند. در نهایت، سیاست‌ها و مکانیسم‌های انگیزشی^۱ برای تخلیه یا ذخیره مازاد انرژی از الزامات کلیدی برای پشتیبانی از پایداری شبکه در این مرحله محسوب می‌شوند.

در نهایت در مرحله ششم ادغام منابع تجدیدپذیر، چالش‌ها فراتر از بازه‌های روزانه یا چند هفته‌ای می‌روند و مازاد یا کمبود انرژی در مقیاس فصلی یا سالیانه رخ می‌دهد. این شرایط نیازمند راهکارهای بلندمدت شامل ذخیره‌سازی فصلی، استفاده از سوخت‌های مصنوعی^۲، مدیریت هم‌زمان منابع پراکنده و متمرکز و هماهنگی منطقه‌ای است. همچنین، برنامه‌ریزی بلندمدت، سیستم‌های پیشرفته مدیریت انرژی و سیاست‌ها و مکانیسم‌های انگیزشی برای بهره‌برداری بهینه از انرژی مازاد، از الزامات کلیدی پایداری و انعطاف‌پذیری شبکه در این مرحله محسوب می‌شوند.

در حال حاضر، بالاترین سطح ادغام عملی شده در شبکه‌های برق جهان، فاز چهارم است. تعداد محدودی از کشورها و مناطق مانند دانمارک، ایرلند و جنوب استرالیا به این مرحله رسیده‌اند، در حالی که بسیاری از کشورها همچنان در فازهای ۱ و ۲ قرار دارند و سهم منابع تجدیدپذیر آنها کمتر از ۱۰ درصد است. روند جهانی نشان می‌دهد که سهم منابع تجدیدپذیر به سرعت در حال افزایش است، به‌طوری‌که در سال ۲۰۱۵ حدود ۳۰ کشور سهمی بالاتر از ۵ درصد داشتند، اما تا سال ۲۰۱۸ این عدد به حدود ۵۰ کشور رسید. پیش‌بینی می‌شود طی سال‌های آینده، بسیاری از کشورها از سطح ۵ تا ۱۰ درصد به حدود ۱۰ تا ۲۰ درصد برسند و کشورهایی که هم‌اکنون در بازه ۲۰ تا ۴۰ درصد قرار دارند، شاهد افزایش قابل توجهی در سهم تجدیدپذیرها باشند.

۱. سیاست‌ها و مکانیسم‌های انگیزشی به ابزارها و مقرراتی اشاره دارد که تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان برق را به رفتارهایی سوق می‌دهد که پایداری شبکه حفظ شود و انرژی مازاد منابع تجدیدپذیر بهینه مصرف یا ذخیره شود. نمونه‌های رایج شامل: پرداخت برای ذخیره‌سازی انرژی مازاد، بازارهای انعطاف‌پذیر، قیمت‌گذاری لحظه‌ای برق و مشوق‌های تولید انرژی از سوخت‌های مصنوعی یا ذخیره بلندمدت است.

۲. سوخت‌هایی که با استفاده از برق (معمولاً برق مازاد تولید منابع تجدیدپذیر) و از طریق فرایندهای الکتروشیمیایی مانند الکترولیز یا سنتز شیمیایی تولید می‌شوند. این سوخت‌ها شامل هیدروژن، متان مصنوعی و سوخت‌های مایع سنتزی بوده و به دلیل قابلیت ذخیره‌سازی طولانی مدت برای پشتیبانی از شبکه برق کاربرد دارند.

۳. ایران و جایگاه آن در فازهای ادغام منابع تجدیدپذیر



ایران دارای یکی از بزرگ‌ترین شبکه‌های برق در خاورمیانه است و بخش عمده تولید برق آن از نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی تأمین می‌شود. با این حال، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر شامل خورشیدی و بادی محدود است، به طوری که در سال ۱۴۰۳، تنها حدود ۰/۶ درصد از تولید سالیانه برق کشور (۳۹۶ تراوات ساعت)، از منابع تجدیدپذیر تأمین شده است. این رقم در مقایسه با کشورهای پیشرفته مانند آلمان (۵۲/۷ درصد)، بریتانیا (۴۸/۷ درصد) و حتی کشورهای منطقه مانند ترکیه (۲۴/۷ درصد)، بسیار ناچیز است، در حالی که ایران از پتانسیل قابل توجه خورشیدی و بادی برخوردار است [۳].

بر اساس وضعیت شبکه برق ایران در سال ۱۴۰۳ و چارچوب مرحله‌ای نفوذ منابع تجدیدپذیر، می‌توان ظرفیت و تولید تقریبی لازم برای ورود به هر فاز را برآورد کرد (جدول ۱). در فاز ۱، سهم منابع تجدیدپذیر از مصرف سالیانه کمتر از ۵ درصد است و آثار آن بر بهره‌برداری شبکه بسیار اندک است، بنابراین تغییرات عملیاتی عمده مورد نیاز نیست.

با توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر و ورود به فاز ۲، سهم منابع تجدیدپذیر از کل تولید برق بین ۵ تا ۱۰ درصد قرار می‌گیرد که معادل تولید سالیانه ۱۹/۸ تا ۳۹/۶ تراوات ساعت و ظرفیت نصب شده ۱۰/۷ تا ۲۱/۴ گیگاوات خورشیدی است. در این مرحله، شبکه با تنظیمات محدود در عملیات و زمان‌بندی نیروگاه‌ها، می‌تواند منابع تجدیدپذیر را مدیریت کند بدون اینکه تغییرات ساختاری اساسی لازم باشد. به عبارتی در حال حاضر کشور تا ظرفیت ۲۱/۴ هزار مگاوات امکان توسعه انواع نیروگاه‌های تجدیدپذیر (خورشیدی-بادی) بدون تغییرات ساختاری اساسی را دارد و برای احداث مازاد بر آن باید برخی ملاحظات و اصلاحات را در شبکه برق و نحوه مدیریت و بهره‌برداری آغاز نماید. با عبور از ظرفیت ۲۱/۴ گیگاوات و سهم ۱۰ درصد از تولید برق، فاز ۳ آغاز می‌شود، در این مرحله تولید منابع تجدیدپذیر به اندازه‌ای افزایش می‌یابد که شروع به تأثیرگذاری بر الگوی بهره‌برداری شبکه می‌کند. این شرایط نیازمند پیش‌بینی دقیق‌تر تقاضا، برنامه‌ریزی دقیق تولید، افزایش انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های متعارف و بهره‌گیری از ذخایر رزرو برای حفظ پایداری و قابلیت اطمینان سیستم است.

شایان ذکر است که پایان فاز سوم (آغاز فاز چهارم) نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر در شبکه برق زمانی محقق می‌شود که تولید منابع تجدیدپذیر بتواند در یک بازه زمانی بسیار کوتاه (در حد یک ساعت) کل تقاضای شبکه را پوشش دهد. همچنین، پایان فاز چهارم (ورود به فاز پنجم) هنگامی رخ می‌دهد که این پوشش کامل تقاضا به بازه‌های چندروزه^۱ گسترش یابد. در ادامه ابتدا نحوه محاسبه مرز فازها اشاره شده و سپس مبتنی بر آن مقدار مرز فازها برای ایران محاسبه خواهد شد.

به منظور محاسبه دقیق نقطه شروع فازهای چهارم، پنجم و ششم برای هر کشور، از منحنی تداوم بار باقی مانده^۲ (RLDC) استفاده می‌شود. نحوه رسم این منحنی بدین صورت است که ابتدا مقادیر ساعتی تولید منابع تجدیدپذیر (نیروگاه‌های خورشیدی و بادی) از تقاضای ساعتی متناظر شبکه کسر شده، سپس مقادیر محاسبه شده از بیشترین مقدار تا کمترین مرتب می‌شوند. در منحنی RLDC محور عمودی بیانگر مقدار بار باقی مانده یا خالص شبکه و محور افقی بیانگر تمام ساعات سال است. بار باقی مانده یا خالص^۳، بیانگر مقدار تقاضایی از برق است که باید توسط سایر نیروگاه‌های قابل کنترل (به غیر از نیروگاه‌های تجدیدپذیر)، نظیر نیروگاه‌های حرارتی یا آبی، تأمین گردد. به عبارت دیگر، بار خالص شبکه مستقیماً میزان وابستگی شبکه برق به منابع غیر تجدیدپذیر را نشان می‌دهد. زمانی که منحنی RLDC محور افقی را قطع می‌کند یعنی مقدار بار خالص برابر با صفر شده است. در این شرایط کل تقاضای شبکه از آن لحظه به بعد تماماً توسط منابع تجدیدپذیر (مانند خورشیدی یا بادی) تأمین شده است. هرگاه بخشی از منحنی RLDC به پایین محور افقی برود یعنی در آن بخش تولید منابع تجدیدپذیر از تقاضای شبکه پیشی گرفته است و برای پایداری شبکه نیاز به ذخیره‌سازی یا محدودسازی به نحوی وجود دارد.

۱. در این گزارش ۳ روز (معادل ۷۲ ساعت) در نظر گرفته می‌شود.

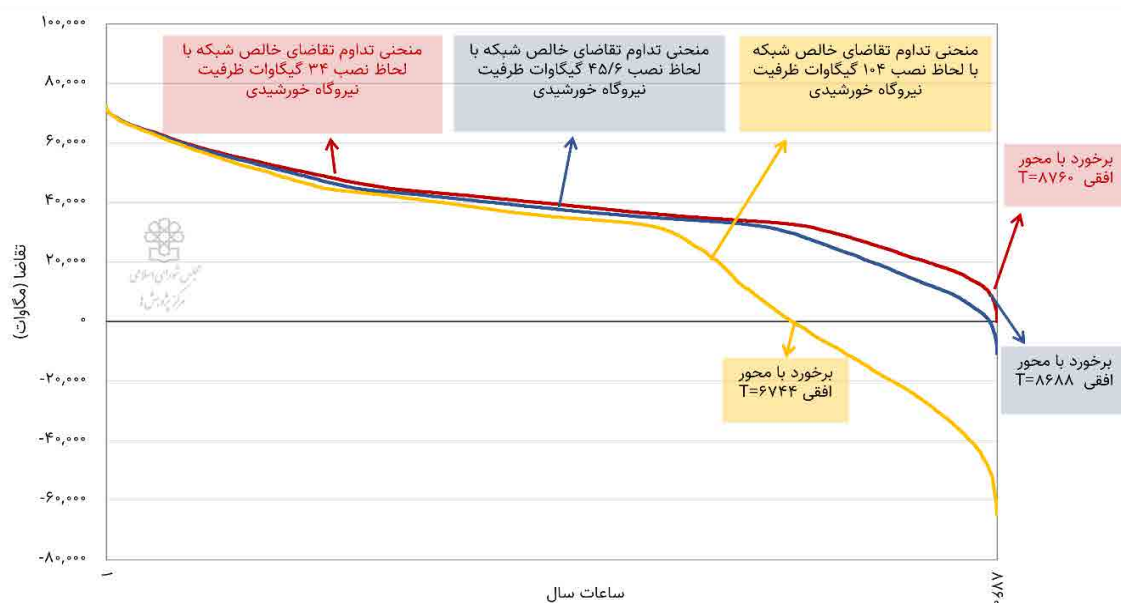
2. Residual Load Duration Curve (RLDC)

3. Residual Load

در این بخش برای مشخص نمودن فازهای ادغام، منحنی RLDC براساس داده‌های واقعی تقاضای برق ایران در سال ۱۴۰۳ [۳] و همچنین داده‌های واقعی تابش خورشید ایران تهیه شده است تا بتوان با دقت واقعی مراحل ادغام تجدیدپذیر در شبکه ایران را به تصویر بکشد. همان‌طور که پیشتر گفته شد، طبق فازبندی آژانس بین‌المللی انرژی فاز چهارم (پایان فاز سوم) زمانی آغاز می‌شود که تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر بتواند حداقل به مدت یک ساعت کل تقاضای شبکه را تأمین کند. بنابراین، هرگاه منحنی RLDC در یک ساعت^۱ محور افقی را قطع کند، این شرایط برقرار شده و فاز چهارم آغاز می‌شود.

در شکل ۱ منحنی تداوم تقاضای خالص را نشان می‌دهد. با توجه به تقاضای واقعی برق در سال ۱۴۰۳ در ساعات مختلف، برای محاسبه مرز ورود به فاز چهارم ظرفیت تجدیدپذیر طوری انتخاب شده است تا تنها یک ساعت در سال تمام برق مورد تقاضا توسط منابع تجدیدپذیر تأمین گردد (خط قرمز رنگ). نتایج نشان می‌دهد که ظرفیت منابع تجدیدپذیر مورد نیاز برای پایان فاز سوم و شروع فاز چهارم معادل ۳۴ گیگاوات است. به عبارتی در صورتی که ۳۴ گیگاوات منابع تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) در کشور نصب گردد، تمام تقاضای برق کشور می‌تواند به مدت یک ساعت توسط این منابع تأمین شود.

شکل ۱. نمودار منحنی تداوم تقاضای خالص (RLDC) و تعیین مرز گذار به فازهای چهارم، پنجم و ششم



مأخذ: محاسبات گزارش.

مبنای محاسبه انتهای فاز چهارم و شروع فاز پنجم مشابه مبنای محاسبه شروع فاز چهار که پیشتر توضیح داده شد خواهد بود، با این تفاوت که شروع فاز پنجم زمانی رخ می‌دهد که نیروگاه‌های تجدیدپذیر بتوانند حداقل ۷۲ ساعت (معادل سه روز) کل تقاضای شبکه برق را پوشش دهند. طبق محاسبات انجام شده، نقطه آغاز فاز پنجم برای شبکه برق ایران حدود ۴۵/۶ گیگاوات ظرفیت نیروگاه خورشیدی برآورد می‌شود. نقطه شروع فاز پنجم روی نمودار رسم شده در شکل ۱، نقطه تلاقی منحنی آبی رنگ RLDC در ساعت ۸،۶۸۸^۲ است (منحنی آبی در شکل ۱). به عبارتی اگر کشور حدود ۴۵/۶ هزار مگاوات ظرفیت تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) احداث نماید، به مدت ۷۲ ساعت تمام تقاضای برق از طریق این منابع تأمین می‌شود.

1. $T = 365 \times 24 = 8760$
2. $T = 8760 - 72 = 8688$

نقطه شروع فاز ششم (پایان فاز پنجم) زمانی رخ می دهد که تولید نیروگاه های تجدیدپذیر در بازه های چند هفته ای (حدود ۱۲ هفته، کمتر از یک فصل و در حدود ۲۰۱۶ ساعت) قادر باشد کل تقاضای شبکه را به طور کامل تأمین کند. برخورد منحنی RLDC با محور افقی در ساعت ۱۶،۷۴۴ نشان دهنده این است که نیروگاه های تجدیدپذیر توانسته اند در این بازه تقاضای برق شبکه را تأمین نمایند. براساس نتایج محاسبات انجام شده، این برخورد زمانی صورت می گیرد که نصب نیروگاه های تجدیدپذیر برای ایران به حدود ۱۰۴ گیگاوات برسد (منحنی زرد رنگ در شکل ۱) و در برخی ساعات نیز مازاد تولید وجود دارد.

به طور کلی براساس نتایج محاسبات بالا، می توان فازهای مختلف نفوذ منابع تجدیدپذیر در شبکه برق ایران را در قالب شش فاز مطابق جدول ۲ طبقه بندی کرد. این طبقه بندی براساس سهم سالیانه از تقاضای برق، تولید تقریبی سالیانه (TWH) و ظرفیت معادل نیروگاه تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) (GW) در هر فاز تعیین شده است.

با توجه به محاسبات انجام شده برای مرز هر فاز در ایران و همچنین ملاحظات که در خصوص هر فاز وجود دارد، می توان اشاره کرد که در حال حاضر کشور در فاز نخست قرار داشته و با وضعیت فعلی شبکه برق کشور، تا ۲۱/۴ هزار مگاوات بدون هیچ گونه تغییر خاص در شبکه برق و تا ۳۴ هزار مگاوات صرفاً با بهبود پیش بینی تولید، افزایش انعطاف پذیری نیروگاه های متعارف، اعمال تغییرات جزئی در رویه های عملیاتی و استفاده مؤثر از رزرو چرخان امکان پذیر است.

جدول ۲. مراحل شش گانه نفوذ منابع تجدیدپذیر در شبکه برق ایران بر مبنای چارچوب IEA

فاز	سهم سالیانه منابع انرژی تجدیدپذیر (%)	تولید تقریبی سالیانه (TWh)	ظرفیت خورشیدی (GW)
۱	کمتر از ۵ درصد	کمتر از ۱۹/۸	۱۰/۷
۲	بین ۵ تا ۱۰ درصد	۱۹/۸ تا ۳۹/۶	۱۰/۷ تا ۲۱/۴
۳	بین ۱۰ تا ۱۵/۸ درصد	۳۹/۶ تا ۶۲/۸	۲۱/۴ تا ۳۴
۴	بین ۱۵/۸ تا ۲۱/۲ درصد	۶۲/۸ تا ۸۴/۲	۳۴ تا ۴۵/۶
۵	بین ۲۱/۲ تا ۴۸/۴ درصد	۸۴/۲ تا ۱۹۲	۴۵/۶ تا ۱۰۴
۶	بیش از ۴۸/۴ درصد	بیش از ۱۹۲	بیش از ۱۰۴

مأخذ: محاسبات گزارش.

شایان ذکر است که نقاط شروع و پایان فازهای مختلف تعریف شده توسط آژانس بین المللی انرژی در کشورهای مختلف با توجه به منحنی تقاضای ساعتی در سال و خصوصیات شبکه آن کشور متفاوت است. به طور مثال کشوری مانند اروگوئه با اینکه سهم تولید منابع تجدیدپذیر آن از کل انرژی برق تولیدی معادل ۳۵ درصد است، همچنان در فاز سوم ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر قرار دارد، (بدین معنا که این ظرفیت تجدیدپذیر هنوز هم نمی تواند تقاضای ساعتی مورد نیاز شبکه برق این کشور برای یک ساعت را تأمین کند). در حالی که ایران در صورت تولید برق از منابع تجدیدپذیر معادل ۱۵/۸ درصد از کل تولید سالیانه، وارد فاز چهارم خواهد شد. دلیل این موضوع آن است که دامنه نوسانات تقاضای برق ایران در فصول مختلف سال زیاد است، بنابراین تولید خورشیدی می تواند در برخی بازه های زمانی کل تقاضای لحظه ای شبکه را پوشش دهد و کشور وارد فاز چهارم شود. در مقابل، در کشور اروگوئه، گرچه سهم سالیانه تولید برق از منابع تجدیدپذیر بالاتر است، اما الگوی تقاضای ساعتی و پراکندگی تولید خورشیدی به گونه ای است که شبکه هنوز قادر به پوشش کامل تقاضا با تولید منابع تجدیدپذیر نیست و بنابراین در فاز سوم باقی می ماند.



لازم به ذکر است که قرارگیری در فاز بالاتر لزوماً به معنای توسعه بیشتر تجدیدپذیرها نیست، بلکه نشان‌دهنده آن است که یک کشور برای حفظ پایداری شبکه و مدیریت تولید باید اقدامات مشخص بیشتری را انجام دهد. هر فاز چارچوبی عملیاتی ارائه می‌دهد که نشان می‌دهد کشور در آن سطح نفوذ منابع تجدیدپذیر چه تمهیدات و تغییراتی در بهره‌برداری، پیش‌بینی تولید، انعطاف نیروگاه‌های متعارف و ذخایر رزرو نیاز دارد تا از ناپایداری شبکه جلوگیری شود.

۴. تحلیل ظرفیت اعتباری و بهینه‌سازی توسعه انرژی خورشیدی در ایران

در بخش قبل، به بررسی جایگاه فعلی ایران در فرایند ادغام منابع تجدیدپذیر در شبکه برق براساس چارچوب مرحله‌ای آژانس بین‌المللی انرژی پرداخته و مشخص شد در صورت حفظ شرایط فعلی شبکه برق، تا چه میزان امکان توسعه تولید برق از منابع انرژی تجدیدپذیر خورشیدی و بادی امکان‌پذیر است. علاوه بر این، این چارچوب شش فاز متمایز را برای تبیین سطح ادغام منابع تجدیدپذیر و الزامات هر مرحله معرفی می‌کند و امکان می‌دهد تا علاوه بر شناسایی موقعیت کنونی کشور، اقدامات لازم برای گذار به فازهای بالاتر نیز مشخص شود. بر همین اساس، محل فعلی ایران در این فازبندی تعیین گردید و مجموعه اقداماتی که برای حرکت به سمت مراحل بعدی ضروری است (از جمله بهبود پیش‌بینی تولید، افزایش انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های متعارف و توسعه ذخیره‌سازی) مورد اشاره قرار گرفت. باید توجه کرد که شاخص ذکر شده، تنها عامل تعیین‌کننده در خصوص افزایش ظرفیت منابع تجدیدپذیر نبوده و باید سایر شاخص‌ها نیز مدنظر قرار گیرد. از این رو در ادامه گزارش، به منظور سنجش توسعه بهینه ظرفیت انرژی خورشیدی، معیار ظرفیت اعتباری^۱ (CC) مورد استفاده قرار می‌گیرد. ظرفیت اعتباری، سهم ظرفیت قابل اتکا از انرژی‌های تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) در کاهش تقاضای شبکه برق در اوج رانده می‌دهد. به عبارت دیگر، این معیار نشان می‌دهد که چه بخشی از ظرفیت نصب شده تجدیدپذیر به‌طور واقعی در کاهش تقاضای شبکه مؤثر است. براساس این رویکرد، مشخص می‌شود که توسعه نیروگاه‌های خورشیدی تنها تا یک سطح معین برای شبکه مفید است، فراتر از این سطح، ظرفیت اعتباری کاهش یافته و موجب می‌شود که افزایش بیشتر ظرفیت خورشیدی، اثر محسوسی بر کاهش ناترازی نداشته و توجیه‌پذیر نباشد [۴]. ظرفیت اعتباری در این مطالعه با رویکرد بررسی تأثیر توسعه نیروگاه‌های خورشیدی بر ساعات ناترازی براساس داده‌های سال ۱۴۰۳ مورد بررسی قرار می‌گیرد.

در حالت نصب مقدار مشخص از منابع انرژی تجدیدپذیر، برای محاسبه ظرفیت اعتباری، ابتدا لازم است منحنی RLDC که در بخش قبل توضیح داده شد، رسم گردد. سپس همین منحنی در حالتی که ظرفیت منابع تجدیدپذیر صفر است نیز رسم می‌شود و مساحت بخشی از منحنی RLDC که در ناحیه ناترازی قرار گرفته است در دو منحنی محاسبه خواهد شد. حاصل تقسیم اختلاف دو مساحت بر مجموع ساعات ناترازی بیانگر میانگین ناترازی جبران شده است. به عبارتی نشان می‌دهد با افزایش سهم تولید برق از منابع تجدیدپذیر، چه میزان از ناترازی توان در کشور حذف خواهد شد. با تقسیم این مقدار بر ظرفیت نصب شده تجدیدپذیر، ظرفیت اعتباری محاسبه می‌شود. به عبارت دیگر، ظرفیت اعتباری نشان‌دهنده سهم ظرفیت قابل اتکا از منابع تجدیدپذیر در کاهش تقاضای شبکه است.^۲

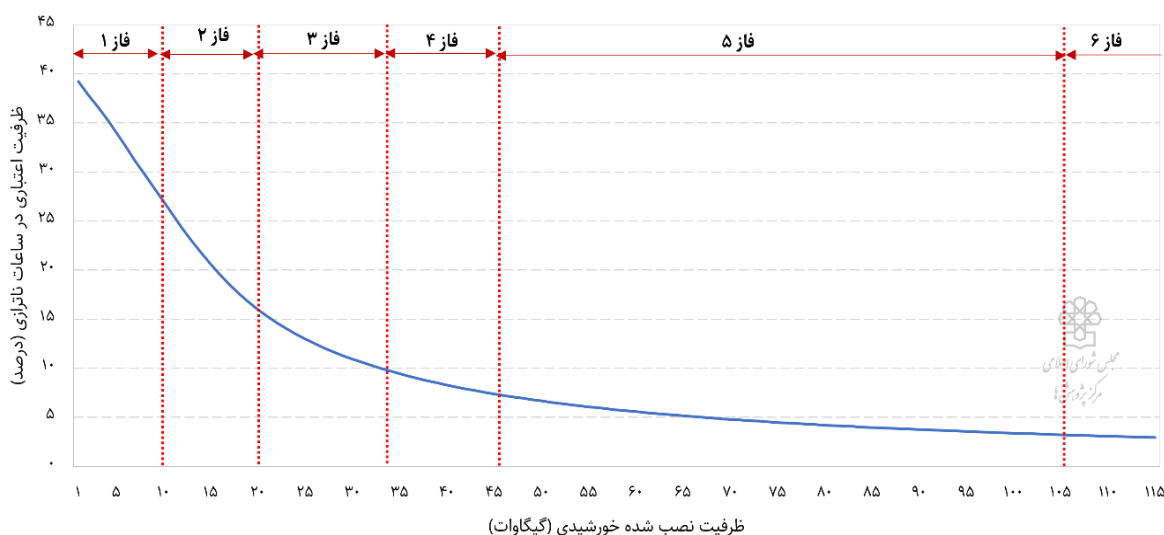
شکل ۲ ظرفیت اعتباری را براساس ظرفیت نصب شده خورشیدی به نمایش می‌گذارد. همان‌طور که در این شکل مشخص است، در افزایش ظرفیت‌های اندک خورشیدی، ظرفیت اعتباری مقادیر قابل توجهی دارد. به گونه‌ای که با نصب تنها یک گیگاوات ظرفیت، ظرفیت اعتباری حدود ۳۹ درصد است. این مسئله نشان می‌دهد که اگر ۱۰۰۰ مگاوات ظرفیت خورشیدی در شبکه وجود داشته باشد، حدود ۳۹ درصد (۳۹۰ مگاوات) از مقدار متوسط ناترازی در کشور کاسته می‌شود. با افزایش ظرفیت توان خورشیدی به ۱۰،۷ گیگاوات (پایان فاز اول)، این مقدار به حدود ۲۷ درصد می‌رسد، یعنی حدود ۲،۹ هزار مگاوات از مقدار متوسط ناترازی در کشور کاسته خواهد شد. این سطح در پایان فاز دوم

1. Capacity Credit (CC)

۲. چندین روش برای محاسبه ظرفیت اعتباری وجود دارد.

توسعه، یعنی تا حدود ۲۱,۴ گیگاوات، به ۱۶ درصد می‌رسد که به صورت متوسط معادل ۳,۴ گیگاوات کاهش ناترازی توان است. به عبارت دیگر، در این محدوده، تنها یک ششم از ظرفیت نصب شده خورشیدی به طور مستقیم در کاهش ناترازی میان تقاضا و تولید برق مؤثر است. پس از این نقطه، با افزایش بیشتر ظرفیت خورشیدی، مقدار ظرفیت اعتباری روند کاهشی پیدا می‌کند. علت این پدیده آن است که با گسترش نیروگاه‌های خورشیدی، بخش عمده‌ای از بار اوج روزانه پوشش داده می‌شود و بار باقی مانده عمدتاً مربوط به ساعات شب یا زمان‌هایی است که تابش خورشید وجود ندارد. در نتیجه، افزایش بیشتر ظرفیت خورشیدی تأثیر محسوسی بر کاهش ساعات ناترازی شبکه ندارد. شایان ذکر است که محاسبه ظرفیت اعتباری صرفاً متوسط کاهش توان ناترازی را نشان می‌دهد، بدیهی است ظرفیت اضافه شده خورشیدی، در برخی ساعات حجم بیشتری از کسری توان را جبران می‌کند و در برخی ساعات نیز اعداد بسیار کمتری را جبران خواهد نمود. از این رو به منظور تدقیق اثرگذاری افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی بر کاهش ناترازی، در ادامه تأثیر افزایش ظرفیت خورشیدی بر میزان انرژی تأمین نشده و همچنین ساعات کسری برق در سال ۱۴۰۳ مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

شکل ۲. نمودار اثر افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی بر ظرفیت اعتباری



مأخذ: همان.

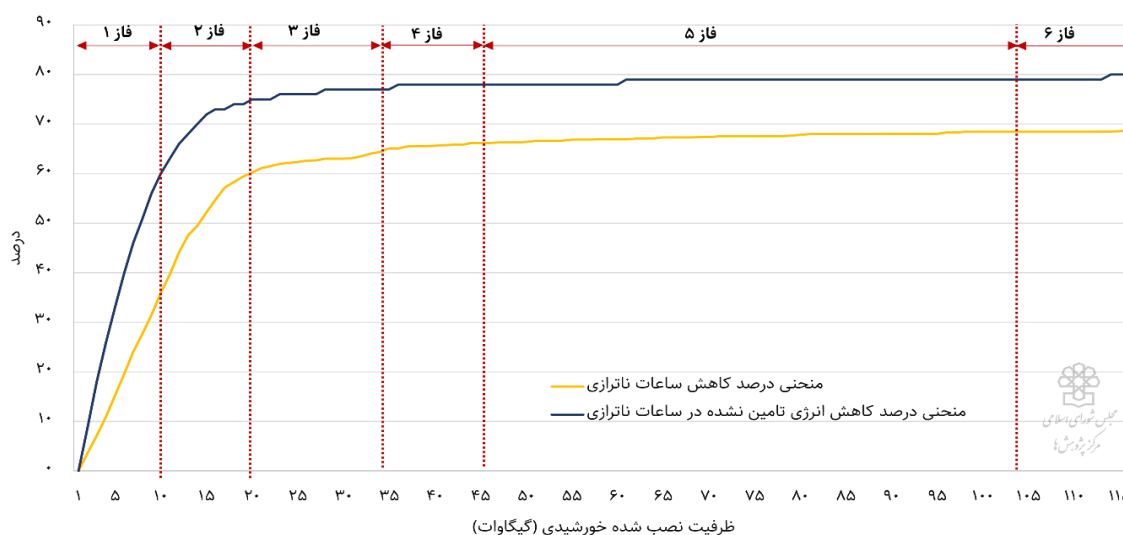
شکل ۳ میزان کاهش انرژی تأمین نشده و همچنین ساعات کسری برق در سال ۱۴۰۳ را بر اساس ظرفیت نصب شده خورشیدی به نمایش می‌گذارد. همان طور که مشاهده می‌شود، با افزایش ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های خورشیدی، میزان انرژی تأمین نشده و تعداد ساعات خاموشی در ساعات ناترازی روندی نزولی دارد. در مراحل ابتدایی توسعه، اثر نیروگاه‌های خورشیدی بر کاهش این دو بسیار چشمگیر است. به طور مشخص، در فاز اول توسعه (حدود ۱ تا ۱۰ گیگاوات)، درصد کاهش انرژی تأمین نشده به ۶۳ درصد و درصد کاهش ساعات خاموشی به نزدیک ۴۰ درصد می‌رسد، که نشان دهنده تأثیر مستقیم تولید نیروگاه‌های خورشیدی در کاهش ناترازی شبکه در ساعات روز است. در محدوده ۲۰ گیگاوات توسعه نیروگاه خورشیدی، درصد انرژی تأمین نشده و ساعات ناترازی به ترتیب به ۷۵ و ۶۱ درصد رسیده و پس از آن، روند کاهش به تدریج کند و متوقف می‌شود، به نحوی که در محدوده ۳۰ گیگاوات این مقادیر تنها با ۲ درصد رشد به ۷۷ و ۶۳ درصد می‌رسد. این موضوع نشان می‌دهد که شبکه پس از توسعه تا ۲۰ گیگاوات نیروگاه خورشیدی وارد مرحله‌ای از اشباع تولید خورشیدی شده است که در آن افزایش ظرفیت نصب، اگرچه به کمک شبکه برق می‌آید، اما تأثیر محسوسی بر کاهش خاموشی ندارد. این رفتار دو نکته کلیدی را آشکار می‌کند: **توسعه خورشیدی تا حدود ۲۰ گیگاوات بیشترین اثربخشی را بر کاهش خاموشی دارد و پس از آن، شبکه به تدریج به مرحله**

اشباع می‌رسد.

■ افزایش بیشتر ظرفیت خورشیدی بدون به کارگیری ابزارهای مکمل مانند ذخیره‌سازی انرژی، مدیریت تولید نیروگاه‌های آبی یا مبادلات بین‌المللی، اثر چندانی بر کاهش خاموشی و رفع ناترازی ندارد.

در مجموع، می‌توان نتیجه گرفت از هر سه منظر ظرفیت اعتباری، کاهش انرژی تأمین نشده در ساعات ناترازی و کاهش ساعات خاموشی برای شبکه، میزان توسعه نیروگاه‌های خورشیدی تا حدود ۲۰ گیگاوات مفید بوده و فراتر از این مقدار، نمی‌تواند بر کسری برق اثرگذار باشد. همچنین براساس فازبندی شش‌گانه آژانس بین‌المللی انرژی (IEA)، توسعه خورشیدی در این بازه چالش جدی یا نیاز به اصلاحات اساسی در شبکه ایجاد نمی‌کند.

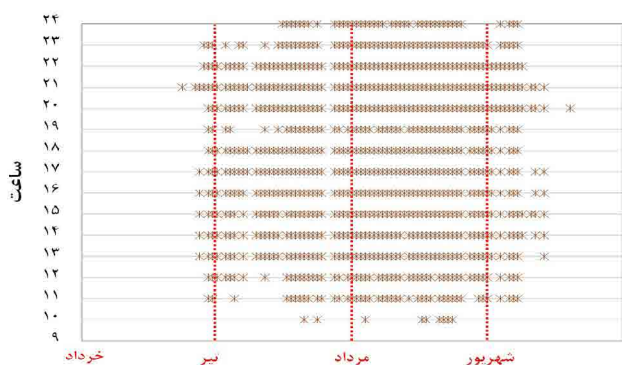
شکل ۲. نمودار اثر توسعه نیروگاه‌های خورشیدی بر کاهش انرژی تأمین نشده و کاهش ساعات ناترازی



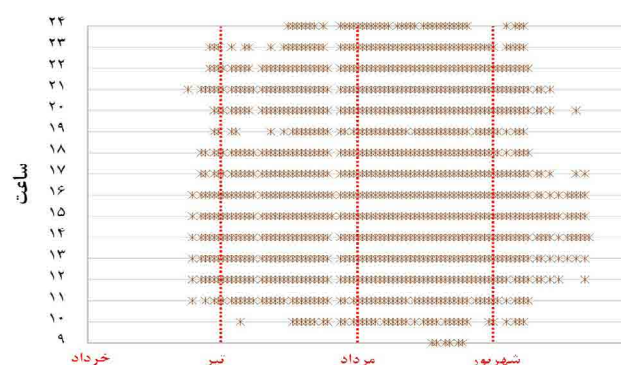
مأخذ: همان.

به‌منظور نمایش دقیق اثرگذاری میزان افزایش ظرفیت تجدیدپذیر بر ساعات ناترازی، کسری روزانه برق در چهار ماه گرم سال ۱۴۰۳ در تمام ساعات روز در شکل ۴ به نمایش گذاشته شده است. در این شکل‌ها، محور افقی بیانگر ماه‌های گرم سال (خرداد تا شهریور) و محور عمودی ساعات شبانه‌روز است. نقاط روی شکل نیز نشان‌دهنده زمان‌هایی هستند که در شبکه ناترازی میان تولید و تقاضا رخ داده است. با افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی، ناحیه ناترازی در ساعات میانی روز به تدریج حذف می‌شود، اما بخش عمده‌ای از ناترازی‌ها که در ساعات غیرتابشی و شبانه رخ می‌دهند، همچنان باقی می‌مانند. براساس محاسبات انجام شده، از مجموع حدود ۱۰۸۶ ساعت ناترازی شبکه در سال ۱۴۰۳، نزدیک به ۳۱۸ ساعت آن در شب رخ داده است که تولید خورشیدی تأثیر مستقیمی بر رفع آن ندارد. در نتیجه، افزایش ظرفیت خورشیدی به تنهایی نمی‌تواند تمامی ناترازی شبکه را برطرف کند و نیاز به منابع مکمل انعطاف‌پذیر مانند نیروگاه‌های آبی یا ذخیره‌سازها برای پوشش ناترازی شبانه وجود دارد.

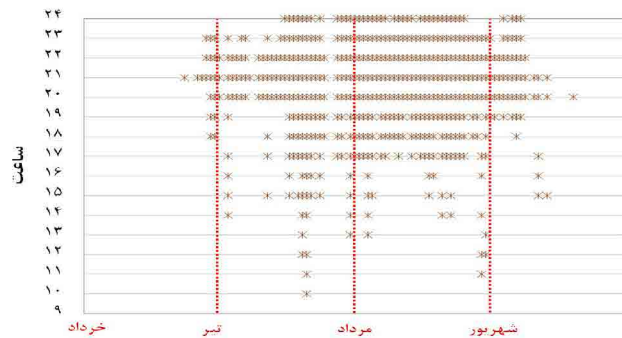
شکل ۴. نمودار الگوی زمانی ناترازی شبکه در ماه‌های گرم (خرداد تا شهریور) برای سطوح مختلف نصب نیروگاه‌های خورشیدی



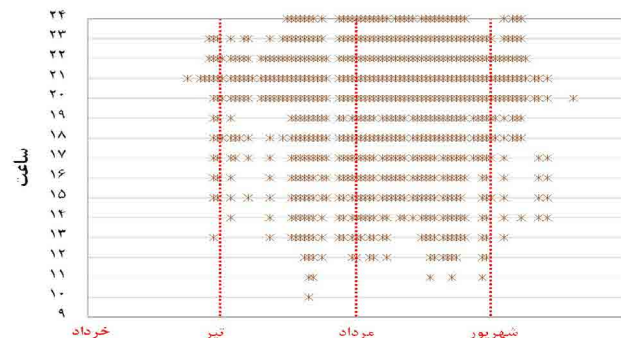
الف) ۵ گیگاوات خورشیدی (۸۷۳ ساعت ناترازی)



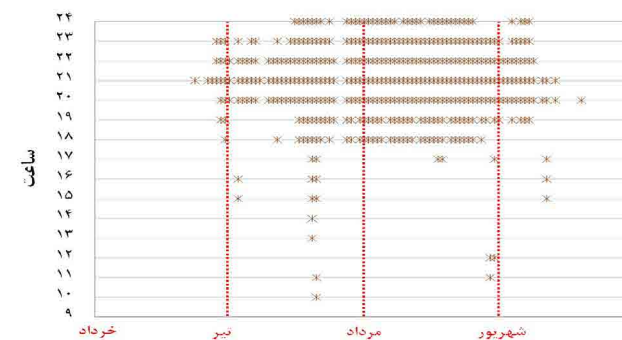
ب) بدون نصب (۱۰۸۶ ساعت ناترازی)



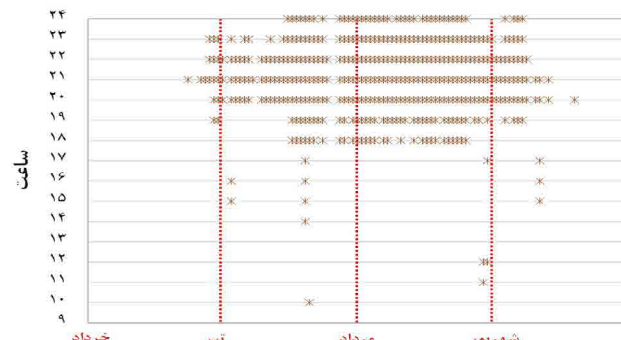
پ) ۱۵ گیگاوات خورشیدی (۴۹۱ ساعت ناترازی)



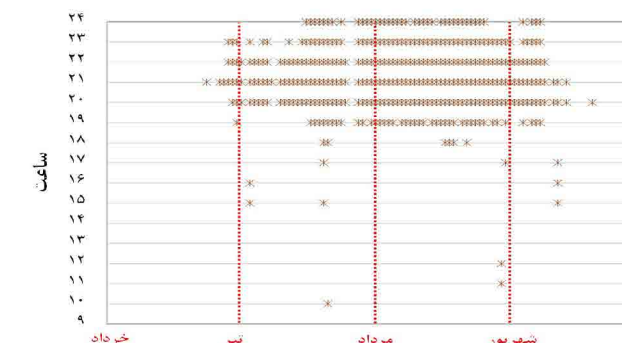
ت) ۲۰ گیگاوات خورشیدی (۶۵۶ ساعت ناترازی)



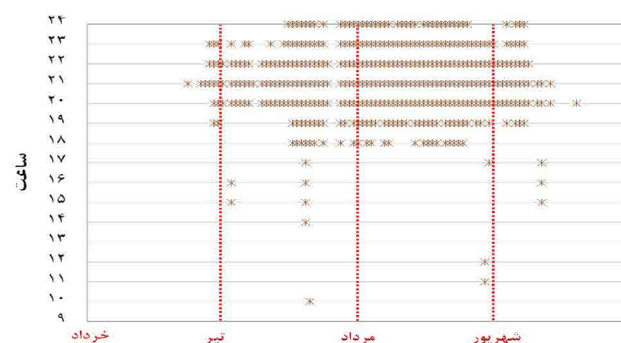
ث) ۲۵ گیگاوات خورشیدی (۴۰۶ ساعت ناترازی)



ج) ۳۰ گیگاوات خورشیدی (۴۲۲ ساعت ناترازی)



د) ۳۵ گیگاوات خورشیدی (۳۷۹ ساعت ناترازی)

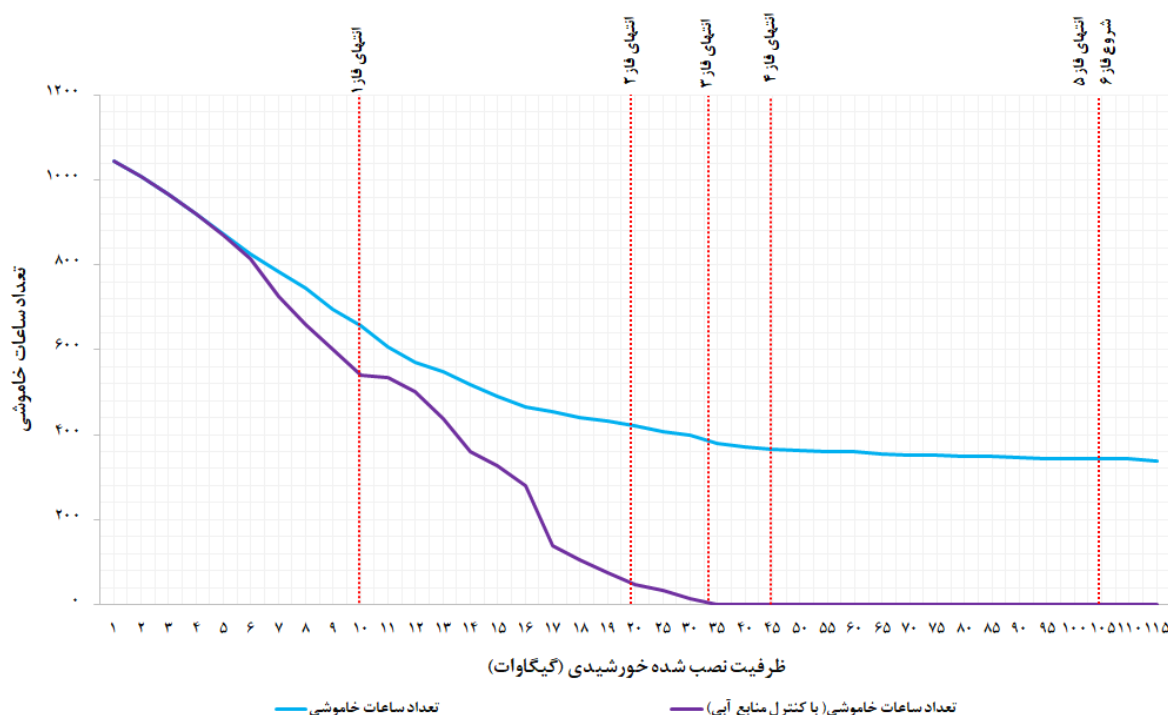


ه) ۴۰ گیگاوات خورشیدی (۴۰۰ ساعت ناترازی)

مأخذ: همان.

نیروگاه‌های خورشیدی به دلیل وابستگی به شرایط جوی و تغییرات تابش خورشید، با نوسانات قابل توجهی در تولید انرژی مواجه هستند. در این میان، نیروگاه‌های آبی با قابلیت ذخیره‌سازی انرژی در مخازن و امکان تنظیم سریع توان تولید، نقش حیاتی در جبران این نوسانات ایفا می‌کنند. با مدیریت یکپارچه و هماهنگ این دو نوع نیروگاه، می‌توان تولید انرژی پایدار و قابل اعتماد را تضمین کرد، بهر موری شبکه را افزایش داد و همچنین از هدررفت منابع انرژی جلوگیری کرد. به عبارت دیگر، ترکیب هوشمند انرژی‌های خورشیدی و آبی، امکان استفاده بهینه از منابع تجدیدپذیر و کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی را فراهم می‌سازد. به این معنا که بخشی از افزایش ظرفیت خورشیدی در روز به جای برق‌آبی مورد استفاده قرار گرفته و ظرفیت متناظر برق‌آبی در زمان ناترازی در ساعات شب مورد استفاده قرار گیرد. شایان ذکر است در این حالت مجموع انرژی تولیدی برق‌آبی در بازه ۲۴ ساعته با حالت عادی یکسان است و همچنین قید تأمین جریان پایه و الزام رهاسازی حداقل دبی در تمام ساعات شبانه‌روز لحاظ شده است، اما الگوی توزیع توان در ساعات مختلف روز تغییر می‌کند تا با نوسانات تولید خورشیدی تطبیق یابد. شکل ۵ منحنی ساعات خاموشی در دو حالت **با کنترل منابع آبی** و بدون آن نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود در صورت کنترل منابع آبی و مدیریت یکپارچه تولید برق از نیروگاه‌های برق‌آبی با نیروگاه‌های خورشیدی، ساعات خاموشی به‌طور چشمگیری کاهش می‌یابد.

شکل ۵. نمودار اثر توسعه نیروگاه‌های خورشیدی با مدیریت یکپارچه برق‌آبی بر خاموشی (ساعت) و ظرفیت اعتباری شبکه (درصد)



مأخذ: همان.

نکات زیر با توجه به شکل فوق مهم است:

- در ظرفیت‌های پایین (تا حدود ۱۰ گیگاوات) تفاوت قابل توجهی با حالت بدون کنترل مشاهده نمی‌شود، زیرا تولید خورشیدی هنوز سهم بالایی از تقاضا را پوشش نمی‌دهد و تمام آن صرف جبران کسری موجود برق در اوج ناترازی می‌شود.
- از حدود ۱۰ گیگاوات به بالا، اثر ترکیبی بسیار محسوس می‌شود، مثلاً در ظرفیت ۱۵ گیگاوات، ساعات خاموشی از ۴۹۱ ساعت (بدون کنترل) به ۳۲۶ ساعت (با کنترل) کاهش می‌یابد.

■ در ظرفیت ۲۰ گیگاوات، خاموشی از ۴۲۲ ساعت به ۴۷ ساعت می‌رسد که کاهش بیش از ۹۰ درصدی است.

این نتیجه نشان می‌دهد که نیروگاه‌های آبی نقش کلیدی در مدیریت نوسانات تولید خورشیدی دارند و می‌توانند از مازاد تولید روزانه برای جبران کمبود در شب یا ساعات بدون تابش استفاده کنند. همچنین می‌توان دریافت افزایش ظرفیت منابع تجدیدپذیر در کنار استفاده از ظرفیت برق‌آبی، تا حدود ۲۰ هزار مگاوات می‌تواند به کاهش ساعات ناترازی کمک کند و توسعه بیشتر آن عملاً اگرچه کمکی به ساعات خاموشی نخواهد کرد، اما می‌تواند به کاهش استفاده از منابع آبی کمک کند.

۵. جمع‌بندی و پیشنهادها

با توجه به روند جهانی گذار به انرژی‌های پاک و اهمیت کاهش وابستگی به منابع سوخت فسیلی، انرژی‌های تجدیدپذیر مانند خورشیدی و بادی نقش حیاتی در آینده شبکه برق دارند. اهمیت تنوع بخشی به سبد تولید برق در ایران نیز به‌رغم لزوم توجه به امنیت انرژی و حرکت به سوی انرژی‌های پاک، به دلیل چالش در تأمین پایدار سوخت نیروگاهی دوچندان شده است. از این‌رو توجه به افزایش ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر همچون انرژی خورشیدی در سال‌های اخیر بسیار مورد توجه قرار گرفته است. اما باید توجه داشت افزایش ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر خورشیدی و بادی به دلیل ماهیت و وابستگی به شرایط جوی، چالش‌هایی را برای پایداری شبکه و بهره‌برداری از آن به‌وجود می‌آورد، لذا هرگونه توسعه ظرفیت باید متناسب با ساختار و شرایط اقلیمی هر کشور تعیین گردد. از این‌رو در این گزارش با استفاده از برخی شاخص‌های بین‌المللی و تعریفی، ظرفیت بهینه توسعه انرژی تجدیدپذیر خورشیدی برای سال ۱۴۰۳ محاسبه شده است.

براساس شاخص آژانس بین‌المللی انرژی، شش فاز مختلف برای ظرفیت انرژی تجدیدپذیر در کشورها وجود دارد که هر فاز بنا به ملاحظات که دارد، امکان دارد نیازمند تغییراتی در ساختار شبکه برق و انجام اقداماتی باشد. براساس محاسبات انجام شده در این گزارش و تعیین فازهای مختلف با توجه به شرایط شبکه برق کشور، ایران در حال حاضر در فاز نخست قرار دارد. با وضعیف فعلی شبکه برق کشور، تا ۲۱/۴ هزار مگاوات بدون هیچ‌گونه تغییر خاص در شبکه برق و تا ۳۴ هزار مگاوات صرفاً با بهبود پیش‌بینی تولید، افزایش انعطاف‌پذیری نیروگاه‌های متعارف، اعمال تغییرات جزئی در رویه‌های عملیاتی و استفاده مؤثر از رزرو چرخان امکان‌پذیر است.

شاخص ظرفیت اعتباری، سهم ظرفیت قابل اتکا از انرژی‌های تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) در کاهش تقاضای شبکه برق در اوج رانندگی داده و مشخص می‌کند توسعه نیروگاه‌های خورشیدی تا چه میزان موجب می‌شود که افزایش بیشتر ظرفیت خورشیدی، اثر محسوس بر کاهش میزان ناترازی داشته باشد. براساس محاسبات انجام شده مبتنی بر این شاخص، افزایش ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی تا حدود ۲۰ هزار مگاوات، حدود ۱۶ درصد ظرفیت قابل اتکا از کل ظرفیت خورشیدی را داراست و پس از آن، هرگونه افزایش ظرفیت خورشیدی، نمی‌تواند متناسب با ظرفیت اضافه شده، منجر به کاهش متوسط ناترازی برق در ساعات اوج مصرف شود.

براساس شاخص تعریفی اثرگذاری توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر بر انرژی تأمین نشده و ساعات ناترازی، محاسبات گزارش نشان می‌دهد با توسعه ۲۰ گیگاوات نیروگاه خورشیدی، حدود ۷۵ درصد از انرژی تأمین نشده و حدود ۶۱ درصد از ساعات ناترازی از محل این نوع نیروگاه‌ها جبران می‌شود. با افزایش بیشتر نیروگاه‌های خورشیدی، اگرچه اثرگذاری مثبت بر شبکه دارد، اما جبران انرژی تأمین نشده و کاهش ساعات ناترازی به‌تدریج کند و متوقف می‌شود. به عبارتی افزایش بیشتر ظرفیت خورشیدی بدون به‌کارگیری ابزارهای مکمل مانند ذخیره‌سازی انرژی، مدیریت تولید نیروگاه‌های آبی یا مبادلات بین‌المللی، اثر چندانی بر کاهش خاموشی و رفع ناترازی ندارد. شایان ذکر است، در صورتی که بخشی از افزایش ظرفیت خورشیدی در روز به‌جای برق‌آبی مورد استفاده قرار گرفته و ظرفیت متناظر برق‌آبی در زمان ناترازی در ساعات شب مورد استفاده قرار گیرد، در ظرفیت ۲۰ گیگاوات نیروگاه خورشیدی، خاموشی به ۴۷ ساعت می‌رسد، در صورتی که بدون استفاده ترکیبی از



نیروگاه برقآبی، با همین میزان ظرفیت خورشیدی، خاموشی ۴۲۲ ساعت خواهد بود که کاهش ۹۰ درصدی خاموشی در اثر اعمال این سیاست را نشان می‌دهد. لذا از این منظر نیز می‌توان نشان داد توسعه ظرفیت نیروگاه‌های خورشیدی تا ۲۰ گیگاوات و در کنار برقآبی، می‌تواند تقریباً منجر به رفع کامل ساعات ناترازی از ۱۰۸۶ به ۴۷ ساعت شود.

در مجموع، می‌توان نتیجه گرفت از هر سه منظر ظرفیت اعتباری، کاهش انرژی تأمین نشده در ساعات ناترازی و کاهش ساعات خاموشی برای شبکه و ترکیب آن با برقآبی، میزان توسعه نیروگاه‌های خورشیدی تا حدود ۲۰ گیگاوات مفید بوده، و فراتر از این مقدار، نمی‌تواند بر جنبه‌های مختلف میزان و ساعات کسری برق اثر گذار باشد. همچنین بر اساس فازبندی شش گانه آژانس بین‌المللی انرژی، توسعه خورشیدی تا حدود ۲۰ گیگاوات چالش جدی یا نیاز به اصلاحات اساسی در شبکه ایجاد نمی‌کند و با ساختار فعلی قابل اجراست. نتایج این گزارش مبتنی بر چارچوب مرحله‌ای آژانس بین‌المللی انرژی بوده و قیود فیزیکی شبکه انتقال و توزیع، از جمله محدودیت ظرفیت خطوط و ملاحظات پخش بار منطقه‌ای، به صورت کمی در مدل لحاظ نشده است، از این رو تدقیق ظرفیت‌های پیشنهادی مستلزم انجام مطالعات تفصیلی شبکه در سطوح انتقال و توزیع خواهد بود.

با توجه به اینکه سالیانه میزان تقاضای برق افزایش می‌یابد، پیشنهاد می‌شود بین ۲۰ تا ۲۵ هزار مگاوات افزایش ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر خورشیدی در کشور صورت گیرد و به منظور افزایش اثرگذاری آن بر ساعات و میزان ناترازی، در کنار آن بهره‌برداری بهینه و انعطاف‌پذیر از نیروگاه‌های آبی برای کاهش نوسانات تولید خورشیدی مدنظر قرار گیرد. به صورت کلی، موارد زیر پیشنهاد می‌شود:

■ توسعه مرحله‌ای، انرژی‌های تجدیدپذیر:

توسعه کوتاه‌مدت نیروگاه‌های خورشیدی تا ۲۰ گیگاوات برای بهره‌وری حداکثری در کاهش ناترازی شبکه.

■ بهبود پیش‌بینی تولید و مدیریت شبکه:

بهره‌گیری از پیش‌بینی دقیق خورشیدی و بادی برای هماهنگی با تولید سنتی.

۲. بهینه‌سازی بهره‌برداری از نیروگاه‌های متعارف و ذخیره‌سازی کوتاه‌مدت و میان‌مدت برای کاهش نوسانات لحظه‌ای.

■ استفاده از منابع آبی و مدیریت انعطاف‌پذیر:

بهره‌برداری هوشمند از نیروگاه‌های آبی به منظور جبران نوسانات تولید خورشیدی و کاهش ساعات خاموشی.

توسعه ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی برای پوشش ساعات شبانه و غیرتابشی.

■ گام‌های بلندمدت برای ورود به فازهای بالاتر:

ارتقای هماهنگی منطقه‌ای و بین‌المللی برای انتقال برق، تبادل فناوری و بهره‌گیری از تجارب جهانی در ادغام منابع انرژی تجدیدپذیر.

برنامه‌ریزی ذخیره‌سازی فصلی و استفاده از سوخت‌های مصنوعی (هیدروژن) برای مدیریت کمبود یا مازاد انرژی در مقیاس فصلی.

ارتقای شبکه انتقال و توزیع و هماهنگی منطقه‌ای برای جذب تولید مازاد و حفظ پایداری شبکه.



- [1] International Energy Agency, “Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility”, 2018.
- [2] International Energy Agency, “Status of Power System Transformation 2019: Power System FlexibilitySystem”, May 2019.
- [۳] مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، واکاوی ناترازی در صنعت برق: مفاهیم، علل و پیامدها، شماره مسلسل ۲۰۹۳۳، ۱۴۰۳.
- [4] Tingting Xu et al, “The implementation limitation of variable renewable energies and its impacts on the public power grid”, Energy, Elsevier, 2022.



عنوان: تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران

Doi: <https://doi.org/10.22034/mrc.report.21689>

Permanent Link:

Publisher : Islamic Parliament Research Center of Iran

گزیده سیاستی

حد بهینه افزایش ظرفیت نیروگاههای خورشیدی تا حدود ۲۰ هزار مگاوات است و بهر مبرداری ترکیبی آن با نیروگاههای برقی موجود، منجر به کاهش ۹۰ درصدی ساعات ناترازی برق خواهد شد.



مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

تهران، خیابان پاسداران، روبروی پارک نیاوران (ضلع جنوبی، پلاک ۸۰۲)

تلفن: ۷۵۱۸۳۰۰۰ صندوق پستی: ۱۵۸۷۵-۵۸۵۵ پست الکترونیک: mrc@majles.ir

وبسایت: rc@majles.ir