

۱۸

شماره ۱۸ دوره جدید (۴۹)
www.pgcsyndicate.com
info@pgcsyndicate.com
 قیمت: ۹۰/۰۰۰ تومان
 بهار ۱۴۰۴

نیرو و سرمایه



سندیکای شرکت های تولیدکننده برق

نشریه سندیکای شرکت های تولیدکننده برق

پایمردی در روزهای سخت

خارج از پرونده

- چشم انداز مبهم خودتامینی برق صنایع در غیاب سوخت

پرونده دوم

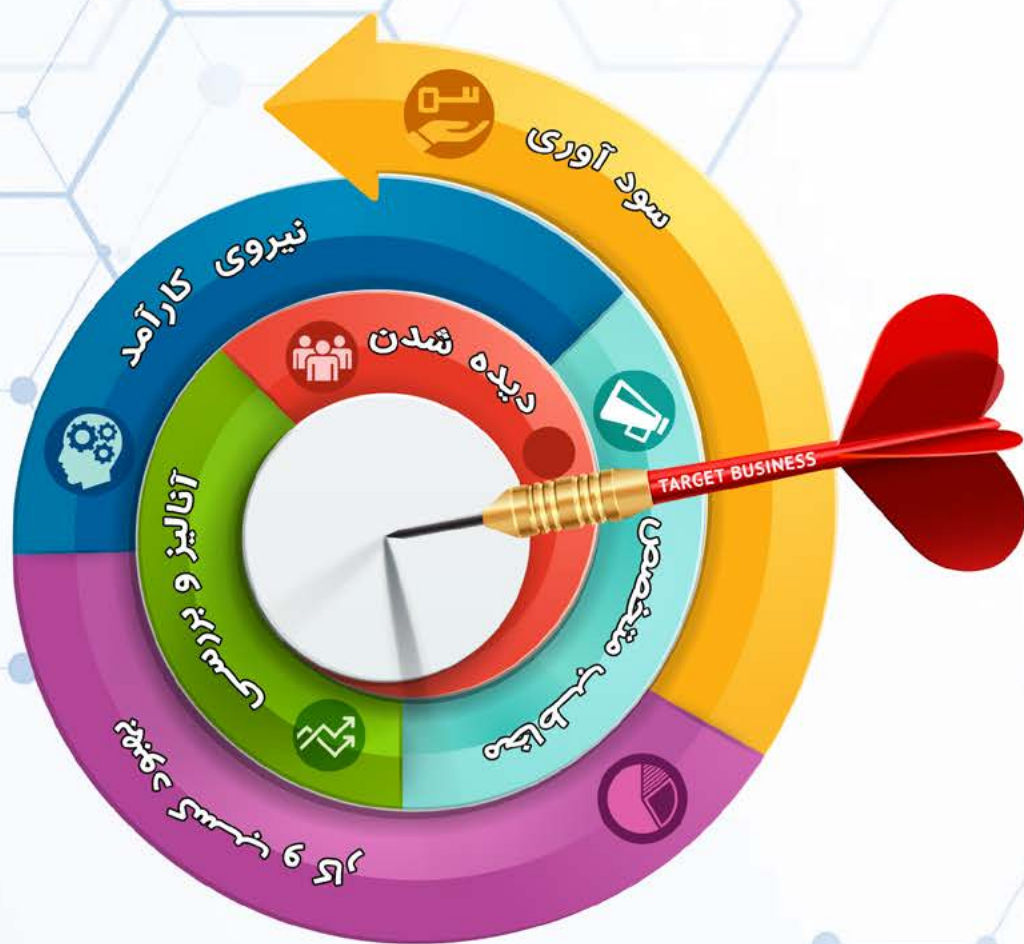
مناسبات جدید بازار برق و بورس انرژی

- راهکاریابی برای اصلاح شیوه های زیان بخش در معاملات برق
- وزارت نیرو در مسیر تغییر ریل تجارت برق
- استقبال از روند تحولات در بازار برق
- رویه ای ساده با پیامدهای پیچیده برای تولیدکنندگان برق

پرونده اول

ظرفیت های بخش خصوصی برای برنامه هفتم

- ساختار اقتصاد برق باید اصلاح شود
- نقش انکارناپذیر بخش خصوصی در تحقق اهداف برنامه هفتم
- برنامه هفتم زیر سایه سنگین ناترازی ها
- طرح تشکیل وزارت انرژی؛ راه حلی پرمخاطره برای صنعت برق



هدفمند تبلیغ کنید

برای درج تبلیغات خود با ما تماس بگیرید

۰۲۱-۲۲۳۸۰۰۳۶

صاحب امتیاز:

سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق

مدیر مسئول:

عباس خالندژاد

سر دبیر:

عباس خالندژاد

شورای سیاست‌گذاری:

محمدتقی بابایی، حسنعلی تقی‌زاده لنده، رضا ریاحی، اسدالله صبوری، شهرام صدرا، سیدحسین عبدالخالق‌زاده، امید شهبازی، سمیه کاظم‌زاده دهکردی، نصرت‌الله کاظمی، مصطفی نوراللهی، محمدعلی وحدتی

(به ترتیب حروف الفبا)

دبیر تحریریه:

زهرا شریفی

تحریریه:

سمیه کاظم‌زاده دهکردی، شهلا زمانی اسکویی، سمیه رضوی‌نیا

گرافیکست و صفحه‌آرا:

علی چاشنی‌گیر

عکس:

سعید کیومرثی

لیتوگرافی، چاپ و صحافی:

چاپ تندیس نقره‌ای (تهران، خیابان زرتشت غربی پلاک ۲۲۱)

توزیع:

سعید کیومرثی

نشانی:

تهران، سعادت‌آباد، خیابان سرو غربی، بین چهارراه سرو و میدان کتاب، پلاک ۱۱۴،

کدپستی

طبقه دوم، واحد ۴

تلفن:

۱۹۹۸۹۹۴۱۹۶

نمبر:

۲۲۳۸۰۰۳۶

سایت:

۲۲۱۴۸۱۳۸

ایمیل:

www.pgcsyndicate.ir

info@pgcsyndicate.ir

دیدگاه‌های افراد در قالب یادداشت و مصاحبه و یا گزارش مندرج در این نشریه، لزوماً مواضع رسمی سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق نیست.

برخی مطالب این شماره از نیرو و سرمایه به صورت چندرسانه‌ای آرایه شده است که با اسکن QR درج شده قابل مشاهده است.



در این شماره می خوانید:

•
•
•

سرمقاله

پایمردی در روزهای سخت

۳

۵

ظرفیت‌های بخش خصوصی برای برنامه هفتم

ساختار اقتصاد برق باید اصلاح شود / ۶

نقش انکارناپذیر بخش خصوصی در تحقق اهداف برنامه هفتم / ۸

برنامه هفتم زیر سایه سنگین ناترازی‌ها / ۱۰

ضرورت بازنگری بخش برق در برنامه هفتم / ۱۲

طرح تشکیل وزارت انرژی؛ راه حلی پرمخاطره برای صنعت برق / ۱۷

۲۰

مناسبات جدید بازار برق بورس انرژی

راهکاریابی برای اصلاح شیوه‌های زیان‌بخش در معاملات برق / ۲۱

وزارت نیرو در مسیر تغییر ریل تجارت برق / ۲۷

استقبال از روند تحولات در بازار برق / ۳۱

رویه‌ای ساده با پیامدهای پیچیده برای تولیدکنندگان برق / ۳۷

واکاوی خصوصی‌سازی در صنعت برق ایران / ۴۱

۵۰

خارج از پرونده

چشم‌انداز مبهم خودتامینی برق در غیاب سوخت / ۵۱

۵۴

مقاله

آینده نیروگاه‌های حرارتی در هفتمین کشور پهناور جهان / ۵۵

پایمردی در روزهای سخت

حسنعلی تقی‌زاده لنده

رئیس هیات‌مدیره سندیکا



برای کم‌رنگ کردن تحریم‌های ظالمانه و برداشتن گام‌های بلند برای خوداتکایی و قطع وابستگی به بیگانگان، این صنعت را به یکی از پرچمداران ایستادگی و مجاهدت خستگی‌ناپذیر تبدیل کرده است و در این بین نقش بخش خصوصی صنعت برق پررنگ و تلاش مستمر آن برای دستیابی به افتخارات این صنعت انکارناپذیر است.

با این حال، ضرورت توجه به توسعه زیرساخت‌های کلیدی و حیاتی برای مواجهه قدرتمند، پایدار و موثر با شرایط فوق‌العاده و غیر مترقبه، یکی از مهمترین مسائلی است که در این حمله غیر انسانی به کشورمان بیش از پیش مشهود شد. بازنگری در سیاست‌های توسعه‌ای بخش‌هایی مانند برق به منظور افزایش ظرفیت‌های تولید، تقویت زیرساخت‌های انتقال و توزیع و همچنین ایمن‌سازی تاسیسات این حوزه، اقدامی است که شرایط کنونی، ضرورت پرداختن به آن را به درستی نشان می‌دهد.

از این رو زمان آن رسیده که کمی جدی‌تر، ضرورت توسعه زیرساخت‌های انرژی به ویژه در حوزه برق را در دستور کار قرار دهیم و از همین امروز باید با نگاهی به تجربیات گذشته، مسیر توسعه زیرساختی کشور را به ویژه برای افزایش آمادگی در زمان‌های بحرانی هموار کنیم. در واقع باید پذیرفت که ادامه مسیر راهبردی گذشته در حوزه‌های متعدد اقتصادی و صنعتی می‌تواند در آینده، ایران را با مخاطرات جدی‌تری مواجه کند.

بر همین اساس باید بیش از هر زمان دیگری بر تغییر رویکرد در سیاست‌گذاری‌های کلان اقتصادی در راستای بهبود فضای کسب‌وکار و توسعه سرمایه‌گذاری‌های زیرساختی متمرکز شویم. یکی از مهمترین اقدامات برای تحقق این هدف، بازتعریف نقش بازیگران استراتژیک اقتصاد به ویژه در بخش خصوصی، به منظور تقویت زیرساخت‌های

ایران در روزهای اخیر لحظات پرتلاشی را پشت سر گذاشت و حملات ناجوانمردانه دشمن صهیونی تقریباً بر همه جای کشور سایه افکنده بود. مواجهه با این اقدام غیر انسانی و تحمیلی علاوه بر مقاومت و مقابله در جبهه نظامی، به همراهی شجاعانه و همدلانه در حوزه‌های کلیدی و زیرساختی نیاز داشت که امنیت، رفاه و سلامتی مردم کشور را تضمین می‌کند.

صنعت برق هم یکی از همین حوزه‌های زیرساختی است که خدمات آن طی روزهای سخت گذشته با وجود احتمال همه خطرات، در مسیر خدمت‌رسانی به مردم شریف ایران، لحظه‌ای متوقف نشد. در تمام آن روزها، مدیران و کارکنان صنعت برق با پایمردی و اهتمام بی‌وقفه نسبت به تامین برق پایدار اقدام کردند.

در این بین صنعت نیروگاهی ایران به ویژه نیروگاه‌های خصوصی برق که بخش عمده تولید برق کشور را به‌رغم همه کاستی‌ها و مشکلات ناشی از نوع حکمرانی این صنعت برعهده دارند، به پشتوانه برخورداری از نیروهای متعهد، متخصص و ایثارگر، به طور شبانه‌روزی و با همت والا، مسئولیت‌پذیری کم‌نظیر و عشق عمیق به کشور و مردم، امر مهم و حیاتی تامین پایدار و مطمئن برق را میسر ساخت تا در این شرایط سخت، چراغی در پهنه جغرافیای کشور خاموش نشود و چرخ صنعت از حرکت بازماند.

بی‌تردید این مقطع از تاریخ صنعت برق ایران، افتخار بزرگی است که به صفحات سراسر بالندگی و سرافرازی آن به خصوص در بیش از چهار دهه گذشته افزوده شده است. مقاومت جانانه و همراهی ایثارگرانه نیروهای متعهد و متخصص صنعت برق در دوران هشت سال دفاع مقدس در حفظ و پایداری شبکه و تلاش برای بازسازی تاسیسات آسیب‌دیده در جنگ، برنامه‌ریزی و اقدام موثر



با وجود همه این کاستی‌ها صنعت برق در بحبوحه این جنگ دوازده‌روزه با همدلی همه بخش‌ها، سربلند میدان بود، اما شاید مهمترین درس این روزهای سخت برای دولت و سیاستگذاران ضرورت توجه جدی‌تر به زیرساخت‌های کلیدی و حیاتی نظیر برق بوده، چرا که این ساختارها هستند که در شرایط سخت می‌توانند به آرامش مردم، تداوم امنیت، رفاه و پایداری اقتصاد کشور کمک کنند. در این مسیر و برای تحقق این هدف غایی و متعالی، ما فعالان بخش خصوصی صنعت برق تا آخر، پای کار ایستاده‌ایم، ما بسان سربازانی خستگی‌ناپذیر در جبهه‌ای موازی برای مردم و کشور مبارزه می‌کنیم و در هیچ شرایطی میدان صنعت را خالی نمی‌کنیم تا چراغ هیچ خانه‌ای خاموش نشود، چراغ هیچ صنعتی از حرکت بازنايستد و جریان هیچ فعالیتی متوقف نشود. در این مسیر اما برای صیانت از ظرفیت‌های این صنعت و توسعه آن‌ها نیازمند بازنگری در رویکردهای کلان دولت و حاکمیت نسبت به اقتصاد برق و تسهیل سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های برق کشور هستیم.

از آنجا که نیروگاه‌های کشور به ویژه بخش خصوصی تولیدکننده برق به عنوان اصلی‌ترین منابع تولید برق، به رغم همه کاستی‌ها، با پایداری و اقتدار، ایثارگرانه به تولید برق پرداختند و خطرات ناشی از تهاجم دشمن را به جان خریدند تا خدش‌های به آسایش و آرامش مردم وارد نشود، بر خود لازم می‌دانم که به پاس این همه مسئولیت‌پذیری و همت و تلاش بی‌وقفه و غرورآفرین، از یکایک همکاران در نیروگاه‌های عضو سندیکا که در ایام پراشتاب تجاوز رژیم جعلی و جنایتکار اشغالگر قدس به فضای ایران اسلامی، متعهدانه و خالصانه برای تولید برق، شبانه‌روز تلاش کرده‌اند، تقدیر و تشکر کنم. ■

اقتصادی و استحکام‌بخشی بیشتر به دیوارهای امنیت کشور است. این رو به نظر می‌رسد در کنار تقویت مستمر قوای نظامی، باید برای توسعه زیرساخت‌های حیاتی از جمله انرژی هم چاره‌اندیشی کرد. چرا که بدون تردید صنعت جزو بخش‌هایی است که برای توسعه نیازمند تغییر پارادایم‌های حکمرانی کنونی و تقویت بخش خصوصی در حوزه‌های مختلف است.

به علاوه، این صنعت بیش از هر چیز به تغییر گفتمان دولت در برابر سرمایه‌گذاران و ارتقای جایگاه بخش خصوصی در تجارت برق نیازمند است. بازتعریف تعاملات دولت با فعالان و تشکلهای بخش خصوصی به منظور ایجاد یک رویه فکری منسجم، کارآمد و فرابخشی در تصمیم‌گیری‌های کلان صنعت برق و قوام‌بخشی به ساختارهای جذب سرمایه در این صنعت، با اتکا به سیاست‌های متکی بر منافع ملی و عقلانیت جمعی، اقداماتی است که می‌تواند پایه‌های صنعت برق را برای حفظ زیرساخت‌ها و حفظ رفاه و امنیت اجتماعی مردم، به ویژه در روزهای سخت، مستحکم‌تر کند.

فراموش نکنیم که تولیدکنندگان بخش خصوصی برق سال‌هاست با مشکلات متعدد و عدیده‌ای دست به گریبان هستند که در باب دلایل بروز و راهکارهای آن، سخن بسیار گفته شده، اما در عمل، اقدامات موثر قابل توجهی صورت نگرفته است. با این وجود در تمام این سال‌ها بخش خصوصی و دولت دوشادوش یکدیگر، بار سنگین تامین پایدار برق کشور را بر دوش کشیده‌اند. با این حال شاهد بودیم که در سال‌های اخیر، بالاخره عدم توسعه سرمایه‌گذاری‌ها در برق، بروز ناترازی‌ها و خاموشی‌های گسترده را به دنبال داشت. اتفاقی که علاوه بر تضعیف زیرساخت‌های برق، خسارات جبران‌ناپذیری را هم به اقتصاد و صنعت کشور تحمیل کرد.

پرونده اول

ظرفیت‌های بخش خصوصی برای برنامه هفتم

گفت‌وگو با جعفر قادری
عضو کمیسیون برنامه و بودجه مجلس شورای اسلامی



گفت‌وگو با عظیم اعتمادی
معاون توسعه طرح‌های شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی



گفت‌وگو با آرش نجفی
رئیس کمیسیون انرژی اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران



علی صادقی همدانی
اقتصاددان و مدیر مرکز پژوهش و بررسی‌های اقتصادی اتاق بازرگانی اصفهان



دفتر پژوهش سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق



◀ با توجه به ماهیت زیرساختی انرژی، خصوصاً برق برای تحقق رشد ۸ درصدی در اقتصاد کشور که تا پایان برنامه هفتم پیشرفت در نظر گرفته شده است، مجلس شورای اسلامی چه تمهیداتی برای ایجاد بسترهای مناسب سرمایه‌گذاری در جهت رفع کمبود برق و ناترازی موجود، مد نظر دارد؟

همان‌طور که شاهد هستیم به دلیل نبود سرمایه‌گذاری مناسب طی سال‌های گذشته، امروز صف مصرف از تولید جلو زده است. حالا دیگر بحران انرژی محدود به یک فصل و دو فصل نیست، طوری که بعد از تمام شدن یک تابستان و پاییز دشوار، کشور گرفتار زمستان‌های سخت می‌شود و نگران فرارسیدن دوباره تابستان بدون آب و برق هستیم. بدیهی است که در چنین شرایطی تحقق هدف‌گذاری انجام‌شده در برنامه هفتم توسعه با اما و اگر مواجه می‌شود. همگی به خوبی می‌دانیم که اگر به دنبال دستیابی به رشد ۸ درصدی اقتصاد هستیم باید زیرساخت‌های آن را هم فراهم کنیم.

همان‌طور که اشاره کردید مهم‌ترین زیرساخت برای رشد اقتصادی در شرایط فعلی همان انرژی است. شاید در گذشته تصور بر این بود که دولت‌ها باید نیروگاه‌سازی انجام دهند و به نوعی برق مورد نیاز کشور را تامین کنند، اما وضعیت امروز صنعت برق به خوبی نشان می‌دهد که این نگاه در گذشته اشتباه بوده است. دولت باید شرایطی را فراهم کند که بخش خصوصی حاضر به سرمایه‌گذاری در این صنعت شود؛ چرا که نه پول لازم برای احداث نیروگاه را دارد و نه قدرت و توانایی لازم را! به همین دلیل خواسته ما در صنعت برق اجرای اصل (۴۴) قانون اساسی و خروج دولت از تصدی‌گری و واگذاری امور به بخش خصوصی است. البته وزیر نیرو قول داده که همکاری لازم را با بخش خصوصی داشته باشد، اما چنانچه بدعهدی از سوی وزیر شاهد باشیم، نمایندگان از ابزارهایی که در اختیار دارند برای برخورد با متولی این حوزه استفاده خواهند کرد.

◀ اما متأسفانه سرمایه‌گذاری در صنعت برق برای بسیاری از فعالان اقتصادی جذابیت لازم را ندارد که بخشی از آن حاصل وعده و وعیدهای داده‌شده، اما اجرایی نشده است. چه‌طور می‌توان این اعتماد از دست‌رفته را دوباره ایجاد و سرمایه‌گذاری لازم در این صنعت را جذاب کرد؟

آمار کاهش سرمایه‌گذاری در حوزه برق، به خوبی نشان می‌دهد چرا در سال‌های اخیر مساله خاموشی‌ها تا این اندازه نگران‌کننده شده است. حالا هم اگر به دنبال حل این مشکل هستیم باید به فعالان اقتصادی بر اساس تعریف‌ها و فاکتورهای یک اقتصاد آزاد میدان داده شود. به اعتقاد من برق یا باید به‌عنوان یک کالا محاسبه شده و قیمت‌گذاری شود یا به‌عنوان یک خدمت در چرخه قیمت‌گذاری قرار بگیرد. در واقع اگر برق کالا است، باید مانند هر کالای دیگر، قیمت تمام‌شده داشته باشد و در سازوکار بورس انرژی یا رگولاتوری مستقل، قیمت آن تعیین تکلیف شود. اگر هم خدمت است، دولت باید مابه‌التفاوت تولید آن را به تولیدکننده پرداخت کند تا اقتصاد برق در ایران شکل و شمایل واقعی به خود بگیرد. چرا ایران که زمانی قصد داشت قطب برق منطقه باشد،



گفت‌وگو با جعفر قادری

عضو کمیسیون برنامه و بودجه مجلس شورای اسلامی

برای سرمایه‌گذاری‌های جدید در تولید برق؛ ساختار اقتصاد برق باید اصلاح شود

خاموشی‌ها چند سالی است که اقتصاد کشور را با چالش مواجه کرده است. در این میان جعفر قادری عضو کمیسیون برنامه و بودجه که خروج دولت از تصدی‌گری و توقف واسطه‌گری برق را کلید توسعه این صنعت و حل بحران کسری برق می‌داند، در گفت‌وگو با «نیرو و سرمایه» گفت: تا زمانی که دولت این دو نقش را رها نکند، رفع مشکل برق اتفاق نخواهد افتاد.

این عضو کمیسیون تلفیق مجلس شورای اسلامی که معتقد به حکمرانی اقتصاد بازار و نظام عرضه و تقاضاست، ادامه داد: به اعتقاد من برق یا باید به‌عنوان یک کالا تلقی و قیمت‌گذاری شود یا به‌عنوان یک خدمت در چرخه قیمت‌گذاری قرار گیرد. در واقع اگر برق کالا است، باید مانند هر کالای دیگر قیمت تمام‌شده داشته باشد و در سازوکار بورس انرژی یا از طریق رگولاتوری مستقل، قیمت آن تعیین تکلیف شود. اگر هم خدمت است، دولت باید مابه‌التفاوت تولید آن را به تولیدکننده پرداخت کند تا اقتصاد برق در ایران شکل و شمایل واقعی به خود بگیرد.

متن کامل گفت‌وگوی «نیرو و سرمایه» با جعفر قادری عضو کمیسیون برنامه و بودجه و تلفیق مجلس را در ادامه می‌خوانید:

که یک تا ۵ درصد برق مورد نیاز خود را از تجدیدپذیرها تامین کنند، صفر در نظر گرفته شده و دولت هم متعهد به ایجاد زیرساخت‌های لازم برای انتقال برق است.

البته من معتقدم که حمایت‌ها از سرمایه‌گذاران صنعت برق نباید تنها حمایت‌های پسینی باشد. در واقع نباید این گونه باشد که بخش خصوصی در ابتدا سرمایه‌گذاری انجام داده و بعد از این که به مرحله اجرا رسید، مورد حمایت دولت واقع شود. با توجه به کسری بزرگی که امروز با آن مواجه هستیم باید حتی حمایت‌هایی را هم پیش از اجرای طرح از سرمایه‌گذاران داشته باشیم.

در این میان، طرح‌هایی هم از سوی صندوق توسعه ملی در حال پیگیری است. در مدل‌های پیشنهادی، برق تولیدشده توسط دریافت‌کنندگان تسهیلات ارزی توسط خود صندوق خریداری شده است و این پروسه تا زمان بازپرداخت کامل اقساط ادامه خواهد داشت. در مدل‌های قبلی که اتفاقا نقدهای زیادی به آن وارد است، سرمایه‌گذار برق خود را به دولت می‌فروخت و دولت پول برق دریافتی را به سرمایه‌گذار پس نمی‌داد. در نهایت سرمایه‌گذار هم پولی برای بازپرداخت بدهی ارزی خود نداشته و این بدهی به دلیل رشد تورم هر سال بیشتر و بیشتر شد؛ طوری که حالا حتی برخی از فعالین این صنعت مدعی‌اند که مقدار بدهی آنها از ارزش نیروگاه و داراییشان بیشتر است.

با اجرایی شدن این مدل قرارداد می‌توان به تامین مالی مورد نیاز برای ساخت نیروگاه و رشد سرمایه‌گذاری در این صنعت امیدوار بود.

◀ در زمستان سال گذشته هم‌زمان با بروز خاموشی در کشور، شاهد هستیم که وزارت نفت و نیرو به عنوان دو متولی اصلی این حوزه به نوعی سعی در مقصر جلوه داده یکدیگر دارند. واقعا مقصر شرایط پیش‌آمده کدام دستگاه است؟ بهترین راه کار در شرایط فعلی چیست؟

کسری تولید برق در کشور ما، عمدتا از دو مجرا ناشی می‌شود، یکی به دلیل کمبود ظرفیت نیروگاهی است و دیگری که شاید نقش بیشتری هم داشته باشد، حاصل کسری در تامین حامل‌های اولیه انرژی (گاز و سوخت مایع) است. خواستم اشاره کنم که مشکل، تنها تولید نیروگاهی برق نیست، بلکه مشکل اساسی‌تر، ناترازی در زنجیره تامین انرژی است و تمرکز بر برق به تنهایی مشکل را حل نمی‌کند. تامین گاز و سوخت مایع نیز نیازمند سرمایه‌گذاری‌های کلان در بخش‌های استخراج، پالایش و انتقال گاز و نفت است. احداث نیروگاه‌های خورشیدی می‌تواند و لازم است تا بخشی از کسری در زنجیره تامین حامل‌های اولیه و ثانویه انرژی را به خوبی جبران کند. خوشبختانه کشور پهناور ایران با میزان خوب آفتابی که در همه سال دریافت می‌کند، می‌تواند از این منبع انرژی پاک برای احداث و بهره‌برداری نیروگاه‌های بزرگ خورشیدی به خوبی استفاده کند که باید با یک برنامه هماهنگ کوتاه‌مدت، این موضوع اجرایی شود.

برآوردهای مختلفی در مورد زمان گذار از انرژی‌های فسیلی وجود دارد که مشخص نیست کدام یک از آنها دقیق و درست خواهد بود، اما مسلما دنیا به سمت توسعه انرژی‌های پاک رفته است. حتی گول‌های نفتی دنیا هم از منابع فسیلی استفاده کرده و ریل توسعه و سرمایه‌گذاری را ایجاد کردند و اکنون هم دارند از انرژی‌های تجدیدپذیر استفاده می‌کنند. حال آن که در ایران هنوز نتوانسته‌ایم در این خصوص اقدام چشم‌گیری انجام دهیم و برای جبران این عقب ماندگی همین امروز هم دیر است چه برسد به فردا. ■

حالا برای روشن نگه داشتن چراغ خانه مشترکان خانگی، مجبور به نوبت‌بندی و اعمال محدودیت تزریق برق به بخش‌های صنعتی کوچک و صنایع بزرگ شده است. با این اوصاف احتمالا تابستان سختی که در انتظار صنایع است، تنها با استفاده از همین روش‌ها، قابل تحمل‌تر باشد، اما تا زمانی که دولت مدام با سیگنال‌دهی نادرست تقویت تقاضا را ادامه دهد، مشخصا در برای صنایع بر همان پاشنه قبل خواهد چرخید.

◀ نقش دولت برای حل مساله ناترازی چیست؟ دولت چگونه می‌تواند بدون این که در بازار برق دخالت کند، شرایط را برای کاهش کسری‌ها فراهم کند؟

دولت خودش توان بازی در این زمین و افزایش ظرفیت تولید و نیروگاه‌سازی را ندارد. ضمن این که حتی از تعمیر و بهسازی زیرساخت‌ها و تجدید سرمایه‌گذاری در این بخش عاجز مانده است. به نظر من دولت با خارج شدن از تصدی‌گری و توقف واسطه‌گری برق، به توسعه این صنعت و برق‌رسانی به صنایع کمک خواهد کرد. بدون شک تا زمانی که دولت این دو نقش را رها نکند، انتظار رفع مشکل برق در کشور فقط یک رویاست که هرگز اتفاق نخواهد افتاد.

باید بازار برقی واقعی به شکل معمول و شبیه سایر نقاط دنیا در ایران ایجاد شود؛ یعنی این که بازار برق از بروکراسی دولتی خارج شود. اگر سازوکار موجود اقتصاد برق اصلاح شود، در مملکت نه مشکل برق داریم و نه مشکلی در صنعت خواهیم داشت. البته لازم به یادآوری است که دولت می‌تواند با اصلاح ساختار اقتصادی برق، به تقویت جاذبه سرمایه‌گذاری در صنعت برق کمک کند.

◀ لطفا بفرمایید که مهمترین ظرفیت‌های بودجه سال ۱۴۰۴ و برنامه هفتم توسعه برای بخش خصوصی تولیدکننده برق چیست تا مشارکت بیشتری از سوی این بخش برای سرمایه‌گذاری در حوزه افزایش ظرفیت تولید برق کشور جذب شود؟

دولت برای تسویه بدهی خود به پیمانکاران و تولیدکنندگان صنعت برق دو راهکار در بودجه ۱۴۰۴ پیش‌بینی کرده بود که یکی از آنها واگذاری دارایی‌ها و اموال غیر منقول وزارت نیرو به طلبکاران است. جدای از این، مطابق با ماده (۸) قانون مانع‌زدایی و همچنین بند (ت) ماده (۲۴) قانون برنامه هفتم توسعه دولت موظف است از طریق انتشار و واگذاری اوراق، بدهی خود را به بخش خصوصی ظرف ۳ سال از زمان تصویب قانون مانع‌زدایی مصوب ۱۴۰۱ تسویه کند؛ یعنی دولت مکلف است که تا پایان سال ۱۴۰۴ بدهی خود را به بخش خصوصی تسویه کند. همچنین مقرر شده که بخش دیگری از بدهی فعالان و پیمانکاران صنعت برق از محل انتشار اوراق پرداخت شود.

همچنین دولت دستگاه‌های اجرایی را مکلف کرده برای ایجاد تضمین پرداخت به موقع کارفرمایان دولتی در هنگام قرارداد با بخش خصوصی، از «اوراق ضمانت» استفاده کند. این اوراق ابزار مالی جدیدی است که به عنوان ضمانت پرداخت استفاده می‌شود. در واقع چنانچه کارفرما در هنگام سررسید نتواند تعهد خود را پرداخت کند، این اوراق به عنوان اوراق اسلامی، قابلیت نقدشوندگی در بازار بورس را خواهد داشت.

البته برای سرمایه‌گذاران حوزه انرژی‌های تجدیدپذیر هم در قانون امتیازاتی در نظر گرفته شده است. به عنوان مثال بر اساس قانون «تامین مالی تولید و زیرساخت‌ها»، هزینه انتقال برق واحدهایی



گفت‌وگو با عظیم اعتمادی

معاون توسعه طرح‌های شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی

نقش انکارناپذیر بخش خصوصی در تحقق اهداف برنامه هفتم

وقتی صحبت از شرایط نیروگاه‌های کشور و متون برنامه‌های تدوین شده برای بهبود این شرایط و استفاده از پتانسیل‌های موجود برای سرمایه‌گذاری‌های آتی در حوزه تولید برق می‌شود، شرکت برق حرارتی به عنوان نماینده نیروگاه‌های دولتی حرارتی کشور، نقاط اشتراک و در عین حال مسئولیت‌ها و تعهداتی در قبال نیروگاه‌داران غیر دولتی دارد که هم‌صدایی و همراهی در پیگیری رفع موانع موجود برای تحقق اهداف برنامه‌های توسعه‌ای کشور در این حوزه، مسیر هموارتری را برای سرمایه‌گذاری و ارتقاء کمی و کیفی تولید برق کشور فراهم می‌آورد.

در گفت‌وگوی پیش رو با عظیم اعتمادی، معاون توسعه طرح‌های شرکت برق حرارتی ضمن مروری بر اهداف تعیین‌شده در بخش برق برنامه هفتم توسعه، پتانسیل بخش خصوصی برای تحقق این اهداف و پیش‌نیازهای استفاده بهینه از این پتانسیل بررسی شده است که در ادامه مشروح آن را مطالعه خواهید کرد:

◀ با توجه به محتوای بخش برق برنامه هفتم توسعه، لطفاً بفرمایید مهمترین و اصلی‌ترین پیش‌بینی‌ها در این برنامه برای مشارکت بخش خصوصی در جهت افزایش ظرفیت تولید برق چیست؟

در برنامه هفتم توسعه احداث ۱۸۷۲۵ مگاوات نیروگاه حرارتی شامل ۱۸۰۹ مگاوات با سرمایه‌گذاری بخش دولتی، ۴۵۵۲ مگاوات نیروگاه با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی، ۳۶۸۵ مگاوات با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی به روش بیع متقابل، ۷۰۷۸ مگاوات نیروگاه‌های بخش صنایع و ۱۶۰۰ مگاوات افزایش توان عملی و رفع محدودیت نیروگاه‌های بخاری در دست اقدام است.

لازم به ذکر است در دولت چهاردهم، تا کنون مجموعاً ۱۲۱۸ مگاوات نیروگاه حرارتی شامل ۷۱۵ مگاوات نیروگاه‌های جدیدالاحداث و ۵۰۳ مگاوات رفع محدودیت نیروگاه‌های بخاری و افزایش توان عملی واحدهای گازی به بهره‌برداری رسیده است.

◀ آیا این مهم صرفاً به سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌ها خلاصه می‌شود و یا شیوه‌های مشارکتی دیگری نیز با بخش خصوصی در این برنامه در نظر گرفته شده است؟

به غیر از احداث نیروگاه‌ها توسط بخش خصوصی، شیوه‌های دیگری به منظور تشویق سرمایه‌گذاران بر اساس قوانین موجود در نظر گرفته شده است که از جمله آن‌ها می‌توان به ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق اشاره کرد که در آن سازوکاری برای آن که صنایع بخشی از نیاز احداث نیروگاه‌ها را تامین کنند، تعیین شده است. همچنین ابلاغیه وزیر نیرو در مورد احداث بخش بخار نیروگاه‌های خصوصی مبنی بر آن که این اقدام‌کنندگان در این خصوص از مزایای ماده (۴) قانون مانع‌زدایی بهره‌مند شوند و نیز ابلاغیه‌های دیگری از ایشان که یکی در خصوص «ضوابط عرضه برق نیروگاه‌های حرارتی جدیدالاحداث در تابلو برق آزاد» بوده و دیگری برای پروژه‌هایی که خرید تضمینی داشته‌اند، «انعقاد قرارداد دوجانبه با مصرف‌کنندگان متقاضی به منظور جذب نقدینگی» را امکان‌پذیر کرده است. علاوه بر این، جایگزینی نیروگاه‌های فرسوده و کم‌بازده در چارچوب قراردادهای مشارکت عمومی-خصوصی، با استفاده از ظرفیت تابلو برق آزاد در دستور کار قرار گرفته و آیین‌نامه مشارکت بخش عمومی-خصوصی نیز در حال ابلاغ است.

◀ اساساً در این برنامه، توسعه بخش تولید برق کشور چه میزان به حضور فعال بخش خصوصی در این صنعت وابسته است؟

از میزان ۷۶۶۶۵ مگاوات نیروگاه‌های حرارتی از کل ظرفیت شبکه، به میزان ۵۲۷۲۸ مگاوات معادل ۶۸/۸ درصد متعلق به بخش خصوصی است.

همچنین در برنامه هفتم توسعه، از میزان ۱۸۷۲۵ مگاوات احداث نیروگاه حرارتی ۱۵۳۱۵ مگاوات (شامل نیروگاه‌های خصوصی، بیع متقابل و صنایع) معادل ۸۲ درصد، با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی احداث می‌شود.

◀ از نظر شما بخش غیر دولتی تولیدکننده برق هم اکنون از چه پتانسیل‌هایی برای تحقق اهداف برنامه هفتم توسعه برخوردار

سرمایه‌گذاری کرده است.

ضوابط، بسترها و مقدمات لازم برای روش‌های اشاره‌شده در پاسخ پرسش ابتدایی شما برنامه‌ریزی و فراهم شده است. به طور مشخص مثلاً برای ضوابط عرضه برق نیروگاه‌های حرارتی جدیدالاحداث در تابلو آزاد مراحلی باید انجام شود. در مرحله نخست، شرکت توانیر مکلف است ظرفیت مورد نیاز در شبکه سراسری برق را در افق زمانی هفت‌ساله آتی و به تفکیک مناطق مختلف، حداکثر یک ماه پس از ابلاغ این سند، به برق حرارتی اعلام کند. در مرحله بعدی، شرکت برق حرارتی بر اساس نیاز اعلام‌شده، باید فهرستی از مناطق یا ساختگاه‌های مورد نیاز را بر اساس مطالعات شبکه، حداکثر تا یک ماه پس از دریافت اطلاعات از توانیر، تهیه و پس از تایید معاونت برق و انرژی به صورت عمومی، منتشر و به صورت سالیانه به‌روزرسانی کند. پس از آن، برق حرارتی مکلف است بر اساس فهرست اعلامی، نسبت به فراخوان عمومی با مدت مشخص برای جذب سرمایه‌گذار اقدام کند. نهایتاً پس از اتمام مهلت ارسال درخواست، چنانچه متقاضیان سرمایه‌گذاری برای منطقه یا ساختگاهی بیش از یک متقاضی باشد، به منظور حصول اطمینان از رعایت شرایط رقابت، شرکت برق حرارتی با برگزاری مناقصه، نسبت به انتخاب سرمایه‌گذار برای ساختگاه مشخص بر اساس کمترین سهم پیشنهادی عرضه در تابلوی برق آزاد بورس انرژی اقدام می‌کند.

◀ بر اساس آمار موجود، طی سال‌های اخیر، مجموعاً برای تبدیل ۱۵ واحد گاز (معادل ۲۲۰۰ مگاوات ظرفیت) به سیکل ترکیبی، قراردادهای بیع متقابل منعقد شده است که به رغم اجرایی شدن آن، گفته می‌شود به تعهدات مربوط به بازپرداخت هزینه سوخت صرفه‌جویی‌شده (طبق برنامه ششم توسعه)، عمل نشده است. شرکت تولید برق حرارتی برای تسریع در اجرای این تعهدات چه مساعدتی می‌تواند داشته باشد؟

قراردادهای بیع متقابل موجود بر اساس بند (۱۹) قانون بودجه سال ۱۳۹۲ کل کشور در قالب ۱۸ واحد نیروگاهی با مجموع ظرفیت ۳۰۶۵ مگاوات با سرمایه‌گذاران منعقد شده‌اند که از این تعداد، ۱۵ واحد با مجموع ظرفیت ۲۴۰۰ مگاوات، تاکنون به بهره‌برداری رسیده‌اند و ۳ واحد باقی‌مانده نیز طی سال جاری وارد مدار تولید خواهند شد.

در خصوص واحدهایی که تاکنون به بهره‌برداری رسیده‌اند، تاییدیه‌های میزان سوخت صرفه‌جویی‌شده از وزات نفت اخذ و برای سازمان برنامه و بودجه کشور ارسال و تاکنون معادل ۳۹۰ میلیون یورو از محل تبصره‌های (۱۴) و (۸) قوانین بودجه سنواتی به سرمایه‌گذاران محترم پرداخت شده است.

از آنجایی که مبالغ پیش‌بینی‌شده در این تبصره‌ها تکافوی بازپرداخت سرمایه‌گذاری صورت‌گرفته در این بخش را نمی‌دهد، شرکت برق حرارتی راهکارهایی را از جمله پرداخت مطالبات صرفه‌جویی سوخت از محل گواهی صرفه‌جویی سوخت، حساب بهینه‌سازی، تحویل نفت خام معادل سوخت صرفه‌جویی‌شده و یا تهاثر بدهی دولت به سرمایه‌گذاران با بدهی سرمایه‌گذاران به صندوق توسعه ملی پیشنهاد کرده و در دست پیگیری است تا با مساعدت و حمایت سازمان محترم برنامه و بودجه کشور بتوانیم نسبت به پرداخت مطالبات آنان و متعاقب آن، پرداخت بدهی برخی از آنان به صندوق توسعه ملی، اقدام لازم را به عمل آوریم. ■



است و استفاده از این پتانسیل چه الزامات و پیش‌نیازهایی دارد؟

در اختیار داشتن نیروی انسانی توانمند و متخصص، فراهم بودن امکان ساخت داخل کلیه تجهیزات مورد نیاز نیروگاهی و از سوی دیگر مشارکت بخش خصوصی با طرف‌های خارجی در پروژه‌های صنعت برق از جمله مهمترین مواردی هستند که نشان‌دهنده پتانسیل ایجاد امکانات، تجهیزات و تاسیسات توسط این بخش برای تحقق اهداف توسعه‌ای کشور در حوزه تولید برق است. ضمناً این بخش در حوزه مدیریتی نیز دارای تجارب مناسبی است که می‌تواند راهگشا باشد.

◀ بخش برق برنامه هفتم چه ظرفیتهایی برای ترغیب بخش خصوصی در جهت مشارکت هر چه بیشتر در سرمایه‌گذاری فراهم می‌آورد؟ برای استفاده از این ظرفیت‌ها چه اقدامات متعاقبی از سوی بخش دولتی صنعت برق و به طور مشخص شرکت برق حرارتی برنامه‌ریزی شده است؟

در حوزه سرمایه‌گذاری داخلی، شرکت برق حرارتی اقدام به اصلاحات نرخ فروش برق در بازار عمده‌فروشی، پرداخت مطالبات تولیدکنندگان و پیمانکاران صنعت برق و ابلاغ رویه تابلو برق آزاد بورس انرژی به منظور افزایش جذابیت



گفت‌وگو با آرش نجفی

رئیس کمیسیون انرژی اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران

برنامه هفتم زیر سایه سنگین ناترازی‌ها

برنامه هفتم توسعه با هدف تحقق رشد ۸ درصدی اقتصاد کشور ابلاغ شده و هم اکنون در حال اجراست. با این حال بسیاری بر این باورند که با وجود مشکلات متعددی نظیر تحریم‌های بین‌المللی، نوسانات شدید اقتصادی و ناترازی‌های گسترده در حوزه انرژی تحقق این هدف بسیار دشوار به نظر می‌رسد.

آرش نجفی، رئیس کمیسیون انرژی اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران هم بر این باور است که در شرایط کنونی نمی‌توان به تحقق برنامه هفتم چندان خوش‌بین بود. او در گفت‌وگوی اختصاصی با «نیرو و سرمایه» می‌گوید: «طی سال‌های گذشته دولت همواره تلاش کرده در همه سطوح مختلف، رویکرد تعامل و همکاری با بخش خصوصی را حفظ کند، اما متأسفانه این تعامل به صورت موثری شکل نمی‌گیرد.»

در ادامه مشروح این گفت‌وگو را می‌خوانید:

◀ با توجه به این که در حال حاضر و در ابتدای برنامه هفتم توسعه با حدود ۲۰ هزار مگاوات ناترازی مواجهیم، تحقق رشد ۸ درصدی پیش‌بینی‌شده در این برنامه را چه میزان امکان‌پذیر می‌دانید؟

واقعیت این است که با وجود شرایط فعلی، اصلاً به تحقق برنامه هفتم خوش‌بین نیستیم. براساس داده‌ها و اطلاعات وزارت نیرو، حداکثر میزان ناترازی قطعی برق ۵ تا ۶ هزار مگاوات است و مابقی آن عمدتاً در مقاطعی رخ می‌دهد که مصرف به بالاترین میزان خود می‌رسد. به بیان ساده‌تر ممکن است بنا به میزان مصرف ما مثلاً ۱۰ روز در سال با کسری ۱۵ هزار مگاواتی و یا سه روز در سال با کمبود ۲۰ هزار مگاواتی برق مواجه باشیم.

به نظر می‌رسد آنچه با عنوان کسری ۲۰ هزار مگاواتی

برق مطرح می‌شود، بهانه‌ای برای اعمال فشار مضاعف به تولیدکنندگان برق و البته تحمیل تعرفه‌های بالاتر به مصرف‌کنندگان بوده است. به همین دلیل از دیدگاه من ضروری است که واکاوی جدی و دقیقی بر روی میزان و زمان کمبود برق به ویژه در ماه‌های گرم سال انجام و مشخص شود که نیاز واقعی برق کشور چقدر است. به علاوه قطعا شیوه‌های جبران این ناترازی که عمدتاً از طریق اعمال خاموشی در صنایع انجام می‌شود، هم نیازمند بازنگری است؛ چرا که این اقدام موج فزاینده‌ای از خسارات را در این بخش ایجاد کرده است. به طور کلی ما در صنعت برق نیازمند تصمیم‌گیری‌های جدید در خصوص مسائل کلیدی مانند قیمت و اقتصاد برق هستیم.

◀ از دیدگاه شما در تدوین برنامه هفتم توسعه امکان مشارکت

تجارت این کالای استراتژیک است. در واقع از آنجا که وزارت نیرو مانع از ایجاد یک ساختار رگولاتوری مستقل شده، مجموعه این مشکلات در صنعت ایجاد شده‌اند. البته ما موضوع تاسیس نهاد تنظیم‌گر بخش برق را تا مراحل پایانی پیش بردیم، اما در همان زمان هم وزارت نیرو در خصوص محل استقرار دبیرخانه نهاد تنظیم‌گر در این وزارتخانه پافشاری زیادی کرد. هر چند از آنجایی که مجلس شورای اسلامی این مساله را به مثابه یک چک سفیدامضا برای وزارت نیرو می‌دانست، محل استقرار این نهاد را در شورای رقابت تعیین کردند. البته متاسفانه این موضوع در دولت سیزدهم متوقف شد و وزارت نیروی وقت در اولین اقدامش لایحه نهاد رگولاتوری را از مجلس استرداد کرد و این موضوع تا امروز بلا تکلیف مانده است.

در حال حاضر مجدداً تلاش‌هایی برای بازنگری اساسنامه نهاد رگولاتوری آغاز شده و کار به دلیل اختلاف نظرها و تفسیرهای متعدد ذی‌نفعان به کندی پیش می‌رود و به نظر می‌رسد به نتیجه رساندن این موضوع با وجود این سطح از اختلافات، بسیار دشوار است. اما در هر صورت باید پذیرفت که تنها راه حل مشکلات ساختاری اقتصاد برق، ایجاد نهاد تنظیم‌گر مستقل بخش برق است.

تدوین برنامه‌های کوتاه‌مدت و برنامه‌ریزی‌های متکی بر دوره فعالیت هر دولت، نتیجه‌ای جز ناترازی‌های گسترده‌ای که امروز با آن مواجه شده‌ایم، نخواهد داشت. تدوین یک برنامه بلندمدت بیست‌ساله و برنامه‌های میان‌مدت و کوتاه‌مدت مبتنی بر آن و همچنین برنامه‌ریزی برای اجرای دقیق این برنامه‌ها، تنها راه حلی است که برای بازگشت کشور به ریل توسعه داریم

◀ **اتاق بازرگانی در شرایط کنونی چه‌طور می‌تواند به اثرگذاری بیشتر بخش خصوصی تولیدکننده برق در تحقق اهداف برنامه هفتم کمک کند؟**

خوشبختانه در حال حاضر بخش خصوصی به ویژه شکل‌های اقتصادی، یک ابزار موثر به نام شورای گفت‌وگو در اختیار دارند. هر چند متاسفانه دولت چهاردهم در برخی از تصمیم‌سازی‌هایش توجه چندانی به مصوبات شورای گفت‌وگو نداشته و حتی برخی از جلسات این شورا هم به دلیل تاخیر در انتخاب وزیر اقتصاد لغو شدند.

با این حال و با وجود عدم توجه دولت به برخی از مصوبات شورای گفت‌وگو، همچنان این شورا یکی از موثرترین ابزارهای بخش خصوصی برای پیگیری موضوعات کلیدی آن‌ها است. البته باید تاکید کنم تا زمانی که دولت اراده لازم برای توجه به نظرات بخش خصوصی و مشارکت‌طلبی از آن‌ها را نداشته باشد، اثربخشی تشکلهای در پایین‌ترین سطح خود باقی خواهد ماند. از این رو اتاق بازرگانی و انجمن‌های کسب‌وکار باید بیش از هر زمان دیگری تلاش کنند سطح نفوذ و اثرگذاری خود را بر سیاست‌گذاری‌های عمومی افزایش دهند. ■

◀ **فعالان بخش خصوصی در تحقق اهداف توسعه‌ای آن فراهم شده است؟**

واقعیت این است که طی سال‌های گذشته دولت همواره تلاش کرده در همه سطوح مختلف، ژست تعامل و همکاری با بخش خصوصی را حفظ کند، اما متاسفانه این تعامل به صورت موثری شکل نمی‌گیرد. بر همین اساس به جرات می‌توان گفت که بخشی از برنامه هفتم کاملاً غیر عملیاتی است.

در واقع باید گفت که بخش خصوصی و تشکلهای اقتصادی در بسیاری از موارد کلیدی یا مورد مشورت دولت قرار نمی‌گیرد و یا نظراتش در تصمیم‌گیری‌های نهایی اعمال نمی‌شود. بنابراین عمده تصمیم‌سازی‌ها بر اساس مدل‌های مدیریتی دولتی انجام می‌شود و بخش خصوصی دخالت مشخصی در آن ندارد.

◀ **ایجاد یک مشارکت موثر بین دولت و بخش خصوصی نیازمند چه تغییر رویکردی در این دو بخش است؟**

پیش از هر چیز یادآوری می‌کنم که ناترازی‌هایی که در حوزه‌های مختلف نیرو و انرژی رخ داده، عمدتاً ناشی از ناکارآمدی‌های مدیریتی هستند که طی بیش از دو دهه در کشور حاکم بوده است. ما برای دستیابی به یک توسعه پایدار همه‌جانبه نیازمند یک برنامه لازم‌الاجرای طولانی‌مدت هستیم که مثلاً در یک دوره ۲۰ ساله پیاده‌سازی شود. البته مشابه این برنامه در دولت اصلاحات هم در قالب سند چشم‌انداز بیست‌ساله تدوین شد، اما متاسفانه در اجرایی کردن برنامه‌های پیش‌بینی شده در این سند، عملکرد ناموفقی داشتیم.

با این حال باید بپذیریم که تدوین برنامه‌های کوتاه‌مدت و برنامه‌ریزی‌های متکی بر دوره فعالیت هر دولت، نتیجه‌ای جز ناترازی‌های گسترده‌ای که امروز با آن مواجه شده‌ایم، نخواهد داشت. تدوین یک برنامه بلندمدت بیست‌ساله و برنامه‌های میان‌مدت و کوتاه‌مدت مبتنی بر آن و همچنین برنامه‌ریزی برای اجرای دقیق این برنامه‌ها، تنها راه حلی است که برای بازگشت کشور به ریل توسعه داریم.

همچنین ضروری است که در طول برنامه‌هایی که به آن‌ها اشاره کردم، تحولات ساختاری را به نحوی پیش‌بینی کنیم که زمان کافی را برای تبیین الزامات و اعمال این تغییرات در اختیار داشته باشیم. در این بین قطعاً کاهش بروکراسی‌های پیچیده فعلی و همچنین کوچک کردن بدنه اجرایی دولت، یک الزام جدی برای اجرای برنامه‌های توسعه‌ای کارآمد در کشور است. یادآوری می‌کنم که در حال حاضر بخش عمده‌ای درآمدهای حاصل از فروش نفت، صرف پرداخت حقوق و دستمزد کارمندان دولت و تامین هزینه‌های دولت شده و بخش اندکی از آن به پروژه‌های عمرانی تخصیص داده می‌شود. به همین دلیل کوچک‌سازی بدنه دولت می‌تواند یکی از مهمترین گام‌ها برای تغییر ساختارهای فعلی به نفع اقتصاد کشور است. در واقع پیش از هر اقدامی باید بپذیریم که تحریم‌ها تنها مشکل اقتصاد کشور نیستند و بخشی از بحران‌های فعلی ناشی از نوع حکمرانی و مدیریت ساختار اقتصادی است.

◀ **به نظر می‌رسد در بخش برق هم با مشکلات اساسی در حکمرانی مواجهیم. نظر شما در این خصوص چیست؟**

بله؛ کاملاً درست است. مشکل اساسی صنعت برق در بحث

ضرورت بازنگری بخش برق در برنامه هفتم

طبق تازه‌ترین گزارش وزارت نیرو، بازار برق کشور در مرداد ماه ۱۴۰۳ با حدود ۱۸ هزار مگاوات ناترازی مواجه بوده است. همچنین، در پیک روز، حدود ۸۰ هزار مگاوات نیاز مصرفی داشته که این عدد نسبت به مدت مشابه سال پیش ۸/۷ درصد رشد داشته است. نگاهی اجمالی به دورنمای سیاست‌گذاری اقتصاد برق نشان می‌دهد در چشم‌انداز قانون برنامه هفتم، تقاضای برق کشور ۸۵ هزار مگاوات پیش‌بینی شده است.

جدول ۱: خلاصه اقتصاد برق کشور در مرداد ۱۴۰۳					
عرضه (میلیون کیلووات‌ساعت)			پیک تقاضا (میلیون کیلووات‌ساعت)		
ناترازی	حداکثر توان تولیدشده	قدرت تامین‌شده	دریافت برون‌مرزی	پیک شب (۱۴۰۳/۰۵/۱۷ ساعت ۲۰:۱۹)	پیک روز (۱۴۰۳/۰۵/۱۷ ساعت ۱۴:۲۷)
-۱۷۵۵۷	۶۴۴۳۲	۶۲۳۱۵	۲۵۷	۷۶۶۳۸	۷۹۸۷۲ (۸/۷٪)

منبع: گزارش ماهانه آمار صنعت آب و برق؛ معاونت سرمایه انسانی، تحقیقات و فناوری اطلاعات، دفتر فناوری اطلاعات و امنیت فضای مجازی وزارت نیرو؛ مرداد ۱۴۰۳

این مساله نشان می‌دهد قانون برنامه هفتم نیاز مصرفی برق و در نتیجه نیاز به تولید برق کشور را به درستی پیش‌بینی نکرده است. اگر فرض کنیم نرخ رشد نیاز مصرفی برق کشور ثابت باشد (۸/۷ درصد) و افزایش پیدا نکند، در پایان برنامه هفتم نیاز مصرفی کشور بیشتر از ۱۲۰ هزار مگاوات خواهد بود.

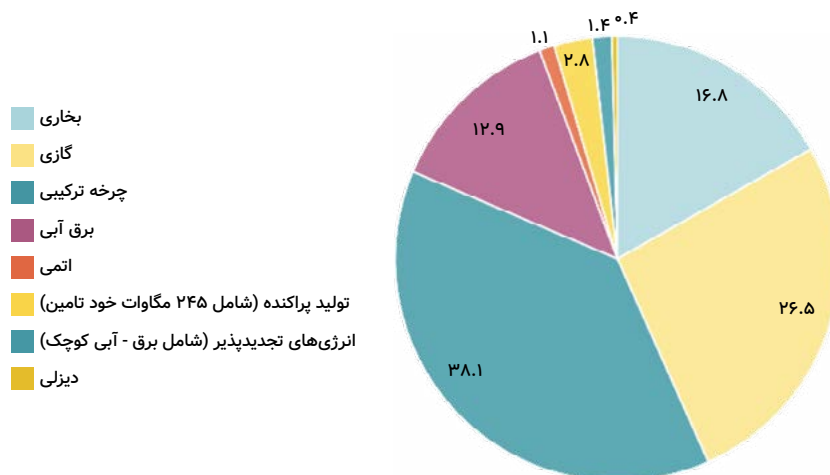
بر اساس این گزارش، انرژی‌های تجدیدپذیر کمتر از ۱/۵ درصد در تولید برق کشور نقش دارند. چشم‌انداز قانون برنامه هفتم نیز سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از کل برق تولیدی کشور را حدود ۴ الی ۵ درصد پیش‌بینی کرده است، در حالی که این سهم هم‌اکنون برای چین به بیش از ۳۰ درصد، برای ترکیه به بیش از ۴۲ درصد و برای کشورهای اروپایی به بیش از ۵۰ درصد رسیده است. به بیان دیگر، برنامه هفتم توسعه در پایان سال ۱۴۰۷ جایگاهی را برای انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد انرژی کشور در نظر گرفته که از وضعیت فعلی کشورهای دنیا بسیار عقب‌تر است.

این اعداد نشان می‌دهند چه در سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی و چه در فاز بهره‌برداری و اجرا، به شدت از تحولات روز دنیا فاصله داریم و دلیل اصلی ناترازی برق در صنعت کشور قبل از هر چیز ریشه در «خطای سیاست‌گذاری» دارد. از این منظر قانون برنامه هفتم در حوزه انرژی نیازمند تجدید نظر جدی است، چرا که لوایح سنواتی دولت در حوزه انرژی را نیز دچار خطا می‌کند. دولت‌ها در بودجه‌ریزی، معمولاً تلاش می‌کنند سالانه بیست درصد اهداف کمی قانون برنامه هفتم را هدف‌گذاری کنند تا بتوانند بعد از پنج سال با اهداف برنامه انطباق حداکثری داشته باشند. نمودار (۱) سهم روش‌های مختلف تولید برق کشور را به تصویر کشیده است.



علی صادقی همدانی

اقتصاددان و مدیر مرکز پژوهش و بررسی‌های اقتصادی اتاق بازرگانی اصفهان



نمودار (۱): سهم ظرفیت‌های نصب‌شده نیروگاهی کشور تا پایان مهر ۱۴۰۳
منبع: گزارش وزارت نیرو

همان گونه که ملاحظه می‌شود ۲۶/۵ درصد برق کشور به روش گازی، ۳۸/۱ درصد به روش سیکل ترکیبی، ۱۶/۸ درصد به روش بخاری و ۱۲/۹ درصد به روش برقابی تولید می‌شوند. این یعنی حدود ۹۵ درصد برق کشور وابسته به آب و گاز است. از آنجایی که کشور در بازار آب و بازار گاز با ناترازی مواجه است، ناترازی موجود در بازار برق نیز تحت تاثیر بحران آب و بحران بازار گاز تشدید می‌شود.

جدول ۲: اهداف کمی برنامه هفتم توسعه در بازار برق		
سند و اهداف عملکردی	واحد متعارف	هدف کمی در پایان برنامه
کل ظرفیت نامی منصوبه (Nameplate capacity)	مگاوات	۱۲۴,۴۸۵
ظرفیت منصوبه تجدیدپذیر		۱۲۰۰۰
ظرفیت منصوبه هسته‌ای		۳۰۰۰
تولید برق	میلیون کیلووات‌ساعت	۴۸۹,۲۹۵
تولید برق تجدیدپذیر		۲۱۰۰۰
میانگین بهره‌وری (راندمان) نیروگاه‌های موجود	درصد	۴۴
تلفات انتقال و توزیع برق		۱۰
مجموع تبادل (صادرات و واردات) برق	میلیون کیلووات‌ساعت	۲۰,۰۰۰
حداکثر توان تولید برق در اوج بار	مگاوات	۸۷,۱۴۰
حداکثر نیاز مصرف برق در اوج بار		۸۵,۵۰۸
تراز برق در اوج بار		۱,۶۳۲
میانگین بهره‌وری نیروگاه‌های جدید	درصد	۵۵ در حد استاندارد
صرفه جویی مصرف‌کننده نهایی برق	میلیون کیلووات‌ساعت	۳,۰۰۰
رشد طول خطوط شبکه	درصد	۲۵ (سالانه ۵)
سهم نیروگاه‌های جدیدالاحداث بدون نیاز به سوخت گاز و فرآورده نفتی	درصد از کل ظرفیت تولید	۴۰
سهم اندازه‌گیری برق مصرفی مشترکان از طریق شمارشگرهای هوشمند	درصد	۹۰ (سال اول ۶۰)
رشد ظرفیت پست‌های انتقال و توزیع		۲۵

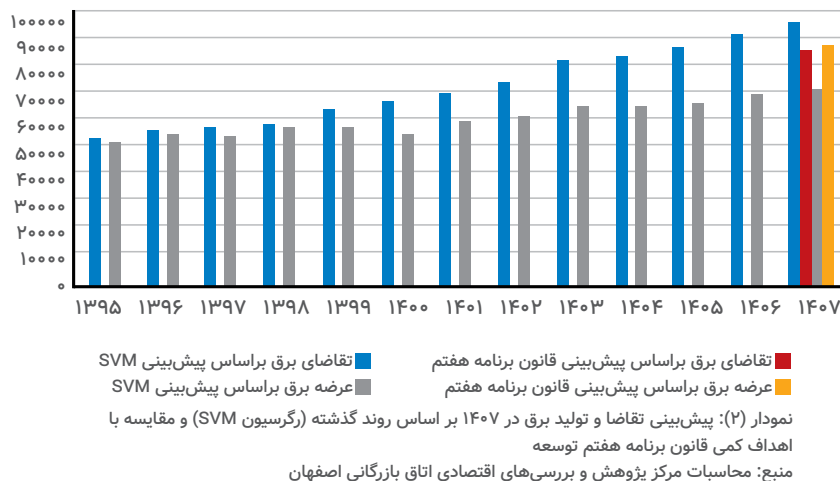
منبع: جدول (۹) ماده (۴۲) قانون برنامه هفتم توسعه

هنگامی که دولت تا پایان چشم‌انداز قانون برنامه هفتم، سرمایه‌گذاری برای تولید برق را ۸۵ هزار مگاوات پیش‌بینی می‌کند، در خوش‌بینانه‌ترین حالت ممکن ۴۱ درصد از نیاز برق مصرفی کشور تا پایان افق برنامه بدون پاسخ خواهد ماند. به عبارت دقیق‌تر، در صورت تحقق اهداف کمی برنامه هفتم در بازار برق، به احتمال قریب به یقین، کشور با حدود ۳۳/۸۶ هزار مگاوات کسری برق مواجه خواهد شد. اظهار نظرات برخی نمایندگان مجلس نشان می‌دهد تنها ۷۰ درصد اهداف کمی قانون برنامه ششم محقق شده است. اگر فرض کنیم میزان تحقق تولید پیش‌بینی‌شده نیز ۷۰ درصد باشد، میزان تولید برق کشور تا پایان برنامه هفتم به ۶۱ هزار مگاوات خواهد رسید که به منزله پدید آمدن حدود ۶۰ هزار مگاوات کسری در بازار برق خواهد بود. به عبارت دقیق‌تر تولید برق کشور تنها نیمی از نیاز مصرف برق کشور را تامین خواهد کرد و زنگ خطر از همین الان به صدا درآمده است.

جدول (۳): پیش‌بینی ناترازی در بازار برق تا سال ۱۴۰۷، پایان برنامه هفتم توسعه	
ناترازی بازار برق کشور در مرداد ماه	حدود ۱۸ هزار مگاوات
تقاضای برق در یک روز	۸۰ هزار مگاوات (با رشد ۸/۷ درصدی)
نیاز مصرفی کشور تا ۱۴۰۷ (با رشد ۸/۷ درصدی)	حدود ۱۲۱ هزار مگاوات
نیاز مصرفی ۱۴۰۷ طبق قانون برنامه هفتم	حدود ۸۵/۵ هزار مگاوات
حداکثر توان تولیدی در ۱۴۰۷، پیش‌بینی برنامه هفتم	۸۷/۱۴ هزار مگاوات
ناترازی بازار برق کشور در سال ۱۴۰۷ در سناریوی خوش‌بینانه (تحقق کامل پیش‌بینی برنامه)	۳۳/۸۶ مگاوات
ناترازی بازار برق کشور در سال ۱۴۰۷ در سناریوی بدبینانه (تحقق ۷۰ درصدی پیش‌بینی برنامه)	۶۰ هزار مگاوات

منبع: محاسبات محقق

قانون برنامه هفتم راندمان نیروگاه‌های جدید را ۵۵ درصد هدف‌گذاری کرده است. در حالی‌که اکنون بسیاری نیروگاه‌های دنیا با راندمان بالای ۶۰ درصد کار می‌کنند. از این منظر به نظر می‌رسد قانون برنامه هفتم در بخش برق برای آینده کشور چیزی را ترسیم کرده که از وضعیت فعلی صنعت برق جهان نیز عقب‌تر است. بر کسی پوشیده نیست که سرمایه انسانی ایران در صنعت برق بسیار کیفی است. پس مشکل اصلی کجاست؟! در این خصوص که قانون برنامه هفتم راندمان نیروگاه‌های موجود را ۴۴ درصد هدف‌گذاری کرده است نیز باید در نظر داشت، در بسیاری موارد حدود سه و یا چهار دهه از عمر نیروگاه‌های کشور می‌گذرد و مستهلک شدن تجهیزات نیروگاهی، شبکه توزیع و انتقال، امکان تحقق این راندمان را محقق نخواهد کرد، مگر آن که نگاه‌های صرفاً مهندسی به صنعت برق با نگاه‌های اقتصادی همراه شود. از تاثیر تحریم‌ها هم نمی‌توان به سادگی عبور کرد که البته خارج از چارچوب این یادداشت است. در ادامه تحلیل بازار برق از منظر اهداف قانون برنامه هفتم، بر اساس روند گذشته تولید و مصرف برق طی سال‌های ۱۳۹۵ تا نیمه نخست ۱۴۰۳، با استفاده از رگرسیون SVM به پیش‌بینی تقاضا و عرضه برق در سال ۱۴۰۷ پرداخته شده است.



همان گونه که نتایج رگرسیون در نمودار (۲) نشان می‌دهد، قانون برنامه هفتم تقاضای برق را کمتر و عرضه برق را بیشتر از میزان نزدیک به واقع پیش‌بینی کرده است و همین مساله، بازار برق را در انتظار ناترازی قابل توجهی گذاشته است. چنان که قبلاً هم ذکر شد، ناترازی برق، پیش از هر چیزی ریشه در خطای سیاست‌گذاری دارد.

واقعیت این است که آینده اقتصاد برق ایران تا حد زیادی به سرمایه‌گذاری‌های جدید در صنعت برق بستگی دارد. سرمایه‌گذاری جدید و نوسازی تجهیزات و ماشین‌آلات در صنعت برق، مستلزم ورود سرمایه مالی به صنعت نیروگاهی و شبکه توزیع و انتقال کشور است. برخی برآوردها حاکی از آن است صنعت برق کشور دست کم نیازمند حدود ۲۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری است. از آنجایی که عدم‌النفع ناشی از قطعی برق برای بخش صنعت کشور حدود ۶/۳ میلیارد دلار در سال است، می‌توان با طراحی یک الگوی تامین مالی در قالب تشکیل «صندوق انرژی»، مشکل اصلی اقتصاد برق کشور یعنی سرمایه مالی را پاسخ داد. «صندوق انرژی» یک نهاد مالی خواهد بود که می‌تواند با هدف سوددهی به سهامداران خود در حوزه‌های مختلف تولید انرژی سرمایه‌گذاری کند. علم مالی، توان ارائه الگویی که پاسخگوی نیازهای مالی صنعت برق و در عین حال ایجاد سود کافی برای سهامداران صندوق انرژی باشد، داراست. مساله اصلی به اراده جامعه و سیاستگذاران برای حل مساله بازمی‌گردد. جداول (۴) و (۵) به ترتیب زیان عدم‌النفع بخش صنعت به دلیل قطعی برق کشور و استان‌های مختلف کشور را به تصویر کشیده است.

جدول ۴: زیان بار از دست رفته در بخش صنعت کشور و استان اصفهان			
عنوان	استان اصفهان	کشور (سناریوی اول)	کشور (سناریوی دوم)
ارزش افزوده بخش صنعت	۴,۷۵۵,۴۶۶,۱۴۸,۵۴۴,۱۸۰	۵۲,۸۵۱,۹۱۲,۹۰۰,۰۰۰,۰۰۰	
مصرف برق بخش صنعت (کیلووات ساعت)	۳,۵۰۳,۲۸۴,۸۹۱	۱۲۱,۴۲۹,۶۷۵,۷۶۸	
ارزش بار از دست رفته (VOLL) - (ریال / کیلووات ساعت)	۱,۳۵۷,۴۳۱	۴۳۵,۲۴۷,۰۸۹	۶۵۰,۰۰۰
نرخ دلار (ریال)	۶۵۰,۰۰۰	۶۵۰,۰۰۰	۲,۰۸۸
ارزش بار از دست رفته (VOLL) - (دلار / کیلووات ساعت)	۲,۰۸۸	۰,۶۶۹	۱۸,۰۰۰
ناترازی برق در پیک تابستان ۱۴۰۳ (مگاوات)	۱,۸۰۰	۱۸,۰۰۰	۱۹,۸۴۷,۷۲۳,۹۶۵
ارزش کل بار از دست رفته (VOLL) در پیک تابستان ۱۴۰۳ - (دلار)	۱,۹۸۴,۷۷۲,۳۹۶	۶,۳۶۳,۹۸۲,۰۵۳	

منبع: محاسبات محقق

همان گونه که جدول (۴) نشان می‌دهد ارزش بار از دست رفته واحد در استان اصفهان حدود ۲ دلار به ازای هر کیلووات ساعت و برای کل کشور حدود ۶۶ سنت است. بر این اساس، ارزش کل بار از دست رفته کشور و استان اصفهان در پیک تابستان ۱۴۰۳ به ترتیب ۶/۳ میلیارد دلار و ۱/۹۸ میلیارد دلار است. در صورتی که ارزش کل بار از دست رفته کشور بر اساس ارزش واحد بار از دست رفته استان اصفهان محاسبه شود، عدم‌النفع بخش صنعت به علت قطعی برق حدود ۲۰ میلیارد دلار خواهد رسید.

جدول ۵: زیان واحد بار از دست رفته در بخش صنعت به تفکیک استان‌های کشور			
استان	زیان بار از دست رفته (دلار / کیلووات ساعت)	استان	زیان بار از دست رفته (دلار / کیلووات ساعت)
بوشهر	۲۵.۱۵	گیلان	۰/۴۹
هرمزگان	۱۴.۰۸	قزوین	۰/۴۸
اصفهان	۲.۰۹	مرکزی	۰/۴۵
کرمانشاه	۱/۷۸	تهران	۰/۴۳
اردبیل	۱/۱۱	خراسان رضوی	۰/۴۰
چهارمحال و بختیاری	۱/۱۰	لرستان	۰/۳۶
خراسان شمالی	۱/۰۷	خراسان جنوبی	۰/۳۱
ایلام	۱/۰۳	یزد	۰/۳۰
آذربایجان شرقی	۰/۸۶	همدان	۰/۳۰
البرز	۰/۸۶	سیستان و بلوچستان	۰/۲۳

خوزستان	۰/۸۰	مازندران	۰/۲۳
گلستان	۰/۷۳	آذربایجان غربی	۰/۲۰
سمنان	۰/۵۸	کرمان	۰/۱۸
قم	۰/۵۷	فارس	۰/۱۴
زنجان	۰/۵۳	کهگیلویه و بویراحمد	۰/۱۲
کردستان	۰/۵۳		

منبع: محاسبات محقق

جدول فوق نتیجه محاسبه ارزش واحد بار ازدست‌رفته را برای بخش صنعت هر کدام از استان‌های کشور نشان می‌دهد.

شناسایی «سبد بهینه انرژی کشور» گام نخست حل معضلات انرژی کشور است و سیاست‌گذاران انرژی کشور باید معین کنند با توجه به مقتضیات جغرافیایی، پتانسیل‌ها و مزیت‌های موجود در کشور، و متغیرهای اقتصادی مانند هزینه و قیمت، سهم هر گزینه برای تولید برق در کشور چه میزان است. سهم (۴-۵) درصدی انرژی‌های تجدیدپذیر از میزان تولید برق کشور در جدول (۹) ماده (۴۲) قانون برنامه هفتم نشان می‌دهد هنوز سبد انرژی کشور به‌درستی طراحی نشده و بنابراین بهینه نیست. پس، بازار برق ایران گرچه تشنه سرمایه‌گذاری است، اما هنوز در حوزه سیاست‌گذاری آماده سرمایه‌گذاری نیست.

اقتصاد برق در ایران به شدت از نبود «توسعه‌یافتگی مالی» رنج می‌برد. یک نظام توسعه‌یافته مالی کمک می‌کند «منابع» به بهترین شکل ممکن به «مصارف» تخصیص پیدا کند. در صنعت برق کشور نه تنها سرمایه‌های مالی به بهترین شکل ممکن به «مخارج» اختصاص پیدا نمی‌کنند، بلکه سالیان طولانی است که مطالبات پیمانکاران صنعت برق پرداخت نشده است. چه‌طور ممکن است در کشوری که قطعی برق، سالیانه ۶/۳ میلیارد دلار فقط به بخش صنعت خسارت وارد می‌کند، مطالبات پیمانکارانی که در زنجیره عرضه برق فعالیت دارند برای مدت مدیدی پرداخت نشده باشد؟! آشکار است که نظام مبادلاتی حاکم بر اقتصاد برق کشور ارزش برق به مثابه یک کالای ارزشمند و اولویت آن را به درستی درک نکرده است. اصلاح مکانیزم قیمت‌گذاری در این بین نقش بسیار مهمی در مدیریت مصرف و بهبود زنجیره عرضه برق دارا است.

مداخلات دولت در سازوکار قیمت‌گذاری، نه تنها مصرف و تولید برق را تحت تاثیر قرار داده، بلکه در بسیاری موارد بهینه‌سازی مصرف انرژی را هم غیر اقتصادی کرده است. در اکثر کشورهای دنیا شرکت‌هایی وجود دارند که در بخش تولید با تغییر فرآیند تولید، میزان مصرف انرژی را کاهش می‌دهند و در عوض به عنوان پاداش، درصدی از میزان صرفه‌جویی انرژی را دریافت می‌کنند. هنگامی که به هر دلیلی ارزش انرژی سرکوب شود، ارزش بهینه‌سازی مصرف انرژی در صنعت هم از بین می‌رود. بنابراین، صنعت برق کشور قبل از اصلاحات فنی، نیازمند اصلاحات اقتصادی است.

اصلاح سیاست‌های غلط گذشته در اقتصاد برق جاده بسیار باریکی است که از ایستگاه سرمایه اجتماعی عبور می‌کند و به مقصد تخصیص بهینه منابع ختم می‌شود. در صورتی که سیاست‌گذار به عنوان راننده به جای ایستگاه سرمایه اجتماعی از ایستگاه پوپولیسم عبور کند، جامعه را به مقصد ائتلاف منابع خواهد رساند. پوپولیسم، مسیر صحیح تخصیص منابع را منحرف می‌کند. یکی از دلایلی که صنعت برق کشور با ائتلاف منابع مواجه است، به عبور سیاست‌گذاران انرژی از ایستگاه پوپولیسم برمی‌گردد.

نه «شناسایی سبد بهینه انرژی»، نه «تاسیس صندوق انرژی» و نه «اصلاح مکانیزم قیمت‌گذاری انرژی» بدون درک اهمیت تاثیرات مخرب پوپولیسم بر سیاست‌گذاری انرژی و تاثیرات مثبت «سرمایه اجتماعی» بر آن، منجر به نتیجه نمی‌شوند. بدون درک تفاوت «سرمایه اجتماعی» و کسب محبوبیت کاذب از طریق «پوپولیسم»، هیچ‌گونه اصلاحات اقتصادی در حوزه انرژی موفق نخواهد بود. دولت به عنوان مجری سیاست‌های انرژی باید درک کند «سرمایه اجتماعی» پیش‌شرط لازم برای حل و فصل مشکلات در حوزه انرژی است. بدون حمایت اکثریت مردم، اصلاحات در اقتصاد برق به نتیجه نخواهد رسید. لذا، لازم است ابعاد مختلف مساله، صادقانه و با حوصله برای مردم توضیح داده شود به نحوی که مردم درک کنند چرا و چگونه گذار از وضعیت فعلی به وضعیت بهینه، منافع بیشتری به دنبال دارد. متقاعدسازی مردم به شیوه‌های غیر پوپولیستی قبل از هر چیز نیازمند همراهی کارشناسان و نخبگان برای تبیین مساله است. مردم اگر بدانند بعد از تحمل یک دوره کوتاه سختی، به آسایش و رفاه می‌رسند بهتر می‌توانند دشواری‌ها را تحمل کنند، تا این که به‌طور مستمر با تورم دو رقمی شاهد کاهش رفاه و افت قدرت خرید باشند. اصلاحات در بازار برق بدون حمایت و آگاهی مردم شدنی و ممکن نیست. ■

طرح تشکیل وزارت انرژی؛ راه حلی پرمخاطره برای صنعت برق

تهیه و تدوین: دفتر پژوهش سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق

صنعت برق ایران، به‌عنوان شریان حیاتی اقتصاد و رفاه اجتماعی، در سال‌های اخیر با بحرانی عمیق و چندوجهی دست‌وپنجه نرم می‌کند. این بحران که در تابستان‌ها با خاموشی‌های گسترده و در زمستان‌ها با محدودیت در تامین سوخت نیروگاه‌ها رخ‌نمایی می‌کند، صرفاً یک چالش فنی نیست؛ بلکه معلول یک بیماری مزمن در ساختار اقتصادی، مدیریتی و حکمرانی این صنعت است. طرح تشکیل وزارتخانه انرژی به‌درستی به آسیب‌شناسی این مشکلات پرداخته و سپس راهکاری کلان تحت عنوان ادغام بخش برق وزارت نیرو در وزارت نفت و تشکیل «ابرووزارتخانه انرژی» را به‌عنوان نسخه درمانی معرفی می‌کند.

هدف این تحلیل، واکاوی دقیق این طرح پیشنهادی است تا روشن شود که آیا این ادغام ساختاری، پاسخی مناسب به ریشه‌های بحران است؛ یا یک راه‌حل ظاهری که می‌تواند چالش‌ها حال حاضر را را پیچیده‌تر کند؟ در این متن، ابتدا عمق بحران موجود را تشریح کرده، سپس طرح تشکیل وزارت انرژی را از منظر اهداف، فرصت‌ها و تهدیدهای آن مورد نقد و بررسی قرار می‌دهیم و در نهایت، مسیر جایگزین مبتنی بر اصلاح حکمرانی را به‌عنوان راهکار بنیادی و پایدار معرفی خواهیم کرد.

ریشه‌ای‌ترین لایه بحران را باید در ضعف ساختاری و حکمرانی جست‌وجو کرد. مشکلات اقتصادی و فنی وجود در بخش برق، معلول یک مدل حکمرانی ناکارآمد است. فقدان یک نهاد تنظیم‌گر مستقل (رگولاتور)، را می‌توان مهم‌ترین نقص ساختاری دانست. در غیاب چنین نهادی، دولت (وزارت نیرو) در یک تعارض منافع ذاتی، همزمان نقش سیاست‌گذار، مجری، خریدار انحصاری و ناظر را ایفا می‌کند

آسیب‌شناسی بحران صنعت برق

بحران کنونی صنعت برق ایران را می‌توان در سه لایه درهم‌تنیده اقتصادی، فنی و حکمرانی ریشه‌یابی کرد. این لایه‌ها چنان به یکدیگر وابسته‌اند که بدون درک ارتباطشان، ارائه هرگونه راهکار پیشنهادی، سطحی و ناکارآمد خواهد بود. در هسته این بحران، یک فروپاشی تدریجی اقتصادی و مالی صنعت برق قرار دارد. اقتصاد ناکارآمد بخش برق از سیاست دیرینه سرکوب دستوری قیمت برق نشأت می‌گیرد؛ سیاستی که با نادیده گرفتن شاخص‌های کلان اقتصادی مانند تورم و نرخ ارز، سیگنال‌های قیمتی را به‌کلی از کار انداخته است. وقتی قیمت فروش برق حتی هزینه‌های جاری و استهلاک سرمایه را پوشش نمی‌دهد، طبیعتاً هرگونه انگیزه برای سرمایه‌گذاری جدید، نوسازی و افزایش بهره‌وری از بین می‌رود. از سوی دیگر زنجیره مالی صنعت نیز دچار گسست است و نیروگاه‌ها در دریافت مطالبات خود از خریدار انحصاری دولتی با تاخیرهای فلج‌کننده مواجه هستند. این تاخیرها که بخشی از آن ناشی از وابستگی شدید به بودجه عمومی است، منجر به انباشت بدهی‌های سنگین، کمبود نقدینگی و ناتوانی تولیدکنندگان در بازپرداخت تعهدات مالی خود، به‌ویژه تسهیلات ارزی، شده است. در چنین فضایی، اعتماد

سرمایه‌گذاران به کلی زایل شده و تامین سرمایه برای این صنعت کلیدی با بحران مواجه است. بحران مالی موجود در این صنعت، مستقیماً به ناترازی فیزیکی و فرسودگی فنی نیروگاه‌ها دامن زده است. پیامد طبیعی اقتصاد ناکارآمد بخش برق، ناتوانی در سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت‌ها است که خود را در قالب ناترازی فزاینده میان تولید و تقاضا نشان می‌دهد. این شکاف عمیق، ریشه در نگرش غیر اقتصادی سیاست‌گذاران به برق دارد؛ نگاهی که آن را نه یک کالای استراتژیک اقتصادی، بلکه یک «خدمت عام‌المنفعه» می‌بیند. این رویکرد، ضمن نادیده گرفتن ضرورت مدیریت تقاضا، منجر به فقدان یک نقشه راه بلندمدت برای توسعه ظرفیت تولید شده است. همزمان، کمبود شدید منابع مالی، مانع از اجرای برنامه‌های نوسازی و بازتوانی نیروگاه‌های حرارتی کشور شده است. در نتیجه، بخشی از ظرفیت تولید کشور با تجهیزات فرسوده و راندمان پایین کار می‌کنند که این موضوع به معنای اتلاف قابل توجه منابع ارزشمند سوخت و تحمیل هزینه‌های زیست‌محیطی گزاف بر جامعه است.

اما ریشه‌ای‌ترین لایه بحران را باید در ضعف ساختاری و حکمرانی جست‌وجو کرد. مشکلات اقتصادی و فنی فوق، معلول یک مدل حکمرانی ناکارآمد است. فقدان یک نهاد تنظیم‌گر مستقل (رگولاتور)، را می‌توان مهم‌ترین نقص ساختاری دانست. در غیاب چنین نهادی، دولت (وزارت نیرو) در یک تعارض منافع ذاتی، همزمان نقش سیاست‌گذار، مجری، خریدار انحصاری و ناظر را ایفا می‌کند. این ساختار، مانع شکل‌گیری هرگونه رقابت سالم و شفاف می‌شود. این ضعف با عدم هماهنگی نهادی میان بازیگران کلیدی حوزه انرژی و اقتصاد تشدید می‌شود و تصمیم‌گیری‌ها را جزیره‌ای و بی‌اثر می‌سازد. در نهایت، بی‌ثباتی در سیاست‌ها و نبود ضمانت اجرایی برای قوانین و مصوبات، ریسک سرمایه‌گذاری را به حدی افزایش داده که بخش خصوصی، با وجود ظرفیت‌های قابل توجه، به حاشیه رانده شده است.

راهکار واقعی بحران صنعت برق، نه در تغییر تابلوها و ادغام ساختارها، بلکه در یک تحول بنیادین و «بازطراحی حکمرانی» این صنعت نهفته است. این مسیر جایگزین، بر اصلاحات نرم‌افزاری و نهادی تمرکز دارد که مبتنی بر اصول شناخته‌شده حکمرانی خوب است. سنگ بنای این اصلاح، ایجاد یک نهاد تنظیم‌گر مستقل و قدرتمند (رگولاتور) است

نقدی بر طرح تشکیل «وزارت انرژی»

در مواجهه با این بحران پیچیده، طرح ادغام بخش برق در وزارت نفت، در نگاه اول ممکن است به دلیل تمرکزگرایی و رفع ظاهری ناهماهنگی‌ها جذاب به نظر برسد. اما بررسی عمیق‌تر نشان می‌دهد که این راهکار، نه تنها به ریشه‌ها نمی‌پردازد، بلکه می‌تواند خود به بخشی از مشکل تبدیل شود. این طرح از چند منظر اساسی قابل نقد است.

اولاً، این طرح مسأله اصلی را به درستی تشخیص نداده است. مشکل اصلی صنعت برق، صرفاً یک «ناهماهنگی عملیاتی» در تامین سوخت از سوی وزارت نفت نیست که با ادغام ساختاری حل شود. همان‌طور که در تحلیل بحران مشخص شد، ریشه مشکل در مدل اقتصادی و ساختار حکمرانی معیوب نهفته است. حلقه اتصال این دو وزارتخانه، یعنی تامین سوخت، می‌تواند و باید از طریق تقویت نهادهای فرادستی و هماهنگ‌کننده مانند شورای عالی انرژی مدیریت شود؛ راهکاری که بسیار کم‌هزینه‌تر و موثرتر از ایجاد یک ابروزارتخانه است.

ثانیاً، این ادغام خطر جدی حاشیه‌نشینی برق و تضعیف زیرساخت‌های آن را به همراه دارد. وزارت نفت یک گول اقتصادی با تمرکز بر استخراج، صادرات و درآمدهای ارزی است. در حالی که صنعت برق، یک صنعت زیربنایی، خدماتی و با درآمد عمدتاً ریالی است. در چنین ساختار نامتوازنی، این خطر کاملاً واقعی است که منابع مالی، انسانی و توجه مدیریتی

به سمت پروژه‌های سنگین و درآمدزای نفتی سوق یابد. در نتیجه، چالش‌های حیاتی صنعت برق مانند نوسازی شبکه، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر و بهینه‌سازی مصرف، به اولویت‌های دست‌چندم تنزل پیدا کرده و روند تصمیم‌گیری برای حل بحران‌های آن کندتر و پیچیده‌تر خواهد شد.

افزون بر این، طرح مذکور ریسک‌های سیستماتیک را به شدت افزایش می‌دهد. با گره زدن سرنوشت صنعت برق به درآمدهای پرنوسان نفت، هرگونه شوک در بازارهای جهانی یا تشدید تحریم‌ها می‌تواند توان سرمایه‌گذاری در این بخش زیربنایی را به کلی فلج کند. از سوی دیگر، سرایت تحریم‌های بین‌المللی که به طور خاص صنعت نفت را هدف گرفته‌اند، به کل بدنه وزارت انرژی جدید، تامین تجهیزات، فناوری و فاینانس برای پروژه‌های نیروگاهی را با موانع جدی‌تری مواجه خواهد ساخت.

در نهایت، این اقدام به تضعیف تخصص‌گرایی و ایجاد یک ساختار بروکراتیک پیچیده‌تر می‌انجامد. مدیریت صنعت نفت و صنعت برق نیازمند دو تخصص و فرهنگ سازمانی کاملاً متفاوت است.

ترکیب این دو در یک ساختار واحد، به جای چابک‌سازی، به سردرگمی نهادی، تداخل وظایف و تصمیمات غیر کارشناسی منجر می‌شود. این طرح، به جای حل مشکلات بنیادین، صرفاً با تغییر ساختار ظاهری، از پرداختن به اصلاحات واقعی مانند قیمت‌گذاری، استقلال رگولاتوری و اصلاح مدل مالی طفره می‌رود.

مسیر جایگزین؛ بازطراحی حکمرانی صنعت برق

راهکار واقعی بحران صنعت برق، نه در تغییر تابلوها و ادغام ساختارها، بلکه در یک تحول بنیادین و «بازطراحی حکمرانی» این صنعت نهفته است. این مسیر جایگزین، بر اصلاحات نرم‌افزاری و نهادی تمرکز دارد که مبتنی بر اصول شناخته‌شده حکمرانی خوب است.

سنگ بنای این اصلاح، ایجاد یک نهاد تنظیم‌گر مستقل و قدرتمند (رگولاتور) است. این نهاد باید از استقلال مالی و مدیریتی کامل برخوردار بوده و وظیفه تعیین تعرفه‌ها بر اساس مدل‌های علمی و اقتصادی، صدور مجوزها، تدوین مقررات فنی و نظارت بی‌طرفانه بر عملکرد تمام بازیگران را بر عهده گیرد. تاسیس چنین نهادی، تعارض منافع ذاتی را از بین برده و زمینه را برای شکل‌گیری یک بازار رقابتی و شفاف فراهم می‌کند.

این رگولاتور تنها در بستر حاکمیت قانون می‌تواند موثر واقع شود. قوانین باید باثبات، شفاف و لازم‌الاجرا باشند تا امنیت حقوقی و پیش‌بینی‌پذیری لازم برای سرمایه‌گذاران، به ویژه بخش خصوصی، فراهم شود. این امر مستلزم تضمین اجرای قراردادهای و پاسخگو کردن مدیران است. افزون بر این، حکمرانی خوب نیازمند مشارکت موثر ذی‌نفعان و اجماع‌سازی است. تصمیمات کلیدی نباید پشت درهای بسته اتخاذ شوند. باید سازوکارهای رسمی برای مشارکت فعال بخش خصوصی، کارشناسان خبره و صاحب‌نظران در فرآیند سیاست‌گذاری ایجاد شود.

این رویکرد نه تنها به افزایش کیفیت و مشروعیت تصمیمات کمک می‌کند، بلکه تعارض‌های نهادی را نیز در یک فرآیند مبتنی بر اجماع کارشناسی کاهش می‌دهد. در نهایت، اصل انصاف و عدالت ایجاب می‌کند که اصلاحات، به‌ویژه در زمینه قیمت‌گذاری، با طراحی نظام تعرفه‌گذاری هوشمند و هدایت دقیق یارانه‌ها به اقشار نیازمند همراه باشد تا رفاه اجتماعی قربانی اصلاحات اقتصادی نشود.

نتیجه‌گیری

طرح تشکیل «وزارت انرژی» از طریق ادغام بخش برق در وزارت نفت، علی‌رغم هدف اصلی آن برای ایجاد هماهنگی، یک راه‌حل پرمخاطره است که نه تنها ریشه‌های بحران را درمان نمی‌کند، بلکه با ایجاد یک گول بوروکراتیک، به حاشیه‌ای راندن صنعت برق و افزایش ریسک‌های سیستماتیک، می‌تواند وضعیت را وخیم‌تر کند. این طرح، مصداق بارز «درمان علایم» به جای «درمان بیماری» است.

راهکار واقعی، یک جراحی عمیق در نظام حکمرانی صنعت برق است. حرکت به سمت ایجاد یک نهاد تنظیم‌گر مستقل و قدرتمند، حاکمیت قانون و مشارکت واقعی ذی‌نفعان، مسیری است که می‌تواند این صنعت را از چرخه معیوب فعلی خارج کرده و به سمت پایداری مالی، کارایی فنی و امنیت انرژی پایدار هدایت کند. تغییر ساختار بدون تغییر در اندیشه و رویکرد حکمرانی، چیزی جز جابه‌جا کردن صندلی‌ها در یک کشتی در حال غرق شدن نیست. زمان آن فرا رسیده که به جای تمرکز بر تغییر نمای بیرونی، به اصلاح موتورخانه معیوب این صنعت بپردازیم. ■

پرونده دوم

مناسبات جدید بازار برق بورس انرژی

گفت‌وگو با علی شاه‌محمدی
عضو کمیسیون بازار برق و بورس انرژی سندیکا



گفت‌وگو با بهروز احمدی حدید
مدیر معاملات خارج از بازار شرکت مدیریت شبکه برق ایران



گفت‌وگو با ایمان رحمتی
مدیر دفتر مطالعات و پایش بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق ایران



سمیرا مهتاج
عضو کمیسیون بازار برق و بورس انرژی سندیکا



زین‌العابدین صادقی
دانشیار اقتصاد انرژی بخش اقتصاد دانشگاه شهید باهنر کرمان



«در ماه‌های اخیر رویه‌ها، دستورالعمل‌ها و مقرراتی در بازار برق و انرژی ابلاغ شده که هر یک تأثیرات مثبت یا منفی بر اقتصاد نیروگاه‌های غیر دولتی داشته‌اند. لطفاً به تفصیل بفرمایید محتوای این موارد چه بوده و هر کدام چه تأثیراتی بر اقتصاد نیروگاه‌ها، خصوصاً در بخش غیر دولتی دارد؟»

اواخر سال گذشته یک سری مصوبات از سوی وزارت نیرو صادر شد که حجم خوبی از آن معطوف به بحث برق پایدار و تابلوی آزاد یا اصطلاحاً برق قطع‌نشونده بود. از تیر ماه سال ۱۴۰۳ به صورت رسمی تابلوی برق آزاد در بورس انرژی راه‌اندازی شد و هدفش این بود که کالای جدیدی تحت عنوان برق پایدار یا اصطلاحاً برق قطع‌نشو معرفی کند.

طی چند سال اخیر در ایام ناترازی تولید و مصرف برق، صنایع به عنوان اولین هدف اعمال خاموشی یا مدیریت بار قرار گرفته‌اند و با قطعی برق گسترده روبه‌رو شده‌اند، به طوری که این موضوع متأسفانه در شبکه برق کشور بدل به یک عادت شده و احتمالاً تا چند سال آینده نیز درگیر این موضوع خواهیم بود و بدیهی است این مساله کل زنجیره تأمین را در بسیاری از صنایع کلیدی متضرر می‌کند. بر این اساس برای جلوگیری از زیان بیشتر در این حوزه، کالای جدیدی تحت عنوان برق پایدار یا برق قطع‌نشو تعریف شده که محل خرید و فروش آن در قالب تابلوی آزاد بورس انرژی است.

قاعدتاً تابلو برق آزاد هم مثل همه بازارهای دیگر، دو سمت عرضه و تقاضا دارد و سمت تقاضای آن، صنایعی هستند که ارزش بار از دست‌رفته آنچنان بالایی دارند که حتی پرداخت هزینه به مراتب بیشتر، بابت تأمین برق و تداوم تولید محصول برای آنها صرفه اقتصادی دارد و آن را می‌پذیرند. اما در سمت عرضه، این وزارت نیرو است که طی مقرراتی تعیین می‌کند که چه نیروگاه‌هایی اجازه ورود به معاملات این تابلو را داشته باشند. قاعدتاً امکان ورود به این تابلو برای هر نیروگاهی که این اجازه را داشته باشد، یک امتیاز ویژه محسوب می‌شود، چرا که می‌تواند برق تولیدی خود را با نرخ بالاتری بفروشد و از منافعی استفاده کند و سود بالاتری ببرد. اواخر سال گذشته از طرف وزارت نیرو مقرراتی در قالب ابلاغیه‌هایی صادر شد که سمت عرضه را در تابلوی آزاد بورس انرژی دستخوش تغییراتی کرد و طبق این مقررات مشخص شد چه نیروگاه‌هایی می‌توانند در این تابلو مشارکت کنند. یکی از این موارد معطوف به نیروگاه‌های مقیاس کوچک است.



گفت‌وگو با علی شاه‌محمدی

عضو کمیسیون بازار برق و بورس انرژی سندیکا

راهکارهایی برای اصلاح شیوه‌های زیان‌بخش در معاملات برق

ابلاغ مقررات کلیدی جدید در معاملات برق، اعم از آنچه در بازار برق به عنوان چرخش به سوی تک‌آرایش شدن شاهد بودیم و نیز راه‌اندازی تابلوی آزاد در بورس انرژی با قواعد و مرزهایی که برای سمت عرضه نهاده بود، این شائبه را در میان تولیدکنندگان برق ایجاد کرده است که وزارت نیرو به بهای نادیده گرفتن مشکلات نیروگاه‌های موجود و حتی با فراقکنی مسائلی خارج از حوزه صنعت برق بر نیروگاه‌ها، تنها دغدغه تشویق ظاهری سرمایه برای ورود به حوزه ایجاد ظرفیت‌های بیشتر تولید برق را دنبال می‌کند، غافل از آن که سرمایه‌گذاران سیگنال اصلی ورود یا عدم ورود به هر عرصه را بنا به شرایط فعالان فعلی آن دریافت می‌کنند. علی‌شاه‌محمدی عضو کمیسیون بازار برق و بورس انرژی سندیکا در گفت‌وگویی تفصیلی با «نیرو و سرمایه» ضمن نقد و تحلیل مقررات مذکور، به عنوان یک کارشناس خبره حوزه تولید برق، به پیشنهاد اقداماتی اصلاحی لازم در مسیر این تحولات پرداخته است که علاوه بر ارتقای پویایی معاملات برق، از افزایش بار مشکلات نیروگاه‌های موجود نیز جلوگیری شود. متن کامل این گفت‌وگو پیش روی شماست:

در تعریف وزارت نیرو، نیروگاه‌های مقیاس کوچک که مشمول این امتیاز می‌شدند چند ویژگی دارند؛ از جمله آن که ظرفیت عملی تولید برق آنها باید کمتر از ۲۵ مگاوات باشند و دیگری این که بایستی متصل به شبکه توزیع باشند. بر اساس مقررات ابلاغی، این نیروگاه‌ها در دو دسته گنجاده شدند؛ یک دسته از نیروگاه‌های مذکور که جدیدالاحداث باشند و بعد از بهمن ماه ۱۴۰۲ وارد مدار شده باشند می‌توانند تا ۷۰ درصد ظرفیت خود را در تابلوی آزاد عرضه کنند. به سایر نیروگاه‌های مقیاس کوچک که در حال حاضر احداث شده هستند و برای فروش برق خود با شرکت برق منطقه‌ای قرارداد داشته‌اند نیز اجازه داده شده ۵۰ درصد ظرفیت خود را وارد تابلوی آزاد بکنند و به فروش برسانند.

علاوه بر این، گروه دیگری از عرضه‌کنندگان برق در تابلوی برق قطع‌نشو نیز تعریف شد که شامل نیروگاه‌های حرارتی متوسط و بزرگ، مقیاس جدیدالاحداث بود. اعلام شد این نیروگاه‌ها می‌توانند با شرایطی که رویه‌های اجرایی آن به صورت تفصیلی آمده، نهایتاً تا ۸۵ درصد ظرفیت خود را در تابلوی آزاد عرضه و به فروش برسانند. همچنین گروه دیگری از عرضه‌کنندگان برق در این تابلو، نیروگاه‌های اصطلاحاً «ماده ۴» هستند که این نیروگاه‌ها در قالب تفاهم‌نامه وزارت صمت و وزارت نیرو احداث شدند و برای تامین برق صنایع فعالیت می‌کنند. مشروح ویژگی‌های این نیروگاه‌ها در ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق آمده است و در آیین‌نامه اجرایی این قانون موارد مرتبط با آنها به تفصیل ذکر می‌شود. با این توصیف، تابلوی معاملاتی ایجاد و راه‌اندازی شده تا هم صنعت بتواند از مزیت پایداری برق عرضه‌شده در آن منتفع شود و هم در بخش تولید برق سیگنال مساعد بودن شرایط سرمایه‌گذاری به سرمایه‌گذاران در این حوزه داده شود و این اطمینان را به آنها بدهد که می‌توانند برق تولیدی خود را با نرخ بالاتر از سایر بازارها به فروش برسانند. اما نباید از نظر دور داشت که برای پایدار بودن این اطمینان، حداقل سیاست‌های میان‌مدت وزارت نیرو باید به سمتی برود که دو طرف عرضه و تقاضای این تابلو به صورت همسان و تا حدودی با وزن یکسان با هم رشد داشته باشد. اگر سمت تقاضای این تابلو را محدود کنیم و فقط معطوف به صنعت شود، ولی مرتباً سمت عرضه را رشد و توسعه بدهیم و مثلاً به نیروگاه‌های مختلف مجوز بدهیم که به سمت عرضه بیایند و برق را بفروشند، قاعدتاً در بلندمدت باعث می‌شود سمت عرضه از سمت تقاضا پیشی بگیرد و این امر نتیجه‌ای جز افت قیمت و کاهش نرخ برق در تابلوی آزاد نخواهد داشت و به تبع آن، اثر سیگنال‌های مثبتی که بنا بوده به سرمایه‌گذاران داده شود، از بین خواهد رفت. البته برعکس آن هم صادق است و اگر سمت تقاضا رشدی بیشتر از سمت عرضه داشته باشد، قیمت‌ها رشد زیادی می‌کند و ممکن است مصرف‌کنندگان متضرر شوند.

«انتخاب این نیروگاه‌ها بر چه اساسی بوده است و با چه ملاحظاتی این دسته از نیروگاه‌ها اجازه ورود به این تابلو را داشته‌اند و آیا صرفاً صنایع انرژی‌بری که ذکر شد، در سمت تقاضای این بازار هستند یا سایر مصارف ضروری کشور نیز حق ورود به این تابلو را دارند؟»

به نظر می‌رسد سیاستی که وزارت نیرو در راه‌اندازی این

تابلو دنبال کرده، همان بحث قدیمی است که صرفاً برای بخش توسعه تولید، سیگنال‌های مساعد سرمایه‌گذاری بدهد. اما به این دلیل کار با نیروگاه‌های مقیاس کوچک شروع شده که از یک سو شروع به کار تابلوی آزاد با احجام کوچکتری از عرضه و تقاضا صورت گیرد و پس از رفع مشکلات احتمالی، به تدریج گستره عرضه تقاضا و عمق معاملات افزایش یابد و از سوی دیگر از آنجا که نیروگاه‌های مقیاس کوچک در سطوح ولتاژ پایین‌تر و نزدیک مصارف نصب می‌شوند، ایجاد سیگنال‌های مناسب سرمایه‌گذاری برای آنها می‌تواند لزوم سرمایه‌گذاری برای توسعه خطوط انتقال و توزیع را تا حدودی به تاخیر اندازد. به بیان بهتر نیاز به سرمایه‌گذاری در توسعه خطوط انتقال، به آن معنایی که برای بهره‌برداری از نیروگاه‌های مقیاس بزرگ ضرورت دارد، برای نیروگاه‌های مقیاس کوچک نیاز نیست.

در خصوص سمت تقاضای تابلوی آزاد همان‌طور که اطلاع دارید این تابلو خیلی جدید است و از سال گذشته شروع به کار کرده و سمت تقاضای آن تا به حال موارد محدودی را ثبت کرده است. در حال حاضر صرفاً صنایعی در سمت تقاضای این تابلو قرار گرفته‌اند که تامین برق برای تداوم تولید کالا و فروش آنها به حدی اهمیت داشته باشد که با قیمت‌های این تابلو دارای صرفه اقتصادی باشد؛ چون هر صنعتی تاب نرخ‌های تابلوی آزاد را به منظور تداوم تولید خود ندارد و در نتیجه تا به حال بخش محدودی از صنایع توانسته‌اند این برق را خریداری کنند. لذا با توجه به رویه‌های موجود برای ایجاد و توسعه تابلوی مذکور مشخص است وزارت نیرو تنظیم مقررات این حوزه را به نحوی پیش برده که در ابتدای کار با حجم نسبتاً کوچکی از عرضه و تقاضا، معاملات صورت پذیرد و به تدریج این تابلو گسترده‌تر شود و احجام بزرگتری از تولید و تقاضا را نیز دربرگیرد.

یکی از مصوبات اخیر در این حوزه، موردی است که توسط وزیر نیرو در بهمن ماه سال ۱۴۰۳ صادر و طی آن اعلام شده که از ابتدای سال ۱۴۰۴ به جز مصارف بخشی از مشترکان صنعتی، مصارف سایر مشترکانی که مازاد بر الگوی مصرف هستند هم باید در تابلوی آزاد محاسبه و خریداری شوند. هر چند این یکی از اقداماتی است که سبب می‌شود سمت تقاضا به تدریج رشد یابد؛ اما در این سمت انتظار می‌رود در کوتاه‌مدت توسعه بیشتری حاصل شود، تا حدی که تابلوی آزاد بتواند نقطه شروعی برای خروج کامل وزارت نیرو و توانیر از تجارت برق باشد و چنان که سندیکا هم پیگیری می‌کند، دو سمت عرضه و تقاضا با همدیگر تعامل مستقیم و بدون دخل و تصرفی از سوی دولت و بدون مداخله‌های قیمتی توانیر و شرکت‌های توزیع داشته باشند.

البته در این مدت مقررات دیگری نیز به منظور تنظیم عرضه و تقاضا در تابلو برق آزاد وضع شده است، کما این که در آذر ماه سال ۱۴۰۳ نیز ابلاغیه دیگری از طرف توانیر صادر شد، مبنی بر آن که از ابتدای سال ۱۴۰۴ تمام متقاضیان صنعتی جدید یا متقاضیان افزایش ظرفیت اتصال تا بیش از یک مگاوات، یا باید نیروگاه بسازند یا قرارداد دوجانبه ببندند و یا از طریق تابلوی آزاد، برق مورد نیاز خود را تامین کنند. پس از این طریق نیز دسته دیگری از مشترکان وارد بخش تقاضا در تابلو آزاد می‌شوند. همچنین برای نیروگاه‌هایی که از خنک‌سازی هوای ورودی توربین با استفاده از چیلرها به منظور افزایش میزان تولید نیروگاه استفاده می‌کنند نیز این امکان فراهم

در برنامه‌های توسعه قبلی شیوه‌های حمایتی دیگری مانند قراردادهای خرید تضمینی برق (ECA) و قراردادهای بیع متقابل برای تشویق سرمایه‌گذاری پیش‌بینی شده بود، اما به نظر می‌رسد پیرو بار مالی مستقیمی که این روش‌ها برای وزارت نیرو داشت و عدم توان وزارت نیرو به رعایت تعهدات مالی ناشی از آنها، در برنامه هفتم، برای عملی‌تر شدن پرداخت‌ها و تشویق بیشتر به سرمایه‌گذاری، تغییراتی با محوریت تابلوی آزاد داده شده است. اما پشتوانه این تشویق‌ها همان طور که گفته شد، ارتباطی است که باید بین این تابلو و نرخ‌های بالا و آینده‌ای که سرمایه‌گذاران برای خود متصور هستند، برقرار شود؛ به این معنی که آیا بعد از چند سال باید وارد فضای بازار عمده‌فروشی با همه مشکلات آن شوند یا مسیر دیگری پیش روی آنهاست.

«با این وصف آیا می‌توان گفت ارتباط مستقیمی که هم‌اکنون بین عرضه و تقاضای برق در تابلوی آزاد صورت می‌گیرد یک مرحله پیشرفته‌تر، مستقیم‌تر و بلاواسطه‌تر از چیزی است که قبلاً در قراردادهای دوجانبه شاهد بودیم؛ حتی قراردادهای دوجانبه‌ای که در بستر بورس صورت می‌گرفت؟»

در گذشته دو بستر اصلی معاملات مستقیم تولیدکنندگان برق و صنایع وجود داشت که یکی قراردادهای دوجانبه و دیگری بورس انرژی بود. اما مقرراتی که شرکت توانیر در هر دو بستر مذکور وضع کرده، عملاً به گونه‌ای است که سبب می‌شود عواید چندانی نصیب نیروگاه‌های طرف قرارداد نمی‌شود؛ زیرا در واقع نیروگاه، قرارداد خود را با صنایع و مخصوصاً صنایع انرژی‌بر با نرخ اندک منعقد می‌کند و بخش عمده هزینه برق تحت عنوان «ماه‌التفاوت اجرای مقررات» توسط شرکت توانیر دریافت می‌شود.

برای مثال صنعت فولاد در حال حاضر برای خرید برق از شبکه بر اساس تعرفه سال جاری این صنعت که در حدود ۱/۷ نرخ ECA است، تقریباً باید ۱۷۰۰ تومان به ازای هر کیلووات‌ساعت پرداخت کند. حال اگر این برق را طی قرارداد دوجانبه با یک نیروگاه دریافت کند، قرارداد مذکور با نرخ حدود ۲۰۰ تومان منعقد می‌شود، اما توانیر هزینه‌ای تحت عنوان «ماه‌التفاوت اجرای مقررات» از صنعت فولاد دریافت می‌کند که مقدار آن برابر است با تعرفه ۱۷۰۰ تومانی منهای میانگین نرخ بازار عمده‌فروشی در بازه زمانی خرید برق؛ مثلاً اگر میانگین بازار عمده‌فروشی برق ۲۵۰ تومان به ازای هر کیلووات‌ساعت باشد، ۱۷۰۰ منهای ۲۵۰ تومان (۱۴۵۰ تومان) سهم توانیر و تنها ۲۰۰ تومان به شرکت مالک نیروگاه خصوصی پرداخت می‌شود و شرکت فولادی هم به جای ۱۷۰۰ تومان در حالت بدون قرارداد دوجانبه، نهایتاً ۱۶۵۰ تومان با وجود قرارداد دوجانبه پرداخت می‌کند. به عبارت دیگر در این شرایط بر اساس مقررات جاری، سقف نرخ قرارداد دوجانبه نیروگاه با صنعت به میزان میانگین نرخ بازار عمده‌فروشی محدود می‌شود و مابقی هزینه برق تا تعرفه اعمالی به توانیر پرداخت می‌شود.

در این حالت مشخص است که تشویق خاصی برای نیروگاه ایجاد نشده و کشف قیمتی از طریق تعامل مستقیم نیروگاه با صنعت حاصل نمی‌شود، لذا بحث تعامل عرضه و تقاضا به صورت درستی اتفاق نیافتاده و باز هم پای توانیر وسط است و هزینه‌ای مازاد بر هزینه ترانزیت و انتقال انرژی دریافت

شده که بتوانند مازاد برق تولیدی خود از این طریق را در تابلوی آزاد عرضه کنند. به طور کلی مشخص است که سیاست‌گذاری به این سمت است تا تشویق سرمایه‌گذاری هر چه بیشتر به سمت تابلوی آزاد بیاید.

اگر وزارت نیرو بخواهد کمبودهای تولید برق کشور را با ایجاد مشوق‌های بیش از پیش در تابلوی آزاد برای سرمایه‌گذاری در این بخش رفع کند، اما مرتب سمت عرضه را رشد و توسعه بدهد و از سمت تقاضا غافل بماند، قاعدتاً در میان‌مدت نتیجه‌ای جز شکست تابلوی آزاد نخواهد داشت و نرخ‌های این تابلو هم افت می‌کند. اما اگر دو سمت عرضه و تقاضا به صورت موزون و هماهنگ با همدیگر رشد کنند می‌تواند آینده پایداری داشته باشد و برای سرمایه‌گذار نقطه اتکای قوی‌تری باشد.

در برنامه‌های توسعه قبلی شیوه‌های حمایتی دیگری مانند قراردادهای خرید تضمینی برق (ECA) و قراردادهای بیع متقابل برای تشویق سرمایه‌گذاری پیش‌بینی شده بود، اما به نظر می‌رسد پیرو بار مالی مستقیمی که این روش‌ها برای وزارت نیرو داشت و عدم توان وزارت نیرو به رعایت تعهدات مالی ناشی از آنها، در برنامه هفتم، برای عملی‌تر شدن پرداخت‌ها و تشویق بیشتر به سرمایه‌گذاری، تغییراتی با محوریت تابلوی آزاد داده شده است

«پس حجم معاملات این تابلو بناست بزرگ‌تر و تعیین‌کننده‌تر شود؟»

بله؛ بر اساس سیاست‌گذاری که سال گذشته صورت گرفت، خصوصاً در مورد اجازه عرضه ۸۵ درصدی ظرفیت تولید برق نیروگاه‌های حرارتی بزرگ مقیاس که برنامه هفتم هم بر آن تأکید داشته، نشان می‌دهد که هدف توسعه این تابلو است. هدف‌گذاری اولیه صرفاً برای عرضه برق در تابلوی آزاد توسط نیروگاه‌های مقیاس کوچک و در واقع سمت توزیع بوده و از اینجا کار شروع شده و مد نظر است که به تدریج سیگنال مساعد بودن شرایط سرمایه‌گذاری را به سرمایه‌گذاران جدید در نیروگاه‌های بزرگ مقیاس هم بدهند. اما در واقع این مسیر، ادامه همان خط فکری گذشته است که در وزارت نیرو بوده و نیروگاه‌های جدید را از نیروگاه‌های موجود جدا می‌کند و به نظرم این نقطه ضعفی است که می‌تواند به تحقق اهداف این سیاست‌گذاری ضربه بزند، زیرا نیروگاه‌های جدید را تنها تا مرحله‌ای که راه‌اندازی شوند و سرمایه‌گذاران آنها سرمایه‌ای را وارد بخش تولید برق کنند، حمایت می‌کند، اما بعد از گذشت چند سال از عمر نیروگاه، آنها را با فضای بازار عمده‌فروشی با همه ابهامات و مشکلاتش مواجه می‌کند که با تغییر هرروزه مقرراتش فضایی تیره و تار را پیش روی تولیدکنندگان برق می‌گذارد. در واقع این فضا نسبت به شرایط تشویقی که در ابتدای سرمایه‌گذاری در تولید برق حرارتی تصویر می‌شود، ناهمگونی و فاصله زیادی دارد.

می‌کند. این مشکل عمده‌ای بوده که در قراردادهای دوجانبه داشته‌ایم و هنوز هم وجود دارد. عقد قراردادهای دوجانبه در بورس انرژی نیز شرایط مشابهی را برای تولیدکنندگان برق به همراه دارد و فقط بستر تغییر می‌کند و به جای این که معاملات در بستر سامانه شرکت مدیریت شبکه ثبت شود، این کار در قالب بورس انرژی و با پرداخت کارمزدهای مربوطه صورت می‌گیرد.

معضل دیگری که در بورس انرژی داریم مربوط به بخشی از معاملات است که با شرکت‌های توزیع صورت می‌گیرد. در این معاملات، با هر تغییر قیمت از سمت تقاضا و بالاتر بردن نرخ، از آنجا که سهام ممتاز و نقدینگی شرکت‌های توزیع رسماً در دست توانیر است، از سوی این شرکت بازخوردهایی مبنی بر عدم افزایش نرخ دریافت می‌کنند و با توجه به دارا بودن قدرت بازار و پیروی کردن همه شرکت‌های توزیع از خط مشی تعیین‌شده توسط توانیر، نیروگاه به دلیل نیاز به تامین نقدینگی برای امور جاری، ناچار می‌شود با قیمت پایین‌تری برق خود را بفروشد و از این جهت مداخلات دولتی و سایه سنگین دولت باز هم بر سر قیمت‌های بورس انرژی به وضوح دیده می‌شود.

با این حال معضل پررنگ‌تر و بزرگ‌تر بورس انرژی مساله سازوکار تزریق نقدینگی به شرکت‌های توزیع برای خرید برق است. در اصلاحیه دستورالعمل توسعه معاملات برق در بورس انرژی که در مهر ماه سال ۱۴۰۳ ابلاغ شد، به صراحت آمده که وزارت نیرو باید در عرض یک ماه رویه مشخصی را برای نحوه و میزان تخصیص حساب شرکت توانیر در بورس انرژی ابلاغ کند؛ که در واقع از این طریق چگونگی تزریق نقدینگی به شرکت‌های توزیع برای خرید برق در بورس را مشخص می‌کند. این درحالی است که اکنون پس از گذشت بیش از ۱۰ ماه از ابلاغ اصلاحیه دستورالعمل توسعه مبادلات برق در بورس انرژی، هنوز هیچ رویه‌ای در این خصوص اعلام نشده و این موضوع بدل به مساله‌ای اساسی در معاملات برق در بستر بورس انرژی شده است.

این تزریق نقدینگی قرار بود در ماه به میزان دو همت به شرکت‌های توزیع صورت گیرد و این شرکت‌ها هر هفته ۵۰۰ میلیارد تومان را برای خرید برق در قالب بورس انرژی اختصاص دهند که این موضوع با آغاز به کار توسعه معاملات برق در بورس انرژی از اردیبهشت ماه سال ۱۴۰۳ در اوایل تا حدودی رعایت می‌شد، اما پس از گذشت چند ماه، از شهریور ماه سال گذشته، میزان تزریق نقدینگی و نظم آن روندی کاهشی داشت، تا جایی که در ماه‌های آخر سال گذشته عملاً به حدود یک‌دهم میزان ذکرشده در فوق رسید. بدیهی است وقتی سمت تقاضا، یعنی شرکت‌های توزیع با کاهش نقدینگی روبه‌رو می‌شوند، نتیجه جز این نخواهد بود که با کاهش تقاضا و افزایش عرضه، افت قیمت محسوس را در بورس شاهد باشیم؛ کما این که در معاملات اخیر بورس انرژی به وضوح می‌بینیم که حجم معاملات در سه ماه ابتدایی سال جاری نسبت به مدت مشابه سال گذشته کاملاً کاهشی بوده است؛ به طوری که با وجود افزایش سقف نرخ انرژی در بازار عمده‌فروشی برق، به دلیل نیاز نیروگاه‌ها به تامین نقدینگی، میزان تنزیل قیمت در معاملات بورس انرژی که طبیعتاً به دلیل تسریع در پرداخت، نسبت به بازار عمده‌فروشی وجود دارد، در سال جاری افزایش محسوسی را نسبت به سال گذشته نشان می‌دهد.

هر چند اساساً مزیت معاملات بورس انرژی، نقد بودن آن است و با توجه به این که باید معاملات شرکت‌های توزیع به صورت نقد انجام شود خطر نسبی‌فروشی احساس نمی‌شود؛ اما این مخاطره وجود دارد که به خاطر نبود نقدینگی، خرید انجام نشود که در این صورت تقاضا کاهش و عرضه افزایش می‌یابد که این به معنای کاهش قیمت‌ها خواهد بود.

چنان که اشاره شد، تنزیل قیمت‌های امسال بورس نسبت به بازار عمده‌فروشی در مقایسه با سال گذشته کاملاً رشد داشته و نشان می‌دهد که قیمت‌ها افت بیشتری نسبت به بازار پیدا کرده‌اند که نشانگر کمبود نقدینگی در سمت تقاضا است، در حالی که سمت عرضه برای تامین مخارج خود همچنان نیازمند نقدینگی بوده و ناچار شده با قیمت پایین‌تری برق تولیدی خود را به فروش برساند.

«لطفاً بفرمایید که در سایر قوانین و مقررات که در مصوبات اخیر صادره از سوی وزارت نیرو و نهادهای ذیربط آمده است، چه مواردی دیگری بوده که تاثیر مهمی بر کسب‌وکار تولیدکنندگان برق داشته و آینده سرمایه‌گذاری در این حوزه را تحت تاثیر قرار داده است؟»

وزارت نیرو از برنامه پنجم توسعه به بعد، به واسطه مقررات و رویه‌های اعلامی، عملاً اتصال بین نرخ خرید برق از نیروگاه‌های جدیدالاحداث و نیروگاه‌های موجود را قطع کرده است و برای سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدیدالاحداث امتیازات ویژه‌ای قائل می‌شود که برای مدت محدودی به آنها اعطا شده و پس از ورود این نیروگاه‌ها به مدار و چند سال استفاده از این امتیازات، آنها در فضای تیره و تاری به نام بازارهای رقابتی و بازار عمده‌فروشی رها می‌شوند که وزارت نیرو در آن هر از چندی با مقرراتی نسبتاً یک‌جانبه موجب آسیب به کسب‌وکار سرمایه‌گذار غیر دولتی در حوزه تولید برق می‌شود. یکی از مهمترین این تغییرات عمده که طی سال اخیر براساس مصوبه ۳۹۸ هیات تنظیم در حال اعمال در بازار عمده‌فروشی بوده و تغییر عمده‌ای در این بازار ایجاد می‌کند، بحث تک‌آرایش شدن این بازار است. پیش از این، بازار عمده‌فروشی برق ایران برای چندین سال، اصطلاحاً به صورت چهارآرایی اجرا می‌شده است که طی آن با لحاظ قیود و شرایط متفاوت، چهار آرایش مختلف برای تولید برق در نیروگاه‌ها توسط شرکت مدیریت شبکه برق در نظر گرفته می‌شد و با مقایسه این آرایش‌ها سعی می‌شد پرداخت به نیروگاه‌ها با عادلانه‌ترین حالت ممکن انجام شود. این رعایت انصاف و عدالت زمانی نمود پیدا می‌کند که در نظر بگیریم قیمت پیشنهادی نیروگاه‌ها و رقابتی که در بازار دارند، تنها عامل تولید یا عدم تولید آنها نیست و علاوه بر آن عوامل متعدد دیگری نیز در این امر دخیل هستند. در واقع در کنار موضوع قیمت پیشنهادی که ابزاری برای رقابت اقتصادی نیروگاه‌ها در بازار است، عوامل دیگری از جهت پیچیدگی‌ها و عوامل فنی بسیار متعدد موجود در شبکه نظیر ظرفیت خطوط انتقال، محدودیت‌های سایر نیروگاه‌های منطقه، میزان سوخت نیروگاه‌ها و ... وجود دارند که در اختیار نیروگاه نبوده و حتی ممکن است نسبت به عوامل اقتصادی مقدم شوند و اثرات آنها بر تولید یا عدم تولید می‌تواند بر خلاف قیمت‌دهی باشد؛ مثلاً اگر نیروگاهی قیمتش هم اقتصادی نبوده، ولی تنها نیروگاه منطقه است که سوخت دارد،

۳۹۸، بدون این که در نظر گرفته شود محدودیت تولید نیروگاه ناشی از قیود داخلی نیروگاه بوده یا محدودیت سوخت یا محدودیت نیروگاه‌های مجاور آن، دیگر نه تنها در بازه ۵۰ تا ۸۰ مگاوات در مثال مذکور، بلکه از صفر تا ۸۰ مگاوات محسوب شده و با بهای حداقلی AVC مورد پرداخت قرار می‌گیرد که عموماً تفاوت زیادی با سقف بازار دارد و به این ترتیب با هر بار فروش ظرفیت تولیدی نیروگاه در این حالت، ضرر بزرگی متوجه آن می‌شود.

شاید بتوان گفت صدور چنین رویه‌ای با این انگیزه صورت گرفته که وزارت نیرو به دنبال متولی برای برعهده‌گرفتن هزینه ناشی از قیود خارج از اراده خود از جمله مساله محدودیت سوخت بوده که پیش از این در بازار برق این هزینه بر دوش مشترکان بوده و اکنون به نیروگاه‌ها احاله شده است که این خود موجب زیان هر چه بیشتر نیروگاه‌ها در بازار عمده‌فروشی می‌شود، در حالی که اختیاری در بروز بسیاری از قیود منجر به LA شدن نداشته‌اند. تنها اگر امکانی برای کنترل قیودی چون سوخت، به عنوان مثال با ایجاد بازار آزادی برای آن فراهم می‌شد تا تخصیص سوخت هر نیروگاه برعهده خودش بود، قدری این شیوه محاسبات در بازار منصفانه‌تر به نظر می‌رسید.

تتزیل قیمت‌های امسال بورس نسبت به بازار عمده‌فروشی در مقایسه با سال گذشته کاملاً رشد داشته و نشان می‌دهد که قیمت‌ها افت بیشتری نسبت به بازار پیدا کرده‌اند که نشانگر کمبود نقدینگی در سمت تقاضا است، در حالی که سمت عرضه برای تامین مخارج خود همچنان نیازمند نقدینگی بوده و ناچار شده با قیمت پایین‌تری برق تولیدی خود را به فروش برساند

◀ **اشاره فرمودید که ظاهراً یکی از انگیزه‌های تک‌آرایشه‌شدن بازار عمده‌فروشی، ارتباطات بهتر با بازارهای بین‌المللی ذکر شده است. این موضوع چه میزان صحت دارد؟**

بحثی که در ظاهر در جلسات کارشناسی دبیرخانه هیات تنظیم مطرح می‌شد این بود که آرایش چهارگانه چندان مزیت قابل توجهی برای مدیریت شبکه و نیروگاه‌ها ایجاد نمی‌کند که نیاز به تحمل پیچیدگی‌های ظاهراً غیر ضرور حاصل از این مدل باشد؛ چرا که چهار بار آرایش تولید گرفتن به نسبت یک بار، زمان و انرژی بسیار متفاوتی را بر نفقات مدیریت شبکه تحمیل می‌کند. خصوصاً که بازار برق ایران از نوع روزپیش (Day Ahead) است؛ به این معنا که هر روز برای روز بعد این بازار اجرا می‌شود و در این فرایند، چهارآرایشه یا تک‌آرایشه بودن بازار از نظر اجرایی، به طور معناداری بار کاری متفاوتی در شرکت مدیریت شبکه ایجاد می‌کند. به همین خاطر، تاکید مدیران و کارشناسان این شرکت بر این بود که این پیچیدگی ظاهراً غیر ضرور را کاهش بدهند و به سمت یک رویه خیلی ساده‌تر بروند که شیوه تک‌آرایشه است و در بازارهای مختلف دنیا هم از این شیوه استفاده می‌شود.

باید تولیدش را انجام بدهد و یا برعکس، امکان دارد قیمت‌ها خیلی خوب بوده، اما سوخت کافی را نداشته باشد و نتواند تولید کند. پیش از این، آنچه در آرایش‌های تولید چهارگانه شاهد بودیم، در نظر گرفته شدن موارد غیر اقتصادی بود که ارتباط مستقیمی با قیمت‌دهی نیروگاه نداشتند و جلوگیری از متضرر شدن یا منتفع شدن نیروگاه‌ها به واسطه این عوامل که خارج از اختیار نیروگاه‌ها بوده‌اند به شکل منصفانه‌تری صورت می‌گرفت.

این در حالی است که در مصوبه جلسه ۳۹۸ با این عنوان که بازار برق کشور بناسبت تطابق بیشتری با بازارهای برق سایر کشورهای جهان پیدا کند، پیچیدگی‌های موجود در حالت چهارآرایشه بازار، غیر ضروری دانسته و اعلام شده که همه این موارد در قالب حالت اجرای تک‌آرایشه بازار برق نیز تا حدود خوب و مناسبی قابل رعایت است. با این پیش‌فرض، کلیات این موضوع در جلسه مذکور تصویب و مقرر شد جزییات اجرایی آن توسط شرکت مدیریت شبکه به هیات تنظیم بازار برق ارائه و مصوب شود، اما این اقدام صورت نگرفت و شرکت مدیریت شبکه رویه‌ای اجرایی برای این منظور صادر نکرد؛ با این وصف مصوبه ۳۹۸ هیات تنظیم در واقع به صورت غیر قانونی و بدون تصویب رویه اجرایی آن در هیات تنظیم، صرفاً با یک ابلاغیه از طرف معاون وزیر در بازار برق اعمال شد.

حال اجرای این مصوبه فارغ از این که در چارچوب مقرر نبوده، پیامدهایی را هم برای نیروگاه‌ها، اعم از دولتی و غیر دولتی ایجاد کرده است که متأسفانه این پیامدها مجدداً فضای بازار برق را پرابهام‌تر از قبل کرده، خصوصاً آن که به واسطه تک‌آرایشه شدن، عدالت و انصافی که سعی می‌شد در آرایش‌های چهارگانه برای پرداخت به نیروگاه‌ها در بازار برق رعایت شود، تا حدودی زیر سوال رفته است. در حقیقت وزارت نیرو با این اقدام، بسیاری از قیودی را که مربوط به نیروگاه نیست، از جمله قید سوخت حتی در ایام عادی سال و خارج از دوره محدودیت سوخت، کلیه قیود شبکه و یا هر قیدی مربوط به سایر نیروگاه‌ها که به نحوی منجر به کاهش تولید نیروگاه شود، از زمین خود خارج و به زمین نیروگاه منتقل کرده است و با سوار کردن ریسک ناشی از این قیود به نیروگاه، مالکان نیروگاه‌ها را از محل اجرای این مقررات جدید متضرر می‌کند.

به عبارت دیگر، پیش از این در آرایش‌های چهارگانه بازار، نحوه محاسبات به این صورت بود که به طور مثال اگر واحد نیروگاهی به لحاظ قیود داخلی فنی، محدودیتی در تولید داشت که نمی‌توانست کمتر از ۸۰ مگاوات تولید کند و باید حداقل این میزان تولید را داشته باشد و از طرف دیگر به دلیل قیمت‌های بالایی که در بازار ارائه داده، نتوانسته بیش از ۵۰ مگاوات در بازار برنده شود، در این حالت تا سقف میزان برنده‌شده در بازار که در این مورد ۵۰ مگاوات بوده، با نرخ برنده‌شده امکان معامله داشته و مبلغ فروش برق تولیدی نیروگاه مذکور از ۵۰ تا ۸۰ مگاوات به دلیل این که فاقد قیمت اقتصادی بوده و صرفاً به دلیل قیود داخلی خود، ناگزیر به تولید است، تحت عنوان اعمال شرایط Unit Limit (UL)، با نرخ معادل متوسط هزینه متغیر تولید (AVC) به آن نیروگاه پرداخت می‌شده است که این نرخ مشخصاً سود خاصی برای نیروگاه ندارد و تنها هزینه متغیر تولید را پوشش می‌دهد.

این در حالی است که در حالت تک‌آرایشه و بر اساس رویه

اما اتخاذ این تصمیم فارغ از این موضوع بوده که بازارهای برق سایر نقاط دنیا با قیودی که در بازار برق ایران وجود دارد روبه‌رو هستند یا خیر، بازار سوخت نیروگاهی در آن کشورها چگونه است و یا اساساً قیود بازار چه میزان در اختیار نیروگاه‌ها است و آیا نیروگاه‌ها در این فرایند بابت اموری که در آن اختیار و دخل و تصرفی ندارند هم تبعات پس می‌دهد یا خیر؟! اینها همه ظرایفی بوده که به نظر می‌آید در این تصمیم به ساده‌سازی آرایش‌های بازار، لحاظ نشده و در حال حاضر پیامدهای آن دامن‌گیر نیروگاه‌های دولتی و خصوصی شده که در بازار عمده‌فروشی با همدیگر رقابت می‌کنند.

« این میان از طرف سندیکا در کمیسیون بازار برق و بورس انرژی و کارگروه‌هایی که ذیل آن تشکیل شده، برای رفع مشکلات حاصل از مقررات و رویه‌های اخیر مبادلات برق، چه راهکارها و اقداماتی پیشنهاد شده است؟ »

برای بحث و بررسی و عارضه‌یابی مصوبه ۳۹۸ هیات تنظیم بازار برق، جلسات و مذاکرات متعددی در سندیکا در قالب کارگروه بازار عمده‌فروشی، کمیسیون بازار و بورس و همچنین با دبیرخانه هیات تنظیم و شرکت برق حرارتی ترتیب دادیم و ضمن بررسی آثار ناشی از اجرای مصوبه مذکور بر نیروگاه‌های خصوصی و دولتی، راهکارهای سندیکا به صورت شفاهی در خلال این جلسات و نیز در قالب مکاتباتی، به وزارت نیرو ارائه شد که در آنها فحواي اصلی این بود که تبعات مسائلی که نیروگاه‌داران در آنها اختیاری ندارند، متوجه آنان نشود.

همچنین در خصوص قیودی که در حال حاضر منجر به ال شدن نیروگاه در بازار عمده‌فروشی می‌شود، از هیات تنظیم بازار برق درخواست شد اصلاحات مورد نظر در اجرای رویه ۳۹۸ به نحوی صورت پذیرد که نیروگاه‌ها بابت فعال شدن قیودی که جزو قیود داخلی آنها نیست و سبب کاهش حجم تولید آنها به زیر سطح حداقل تولید می‌شوند، ال نشوند. در این خصوص راهکارهای اجرایی نیز طی جلساتی با دبیرخانه هیات تنظیم به مدیران و کارشناسان مربوطه در شرکت مدیریت شبکه برق ایران ارائه شد.

در زمینه تابلوی آزاد و مقررات جدید تنظیمی نیز نکته اصلی که سندیکا را به تلاش در اصلاح رویه‌های مذکور واداشته، آن است که اگر تابلوی آزاد راه‌اندازی می‌شود و توسعه می‌یابد تا حجم بیشتری از تولید برق ایجاد و در این بازار وارد شود، طبعاً انتظار می‌رود که سمت تقاضای این بازار نیز به همان نسبت رشد یابد و اگر این تناسب ایجاد نشود، نتیجه‌ای جز افت قیمت و شکست تابلوی آزاد را در بلندمدت شاهد خواهیم بود. راهکار حفظ و گسترش تابلوی آزاد در بلندمدت این است که حتماً تعادل بین توسعه سمت عرضه و توسعه تقاضای تابلوی آزاد در مصوبات جدید وزارت نیرو رعایت شود. از سوی دیگر انتظار می‌رود امتیاز ارائه‌شده به نیروگاه‌های مختلف مقیاس کوچک و بزرگ برای فروش برق تولیدی خود در تابلوی آزاد با رعایت عدالت بوده و از ایجاد تبعیض بین تولیدکنندگان مختلف پرهیز شود.

« به رغم اقداماتی که از سوی سندیکا صورت گرفته، آیا سازوکاری برای این که هیات تنظیم و در کل وزارت نیرو ملزم به در نظر گرفتن مسائل مذکور شوند، وجود دارد؟ »
تأثیرات برخی از مصوبات هیات تنظیم این قدر عمیق و

محسوس است که همراهی همه ارکان داخل بازار عمده‌فروشی اعم از نیروگاه‌های دولتی و خصوصی با همدیگر کمک شایانی می‌کند که تبعات محسوس آن به چشم هیات تنظیم بیاید و در رویه‌های ابلاغی تجدیدنظر کند؛ کما این که نمونه این موضوع را سال گذشته در بحث رویه ۳۸۸ هیات تنظیم که برای آزمون‌های ظرفیت لحاظ و منجر به افزایش چشمگیر جرایم آزمون ظرفیت شده بود دیدیم؛ در آن موضوع هم حجم بسیار بالای جرایم به واسطه رویه مذکور به نیروگاه‌ها اعم از دولتی و غیر دولتی تحمیل شده بود و اعتراضات گسترده‌ای از طرف عمده نیروگاه‌ها شکل گرفت و همراهی بین نیروگاه‌های دولتی و خصوصی باعث شد هیات تنظیم در اجرای رویه مذکور تجدید نظر و آن را لغو کند.

به نظر می‌رسد در ارتباط با رویه ۳۹۸ (تک‌آراییه شدن بازار) نیز شرایط برای نیروگاه‌ها، خصوصاً برخی که در معرض قیود غیرداخلی بیشتری قرار دارند، مشابه پیامدهای رویه ۳۸۸ برای آزمون‌های ظرفیت باشد. لذا در جلسهای که با نمایندگان شرکت برق حرارتی داشتیم، با استناد به محاسباتی که صورت گرفته بود، این موضوع که نیروگاه‌های دولتی نیز علناً به واسطه اجرای آرایش یگانه در بازار عمده‌فروشی متضرر می‌شوند، مورد تأکید قرار گرفت. بنابراین اگر اتفاق نظر و اتحاد بین نیروگاه‌های دولتی و خصوصی شکل بگیرد و سندیکا از یک طرف و شرکت برق حرارتی از طرف دیگر با یکدیگر همگام شوند و اعتراض کنند و درخواست تجدیدنظر خود را در هیات تنظیم داشته باشند، تغییر و اصلاح در این رویه به نظر دور از دسترس نخواهد بود.

« آیا برای این منظور، سازوکاری مرضی‌الطرفین که از یک سو کماکان بار محاسباتی بازار در شرکت مدیریت شبکه کاهش یابد و از سوی دیگر، مشکلات مذکور برای نیروگاه‌ها ایجاد نشود، ارائه شده است؟ »

بله، پیشنهادی که به دوستان دبیرخانه هیات تنظیم ارائه دادیم دقیقاً همین بود که بدون نیاز به بازگشت به رویه چهارآراییه و در بستر همین شیوه تک‌آراییه، یک سری از قیودی را که باعث ال شدن ناعادلانه نیروگاه‌ها می‌شوند، ملغی کنند و برای این منظور جزییات فنی این شیوه را هم ارائه داده‌ایم تا به‌نسبه عدالت بیشتری در حق نیروگاه‌ها رعایت شود؛ اگرچه باز هم بخش‌هایی که مربوط به هزینه فرصت (OC) در آرایش تولید هستند و در رویه چهارآراییه در نظر گرفته می‌شدند، اکنون در رویه تک‌آراییه حذف شده و عدم‌النفعی را برای نیروگاه‌ها ایجاد کرده است که نیروگاه‌ها از این موضوع هم کوتاه بیايند و صرف نظر کنند، مساله اعمال ال‌های ناعادلانه و خارج از اختیار آنها قابل چشم‌پوشی نیست. بنابراین نیروگاه‌ها اکنون به شیوه‌ای بینابین اعلام پذیرش کرده‌اند که گرچه تمام مزایای شیوه چهارآراییه را برای آنها ندارد، اما حداقل از ضررهای بیشتر به واسطه قیود و محدودیت‌های غیر قابل انتساب به نیروگاه‌ها جلوگیری می‌کند.

حال امیدواریم هر دو طرف به شکلی به این شیوه میانی راضی شوند. البته این امر در حال حاضر منوط به این است که هیات تنظیم این پیشنهاد را بپذیرد و در رویه تک‌آراییه اعمال کند و بحث ال را بابت همه مسائلی که به عهده نیروگاه‌دار نیست، منتفی سازد. ■

◀ از دیدگاه شما مهمترین ویژگی‌های دستورالعمل‌های جدید معاملات برق در بورس انرژی چیست؟

پیش از هر چیز باید این نکته را یادآور شوم که دستورالعمل‌های بورس را نمی‌توان بدون در نظر گرفتن روند دوازده‌ساله توسعه بورس انرژی بررسی کرد. با این حال باید پذیرفت که دستورالعمل‌هایی که طی دو سال اخیر برای بهبود فضای کسب‌وکار و توسعه مبادلات برق در بورس انرژی تدوین و اجرایی شده، گام‌های بسیار بلندی در راستای اصلاح فضای تجارت برق بوده است.

به صراحت می‌توان گفت تغییر رویکرد وزارت نیرو نسبت به موضوع تجارت برق در تدوین این دستورالعمل که کاستی‌ها و جنبه‌های مغفول مانده دستورالعمل‌های قبلی را پوشش داده، تاثیر بسزایی داشته است. ویرایش اول دستورالعمل توسعه مبادلات برق در بورس انرژی در اواخر ۱۴۰۱ ابلاغ شد و ویرایش دوم آن پس از احصای ریسک‌ها و کاستی‌ها، در خرداد سال ۱۴۰۳ پس از اعمال اصلاحات لازم ابلاغ شد.

دستورالعمل جدید مواردی را برای مصرف‌کنندگان برق تسهیل کرده که از آن جمله می‌توان به امکان تامین برق مورد نیاز مشترکین بالای یک مگاوات، تامین برق خارج از برنامه‌های مدیریت بار و خاموشی، تعیین تکلیف خریدهای بالاتر از سطح نیاز و ... اشاره کرد.

بر اساس این دستورالعمل علاوه بر این که برای نیروگاه‌ها آزادی عمل مناسبی در حوزه سقف مجاز فروش برق ایجاد شده، ابزارهای جدیدی هم برای عرضه برق در بورس انرژی فراهم شده که تابلوی آزاد، گواهی صرفه‌جویی و اوراق گواهی تجدیدپذیر از آن جمله است. ضمن این که در ساختار جدید، سیستم صدور صورتحساب‌ها و قبوض مصرف‌کننده‌ها هم به‌روزرسانی شده و تامین نقدینگی از شکل سنتی خود خارج شده است.

البته لازم به یادآوری است که ما برای توسعه مبادلات برق در بورس انرژی، تکالیف قانونی مشخصی داشتیم که ماده (۴۳) قانون برنامه هفتم توسعه یکی از مهمترین آنهاست. بر اساس این ماده



گفت‌وگو با بهروز احمدی حدید

مدیر معاملات خارج از بازار شرکت مدیریت شبکه برق ایران

وزارت نیرو

در مسیر تغییر ریل تجارت برق

یکی از مهمترین مباحثی که این روزها در خصوص ضرورت‌های توسعه سرمایه‌گذاری در صنعت برق مطرح می‌شود، تغییر فرآیندهای تجارت برق و کاهش مداخلات دولت در این حوزه است. در این بین، وزارت نیرو با اقداماتی نظیر راه‌اندازی تابلوی آزاد و تابلوی سبز در بورس انرژی، تلاش کرده است زمینه را برای انجام معاملات برق به صورت مستقیم بین خریدار و فروشنده فراهم آورد. در همین راستا بهروز احمدی حدید، مدیر معاملات خارج از بازار شرکت مدیریت شبکه برق ایران در گفت‌وگوی اختصاصی با «نیرو و سرمایه» ضمن تشریح ساختارهای جدید پیش‌بینی‌شده در بورس انرژی، مهمترین ویژگی‌های دستورالعمل‌های جدید بورس را برشمرد.

او همچنین با تاکید بر این که وزارت نیرو برای تسهیل و تسریع سرمایه‌گذاری در صنعت برق به دنبال تغییر مدل‌های اقتصاد و تجارت برق است، عنوان می‌کند: «ما تلاش کردیم رویه‌های سرمایه‌گذاری در صنعت برق را با طراحی ابزارهایی مانند تابلوی آزاد تغییر دهیم. به این ترتیب مستقل از قراردادهای وزارت نیرو و تضامین آن، بازاری تعریف شد که بازیگران دیگری دارد و مناسبات آن به صورت مستقل بین خریدار و فروشنده تعریف می‌شود. نقش وزارت نیرو، حداقل تنظیم‌گری این بازار است و اساسا دخالت دیگری در این بازار ندارد.» مشروح این گفت‌وگو را در ادامه می‌خوانید:

قانونی در طول سال اول اجرای برنامه هفتم حداقل تا ۳۰ درصد معاملات باید به بورس انرژی منتقل شود و این میزان می‌بایست تا پایان برنامه به ۶۰ درصد برسد. بر این مبنا دستورالعمل جدید معاملات برق در بورس انرژی با توجه به تکالیف قانونی وزارت نیرو و همچنین با اتکا به تجاربی که طی سال‌های اخیر در این حوزه کسب کرده بودیم تدوین شد. ما تلاش کردیم در این دستورالعمل ضمن شناسایی ریسک‌ها و اشکالات موجود، حتی‌الامکان این مسائل را رفع کنیم.

آیا حجم فعلی مبادلات با آنچه که در دستورالعمل توسعه معاملات برق در بورس انرژی مد نظر قرار گرفته بود، هم‌خوانی دارد؟

حجم معاملات کلی برق در بورس انرژی و قراردادهای دوجانبه طی سال ۱۴۰۳ به ۴۲ درصد از کل برق تولیدی کشور رسید که البته این میزان باید از دو بُعد کمی و کیفی مورد بررسی قرار گیرد. در گام اول، علی‌رغم این که طبق برنامه می‌بایست تا ۳۰ درصد معاملات را به بورس منتقل می‌کردیم، امکان انجام ۴۲ درصد معاملات را در بورس فراهم کردیم، بنابراین از لحاظ کمی توانستیم در وضعیت مطلوبی قرار بگیریم.

از بعد کیفی باید به این نکته اشاره کرد که حدود ۲۲ درصد از برق عرضه‌شده در بورس، توسط شرکت‌های توزیع خریداری شده است که علی‌رغم افزایش سهم معاملات خارج از بازار، به دلیل شکل تامین نقدینگی و انگیزه‌های خاص این شرکت‌ها، قابل مقایسه با شرکت‌های خرده‌فروشی و مصرف‌کنندگان نهایی نیست. هدف ما در مدل نهایی تجارت برق، کاهش نقش شرکت‌های توزیع در معاملات بورس است، به نحوی که امکان عرضه بیشتر برق به خرده‌فروش‌ها یا مشترکان برای نیروگاه‌ها فراهم شود. در واقع شکل مطلوب معاملات این بود که ۴۲ درصد برق عرضه‌شده در بورس تماماً توسط مصرف‌کنندگان، خرده‌فروش‌ها یا ذی‌نفعان نهایی خریداری شود، اما هنوز با این شرایط مطلوب فاصله زیادی داریم.

مساله دیگری که در حوزه کیفی معاملات باید یادآور شوم این است که در طول این مدت، تنوع چشمگیری در ابزارهای فعال بورس ایجاد شد، به نحوی که بازیگران مختلف صنعت برق امکان انجام معاملات یا عرضه برق تولیدی خود را در تابلوهای مختلف بورس پیدا کرده‌اند. نیروگاه‌های حرارتی بزرگ‌مقیاس، کوچک‌مقیاس‌ها، تجدیدپذیرها و نیروگاه‌های خودتامین در ساختار کنونی معاملات می‌توانند برق تولیدی خود را در بورس عرضه کنند. بر این اساس از نظر تنوع عرضه‌کنندگان نیز شاهد رشد معاملات خارج از بازار بوده‌ایم.

از دیدگاه شما اگر برق به عنوان یک کالای همگن در نظر گرفته شود، تا چه حد امکان یکپارچه‌سازی تابلوهای

مختلف در بورس و عرضه برق با یک رویه واحد وجود دارد؟

واقعیت این است که ما برای ساماندهی معاملات برق در یک مدل تجارت آزاد، چاره‌ای جز همگرایی در بازارهای موجود نداریم. در واقع باید شرایطی فراهم شود که بازار مطلوب برای تولیدکنندگان و خریداران شناسایی شده و از این طریق با تنظیم عرضه و تقاضا، قیمت برق هم در آن بازار به صورت خودکار تعدیل شود. به طور قطع شکل ایده‌آل و بهینه تجارت برق، عرضه برق در یک مکانیزم واحد است. برای تحقق این هدف، سیاستگذاری‌هایی انجام شده و اقداماتی برای بازطراحی بازار برق صورت گرفته، ولی قطعاً تدوین قواعد و طراحی مکانیزم مربوط به آن زمان‌بر است، ضمن این که در این مسیر باید منافع بازیگران متعددی که در حوزه تولید برق سرمایه‌گذاری کرده‌اند هم به شکل جدی مورد توجه قرار گیرد. بنابراین اقدامات مربوط به این حوزه می‌بایست با یک شیب منطقی دنبال شود، به نحوی که بازیگران صنعت برق را دچار مشکلات جدیدی نکند. به علاوه نباید فراموش کنیم که برخی از قراردادهای

هدف ما در مدل نهایی تجارت برق، کاهش نقش شرکت‌های توزیع در معاملات بورس است، به نحوی که امکان عرضه بیشتر برق به خرده‌فروش‌ها یا مشترکان برای نیروگاه‌ها فراهم شود. در واقع شکل مطلوب معاملات این بود که ۴۲ درصد برق عرضه‌شده در بورس تماماً توسط مصرف‌کنندگان، خرده‌فروش‌ها یا ذی‌نفعان نهایی خریداری شود، اما هنوز با این شرایط مطلوب فاصله زیادی داریم

برق مانند بیع متقابل و یا قراردادهای ذیل ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر بر اساس قوانین بالادستی کشور منعقد شده و وزارت نیرو یا مدیریت شبکه به صورت مستقل نمی‌توانند شرایط آن را تغییر دهند. از این رو باز هم تاکید می‌کنم که یکپارچه‌سازی سازوکار معاملات برق در بورس انرژی، روند پیچیده‌ای دارد که پیاده‌سازی آن نیاز به زمان و برنامه‌ریزی دارد. هر چند به نظر می‌رسد تعدیل تدریجی نرخ سوخت نیروگاه‌ها و واقعی‌سازی آن یکی از اقدامات کلیدی برای ادغام بازارهای مختلف و یکپارچه‌سازی معاملات است.

برای تزریق نقدینگی به صورت منظم و هفتگی به شرکت‌های توزیع بر اساس پیش‌بینی‌های انجام‌شده در دستورالعمل توسعه مبادلات برق در بورس انرژی چه اقداماتی صورت گرفته و چه میزان از این برنامه عملیاتی

شده است؟

پیش از پاسخ به این سوال باید چند نکته را یادآوری کنم؛ نکته اول این که شرکت‌های توزیع اگرچه در بورس انرژی حضور دارند، اما صرفاً امکان خرید برق در بازار سلف برق عادی را دارند و همچنان در سایر بازارها مشارکتی ندارند. از این رو باید تاکید کنم که شرکت‌های توزیع در تابلوی سبز یا برق آزاد امکان رقابت با سایر بازیگران را ندارند و اتفاقاً این شرایط به منظور حداقل‌سازی نقش شرکت‌های توزیع در بورس انرژی در نظر گرفته شده است.

با این حال نمی‌توان از این مساله چشم پوشید که شرکت‌های توزیع همچنان جزو بازیگران اصلی بورس انرژی هستند که مکلف به تامین برق مشترکان خرد، خانگی، تجاری و سایر بازیگرانی هستند که قادر نیستند برق مورد نیازشان را به صورت مستقیم از بورس تامین کنند. بر همین اساس شرکت‌های توزیع را نمی‌توان به صورت کلی از فضای تجارت برق حذف کرد، اما به طور قطع می‌توان زمینه‌ای را فراهم آورد که این شرکت‌ها نسبت به سایر بازیگران نقش مسلط یا متفاوتی برای تعیین قیمت برق نداشته باشند.

در واقع بین نقش هر بازیگر با حجم معاملات آن در بورس انرژی تفاوت بنیادینی وجود دارد. به همین واسطه شرکت‌های توزیع به دلیل محدودیتی که در بورس انرژی برایشان ایجاد شده، با وجود حجم بالای معاملاتشان، امکان تاثیرگذاری جدی بر قیمت را ندارند. هر چند تمرکز نقدینگی در برخی از مواقع در حساب این شرکت‌ها منجر به بروز اختلالاتی در بازار شود.

نکته دیگری که باید مورد توجه قرار گیرد این است که لازمه خروج شرکت‌های توزیع از تجارت برق، توسعه خرده‌فروش‌ها و زیست‌بوم خرده‌فروشی برق در بورس انرژی است که این موضوع از سوی وزارت نیرو به صورت جدی در حال پیگیری است و خوشبختانه در این حوزه اقدامات موثری هم صورت گرفته، به نحوی که تعداد مجوزهای صادرشده برای شرکت‌های خرده‌فروش برق از حدود ۴۰ مجوز به بیش از ۱۱۰ مجوز رسیده است. ضمن این که بر اساس گزارش‌های شرکت مدیریت شبکه، سهم این شرکت‌ها از تعداد و حجم معاملات هم رشد قابل قبولی داشته است.

فراموش نکنیم که تغییر سریع و پرشتاب سیستم سنتی معاملات برق که بالغ بر ۱۰۰ سال سابقه داشته است و جایگزینی آن با یک سازوکار متفاوت، می‌تواند خساراتی را هم به دنبال داشته باشد.

در خصوص تزریق نقدینگی به بورس هم باید تاکید کنم که این موضوع بیش از آن که دغدغه نیروگاه‌های خصوصی باشد، مساله نیروگاه‌های دولتی است، چرا که در حال حاضر بخش عمده معاملات تولیدکنندگان غیر دولتی و خصوصی برق در قالب قراردادهای دوجانبه و خرده‌فروشی انجام می‌شود که نیروگاه‌های دولتی اجازه

ورود به آنها را ندارند. سال گذشته حجمی بالغ بر ۷۰ میلیارد کیلووات‌ساعت برق در قالب قراردادهای دوجانبه و خرده‌فروشی مبادله شد که کاملاً در دست بازیگران بخش خصوصی بوده است. به علاوه نیروگاه‌های خصوصی در همین مدت بخشی از برق تولیدی خود را به شرکت‌های توزیع هم فروخته‌اند.

مجموع این شرایط به درستی نشان می‌دهد که علی‌رغم اهمیت تزریق به موقع و به اندازه نقدینگی به بورس انرژی، بخش خصوصی حساسیت بیش از اندازه‌ای به این موضوع پیدا کرده که تا حدی اغراق‌آمیز به نظر می‌رسد، چرا که سهم معاملات آنها با شرکت‌های توزیع در برابر سایر ابزارهای تعریف‌شده در بورس انرژی، چنان قابل توجه نیست.

«به هر حال بر اساس طرحی که وزارت نیرو برای اصلاح روابط مالی صنعت برق تدوین کرده بود، می‌بایست ماهانه برای خرید برق از بورس انرژی، دو هزار میلیارد تومان نقدینگی به شرکت‌های توزیع تزریق می‌شد. چرا این روند بعد از چند ماه دچار اختلال شد؟

باید اذعان کرد که هدف‌گذاری انجام‌شده توسط وزارت نیرو و توانیر به دلایل متعددی محقق نشد. مشکلات متعدد در حوزه ابلاغ تعرفه‌ها، مانع‌تراشی در مقابل افزایش تعرفه برق صنایع و همچنین تغییرات ایجادشده در نرخ تامین برق از جمله همین مسائل بوده که تحقق نقدینگی پیش‌بینی‌شده برای صنعت برق را با مشکلات جدی مواجه کرده است.

البته این مساله را هم نباید از نظر دور داشت که روند تامین نقدینگی در صنعت برق به هیچ عنوان ثابت نیست، چرا که ورودی و خروجی این صنعت در ماه‌های مختلف، کاملاً متفاوت است. در واقع ورودی نقدینگی صنعت برق نسبت به میزان برق فروخته‌شده به مردم در هر ماه متفاوت است، به همین دلیل نمی‌توان درباره نقدینگی‌ها در مقاطع ماهانه قضاوت کرد. به طور معمول درآمد وزارت نیرو در ماه‌های ابتدایی سال پایین است و از سه ماهه دوم افزایش پیدا می‌کند، از این رو منطقی است که میزان نقدینگی تزریق‌شده به شرکت‌های توزیع در بورس به صورت کلی و سالانه در نظر گرفته و تحلیل شود.

«چندی است تابلوی برق آزاد در بورس انرژی راه‌اندازی شده است. لطفاً توضیحاتی هم درباره چشم‌انداز مد نظر در راه‌اندازی این بخش از بورس انرژی و مشخصات آن بفرمایید.

ابتدا اشاره کنم که تابلوی معاملات برق آزاد از اردیبهشت ۱۴۰۳ راه‌اندازی شد و اولین معامله برق آزاد برای تحویل در خرداد ماه ۱۴۰۳ توسط چند نیروگاه مقیاس‌کوچک انجام شد. البته تکمیل مقررات و بازنویسی رویه‌ها و دستورالعمل‌های تابلوی برق آزاد چند ماهی به طول انجامید. ذکر این نکته هم ضروری

است که قواعد و مقررات حاکم بر این بازار در ایام پیک مصرف برق به دلیل امتیاز عدم خاموشی و پایداری برق، متفاوت است، به همین دلیل تنها مشترکانی امکان حضور در این بازار را دارند که تمایل و امکان خرید برق با قیمت‌های بالاتری داشته باشند. هر چند احتمالاً در ماه‌هایی که ناترازی تولید و مصرف برق نداریم، بازی در این صحنه کاملاً تغییر خواهد کرد.

یکی دیگر از سیاست‌های توسعه‌ای در فضای تجارت برق، پشتیبانی از نیروگاه‌های جدیدالاحداثی است که از امکانات و قراردادهای حمایتی این وزارتخانه استفاده نکرده‌اند. در همین راستا این نیروگاه‌ها می‌توانند برق تولیدی خود را در تابلوی برق آزاد به فروش برسانند. بدین معنا که این نیروگاه‌ها در کنار امکان انعقاد قرارداد خرید تضمینی و یا فروش گواهی ظرفیت، می‌تواند برق تولیدی خود را در تابلوی برق آزاد بفروشند.

با این سازوکار، انتظار داریم که نیروگاه‌ها و مصرف‌کنندگان جدید به واسطه جذابیت و تعدد ابزارها و بازارهای تعریف‌شده، تمایل بیشتری برای ورود به این حوزه داشته باشند. ما تلاش می‌کنیم فضای اقتصادی

در ساختاری که پیش از این برای حمایت از سرمایه‌گذاران تعریف شده بود، مجموعه حاکمیتی صنعت برق با محوریت وزارت نیرو در قالب قراردادهای و مقررات موجود مکلف به حمایت از بخش خصوصی بود. اما متأسفانه ما در این حوزه توفیق چندانی نداشتیم، به همین دلیل تلاش کردیم برای سرمایه‌گذاران جدید ابزارهای جدیدی تعریف کنیم که فارغ از ساختارهای حاکمیتی و دولتی صنعت برق، به بازگشت سرمایه و کسب سود منطقی آنها کمک کند

صنعت برق را با کمک همه ذی‌نفعان به نحوی طراحی کنیم که جذابیت‌های لازم را برای سرمایه‌گذاران داشته باشد و حداقل ریسک‌های قابل پیش‌بینی و کمی را به آنها تحمیل کند. در نهایت گذشت زمان تعیین کننده نتیجه و خروجی این بازار خواهد بود که بخش خصوصی تمایلی برای استفاده از این بازار دارد یا خیر.

پیش‌بینی‌پذیری بازار برای سرمایه‌گذار و تسهیل فرآیند سرمایه‌گذاری هدف اصلی شرکت مدیریت شبکه از راه‌اندازی تابلوی برق آزاد بوده، با این حال نمی‌توان از این مساله چشم‌پوشی کرد که فضای کلی اقتصاد کشور، مشکلات عدیده در تامین مالی و مسائل عمومی صنعت برق به ویژه ناترازی‌ها، بر روند فعالیت این بازارها تأثیرگذار خواهد بود و کنترل این مساله در حال حاضر از توان وزارت نیرو، توانیر و مدیریت شبکه خارج است. به هر حال ما تلاش کرده‌ایم زمینه لازم را برای تسهیل

سرمایه‌گذاری فراهم کنیم، اما در نهایت تصمیم‌گیری در این خصوص به عهده بخش خصوصی خواهد بود.

◀ **سرمایه‌گذاران قدیمی صنعت برق همچنان با چالش‌های متعددی مواجهند و امتیازاتی که به آن اشاره کردید برای سرمایه‌گذاران جدید پیش‌بینی شده است، از دیدگاه شما با وجود چالش‌های فعلی بخش خصوصی، این اقدامات می‌تواند به بازگشت سرمایه‌ها به صنعت برق کمک کند؟**

پیش از هر چیز یادآوری می‌کنم که سرمایه‌گذاری در صنایع زیرساختی، با رویکرد بلندمدت انجام می‌شود، بنابراین برخی رویکردها که اقدام به اعطای برخی امتیازات برای چند سال ابتدایی به سرمایه‌گذار باشد و پس از آن سرمایه‌گذار را در فضای پرابهام رها کند، به هیچ عنوان برای رفع مشکل صنعت برق جوابگو نخواهد بود به ویژه آن که در حوزه نیروگاهی، اساساً امکان توقف کار پس از احداث نیروگاه وجود ندارد و سرمایه‌گذار در مقابل بسیاری از تصمیمات سیاستگذار منفعل می‌شود. در ساختاری که پیش از این برای حمایت از سرمایه‌گذاران تعریف شده بود، مجموعه حاکمیتی صنعت برق با محوریت وزارت نیرو در قالب قراردادهای و مقررات موجود مکلف به حمایت از بخش خصوصی بود. اما متأسفانه ما در این حوزه توفیق چندانی نداشتیم، به همین دلیل تلاش کردیم برای سرمایه‌گذاران جدید ابزارهای جدیدی تعریف کنیم که فارغ از ساختارهای حاکمیتی و دولتی صنعت برق، به بازگشت سرمایه و کسب سود منطقی آنها کمک کند.

در واقع تلاش کردیم مدل‌های سرمایه‌گذاری در صنعت برق را با طراحی ابزارهایی مانند تابلوی آزاد تغییر دهیم. به این ترتیب مستقل از قراردادهای وزارت نیرو و تضامین آن، بازاری تعریف شد که بازیگران دیگری دارد و مناسبات آن به صورت مستقل بین خریدار و فروشنده تعریف می‌شود. نقش وزارت نیرو تنظیم‌گری این بازار است و اساساً دخالت دیگری در این معاملات ندارد. البته منطقی است که مانند سایر کشورهای دنیا این قراردادهای به صورت بلندمدت منعقد شوند، اما ما هنوز به این نقطه نرسیده‌ایم. با این حال تلاش کرده‌ایم وزارت نیرو و برق حرارتی را به عنوان واسطه بین خریدار و فروشنده برق حذف کنیم و از این طریق یک بازار آزاد با ریسک‌های قابل پیش‌بینی برای سرمایه‌گذاران بخش خصوصی ایجاد کنیم.

در پایان از تمامی فعالان بخش خصوصی تقاضا دارم که نظرات و بازخوردهای خود را از فرآیند بازارها و تجارت برق در فضای جدید ایجادشده، به وزارت نیرو و مدیریت شبکه منعکس کنند تا در نهایت بتوانیم از مسیر این هم‌فکری و مشارکت، به اصلاحات ثمربخش در این خصوص و مدل بهینه مد نظر همه بازیگران صنعت برق برسیم. ■



گفت‌وگو با ایمان رحمتی

مدیر دفتر مطالعات و پایش بازار برق شرکت مدیریت شبکه برق ایران

استقبال از روند تحولات در بازار برق

مطابق بند دوم صورتجلسه شماره ۳۹۸ هیات تنظیم بازار برق مورخ ۱۴۰۳/۰۵/۱۴ که بنا به پیشنهاد شرکت مدیریت شبکه برق ایران مطرح شده بود، نحوه اجرای آرایش بازار از حالت چند برنامه آرایش تولید، به مدل تک‌آرایش تغییر یافته است که به گفته مدیران این شرکت، ضمن کاستن از بسیاری پیچیدگی‌های بازار، بر سرعت فرایند رسیدگی به آن به طور چشم‌گیری می‌افزاید. این مهم اما برای دیگر بازیگران بازار موجب چالش‌هایی شده است که برای طرح و بررسی آن، گفت‌وگویی را با ایمان رحمتی، مدیر دفتر مطالعات و پایش بازار برق شرکت مدیریت شبکه ترتیب دادیم که در خلال آن، این مقام مسئول و کارشناس، به دلایل و پیشینه طرح موضوع تعداد مناسب آرایش‌های تولید در بازار برق اشاره داشته و نهایتاً مسیر تغییرات در صورتبندی بازارهای معاملات برق را مسیری پویا و گشوده تصویر می‌کند.

در ادامه متن کامل این گفت‌وگو را خواهید خواند:

در این باره بودیم و پرسش‌های متعددی را حول این موضوع در محافل مربوطه مطرح و مورد بررسی عمیق قرار می‌دادیم. حاصل این بررسی‌ها این بود که تقریباً در همه بازارهای برق دنیا، مجموعه قیدها و محدودیت‌ها را کنار هم‌دیگر می‌گذارند و تحت یک نوع آرایش که به عنوان آرایش فنی و اقتصادی شناخته می‌شود، تولید و فروش برق نیروگاه‌ها صورت می‌پذیرد.

وقتی از جمیع محدودیت‌ها و قیدها صحبت می‌کنیم، طبیعتاً محدودیت‌های خود نیروگاه، نیروگاه‌های دیگر، شبکه، منابع اولیه مثل آب و سوخت و حتی محدودیت‌های امنیتی مثل میزان ذخیره‌ای که باید در شبکه وجود داشته باشد و نیز اصطلاحاً N-۱هایی که مدل‌سازی می‌شود و پیشامدهای بزرگی که آن را مدل‌سازی می‌کنند، همه را در یک بستر و در کنار هم‌دیگر قرار می‌دهند و جوابی برای مساله حاصل می‌شود که مشخص

◀ لطفاً در ابتدا درباره انواع آرایش تولید در بازار برق پیش از مصوبه ۳۹۸ هیات تنظیم توضیح بفرمایید. این آرایش‌ها از چه زمان و در چه شرایطی مطرح شده بود و چه کارکردهایی را دنبال می‌کرد و تغییر در تعداد و نوع آرایش تولید، بنا به چه نیازها و ملاحظاتی از سوی شرکت مدیریت شبکه برق ایران پیشنهاد شد و بر اساس چه شرایط و ضرورت‌های جدیدی صورت گرفت؟

سابقه این بحث مفصل است؛ از ابتدای طراحی بازار برق و پیش از نگارش آیین‌نامه خرید و فروش، یعنی زمانی که تنها پیش‌نویس این آیین‌نامه تهیه شده بود، بحث تک یا چندآرایش بودن بازار مطرح بود و بازار برق ایران نهایتاً به عنوان یکی از استثنائات در دنیا، به صورت چندآرایش اجرا شد. در آن زمان که ابتدای راه‌اندازی بازار برق بود و بنا به شرایط، ارتباطات بین‌المللی وسیع‌تری هم مقدور می‌شد، به شکل جدی‌تری پیگیر یادگیری

می‌کند هر نیروگاه در هر ساعت باید چه میزان تولید برق داشته باشد و حجم معاملاتی که در رقابت با سایر نیروگاه‌ها در بازار برق برنده می‌شود هم برای آن نیروگاه خاص و سایر نیروگاه‌ها مشخص می‌شود.

در این فرایند، در مدل تک‌آرایشه که شیوه متداول در دنیاست، اساسا این سوال مطرح نمی‌شود که اگر محدودیت خاصی برای یک نیروگاه وجود نداشت، نیروگاه‌های دیگر چه میزان در بازار برنده می‌شدند و یا مثلا اگر برای نیروگاهی سوخت یا آب نیروگاه تامین نشده، یا تامین ذخیره گردان الزاماتی را اعمال می‌کند، یا به دلیل قید $n-1$ ، مقداری از ظرفیت تولید نیروگاهی از دست رفته، و یا به خاطر محدودیتی در شبکه مثل پربار شدن خطوط و یا داغ شدن ترانس نیروگاهی با محدودیت تولید روبه‌رو شده و ... چه باید کرد؛ این اما و اگرها نه در زمان اجرای بازار و نه زمان صدور صورتحساب‌ها در بازار برق سایر نقاط دنیا طرح نمی‌شود. چنین سوالاتی را به این دلیل نمی‌پرسند که اساسا جواب دقیقی برای آن وجود ندارد و در حوزه محاسبات ریاضیاتی، تعیین آرایش نیروگاه‌ها در فرایند ۲۴ ساعته ما را با مساله‌ای غیر خطی مواجه می‌کند که در محدب (Convex) بودنش تردید است و در نتیجه یافتن نقطه کمینه یا بیشینه سراسری برای آن دشوار یا غیر ممکن است. حداقل شواهد کافی وجود ندارد که مساله برای روز بعد یک مساله محدب باشد، زیرا به اندازه کافی حالات غیر خطی آن هم چندان است؛ یعنی بعضی اوقات هم همان‌های پیوسته غیر خطی در آن پیدا می‌شود مثل $F^2(x)=x^2$ که هم شامل پارامتر غیر خطی ولی پیوسته است، و هم متغیرهای غیر خطی گسسته در آن پیدا می‌شود، مثل جاهایی که متغیرهای باینری (صفر و یک) استفاده می‌کنیم؛ یا متغیرهایی که عددهای طبیعی هستند که پیوستگی بینشان وجود ندارد. حل کردن چنین مساله در هم پیچیده‌ای کار آسانی نیست و اگرچه جواب آخر را می‌توان به دست آورد، اما چگونگی اثرگذاری قیدها و محدودیت‌های مختلف روی پاسخ آخر به شکل شفاف قابل شناسایی نیست. به این دلیل در ابتدای اجرای بازار به این مساله پرداختیم که می‌خواستیم سهم محدودیت‌های مربوط به خود نیروگاه از مواردی که مربوط به خارج از حوزه اختیار نیروگاه بوده‌اند جدا و جبران یا رسیدگی شود زیرا انتظار داشتیم این رویکرد سبب انگیزه برای سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های چابک و منعطف شود. برای مثال اگر یک نیروگاه کند یا لخت دارید که چابکی کافی ندارد و این عدم چابکی باعث می‌شود میزان پذیرش نیروگاه دیگری در بازار کاهش پیدا کند، نیروگاه دوم نباید به خاطر نیروگاه اول که کند است هزینه کند و باید درآمدهای آن از دست داده جبران شود. در مقابل، نیروگاه اول هم اگر درآمد اضافی در خلال این شرایط به دست می‌آورد، باید گفته شود مثلا ۸۰ مگاوات از پذیرفته شدن خرید ظرفیت نیروگاه در بازار به خاطر محدودیتی بوده که خودش داشته و فرصت رقابتی آن تلقی نمی‌شود.

در واقع «فرصت رقابتی» مفهومی خاص بازار برق ایران است و شاید هم‌ترازی در بازارهای دیگر دنیا نداشته باشد. در سال‌های ابتدایی هم در آیین‌نامه خرید و فروش دو آرایش آمده که یکی آرایش فنی اقتصادی و دیگری آرایش اقتصادی بود تا از تفاوت این دو آرایش بتوانیم رصد کنیم که فرصت رقابت نیروگاه چه میزان است. فرصت رقابتی می‌توانست بزرگ‌تر از میزان پذیرفته شد نیروگاه در آرایش فنی اقتصادی باشد؛ یعنی مثلا اگر جواب آخر مساله این بود که نیروگاه ۱۰۰ مگاوات تولید بکند، ولی حق

نیروگاه ۱۲۰ مگاوات بوده و ۲۰ مگاوات باقی مانده به عنوان سلب فرصت شناسایی و برای نیروگاه جبران می‌شد. در سمت دیگر ماجرا هم امکان داشت فرصت رقابتی نیروگاه کمتر از میزان ظرفیت تولید مورد پذیرش آن در آرایش فنی اقتصادی باشد؛ برای مثال ممکن بود نیروگاهی ۱۰۰ مگاوات برنده شده باشد، ولی فقط ۸۰ مگاوات آن فرصت رقابتی نیروگاه بوده و ۲۰ مگاوات دیگرش به خاطر محدودیت‌های داخلی خود نیروگاه به برنامه آرایش تولید تحمیل می‌شده است.

بعدا بیشتر متوجه شدیم که مساله به این آسانی‌ها نیست؛ یعنی با این دو آرایش هم امورات نمی‌گذرد و باز هم مواردی بروز می‌کند که در موردشان اما و اگر وجود دارد. به عنوان مثال در نمونه مذکور، در حالت دوآرایشه نمی‌توانستیم مطمئن باشیم که آیا آن ۲۰ مگاوات اختلاف، چه به صورت مثبت و چه منفی، به درستی محاسبه شده است یا خیر! تا حدی که در قالب بررسی‌های مستقل یا بررسی مربوط به اعتراضات نیروگاه‌ها، شواهدی برای نقض آن هم به دست می‌آمد. بنابراین در مقطع دیگری، برای این که این مساله را حل کنیم، از دو آرایش به چهار آرایش تغییر محاسباتی دادیم و این موضوع در مصوبات هیات تنظیم هم متجلی شد. البته چهار آرایش هم نبود و عملا $2n+2$ آرایش بود؛ یعنی دو آرایش سراسری شامل یک آرایش فنی-اقتصادی آخر مثل همه جای دنیا و یک آرایش اقتصادی داشتیم. علاوه بر این دو، $2n$ هم از آن رو اطلاق می‌شود که یک بار آرایش اقتصادی را به انضمام قیود داخلی یک نیروگاه اجرا می‌کردیم و طبعا به تعداد نیروگاه‌های کشور (n) آرایش به وجود می‌آمد و یک دور هم آرایش فنی اقتصادی را بدون قید داخلی برای نیروگاه‌ها پیاده می‌کردیم و مجموعا به $2n+2$ آرایش می‌رسیدیم. حقیقت آن است که از زمانی که این فرایند را آغاز کردیم می‌دانستیم این کار جواب تام و تمام مساله را نخواهد داد، زیرا عملا به دلیل زمان‌بر بودن محاسبات $2n+2$ آرایش، امکان حل کردن مساله برای هر یک از نیروگاه‌ها به صورت مستقل وجود ندارد. لذا پیش‌فرض‌هایی اعمال شده بود که بر اساس آن باید متغیرهای باینری را به پارامتر تبدیل می‌کردیم، یعنی دیگر متغیر نبودند و از این طریق آرایش‌ها به صورت خطی درمی‌آمدند تا امکان محاسبه سریع فراهم شود. به بیان فنی‌تر، $2n$ آرایش ذکرشده، مستقل از یکدیگر نبودند و به نقطه K در آرایش اقتصادی و آرایش فنی-اقتصادی وابستگی داشتند. در نتیجه در خلال سال‌های گذشته اعتراضات زیادی از نیروگاه‌ها دریافت می‌کردیم که بر اساس محاسبات برای نیروگاه خودشان در میزان و دفعات UL شدن و نیز مقدار سلب فرصت نیروگاه، مغایرت‌هایی با نتایج مشاهده می‌کردند که ما هم گاهی جواب چندان دقیقی برایش نداشتیم.

بنابراین با توجه به آنچه در تعاملات با مجموعه نیروگاه‌ها و نیز در سایر بازارها با آن آشنا می‌شدیم این تردید ایجاد شد که آیا افزودنی ایجادشده به واسطه چندآرایشه بودن بازار در داده‌ها و نیز درهم‌پیچیدگی و حجم بالای محاسبات صورتحساب نیروگاه‌ها ارزش معناداری خلق می‌کند؟! این یک سوال موجه برای مجموعه بازارهای برق است؛ یعنی این سوال چه در ایران، چه در سوئد و چه در بازارهای کالیفرنیا جواب یکسانی دارد و از همان ابتدای ماجرا که بازار برق در کشورهای مختلف دنیا راه‌اندازی شد، هدف ایجاد رقابتی بود که در نتیجه آن، نیروگاه با عملکرد بهتر در بازار، سود بیشتری ببرد. بنابراین حداقل در اهداف، تفاوتی

«مساله دیگر در این خصوص آن است که به نظر می‌آید این تغییر در تعداد و شیوه آرایش تولید نیروگاه‌ها به یک باره صورت گرفته و این موضوع هزینه مضاعفی را بر نیروگاه‌ها وارد کرده، بدون آن که آمادگی لازم برای آن ایجاد شده باشد. سوال اینجاست که آیا امکان ایجاد این تغییرات در چند نوبت و با ایجاد آمادگی بیشتر در نیروگاه‌ها وجود نداشت؟»

در پاسخ به این پرسش، واقعیت این است که این امر به هر نحو و در هر زمانی اجرا می‌شد، به علت ماهیت بازار همیشه یک‌بارگی در آن مندرج است؛ یعنی مثلاً همین قدر که شروع کردیم بازار برق راه بیاندازیم، فرایند یک باره‌ای بوده است. زمانی که سعی کردیم از دواآرایش به چهار آرایش تغییر عملکرد داشته باشیم هم یک باره بوده است. چه بسا چند سال دیگر بگذرد و تجارب بیشتری روی هم جمع شود یا ابزار و تکنولوژی‌های کارتر و ریاضیات بهتری و یا محاسبه‌گرهای پیشرفته‌تر توسط کسانی که در حوزه ریاضیات این مساله در حال کار کردن هستند خلق شود که مجموعه صاحب‌نظران حوزه بازار برق را به تصمیم دیگری متمایل کند.

بنابراین این یک‌باره بودن ماجرا جزئی از ذات مساله است؛ مثل این که رویه جدیدی برای پرداخت بهای کنترل فرکانس تدوین و ابلاغ شود که تا پیش از آن به گونه‌ای محاسبه و پرداخت می‌شده و از زمانی به بعد به شیوه دیگری محاسبه و پرداخت می‌کنیم؛ یا رویه جدیدی در حوزه پرداخت یا تامین خدمات توان راکتیو و یا هر مجموعه مقررات دیگری وضع شده است. به عنوان مثال دیگری از این نوع و در بخش دیگری از صنعت برق، وزیر نیرو مصوبه‌ای داده که از ابتدای سال ۱۴۰۳ قرارداد خدمات انتقال نداشته باشیم و به تامین‌کنندگان سرویس انتقال به شکل دیگری پرداخت شود؛ البته حتماً که در جریان اجرای این مصوبه تا چند ماه بازخوردها رصد می‌شود و گزارش‌هایی از آن تهیه می‌شود تا آن را بهبود دهند. چنین شیوه‌ای در فرآیند تغییر آرایش تولید از چهارآرایش به تک‌آرایش هم وجود دارد و امیدواریم در طول زمان مشمول بهبود و تدقیق مستمر باشد. همان طور که گفتم شیوه چهارآرایش قریب به ۱۰ سال در بازار برق کشور پیاده شد، اما اگر مختصات روز اول اجرای آن را با آخرین روزش مقایسه کنیم قطعاً یکسان نبوده و در آن تغییرات و بهبودهایی را می‌توان رصد کرد که حاصل تجربیاتی انباشته از فرایندهای پایش و ارزیابی و صحت‌سنجی طی این سال‌ها و نیز اعتراضات دریافت‌شده از نیروگاه‌ها بوده است. نکته دیگر این است که مدیران و کارشناسان شرکت مدیریت شبکه، به خصوص در مجموعه امور عملیات سعی کردند این تغییرات چندان هم یک‌باره نباشد. به طوری که از حوالی دی یا بهمن ماه بود که برای بازه‌ای تقریباً یک ماهه هر دو شیوه همزمان اجرا می‌شد؛ یعنی گرچه فرایند چهارآرایش یا $2n+2$ آرایش به عنوان فرایند رسمی در صورتحساب‌ها استفاده می‌شد، به شکل آزمایشی یا دستگرمی حالت تک‌آرایش را نیز اجرا می‌کردند و هر دو دسته اطلاعات در اختیار بازیگران قرار داده می‌شد. در واقع در یک سازوکار دوطرفه هم شرکت مدیریت شبکه به دنبال بررسی و یادگیری از نتایج پیاده‌سازی این شیوه بود و هم این نتایج در اختیار بازیگران بازار قرار داده می‌شد تا ذهنیتی از شیوه جدید پیدا و ملزومات آن را مهیا کنند.

«آیا پیش از راه‌اندازی رویه‌های جدید آرایش تولید، درباره اثرات

بین بازارهای مختلف دنیا نیست؛ هر چند ممکن است با توجه به ساختارهایشان در رویکرد و انتخاب مسیر متفاوت عمل کرده باشند و این تغییر در روش‌ها موضوعی پویا بوده است. به عنوان مثال در بازار برق ایران، اگر چه شیوه چهارآرایش قریب به ۱۰ سال اجرا می‌شده، اما همواره این سوال که چگونه می‌توان به بهینه‌ترین و دقیق‌ترین شکل ممکن محاسبات را انجام دهیم مطرح بوده و مورد بررسی قرار گرفته است.

«در خصوص شباهت بیشتر به آرایش تولید در سایر کشورها این سوال مطرح می‌شود که آیا شرایط بازار برق و نیروگاه‌های ایران از حیث گستره جغرافیایی کشور که دسترسی به سوخت و ... را برای نیروگاه‌ها در شرایط متفاوتی قرار می‌دهد و تنوع آب‌وهوایی که کاربری فنی آنها را متاثر می‌کند، قابل قیاس با سایر کشورهای دارای بازار برق تک‌آرایش است؟»

شیوه چهارآرایش قریب به ۱۰ سال در بازار برق کشور پیاده شد، اما اگر مختصات روز اول اجرای آن را با آخرین روزش مقایسه کنیم قطعاً یکسان نبوده و در آن تغییرات و بهبودهایی را می‌توان رصد کرد که حاصل تجربیاتی انباشته از فرایندهای پایش و ارزیابی و صحت‌سنجی طی این سال‌ها و نیز اعتراضات دریافت‌شده از نیروگاه‌ها بوده است

از بابت ساختار جغرافیایی، دمایی و آب و هوایی، بازار برق در بیشتر قسمت‌های دنیا نمایندگانی دارد؛ مثلاً در شرق آسیا کشورهایی داریم که بازار برق داشته باشند و در اروپا تقریباً همه کشورها بازار برق دارند و انگشت‌شمار کشورهایی هستند که بازار برق ندارند. در امریکای جنوبی هم بازار برق وجود دارد و اصلاً بازار برق از آنجا شروع شده و اولین کشوری که بازار برق داشته شیلی است و بعداً کشورهای دیگر آن را دنبال کردند. در امریکای شمالی هم در کانادا و هم در برخی از ایالت‌های امریکا بازار برق وجود دارد. در آفریقای جنوبی هم بازار برق داریم. از بابت گستره جغرافیایی در میان این کشورها به اندازه کافی تنوع وجود دارد و گستره جغرافیایی زیاد موجب می‌شود بتوانیم بگوییم احتمالاً بازار برق و موقعیت نیروگاه‌های یک کشور از حیث دسترسی به سوخت و ... مواردی شبیه ایران نیز وجود داشته باشد.

از بابت تنوع در تکنولوژی تولید هم حقیقتاً ایران جزو کم‌تنوع‌ترین قسمت‌های دنیا است که شاید به خاطر محدودیت دسترسی به تکنولوژی، گزینه‌هایی که برای سرمایه‌گذاری خرید تجهیزات نیروگاهی بوده، هیچ وقت زیاد نبوده و تا حد زیادی به یک سری تیپ نیروگاه‌های در دسترس محدود شده است. در حالی که بسیاری از دیگر نقاط دنیا این محدودیت را احساس نمی‌کنند. به همین جهت تنوع تکنولوژی نیروگاه‌ها در جاهای دیگر بیشتر است. بنابراین فکر می‌کنم حداقل این بخش‌ها تأثیرگذاری معناداری روی این تصمیم نداشته باشند.

و پیامدهای آن برای اقتصاد نیروگاهها بررسی‌های لازم صورت گرفته و در این خصوص طی فرایند ارائه این پیشنهاد تا تصویب و اجرای آن، از نظرات تولیدکنندگان برق (سمت عرضه در بازار) استفاده شده بود؟

این که در یک بازه زمانی هر دو رویکرد با همدیگر اجرا و اطلاعات آن منتشر می‌شد برای همین بود که مجموعه نیروگاهها هم با تکنولوژی‌های مختلف و گروه‌های مالکیتی گوناگون مشارکت داده شوند، وگرنه دلیلی نداشت خروجی هر دو منتشر شود و مدیریت شبکه می‌توانست مجموعه مقایسه‌ها را منفردا آنالیز و نتایج را مستقیماً به هیأت تنظیم بازار برق منتقل کند تا تصمیم‌گیری شود و نیروگاهها در مقابل عمل انجام‌شده قرار گیرند. انتشار این اطلاعات بدان جهت بود که نیروگاهداران نیز در امر کنترل و مقایسه آنها ما را یاری برسانند و نظرات خود را با مدیریت شبکه و هیأت تنظیم به اشتراک بگذارند. این میان بسیاری از نیروگاهها مساله را جدی گرفتند و در این امر مشارکت کردند که از نظراتشان بسیار بهره بردیم.

اما در خصوص تبعات مالی این تغییر، در چند سالی که با مجموعه بازار برق و همکاران درون و بیرون وزارت نیرو همکاری می‌کنم، متوجه این موضوع شده‌ام که هیچ مقرراتی به طور مطلق برای همه بازیگران بازار سودبخش و یا زیان‌بخش نیست؛ فارغ از این که این سود یا ضرر به حق است یا نیست، فایده‌ای دارد یا ندارد و باعث رشد بازار می‌شود یا نمی‌شود، می‌توان گفت که هر مقرراتی بنویسید عده‌ای از آن منتفع و عده‌ای از آن متضرر می‌شوند و این تفاوت از پارامترهای متنوعی که وجود دارد ناشی می‌شود که به نظرم مهمترینش جای نیروگاه است. این موضوع تعیین‌کنندگی بسیار زیادی در برنده شدن یا نشدن نیروگاهها در بازار دارد. وقتی مکانیزم محاسبات را عوض می‌کنید برای عده‌ای منفعت بیشتر و برای عده‌ای منفعت کمتر و برای عده‌ای هم ضرر ایجاد می‌کند. خصوصاً در کشور عزیزمان به دلیل چهارفصل بودن، مکان نیروگاه، اثرات مضاعفی در شرایط رقابتی آن ایفا می‌کند و این اثرات تنها به تبادلات و فلوئی توان در شبکه محدود نمی‌شود، بلکه شرایط آب و هوایی مختلف و از سوی دیگر دوری و نزدیکی نیروگاه به خطوط انتقال سوخت، بر میزان دسترسی آن به سوخت هم اثرگذاری بالایی دارد. به عنوان مثال، مزیت نیروگاههای واقع در جنوب کشور دسترسی راحتتر آنها به سوخت است که موجب می‌شود محدودیت سوخت را در مدت زمان و با شدت کمتری تجربه کنند، اما در مقابل، واقع شدن این نیروگاهها در آب و هوای گرم‌تر ظرفیت آنها را محدودتر و خطر آسیب و خرابی تجهیزاتشان را بیشتر کرده است. نیروگاههایی که در شمال کشور هستند هم در مقابل این فرصت را دارند که حتی در تابستان از دمای پایین‌تری بهره ببرند، اما در همین برهه از سال، محدودیت تبادلات شبکه مشکل‌آفرینی بیشتری برای آنها دارد و در زمستان هم دسترسی به سوخت برایشان چالش‌برانگیزتر می‌شود. پس مکان نیروگاه هم در مجموع ممکن است منافع و ضررهای کمابیش پایاپایی ایجاد کند.

در مورد تکنولوژی نیروگاهها هم همین طور است. به هر حال نیروگاه سیکل ترکیبی به واسطه آن که از راندمان بالاتر و ضریب تولید بزرگتری برخوردار است، مزایای رقابتی دارد و در عین حال در مواردی هم به دلیل وابستگی واحد بخار این نیروگاه به واحدهای گازی آن، با مسائلی روبه‌رو است. بنابراین در مجموع

گاه مزایای هر نیروگاه بر محدودیت‌های آن چیره می‌شود و موجب موفقیت آن نیروگاه در بازار می‌شود و گاه برعکس. از حیث اثرات تغییر مربوط به مقررات چهارآرایش یا تک‌آرایش بودن بازار بر درآمدزایی نیروگاهها نیز در طی سال کمابیش همین وضعیت مشابه قابل انتظار است و در هر برهه از سال، بعضی از نیروگاهها از تعدد یا تک بودن آرایش منتفع و برخی دیگر متضرر می‌شوند. کما اینکه مشابه این وضعیت، زمانی که از حالت دوآرایش به چهارآرایش تغییر رویه داده شد نیز قابل مشاهده بود و برخی نیروگاهها در برخی زمانها منتفع یا متضرر می‌شدند. بنابراین همنوایی یا همگرایی بین شرایط همه نیروگاههای کشور نه در این حالت و نه احتمالاً در هیچ حالت دیگری حتی با فرض ایجاد ابزارهای محاسباتی پیشرفته‌تر وجود نخواهد داشت. این نکته هم شایان ذکر است که تغییر در روند آرایش تولید، اگر چه در طی زمان، سرعت پردازش را بالاتر می‌برد و پیچیدگی محاسباتی را که در مدیریت شبکه برای این منظور انجام می‌شد می‌کاهد، اما در بدو امر دشواری‌های بیشتری را برای بخش‌های مربوطه در این شرکت موجب می‌شود، زیرا به هر حال ایجاد نرم‌افزار، پایگاه داده و شکل و فرم‌های جدید صورتحسابها، دروسرها و زحماتی را به همراه دارد که مدیران و کارشناسان مدیریت شبکه به آن تن داده‌اند تا نهایتاً بازار برق با سرعت، شفافیت و سهولت بیشتری اجرا شود.

◀ پیردازیم به این که اساساً بر پایه چه مطالعات و بررسی‌هایی این تغییر رویه در اجرای بازار برق ایران صورت گرفت و چرایی این موضوع چه پیشنهادی در اقدامات مدیران و کارشناسان شرکت مدیریت شبکه داشته است؟

این موضوع از آنجا شروع می‌شد که در برخی از مصاحبه‌ها، مذاکره‌ها و مشاوره‌هایی که از صاحب‌نظران امر در داخل و خارج از ایران گرفتیم متوجه شدیم که ترتیبات چندآرایش اجرا کردن بازار، گاهی اوقات جزء مداخلات در بازار است. اولین باری که تلنگر این موضوع زده شد، زمانی بود که آقای پروفیسور فرخ رحیمی که سال‌های متمادی از مقامات ارشد بازار برق کالیفرنیا بوده‌اند و در این زمینه در کل دنیا نام‌آور هستند، به ایران آمدند و یک دوره آموزشی چندروزه در وزارت نیرو برگزار کردند که مورد استقبال و استفاده عموم بازیگران و دست‌اندرکاران بازار برق، اعم از دولتی و خصوصی قرار گرفت.

در آن زمان، ما از این فرصت استفاده کردیم و در چند روزی که آقای دکتر رحیمی در ایران تشریف داشتند، طی جلساتی سعی کردیم در مورد بخش‌های مختلف از جمله انتقال، خدمات جانبی و مشخصاً حوزه آرایش تولید از ایشان کسب دانش و راهنمایی کنیم. برای این منظور پرسش خود را به این صورت مطرح کردیم که به عنوان مثال وقتی یک مساله دو ماشین حل می‌کنیم، نیروگاهی که PMin بزرگ‌تری دارد ممکن است منفعت ببرد و نیروگاهی با PMin پایین‌تر و چابکی بالاتر ضرر می‌کند. ایشان در پاسخ، این طور گفتند که آیا ضمانتی وجود دارد که با مداخله‌ای که در بازار برق از طریق چندآرایش کردن آن انجام می‌دهیم، نتایج صد درصد صحیح باشد؟ با توجه به منفی بودن پاسخ ما به این سوال، از سوی ایشان تبیین شد که پس در شرایطی که اطمینانی از صحت نتایج حاصل از ایجاد این پیچیدگی و مداخله در سازوکار بازار برق وجود ندارد، اولویت با عدم مداخله است، چنان که در بازار برق کالیفرنیا و سایر نقاط دنیا هم چنین عمل می‌شود.

شیرمحمدی که در دوره‌ای آموزشی در دانشگاه تربیت مدرس خدمتشان رسیدیم و با آقای دکتر واحدی که در سفری به ایران در دانشگاه صنعتی شریف ملاقاتشان کردیم، در این خصوص مورد مشورت قرار گرفتند. به ضرس قاطع می‌گویم کسی از صاحب‌نظران داخلی یا عزیزی که به ایران تشریف آورده باشد نیست که سعی نکرده باشیم پرسشی در این خصوص با او مطرح کنیم. اما نهایتاً در این مقطع زمانی پس از سال‌ها بحث و بررسی با خبرگان امر، چنین قانع شدیم که باید بازنگری در این خصوص صورت گیرد.

بنابراین می‌بینیم که تصمیم به تک‌آرایش شدن به هیچ وجه به یک‌باره گرفته نشده و سال‌هاست که در مورد این موضوع اندیشه، مطالعه و اخذ مشاوری شده است و همکاران سندیکا یا کسانی که در این حوزه مشغول به فعالیت هستند هم در مواردی شاهد حضوری ماجرأ بوده‌اند. با این حال، باز هم بنا نیست مذاقه در این موضوع را رها کنیم و اصلاً هم نمی‌ترسیم که یک، دو، پنج و یا هفت سال دیگر، در پی پیشرفت‌های علمی که در محاسبات پایه این امر صورت می‌گیرد یا در نتیجه مشورت با صاحب‌نظران این حوزه پیشنهاد جدید و بهتری تهیه و ارائه کنیم. مجموع تلاش‌های چندین ساله‌ای که کردیم و گفت‌وگوها و گفت‌وشنودهایی که انجام دادیم در نهایت ما را به این نتیجه رسانده که شاید کاری که بقیه جاهای دنیا دارند انجام می‌دهند به این معنا صحیح‌تر باشد و شاید منافعی که در پیچیده‌تر کردن محاسبات دیده‌اند، نسبت به مضراتی که ایجاد می‌کند کمتر ارزیابی کرده‌اند که کماکان از شیوه تک‌آرایش بهره می‌برند. در نهایت به این تصمیم متمایل شده‌ایم که در مصوبه هیأت تنظیم بازار برق متجلی شده که از ۲۰۲۲ آرایش به حالت تک‌آرایش سوئیچ کنیم.

با این حال همان طور که اشاره شد، حتماً در حالت اجرای بازار به صورت تک‌آرایش هم به طور پیوسته در ارتقای کیفی محاسبات کوشا خواهیم بود؛ کما اینکه در بازه زمانی چند ماهه اجرای این شیوه هم به تجربیات و حالت‌هایی برخوردیم که نیاز به مذاقه و بررسی بیشتر داشته است و مثل هر فرایند دیگری که در بازار برق ایران یا در بقیه بازارهای برق دنیا پیاده‌سازی شده است، پویایی لازم در بررسی و اصلاح مداوم اتفاق خواهد افتاد. حتماً با لطفی که همکاران نیروگاهی دارند و نظرات و اعتراضاتی که می‌فرستند، به مرور نقاط ابهام شناسایی و بهبودهایی حاصل می‌شود.

◀ **آیا هاب انرژی شدن کشور که باری دیگر در برنامه هفتم توسعه بر آن تأکید شده و بحث ارتباطات شبکه برق کشور با سایر نقاط منطقه از موضوعاتی بوده که به لحاظ فنی باعث تک‌آرایش شدن شده باشد؟**

ایجاد هاب انرژی، در دنیا به دو شکل صورت گرفته است؛ یکی به شیوه اروپایی آن که شامل اجرای یک بازار منسجم حداقل در بخشی از اروپا که ممکن است چند کشور یا بخش‌هایی از چند کشور را دربر بگیرد. این مهم به واسطه این که مرزهای خود را به روی هم گشوده‌اند و واحد پول و اجازه کار یکسانی نیز دارند، در آن بخش از دنیا قابل تحقق شده است. به طوری که مثلاً در چنین بازار یکپارچه‌ای، نیروگاهی در اسپانیا می‌تواند برای فروش انرژی تولیدی خود، از مصرف‌کننده‌ای در پرتغال پیشنهاد قیمت دریافت کند.

نهایتاً وقتی نتوانستیم در این مباحثه آکادمیک درستی روش مورد استفاده در بازار برق ایران از حیث تعداد آرایش‌های تولید و نحوه محاسبات آن را اثبات کنیم، برای اولین بار این مساله مد نظر قرار گرفت که بازبینی در این خصوص انجام دهیم.

باری دیگر در خلال برگزاری یک دوره آموزشی ترکیبی در دانشگاه تهران که به ابتکار و هماهنگی مجموعه سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق برگزار می‌شد، آقای دکتر محمدرضا حسام‌زاده از دانشگاه KTH سوئد، آقای دکتر محمد شاهیده‌پور از دانشگاه شیکاگو و مشاور از کشور ترکیه که در حوزه بازار برق آن کشور و در سطح بین‌المللی فعالیت داشتند، تشریف آورده بودند و به ارائه مطالبی پرداختند. هر یک از این عزیزان افراد برجسته و شناخته‌شده‌ای در حوزه بازار برق دنیا هستند، به طوری که به عنوان مثال کتابی از تالیفات دکتر شاهیده‌پور در یک بازه زمانی به عنوان کتابچه راهنمای طراحی بازار برق در بسیاری از کشورهای دنیا، از جمله ایران، استفاده می‌شد.

هیچ مقرراتی به طور مطلق برای همه بازیگران بازار سودبخش و یا زیان‌بخش نیست؛ فارغ از این که این سود یا ضرر به حق است یا نیست، فایده‌ای دارد یا ندارد و باعث رشد بازار می‌شود یا نمی‌شود، می‌توان گفت که هر مقرراتی بنویسد عده‌ای از آن منتفع و عده‌ای از آن متضرر می‌شوند و این تفاوت از پارامترهای متنوعی که وجود دارد ناشی می‌شود که به نظرم مهمترین جای نیروگاه است

زمانی که با دکتر شاهیده‌پور هم در این باره طرح مساله کردیم، با اولین اشارات ما ایشان محدودیت‌های ریاضیاتی حل مساله در روش چندآرایش را به طور کامل برجسته کردند. از جمله آن که در یک تابع غیر محدب و غیر خطی، خطی‌سازی در یک نقطه و مشتقاتی که در آن نقطه گرفته می‌شود ارزش محاسباتی چندانی ندارد. در گفت‌وگو با مشاور ترک هم پاسخ مشابهی در حوزه کاربری شیوه آرایش تولید در بازار ترکیه دادند. ایشان در دفاع از آنچه در ترکیه عمل می‌شود، اشاره داشتند که به هر حال بازار برق یک زمین بازی است که ویژگی‌های محاسباتی خود را دارد و باید پذیرفته شود، زیرا فرض گرفتن چند حالت محدود هم نمی‌تواند تمام واقعیات آن را مشخص کند. دکتر حسام‌زاده را نیز که به محاسبات ریاضیاتی علاقه‌ای شخصی دارند، چه در زمان برگزاری دوره آموزشی مذکور چه پس از آن، طرف مشاوره و راهنمایی قرار دادیم و حتی مدعی شدیم که روش مورد استفاده در بازار برق ایران به رغم پیچیدگی‌های محاسباتی، با توجه به دقت بیشتر، می‌تواند طی مقالاتی منتشر شده و در اختیار بازارهای برق سایر نقاط دنیا نیز قرار داده شود. با این حال نتوانستیم ایشان را قانع کنیم و اصرارشان بر این بود که وقتی رگولاتور حجت و اطمینان کافی در مورد انطباق کامل محاسباتش با واقعیت بازار برق ندارد، بهترین کار مداخله نکردن در آن و یا به حداقل رساندن مداخلات است.

علاوه بر این صاحب‌نظران خبره دیگری همچون آقای دکتر

در بقیه مناطق دنیا که امکان پیاده کردن چنین سازوکارهایی وجود ندارند، برای ارتباط شبکه‌های انتقال برق، مجبورند به «تجارت فرامرزی» (Cross Border Trading) محدود شوند. یعنی هر کشوری در چهاردیواری مرزهای خود آن طور که صلاح می‌داند به اجرای بازار برق خود می‌پردازد، اما برای تبادلات انرژی که با همدیگر انجام می‌دهند، مقررات جداگانه‌ای وضع کرده‌اند که برای آن محدوده بین کشورها یکنواخت است.

در ایران هم که چندین سال است موضوع هاب انرژی دنبال می‌شود، به رغم تلاش‌هایی که برای اجرای شیوه نخست داشته‌ایم، احتمال پیاده شدن شیوه دوم بیشتر است. در واقع در یک بازه زمانی چندین ساله سعی می‌کردیم بازار برق خود را با ترکیه ترکیب کنیم و یک بازار برق یکدست و هاب مانند داشته باشیم تا بعد، سایر کشورها به آن پیوندند. اما در این مدت متوجه شدیم که نمی‌توانیم بازارهای برق ایران و ترکیه را یک‌کاسه کنیم؛ چرا که ایران و ترکیه هر یک در بازار برق خود از مقرراتی تبعیت می‌کنند که قابل ادغام با یکدیگر نیست و لاجرم متوجه شدیم که باید این موضوع را به حالت «تجارت فرامرزی» بدل کنیم که در این حالت بدون نیاز به یکپارچگی در حال اجرا در بازار برق هر یک از کشورها، برای مبادلات برق بین دو یا چند کشور مقرراتی واحد و مورد پذیرش همه طرفین ایجاد کنیم.

با این توصیف، احتمالا پاسخ پرسش اخیر شما منفی است؛ یعنی هاب انرژی شدن در منطقه ما به حوزه تجارت فرامرزی، سوآپ توان، ترانزیت برق و ... برمی‌گردد و به مقررات بازار برق در داخل ایران احتمالا کاری ندارد. همان طور که به مقررات بازار برق داخل هند کاری ندارد؛ یعنی اگر هند هم خودش یک بازار برق دارد مقررات آن به قوت خودش باقی است، ولی اگر به عنوان مثال یک بازار برق برای انتقال توان بین کشورهای حوزه خلیج فارس، هند، ایران، پاکستان و افغانستان راه‌اندازی شود، فقط در بخش‌های بین مرزی موضوعیت پیدا می‌کند و چنین نیست که مقررات آن به داخل کشورها تسری پیدا کند.

◀ به عنوان پرسشی پایانی اما مهم در این گفت‌وگو، لطفا بفرمایید که آیا در مجموعه مدیریت شبکه، حداقل تا مدتی محدود، راهی برای جبران هزینه‌های مازادی که به واسطه تک‌آراییه شدن بازار برق بر نیروگاه‌ها تحمیل می‌شود پیش‌بینی شده تا نیروگاه‌ها بتوانند خود را به تدریج با شرایط درآمدی جدید وفق دهند؟

پرسش شما را با ارجاع به تغییراتی که اساسا در سازوکارهای مبادلات برق ایجاد شده پاسخ می‌دهم؛ زمانی بود که در مجموعه بازار برق حساسیت درآمدزایی نیروگاه‌ها به مقررات بازار اسپات یا لحظه‌ای خیلی زیاد و تقریبا صد درصدی بود. لذا وقتی تغییراتی در مقررات بازار عمده‌فروشی برق ایجاد می‌شد تعیین‌کنندگی و تأثیرگذاری بسیار زیادی در اقتصاد نیروگاه‌ها وجود داشت. براین اساس خاطرم هست که مثلا مباحثات تئوریک زیادی مطرح بود درباره این که بازار برق ایران بهتر است اصطلاحا به شیوه یونیفرم باشد یا از نوع Pay as Bid اجرا شود که در آن قیمت برق بر اساس پیشنهادهای تولیدکنندگان برق تعیین می‌شود. حال بحث کنونی بر سر آرایش‌های تولید هم از همین نوع مباحث است، چرا که هر گزینه در حالاتی منافی برای تعدادی از بازیگران بازار ایجاد می‌کند و این که کدام یک از این دسته منافع بزرگ‌تر است، جوابش در همه دنیا محل چالش

است و طرفداران هر شیوه عملا راهی برای اقناع کامل طرف مقابلشان نداشته‌اند.

این در حالی است که اکنون در بسیاری از کشورها حجم قابل توجهی از معاملات برق، در حد ۷۵ تا ۸۵ درصد ظرفیت نیروگاه‌ها در خارج از بازار اسپات صورت می‌پذیرد و اساسا حساسیت روی این موضوع با توجه به این که بخش عمده درآمد نیروگاه‌ها در بازارهای دیگری چون بورس‌ها و قراردادهای دوجانبه حاصل می‌شود، چندان بالا نیست و ۱۵ تا ۲۵ درصد باقی‌مانده معاملات که در بازار اسپات صورت می‌گیرد، عمدتا جنبه کشف قیمت دارد.

در ایران هم چند سالی است که وزارت نیرو به دلایل مختلفی که شاید کاهش وابستگی به درآمد بازار روزفروش هم بخشی از آن باشد، در تلاش است که مجموعه بازار عمده‌فروشی برق را به عنوان بازار اسپات کوچک کند و حجم قراردادهای دوجانبه و معاملات خارج بازار را در بستر بورس انرژی و ... ارتقا دهد و شاید تک‌آراییه شدن و کاهش پیچیدگی‌های بازار برق ابزاری در شرایطی که وابستگی درآمدی نیروگاه‌ها به مقررات حوزه بازار اسپات کمتر شده است این تغییرات را به صورت نرم‌تری رقم بزند. البته بسیار بهتر است که فضای بورس انرژی هم به موازات با سرعت بیشتر توسعه یابد و ابزارهای بیشتری از جمله ابزارهای مدیریت ریسک بهتری در آن تعبیه شود، چنان که در بازارهای دیگر نقاط دنیا هم چنین شده است. البته در ایران هم این خط مشی دنبال شده، ولی هنوز فرایند بلوغش را طی می‌کند و احتمالا باید در آینده‌ای نزدیک بورس انرژی و معاملات خارج از بازار پررنگ‌تر از اینها شود. فکر می‌کنم این سازوکارها برای تکنولوژی‌های مختلف در مکان‌ها و شرایط گوناگون هم پوشش‌دهندگی خوبی ایجاد می‌کنند تا هر نیروگاه بتواند به خوبی درآمدزایی خود را مدیریت و ریسک‌ها را از خود دور کند و یک تصور مطمئن و مشخصی از آینده درآمدزایی خود در میان‌مدت داشته باشد.

به هر روی، باز هم تاکید می‌کنم که تصمیم اتخاذشده توسط مجموعه هیات تنظیم بازار برق در خصوص آرایش تولید، بنا به نیازهای بازار و ابزارها و تکنولوژی‌های محاسباتی در این مقطع است و چه بسا که اگر چند سال دیگر این گفت‌وگو را با همدیگر داشته باشیم، دوباره همین سوالات پیرو تغییرات بعدی که در بازار برق اتفاق افتاده، مطرح شود و این به نظرم نکته مثبتی است که نشان از پویایی بازار دارد و با هم‌افزایی که به دنبال خواهد داشت، برای کل فضای صنعت برق و صنعت انرژی کشور مفید است. چرا که واقعا در وضعیت فعلی هیچ کس پاسخ نهایی را ندارد و جواب درست، یا حداقل درست‌ترین یا کم اشتباه‌ترین جواب، نهایتا از نتیجه همین گفت‌وشنودها به دست می‌آید و نباید هیچ وقت از این مساله فارغ شویم و خاطر جمع شویم که درست‌ترین حالت ممکن را پیدا کردیم و دیگر چیزی غیر از این نیست. خوب است جلسات گفت و شنود داشته باشیم و از مجموعه متخصصینی که در دسترس هستند استفاده کنیم. هر چه دایره افرادی که از آنان مشاوره می‌گیریم گسترده‌تر باشد ضریب اشتباه پایین‌تر می‌آید و خاطر جمع‌تر و همگرا تر می‌شویم؛ این یعنی مجموعه عقولمان را روی هم ریخته‌ایم. فکر می‌کنم باید این کار را انجام بدهیم و هر زمان که به جواب بهتری دست پیدا کردیم با تعصب کمتر و آمادگی ذهنی بیشتر به سمتش حرکت می‌کنیم. ■

بازار برق در قید تک‌آرایی شدن؛ رویه‌ای ساده با پیامدهای پیچیده برای تولیدکنندگان برق

در اسفند ماه ۱۴۰۳ و در چارچوب اجرای صورتجلسه شماره ۳۹۸ هیات تنظیم بازار برق، سیاست تک‌آرایی شدن تولید نیروگاه‌ها به صورت به مرحله اجرا درآمد؛ سیاستی که در نگاه نخست با هدف تسهیل در فرآیند پیشنهاددهی، ارتقای بهره‌برداری و ساده‌سازی ساختار بازار برق ایران طراحی شد. در ظاهر، چنین تصمیمی می‌توانست منجر به انسجام بیشتر در رفتار بازار و حذف پیچیدگی‌های فنی سامانه‌های تحلیل عملکرد شود. اما بررسی‌های کارشناسی و همچنین داده‌های استخراج‌شده از دوره آزمایشی، خیلی زود نشان داد که این سیاست اگرچه در چارچوبی ساده مطرح شده، اما در عمل با تبعاتی پیچیده، چندلایه و بعضاً زیان‌بار برای نیروگاه‌ها، به‌ویژه نیروگاه‌های خصوصی و تولیدکنندگان برق همراه بوده است.

پیش از اجرای این سیاست در مدل پیشنهادی پیشین، نیروگاه‌ها امکان رویت چهار آرایش مدل ECO (آرایش اقتصادی)، ECO+pp (آرایش اقتصادی با در نظر گرفتن قیود داخلی نیروگاه)، REQ (آرایش فنی و اقتصادی) و REQ+pp (آرایش فنی و اقتصادی بدون در نظر گرفتن قیود نیروگاه) را به صورت روزانه داشتند. این تنوع ساختاری به نیروگاه‌ها اجازه می‌داد تا با توجه به شرایط فنی داخلی، برنامه تعمیرات، وضعیت سوخت، نیاز شبکه، یا حتی محدودیت‌های منطقه‌ای در انتقال، مدل پیشنهادی بهینه‌ای را برای هر ساعت از شبانه‌روز تحلیل و ثبت نمایند. چنین انعطافی، نه تنها موجب بهره‌برداری بهینه و متوازن می‌شد، بلکه ابزار قدرتمندی برای مدیریت ریسک عملیاتی و اقتصادی نیروگاه‌ها به‌شمار می‌رفت.

افزون بر آن، چنین تنوعی در پیشنهاددهی به بازیگران بازار، امکان پردازش داده‌های مستند و مستدل در مواجهه با رد پیشنهاد یا عدم پذیرش کامل را ایجاد می‌کرد. به عنوان مثال، نیروگاه‌هایی که در مناطق شمال شرقی کشور قرار داشتند و همواره با محدودیت انتقال مواجه بودند، با تحلیل آرایش ECO+PP و REQ+pp قادر بودند ظرفیت فنی خود را حفظ کرده و در صورت نیاز، پیشنهاد قیمت را مطابق با قیود واقعی محدود کنند.

در نقطه مقابل، مدل تک‌آرایی جدید که صرفاً خروجی مدل در قالب آرایش REQ ارائه می‌دهد، بسیاری از قابلیت‌های پیشین را حذف کرده و ساختار تصمیم‌گیری نیروگاه را به الگوی تک‌بعدی و ساده‌سازی‌شده‌ای تقلیل داده و منجر به آن شده است که:

- تفکیک فنی و محاسباتی بین محدودیت‌های تولید ناشی از قیود داخلی نیروگاه UL (Unit Limit) و فرصت‌های ناشی از محدودیت‌های تحمیلی بیرونی OC (Opportunity Cost) از بین رفته و در یک قالب یکپارچه و مبهمی ارائه شود.
- مسیر رسمی و ساختارمند پرداخت جبرانی برای سلب فرصت تولید عملاً تضعیف یا حذف شود.
- می‌توان گفت مدل قیود دوگان که مبنای تحلیل اقتصادی است به نوعی از سامانه تحلیل بازار خارج شده و در واقع قیودی خارج از محدودیت‌های داخلی نیروگاه فعال می‌شود.
- امکان تحلیل و دفاع نیروگاه از شرایط بهره‌برداری را از بین می‌برد.

از منظر اقتصادی، بزرگ‌ترین تبعات این سیاست را می‌توان در حذف تدریجی پرداخت‌های جبرانی برای نیروگاه‌هایی دانست که با وجود آمادگی کامل و امکان تولید، از بازار حذف یا ظرفیت آن‌ها کاهش می‌یابد؛ همچنین افزایش حجم UL در مقادیر بالا



سمیرا مهتاج

عضو کمیسیون بازار برق و بورس انرژی سندیکا

(عموماً از صفر تا P_{min}) و در نتیجه پرداخت با نرخ‌های پایین به اندازه AVC نیروگاه دانست. در ساختار قبلی، چنانچه نیروگاهی در پیشنهاد قیمت برنده بوده است، اما به دلیل قیود شبکه یا کمبود سوخت محکوم به محدودیت تولید می‌شد، می‌توانست تحت عنوان سلب فرصت و از طریق سازوکار بازار، بخشی از درآمد ازدست‌رفته را بازبایی کند. برای مثال، نیروگاه فردوسی طی سال‌های اخیر به دلیل محدودیت سوخت و افت فشار گاز شبکه، موفق به دریافت سلب فرصت می‌شد. در حالی که در ساختار جدید به نوعی این قابلیت یا کلا حذف شده یا در قالب UL با قیمت مرجع پایین‌تری همچون AVC و با ظرفیتی تا P_{min} واحد محاسبه می‌شود؛ اتفاقی که در ظاهر از پیچیدگی می‌کاهد اما در واقعیت باعث کاهش درآمد، از بین رفتن انگیزه تولید و ناپایداری جریان نقدی نیروگاه‌ها می‌شود.

موضوع کاهش درآمد به‌ویژه برای نیروگاه‌های خصوصی، فقط یک مساله مالی نیست، بلکه در بلندمدت تهدیدی جدی برای حیات اقتصادی آن‌ها محسوب می‌شود. کاهش تدریجی جریان نقدی باعث اختلال در چرخه پرداخت‌ها، از جمله پرداخت هزینه‌های تعمیرات، دستمزد پرسنل، خرید تجهیزات و هزینه‌های دیگر می‌شود. طبق برآوردهای اولیه و تحلیل مقایسه‌ای ساختار جدید و قدیم بازار، برخی نیروگاه‌ها حتی ممکن است تا ۱۵ درصد کاهش در درآمد واقعی داشته باشند. این میزان بر اساس حذف جبران سلب فرصت تولید (OC) و جایگزینی آن با محدودیت‌های داخلی (UL) با نرخ AVC نیروگاه برآورد شده است.

این وضعیت به‌ویژه برای نیروگاه‌هایی که در مناطقی با محدودیت بالای شبکه یا شرایط خاص انتقالی قرار دارند، بسیار بحرانی‌تر است. این دسته از نیروگاه‌ها که بخش عمده‌ای از تولیدشان همواره در معرض «محدودیت‌های خارجی» قرار دارد، پیش‌تر می‌توانستند با تفکیک دقیق میان قیود داخلی و خارجی، از سازوکارهای جبرانی استفاده کرده و در عین حال عملکرد فنی خود را نیز شفاف و قابل دفاع نگه دارند. اما اکنون با حذف این تفکیک و اجبار تک‌آرایی، بخش بزرگی از توان واقعی این نیروگاه‌ها یا در بازار نادیده گرفته می‌شود یا با نرخ بسیار پایین و غیرواقعی محاسبه می‌شود. همان‌طور که گفته شد پیامد این موضوع، نه‌تنها کاهش مستقیم درآمد، بلکه کاهش نرخ بازگشت سرمایه، تشدید ناطمینانی در برنامه‌ریزی تعمیرات و سرمایه‌گذاری، و افت بهره‌وری در سطح کلان خواهد بود. در عمل، این نیروگاه‌ها در معرض نوعی بی‌عدالتی ساختاری قرار گرفته‌اند که تلاش‌های بهره‌برداری و مدیریت ریسک آن‌ها را به نحوی بی‌اثر می‌سازد.

نکته مهم‌تر آن‌که، حذف سلب فرصت تولید و افزایش حجم محدودیت‌های داخلی به‌عنوان یک ابزار اقتصادی و فنی، مسیرهای قانونی برای دفاع از عملکرد نیروگاه را نیز از بین برده است. پیش‌تر نیروگاه‌ها با ثبت مستندات دقیق و پیش‌بینی درآمد ناشی از سلب فرصت می‌توانستند در بازار رقابتی حق ازدست‌رفته خود را بازبایی کنند؛ اما اکنون با حذف یا حتی ادغام این قیود، ساختار بازار به نحوی تغییر کرده که حتی امکان تحلیل داده‌ها برای پیش‌بینی و استراتژی قیمت‌دهی کسب درآمد از بین‌رفته وجود ندارد.

از منظر اطلاعاتی نیز باید گفت ساختار داده‌های خروجی سامانه بازار برق که در مدل قبلی شفاف، تفکیکی و قابل تحلیل بود، اکنون به صورت فشرده، مترکم و غیر قابل ردیابی ارائه می‌شود. این مساله نه‌تنها بازیگران فنی بازار برق و تحلیل‌گران اقتصادی نیروگاه را دچار سردرگمی خواهد کرد، بلکه حتی نهادهای ناظر و مدیران کلان را نیز از دسترسی به بینش دقیق محروم می‌سازد. در یکی از گزارش‌های داخلی وزارت نیرو نیز به این موضوع اشاره شده که فقدان داده‌های تفکیکی باعث ایجاد گسست در تحلیل شاخص‌های بهره‌برداری و نظارت هوشمند شده است. بدیهی است که فشرده‌سازی داده‌ها اگرچه از منظر طراحی سامانه ممکن است کارآمد به نظر برسد، اما در عمل موجب تضعیف امکان تحلیل رفتار واقعی نیروگاه‌ها شده و ابزارهای نظارتی و مدیریتی را ناکارآمد می‌سازد.

در جدول زیر، برخی تفاوت‌های کلیدی بین دو ساختار پیش از تک‌آرایی و پس از آن مرور شده است:

جدول ۲: اهداف کمی برنامه هفتم توسعه در بازار برق		
شاخص	پیش از سیاست تک‌آرایی	پس از سیاست تک‌آرایی
تنوع آرایش	ECO، ECO+PP، REQ، REQ-PP	فقط یک آرایش REQ
پرداخت سلب فرصت	بر مبنای محاسبات قیود دوگان فعال	حذف یا فاقد مبنای رسمی
قابلیت تحلیل عملکرد	داده‌های شفاف و مستند	داده‌های یکپارچه و گنگ
انعطاف‌پذیری فنی	ارائه سناریوهای مختلف بهره‌برداری	بسیار محدود
امکان دفاع تخصصی	UL/OC دفاع از درآمد با داده‌های	کاهش شدید امکان تحلیل و دفاع

چشم‌انداز بلندمدت بازار برق، جمع‌بندی و پیشنهاد:

یکی دیگر از ابعاد مغفول‌مانده در ارزیابی سیاست تک‌آرایی، تاثیر آن بر بهره‌وری نیروی انسانی و ساختار سازمانی نیروگاه‌هاست. با تکیه بر مدل قبلی، تیم‌های بهره‌برداری و بازار برق در نیروگاه‌ها با تکیه بر تنوع آرایش‌های ارائه‌شده، الگوهای پیچیده و متناسب با واقعیت‌های فنی تدوین می‌کردند؛ در حالی که در ساختار جدید، نقش این تیم‌ها به شدت کمرنگ خواهد شد و تصمیم‌گیری به سطحی حداقلی تقلیل یافته است.

این امر نه تنها موجب افت انگیزه در نیروهای فنی می‌شود، بلکه فرآیند جانشین‌پروری و انتقال تجربه در نیروهای متخصص بازار برق را نیز با اختلال مواجه خواهد کرد. با حذف ابزارهای تصمیم‌گیری متنوع، نیروگاه‌ها ناچارند صرفاً بر اساس تحلیل‌های ناچیزی، پیشنهاد دهند که این مساله موجب کاهش کیفیت راهبری و کاهش تحلیل‌های تخصصی سازمانی در بلندمدت می‌شود.

از سوی دیگر، در شرایط تغییرات اقلیمی و افزایش رخدادهای غیرمنتظره مانند نوسانات شدید دمایی یا محدودیت‌های شدید سوخت، انعطاف‌پذیری در تصمیم‌گیری برای تولید نیروگاه‌ها یک ضرورت فنی-امنیتی به شمار می‌آید. اگر ساختار بازار، امکان واکنش سریع و هوشمند به این تحولات نداشته باشد، ریسک‌های شبکه به شکل تصاعدی افزایش خواهد یافت. بنابراین، سیاست‌گذاران باید نگاه چندبعدی و منعطف‌تری به طراحی مدل‌های پیشنهادی داشته باشند تا علاوه بر دستیابی به اهداف مدیریتی، پایداری فنی و سازمانی در سطح نیروگاه‌ها را نیز تضمین کند.

موضوع کاهش درآمد به‌ویژه برای نیروگاه‌های خصوصی، فقط یک مساله مالی نیست، بلکه در بلندمدت تهدیدی جدی برای حیات اقتصادی آن‌ها محسوب می‌شود. کاهش تدریجی جریان نقدی باعث اختلال در چرخه پرداخت‌ها، از جمله پرداخت هزینه‌های تعمیرات، دستمزد پرسنل، خرید تجهیزات و هزینه‌های دیگر می‌شود. طبق برآوردهای اولیه و تحلیل مقایسه‌ای ساختار جدید و قدیم بازار، برخی نیروگاه‌ها حتی ممکن است تا ۱۵ درصد کاهش در درآمد واقعی داشته باشند

علاوه بر تحلیل‌های فنی و اقتصادی، باید به اثرات نهادی و حکمرانی چنین سیاست‌هایی نیز توجه کرد. یکی از پیامدهای کم‌تر دیده‌شده اما بسیار مهم، تضعیف مشارکت نیروگاه‌ها در فرآیند تصمیم‌سازی بازار برق است. بسیاری از نیروگاه‌ها، به‌ویژه واحدهای بزرگ، با مشاهده ناکارآمدی مدل جدید و عدم انعکاس دغدغه‌های آن‌ها در سیاست‌های تنظیم‌گری، به تدریج از حلقه تعامل فعال با نهاد تنظیم فاصله می‌گیرند. این مساله موجب کاهش کیفیت تصمیم‌گیری‌های جمعی در سطح صنعت برق و تضعیف سرمایه اجتماعی میان دولت و بخش خصوصی خواهد شد.

همچنین باید توجه داشت که در برخی کشورها، نهاد رگولاتوری برق با طراحی سامانه‌های تعاملی، به تولیدکنندگان امکان می‌دهد تا پیش از اعمال سیاست‌های جدید، شبیه‌سازی و تحلیل تاثیر آن بر عملکرد واقعی نیروگاه خود را انجام دهند. چنین رویکردی نه تنها موجب کاهش مقاومت در برابر سیاست‌های نوین می‌شود، بلکه به نهاد تنظیم‌گر کمک می‌کند تا از اثرات ناخواسته و غیر مستقیم سیاست‌ها آگاه شود. در ایران نیز می‌توان از تجربه‌های مشابه برای شبیه‌سازی در بازار برق الهام گرفت.

در تحلیل چشم‌انداز بازار برق ایران، نباید از نقش مهم سرمایه‌گذاران بخش خصوصی، مدیران نیروگاهی و نهادهای بهره‌بردار غافل شد. این سیاست تک‌آرایی در حالی اتخاذ شده که نیروگاه‌ها، در مواجهه با شرایط ناپایدار سوخت، فرسودگی تجهیزات و چالش‌های محیط‌زیستی، نیازمند انعطاف عملیاتی و فضای تصمیم‌گیری متنوع هستند. تکیه صرف بر آرایش REQ به معنای نادیده‌گرفتن این پیچیدگی‌ها و تحمیل یک الگوی خطی بر واقعیتی چندوجهی است. بسیاری از نیروگاه‌های بزرگ کشور، از جمله نیروگاه‌های سیکل ترکیبی شمال کشور، در ماه‌های

پیک تابستان و حتی زمستان با محدودیت‌های فشار گاز و انتقال شبکه مواجه می‌شوند و در صورت عدم انعطاف در مدل‌های پیشنهاددهی، نه تنها امکان برنامه‌ریزی دقیق را از دست می‌دهند، بلکه حتی در معرض جرایم بهره‌برداری نیز قرار می‌گیرند.

در همین زمینه، مقایسه تطبیقی با تجربیات بین‌المللی مانند بازار برق ترکیه، هند و آفریقای جنوبی نشان می‌دهد که مدل‌های پیشنهادی چندگانه و گزارش‌دهی تفکیکی داده‌ها، از الزامات بازارهای رقابتی مدرن محسوب می‌شود. حذف این ابزارها در ایران می‌تواند عقب‌گردی محسوب شود که هم توان رقابتی بازار را کاهش می‌دهد و هم از میزان اهمیت و امنیت متخصصان و بازیگران بازار برق می‌کاهد.

سیاست تک‌آرایی شدن در شرایط فعلی بازار برق ایران، نه تنها منجر به بهبود کارایی، شفافیت یا اثربخشی نشده، بلکه ابزارهای تحلیلی، قابلیت دفاع حقوقی و انگیزه اقتصادی تولیدکنندگان را نیز تضعیف کرده است. این تغییر ساختاری به جای بهینه‌سازی بازار، منجر به سلب انعطاف، حذف مسیرهای جبرانی، پیچیدگی در تحلیل و کاهش جذابیت برای سرمایه‌گذاران

در تحلیل چشم‌انداز بازار برق ایران، نباید از نقش مهم سرمایه‌گذاران بخش خصوصی، مدیران نیروگاهی و نهادهای بهره‌بردار غافل شد. این سیاست تک‌آرایی در حالی اتخاذ شده که نیروگاه‌ها، در مواجهه با شرایط ناپایدار سوخت، فرسودگی تجهیزات و چالش‌های محیط‌زیستی، نیازمند انعطاف عملیاتی و فضای تصمیم‌گیری متنوع هستند. تکیه صرف بر آرایش REQ به معنای نادیده گرفتن این پیچیدگی‌ها و تحمیل یک الگوی خطی بر واقعیاتی چندوجهی است

بخش خصوصی خواهد شد. از این‌رو، بازنگری جدی در آن یک ضرورت انکارناپذیر است.
 ○ در این راستا پیشنهادهایی به شرح زیر می‌توان ارائه کرد، اگرچه متخصصان در کمیسیون بازار برق سندیکا پیشنهادهای کارشناسی مدونی در این رابطه به هیات تنظیم بازار برق ایران ارائه کرده‌اند:

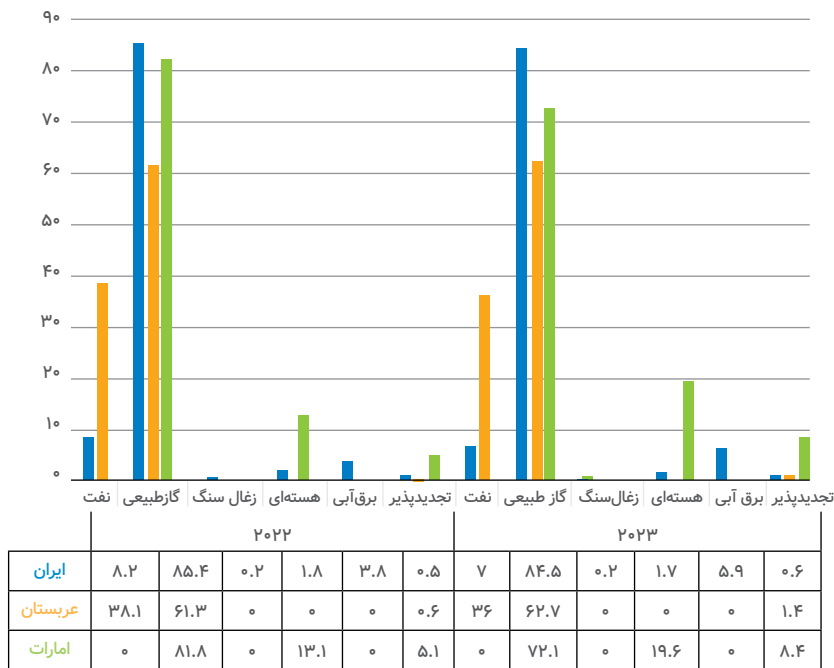
- احیای امکان انتخاب آرایش‌های متنوع به‌ویژه برای نیروگاه‌هایی با قیود عملیاتی بالا یا محدودیت‌های خارجی ساختاری
- بازگشت مدل محاسباتی قیود دوگان در ساختار clearing بازار
- طراحی مسیر جبرانی جدید و شفاف برای نیروگاه‌هایی که به دلیل محدودیت شبکه یا سوخت از بازار حذف می‌شوند
- ایجاد مکانیزم ارزیابی مجدد برای نیروگاه‌های دارای محدودیت خارجی مزمن، جهت جلوگیری از بی‌عدالتی اقتصادی در ساختار clearing

در نهایت، اگرچه سیاست تک‌آرایی ممکن است از منظر مدیریتی به‌عنوان ابزار کنترل و یکسان‌سازی تلقی شود، اما از نگاه نیروگاه‌ها، به‌ویژه بازیگران بازار برق، محدودکننده، ابهام‌آمیز و تهدیدی برای پایداری اقتصادی و انگیزشی در این صنعت راهبردی است.
 از منظر آینده‌نگری نیز، اجرای چنین سیاست‌هایی بدون طراحی نظام تنظیم‌گری پویا، مبتنی بر داده و قابل انطباق با شرایط منطقه‌ای، می‌تواند منجر به شکل‌گیری فضای غیررقابتی، کاهش سرمایه‌گذاری‌های جدید و تضعیف امنیت انرژی در بلندمدت شود. در شرایطی که کشور نیازمند بازسازی و توسعه ظرفیت نیروگاهی با مشارکت بخش خصوصی است، هرگونه اقدام شتاب‌زده یا تقلیل‌گرایانه در تنظیم ساختار بازار، در عمل برخلاف منافع کلان اقتصادی و پایداری شبکه خواهد بود.

همچنین به زعم نویسنده می‌توان عنوان کرد که چشم‌انداز بازار برق ایران، نیازمند مدل‌های پیشنهادی ترکیبی Hybrid Offering Models است که ضمن حفظ یکپارچگی بازار، تنوع، دقت و شفافیت اطلاعاتی را تضمین کند. چنین مدلی باید امکان رویت مستقل داده‌های محدودیت ناشی از قیود داخلی و خارج از نیروگاه را داشته باشد و همچنین تهیه و ارائه گزارش‌های عملکرد قابل استناد برای تحلیل‌گران و کارشناسان و مدیران ناظر بر بازار برق را فراهم سازد. ■

واکاوی خصوصی سازی در صنعت برق ایران

صنعت برق ایران با چالش‌های متعددی در مسیر توسعه اقتصادی مواجه است که عمدتاً ناشی از ناکارآمدی خصوصی سازی و ناترازی عرضه و تقاضای برق است. خصوصی سازی در دهه ۱۳۸۰ با هدف افزایش کارایی و جذب سرمایه گذاری آغاز شد، اما به دلیل قیمت گذاری یارانه‌ای، عدم استقلال نهادهای تنظیم گر، واگذاری ناقص به نهادهای شبه دولتی و ناهماهنگی سیاست‌ها، به اهداف خود نرسید. این امر منجر به کاهش رقابت و سرمایه گذاری در زیرساخت‌ها شد. همچنین، ناترازی برق به دلیل کمبود سرمایه گذاری، فرسودگی زیرساخت‌ها، وابستگی بیش از حد به گاز طبیعی (حدود ۸۰ درصد تولید)، تحریم‌ها و رشد تقاضای ناشی از افزایش جمعیت و مصرف صنعتی و خانگی تشدید شده است.



در این نمودار، ترکیب حامل‌های انرژی در تولید برق برای سه کشور ایران، عربستان و امارات در دو سال ۲۰۲۲ و ۲۰۲۳ به تفصیل نمایش داده شده است. تحلیل مقایسه‌ای این داده‌ها نشان می‌دهد که هر کشور بر اساس منابع طبیعی و سیاست‌های ملی خود الگوی متفاوتی را اتخاذ کرده است:

ایران:

گاز طبیعی: ایران به شدت به گاز طبیعی متکی است؛ سهم این حامل حدود ۸۵/۵ درصد در سال ۲۰۲۲ بوده



دکتر زین‌العابدین صادقی

دانشیار اقتصاد انرژی بخش اقتصاد دانشگاه شهید باهنر کرمان

و کمی به ۸۴/۵ درصد در سال ۲۰۲۳ کاهش یافته است. این تثبیت نشانگر زیرساخت‌های قوی گازی و منابع فراوان آن در کشور است.

نفت: سهم نفت از تولید برق ایران کمی کاهش یافته؛ از ۸/۲ درصد در ۲۰۲۲ به ۷ درصد در ۲۰۲۳ رسیده است که ممکن است منعکس‌کننده تلاش برای مدیریت بهینه منابع یا افزایش بهره‌وری باشد.

نیروی آبی: افزایش چشمگیر سهم نیروگاه‌های آبی از ۳/۸ درصد در سال ۲۰۲۲ به ۵.۹ درصد در سال ۲۰۲۳ نشانگر توسعه پروژه‌های هیدروالکتریک یا بهره‌برداری بهتر از منابع آبی موجود است.

هسته‌ای و سایر حامل‌ها: سهم نیروگاه‌های هسته‌ای (حدود ۱/۸ درصد در ۲۰۲۲ و ۱/۷ درصد در ۲۰۲۳) و زغال سنگ (حدود ۰/۲ درصد در هر دو سال) بسیار اندک است که تمرکز اصلی بر روی گاز و در رشد نیروهای تجدیدپذیر مانند نیروهای آبی است.

عربستان:

نفت: در عربستان، نفت سهم قابل توجهی دارد؛ سهم نفت در سال ۲۰۲۲ برابر با ۳۸/۱ درصد بوده و در سال ۲۰۲۳ به ۳۶ درصد رسیده است. این نکته نشانگر نقش کلیدی نفت به عنوان سوخت اولیه در تولید برق در این کشور است.

گاز طبیعی: علی‌رغم وابستگی به نفت، گاز طبیعی نیز در سهم زیادی حضور دارد (۶۱/۳ درصد در ۲۰۲۲ و افزایش اندکی به ۶۲/۷ درصد در ۲۰۲۳) که می‌تواند به دلیل کارایی بالا و دسترسی نسبی به این منبع باشد.

سایر حامل‌ها: استفاده از نیروی هسته‌ای، نیروگاه‌های آبی و زغال سنگ در عربستان صفر درصد است؛ تنها توجه اندکی به سایر انرژی‌های تجدیدپذیر شده که سهم آن از ۰/۶ درصد در ۲۰۲۲ به ۱/۴ درصد در ۲۰۲۳ افزایش یافته است.

امارات:

گاز طبیعی: امارات در سال ۲۰۲۲ با سهم ۸۱/۸ درصد از گاز طبیعی تولید برق خود را تامین می‌کرد؛ در سال ۲۰۲۳ این سهم به ۷۲/۱ درصد کاهش یافته که حاکی از تنوع‌بخشی به منابع تولید برق است.

نیروی هسته‌ای: یکی از تغییرات برجسته در امارات افزایش سهم نیروی هسته‌ای از ۱۳/۱ درصد در سال ۲۰۲۲ به ۱۹.۶ درصد در سال ۲۰۲۳ است. این رشد قابل توجه نشان‌دهنده ورود یا توسعه سریع نیروگاه‌های هسته‌ای (مانند پروژه‌های مرتبط با نیروگاه برق) برای کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی و تامین انرژی پایدار است.

تجدیدپذیرها: همچنین سهم سایر انرژی‌های تجدیدپذیر از ۵.۱ درصد به ۸.۴ درصد افزایش یافته که بازتابگر سیاست‌های زیست‌محیطی و سرمایه‌گذاری در انرژی‌های پاک است.

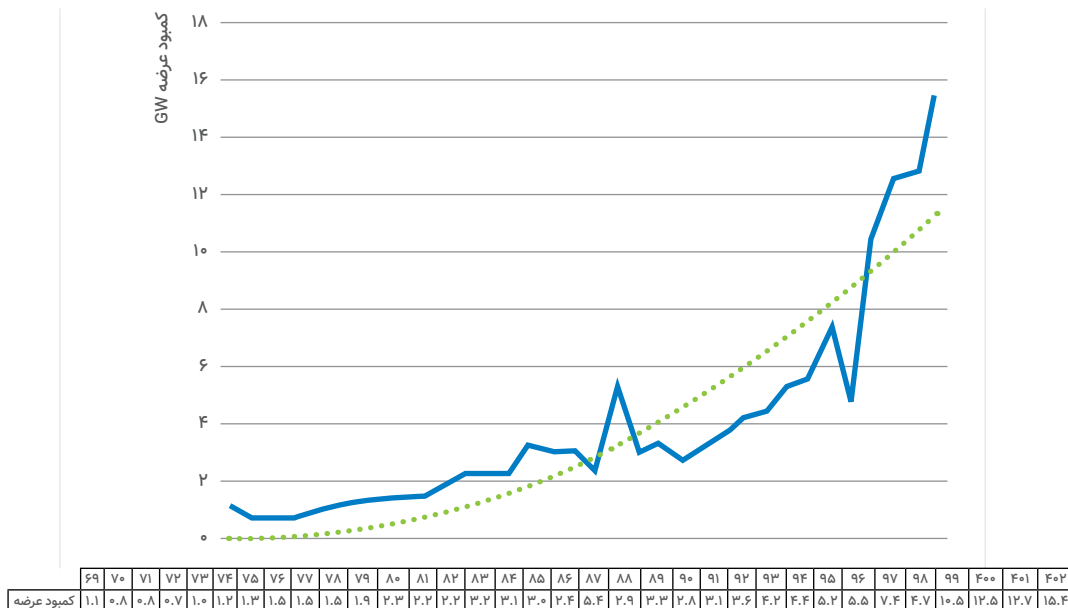
عدم استفاده از نفت: در امارات برای تولید برق از نفت استفاده‌ای نشده که این امر نیز تفاوت اساسی در رویکرد انرژی این کشور نسبت به عربستان را برجسته می‌کند.

نتیجه‌گیری مقایسه‌ای:

استحکام در استفاده از گاز طبیعی: در هر سه کشور، گاز طبیعی همچنان اصلی‌ترین منبع برای تولید برق است؛ اما سهم آن در امارات به دلیل ورود انرژی هسته‌ای و تجدیدپذیر کمتر شده است.

تنوع منابع: امارات با رشد قابل توجه انرژی هسته‌ای و تجدیدپذیر به سمت تنوع‌بخشی حرکت می‌کند، در حالی که ایران نسبت به سال قبل با افزایش تولید آبی، گامی در جهت افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر برداشته است.

وابستگی به نفت: عربستان علی‌رغم استفاده از گاز طبیعی، همچنان بخش قابل توجهی از تولید برق خود را از نفت تامین می‌کند؛ متفاوت از امارات که از این منبع بهره‌ای نمی‌برد. این تفاوت‌ها منعکس‌کننده استراتژی‌های ملی، منابع در دسترس و اولویت‌های اقتصادی هر کشور می‌باشد. تغییرات در ترکیب سالانه نیز می‌تواند ناشی از پروژه‌های جدید، سیاست‌های انرژی و نیازهای متغیر اقتصادی و زیست محیطی هر کشور باشد.



نمودار ارائه شده، کمبود عرضه برق (به گیگاوات) در ایران را از سال ۱۳۶۹ تا ۱۴۰۲ نشان می‌دهد. در ادامه به تحلیل آن می‌پردازیم:

۱. روند کلی (خط سبز نقطه چین):

۲. خط سبز نقطه چین: نشان‌دهنده روند کلی کمبود عرضه است که به طور پیوسته صعودی است. این یعنی از سال ۱۳۶۹ تا ۱۴۰۲، کمبود عرضه برق در ایران به طور مداوم افزایش یافته و از حدود ۵ گیگاوات در سال ۱۳۶۹ به بیش از ۱۵ گیگاوات در سال ۱۴۰۲ رسیده است. این افزایش نشان‌دهنده رشد تقاضای برق یا ناکافی بودن تولید در مقابل مصرف است.

۳. نوسانات سالانه (خط آبی):

۴. خط آبی: که داده‌های واقعی سالانه را نشان می‌دهد، نوسانات قابل توجهی دارد:

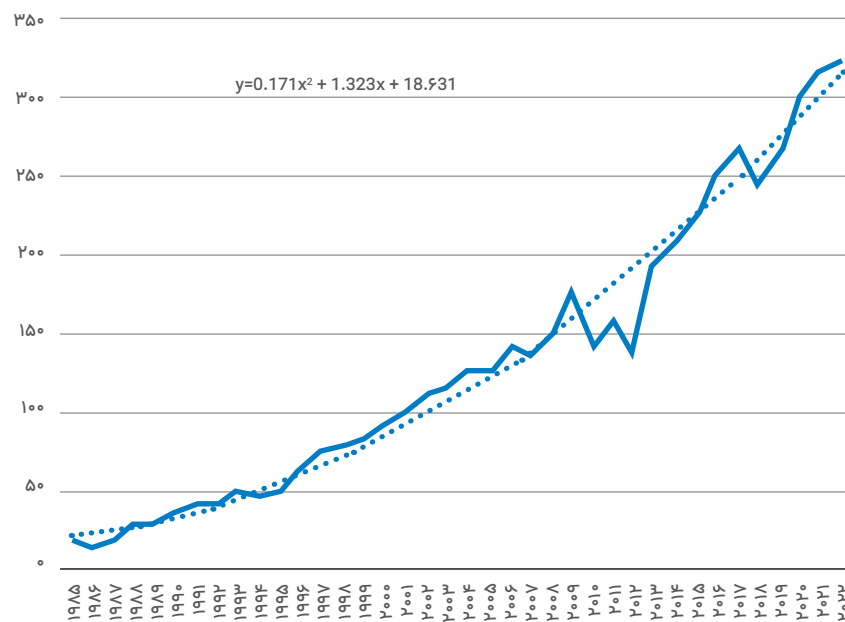
- در سال‌های ابتدایی (۱۳۶۹ تا ۱۳۷۵)، کمبود عرضه نسبتاً پایین و بین ۰ تا ۱.۵ گیگاوات است.
- از سال ۱۳۷۶ به بعد، نوسانات بیشتری مشاهده می‌شود. برای مثال، در سال ۱۳۸۲ یک جهش ناگهانی به حدود ۵ گیگاوات دیده می‌شود، اما در سال بعد (۱۳۸۳) کاهش می‌یابد.
- از سال ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۰، کمبود عرضه به طور کلی بین ۲ تا ۳ گیگاوات باقی می‌ماند، اما پس از آن دوباره افزایش می‌یابد.
- از سال ۱۳۹۵ به بعد، روند صعودی شدیدتری مشاهده می‌شود و کمبود عرضه به طور چشمگیری افزایش می‌یابد، به‌ویژه در سال‌های ۱۳۹۹ تا ۱۴۰۲ که به بیش از ۱۲ گیگاوات می‌رسد.

۵. نقاط اوج و افت:

- اوج‌های قابل توجه در سال‌های ۱۳۸۲ (حدود ۵ گیگاوات)، ۱۳۹۹ (حدود ۱۰ گیگاوات) و ۱۴۰۲ (بیش از ۱۵ گیگاوات) دیده می‌شود.
- افت‌های قابل توجه نیز در سال‌های ۱۳۸۳، ۱۳۸۷ و ۱۳۹۳ رخ داده است که نشان‌دهنده اقدامات موقتی برای کاهش کمبود (مثلاً افزایش تولید یا مدیریت مصرف) ممکن است باشد.

۶. تحلیل کلی:

- کمبود عرضه برق در ایران طی این دوره به طور کلی افزایشی بوده و به‌ویژه در دهه ۱۳۹۰ و اوایل ۱۴۰۰ شدت گرفته است. این می‌تواند ناشی از عواملی مانند رشد جمعیت، افزایش مصرف صنعتی و خانگی، یا ناکافی بودن سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های تولید برق باشد.
- نوسانات نشان‌دهنده عدم ثبات در مدیریت عرضه و تقاضای برق است. جهش‌های ناگهانی ممکن است به دلیل قطعی‌های گسترده یا افزایش ناگهانی مصرف باشد.
- اگر این روند ادامه یابد، کمبود عرضه در سال‌های آینده می‌تواند چالش‌های جدی‌تری برای تامین برق در ایران ایجاد کند.



نمودار فوق تولید برق از گاز در ایران را به واحد تراوات-ساعت طی دوره ۱۹۸۵ تا ۲۰۲۳ نشان می‌دهد.

تحلیل کلی:

۱. روند کلی تولید برق از گاز:

○ از سال ۱۹۸۵ تا ۲۰۲۳، تولید برق از گاز در ایران روند صعودی قابل توجهی داشته است. در سال ۱۹۸۵، تولید در حدود صفر تراوات-ساعت بوده و تا سال ۲۰۲۳ به بیش از ۳۰۰ تراوات-ساعت رسیده است.

○ این افزایش نشان‌دهنده رشد چشمگیر وابستگی ایران به گاز طبیعی برای تولید برق است که احتمالاً به دلیل دسترسی فراوان به منابع گازی، سیاست‌های انرژی و نیاز روبه‌رشد به برق در این دوره است.

۲. خط روند دوجمله‌ای:

۳. نوسانات در داده‌ها:

○ اگرچه روند کلی صعودی است، اما نوساناتی در داده‌ها مشاهده می‌شود، به‌ویژه در دهه‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۱۰. برای مثال، در حدود سال ۲۰۰۸، یک افت موقتی و سپس افزایش سریع دیده می‌شود.

○ این نوسانات ممکن است به عواملی مانند مشکلات فنی، تغییرات در سیاست‌های انرژی، تحریم‌ها یا تغییرات تقاضای برق مرتبط باشد.

۱. دوره‌های مختلف رشد:

○ ۱۹۸۵ تا ۱۹۹۵: در این دوره، تولید برق از گاز بسیار کم و رشد آن کند بوده است. این می‌تواند به دلیل زیرساخت‌های محدود و استفاده بیشتر از سوخت‌های دیگر (مانند نفت) برای تولید برق باشد.

○ ۱۹۹۵ تا ۲۰۱۰: رشد تولید شتاب بیشتری می‌گیرد و به‌صورت تقریباً خطی افزایش می‌یابد. این دوره ممکن است با سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های گازی و توسعه شبکه گازرسانی در ایران هم‌زمان باشد.

○ ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۳: شتاب رشد بیشتر می‌شود و تولید به بیش از ۳۰۰ تراوات-ساعت می‌رسد. این دوره با افزایش چشمگیر مصرف گاز طبیعی در بخش انرژی ایران و تمرکز بر گاز به‌عنوان سوخت پاک‌تر و اقتصادی‌تر هم‌خوانی دارد.

۲. نوسانات و افت‌ها:

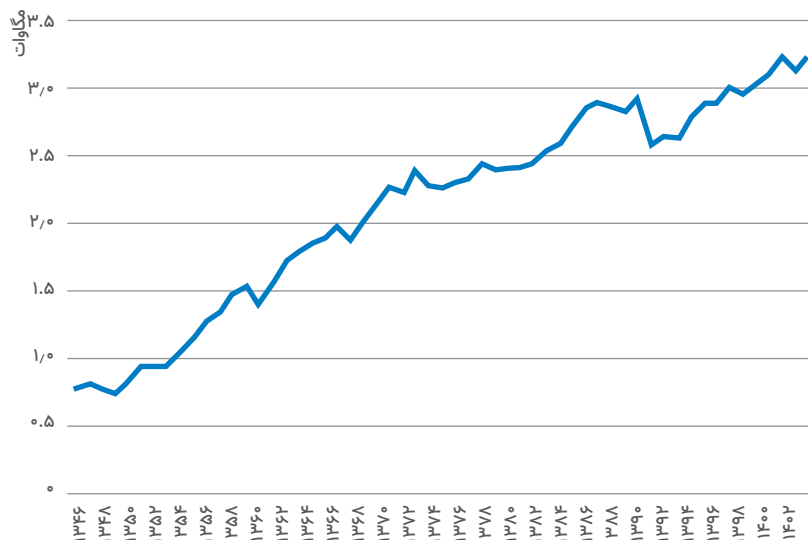
○ افت‌های موقتی، مانند افت در حدود سال ۲۰۰۸، ممکن است به دلیل بحران‌های اقتصادی جهانی (مانند بحران مالی ۲۰۰۸) یا مشکلات داخلی مانند تحریم‌ها باشد که بر تولید یا مصرف انرژی تأثیر گذاشته‌اند.

○ پس از هر افت، شاهد بهبود سریع هستیم که نشان‌دهنده انعطاف‌پذیری و ظرفیت بالای ایران در بخش انرژی است.

۳. خط روند و پیش‌بینی:

○ خط روند دوجمله‌ای نشان می‌دهد که اگر شرایط فعلی ادامه یابد، تولید برق از گاز در آینده نیز با شتاب بیشتری افزایش خواهد یافت. با این حال، این مدل ساده است و عوامل خارجی مانند تغییرات سیاست‌گذاری، فناوری‌های جدید یا محدودیت‌های منابع ممکن است بر این روند تأثیر بگذارند.

تولید برق از گاز در ایران طی دوره ۱۹۸۵ تا ۲۰۲۳ رشد چشمگیری داشته و از تقریباً صفر به بیش از ۳۰۰ تراوات‌ساعت رسیده است. خط روند دوجمله‌ای نشان‌دهنده شتاب مثبت در این رشد است، اما نوسانات موقتی حاکی از تأثیر عوامل خارجی یا داخلی بر تولید است. این روند صعودی احتمالاً نتیجه دسترسی به منابع گازی فراوان، سیاست‌های دولت برای استفاده از گاز به‌عنوان سوخت اصلی و نیاز روبه‌رشد به برق است. برای تحلیل دقیق‌تر، بررسی عوامل اقتصادی، سیاسی و زیرساختی در کنار این داده‌ها مفید خواهد بود.



نمودار ارائه‌شده میانگین مصرف هر مشترک خانگی به مگاوات‌ساعت را از سال ۱۳۴۶ تا ۱۴۰۲ نشان می‌دهد. در ادامه تحلیل و تفسیر آن را ارائه می‌کنم:

تحلیل کلی:

۱. **روند کلی افزایشی:** مصرف میانگین انرژی هر مشترک خانگی از سال ۱۳۴۶ تا ۱۴۰۲ به طور کلی روند صعودی دارد. در سال ۱۳۴۶، مصرف حدود ۰.۸ مگاوات‌ساعت بوده و در سال ۱۴۰۲ به ۳.۱ مگاوات‌ساعت رسیده است. این نشان‌دهنده افزایش حدود ۴ برابری در طول این دوره است.

۲. **رشد آهسته در دهه‌های اولیه:** از سال ۱۳۴۶ تا حدود ۱۳۶۴ (دهه ۴۰ و ۵۰ شمسی)، مصرف به آرامی افزایش یافته و از ۰.۸ به حدود ۱.۸ مگاوات‌ساعت رسیده است. این رشد تدریجی ممکن است به دلیل توسعه محدود زیرساخت‌های برق و دسترسی کمتر خانوارها به برق در آن دوره باشد.

۳. **شتاب در رشد از دهه ۶۰:** ز اواسط دهه ۶۰ شمسی (حدود ۱۳۶۴) به بعد، شیب افزایش مصرف تندتر می‌شود. این می‌تواند به دلیل گسترش شبکه برق‌رسانی، افزایش جمعیت، و رشد استفاده از وسایل برقی در خانوارها باشد.

۴. **نوسانات در دهه‌های ۷۰ و ۸۰:** بین سال‌های ۱۳۷۰ تا ۱۳۸۰، مصرف با نوساناتی همراه است (بین ۲/۱ تا ۲/۴ مگاوات‌ساعت). این نوسانات ممکن است به عوامل اقتصادی، تغییرات در سیاست‌های انرژی، یا شرایط اجتماعی (مثل جنگ یا بحران‌های اقتصادی) مرتبط باشد.

۵. **رشد پایدار در دهه ۹۰:** از حدود سال ۱۳۸۰ به بعد، مصرف دوباره روند صعودی پایداری پیدا می‌کند و از ۲/۴ به ۳/۱ مگاوات‌ساعت در سال ۱۴۰۲ می‌رسد. این افزایش می‌تواند به دلیل بهبود سطح زندگی، افزایش استفاده از وسایل برقی (مثل کولرهای گازی)، و رشد شهرنشینی باشد.

○ کمترین مصرف: در سال ۱۳۴۶ با ۰.۸ مگاوات‌ساعت

○ بیشترین مصرف: در سال ۱۴۰۲ با ۳.۱ مگاوات‌ساعت

○ دوره‌های افت موقت: افت‌های موقتی در مصرف (مثلاً در سال‌های ۱۳۷۲ و ۱۳۸۴) ممکن

است به دلیل سیاست‌های مدیریت مصرف انرژی یا مشکلات اقتصادی باشد.

- توسعه زیرساخت‌ها و تغییر سبک زندگی: افزایش مصرف نشان‌دهنده گسترش دسترسی به برق و تغییر در الگوی مصرف خانوارها است. با گذر زمان، خانوارهای ایرانی به وسایل برقی بیشتری وابسته شده‌اند.
- نیاز به مدیریت مصرف: افزایش مداوم مصرف، فشار زیادی بر منابع انرژی و شبکه برق وارد می‌کند. این موضوع اهمیت سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف و استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر را برجسته می‌کند.
- تاثیر عوامل خارجی: نوسانات در برخی دوره‌ها ممکن است به شرایط اقتصادی، سیاسی یا اجتماعی (مثل تحریم‌ها، تورم، یا تغییرات در تعرفه‌های برق) مرتبط باشد.

مصرف برق خانگی در ایران طی این ۵۶ سال به طور قابل توجهی افزایش یافته است که نشان‌دهنده بهبود دسترسی به برق و تغییر در الگوی زندگی است. با این حال، این روند صعودی نیاز به برنامه‌ریزی دقیق‌تر برای تامین پایدار انرژی و تشویق به مصرف بهینه را نشان می‌دهد.

تجربه‌های خصوصی‌سازی و روند تجدیدساختار در کشورهای منتخب

- تعریف تجدید ساختار و خصوصی‌سازی در صنعت برق
- تجدید ساختار: تجدید ساختار در صنعت برق به فرآیند تغییر ساختار این صنعت از یک مدل انحصاری تنظیم‌شده به یک ساختار رقابتی مبتنی بر مکانیسم‌های بازار اشاره دارد. این فرآیند معمولاً شامل جداسازی وظایف تولید، انتقال و توزیع برق است. به جای یک شرکت یکپارچه که تمام جنبه‌های عرضه برق را کنترل می‌کند، بازارهای رقابتی برای تولید و عرضه ایجاد می‌شوند که در آن‌ها قیمت‌ها از طریق عرضه و تقاضا تعیین می‌شوند. هدف اصلی تجدید ساختار افزایش کارایی اقتصادی، کاهش هزینه‌های تولید و عرضه، تشویق نوآوری‌های فناوری و ارائه گزینه‌های بیشتر به مصرف‌کنندگان است. با این حال، موفقیت این فرآیند به عوامل متعددی مانند طراحی بازار، تنظیمات نظارتی و شرایط محلی بستگی دارد. به عنوان مثال، تحقیقات نشان می‌دهد که تجدید ساختار می‌تواند منجر به بازارهای کارآمدتر شود، اما در برخی موارد ممکن است به دلیل سوءاستفاده از قدرت بازار یا ناکارآمدی‌های نظارتی، نتایج مورد انتظار را به همراه نداشته باشد.
- خصوصی‌سازی: خصوصی‌سازی در صنعت برق به انتقال مالکیت دارایی‌های این صنعت، مانند نیروگاه‌ها، شبکه‌های انتقال یا توزیع، از بخش دولتی به بخش خصوصی اشاره دارد. این فرآیند اغلب به عنوان بخشی از تجدید ساختار انجام می‌شود تا کارایی عملیاتی را بهبود بخشد، هزینه‌های دولتی را کاهش دهد و سرمایه‌گذاری خصوصی را جذب کند. خصوصی‌سازی می‌تواند شامل فروش کامل شرکت‌های دولتی یا واگذاری بخشی از دارایی‌ها به سرمایه‌گذاران خصوصی باشد. با این حال، خصوصی‌سازی می‌تواند بحث‌برانگیز باشد، زیرا ممکن است منجر به افزایش قیمت‌ها برای مصرف‌کنندگان یا کاهش دسترسی به خدمات در مناطق کمتر سودآور شود. موفقیت خصوصی‌سازی به عواملی مانند چارچوب نظارتی، رقابت در بازار و شفافیت فرآیند واگذاری بستگی دارد.

خلاصه تجدید ساختار در کشورهای مورد نظر

- کشورهای نوردیک (نروژ، سوئد، فنلاند، دانمارک): از دهه ۱۹۹۰، این کشورها بازار برق خود را بازسازی کردند و یک بازار یکپارچه به نام نورد پول (Nord Pool) ایجاد کردند. این فرآیند با طراحی ساده بازار، کاهش قدرت انحصاری، حمایت سیاسی و تعهد صنعت به خدمات عمومی موفق بوده است.
- ایالات متحده آمریکا: تجدید ساختار از دهه ۱۹۹۰ در برخی ایالت‌ها آغاز شد، اما نتایج متفاوت بوده است. ایالت‌های بازسازی‌شده معمولاً نرخ‌های برق بالاتری دارند و میزان مشارکت مشتریان در انتخاب تامین‌کنندگان متفاوت است.
- انگلستان: اصلاحات از اواخر دهه ۱۹۸۰ با خصوصی‌سازی و ایجاد بازار برق (Electricity Pool) آغاز شد. این کشور چندین مرحله اصلاح را تجربه کرده است، از جمله معرفی ترتیبات جدید تجارت برق (NETA/BETTA) و اصلاح بازار برق (EMR) در سال ۲۰۱۳ برای حمایت از انرژی‌های تجدیدپذیر.

خلاصه تجدید ساختار در کشورهای مورد نظر

کشورهای نوردیک (نروژ، سوئد، فنلاند، دانمارک) کشورهای نوردیک یکی از موفق‌ترین نمونه‌های تجدید ساختار صنعت برق را ارائه می‌دهند. فرآیند تجدید ساختار در این منطقه از دهه ۱۹۹۰ آغاز شد:

- نروژ: در سال ۱۹۹۱ با تصویب قانون انرژی، بازار برق خود را باز کرد و تجارت رقابتی را معرفی کرد.
 - سوئد: در سال ۱۹۹۶ بازار خود را بازسازی کرد و به دنبال آن بازار خرده‌فروشی رقابتی ایجاد شد.
 - فنلاند: در سال ۱۹۹۸ به این روند پیوست و بازار خود را برای رقابت باز کرد.
 - دانمارک: در سال ۲۰۰۰ فرآیند تجدید ساختار را تکمیل کرد.
- این کشورها بازارهای ملی خود را از طریق ایجاد نورد پول (Nord Pool)، یک بورس برق مشترک، یکپارچه کردند. نورد پول به‌عنوان یک پلتفرم برای تجارت روز-پیش (day-ahead) و درون‌روز (intraday) عمل می‌کند و امکان تجارت کارآمد برق در منطقه را فراهم می‌کند. موفقیت بازار نوردیک به عوامل زیر نسبت داده می‌شود:
- طراحی ساده بازار: قوانین شفاف و ساختارهای قابل پیش‌بینی
 - کاهش قدرت انحصاری: جلوگیری از تسلط یک یا چند شرکت بر بازار
 - حمایت سیاسی قوی: تعهد دولت‌ها به آزادسازی بازار
 - تعهد غیر رسمی صنعت به خدمات عمومی: حفظ منافع مصرف‌کنندگان
- بازار نوردیک در برابر شوک‌های عرضه، مانند کاهش سطح مخازن برق‌آبی در سال‌های ۲۰۰۲-۲۰۰۳، انعطاف‌پذیری نشان داد و هیچ شواهدی از سوءاستفاده از قدرت بازار مشاهده نشد. با این حال، چالش‌هایی مانند افزایش مالیات برق و شکایات عمومی در مورد صورت‌حساب‌ها وجود داشته است (Amundsen & Bergman, 2006).

ویژگی‌های کلیدی	سال شروع تجدید ساختار	کشور
قانون انرژی، تجارت رقابتی	۱۹۹۱	نروژ
بازار خرده‌فروشی رقابتی	۱۹۹۶	سوئد
باز شدن بازار برای رقابت	۱۹۹۸	فنلاند
تکمیل یکپارچگی با نورد پول	۲۰۰۰	دانمارک

جدول خلاصه تجدید ساختار در کشورهای نوردیک

ایالات متحده آمریکا

- تجدید ساختار صنعت برق در آمریکا از دهه ۱۹۹۰ آغاز شد، اما برخلاف کشورهای نوردیک، این فرآیند به‌صورت یکنواخت در سراسر کشور اجرا نشد و به ایالت‌ها بستگی داشت. برخی از ایالت‌ها بازارهای رقابتی را پذیرفتند، در حالی که برخی دیگر ساختارهای انحصاری تنظیم‌شده را حفظ کردند. قوانین فدرال کلیدی که این فرآیند را تسهیل کردند عبارتند از:
- قانون سیاست‌های تنظیم عمومی خدمات عمومی (PURPA) ۱۹۷۸: تولیدکنندگان مستقل را تشویق کرد.
 - دستور ۸۸۸ کمیسیون تنظیم انرژی فدرال (FERC) ۱۹۹۶: دسترسی باز به شبکه‌های انتقال را الزامی کرد.
- تا سال ۲۰۱۸، ۱۳ ایالت و منطقه کلمبیا بازارهای خرده‌فروشی رقابتی را پیاده‌سازی کرده بودند. ایالت دلاور، که در سال ۱۹۹۹ تجدید ساختار را آغاز کرد، نمونه‌ای از این فرآیند است. در دلاور، تولید برق از تنظیم خارج شد و ۶۸ تأمین‌کننده فعال برای مشتریان مسکونی و تجاری کوچک وجود داشت. با این حال، تحقیقات نشان می‌دهد که ایالت‌های بازسازی‌شده معمولاً نرخ‌های برق بالاتری نسبت به ایالت‌های غیربازسازی‌شده دارند. همچنین، میزان مشارکت مشتریان در انتخاب تأمین‌کنندگان متفاوت است و بسیاری از مشتریان به تأمین‌کنندگان پیش‌فرض خود پایبند می‌مانند. این نتایج نشان‌دهنده پیچیدگی‌های تجدید ساختار در آمریکا و نیاز به سیاست‌های بهتر برای حمایت از مصرف‌کنندگان است (Wang & Yang, 2019).

جزئیات	جنبه
دهه ۱۹۹۰، متفاوت در هر ایالت	شروع تجدید ساختار ۱۹۹۱
FERC Order 888 1996, PURPA 1978	قوانین کلیدی
۱۳ ایالت و منطقه کلمبیا تا سال ۲۰۱۸	ایالت‌های بازسازی شده
نرخ‌های بالاتر در ایالت‌های بازسازی شده، مشارکت متفاوت مشتریان	نتایج

جدول خلاصه تجدید ساختار در آمریکا

انگلستان

انگلستان یکی از پیشگامان تجدید ساختار و خصوصی سازی صنعت برق بود و این فرآیند را از اواخر دهه ۱۹۸۰ آغاز کرد. اصلاحات در انگلستان در سه مرحله اصلی انجام شد:

۱. اصلاح اول: سیستم پول (Pool)

- با قانون برق ۱۹۸۹، صنعت برق خصوصی سازی شد و بازار برق انگلستان و ولز (Electricity Pool) در سال ۱۹۹۰ ایجاد شد.
- این بازار یک بازار روز-پیش اجباری برای تولیدکنندگان بزرگ بود و شامل قراردادهای تفاوت (CfD) و توافق نامه های پیش رو برق بود.
- ۱۲ شرکت منطقه ای برق (RECs) جایگزین هیئت های برق منطقه ای شدند و در دسامبر ۱۹۹۰ خصوصی سازی شدند.

۲. اصلاح دوم: NETA/BETTA

- ترتیبات جدید تجارت برق (NETA) در سال ۲۰۰۱ معرفی شد و در سال ۲۰۰۵ با ترتیبات تجارت و انتقال برق بریتانیا (BETTA) به اسکاتلند گسترش یافت.
- این اصلاحات پرداخت های ظرفیت را حذف کرد و تجارت دوجانبه را معرفی نمود.
- دفتر بازارهای گاز و برق (Ofgem) در سال ۱۹۹۹ برای تنظیم بازار تاسیس شد.
- در این دوره، قیمت برق کاهش یافت و رقابت افزایش یافت، اما سرمایه گذاری در تحقیق و توسعه کاهش یافت.

۳. اصلاح سوم: اصلاح بازار برق (EMR)

- در سال ۲۰۱۳، EMR برای تشویق انرژی های تجدیدپذیر و تضمین عرضه معرفی شد.
 - شامل قراردادهای تفاوت (CfD)، بازار ظرفیت (CM)، استاندارد عملکرد انتشار (EPS) و قیمت کف کربن (CPF) بود.
 - تا سال ۲۰۱۹، ۳۷ درصد از برق انگلستان از منابع تجدیدپذیر تامین می شد.
- این اصلاحات بازار برق انگلستان را به یکی از رقابتی ترین بازارها تبدیل کرده است، اما چالش هایی مانند تسلط «شش بزرگ» (شرکت های بزرگ انرژی) و نیاز به سرمایه گذاری های کلان برای انتقال به انرژی های تجدیدپذیر باقی مانده است (Xu et al., ۲۰۲۲) [invalid url, do].

مرحله اصلاح	دوره	تغییرات کلیدی
سیستم پول	۱۹۸۰-۱۹۹۰	خصوصی سازی، ایجاد بازار برق انگلیستان و ولز
NETA/BETTA	۲۰۰۱-۲۰۰۵	تجارت دوجانبه، حذف پرداخت های ظرفیت، گسترش به اسکاتلند
EMR	۲۰۱۳	قراردادهای تفاوت، بازار ظرفیت، حمایت از انرژی های تجدیدپذیر

جدول خلاصه تجدید ساختار در انگلستان

تجدید ساختار و خصوصی سازی در صنعت برق به روش های مختلفی در مناطق مختلف جهان اجرا شده است که نشان دهنده تفاوت های محلی و اهداف سیاستی است. کشورهای نوردیک با ایجاد بازار یکپارچه نورد پول، سطح بالایی از کارایی و یکپارچگی را به دست آورده اند. در مقابل، ایالات متحده تجربه ای متنوع با موفقیت ها و چالش هایی مانند بحران انرژی کالیفرنیا داشته است. انگلستان با اصلاحات چندمرحله ای خود، تعادلی بین رقابت، مقرون به صرفه بودن و پایداری ایجاد کرده است. درک این تجربیات متنوع برای سیاست گذاران و ذی نفعانی که به دنبال بهینه سازی بازارهای برق هستند، حیاتی است.

خلاصه ای از تجدید ساختار صنعت برق در ایران و دلایل شکست آن

تجدید ساختار صنعت برق ایران در دهه ۱۳۸۰ با هدف افزایش کارایی، کاهش بار مالی دولت، جذب سرمایه گذاری خصوصی و بهبود خدمات آغاز شد. این فرآیند شامل تفکیک عمودی (تولید، انتقال و توزیع)، ایجاد بازار برق و خصوصی سازی بخش هایی از صنعت بود. با این حال، این اصلاحات به دلایل متعددی به اهداف خود نرسید:

۱. **ناکارآمدی ساختار بازار برق:** بازار برق ایران به دلیل قیمت گذاری دستوری و یارانه های سنگین نتوانست رقابتی شود. قیمت های غیر واقعی برق، سودآوری سرمایه گذاری خصوصی را کاهش داد و مانع از توسعه ظرفیت ها شد.
۲. **نبود نهاد مستقل تنظیم گری بخش برق:** نبود نهاد مستقل تنظیم گری بخش برق و جایگزینی هیات تنظیم بازار برق، تحت نفوذ سیاست های دولتی (وزارت نیرو)، که مانع اجرای سیاست های بازارمحور شد.

۳. **مشکلات مالی و بدهی‌ها:** شرکت‌های تولیدکننده برق به دلیل عدم پرداخت به‌موقع مطالبات خود توسط وزارت نیرو با مشکلات مالی مواجه شدند، که سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌ها را محدود کرد.

۴. **خصوصی‌سازی ناقص:** واگذاری‌ها اغلب به نهادهای شبه‌دولتی انجام شد، نه بخش خصوصی واقعی، که رقابت را کاهش داده و اهداف تجدید ساختار را تضعیف کرده است.

۵. **ناهماهنگی سیاست‌ها:** سیاست‌های یارانه‌ای انرژی با اهداف تجدید ساختار در تضاد بود و مانع از تحقق رقابت و کارایی شد.

دلایل ناترازی برق در ایران

ناترازی برق به معنای عدم تعادل بین عرضه و تقاضای برق است که منجر به خاموشی‌های برنامه‌ریزی‌شده و مشکلات تامین انرژی می‌شود. دلایل اصلی عبارت‌اند از:

۱. **کمبود سرمایه‌گذاری در تولید برق:** به دلیل نبود جذابیت مالی برای بخش خصوصی و محدودیت منابع دولتی، ظرفیت تولید برق متناسب با رشد تقاضا (حدود ۷-۵ درصد سالانه) افزایش نیافته است.

۲. **قیمت‌گذاری یارانه‌ای:** قیمت‌های پایین برق به دلیل یارانه‌ها، مصرف غیربهرینه را تشویق کرده و فشار بر شبکه را افزایش داده است. این امر همچنین منابع مالی برای توسعه زیرساخت‌ها را محدود کرده است.

۳. **فرسودگی زیرساخت‌ها:** بسیاری از نیروگاه‌ها و شبکه‌های انتقال و توزیع قدیمی و ناکارآمد هستند، که منجر به اتلاف انرژی (حدود ۱۰-۱۵ درصد در شبکه) و کاهش قابلیت اطمینان می‌شود.

۴. **وابستگی به گاز طبیعی:** حدود ۸۰ درصد تولید برق ایران به گاز طبیعی وابسته است. کمبود گاز در فصول سرد به دلیل اولویت مصارف خانگی، تولید برق را محدود می‌کند.

۵. **تحریم‌ها و محدودیت‌های فناوری:** تحریم‌ها دسترسی به تجهیزات پیشرفته و فناوری‌های نوین را دشوار کرده، که توسعه نیروگاه‌های جدید و به‌روزرسانی زیرساخت‌ها را کند کرده است.

۶. **رشد تقاضا:** افزایش جمعیت، توسعه صنعتی و استفاده بی‌رویه از وسایل برقی پرمصرف تقاضای برق را افزایش داده است. ■

منابع و مآخذ

گزارش تفصیلی صنعت برق ایران (۱۴۰۲). وزارت نیرو.

Babrowski, S., Heffels, T., Jochem, P., & Fichtner, W. (2014). Reducing computing time of energy system models by a myopic approach: A case study based on the PERSEUS-NET model. *Energy systems*, 5, 65-83

Borenstein, S., & Bushnell, J. (2015). The US electricity industry after 20 years of restructuring. *Annu. Rev. Econ.*, 7(1), 437-463

BP. (2024). statistical review of world energy 2023. British Petroleum Statistical Review of World Energy, Bpplc. editor, Pureprint Group Limited, UK, A27

Chen, W. M. (2019). The US electricity market twenty years after restructuring: A review experience in the state of Delaware. *Utilities Policy*, 57, 24-32

Chen, Y. K., Hexeberg, A., Rosendahl, K. E., & Bolkesjö, T. F. (2021). Long term trends of Nordic power market: A review. *Wiley interdisciplinary reviews: Energy and environment*, 10(6), e413

Ghasemi, M., Gilani, M. A., & Amiroun, M. H. (2024). Resilient gas dependency-based planning of electricity distribution systems considering energy storage systems. *Risk Analysis*

Grubb, M., & Newbery, D. (2018). UK electricity market reform and the energy transition: Emerging lessons. *The Energy Journal*, 39(6), 1-26

<https://www.nordpoolgroup.com/en>

Lago, J., Marcjasz, G., De Schutter, B., & Weron, R. (2021). Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark. *Applied Energy*, 293, 116983

Liu, J., Wang, J., & Cardinal, J. (2022). Evolution and reform of UK electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161

Skytte, K. (1999). The regulating power market on the Nordic power exchange Nord Pool: an econometric analysis. *Energy Economics*, 21(4), 295-308

Souhir, B. A., Heni, B., & Lotfi, B. (2019). Price risk and hedging strategies in Nord Pool electricity market evidence with sector indexes. *Energy Economics*, 80, 635-655

Uribe, J. M., Mosquera-López, S., & Guillen, M. (2020). Characterizing electricity market integration in Nord Pool. *Energy*, 208, 118368

خارج از پرونده

«ناترازی برق به ویژه طی دوسال گذشته به نوعی دامنگیر صنایع نیز شده است، آیا برای اعمال محدودیت تامین برق صنایع در دوران پیک مصرف، قبلاً هماهنگی و توافقاتی با صنعت انجام می‌شود و این محدودیت‌ها بر اساس یک برنامه تنظیمی است؟»

به طور مشخص می‌توان گفت در سال ۱۴۰۲ نسبت به سال ۱۴۰۳ هماهنگی بهتری صورت گرفت و متعاقباً شرایط بهتری را در تولید سیمان شاهد بودیم؛ چرا که خاموشی‌ها کمابیش طبق برنامه‌ای بود که مابین ما در انجمن صنفی کارفرمایان صنعت سیمان، وزارت صمت و وزارت نیرو تنظیم شده بود. به همین سبب سال ۱۴۰۲، به رغم خاموشی‌ها، بازار آرام و بی‌تنشی را در صنعت سیمان طی کردیم؛ این در حالی بود که موفق به تامین ۶ میلیون تن اضافه تقاضا که از سال ۱۴۰۰ باقی مانده بود شدیم و علاوه بر آن، بازار صادراتی سیمان هم برای تولیدکنندگان ایرانی محفوظ ماند.

اما در سال ۱۴۰۳ این اتفاق نیفتاده، زیرا از سویی محدودیت برنامه‌های خاموشی بسیار شدیدتر از سال گذشته بود و از سوی دیگر این برنامه‌ها مطابق با هماهنگی‌های انجام و ابلاغ‌شده پیش نرفت؛ نتیجه آن که سال گذشته شرایط نامساعدی را در خصوص تامین برق کارخانه‌های تولید سیمان تجربه کردیم. تا جایی که به موجب چنین خاموشی‌هایی، فعالیت قریب به ۷۰ کوره از این کارخانه‌ها هم متوقف و متعاقباً ضمن کاهش چشم‌گیر تولید، خسارات بیشتری به این صنعت وارد شد که این خود سبب شد سیمان در بعضی مناطق پرمصرف مثل تهران با یک قیمت تنشی مواجه شود و این مساله اثر خودش را در بازارهای مصرف گذاشت. خصوصاً آن که درست در زمان اوج مصرف و تقاضای سیمان برق صنعت به شدت محدود می‌شود؛ در چنین شرایطی نمی‌توان انتظار داشت که تنش و جهش قیمتی در بازار سیمان و صنایع بالادستی آن ایجاد نشود! چنین انتظاری اساساً با منطق نمی‌خواند و با توجه به روند خاموشی‌ها، بروز چنین شرایطی قابل پیش‌بینی بوده است.

این مساله که اشاره شد به جز مناطق جنوبی، در غالب نقاط کشور، اوج مصرف سیمان و رونق ساخت‌وساز مسکن با پیک مصرف برق (بهار و تابستان) و ایجاد خاموشی‌ها همزمان بوده، درست به مثابه فشردن گلوی صنعت سیمان و دیگر صنایع وابسته به آن است و ضمن افزایش چشم‌گیر قیمت‌ها در این حوزه‌ها و فشار مضاعف بر



گفت‌وگو با علی‌اکبر الوندیان

دبیر انجمن صنفی کارفرمایان صنعت سیمان

چشم‌انداز مبهم خودتامینی برق در غیاب سوخت

برق صنایع و قطعی آن، بدل به ترجیع‌بند نامبارک ایام پیک مصرف انرژی در این سال‌ها شده است. این مساله در پی مدیریت مصرف با رویکردی است که تامین برق شهری را بر برق واحدهای صنعتی ارجحیت می‌دهد، اما از تبعات خاموش اما بزرگ این قسم از خاموشی‌ها غافل است.

علی‌اکبر الوندیان، دبیر انجمن صنفی کارفرمایان صنعت سیمان با اشاره به پیامدهای زنجیروار اعمال خاموشی‌های فزاینده و غالباً بی‌برنامه بر صنایع در سال‌های اخیر، اذعان می‌دارد که حتی راه‌اندازی نیروگاه‌های خودتامین نیز به سبب چالش‌های غیر قابل اغماض در تامین سوخت این نوع از نیروگاه‌ها نتوانسته از دومینوی مشکلات ناشی از قطع برق صنعتی پایه چون تولید سیمان جلوگیری کند. در ادامه متن کامل این گفت‌وگو را خواهید خواند:

تلاش و پیگیری فراوان، در طول ۴ الی ۵ سال قابل راه اندازی و بهره برداری باشد. سرمایه و زمانی که با توجه به شرایط ناپایدار تامین انرژی، بازگشت آن سرنوشت نامعلومی دارد. به طور دقیقتر در حال حاضر عمده کارخانه های تولید سیمان فقط در فروردین، اردیبهشت، مهر و احتمالا نیمی از آبان ماه از برق پایدار بهره می برند و در خارج از این محدوده، یا با محدودیت تامین برق روبه رو هستند یا مشکل تامین گاز دارند.

نتیجه این که در سال ۱۴۰۲ قریب به ۱۳ میلیون تن عدم تولید در کل بخش سیمان ایجاد شده که با احتساب نرخ های بورس، عدم النفع آن بیش از ۴۰۰۰ میلیارد تومان بوده و در سال ۱۴۰۳ این عدد به بالغ بر ۵۰۰۰ میلیارد تومان رسید و این میزان خسارت فارغ از هزینه هایی است که به موجب صدمات فنی به واحدهای تولیدی وارد می شود. ضمن این که در صنعت سیمان به عنوان صنعتی سنگین، هزینه بالایی برای اورهال اختصاص می یابد، اما دیری نمی پاید که با دستور دیسپاچینگ بعد از انجام اورهال مجددا مجبور به خاموشی کوره ها می شویم.

مجموعه این خسارات مالی و فنی عملا کارخانجات را در صنعتی چون سیمان از مزیت اقتصادی خارج می کند، زیرا سرمایه گذاری صورت گرفته، هزینه های مستمر مجموعه را به عنوان صنعتی سرمایه بر پوشش نمی دهد و این به نظر خطای بزرگی است که برای مدیریت برق شهری کارخانه ها را بخواباند؛ رویه ای که در دیگر نقاط دنیا هم صورت نمی گیرد

◀ آثار و تبعات این عدم تولید بر سایر بخش های تولیدی که به نوعی وابستگی به کالای تولیدی شما دارند، چیست ؟

به هر حال تبعات تغییرات صنایع پایین دستی بر صنایع بالادستی چه در قیمت و چه در روند بازار مشهود و اجتناب ناپذیر است. صناعی چون تامین قطعات پیش ساخته، بتن و ساختمان سازی به طور مستقیم از صنعت سیمان متأثر می شوند. به عنوان مثال برای پیمانکاری که پروژه ساختمان سازی دارد، در شرایط کمبود سیمان برای آن که از توقف پروژه و خسارات ناشی از آن جلوگیری کند، مجبور به تامین مستمر سیمان با هزینه ای به مراتب بیشتر از مقادیر پیش بینی شده در پروژه است و به این ترتیب بازار مربوطه دچار تنش قیمتی و اساسا تنش در بازار و به مرور رکود آن می شود.

در این شرایط سازمان های بازرسی بدون در نظر گرفتن وضعیت کمبود یا نبود برق که تولیدکنندگان سیمان با آن روبه رو هستند، به سبب این افزایش قیمت، این فعالان صنعتی را که عمدتا از بخش خصوصی هستند، مشمول جرایم سنگین می کند. حتی شرکت هایی که تحت نظارت نهادهای دولتی هستند در صنعت سیمان، عمدتا سهامدار مردمی دارند و به هر حال به امید ایجاد سازندگی در کشور، سرمایه خود را به جای دلالی و ...، عمدتا در مناطقی دورافتاده، به امید

آحاد مردم، نهایتا بازار این صنایع را نیز مختل می کند. چنان که طی سال گذشته هم به این واسطه شاهد تنش قیمت بالایی در حوزه صنعت احداث بودیم.

هر ساله موج خاموشی ها وقتی شروع می شود کل صنعت را دربرگیر می گیرد، اما آنچه در سال گذشته شاهد بودیم و به نظر می آید امسال هم اتفاق بیفتد، افزایش شدت محدودیت ها در تامین برق واحدهای صنعتی از جمله تولیدکنندگان سیمان است؛ به این معنی که درصد برق دریافتی کمتر بوده و بسیاری از کوره های سیمان متوقف شدند یا زیر ظرفیت کار کردند که این امر منجر به افزایش خسارات به کارخانجات تولید سیمان به لحاظ مالی و فنی می شود.

◀ آیا برآوردی دارید که خاموشی های برهه پیک مصرف برق در هر یک از سال های اخیر، چه میزان خسارات مالی (عدم النفع) و نحوه اعمال آن چه میزان خسارات فنی بر تجهیزات کارخانجات صنعت سیمان وارد کرده است؟

همان طور که اشاره کردید بخشی از خسارت صنعت سیمان در خلال خاموشی هایی که بر آن اعمال می شود، ناشی از عدم تولید در حد ظرفیت های تولیدی کارخانجات سیمان است که خصوصا درست در فصلی اتفاق می افتد که تقاضای سیمان هم بیشترین میزان است.

اما بخش دیگری از خسارات، ناشی از مسائل فنی است. این نوع از خسارت از سویی بدان جهت است که در منطقه پخت یا منطقه گرم کارخانجات سیمان که کوره هایی با دمای بالا را شامل می شود، از مواد نسوزی استفاده شده که در شرایط کمبود برق، این کوره ها ناچارند زیر ظرفیت با مصرف سوخت بیشتری کار کنند که این خود موجب کاهش عمر نسوزها می شود. از سوی دیگر کوره های گرم که برای تولید سیمان استفاده می شود پس از اورهال با توجه به جوش خوردن خشک کن ها در دمای بالای منطقه پخت، باید به مدت شش ماه بدون وقفه کار کنند تا مجددا کوره برای انجام اورهال بعدی خاموش شود؛ چراکه خاموش شدن کوره پخت سیمان هزینه های هنگفت تعمیرات اساسی را در پی خواهد داشت. بنابراین اگر در زمانی خارج از زمان بندی تعیین شده و به صورت نابهنگام کوره های سیمان خاموش شوند، آسیب شدیدی به لایه های نسوز کوره وارد و موجب بروز ترک هایی در آنها می شود که در این حالت کارخانه تولیدی علاوه بر به دوش کشیدن خسارت عدم تولید، باید خسارت هنگفتی نیز برای ترمیم کوره و اورهال زودهنگام بپردازد؛ یعنی کسری انرژی بعضی مواقع باعث بروز خسارات گسترده ای در تمام این بخش ها می شود.

مجموعه این خسارات مالی و فنی عملا کارخانجات را در صنعتی چون سیمان از مزیت اقتصادی خارج می کند، زیرا سرمایه گذاری صورت گرفته، هزینه های مستمر مجموعه را به عنوان صنعتی سرمایه بر پوشش نمی دهد و این به نظر خطای بزرگی است که برای مدیریت برق شهری کارخانه ها را بخواباند؛ رویه ای که در دیگر نقاط دنیا هم صورت نمی گیرد. برای این که با میزان سرمایه اقتصادی و زمانی صرف شده برای صنعت سیمان آشنا شوید، باید اشاره کنم برای راه اندازی یک کارخانه سیمان معمولی با ظرفیت تولید یک میلیون تن، باید بیش از ۷ میلیارد تومان سرمایه گذاری صورت گیرد تا با

واقعی تولیدکننده که ما در بورس می‌فروشیم در بیرون هم با یک قیمت مناسب و واقعی فروخته شوند، راهش تولید است. راه ساماندهی به بازارهای واقعی سیمان «افزایش تولید» و «عرضه مستمر سیمان» است. همین اتفاق در سال ۱۴۰۲ افتاد. ما انقدر سیمان عرضه کردیم که هر کسی می‌خواهد از بورس بخرد.

به طور دقیق‌تر باید اضافه کنم در سال ۱۴۰۳ که ۵۹ میلیون و ۳۰۰ هزار تن سیمان در کشور تولید شده، که این میزان نسبت به سال پیش از آن، ۲ درصد کاهش یافته است که شامل کسری ۷۰۰ هزار تنی سیمان می‌شود. در سال ۱۴۰۳ میزان خرید سیمان در بازارهای داخلی ۵۴ میلیون تن بوده که این آمار در یک سال پیش از آن، ۵۵ میلیون و ۹۰۰ هزار تن بوده است و نشانگر سه درصد کاهش مصرف است. این وضعیت کاهشی در بازار صادراتی هم در سال ۱۴۰۳ با ۱۱ میلیون تن صادرات، هفت درصد کاهش نسبت به مدت مشابه در سال ۱۴۰۲ را نشان می‌دهد. ضمن این که ۱۹ درصد نیز کاهش صادرات در کلینکر سیمان داشته‌ایم که این امر بازارهای صادراتی را تهدید می‌کند.

علاوه بر اینها نباید از نظر دور داشت که ناترازی انرژی به صنعت سیمان و اشتغال در این عرصه نیز ضربه می‌زند. هر چند صنعتگران برای حفظ نیروها و متخصصان تلاش می‌کنند تا اشتغال را حفظ کنند، اما خودشان همچنان در تولید و صادرات متضرر می‌شوند و بخشی از درآمدهای کارخانه صرف هزینه‌های تولید می‌شود. به صورت غیر مستقیم در حوزه حمل و نقل عمومی نیز اشتغال قابل توجهی تحت تاثیر ناترازی انرژی قرار گرفته است؛ بنابراین در صورتی که تولید کاهش یابد رانندگان نیز بیکار می‌شوند و این نیز در معیشت افراد تاثیر می‌گذارد.

«آیا احداث نیروگاه‌های خودتامین را راهکار مناسبی برای رفع مشکل قطع برق کارخانجات صنعت سیمان می‌دانید؟ ورود به این حوزه، اعضای انجمن صنفی کارفرمایان صنعت سیمان را با چه چالش‌هایی روبه‌رو و چه فرصت‌هایی ایجاد می‌کند؟»

صنعت سیمان تکلیفی قانونی دارد که سالانه یک درصد در احداث نیروگاه‌های انرژی‌های تجدیدپذیر سرمایه‌گذاری کنند و تا پایان ۵ سال این سرمایه‌گذاری را مجموعاً به ۵ درصد برساند. در پایان سال دوم بخشی از اهداف این بخش محقق شده و بخشی هم در مسیر تحقق است. علاوه بر این، کارخانه‌های تولید سیمان برای تسریع در تامین برق خود بنا به توصیه وزارت صمت و وزارت نیرو، به ناچار و با صرف هزینه‌ای مضاعف به سوی خریداری، نصب و راه‌اندازی نیروگاه‌های کوچک مقیاس ۱۰ الی ۱۲ مگاواتی هم رفته‌اند. حال آن که خصوصاً از اواسط نیمه دوم سال با معضل دیگری با عنوان تامین سوخت برای این نیروگاه‌ها مواجه می‌شوند؛ به طوری که حتی از اوایل آبان ماه با این رویکرد که گفته می‌شود تعهدی برای تامین سوخت این نیروگاه‌ها وجود ندارد، گاز مورد نیاز این نیروگاه‌ها از سوی شرکت ملی گاز قطع و اجازه استفاده از سوخت مایع هم به آنها داده نمی‌شود و این خلاف قانون است. به بیانی وزار نفت در این خصوص با صنعت سیمان برخوردی فراقانونی دارد و متأسفانه با دریافت تعهداتی، اجازه اعتراض در این زمینه هم به ما داده نمی‌شود. ■

حداقل بازگشت سرمایه اولیه و تامین حداقلی از سود، وارد صنعتی اشتغال‌زا کرده است، اما با خاموشی‌های طولانی که بر این صنعت اعمال می‌شود، تمام برنامه اقتصادی و کاری خود را شکست خورده می‌بیند و زنجیره این ناکامی علاوه بر مشتریان محصول این صنعت، گریبان‌گیر کامیون‌دارها و بخش حمل و نقل نیز می‌شود.

بنابراین یک زنجیره تامین گسترده با این خاموشی‌ها درگیر خواهند شد، یعنی زمانی که تولید یک کارخانه سیمان بر اثر خاموشی متوقف می‌شود، ضمن آن که به هر حال آن کارخانه خسارات زیادی از جهت قطع درآمد و تداوم هزینه‌ها متحمل خواهد شد، تبعات آن فراتر از این، به خسارت عدم‌النفع در بخش حمل و نقل گرفته تا افزایش قیمت سیمان و سپس مسکن در سمت مشتری منجر می‌شود.

«اعمال خاموشی در کارخانجات صنعت مورد فعالیت شما چه

عدم تامین به موقع سیمانی که برای برهه خاصی از سال با قیمتی مشخص توسط مشتری پیش‌خرید شده است، ضمن به‌تعویق انداختن کل پروژه‌ها و بازار، به تدریج خریدار را به سوی تامین سیمان از بازارهای سیاه و شکل‌گیری واسطه‌گری‌های مخرب در این بازار سوق می‌دهد؛ بازارهایی که در آن هر کیسه سیمان با بیش از دو برابر قیمت فروش کارخانه‌های سیمان به فروش می‌رود

تأثیری بر جایگاه تولیدکنندگان سیمان در بازارهای داخلی و خارجی داشته است و از نظر شما این مساله چه پیامدهای بعدی را در پی خواهد داشت؟

ما در هر دو بازار با مشکل مواجه می‌شویم؛ اما نوع مشکل در هر کدام متفاوت است. به هر حال در یک بنگاه اقتصادی مشتری‌مداری و اجرای تعهدات به مشتری بسیار حائز اهمیت است و این اهمیت در بازارهای بین‌المللی دوچندان هم می‌شود؛ چرا که به عنوان مثال با پیش‌فروش کلینکر سیمان و دریافت وجه آن، انتظار تحویل به‌موقع آن از سوی خریدار خارجی وجود دارد و این تا پیش از این مزیت رقابتی ما محسوب می‌شده، اما با کوچکترین بدقولی و بدحسابی در تحویل مستمر محصول، خریدار به طور کامل قطع همکاری کرده و به سراغ فروشندگان بی‌شمار دیگری می‌رود که آماده تحویل محصول در بازار جهانی حضور دارند و مشکلاتی مشابه ما نیز مواجه نیستند.

در بازار داخلی هم به شکل دیگری با مشکل مواجه می‌شویم؛ عدم تامین به موقع سیمانی که برای برهه خاصی از سال با قیمتی مشخص توسط مشتری پیش‌خرید شده است، ضمن به‌تعویق انداختن کل پروژه‌ها و بازار، به تدریج خریدار را به سوی تامین سیمان از بازارهای سیاه و شکل‌گیری واسطه‌گری‌های مخرب در این بازار سوق می‌دهد؛ بازارهایی که در آن هر کیسه سیمان با بیش از دو برابر قیمت فروش کارخانه‌های سیمان به فروش می‌رود!

واقعیت این است برای این که بازار آرام باشد و قیمت‌های

مقاله



آینده نیروگاه‌های حرارتی در هفتمین کشور پهناور جهان

مترجم: بهاره جاندوست

نیروگاه‌های حرارتی همچنان نقش حیاتی در چشم‌انداز انرژی کشور هند ایفا می‌کنند، به‌ویژه در تامین پیک تابستان که نیروگاه‌های حرارتی ۵۴ درصد از کل ظرفیت نصب‌شده ۴۴۶ گیگاواتی (تا ژوئن ۲۰۲۴) را تشکیل می‌دهند. با این حال، روند افزایش ظرفیت نیروگاه‌های مبتنی بر زغال‌سنگ کند شده و سهم آن در ترکیب تولید کاهش یافته که این امر ناشی از تغییر سیاست‌ها به سمت انرژی‌های تجدیدپذیر است.

در حالی که هند اهداف خود را برای به صفر رساندن کربن دنبال می‌کند و قصد دارد تا سال ۲۰۳۰ به ۵۰۰ گیگاوات ظرفیت غیر فسیلی دست یابد، نقش زغال‌سنگ از یک منبع اصلی تولید برق به یک منبع متعادل‌کننده انرژی‌های تجدیدپذیر تغییر می‌کند. برای پشتیبانی از این تحول، نیروگاه‌های حرارتی باید برای عملکردی انعطاف‌پذیر و کارآمد در زمان اوج تقاضا، به‌روزرسانی و تجهیز شوند.

ظرفیت تولید برق حرارتی از ۲۲۶ گیگاوات در مارس ۲۰۱۹ به ۲۴۳ گیگاوات در مارس ۲۰۲۴ افزایش یافته است و نرخ رشد سالانه ۱/۴۶ درصدی را ثبت کرده است. از ژوئن ۲۰۲۴، ظرفیت تولید حرارتی در حدود ۲۴۳ گیگاوات بوده است. از این میزان، زغال سنگ حدود ۸۶/۸ درصد (یا ۲۱۱ گیگاوات) از ظرفیت تولید حرارتی را تشکیل می‌دهد، در حالی که مابقی توسط گاز با ۲۴.۸ گیگاوات (۱۰/۲ درصد)، زغال سنگ قهوه‌ای (Lignite) با ۶/۶ گیگاوات (۲/۷ درصد) و گازوییل (۰/۲ درصد) یا ۵۸۹ مگاوات تامین می‌شود. افزایش ظرفیت تولید برق از نیروگاه‌های حرارتی در پنج سال گذشته به طور قابل توجهی کاهش یافته است، به طوری که ژنراتورها و همچنین وام‌دهندگان به دلیل نگرانی‌های زیست‌محیطی از پروژه‌های مبتنی بر زغال سنگ دور شده‌اند و پروژه‌های مبتنی بر گاز به دلیل کمبود گاز خانگی متوقف شده‌اند. تنها حدود ۶/۱۷ گیگاوات توسط نیروگاه‌های حرارتی (TPP) در سال ۲۰۲۳-۲۴ در مقابل ۸/۷ گیگاوات در سال ۲۰۱۷-۱۸ اضافه شده است.

ضریب بار نیروگاه ملی (PLF) نیروگاه‌های حرارتی از ۵۴.۵ درصد در سال ۲۰۲۰-۲۱ به ۶۹/۰۹ درصد در سال ۲۴ - ۲۰۲۳ افزایش یافته است. بر اساس مقایسه سال به سال، PLF نسبت به ۶۳/۹۵ درصد ثبت شده در سال قبل (۲۰۲۲-۲۳) بهبود جزئی نشان داده است. این را می‌توان به رشد تقاضای منطقی نسبت داد که منجر به بهبود استفاده از ظرفیت می‌شود.

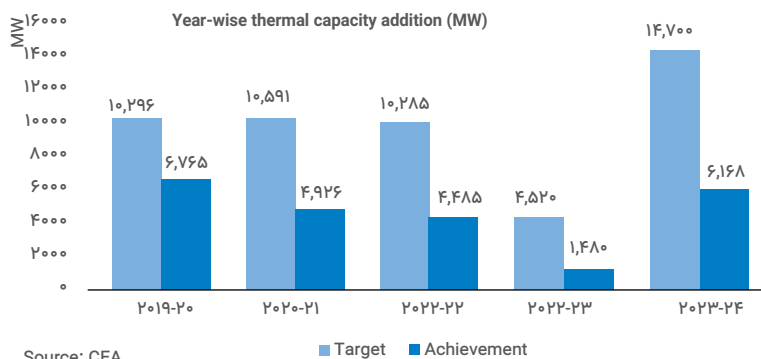
تحولات اخیر و اطلاعاتی‌های پروژه

برای مقابله با فصل اوج تقاضای برق، در ژوئن ۲۰۲۴، وزارت نیروی هند (MoP) به نیروگاه‌های حرارتی زغال سنگ توصیه کرد تا تا ۱۵ اکتبر ۲۰۲۴ زغال سنگ را برای ترکیب با ۴ درصد وارد کنند و به دنبال آن در مارس ۲۰۲۴ به میزان ۶ درصد ترکیب زغال سنگ تا ماه ژوئن را پیشنهاد کرد. در آوریل ۲۰۲۴، وزارت نیروی هند اقداماتی را برای فعال‌سازی نیروگاه‌های مبتنی بر گاز کم‌استفاده برای پاسخگویی به تقاضای فزاینده برق تابستانی انجام داد و دستورالعمل‌هایی را تحت بند (۱۱) قانون برق ۲۰۰۳ برای به حداکثر رسانیدن تولید از ۱ می تا ۳۰ ژوئن ۲۰۲۴ صادر کرد. وزارت نیرو به مولدهای برق دستور داد نیروی مازاد را در بازارها بفروشند تا ظرفیت استفاده نشده را برطرف کنند.

در توسعه دیگری، بودجه اتحادیه ۲۰۲۴-۲۵، سرمایه‌گذاری مشترک بین دو شرکت Bharat Heavy Electricals Limited و NTPC Limited (NTPC Limited) را پیشنهاد می‌کند که با استفاده از فناوری پیشرفته فوق بحرانی (AUSC) یک نیروگاه ۸۰۰ مگاواتی برای تولید برق صنعتی راه‌اندازی و دولت حمایت مالی لازم را ارائه خواهد کرد. فناوری AUSC به صورت بومی از طریق کنسرسیومی از BHEL، مرکز تحقیقات اتمی ایندیرا گاندی و NTPC توسعه یافته است. طبق گزارش‌ها، دولت مرکزی ۱۵/۵۴ میلیارد روپیه برای توسعه این فناوری هزینه کرده است.

اخیرا چند قرارداد جدید در بخش تولید برق حرارتی مبادله شده است. در آگوست ۲۰۲۴،

شرکت Damodar Valley برای راه‌اندازی یک نیروگاه حرارتی فوق بحرانی 800×2 مگاواتی در کودرما، جارکند، قراردادی را با BHEL منعقد کرد. در ژوئیه ۲۰۲۴، GE Power India Limited اعلان جوایزی را از شرکت خصوصی خدمات برق NTPC GE Power Services Private Limited با ارزش قرارداد ۳.۴۸ میلیارد روپیه دریافت کرد. این قرارداد بر نوسازی و به‌روز کردن توربین‌های بخار در واحدهای نیروگاه حرارتی ویندیچال NTPC ۳-۱ (210×3 مگاوات) متمرکز بوده است.

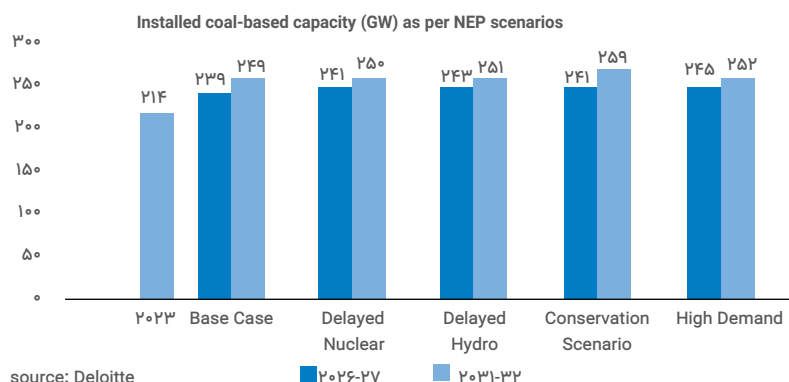


در همان ماه، دولت مرکزی موافقت اصولی خود را با TUECO، سرمایه‌گذار مشترک UJVN و THDC India Limited، برای راه‌اندازی نیروگاه حرارتی مبتنی بر زغال‌سنگ در اوتاراکند اعلام کرد. سازمان مرکزی برق (CEA) پیشتر عرضه زغال سنگ به اوتاراکند را به منظور تولید ۱۳۲۰ مگاوات برق حرارتی (زغال سنگ) تحت سیاست (SHAKTI) در هند توصیه کرده بود. در ژوئن ۲۰۲۴، شرکت آدانی سفارشی را برای راه‌اندازی TPP 800×2 مگاواتی در رایپور، چاتیسگر به BHEL اعطا کرد. ارزش این پروژه ۳۵ میلیارد روپیه برآورد شده است. در همان ماه، شرکت تولید برق حرارتی Mirzapur قراردادی را برای نیروگاه حرارتی 800×2 مگاوات در فاز یک میرزاپور، اوتار پرادش با BHEL امضا کرد. هزینه این پروژه بالغ بر ۳۵ میلیارد روپیه برآورد شده است.

در ژانویه ۲۰۲۴، NLC India Limited یک قرارداد مهندسی، تامین تجهیزات، اجرا EPC (Engineering, procurement, and construction) با BHEL برای نیروگاه حرارتی ۲۴۰۰ مگاواتی (Talabira NLC ۸۰۰×۳) در اودیشا، با فناوری فوق بحرانی منعقد کرد و اولین واحد برای راه‌اندازی در سال‌های ۲۰۲۸-۲۹ برنامه‌ریزی شده است.

مسائل و چالش‌ها

بخش تولید برق حرارتی با چالش‌های عمده‌ای، به ویژه در حفظ عرضه پایدار زغال‌سنگ، مواجه است. بارندگی‌های فصلی تولید و حمل و نقل زغال‌سنگ را مختل می‌کند و منجر به کاهش شدید ذخایر، در دسترس بودن نیروگاه و خاموشی‌های احتمالی می‌شود. وابستگی شدید این بخش به زغال سنگ هر گونه اختلال در عرضه را تأثیرگذار می‌کند. مقررات زیست‌محیطی سختگیرانه‌تری نیز در این میان وجود دارد که اگرچه ضروری است، ممکن است هزینه‌های عملیاتی را افزایش داده و برنامه‌ریزی بلندمدت را پیچیده کند. علاوه بر این حضور فزاینده انرژی‌های تجدیدپذیر مستلزم آن است که نیروگاه‌های حرارتی انعطاف‌پذیرتر عمل کنند، تجهیزات را تحت نوسازی و بهسازی قرار دهند و هزینه‌های تعمیر و نگهداری را افزایش دهند.



چشم‌انداز آینده و راه پیش‌رو

برای مقابله با این چالش‌ها، بخش تولید برق حرارتی باید به طور استراتژیک برنامه‌ریزی و اجرا کند و از یک زنجیره تامین زغال‌سنگ پایدار، حتی در هنگام بروز اختلال در تامین برق، با تنوع بخشیدن به منابع تولید برق، بهبود لجستیک و حفظ ذخایر بیشتر، استفاده کند. این بخش باید با اتخاذ استراتژی‌های سرمایه‌گذاری منطقی و بهینه‌سازی دارایی‌های موجود از اشتباهات گذشته درس بگیرد. برای رعایت مقررات سختگیرانه زیست محیطی، نیروگاه‌های حرارتی باید به واحدهای فوق بحرانی ارتقا داده شوند، تجهیزات کاهش SOx و NOx (اکسید سولفور و نیتروژن) نصب کنند و راه‌حل‌های کاهش انتشار کربن را بررسی کنند.

علاوه بر این، برای رفع نیازهای برق کشور، ۸۰ گیگاوات ظرفیت انرژی حرارتی اضافی تا سال ۲۰۳۱-۳۲ مورد نیاز است. در حال حاضر ۲۷ گیگاوات ظرفیت در دست ساخت است. بنابراین، برای پاسخگویی به تقاضای برق رو به رشد، باید ۵۵ تا ۶۰ گیگاوات ظرفیت حرارتی اضافه شود که به طور قابل توجهی بیشتر از ۲۵ گیگاوات برنامه‌ریزی شده است.

علاوه بر این، انتظار می‌رود ظرفیت اضافه شده در سال ۲۰۲۴ به حدود ۲۶-۲۷ گیگاوات برسد که به طور قابل توجهی بیشتر از ۱۶.۹ گیگاوات به دست آمده در سال ۲۰۲۲-۲۳ است. این افزایش به دلیل بهبود در افزایش ظرفیت در بخش‌های انرژی تجدیدپذیر و حرارتی و همچنین راه‌اندازی واحد ۷۰۰ مگاواتی ۳ در نیروگاه اتمی کاکرپار در ژوئن ۲۰۲۳ بوده است.

در آینده، نیروگاه‌های تولید برق مبتنی بر زغال سنگ باید بر چهار مورد کلیدی تمرکز کنند تا رقابتی و پایدار بمانند. اولاً، آماده‌سازی برای عملیات انعطاف‌پذیر ضروری است، زیرا افزایش نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر مستلزم عملکرد انعطاف‌پذیرتر نیروگاه‌های حرارتی است. این امر مستلزم هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی اضافی همراه با تغییرات در سیستم‌های کنترلی است. دوم، باید بر اتخاذ فناوری‌های کارآمدتر و پایدار تمرکز کرد. افزایش ظرفیت آینده احتمالاً شامل واحدهای فوق بحرانی و فوق بحرانی پیشرفته با کارایی بالا، همراه با سرمایه‌گذاری در تجهیزات کاهش SOx و NOx (اکسید سولفور و نیتروژن) و ارزیابی راه‌حل‌های جذب و ذخیره کربن مقرون به صرفه خواهد بود.

سوم، دیجیتالی شدن نقش مهمی ایفا خواهد کرد، با تصمیم‌گیری مبتنی بر داده که توسط AI/ML برای بهینه‌سازی عملکرد و تعمیر و نگهداری پیش‌بینی شده، ابتکارات اینترنت اشیا صنعتی IIoT برای نظارت بر عملکرد تجهیزات و استفاده از تجزیه و تحلیل برای افزایش مشارکت در بازار تقویت می‌شود. سرمایه‌گذاری در فناوری‌های نوظهور مانند AR/VR، هواپیماهای بدون سرنشین و رباتیک نیز مهم خواهد بود. در نهایت، دستیابی به برتری عملیاتی، با تمرکز بر بهینه‌سازی راندمان نیروگاه، مصرف برق کمکی و مصرف نفت و همچنین حفظ ذخایر کافی زغال سنگ که اخیراً به طور میانگین هفت تا ده روز بوده، بسیار مهم خواهد بود.

چشم‌انداز تولید برق حرارتی با پشتیبانی چندین تحول مثبت ثابت باقی می‌ماند. بهبود در ضریب بار نیروگاه حرارتی همراه با کاهش بدهی‌های معوق ناشی از اجرای قوانین اضافه بهای دیرکرد پرداخت مشاهده شده است. علاوه بر این، انتظار می‌رود رشد پایدار تقاضای برق، چشم‌انداز امضای قراردادهای خرید برق جدید را برای تولیدکنندگان مستقل برق حرارتی افزایش دهد و میدان دید وسیع تر و ثبات بیشتری را برای این بخش در سال‌های آینده فراهم کند.

بستر فناوری بورس انرژی هند

پلتفرم فناوری تجارت بر اساس بهترین فناوری روز مبتنی بر معماری انعطاف‌پذیر اجزای پیشرفته و طراحی شده برای پاسخگویی به خواسته‌های سختگیرانه شرکت‌کنندگان در معاملات ساخته شده است. در هسته آن سیستم معاملاتی قرار دارد که از اجرای یکپارچه معاملات در چندین بخش بازار پشتیبانی می‌کند. این پلتفرم با عملکردهای کلیدی مانند تطبیق سفارش ناشناس، قیمت‌گذاری مرجع در زمان واقعی، و نظارت بی‌وقفه حاشیه بازار، شفافیت قیمت را تضمین می‌کند و مسیریابی سفارش‌های سریع و قابل اعتماد، گزارش تجارت و انتشار داده‌های بازار را ارائه می‌دهد، همه این‌ها در عین حفظ نظارت قوی بر بازار صورت می‌پذیرد.

مرکز این سیستم معاملاتی موتور تطبیق بسیار قابل اطمینانی است که به طور مداوم اعتماد فعالان بازار را به دست آورده است. این موتور نه تنها کشف قیمت کارآمد و سریع را تسهیل می‌کند، بلکه برای به حداکثر رساندن رفاه اجتماعی مطابق با مقررات بازار برق CERC (Central Electricity Regulatory Commission) کمیسیون مرکزی تنظیم مقررات برق طراحی شده است. پلتفرم معاملاتی ما این امکان را برای اعضا فراهم می‌کند تا با استفاده از سه رابط تجاری مجزا، پیشنهادهای خود را ارائه کنند، که هر کدام برای نیازها و ترجیح متفاوت طراحی



شده‌اند.

۱. رابط کاربری مستقل (برنامه‌های ریموت دسکتاپ)

اینها شامل برنامه‌های کاربردی ریموت دسکتاپ (TWS و MAT) هستند که توسط بازار بورس ارائه شده‌اند و برای اعضای طراحی شده‌اند که یک رابط قوی و غنی از ویژگی‌ها را ترجیح می‌دهند. این اپلیکیشن مستقل، محیطی با کارایی بالا با اتصال MPLS/VPN اختصاصی به پلتفرم بورس ارائه می‌کند که دسترسی یکپارچه به قابلیت‌های کامل پلتفرم را تضمین می‌کند. این برای کاربرانی که نیاز به یکپارچگی عمیق با گردش کار معاملاتی خود دارند، ایده‌آل است و یک رابط پایدار و ایمن برای اجرای معاملات، نظارت بر فعالیت بازار و دسترسی به تجزیه و تحلیل دقیق برای آن‌ها فراهم می‌کند.

ایستگاه کاری معامله‌گر (TWS) توسط معامله‌گران برای ارائه پیشنهاد در بورس استفاده می‌شود در حالی که پایانه مدیریت اعضا (MAT) توسط اعضا برای ارائه پیشنهاد از طرف کاربران خود و نظارت بر کاربران به صورت بلادرنگ استفاده می‌شود. TWS و MAT از تمام بخش‌های بازار از جمله، RTM، iDAM، REC، TAM و TRAS پشتیبانی می‌کنند.

۲. رابط کاربری تحت وب (مرورگر وب استاندارد)

برای کاربرانی که به دنبال راحتی و دسترسی هستند، این پلتفرم یک رابط تحت وب ارائه می‌دهد که می‌تواند از طریق هر مرورگر وب استاندارد مانند Google Chrome قابل دسترسی باشد. این رابط به گونه‌ای طراحی شده است که کاربرپسند باشد و از هر جایی در دسترس باشد، بدون نیاز به نصب نرم‌افزار اضافی. این یک تجربه کارآمد را فراهم می‌کند و به اعضا امکان می‌دهد مناقصه بگذارند، داده‌های بازار را در زمان واقعی مشاهده کنند و حساب‌های خود را از هر دستگاهی با دسترسی به اینترنت مدیریت کنند. رابط تحت وب برای کاربرانی که انعطاف‌پذیری و توانایی تجارت در حال حرکت را در اولویت قرار می‌دهند ایده‌آل است. رابط تحت وب می‌تواند به راحتی برای ارائه پیشنهاد در تمام بخش‌های بازار از جمله، RTM، iDAM، REC، TAM و TRAS استفاده شود.

۳. رابط برنامه‌نویسی کاربردی (API)

برای اعضای که نیازهای تجاری پیچیده‌تری دارند، API ارائه شده که امکان ادغام یکپارچه با برنامه‌های مشتری را فراهم می‌کند. API تعامل مستقیم با پلتفرم را امکان‌پذیر می‌کند و به کاربران امکان می‌دهد فرآیندهای معاملاتی خود را خودکار کنند، گردش کار خود را سفارشی کنند و عملکردهای پلت فرم را در سیستم‌های خود ادغام کنند. API طیف گسترده‌ای از عملیات را پشتیبانی می‌کند، از ثبت سفارش و بازیابی داده‌های تجاری تا نظارت در زمان واقعی. این به ویژه برای شرکت‌های تجاری با فرکانس بالا و موسساتی که به راه حل‌های مناسب برای ارتقای استراتژی‌های تجاری خود نیاز دارند، مناسب است. این رابط‌ها برای بخش‌های بازار iDAM و RTM در دسترس هستند.

هر یک از این رابط‌ها برای اطمینان از دسترسی ایمن، قابل اعتماد و کارآمد به پلتفرم معاملاتی طراحی شده‌اند که نیازهای متنوع اعضا را برآورده می‌کند و در عین حال استانداردهای بالای عملکرد و شفافیت مبادلات را حفظ می‌کند. نمودار شماتیک روبرو سیستم تجاری اصلی بورس را به همراه اجزای کلیدی معاملاتی نشان می‌دهد.

پایانه مدیریت بورس (EAT)

فراتر از سیستم معاملاتی اصلی، پلتفرم بورس مجهز به دو جزء حیاتی است: پایانه مدیریت بورس (EAT) و سیستم ترخیص و تسویه حساب (CnS). این سیستم‌ها برای ساده‌سازی جنبه‌های عملیاتی و مالی صرافی طراحی شده‌اند و از عملیات روان، ایمن و کارآمد بازار اطمینان حاصل می‌کنند.

پایانه مدیریت بورس (EAT) یک برنامه داخلی است که به عنوان مرکز عملیاتی برای تیم عملیات بازار بورس عمل می‌کند. این پایانه یک رابط قدرتمند برای مدیریت کارآمد وظایف عملیاتی روزانه در تمام بخش‌های بازار فراهم می‌کند. از طریق این پایانه، تیم عملیات بازار می‌تواند بر اجرای قوانین بازار نظارت کند. این پایانه برای حصول اطمینان از اینکه محیط معاملاتی منظم، شفاف و منطبق با استانداردهای نظارتی است، ضروری است.

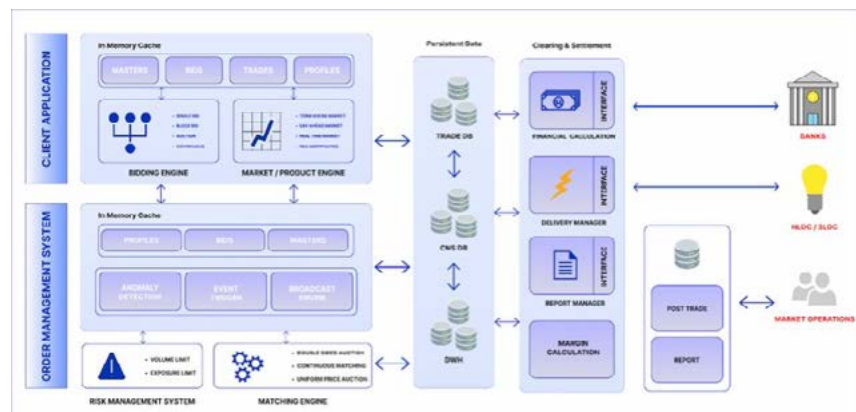
سیستم ترخیص و تسویه حساب (CnS)

سیستم ترخیص و تسویه (CnS) ستون فقرات عملیات پس از معامله بورس است. این نرم‌افزار پیچیده فرآیندهای یکپارچه ترخیص و تسویه یکپارچه را

تسهیل می‌کند و تحویل برق معامله شده را با ادغام با سیستم‌های NLDC و همچنین تسویه حساب‌های مالی مرتبط با آن معاملات را تسهیل می‌کند. سیستم CnS به طور کامل با سیستم‌های بانکی و عملکردهای مالی شرکت یکپارچه شده است و پردازش خودکار پرداخت‌ها را امکان‌پذیر می‌کند. برای محافظت بیشتر از یکپارچگی بورس، این پلتفرم به طور مداوم صحت سرمایه را با ردیابی میزان حاشیه سود و محدودیت‌های مواجهه هر یک از اعضا در زمان واقعی نظارت می‌کند. این محدودیت‌های مواجهه به صورت پویا توسط سیستم CnS بر اساس وثیقه‌های موجود و موجودی بانکی هر عضو محاسبه می‌شود و در صورت لزوم، راهکارهای از پیش تعریف‌شده اعمال می‌شود، در نتیجه اطمینان حاصل می‌شود که همه معاملات به اندازه کافی توسط منابع مالی کافی پشتیبانی می‌شوند.

منبع:

بورس انرژی هند، مجله تخصصی powerline، سپتامبر ۲۰۲۴



«اشتراک»

نشریه سراسری «نیرو و سرمایه» با صاحب امتیازی سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق، ضمن آن که بستری برای بازتاب پتانسیل‌ها و دغدغه‌های تولیدکنندگان غیر دولتی برق فراهم آورده است، با ماهیتی تحلیلی به بررسی همه‌جانبه موضوعات سرمایه‌گذاری تولید برق می‌پردازد و در این مسیر از نظرات مدیران ارشد بخش‌های خصوصی و دولتی و پژوهش‌های کارشناسان خبره صنعت برق و انرژی کشور بهره می‌جوید.

از علاقمندان دعوت می‌شود در صورت تمایل به اشتراک نشریه نیرو و سرمایه فرم زیر را تکمیل و همراه با رسید پرداخت نزد بانک پاسارگاد (۱۰۲۷۳۴۲۴۱۰۰۰۲۵۰۸۱۰۰۰۵۷۰۸۴۰ شماره شب) هزینه اشتراک به شماره حساب ۱۰۲۷۳۴۲۴۱۰۰۰۲۵۰۸۱۰۰۰۵۷۰۸۴۰ شعبه سپهر با کد ۲۵۰، به نام سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق به شماره غایب ۲۲۱۴۸۱۳۸-۰۲۱ ارسال کنند.

پست پیش‌تاز: ۸۰۰/۰۰۰ تومان
پست پیش‌تاز: ۱/۳۰۰/۰۰۰ تومان

پست عادی: ۷۰۰/۰۰۰ تومان
پست عادی: ۸۰۰/۰۰۰ تومان

هزینه اشتراک یک ساله:
هزینه اشتراک دو ساله:

- دانشجویان و استادان محترم دانشگاه‌ها با ارسال تصویر کارت یا گواهی‌نامه معتبر از ۱۰ درصد تخفیف برخوردار می‌شوند.
- از مشترکین محترم حقیقی درخواست می‌شود در صورت تغییر نشانی، امور مشترکین را مطلع فرمایند. همچنین در صورت تغییر اسم یا عنوان متقاضیان محترم در مشترکین حقوقی، اطلاع‌رسانی آن به امور مشترکین نشریه مزید امتنان خواهد بود.
- عدم وصول نشریاتی که به صورت پیش‌تاز ارسال می‌شوند قابل پی‌گیری است. بنابراین انتخاب خدمات پست پیش‌تاز توصیه می‌شود.

فرم اشتراک (فرد-سه‌ماهه)

لطفاً داخل مستطیل چیزی ننویسید

مشترک حقوقی

نام شرکت/سازمان:
نام متقاضی:
نام خانوادگی متقاضی:
سمت:

مشترک حقیقی

نام:
نام خانوادگی:
شغل:
تحصیلات:

محل امضا

تعداد نسخه درخواستی از هر شماره:
نوع اشتراک: ☐ اشتراک جدید ☐ تمدید اشتراک

نشانی:
تلفن: شماره فیش: استان: نامبر:
مبلغ: شهر: موبایل: بانک:
کد پستی: ایمیل: تاریخ واریز هزینه اشتراک:

طراح و سازنده ی تجهیزات
الکترونیکی و نرم افزارهای تخصصی
مورد استفاده در شبکه های برق

EFA
گروه اسفا
GROUP



ثبت خطا و مرکز اندازه گیری هوشمند PAYESH

- دارای تاییده از پژوهشگاه نیرو و صا ایران
- Disturbance Recorder برای رله های حفاظتی فاقد واحد ثبت خطا
- فایل Comtrade تمام ولتاژها و جریان ها و سیگنال های دیجیتال



دستگاه پایش وضعیت موتور های الکتریکی KAVOSH MCM1

- آنالیز همزمان سیگنال های جریان و ارتعاش
- دارای گواهی استاندارد CE
- تشخیص انواع عیوب در بلبرینگ، سیم پیچ استاتور، لقی،
- آبوالانسی جرمی، شکستگی میله روتور، ...
- قابلیت گزارش گیری و ارائه تحلیل خودکار عیوب ماشین در محل



آزمونگر جامع تجهیزات KAVOSH T22+

- تست های کامل ترانسفورماتور قدرت، CT، PT، کلید قدرت، شبکه زمین، خط انتقال و ژنراتور
- گزارش گیری خودکار تست های انجام شده
- نرم افزار تحت وب با رابط کاربری فوق العاده آسان
- قابلیت تست تانژانت دلتا 10kV



تغییر در راه است...

☎ 021-8833 48 58
☎ 0914 535 6021
☎ 0912 567 1098

دفتر مرکزی گروه اسفا:
دریافت مشاوره تخصصی رایگان:
مدیریت فروش:



Esfagroup.com

شرکت سیم و کابل مغان

پیشرو در صنعت کابل
TECHNOLOGY MADE US PERFECT



دفتر مرکزی تهران
تهران، خیابان بهشتی،
خیابان میرعماد، پلاک ۶۱
تلفن ۰۲۱ ۸۸ ۷۵ ۲۰ ۱۴
فکس ۰۲۱ ۸۸ ۷۵ ۷۶ ۳۹