استفاده از تجارت راندمان انرژی برای کاهش قدرت بازار بلندمدت پس از تجدید ساختار صنعت برق

مهدی بهرنگ راد، محسن پارسامقدم و محمدکاظم شیخ‌الاسلامی

چکیده: در این مقاله عرضه راندمان انرژی به‌عنوان کالایی قابل مبادله در بازار برق سیستم تجدید ساختاریافته مورد مطالعه قرار گرفته است. زیربنای روش پیشنهادی، راهکارهای کاهش راهبردی مصرف و مدیریت سمت تقاضا است. در روش پیشنهادی بهینه‌سازی راندمان انرژی به‌عنوان کالایی قابل عرضه در محیط بازار برق با هدف کاهش قدرت بازار عرضه می‌شود. این روش با تکیه بر راه حل‌های سمت تقاضا در کنار سایر روش‌های موجود که عموماً بر سمت تولید تکیه دارند می‌تواند به ابزاری بلندمدت و مناسب جهت کنترل قدرت بازار تبدیل شود. ساز و کار پیاده‌سازی روش پیشنهادی در محیط نوین ارائه شده و نتایج عددی پیاده‌سازی راهکار پیشنهادی بر روی یک سیستم واقعی، مؤثربودن روش را نمایان می‌کند.

کلید واژه: **تجدید ساختار صنعت برق، مدیریت سمت مصرف، کاهش استراتژیک مصرف، قدرت بازار.**

متغیرها

A : تعداد برنامه‌های DSM پیاده‌سازی شده از سوی بازیگر جدید.

$C_d^p(i)$: قیمت پیشنهادی برای هر مگاوات ساعت کاهش در پیک برای هر برنامه مدیریت سمت مصرفی در هر بازه زمانی از سوی بازیگر جدید dام.

$C_d^{np}(i)$: قیمت پیشنهادی برای هر مگاوات ساعت کاهش در غیر پیک برای هر برنامه مدیریت سمت مصرفی در هر بازه زمانی از سوی بازیگر جدید dام.

D : تعداد بازیگر جدید.

$ds_j^p(i)$: ضریب تغییر متوسط انرژی تولیدشده بنگاه j(بدون قدرت بازار) در دوره پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید (برنامه مدیریت سمت مصرف).

$ds_j^{np}(i)$: ضریب تغییر متوسط انرژی تولیدشده بنگاه j (بدون قدرت بازار) در دوره غیر پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید (برنامه مدیریت سمت مصرف).

$ds_k'^p(i)$: ضریب تغییر متوسط انرژی تولیدشده بنگاه K (دارای قدرت بازار) در دوره پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید (برنامه مدیریت سمت مصرف).

$ds_k'^{np}(i)$: ضریب تغییر متوسط انرژی تولیدشده بنگاه K (دارای قدرت بازار) در دوره غیر پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید (برنامه مدیریت سمت مصرف).

$\Delta E_{a.}^p$: میزان کاهش مصرف انرژی به‌ازای هر مصرف‌کننده‌ای در برنامه aام به تفکیک در دوره‌های پیک.

$\Delta E_{a.}^{np}$: میزان کاهش مصرف انرژی به‌ازای هر مصرف‌کننده‌ای در برنامه aام به تفکیک در دوره‌های غیر پیک.

$\Delta\lambda_a(i)$: میزان تغییر تأثیر برنامه aام در افق بازه زمانی اجرای برنامه در بازه زمانی iام.

ΔPay: کاهش در مجموع بازه‌های زمانی پیاده‌سازی برنامه از طرف مصرف‌کنندگان.

$E_j^p(i)$: متوسط انرژی تولیدشده بنگاه j در دوره پیک در بازه زمانی iام.

$E_j^{np}(i)$: متوسط انرژی تولیدشده بنگاه j در دوره غیر پیک در بازه زمانی iام.

$E_T^p(i)$: کل مصرف انرژی در دوره پیک در بازه زمانی iام.

$E_T^{np}(i)$: کل مصرف انرژی در دوره غیر پیک در بازه زمانی iام.

$E_j'^p(i)$: متوسط انرژی تولیدشده بنگاه j در دوره پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید.

$E_j'^{np}(i)$: متوسط انرژی تولیدشده بنگاه j در دوره غیر پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید.

$E_K'^p(i)$: متوسط انرژی تولیدشده بنگاه K (دارای قدرت بازار) در دوره پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید (برنامه مدیریت سمت مصرف) در بازه زمانی iام.

$E_K'^{np}(i)$: متوسط انرژی تولیدشده بنگاه K (دارای قدرت بازار) در دوره غیر پیک در بازه زمانی iام پس از اجرای برنامه بازیگر جدید (برنامه مدیریت سمت مصرف) در بازه زمانی iام.

$HHI^p(i)$: شاخص میزان قدرت بازار پیش از پیاده‌سازی برنامه در پیک در بازه زمانی iام.

$HHI^{np}(i)$: شاخص میزان قدرت بازار پیش از پیاده‌سازی برنامه در غیر پیک در بازه زمانی iام.

$HHI'^p(i)$: شاخص میزان قدرت بازار پس از پیاده‌سازی برنامه در پیک در بازه زمانی iام.

$HHI'^{np}(i)$: شاخص میزان قدرت بازار پس از پیاده‌سازی برنامه در غیر پیک در بازه زمانی iام.

$lmp'^p(i)$: قیمت مرزی منطقه‌ای پس از اجرای این طرح DSM در پیک در بازه زمانی iام.

$lmp'^{np}(i)$: قیمت مرزی منطقه‌ای پس از اجرای این طرح DSM در غیر پیک در بازه زمانی iام.

$lmp^p(i)$: قیمت مرزی منطقه‌ای در پیک در بازه زمانی iام.

$lmp^{np}(i)$: قیمت مرزی منطقه‌ای در غیر پیک در بازه زمانی iام.

این مقاله در تاریخ ۲۰ خرداد ماه ۱۳۸۶ دریافت و در تاریخ ۱۵ دی ماه ۱۳۸۷ بازنگری شد.

مهدی بهرنگ راد، دانشکده فنی- مهندسی، دانشگاه اوساکا، ژاپن، (email: m-behrang@ps.eei.eng.osaka-u.ac.jp).

محسن پارسامقدم، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران، (email: parsa@modares.ac.ir).

محمدکاظم شیخ‌الاسلامی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران، (email: aleslam@ut.ac.ir).

Archive of SID
www.SID.ir

N : تعداد GENCOهای موجود.

NC_a : تعداد بالقوه مصرف‌کنندگانی است که می‌توانند در برنامه aام شرکت کنند.

PF_a : درصد مشارکت در برنامه aام در دوره پیک و غیر پیک از سوی مصرف‌کنندگان.

۱- مقدمه

کاهش راهبردی مصرف یکی از اهداف شش‌گانه EPRI[1] در پیاده‌سازی DSM[2] می‌باشد، که اهداف و چگونگی پیاده‌سازی بلندمدت آن از زوایای گوناگون بررسی شده است [۱] تا [۵]. مهم‌ترین هدف از کاهش راهبردی مصرف پیاده‌سازی آن برای کاهش مصرف انرژی، آلودگی محیط زیست و پیاده‌سازی آنها در مقیاس کوچک‌تر برای صرفه‌جویی مالی در مصرف انرژی مصرف‌کنندگان است. کاربرد دیگر این روش‌ها را در فرایند برنامه‌ریزی یک‌پارچه منابع IRP[3] در محیط سنتی می‌توان دانست. گوناگونی ساختار بازار در مناطق مختلف و تازه‌بودن این ساختار در مقایسه با محیط‌های سنتی باعث شده است تا پیاده‌سازی طرح‌های کاهش راهبردی مصرف در مقایسه با محیط سنتی در این محیط نوین دارای روند ثابت و تعریف‌شده‌ای نباشد [۶]. در این مقاله بر کاربرد راهکارهای مبتنی بر سمت مصرف برای کاهش قدرت بازار بلندمدت تأکید شده، ایجاد روالی برای امکان تجارت راندمان مصرف انرژی به‌عنوان یک راهکار مورد بررسی قرار گرفته است.

قدرت بازار یکی از پدیده‌هایی است که اهداف اصلی تجدید ساختار صنعت برق یعنی ارتقای رفاه اجتماعی را به چالش می‌کشد [۷] تا [۱۵]. بنگاه برخوردار از قدرت بازار می‌تواند تعادل بازار را به نفع خود دستکاری کند و نهایتاً رفاه اجتماعی را به سمت بهینه‌سازی سود خود تغییر دهد. بنابراین حذف یا کاهش این قدرت غیر عادلانه بازار، همواره یکی از اهداف پیش‌بینی شده برای ساز و کارهای قانونی اعمالی به بازارهای واقعی بوده است [۷] تا [۱۵].

برای رفع و یا کاهش قدرت بازار تاکنون دو نوع راهکار کلی یعنی راهکارهای رفتاری، مانند تدوین قوانین محدودکننده و راهکارهای ساختاری، مانند توسعه تولید پیشنهاد شده است که هر یک مزایا و معایبی دارد [۷] تا [۱۵]. در مجموع می‌توان گفت که اصولاً راهکارهای مرتبط با سمت تولید نسبت به راهکارهای سمت مصرف بیشتر مورد توجه بوده‌اند. در این مقاله با دیدگاهی نوین به استفاده از راهکار پیاده‌سازی طرح‌های کاهش راهبردی مصرف و توجه به راهکارهای سمت مصرف برای کمک به کاهش یا رفع قدرت بازار از راه کاهش تمرکز بازار پرداخته‌ایم.

کمتربودن آلودگی و صدمات زیست‌محیطی این راهکار در مقایسه با راهکارهای توسعه تولید و همچنین عدم مداخله و محدودسازی در جریان آزاد تجارت در مقایسه با راهکارهای رفتاری مانند تدوین قوانین محدودکننده، تأکید مستقیم نهادهای بین‌المللی عرصه انرژی، بحران‌های رو به تصاعد تجارت انرژی، قدرت‌گرفتن تولیدکنندگان انرژی در ساختار جدید و لزوم توجه به راه حل‌های خارج از سمت تولید از مهم‌ترین عواملی است که این جهت‌گیری را موجه می‌سازد. البته روش پیشنهادی از مزایای دیگری نیز برخوردار است که از میان آنها می‌توان به مطرح‌کردن راندمان مصرف انرژی به‌عنوان یک کالای قابل تجارت به‌وسیله بازیگران جدید و افزایش کارایی مصرف انرژی در پی آن اشاره کرد. از همین روست که توسعه استفاده از روش‌های مبتنی بر مدیریت مصرف در بازار به‌عنوان یک سیاست قطعی در دستور کار نهادهای بین‌المللی بزرگ مانند IEA[4] قرار گرفته است.

در روش پیشنهادی، میزان کاهش مصرف قابل حصول به تفکیک در هر دوره بارگذاری (پیک، میان‌باری و ...) و قیمت پیشنهادی بازیگر جدید که به‌عنوان نهادی مستقل که توانایی و اجازه پیاده‌سازی طرح‌های DSM را دارد در طول هر بازه زمانی منتخب، در افق اجرای برنامه مدیریت مصرف بلندمدت پیشنهادی به MME[5] ارائه می‌شود.

در این روش، بازیگر جدید باید با توجه به مواردی مانند هزینه پیاده‌سازی برنامه مدیریت سمت مصرف، ظرفیت مناسب و عملی برای کاهش بار و انرژی، تسهیم مناسب این کاهش در دوره‌های مختلف بارگذاری، افق بلندمدت دوره اجرای طرح و مسائلی چون افت راندمان، تغییر ساختار بلندمدت بازار و پیش‌بینی تغییرات آتی، قیمت مناسبی به MME پیشنهاد کند.

منظور از تسهیم مناسب، انتخاب فناوری مناسبی است که مصرف انرژی در ساعت‌های پیک و غیر پیک را تغییر می‌دهد. به‌عنوان مثال، می‌توان بهینه‌سازی روشنایی که در دوره پیک بار مؤثرتر است، با بهینه‌سازی یخچال فریزر که مصرف هر دو بازه را تحت تأثیر قرار می‌دهد، مقایسه کرد.

به‌طور کلی روند پیشنهاد قیمت بازیگر جدید برای عرضه راندمان انرژی شبیه ارائه پیشنهاد قیمت انرژی در بلندمدت با توجه به شرایط بلندمدت بازار و ظرفیت تولید موجود و آتی است.

MME نیز می‌تواند با توجه به مواردی مانند پیش‌بینی ظرفیت تولید و نیاز مصرف بلندمدت بازار، عملی‌بودن پیشنهاد قیمت و ظرفیت کاهش بار از سوی بازیگر جدید در دوره‌های مختلف بارگذاری نسبت به تأیید و یا رد پیشنهاد تصمیم‌گیری کند.

منبع مالی بازیگران جدید لزوماً از روی مالیات و یا سوبسید پرداختی به برنامه‌های مدیریت سمت مصرف، که بعضاً منجر به افزایش پرداخت مصرف‌کنندگان می‌شود [۱۳] و [۱۴]، نیست. تأثیر برنامه پیاده‌سازی‌شده بر کاهش هزینه مصرف انرژی از طرفی و کاهش قیمت تسویه بازار به علت کاهش قدرت بازار از طرفی دیگر، منابع مالی اصلی در تجارت راندمان انرژی می‌تواند باشد.

۲- ساختار پیشنهادی

ساختاری با فرضیات زیر در نظر گرفته شده است:

- از میزان ظرفیت تولید پایینی برخوردار هستیم.
- امکان توسعه تولید با توجه به عواملی مانند محدودیت سوخت، مسائل زیست‌محیطی، مسائل اقتصادی و ... در آینده نزدیک ممکن نمی‌باشد.
- ساختار بار به‌گونه‌ای است که پتانسیل کاهش قابل توجهی در اختیار می‌گذارد.

در این محیط بازاری با n بنگاه تولیدی فرض شده است که بنگاه kام دارای سهم بالایی از ظرفیت برای تأمین انرژی در دوره پیک و غیر پیک و به عبارت بهتر دارای قدرت بازار است و می‌تواند با استفاده از موقعیت

1. Electric Power Research Institute
2. Demand Side Management
3. Integrated Resource Planning
4. International Energy Agency
5. Market Management Entity

Archive of SID

www.SID.ir

خود در بازار LMP[1]ها را در جهت سود خود افزایش دهد. بدیهی است که بنگاه kام در بلندمدت با توجه به برنامه‌های توسعه تولید و یا بازنشستگی بنگاه‌ها می‌تواند تغییر کند. به‌عبارت دیگر در هر دوره زمانی، بنگاه تولیدی kام می‌تواند یکی از بنگاه‌های nگانه فعال در بازار باشد.

علاوه بر این از آنجایی که هدف از این پژوهش، ارزیابی اثرات بلندمدت برنامه‌های DSM است، فرض شده است که امکان برآورد قیمت‌های بازار در بلندمدت، حداقل به تفکیک ساعت پیک و غیر پیک وجود دارد.

تاکنون شاخص‌های گوناگونی برای اندازه‌گیری قدرت بازار ارائه شده است [۷] تا [۱۵]. از این میان شاخص HHI برگزیده شده است، زیرا با توجه به بلندمدت بودن مطالعه توجه به محدودیت‌های خطوط و پیشامدهای که هنگام بهره‌برداری از سیستم رخ می‌دهد، چندان معقول نخواهد بود [۱۱] و [۱۳]. برای محاسبه این شاخص، سهم بازار هر بنگاه را می‌توان به‌صورت نسبت متوسط توان تولیدی بنگاه به کل توان تعریف کرد [۱۱] و [۱۳]. در این مقاله میزان متوسط توان تولیدی در هر بازه مورد مطالعه i با میزان متوسط انرژی تولیدی هر بنگاه و توان متوسط بار در بازه i با انرژی متوسط بار در این دوره جایگزین شده‌اند و به بیانی دیگر صورت و مخرج برای امکان شبیه‌سازی اثر کاهش مصرف انرژی، با بازه مورد مطالعه i ضرب شده است. همچنین در این مقاله با توجه به تفاوت زیاد شرایط بازار در دوران پیک و غیر پیک، ارزیابی قدرت بازار در این دو دوره به‌صورت جداگانه در نظر گرفته می‌شود. بدیهی است که این تعداد دوره‌های بارگذاری را می‌توان به تعداد بیشتری نیز تعمیم داد.

با توجه به تعریف فوق قبل از پیاده‌سازی طرح DSM برای شاخص قدرت بازار در بازه مورد مطالعه i در دو دوره پیک و غیر پیک داریم

$$HHI^{p}(i)=\sum_{J=1}^{N}\left(\frac{E_j^{p}(i)}{E_T^{p}(i)}\times 100\right)^2 \qquad (1)$$

$$HHI^{np}(i)=\sum_{J=1}^{N}\left(\frac{E_j^{np}(i)}{E_T^{np}(i)}\times 100\right)^2 \qquad (2)$$

بدیهی است که با توجه به قدرت بازار بنگاه kام، قیمت انرژی پیشنهادی این واحد در بازار بالا خواهد بود. همین امر می‌تواند انگیزه‌ای مناسب برای پیشنهاد طرح‌های پیاده‌سازی کاهش راهبردی مصرف از سوی بازیگران جدید به MME و در نتیجه کاهش پرداخت مصرف‌کننده نهایی باشد. روابط (۳) و (۴) پتانسیل کاهش راهبردی مصرف، یا به‌عبارت دیگر کالای عرضه‌شده از سوی بازیگر جدید، در اثر ارتقای بازده لوازم برقی است.

میزان پتانسیل کاهش راهبردی مصرف را می‌توان به‌صورت زیر فرمول‌بندی کرد

$$\Delta E^{p}(i)=\sum_{a=1}^{A}\left(NC_a^{p}\times PF_a^{p}(i)\times\Delta E_{a.}^{p}\times(1-\Delta\lambda_a(i))\right) \qquad (3)$$

$$\Delta E^{np}(i)=\sum_{a=1}^{A}\left(NC_a^{np}\times PF_a^{np}(i)\times\Delta E_{a.}^{np}\times(1-\Delta\lambda_a(i))\right) \qquad (4)$$

در این رابطه میزان PF_a به سیاست‌های معرفی و پیاده‌سازی برنامه، مشوق‌های اقتصادی و میزان تغییر رفاه مصرف‌کننده در صورت شرکت در برنامه، بستگی دارد و باید توسط بازیگر جدید در نظر گرفته و تعیین شود.

بازیگر جدید می‌تواند با انتخاب سیاست مناسب تعمیر و نگهداری و یا جایگزینی لوازم کاراتر با لوازم موجود پارامتر $\Delta\lambda_a(i)$ را تغییر دهد.

همان‌طور که (۳) و (۴) نشان می‌دهد، در صورت پیشنهاد چند برنامه موازی از سوی بازیگر جدید می‌توان مجموع کاهش مصرف حاصل از چند برنامه DSM را مورد توجه قرار داد.

در این میان بازیگر جدید باید برنامه‌ای را انتخاب کند که میزان مخاطبان بالقوه، درصد پذیرش و صرفه‌جویی بالا و هزینه سرویس‌دهی کمی داشته باشد. نکته‌ای که می‌توان اضافه کرد، امکان پیاده‌سازی برنامه‌هایی است که در آن، مصرف انرژی در دوره پیک کاهش و در دوره غیر پیک افزایش می‌یابد، نصب ذخیره‌سازهای انرژی نمونه‌ای از این برنامه است. در این حالت هم، می‌توان از روابط فوق استفاده کرد با این تفاوت که $\Delta E^{np}(i)$ مقداری منفی و بیانگر مصرف انرژی است.

تأثیر این میزان کاهش مصرف انرژی در سهم تولید بنگاه‌ها را در بازار می‌توان به‌صورت زیر مدل کرد (واحد Kام واحد دارای قدرت بازار انرژی است)

$$E_j'^{P,nP}(i)\approx ds_j(i)\times E_j^{p,np}(i),\ j=1,N\neq K \qquad (5)$$

$$E_K'^{P,nP}(i)\approx E_K^{p,np}(i)-ds_k'(i)\times\Delta E^{p,np}(i),\ j=K \qquad (6)$$

در اینجا ذکر این نکته ضروری است که در حقیقت برای به‌دست آوردن سهم هر یک از بنگاه‌ها در بازار، پس از پیاده‌سازی طرح (و متعاقباً تعیین ds_j و ds_k') شبیه‌سازی بازار و تحلیل آن دقیق‌ترین راه حل است. دو شاخص ds_j و ds_k' به‌ترتیب برابر نسبت سهم بنگاه‌های فاقد قدرت بازار و قدرت بازار به نسبت پیش از آن است و در واقع سهم تغییر تولید هر بنگاه در اثر کاهش مصرف انرژی در بازار را در بازه زمانی iام نشان می‌دهد. برای ساده‌ترشدن بحث، در این مقاله فرض شده است که $ds_j=1$ و $ds_k'=1$ به‌عبارت دیگر میزان تولید دیگر بنگاه‌ها پس از اجرای برنامه DSM تقریباً ثابت می‌ماند و کاهش مصرف، تقریباً به‌طور کامل بر انرژی تولیدشده از روی گران‌ترین بنگاه در بازار یعنی بنگاه برخوردار از قدرت بازار تحمیل می‌شود. البته همان‌طور که پیشتر گفته شد بنگاه دارای قدرت بازار می‌تواند در طول عمر برنامه تغییر یابد، این امر بر عمومیت (۷) و (۸) خدشه‌ای وارد نخواهد کرد.

با توجه به تغییر سهم بازار بنگاه‌ها و (۷) و (۸)، شاخص قدرت بازار پس از اجرای برنامه برابر خواهد بود با

$$HHI'^{p}(i)=\sum_{j=1,j\neq K}^{N}\left(\left(\frac{E_j^{p}(i)}{E_T^{p}(i)-\Delta E^{p}(i)}\times 100\right)^2+\left(\frac{E_k^{p}(i)-\Delta E^{p}(i)}{E_T^{p}(i)-\Delta E^{p}(i)}\times 100\right)^2\right) \qquad (7)$$

$$HHI'^{np}(i)=\sum_{j=1,j\neq K}^{N}\left(\left(\frac{E_j^{np}(i)}{E_T^{np}(i)-\Delta E^{np}(i)}\times 100\right)^2+\left(\frac{E_k^{np}(i)-\Delta E^{np}(i)}{E_T^{np}(i)-\Delta E^{np}(i)}\times 100\right)^2\right) \qquad (8)$$

که در این روابط HHI' بیانگر میزان قدرت بازار پس از اجرای برنامه است.

پس از تعیین برنامه و تخمین میزان تأثیر آن، بازیگر جدید می‌تواند با توجه به هزینه‌های طرح DSM و سود خود قیمت مناسب برای پیشنهاد به MME را محاسبه کند.

در اینجا ذکر این نکته لازم می‌نماید که بازیگر جدید خود باید نسبت به محاسبه سود و هزینه پیاده‌سازی طرح اقدام بنماید و نهاد MME تنها

1. Local Marginal Price

Archive of SID
www.SID.ir

جدول ۱: سهم تخمینی بنگاه‌ها در بازار در قسمتی از طول برنامه.

	بازه اول تا چهارم		بازه پنجم تا هشتم		بازه نهم تا دوازدهم		بازه سیزدهم تا شانزدهم	
نام بنگاه	پیک	غیر پیک	پیک	غیر پیک	پیک	غیر پیک	پیک	غیر پیک
۱	۰/۴	۰/۴۷	۰/۳۶	۰/۴	۰/۳۱	۰/۳۵	۰/۱۶	۰/۲
۲	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۱۶	۰/۱۵	۰/۱۶	۰/۱۵
۳	۰/۱۳	۰/۱۱	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۱۲	۰/۱۱
۴	۰/۱۴	۰/۱۳	۰/۱۹	۰/۱۸	۰/۲۵	۰/۲۴	۰/۳۵	۰/۳۵
۵	۰/۰۷	۰/۰۵	۰/۰۷	۰/۰۷	۰/۰۷	۰/۰۷	۰/۰۷	۰/۰۷
۶	۰/۰۹	۰/۰۸.	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۹	۰/۰۸	۰/۰۳	۰/۰۲
۷	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰/۱۱	۰/۱

قیمت پیشنهادی برای طرح را مد نظر قرار خواهد داد. به بیانی دیگر پیشنهاد قیمت بازیگر جدید با توجه به ملاحظات هزینه پیاده‌سازی طرح و شبیه‌سازی بازار از سمت بازیگر جدید شکل خواهد گرفت. در صورت پذیرش طرح از سوی MME، هزینه این طرح از محل سود مصرف‌کنندگان تأمین خواهد شد. در صورت وجود چند بازیگر جدید، امکان بررسی پیشنهادات مختلف از سوی همه بازیگران و ایجاد نوعی رقابت میان آنان نیز وجود خواهد داشت که می‌تواند باعث رقابتی‌شدن تجارت راندمان نیز شود.

با فرض پیشنهاد قیمت $C^{p}(i)$ برای هر مگاوات ساعت کاهش در پیک برای بازه زمانی iام و $C^{np}(i)$ برای هر مگاوات ساعت کاهش در غیر پیک برای بازه زمانی iام از طرف بازیگر جدید و پذیرش پیشنهاد از طرف MME شاهد کاهش پرداختی برابر ΔPay در مجموع بازه‌های زمانی پیاده‌سازی برنامه (نسبت به حالتی که طرح کاهش راهبردی پیاده‌سازی نشود) از طرف مصرف‌کنندگان هستیم. در این حالت اگر قیمت مرزی منطقه‌ای را پس از اجرای این طرح DSM در پیک و غیر پیک برای بازه زمانی iام $lmp'^{p}(i)$ و $lmp'^{np}(i)$ فرض کنیم، ΔPay به‌صورت زیر خواهد بود (البته در اینجا باید به علامت ΔE و $C^{np}(i)$ در بازه غیر پیک که می‌تواند منفی به معنی مصرف انرژی و پرداخت پول باشد، دقت کرد)

$$\Delta Pay = \sum_{d=1}^{D}\sum_{i=1}^{I_d} \begin{matrix} \Delta E_d^{np}(i)\times(lmp_K^{np}(i)-C_d^{np}(i)) \\ +\Delta E_d^{p}(i)\times(lmp_K^{p}(i)-C_d^{p}(i)) \\ +E_T'^{np}\times(lmp_K^{np}(i)-lmp'^{np}(i)) \\ +E_T'^{p}\times(lmp_K^{p}(i)-lmp'^{p}(i)) \end{matrix} \qquad (۹)$$

در فرمول بالا اندیس d بیانگر بازیگران مختلفی است که برنامه‌هایشان مورد تأیید MME قرار گرفته و پیاده‌سازی شده است و D بیانگر کل این تعداد می‌باشد. همچنین I_d بیانگر افق عمر برنامه مورد انتخاب هر بازیگر برای پیاده‌سازی است. همچنین باید دقت نمود میزان کاهش در هر دوره برای هر بازیگر می‌تواند مجموعی از چند برنامه موازی از سمت وی باشند که در محاسبه ΔE به آن اشاره شده است. در اینجا باید به دو مؤلفه متفاوت کاهش پرداخت اشاره کرد: یکی از محل بهینه‌سازی مصرف (بدون کاهش رفاه مصرف‌کننده در صورت انتخاب برنامه مدیریت مصرفی مناسب) و دیگری کاهش پرداخت از محل تغییر قیمت مرزی منطقه‌ای ناشی از کاهش قدرت بازار، که برای عموم جامعه سودمند خواهد بود.

علاوه بر این در صورتی که شرایط در زیربازه‌های زمانی بسیار متغیر باشد به‌صورتی که نتوان میانگین آن را در بازه زمانی تخمین مناسبی دانست، می‌توان این روال را در زیربازه‌های مناسب با طول زمانی کوچک‌تر و دقیق‌تر تعمیم داد. تعیین مناسب بازه‌های زمانی، به شرایط بازار و برنامه مورد انتخاب بازیگر جدید بسیار وابسته است. به‌عنوان مثال برای برنامه‌های که محوریت آنها بهینه‌سازی لوازم برقی خانگی مانند لوازم سرمایشی خاص می‌باشد، با توجه به الگوی مصرف این لوازم که تنها مصرف را در بخشی از سال تحت تأثیر قرار می‌دهند، باید مصرف را حداقل به‌صورت فصلی در نظر گرفت.

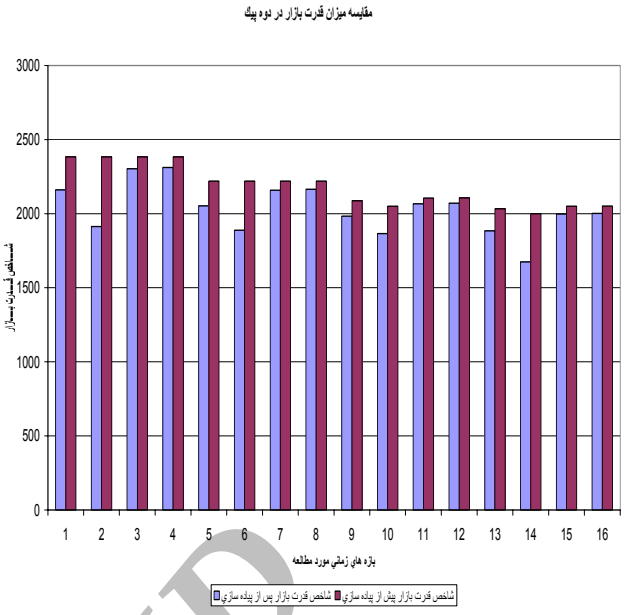
۳- مطالعات عددی

در این قسمت شبکه‌ای در نظر گرفته شده است که مصرف انرژی متوسط سالانه آن، با پیش‌بینی رشد سالانه حدود ۸٪، به‌ترتیب در حدود ۶۳۰۰، ۸۱۰۰، ۶۰۰۰ و ۶۶۰۰ گیگاوات ساعت در فصول اول تا چهارم سال می‌باشد که در آنها به‌طور متوسط حدود ۳۰ درصد انرژی در زمان پیک مصرف می‌شود. شبکه مورد مطالعه تا سال چهارم دارای ۶ بنگاه ژنراتوری می‌باشد که با توجه به برنامه توسعه تولید مورد قبول در سال چهارم یک بنگاه ژنراتوری دیگر به آنها اضافه خواهد شد. بنگاهی که در ابتدای پیاده‌سازی برنامه دارای قدرت بازار است بنگاهی با واحدهای قدیمی با ظرفیت GW ۲ است و بنگاه شماره ۱ نامیده می‌شود. با توجه به برنامه توسعه تولید بنگاه‌ها پیش‌بینی می‌شود که قدرت بازار از سال چهارم به بعد در نزد بنگاه ۴ شکل خواهد گرفت. سهم پیش‌بینی شده بنگاه‌های موجود در بازار، در دوران پیک و غیر پیک قبل از پیاده‌سازی برنامه با توجه به برنامه توسعه تولید و بازنشستگی بنگاه‌های منطقه به‌صورت جدول ۱ می‌باشد (سهم بنگاه برای ساده‌سازی محاسبات در طول بازه‌های هر سال یکسان در نظر گرفته شده است). همان‌طور که جدول ۱ نشان می‌دهد، سهم بالای بازار از بنگاه قدیمی ۱ به بنگاه ۴ انتقال می‌یابد که با سرمایه‌گذاری زیاد اقدام به توسعه گسترده تولید کرده است. همان‌طور که پیشتر گفته شد مدل پیشنهادی توانایی در نظر گرفتن تغییرات بازار را دارد که در این مطالعه عددی به‌صورت توسعه و بازنشستگی دو واحد به‌صورت تأثیرگذار نشان داده شده است.

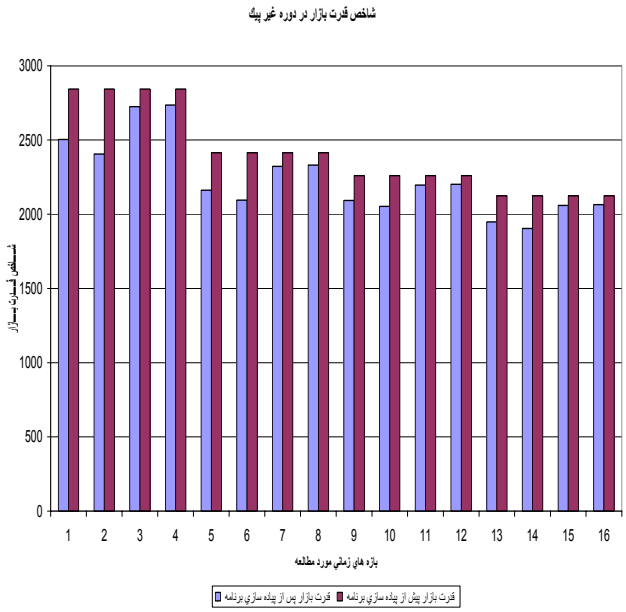
در این حالت قیمت مرزی منطقه‌ای با پیش‌بینی رشد سالانه ۲۰٪ در دوره پیک تقریباً ۸۵۰ R/kWh و در دوران غیر پیک در حدود ۲۰۰ R/kWh در سال اول می‌باشد (R بیانگر واحد پول می‌باشد). در طرح پیشنهادی بازیگر جدید که یک طرح جایگزینی لوازم برقی خانگی قدیمی است، پیش‌بینی می‌شود بتوان به‌ازای هر شرکت‌کننده در دوران پیک به‌طور متوسط سالیانه ۰/۵ مگاوات ساعت و دوران غیر پیک در حدود ۱/۵ مگاوات ساعت صرفه‌جویی ایجاد کرد. تعداد مشترکین خانگی شبکه حدود ۳ میلیون مشترک است که با توجه به مشوق‌های اقتصادی پیش‌بینی شده از طرف بازیگر جدید و پایین‌آمدن هزینه مصرف انرژی برای شرکت‌کنندگان پیش‌بینی می‌شود بتوان ۳۰٪ از مشترکین را

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۱: تغییر قدرت بازار در دوره پیک در بازه‌های زمانی مختلف.



شکل ۲: تغییر قدرت بازار در دوره غیر پیک در بازه‌های زمانی مختلف.

جدول ۲: میزان پتانسیل کاهش در اثر پیاده‌سازی برنامه برای هر شرکت‌کننده بر حسب MWH در هر بازه.

بازه مورد مطالعه	سال اول		بازه مورد مطالعه	سال دوم		بازه مورد مطالعه	سال سوم		بازه مورد مطالعه	سال چهارم	
	پیک	غیر پیک		پیک	غیر پیک		پیک	غیر پیک		پیک	غیر پیک
۱	۰/۱۵	۰/۴۵	۵	۰/۱۴۷	۰/۴۴۱	۹	۰/۱۴۴	۰/۴۳۲	۱۳	۰/۱۴۱	۰/۴۲۳
۲	۰/۲۵	۰/۷۵	۶	۰/۲۴۵	۰/۷۳۵	۱۰	۰/۲۴۰	۰/۷۲	۱۴	۰/۲۳۵	۰/۷۰۵
۳	۰/۰۵	۰/۱۵	۷	۰/۰۴۹	۰/۱۴۷	۱۱	۰/۰۴۸	۰/۱۴۴	۱۵	۰/۰۴۷	۰/۱۴۱
۴	۰/۰۵	۰/۱۵	۸	۰/۰۴۹	۰/۱۴۷	۱۲	۰/۰۴۸	۰/۱۴۴	۱۶	۰/۰۴۷	۰/۱۴۱

مجاب به پذیرش طرح کرد. افت راندمان طرح را با توجه به عدم نیاز به نصب و نگهداری خاص در حدود ۲٪ در سال می‌توان در نظر گرفت [۱۶]. به دلیل وابستگی این برنامه به الگوی مصرف لوازم، پیش‌بینی می‌شود میزان صرفه‌جویی بر حسب مگاوات ساعت در فصول مختلف سال که به‌عنوان بازه‌های مورد مطالعه، یا i مورد استفاده قرار خواهند گرفت با استفاده از (۳) و (۴) به‌صورت جدول ۲ باشد.

با استفاده از مقادیر پتانسیل عملی تأثیر برنامه مدیریت سمت مصرف که به‌عنوان کالای عرضه‌شده از طرف بازیگر جدید به بازار ارائه می‌شود و با استفاده از (۵) و (۶) برای تأثیرگذاری این مقدار کاهش مصرف در بازار و بر روی تولید بنگاه‌ها و با داشتن میزان کل بار مصرفی می‌توان سهم بازار هر یک از بنگاه‌ها پس از پیاده‌سازی طرح را به‌دست آورد. با داشتن سهم بازار هر یک از واحدها پس از پیاده‌سازی طرح، از روی (۷) و (۸) می‌توان میزان قدرت بازار در هر دوره از بارگذاری را به‌دست آورد.

در این حالت، میزان قدرت بازار در صورت پیاده‌سازی برنامه در دوره‌های پیک و غیر پیک برای بازه‌های زمانی اول تا شانزدهم به‌صورت شکل‌های ۱و ۲ تغییر خواهد کرد.

در این مقاله، روش پیشنهادی برای چهار سال اجرا شده و می‌تواند برای تمام سال‌های طول عمر برنامه محاسبه شود. همان‌طور که دیده می‌شود میزان تمرکز بازار در طول سال‌های مختلف کاهش پیدا کرده است که این روال را برای سال‌های بعد نیز می‌توان محاسبه کرد. همچنین در فصول گرم به‌دلیل عرضه ظرفیت بهینه‌سازی بیشتر از سمت بازیگر جدید که از روی بهینه‌سازی لوازم سرمایشی به‌دست آمده شاهد کاهش بیشتر قدرت بازار هستیم.

در صورتی که بازیگر جدید برای کاهش پیک مبلغ ۴۰۰ R/kWh و در دوران غیر پیک در حدود ۱۰۰ R/kWh پیشنهاد بدهد و این میزان را برای سال‌های بعد نیز با ۲۰٪ افزایش منظور کند با در نظر گرفتن طول عمر ۱۵ ساله برای این طرح مجموع میزان کاهش پرداخت مصرف‌کنندگان را می‌توان به‌دست آورد (اینجا به‌طور بدبینانه فرض شده است پس از پیاده‌سازی تغییری در قیمت مرزی منطقه‌ای حاصل نشود)

$$\sum_{i=۰}^{۱۴} \frac{(۴۵۰۰۰۰(۱-۰/۰۲i)(۸۵۰۰۰۰-۴۰۰۰۰)\exp(۰/۲i)+}{۱۳۵۰۰۰۰(۱-۰/۰۲i)(۲۰۰۰۰-۱۰۰۰۰)\exp(۰/۲i))۱/۵} = ۱۰e۱۲R$$

همان‌طور که پیش از این گفته شد در صورت پیاده‌سازی طرح مدیریت سمت تقاضای مبتنی بر کاهش راهبردی مصرف شاهد کاهش قدرت بازار درازمدت به‌دلیل کاهش سهم بازار بنگاه دارای قدرت بازار و گران‌ترین پیشنهاد تولید و افزایش سهم بنگاه‌های دارای پیشنهاد تولید ارزان‌تر هستیم که این امر گامی در جهت تعادل بازار است. همچنین دیدیم که روال انتخاب‌شده انعطاف بالایی برای نشان‌دادن تغییرات درازمدت سهم بنگاه‌ها از جمله ورود تولیدکننده جدید، توسعه تولید و یا بازنشستگی بنگاه‌ها دارد.

٤- نتیجه‌گیری

با ایجاد راهکاری برای پیشنهاد و پیاده‌سازی طرح‌های مدیریت مصرف، با ظرفیت کاهش و قیمت پیشنهادی مشخص و قابل قبول از سوی MME، در بلندمدت برای کمک به کاهش تمرکز و قدرت بازار و تأمین هزینه این کار از محل کاهش پرداخت مصرف‌کنندگان، می‌توان به ابزاری جدید برای کمک به کاهش قدرت بازار به وسیله بازیگرهای جدید

Archive of SID
www.SID.ir

دست پیدا کرد.

اهمیت این ایده مطرح‌کردن راندمان مصرف انرژی به‌عنوان یک کالا در بازار و همچنین امکان ایجاد بازیگران مستقلی است که می‌تواند به ابزاری کمکی برای بهینه‌سازی رفاه اجتماعی تبدیل شود. کاهش راهبردی مصرف می‌تواند ابزاری سالم، غیر مداخله‌گرانه و انعطاف‌پذیر برای کمک به کاهش قدرت بازار باشد که به تعادل بازار و ارتقای رفاه اجتماعی می‌انجامد.

جهت ادامه کار پیشنهاد می‌شود با مطالعه دقیق‌تر بازار پس از پیاده‌سازی طرح‌های کاهش راهبردی مصرف، تغییر سهم بنگاه‌ها و قیمت مرزی منطقه‌ای دقیقاً برآورد شود و علاوه بر این با مدل‌سازی دقیق‌تر رفتار مصرف‌کنندگان در صورت ارائه و پیاده‌سازی طرح، می‌توان به تخمینی دقیق‌تر از پتانسیل کاهش مصرف رسید.

مراجع

[1] C. W. Gellings, "The concept of demand-side management for electric utilities," in *Proc. of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468-1470, Oct. 1985.

[2] J. E. Runnels and M. Douglas Whyte, "Evaluation of demand-side management," in *Proc. of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1489-1495, Oct. 1985.

[3] C. W. Gellings, "Integrating demand-side management into utility planning," in *Proc. of the IEEE*, vol. 77, no. 6, pp. 908-918, Jun. 1989.

[4] A. S. Malik and B. J. Cory, "Impact of DSM on energy production cost and start-up and shut-down costs of thermal units," in *Proc. of the 4th Intemational Conf. on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM'97*, vol. 2, pp. 650-655, Hong Kong, Nov. 1997.

[5] T. S. Yau, R. G. Huff, and H. Lee Willis, "Demand-side management impact on the transmission and the distribution system," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 5, no. 2, pp. 506-512, May 1990.

[6] M. H. Didden and W. D. D'haeselee, "Demand side management in a competitive european market: who should be responsible for its implementation," *Energy Policy*, vol. 31, no. 13, pp. 1307-1314, Oct. 2003.

[7] U. Helman, "Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets," *Energy*, 2005.

[8] P. Wang, Y. Xiao, and Y. Ding, "Nodal market power assessment in electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1373-1379, Aug. 2004.

[9] K. David and A. Fushuan Wen, "Market power in electricity supply," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 352-360, Dec. 2001.

[10] D. Gan and D. V. Bourcier, "Locational market power screening and congestion management: experience and suggestions," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 180-185, Feb. 2002.

[11] A. Kanagala, M. Sahni, S. Sharma, B. Gou, and J. Yu, "A probabilistic approach of hirschman-herfindahl index (HHI) to determine possibility of market power acquisition," in *Proc. IEEE Power Systems Conf. and Expo.,* vol. 3, pp. 1277-1282, 10-13 Oct. 2004.

[12] M. J. Denton, S. J. Rassenti, V. L. Smith, and S. R. Backerman, "Market power in a deregulated electrical industry," *Decision Support Systems*, vol. 30, no. 3, pp. 357-381, Jan. 2001.

[13] L. E. Ruff, "Economic principles of demand response in electricity," Available: www.eei.org.

[14] C. Goldman, "Demand response: issues and challenges," *FERC Demand Response Technical Conf.*, Jan. 2006.

[15] P. Visudhiphari and M. D. Ilic, "Dependence of generation market power on the demand/supply ratio: analysis and modeling," in *Proc. Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 2, pp. 1115-1122, Singapore, 2000.

[۱۶] م. بهرنگ راد و م. پارسامقدم، "ارزیابی تأثیر بلندمدت بهینه‌سازی لوازم برقی خانگی بر الگوی بار شبکه به‌صورت فازی،" *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران*، سال ۵، شماره ۴، صص. ۲۶۰-۲۵۵، زمستان ۱۳۸۶.

مهدی بهرنگ راد تحصیلات خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق، الکترونیک در سال ۱۳۸۳ در دانشگاه تهران و در مقاطع کارشناسی ارشد در رشته مهندسی برق، قدرت در سالهای ۱۳۸۶ در دانشگاه تربیت مدرس به پایان رسانده . نام‌برده از سال ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۷ کارشناس مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت بوده است. وی از سال ۱۳۸۸ در دانشگاه اوساکا ژاپن مشغول به تحصیل در مقطع دکتری مهندسی برق– قدرت می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقهٔ ایشان عبارتند از: مطالعات اقتصادی بازار برق و بهره‌برداری و برنامه‌ریزی در محیط تجدیدساختار یافته.

محسن پارسامقدم تحصیلات خود را در مقطع کارشناسی برق در سال ۱۳۵۹ از دانشگاه شریف و در مقاطع کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق–قدرت به ترتیب در سالهای ۱۳۶۲ و ۱۳۶۵ از دانشگاه‌های تویوهاشی و توهوکو ژاپن به پایان رسانده است و هم‌اکنون دانشیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه تربیت مدرس تهران می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان عبارتند از: طراحی سیستم‌های قدرت، بهینه‌سازی، کنترل و تجدیدساختار در سیستم‌های قدرت.

محمدکاظم شیخ‌الاسلامی تحصیلات خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق، قدرت در سال ۱۳۷۰ در دانشگاه تهران و در مقاطع کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق، قدرت به‌ترتیب در سالهای ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ در دانشگاه تربیت مدرس به پایان رسانده و هم‌اکنون استادیار دانشگاه تربیت مدرس است. نامبرده از سال ۱۳۸۴ کارشناس ارشد مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت بوده است و از سال ۱۳۸۶معاونت پژوهشی مرکز را به‌عهده گرفته است. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقهٔ ایشان عبارتند از: مطالعات اقتصادی بازار برق و بهره‌برداری و برنامه‌ریزی در محیط تجدیدساختار یافته.

Archive of SID

www.SID.ir