

تحلیلی بر توسعه ۲۰ تا ۳۴ گیگاوات نیروگاه خورشیدی در ایران
با لحاظ وضعیت شبکه، نیازها و تجارب بین‌المللی
(بررسی کمی عملکرد کشورهای هند، آفریقای جنوبی، آذربایجان)



آفریقای جنوبی در راه کسب سهم بیشتری از انرژی های تجدید...



۲- نیروگاه خورشیدی هوانگا هایدروپاور (Huanghe Hydropower) - چین



مقدمه

گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس، توسعه حدود ۲۰ تا ۲۱ گیگاوات خورشیدی را از منظر تراز کلان تولید و مصرف قابل مدیریت دانسته و توسعه بیشتر تا حدود ۳۴ گیگاوات را مشروط به اصلاحات عملیاتی و افزایش انعطاف‌پذیری می‌داند. در عین حال، همان گزارش تصریح می‌کند که محدودیت‌های فیزیکی شبکه انتقال و توزیع، ظرفیت خطوط و پخش بار منطقه‌ای به‌صورت کمی در مدل وارد نشده‌اند. بنابراین عدد ۲۰ گیگاوات را باید «هدف مناسب از دید تراز انرژی» دانست، نه «ظرفیت اثبات‌شده قابل اتصال به شبکه موجود».

مقایسه بین‌المللی برنامه ریزی کشور های دیگر این نظر را تقویت می‌کند. هند برای ادغام حدود ۲۰ گیگاوات تجدیدپذیر در Green Energy Corridor Phase II حدود ۱۰,۷۵۰ کیلومتر-مدار خط انتقال و ۲۷,۵۰۰ MVA پست تعریف کرده است.

آفریقای جنوبی برای اتصال حدود ۵۶ گیگاوات تولید جدید در برنامه ۲۰۲۵-۲۰۳۴ حدود ۱۴,۵۰۰ کیلومتر خط و ۱۳۳,۰۰۰ MVA ظرفیت ترانسفورماتور نیاز می‌بیند.

آذربایجان نیز برای ادغام تنها ۱,۸ گیگاوات VRE، تقویت شبکه ۵۰۰ و ۳۳۰ کیلوولت، پست جدید، خطوط، SCADA و کنترل سیستم را در قالب پروژه AZURE اجرا می‌کند.

بر این اساس، نتیجه اصلی این گزارش آن است که توسعه ۲۰ گیگاوات خورشیدی در ایران باید همراه با یک «برنامه کریدور سبز ایران» شامل توسعه انتقال و فوق‌توزیع، پست‌ها، رفع گلوگاه‌ها، سیستم کنترل، ذخیره‌سازی هفتمند و مدیریت انعطاف‌پذیر برق‌آبی باشد. برآورد هزینه شبکه در این مرحله باید به‌صورت بازه مفهومی و مشروط به محل پروژه‌ها و مطالعات Load Flow، Hosting Capacity و پایداری شبکه بیان شود.

یک ملاحظه بنیادی دیگر، مسئله پیک شب است. در شبکه‌ای که پیک روز و شب فاصله زیادی ندارند، نیروگاه های خورشیدی حتی در بهترین شرایط می‌تواند کسری روز را کاهش دهد، اما پس از غروب تقریباً هیچ ظرفیت مستقیمی برای تأمین پیک شب فراهم نمی‌کند. در گزارش مرکز پژوهش‌ها نیز نشان می‌دهد از ۱,۰۸۶ ساعت ناترازی سال ۱۴۰۳، حدود ۳۱۸ ساعت در شب رخ داده و در سناریوی ۲۰ گیگاوات خورشیدی، بدون مدیریت انعطاف‌پذیر برق‌آبی هنوز ۴۲۲ گیگاوات ساعت ناترازی باقی می‌ماند. بنابراین ۲۰ گیگاوات PV نباید معادل ۲۰ گیگاوات ظرفیت قابل اتکا تلقی شود و برنامه توسعه خورشیدی باید همزمان پاسخ مستقلی برای کفایت ظرفیت پیک شب، رمپ عصرگاهی و انتقال انرژی روز به شب داشته باشد.

۱. یافته‌های گزارش مرکز پژوهش‌ها و محدودیت اصلی آن

بر اساس گزارش «تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران»، توسعه خورشیدی تا حدود ۲۰ گیگاوات بیشترین کارایی حاشیه‌ای را در کاهش کسری دارد و پس از آن، بدون اقدامات مکمل، اثر افزایشی کاهش می‌یابد. مدل گزارش نشان می‌دهد ۲۰ گیگاوات خورشیدی می‌تواند بخش عمده‌ای از انرژی تأمین‌نشده و ساعات کسری را کاهش دهد و هماهنگی مناسب با برق‌آبی اثر بیشتری ایجاد می‌کند.

با این حال، محدودیت تعیین‌کننده آن است که مدل در سطح کلان سیستم انجام شده و محدودیت ظرفیت خطوط، تراکم، پست‌ها و پخش بار منطقه‌ای به‌صورت کمی در آن لحاظ نشده است. از این‌رو، نتیجه گزارش برای تعیین سقف ملی توسعه مفید است ولی به‌تنهایی ظرفیت اتصال واقعی هر منطقه را اثبات نمی‌کند.

نتیجه سیاستی این بخش آن است که توسعه ۲۰ تا ۲۵ گیگاوات خورشیدی می‌تواند برای کاهش کسری روز، صرفه‌جویی سوخت و حفظ آب مخازن بسیار مؤثر باشد، اما نباید جایگزین برنامه مستقل تأمین ظرفیت قابل اتکای شب تلقی شود. پیش از تصویب برنامه نهایی، لازم است منحنی بار و تولید ساعتی روزهای بحرانی تابستان به‌صورت ۲۴ ساعته مدل شود و برای ساعات پس از غروب، تراز MW و MWh منابع قابل اتکا به‌طور صریح ارائه گردد.

سناریوی گزارش که با مدیریت یکپارچه برق‌آبی، ساعات ناترازی را از ۴۲۲ به ۴۷ ساعت کاهش می‌دهد، از نظر مفهومی ارزشمند است؛ ولی برای تبدیل آن به نتیجه اجرایی باید محدودیت‌های واقعی مخازن و نیروگاه‌های آبی، از جمله موجودی آب در سال خشک، حقابه و مصارف شرب و کشاورزی، حداقل دبی، توان قابل دسترس واحدها، قیود سدهای زنجیره‌ای و امکان جابه‌جایی تولید از روز به شب بررسی شود. بنابراین عدد ۴۷ ساعت باید نتیجه یک سناریوی مدل‌شده تلقی شود، نه تضمین کفایت ظرفیت شب در شبکه واقعی.

از منظر برنامه‌ریزی، مسئله باید در سه لایه مستقل دیده شود: کفایت ظرفیت پیک شب، رمپ عصرگاهی ناشی از افت سریع تولید خورشیدی همزمان با تداوم بار، و نیاز به منبع انتقال انرژی از روز به شب. پاسخ به این سه مسئله می‌تواند ترکیبی از نیروگاه‌های متعارف قابل اتکا، برق‌آبی مخزنی، تلمبه‌خیزهای BESS با توان و انرژی کافی، مدیریت بار و در صورت امکان تبادل برق باشد. IEA نیز تأکید می‌کند که باتری می‌تواند تولید تجدیدپذیر را به ساعات تقاضای بالا منتقل و در تأمین پیک مشارکت کند، اما میزان مشارکت واقعی آن به مدت ذخیره، سطح شارژ و شرایط رخدادهای پیک وابسته است.

در گزارش مرکز پژوهش‌ها شواهد مهمی برای این مسئله ارائه می‌کند: از ۱,۰۸۶ ساعت ناترازی سال ۱۴۰۳ حدود ۳۱۸ ساعت در شب رخ داده است؛ همچنین با ۲۰ گیگاوات خورشیدی و بدون مدیریت یکپارچه برق‌آبی، هنوز ۴۲۲ ساعت ناترازی باقی می‌ماند. گزارش ظرفیت اعتباری ۲۰ گیگاوات خورشیدی را نیز حدود ۱۶ درصد بیان می‌کند. بنابراین ارزش انرژی روزانه PV با ظرفیت قابل اتکای آن برای پاسخ به پیک سیستم یکسان نیست.

یکی از مهم‌ترین ملاحظات در ارزیابی توسعه وسیع خورشیدی، شکل منحنی بار ایران است. چنانچه پیک بار روز و شب در روزهای بحرانی فاصله زیادی نداشته باشند، تولید خورشیدی عمده‌تاً بخش روزانه کسری را پوشش می‌دهد، اما با غروب خورشید ظرفیت مستقیم آن برای تأمین بار به نزدیک صفر می‌رسد. در نتیجه، حتی اگر همه شرایط تابش، دسترسی نیروگاه و شبکه در روز مناسب باشد، مسئله کفایت ظرفیت در پیک شب همچنان باقی می‌ماند.

۲. وضعیت شبکه ایران در مقایسه با رشد تقاضا

گزارش «سال ۱۴۰۴؛ سال افی و لانه شکننده صنعت برق» نشان می‌دهد طی دوره ۱۳۹۲ تا ۱۴۰۴ رشد شبکه از رشد بار عقب مانده است. حداکثر تقاضا از حدود ۴۶,۴ گیگاوات به حدود ۸۵ گیگاوات رسیده، در حالی که طول خطوط انتقال و فوق‌توزیع حدود ۱۷ درصد و شبکه توزیع حدود ۲۳ درصد رشد کرده است.

رشد تقریبی	۱۴۰۴	۱۳۹۲	شاخص
≈۸۳%	GW ۸۵	GW ۴۶,۴	حداکثر تقاضا
≈۱۷%	۱۳۹ هزار km	۱۱۹ هزار km	انتقال و فوق‌توزیع
≈۲۳%	۸۷۵ هزار km	۷۱۳ هزار km	شبکه توزیع
≈۵۷%	MVA ۳۴۰ هزار	MVA ۲۱۷ هزار	ظرفیت پست انتقال/فوق‌توزیع
≈۵۰%	MVA ۱۵۰ هزار	MVA ۱۰۰ هزار	ظرفیت پست توزیع

این شاخص‌ها به معنی نبود ظرفیت در همه نقاط کشور نیستند؛ بلکه ضرورت تعیین ظرفیت پذیرش در سطح پست و کریدور را نشان می‌دهند. در توسعه خورشیدی، محل تولید معمولاً تابع تابش و زمین است، در حالی که محل بار تابع مراکز جمعیتی و صنعتی است؛ بنابراین فاصله مکانی تولید و مصرف اهمیت زیادی دارد.

۳. تجارب بین‌المللی

۳-۱. هند – Green Energy Corridor Phase II

این پروژه نزدیک‌ترین Benchmark مستقیم برای سناریوی ۲۰ گیگاوات ایران است. وزارت انرژی‌های نو و تجدیدپذیر هند اعلام کرده است برای تسهیل ادغام حدود ۲۰ گیگاوات تولید تجدیدپذیر شامل حدود ۱۰,۷۵۰ کیلومتر-مدار خطوط انتقال و ۲۷,۵۰۰ MVA پست است. هزینه مصوب پروژه ۱۲۰,۳۱ میلیارد روپیه بوده است. شاخص فیزیکی آن تقریباً ۵۳۸ کیلومتر-مدار خط و ۱,۳۷۵ MVA ظرفیت پست به ازای هر گیگاوات تجدیدپذیر است.

پیام این تجربه برای ایران آن نیست که دقیقاً همین مقدار خط و پست لازم است؛ بلکه نشان می‌دهد ورود ۲۰ گیگاوات توان خورشیدی در یک سیستم بزرگ برق می‌تواند نیازمند برنامه مستقل و وسیع توسعه شبکه باشد.

۳-۲. آفریقای جنوبی – Transmission Development Plan

در برنامه توسعه انتقال ۲۰۲۵-۲۰۳۴ آفریقای جنوبی، برای ادغام حدود ۵۶ گیگاوات ظرفیت تولید جدید، حدود ۱۴,۵۰۰ کیلومتر خطوط جدید و ۱۳۳,۰۰۰ MVA ظرفیت ترانسفورماتور پیش‌بینی شده و DBSA نیاز سرمایه‌گذاری را حدود ۴۴۰ میلیارد رند اعلام کرده است. شاخص‌های فیزیکی تقریباً ۲۵۹ کیلومتر خط و ۲,۳۷۵ MVA ترانسفورماتور به ازای هر گیگاوات تولید جدید است.

این تجربه از یک جهت بسیار شبیه مسئله ایران است: بخش مهمی از منابع تجدیدپذیر در مناطقی قرار دارند که زیرساخت انتقال موجود برای حجم بالای پروژه‌ها کافی نیست. در آفریقای جنوبی محدودیت شبکه حتی موجب محدودیت تخصیص ظرفیت در مناقصات تجدیدپذیر شده است.

۳-۳. آذربایجان – AZURE

بانک جهانی در پروژه AZURE مبلغ ۱۷۳,۵ میلیون دلار وام برای تقویت و نوسازی شبکه تصویب کرده است. پروژه برای اتصال اولیه تولید جدید و ایجاد پایداری لازم برای ادغام حدود ۱,۸ گیگاوات انرژی خورشیدی؛ شبکه ۵۰۰ و ۳۳۰ کیلوولت را توسعه می‌دهد. اسناد پروژه شامل پست Navahi با دو ترانس ۵۰۰ MVA، خطوط جدید، توسعه بی‌ها و همچنین ارتقای SCADA، سیستم کنترل و ذخیره‌سازی باتری است.

مطالعات سیستم قدرت AZURE نیز نشان داده‌اند تا پیش از تکمیل کامل تقویت شبکه، ممکن است محدودیت Dispatch و Curtailment برخی نیروگاه‌های خورشیدی برای جلوگیری از اضافه‌بار لازم باشد. این نکته برای ایران بسیار مهم است: احداث نیروگاه قبل از آماده‌شدن شبکه می‌تواند به محدودیت تولید و کاهش بازده اقتصادی سرمایه‌گذاری منجر شود.

۳-۴. مراکش – Noor Midelt

در مجتمع خورشیدی Noor-Midelt، زیرساخت تخلیه توان بخشی از طرح توسعه بوده است. اسناد بانک جهانی یک خط حدود ۱۸۰ کیلومتری با طراحی ۴۰۰ کیلوولت را برای انتقال برق مجتمع به شبکه ملی و همچنین پست و تبدیل ولتاژ مرتبط پیش‌بینی کرده‌اند. این نمونه نشان می‌دهد حتی در پروژه‌های مجتمع خورشیدی، شبکه اتصال و تخلیه توان باید همزمان با خود نیروگاه طراحی شود.

. مقایسه کشورها

شاخص تقریبی	توسعه شبکه اصلی	ظرفیت مرتبط	کشور/برنامه
km/GW ۵۳۸ MVA/GW ۱,۳۷۵	km ۲۷,۵۰۰ ۱۰,۷۵۰ MVA	GW ۲۰≈	هند GEC-II
km/GW ۲۵۹ MVA/GW	km ۱۳۳,۰۰۰ ۱۴,۵۰۰ MVA	GW ۵۶≈	آفریقای جنوبی TDP
پروژه منطقه‌ای	۳۳۰/۵۰۰ kV + پست + کنترل	GW VRE ۱,۸	آذربایجان AZURE
پروژه محور	km ۱۸۰≈ خط ۴۰۰ kV + پست	مجموع خورشیدی	مراکش Noor Midelt

۵. بازنگری برآورد سرمایه‌گذاری ایران

برای خود نیروگاه خورشیدی، در این گزارش بازه مفهومی ۴۰۰ تا ۵۰۰ دلار بر کیلووات و سناریوی پایه ۴۵۰ دلار بر کیلووات حفظ می‌شود. این فرض برای پروژه‌های بزرگ با تجهیزات عمدتاً آسیایی است و قیمت قطعی EPC نیست.

PV	ظرفیت
bn ۹,۰\$	GW ۲۰
bn ۱۱,۲۵\$	GW ۲۵
bn ۱۵,۳\$	GW ۳۴

در بخش شبکه، تجارب بین‌المللی نشان می‌دهند استفاده از یک نسبت ثابت دلار بر کیلووات بدون مشخص‌شدن جغرافیای پروژه‌ها مناسب نیست. بنابراین برآورد قبلی برای ۲۰ گیگاوات به عنوان «بازه مفهومی اولیه» حفظ می‌شود، ولی نباید بودجه قطعی تلقی شود.

شبکه/انعطاف‌پذیری	هزینه PV پایه	سناریو
bn ۱۰-۵\$≈	bn ۱۱\$≈	GW ۲۰
bn ۱۲-۷\$≈	bn ۱۱,۲۵\$≈	GW ۲۵
bn ۱۷-۱۰\$≈	bn ۱۵,۳\$≈	GW ۳۴

علامت «+» بیانگر این است که در صورت تمرکز پروژه‌ها در مناطق دور از مراکز بار، نیاز به کریدورهای جدید ۴۰۰ کیلووات، تجهیزات پایداری یا ذخیره‌سازی بیشتر، هزینه می‌تواند از این بازه فراتر رود.

۶. برآورد اولیه شبکه مورد نیاز برای سناریوی ۲۰ گیگاوات ایران

با توجه به روند تشریح شده در هند و آفریقای جنوبی، بدون توجه به عقب ماندگی‌های قبلی حجم شبکه؛ برآورد قبلی برای شبکه ایران شامل حدود ۲,۰۰۰ تا ۳,۰۰۰ کیلومتر خطوط ۴۰۰ کیلووات و ۲,۵۰۰ تا ۴,۰۰۰ کیلومتر خطوط ۲۳۰ کیلووات، یعنی مجموع ۴,۵۰۰ تا ۷,۰۰۰ کیلومتر مسیر/خط، می‌تواند مورد توجه قرارگیرد.

برای پست‌ها نیز بررسی‌ها نشان می‌دهد ۲۷,۵۰۰ MVA ظرفیت پست برای ۲۰ گیگاوات در یک برنامه واقعی قابل مشاهده است. بدیهی است مناسب است به جای تعیین تعداد ثابت پست در سطح ملی، ظرفیت MVA موردنیاز به تفکیک مناطق و سطوح ولتاژ از مطالعات Load Flow استخراج شود.

۷. ذخیره‌سازی، کنترل و محدود سازی

تجربه آذربایجان نشان می‌دهد تا زمان تکمیل شبکه، محدود سازی می‌تواند ابزار موقت بهره‌برداری باشد. اما اگر میزان آن زیاد شود، اقتصاد نیروگاه را تضعیف می‌کند. بنابراین قراردادهای خرید برق و مطالعات مالی ایران باید ریسک محدودیت تولید ناشی از شبکه را صریحاً تعیین تکلیف کنند.

ذخیره سازی در فاز نخست می‌تواند برای کنترل رمپ، تنظیم فرکانس، رفع تراکم کوتاهمدت و پایداری به‌کار رود؛ اما با توجه به مسئله پیک شب، ظرفیت ذخیره‌سازی نباید فقط بر مبنای GW قدرت نامی تعیین شود. برای انتقال واقعی انرژی خورشیدی روز به ساعات شب، هر دو شاخص MW و MWh و مدت شارژ لازم‌اند. مقدار ۲ تا ۴ GWh قبلی صرفاً یک حداقل اولیه برای خدمات کوتاهمدت و گلوگاه‌های محلی است و نسخه کامل برای پیک شب محسوب

نمی‌شود. ظرفیت نهایی باید از شبیه‌سازی ساعتی روزهای بحرانی، مدت پیک شب و سهم قابل اتکای برق‌آبی، حرارتی، مدیریت تقاضا و تبادل برق استخراج شود.

به‌عنوان چارچوب تصمیم‌گیری، باید یک «تراز پیک شب» مستقل تهیه شود که در آن برای ساعت بحرانی پس از غروب، بار شبکه، ظرفیت حرارتی قابل اتکا، برق‌آبی قابل انتقال از روز، BESS قابل دشارژ، تلمیذخیره‌ای، مدیریت بار و واردات/تبادل احتمالی به‌صورت MW و برای کل دوره پیک به‌صورت MWh مشخص شود. بدون این تراز، افزایش ظرفیت خورشیدی به‌تنهایی نمی‌تواند معیار کفایت ظرفیت سیستم باشد.

۸. پیشنهاد اجرایی: کریدور سبز ایران

با توجه به تجارب هند و آفریقای جنوبی، پیشنهاد می‌شود همزمان با برنامه ۲۰ گیگاوات خورشیدی، یک برنامه مستقل تحت عنوان «کریدور سبز ایران» تعریف شود. این برنامه باید نقاط اصلی تولید خورشیدی، مراکز بار، کریدورهای ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت، توسعه پست‌ها، تقویت خطوط موجود، تجهیزات کنترل ولتاژ و پایداری، SCADA/EMS، نیاز ذخیره‌سازی و زمان‌بندی هماهنگ نیروگاه و شبکه را یکجا پوشش دهد.

همچنین پیشنهاد می‌شود نقشه Hosting Capacity شبکه در سطوح ۴۰۰، ۲۳۰، ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت منتشر شود و تخصیص ظرفیت پروژه‌ها بر اساس ظرفیت واقعی اتصال و زمان آمادشدن شبکه انجام گیرد. این رویکرد می‌تواند از ایجاد دارایی خورشیدی آماده بهره‌برداری ولی فاقد امکان تخلیه توان جلوگیری کند.

۹. نتیجه‌گیری و پیشنهاد

«بررسی تطبیقی گزارش تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی با وضعیت شبکه ایران و تجارب بین‌المللی نشان می‌دهد هدف حدود ۲۰ گیگاوات خورشیدی از منظر کاهش ناترازی روزانه و تراز کلان تولید قابل بررسی و توجیه است، لیکن این مقدار نه معادل ظرفیت قابل اتصال به شبکه موجود است و نه معادل ۲۰ گیگاوات ظرفیت قابل اتکا برای پیک سیستم. با توجه به نزدیک بودن نسبی پیک روز و شب در روزهای بحرانی، خورشیدی عمدتاً کسری ساعات تابشی را کاهش می‌دهد و برای پیک پس از غروب باید ظرفیت کافی و انرژی قابل انتقال مستقل پیش‌بینی شود. سناریوی مدیریت برق‌آبی گزارش می‌تواند بخشی از این خلأ را پوشش دهد، اما تحقق آن باید با قیود واقعی آب و بهره‌برداری مخازن اثبات شود. از سوی دیگر، تجربه هند نشان می‌دهد برای ادغام حدود ۲۰ گیگاوات تجدیدپذیر، برنامه‌ای در مقیاس بیش از ده هزار کیلومتر-مدار خط و ۲۷,۵۰۰ MVA پست تعریف شده و تجربه آفریقای جنوبی نیز توسعه گسترده انتقال را پیش‌شرط اتصال ده‌ها گیگاوات تولید جدید می‌داند. بنابراین توسعه ۲۰ تا ۳۴ گیگاوات خورشیدی ایران باید همراه با سه برنامه مکمل و همزمان باشد: کریدور سبز و توسعه شبکه، برنامه کفایت ظرفیت پیک شب، و برنامه انعطاف‌پذیری شامل برق‌آبی، ذخیره‌سازی و مدیریت تقاضا. هزینه شبکه و ذخیره‌سازی در این مرحله باید مفهومی تلقی شود و رقم قطعی پس از تعیین محل پروژه‌ها و انجام مطالعات Load Flow، N-۱، پایداری و شبیه‌سازی ساعتی روزهای بحرانی ارائه گردد. ضمناً مطالعات اقتصادی برای سنجش بار هزینه‌ای بر تعرفه‌های برق با فرض برگشت سرمایه ناشی از ۲۰ هزار مگاوات با بازگشت ۴ ساله که حدود ۲ میلیارد دلار می‌گردد باید بسیار جدی مورد توجه قرار گیرد

سعید مهذب ترابی، شرکت مهندسی قدس نیرو

۱۰. منابع و مبانی

۱. مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، «تعیین حد بهینه توسعه انرژی خورشیدی در ایران»، ۱۴۰۵.
۲. سعید مهذب ترابی، «سال ۱۴۰۴؛ سال افعی و لانه شکننده صنعت برق / تحلیلی از عملکرد صنعت از سال مار (۹۲) تا سال افعی (۱۴۰۴)».
۳. Ministry of New and Renewable Energy, India – Intra-State Green Energy Corridor Phase II.
۴. Development Bank of Southern Africa / NTCSA – Transmission Development Plan ۲۰۲۵-۲۰۳۴.
۵. World Bank – Azerbaijan Scaling-Up Renewable Energy Project (AZURE).
۶. World Bank – Morocco Noor Solar Power Project / Noor-Midelt transmission infrastructure.
۷. IRENA و IEA – منابع مرجع هزینه و توسعه شبکه؛ ارقام ایران در این گزارش برآورد مهندسی مفهومی‌اند.
۸. International Energy Agency (IEA), Electricity ۲۰۲۶ – Flexibility: نقش ذخیره‌سازی و انعطاف تقاضا در انتقال انرژی VRE به ساعات پیک و محدودیت ظرفیت نامی باتری به‌عنوان معیار کفایت.