تسویه تصادفی بازار با توجه به قابلیت اطمینان واحدهای تولید انرژی الکتریکی

مجتبی نجفی[۱] مهدی احسان[۲] محمود فتوحی فیروزآباد[۳] علی اخوین[۴]

۱- استادیار- دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه آزاد اسلامی واحد بوشهر- ایران
mojtabanajafi2000@yahoo.com
۲- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف
ehsan@sharif.edu
۳- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف
fotuhi@sharif.edu
۴- استادیار- دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران جنوب
akhvin@yahoo.com

چکیده: در این مقاله روشی برای تسویه همزمان بازارهای انرژی و ذخیره ارائه شده است. روش پیشنهادی دو هدف را دنبال می کند. هدف اول، لحاظ کردن تغییرات تصادفی تولید در شبکه قدرت است که بدین منظور از یک مدل تسویه تصادفی و روش مونت کارلو استفاده شده است. در هدف دوم، بهره‌برداری اقتصادی از واحدهای تولیدی و قابلیت اطمینان آنها در فرآیند اختصاص ظرفیت مورد نیاز بازار انرژی و ذخیره به ژنراتورها، مدنظر قرار می‌گیرد. در تابع هدف مربوطه، علاوه بر هزینه‌های تامین انرژی و ذخیره، هزینه‌های عدم‌تحویل انرژی و ذخیره نیز لحاظ گردیده‌اند. خروجیهای روش پیشنهادی می‌تواند در فرآیند ایجاد مشوقهای لازم در بین تولید کنندگان بکار گرفته شود. چراکه تولید کننده‌ای که قابلیت اطمینان بالاتری داشته باشد، سهم بیشتری از بازار را به خود اختصاص خواهد داد. کارایی روش ارئه شده بر روی یک شبکه نمونه مورد ارزیابی قرار گرفته و نتایج آن ارائه شده است.

کلمات کلیدی: **بازار انرژی و ذخیره، تسویه تصادفی بازار ، قابلیت اطمینان واحدها**

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۸۹/۱۰/۱۱
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۱/۱۲/۸
نام نویسنده‌ی مسئول: مجتبی نجفی
نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – بوشهر – عالیشهر – دانشگاه آزاد اسلامی – دانشکده‌ی فنی و مهندسی

Archive of SID
www.SID.ir

۱- مقدمه

در محیط تجدیدساختار شده، بازارهای انرژی و ذخیره به‌نحوی مدیریت می‌شوند که کیفیت مطلوب در عرضه انرژی به مصرف کننده-ها حاصل گردد. یکی از موارد مهم در این زمینه، قابلیت اطمینان عرضه انرژی به مصرف کننده‌ها است. پاسخگویی به موقع و مستمر واحدهای تولید به تعهدات خود در بازار برق، نقشی اساسی در برآوردن قید قابلیت اطمینان تحویل توان به مصرف کننده ها دارد. در محیط تجدید ساختار شده، معمولاً برآوردن قید قابلیت اطمینان بر عهده اپراتور سیستم است. اپراتور سیستم انرژی و ذخیره را به نحوی بین واحدهای تولید تقسیم کند که ضمن تأمین قیود فنی و ازجمله قابلیت اطمینان، کمترین هزینه بهره برداری حاصل شود.

مبحث قیمت گذاری و تسویه بازار از اهمیت بسیاری برخوردار می باشد که در مقالات مختلفی به آن پرداخته شده است [۶-۱]. بطور کلی در تسویه بازار برق، دو ساختار تسویه همزمان و غیرهمزمان بکار گرفته شده‌اند. ساختار تسویه همزمان، که در بازارهای برق PJM [۲]، ISO-NI [۳] و کالیفرنیا [۴] بکار رفته است، بازارهای انرژی و ذخیره بصورت همزمان تسویه می شوند [۵]. مشخصه تسویه با ساختار غیرهمزمان، تسویه متوالی بازارهای انرژی و ذخیره می‌باشد [۶]. دستیابی به رفاه اجتماعی بیشتر از مزایای ساختار همزمان و سادگی و پیچیدگی کمتر از مزایای ساختار غیرهمزمان است.

هزینه‌های متنوعی در توابع هدف روشهای ارائه شده برای تسویه بازار، لحاظ گردیده‌اند [۱۱-۵]. در مرجع [۵] روشی برای تخصیص ظرفیت ذخیره بین واحدهای تولیدی با توجه به نیازهای قابلیت اطمینان سمت مصرف کننده ارائه شده است. مرجع [۶] روشی برای رفع مشکلات تسویه در ساختار غیرهمزمان با اضافه کردن هزینه فرصت در تابع هدف، پیشنهاد می‌نماید. مرجع [۷] از برنامه ریزی احتمالی برای مدل بازار بصورت حوضچه در ساختار همزمان استفاده کرده است. نکته‌ای که در این مقالات کمتر مدنظر قرار گرفته، تاثیر نحوه توزیع توان بین واحدها برروی قابلیت اطمینان شبکه است.

در این مقاله روشی برای تسویه بازار در ساختار همزمان ارائه شده است که دو هدف زیر را دنبال می کند:

- بکارگیری مدل تسویه تصادفی برای لحاظ کردن ماهیت تصادفی بهره‌برداری از شبکه قدرت
- بکارگیری دو هزینه جدید در تابع هدف به منظور دستیابی به قابلیت اطمینان بیشتر در واحدهای تولیدی

برای تامین هدف اول، از شبیه سازی مونت کارلو استفاده شده که نتیجه آن بدست آمدن سناریوهای مختلف تولید انرژی الکتریکی است. همانطور که در قسمت ۲-۱ تشریح شده، در ضمن این فرآیند، از مقدار آستانه‌ای برای کاهش تعداد سناریوها، استفاده می‌شود. سپس، مدل تسویه برای سناریوهای پذیرفته شده بکار می‌رود.

برای حصول هدف دوم یعنی سعی در افزایش قابلیت اطمینان یا دسترس‌پذیری واحدهای تولید، علاوه بر هزینه‌های تامین انرژی و ذخیره، دو هزینه عدم تحویل انرژی و عدم تحویل ذخیره در تابع هدف، لحاظ گردیده‌اند. اثر بکارگیری این دو هزینه و حداقل سازی آنها در کنار هزینه‌های معمول در بازار، اینست که ظرفیت مورد نیاز شبکه بین واحدهایی تقسیم شود که قابلیت اطمینان بیشتر و هزینه کمتری دارند.

در روش پیشنهادی، از بین گزینه‌های ممکن برای تسویه بازار، گزینه-ای انتخاب می‌شود که به کمترین هزینه و بیشترین قابلیت اطمینان بیانجامد. این روش تسویه باعث می شود که واحدهای تولید در جهت افزایش قابلیت اطمینان خود حرکت نمایند تا به سهم بیشتری از بازار دست یابند. نکته ای که باید در نظر داشت اینست که هرچند افزایش قابلیت اطمینان یک واحد تولید هزینه بر می باشد اما واحد تولید میتواند با داشتن سهم بیشتری از بازار این هزینه ها را جبران نموده و قیمت پیشنهادی خود برای شرکت در بازار را در سطح مناسبی نگه دارد.

قسمتهای پیش رو در این مقاله بدین شرح می‌باشند: در بخش ۲، فرمولبندی مسئله ارائه می‌گردد. بخش ۳ شامل فلوچارت و راه حل روش پیشنهادی است. نتایج اعمال روش پیشنهادی برروی شبکه آزمون نمونه، در بخش ۴ آورده شده است. در نهایت بخش ۵ به بحث و نتیجه گیری اختصاص دارد.

۲- فرمولبندی مسئله

در این بخش ابتدا نحوه بکارگیری روش مونت کارلو برای تولید سناریوهای مختلف تولید ارائه شده و در ادامه تابع هدف و قیود مربوطه تشریح می‌گردد.

۲-۱- تولید سناریو با روش مونت کارلو

یک مزیت روش مونت کارلو این است که تعداد نمونه های مورد نیاز برای رسیدن به یک سطح دقت خاص، مستقل از ابعاد شبکه می باشد. در فرآیند مونت کارلو، از یک مدل تصادفی دو حالته برای واحدهای تولید استفاده شده است. در شروع شبیه سازی فرض می‌شود که شبکه قدرت در حالت عادی قرار دارد. به تعداد واحدهای تولید اعداد تصادفی بین ۰ و ۱ ایجاد می شود و حالت یک واحد با مقایسه بین مقدار عدد تصادفی و نرخ خروج اجباری آن واحد تعیین می‌گردد. رابطه زیر این مطلب را توصیف می‌نماید:

$$U_i (i = 1,2,..., N_g) \qquad (۱)$$
$$u_i = 1\,(on\ state) \text{ if } \mathrm{U_i} \geq FOR_i$$
$$u_i = 0\,(off\ state) \text{ if } \mathrm{U_i} \leq FOR_i$$

که در این رابطه:

Archive of SID
www.SID.ir

i: شمارنده واحد تولید

U_i: عدد تصادفی مربوط به واحد i

N_g: تعداد واحدهای تولید

u_i: وضعیت واحد i

FOR_i: نرخ خروج اجباری واحد i

اگر $u_i = 1$ باشد، امکان مشارکت واحد i در بازار وجود دارد. در این شرایط، دسترس‌پذیری واحد i ام برابر $u_i \times (1 - FOR_i)$ می باشد. چنانچه $u_i = 0$ باشد واحد i نمی‌تواند در بازار مشارکت کند و دسترس‌ناپذیری آن برابر است با $(1-u_i) \times FOR_i$. هنگامیکه این فرآیند برای تمامی واحدها صورت پذیرد، یک سناریوی تولید بدست آمده است. احتمال هر سناریو بصورت رابطه زیر درنظر گرفته می شود:

$$\Pr ob_s = \Pi_{i=1}^{N_g} \{u_i(1-FOR_i) + (1-u_i)FOR_i\} \quad (۲)$$

با توجه به تعداد بیشمار سناریوهای تولید، استفاده از یک روش برای محدود نگه داشتن تعداد سناریوها، ضروری است. در این مقاله از سناریوهای با احتمال وقوع کمتر از ۰/۰۰۲ و همچنین از سناریوهای مشابه صرفنظر شده است [۸].

۲-۲- تابع هدف و هزینه‌های لحاظ شده

هدف اصلی که در مقالات برای تسویه بازار مدنظر است، حداقل سازی هزینه ها می‌باشد. در روش پیشنهادی علاوه بر هزینه های تامین انرژی و ذخیره، دو هزینه عدم‌تحویل انرژی و عدم‌تحویل ذخیره نیز در تابع هدف لحاظ شده‌اند. این دو هزینه، را می‌توان به‌عنوان راهکاری درنظر گرفت که تولید کنندگان در عمل به تعهداتشان در بازار انرژی و ذخیره، به افزایش قابلیت اطمینان بیاندیشند. در نتیجه با بهینه‌سازی تابع هدف در روش پیشنهادی، واحدهایی با قابلیت اطمینان بالاتر و هزینه پیشنهادی کمتر، سهم بیشتری از بازار دریافت می کنند. با توجه به توضیحات فوق، تابع هدف در روش پیشنهادی بصورت زیر می باشد:

$$\sum_{s=1}^{N_s} \Pr ob_s \left\{ \sum_{t=1}^{N_p} \left[\sum_{i=1}^{N_g} \begin{pmatrix} UC(AE_{i,t}^s) \times ue_{i,t}^s + \\ UC(AR_{i,t}^s) \times ur_{i,t}^s + \\ NDEC_t^s + NDRC_t^s \end{pmatrix} \right] \right\} \quad (۳)$$

که در آن:

$$UC(AE_{i,t}^s) = AE_{i,t}^s \times BPE_i^s$$

$$UC(AR_{i,t}^s) = AR_{i,t}^s \times BPR_i^s$$

و در این روابط:

N_s: تعداد سناریوهای باقیمانده پس از کاهش تعداد سناریوها

N_p: تعداد ساعات مورد مطالعه

$AE_{i,t}^s$: سهم واحد i از بازار انرژی در سناریو s

BPE_i^s: قیمت پیشنهادی واحد i برای بازار انرژی در سناریو s

$AR_{i,t}^s$: سهم واحد i از بازار ذخیره در سناریو s

BPR_i^s: قیمت پیشنهادی واحد i برای بازار ذخیره در سناریو s

$ue_{i,t}^s$: وضعیت واحد i در بازار انرژی در ساعت t در سناریو s

$ur_{i,t}^s$: وضعیت واحد i در بازار ذخیره در ساعت t در سناریو s

$NDEC_t^s$: هزینه عدم تحویل انرژی در ساعت t در سناریو s

$NDRC_t^s$: هزینه عدم تحویل ذخیره در ساعت t در سناریو s

مجموعه قیود شامل قید محدودیت های تولید واحدها، قیود حداقل زمان روشن و خاموش بودن واحدها و نرخ افزایش توان آنها می باشند. در زیربخش بعدی نحوه محاسبه هزینه‌های عدم‌تحویل انرژی و ذخیره ذکر می‌گردد.

۲-۳- محاسبه هزینه‌های عدم‌تحویل انرژی و ذخیره

مقادیر هزینه‌های عدم‌تحویل انرژی و ذخیره را می‌توان از روابط زیر محاسبه نمود:

$$NDEC_t^s = NDE_t^s \times NSEF_t^s \quad (۴)$$

$$NDRC_t^s = NDR_t^s \times NSRF_t^s \quad (۵)$$

که در این روابط:

NDE_t^s: میزان عدم‌تحویل انرژی در ساعت t در سناریو s

$NSEF_t^s$: فاکتور عدم‌تحویل انرژی در ساعت t در سناریو s

NDR_t^s: میزان عدم‌تحویل ذخیره در ساعت t در سناریو s

$NSRF_t^s$: فاکتور عدم‌تحویل ذخیره در ساعت t در سناریو s

با توجه به اینکه در هر ساعت ممکن است تعدادی از واحد به تعهداتشان عمل نکنند، میزان انرژی و ذخیره تحویل داده نشده، از روابط زیر محاسبه می‌شوند:

Archive of SID

www.SID.ir

$$NDE_t^s = \sum_{k=1}^{N_e^s} \left\{ \left[FOR_k \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k}}^{N_e^s} (1-FOR_i) \right] \times \left[\sum_{\substack{i=1,\\ i\neq k}}^{N_e^s} AE_{i,t}^s - AE_{k,t}^s \right] \right\} + \sum_{k=1}^{N_e^s} \sum_{f>k}^{N_e^s} \left\{ \left[FOR_k FOR_f \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k,f}}^{N_e^s} (1-FOR_i) \right] \times \left[\sum_{\substack{i=1,\\ i\neq k,f}}^{N_e^s} AE_{i,t}^s - (AE_{k,t}^s + AE_{f,t}^s) \right] \right\} + \ldots \quad (۶)$$

$$NDR_t^s = \sum_{k=1}^{N_r^s} \left\{ \left[PF_k^{mt} \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k}}^{N_r^s} (1-PF_i^{mt}) \right] \times \left[\sum_{\substack{i=1,\\ i\neq k}}^{N_r^s} AR_{i,t}^s - AR_{k,t}^s \right] \right\} + \sum_{k=1}^{N_r^s} \sum_{f>k}^{N_r^s} \left\{ \left[PF_k^{mt} PF_f^{mt} \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k,f}}^{N_r^s} (1-PF_i^{mt}) \right] \times \left[\sum_{\substack{i=1,\\ i\neq k,f}}^{N_r^s} AR_{i,t}^s - (AR_{k,t}^s + AR_{f,t}^s) \right] \right\} + \ldots \quad (۷)$$

که در این روابط:

N_e^s: تعداد واحدهای تولید پذیرفته شده در بازار انرژی در سناریو s

N_r^s: تعداد واحدهای تولید پذیرفته شده در بازار ذخیره در سناریو s

PF_i^{mt}: احتمال عدم موفقیت واحد در پاسخگویی واحد i در بازه زمانی mt

منظور از بازه زمانی mt اینست که هر واحد تولیدی پذیرفته شده در بازار ذخیره، بسته به نوع ذخیره مورد نظر، باید در یک بازه زمانی معین، به تعهدات خود عمل کند. بطور مثال برای ذخیره گردان، این بازه می‌تواند ۱۰ دقیقه باشد.

لازم به ذکر است که تفاوتهایی بین روشهای موجود برای جبران عدم-تحویل انرژی و ذخیره وجود دارد. در شرایطی که تعدادی از واحدهای تولید درگیر با بازار انرژی، در انجام تعهدات خود با مشکل روبرو شوند، اپراتور سیستم برای جبران این نقصان می‌تواند از روشهای زیر استفاده کند:

- واحد جایگزین جدید (با یا بدون پذیرش از بازار انرژی) از بین واحدهایی که دارای ظرفیت اضافی هستند،
- جایگزینی از بازار ذخیره درصورتیکه ظرفیت ذخیره کافی برای جبران عدم‌تحویل از بازار انرژی در دسترس باشد،
- قطع بار، درصورتیکه دو گزینه اول نتوانند عدم‌تحویل را جبران کنند.

در شرایطی که واحدهای تولید پذیرفته شده در بازار ذخیره نتوانند به تعهدات خود عمل کنند، روشهای جبرانی موجود با شرایط قبل متفاوت بوده که می‌توان آنها بصورت زیر خلاصه نمود:

- واحد جایگزین جدید که در بازارهای انرژی و ذخیره درگیر نبوده و دارای شرایط مورد نیاز برای بازار ذخیره باشد (منظور از شرایط مورد نیاز، داشتن نرخ پاسخگویی و ظرفیت لازم است)،
- کاهش ظرفیت تعدادی از واحدهای پذیرفته شده در بازار انرژی و جابجایی این ظرفیت به بازار ذخیره. واحدهای درگیر در این شرایط، مستحق دریافت هزینه فرصت می باشند،
- قطع بار.

لازم به توضیح است که روش دوم درصورتی بکار می‌رود که واحدهایی با نرخ پاسخگویی کافی برای بازار ذخیره در دسترس نباشند. به عبارت دیگر، واحدهای دارای این ویژگی قبلاً در بازار انرژی پذیرفته شده باشند.

در این مقاله، روشی برای جبران عدم‌تحویل بکار می رود که دارای کمترین هزینه و بیشترین قابلیت‌اطمینان واحدها باشد.

احتمال عدم‌تحویل انرژی و ذخیره به ترتیب به نرخ خروج اجباری واحدها و احتمال عدم موفقیت واحد در پاسخگویی در بازه زمانی معین تحویل ذخیره بستگی دارد. منظور از بازه زمانی معین، مدتی است که واحد فرصت دارد تا ذخیره بالقوه تخصیص یافته را به ذخیره بالفعل تبدیل نماید. این احتمال عدم‌تحویلها بطور مثال برای حالتهاییکه یک واحد یا دو واحد بطور همزمان به تعهداتشان عمل نکنند، بصورت زیر قابل محاسبه‌اند:

$$\begin{aligned} \Pr_k^e &= FOR_k \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k}}^{N_r} (1-FOR_i) \\ \Pr_{k,f}^e &= FOR_k FOR_f \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k,f}}^{N_e} (1-FOR_i) \\ \Pr_k^r &= PF_k \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k}}^{N_r} (1-PF_i) \\ \Pr_{k,f}^r &= PF_k PF_f \prod_{\substack{i=1,\\ i\neq k,f}}^{N_r} (1-PF_i) \end{aligned} \quad (۸)$$

که در این روابط:

$\Pr_k^e$: احتمال عدم‌تحویل انرژی واحد k

Archive of SID

www.SID.ir

$\Pr_{k,f}^{e}$: احتمال عدم‌تحویل انرژی واحد k و f

$\Pr_{k}^{r}$: احتمال عدم‌تحویل ذخیره واحد k

$\Pr_{k,f}^{r}$: احتمال عدم‌تحویل ذخیره واحد k و f

با توجه به اینکه تعداد حالات عدم‌تحویل می‌تواند خیلی زیاد باشد، در روش پیشنهادی، حالتهای با احتمال رخداد بالاتر و میزان عدم‌تحویل بیشتر انتخاب شده‌اند. رابطه زیر این حالات را توصیف می کند:

$$\max\left[\Pr_{k}^{e,s}\frac{NDE_{k}^{s}}{\sum_{i=1}^{N_{e}^{s}}NDE_{i}^{s}}\ ,\ \mathrm{k}\in \mathrm{K}_{\mathrm{S}}^{\mathrm{NDE,s}}\right] \quad (۹)$$

$$\max\left[\Pr_{k}^{r,s}\frac{NDR_{k}^{s}}{\sum_{i=1}^{N_{r}^{s}}NDR_{i}^{s}}\ ,\ \mathrm{k}\in \mathrm{K}_{\mathrm{S}}^{\mathrm{NDR,s}}\right] \quad (۱۰)$$

که در این روابط:

$\Pr_{k}^{e,s}$: احتمال عدم‌تحویل انرژی واحد k در سناریو s

NDE_{k}^{s}: سهم واحد k در سناریو s از عدم‌تحویل انرژی

$\mathrm{K}_{\mathrm{S}}^{\mathrm{NDE,s}}$: مجموعه واحدهایی که در عدم‌تحویل انرژی مشارکت دارند

$\Pr_{k}^{r,s}$: احتمال عدم‌تحویل ذخیره واحد k در سناریو s

NDR_{k}^{s}: سهم واحد k در سناریو s از عدم‌تحویل ذخیره

$\mathrm{K}_{\mathrm{S}}^{\mathrm{NDR,s}}$: مجموعه واحدهایی که در عدم‌تحویل ذخیره مشارکت دارند

طبق این روابط، می‌توان حالات با احتمال رخداد بالاتر و سهم بیشتر از عدم‌تحویل انرژی را انتخاب نمود.

همانطور که قبلاً بیان شد روش بهینه جبران عدم‌تحویل، روشی است که دارای کمترین هزینه و بیشترین قابلیت اطمینان پاسخگویی واحدها باشد. با بکارگیری روابط زیر این دو نکته برآورده می‌شوند:

$$\max\sum_{i=1,i\neq K_{S}^{NDE,s}}^{N_{NDE}^{s}}\left[(1-FOR_{i})\frac{SS_{i}^{e,s}}{NDE^{s}}\right] \quad (۱۱)$$

$$\max\sum_{i=1,i\neq K_{S}^{NDR,s}}^{N_{NDR}s}\left[(1-PF_{i})\frac{SS_{i}^{r,s}}{NDR^{s}}\right] \quad (۱۲)$$

که در این روابط:

N_{NDE}^{s}: تعداد واحدهایی با امکان جایگزینی برای عدم‌تحویل انرژی

$SS_{i}^{e,s}$: سهم واحد i از جبران عدم‌تحویل انرژی

NDE^{s}: کل ظرفیت تحویل داده نشده از بازار انرژی

N_{NDR}^{s}: تعداد واحدهایی با امکان جایگزینی برای عدم‌تحویل ذخیره

$SS_{i}^{r,s}$: سهم واحد i از جبران عدم‌تحویل ذخیره

NDR^{s}: کل ظرفیت تحویل داده نشده از بازار ذخیره

با بکارگیری این روابط، امکان اعمال تاثیر نحوه توزیع ظرفیت مورد نیاز بین واحدها برروی قابلیت اطمینان آنها فراهم می‌شود.

با انتخاب حالات عدم‌تحویل و روش بهینه جبران آنها، فاکتورهای عدم‌تحویل انرژی و ذخیره ($NSEF_{t}^{s}$ و $NSRF_{t}^{s}$) براساس هزینه روش جایگزین، قابل محاسبه خواهند بود.

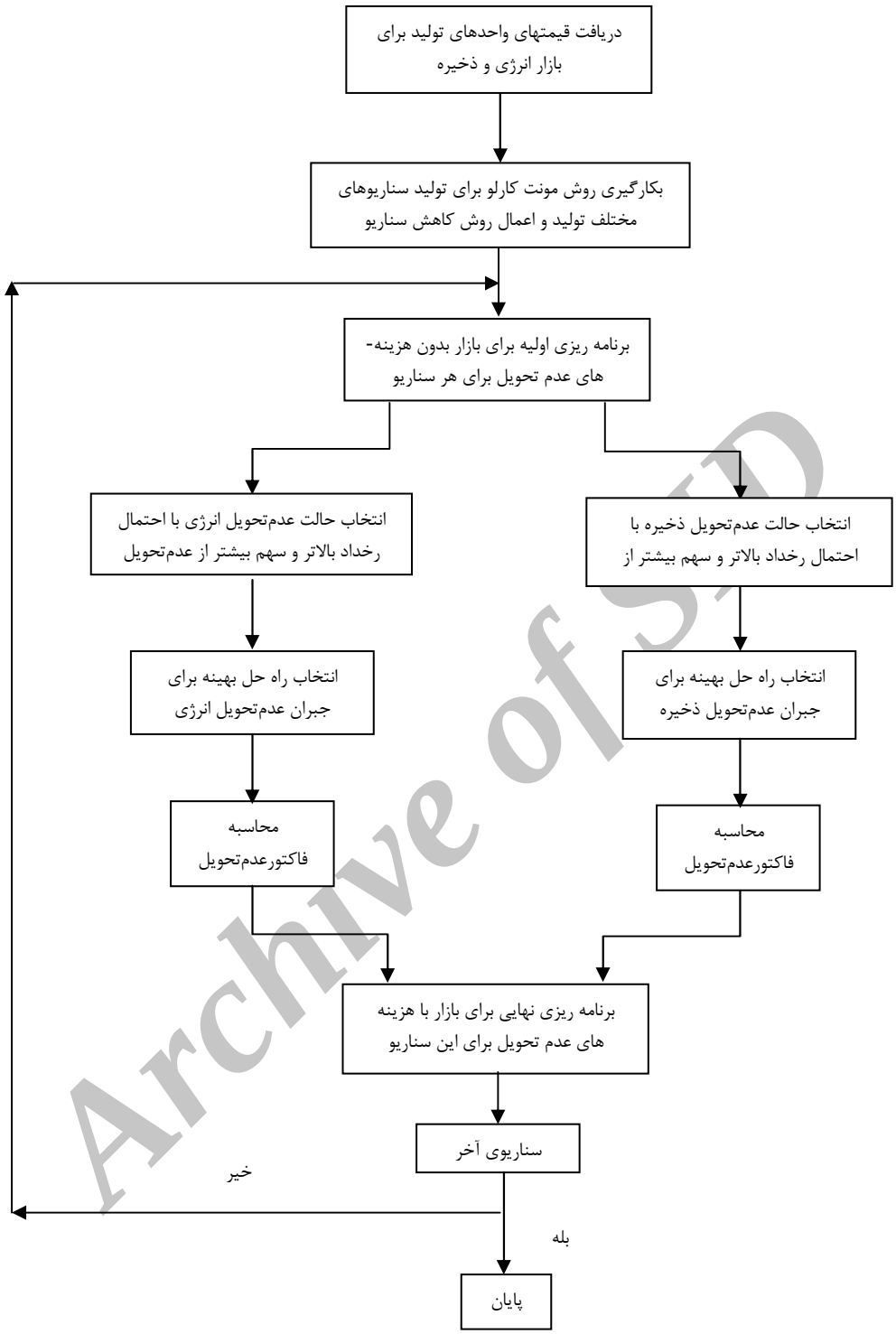
۳- الگوریتم پیشنهادی

در این بخش الگوریتم تسویه پیشنهادی بازار تشریح می‌شود. ابتدا، با بکارگیری روش مونت کارلو سناریوهای مختلف تولید ایجاد می شوند و با اعمال روش کاهش سناریو، سناریوهای با احتمال بالاتر انتخاب می-گردند. بدین‌منظور، باید فاکتورهای عدم‌تحویل انرژی و ذخیره محاسبه شوند. برای انجام این کار یک برنامه ریزی اولیه بدون هزینه های عدم-تحویل صورت می گیرد. سپس از بین حالات عدم‌تحویل براساس روابط (۹) و (۱۰)، حالات با بیشترین احتمال رخداد و سهم از عدم تحویل انتخاب شده و با توجه به روشهای موجود برای جبران، با استفاده از روابط (۱۱) و (۱۲) راه حل بهینه انتخاب می شود. براساس هزینه روش بهینه، فاکتورهای عدم‌تحویل محاسبه می‌شوند. سرانجام، برنامه ریزی نهایی با اعمال هزینه‌های عدم‌تحویل تعیین می‌گردد. شکل ۱، روندنمای الگوریتم پیشنهادی را نشان می‌دهد.

۴- نتایج شبیه سازی

از یک شبکه نمونه ۶ شینه، که در [۶] و [۱۷] اطلاعات آن ارائه شده، برای نشان دادن کارایی روش پیشنهادی استفاده شده است. شکل ۲، نمای تک خطی شبکه را نشان می‌دهد. این شبکه ۶ ژنراتور با ظرفیت های ۱۷ تا ۵۲۰ مگاوات دارد. کل ظرفیت تولید شبکه ۱۲۲۷ مگاوات و حداکثر بار آن ۱۰۰۰ مگاوات می باشد. بار شینه های ۱ تا ۶ به ترتیب ۲۳، ۱۱، ۲۳، ۲۱، ۱۷ و ۵ درصد بار کل فرض شده است. پیشنهاد واحدهای تولید برای بازار انرژی و ذخیره و مشخصات آنها در جدول ۱ آورده شده‌اند. دوره زمانی شبیه سازی ۲۴ ساعت است که بار شبکه در آن از ۳۵۰ تا ۱۰۰۰ مگاوات تغییر می‌کند. میزان ذخیره مورد نیاز معادل ۱۰ درصد بار شبکه، فرض شده است.

Archive of SID
www.SID.ir



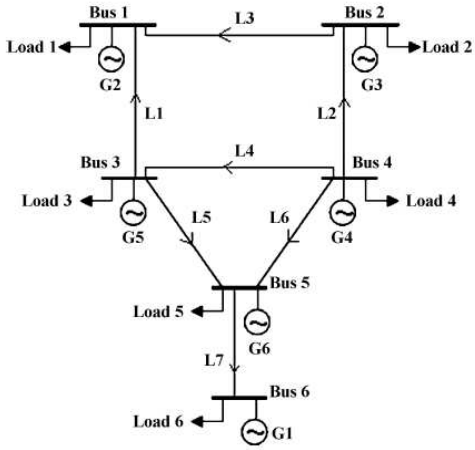
شکل (۱): فلوچارت الگوریتم پیشنهادی

Archive of SID

www.SID.ir

برنامه‌ای در محیط MATLAB برای اجرای شبیه‌سازی مونت کارلو نوشته شده است. در خروجی این برنامه، از سناریوهای با احتمال کمتر از ۰,۰۰۲ صرفنظر شده است. پس از کاهش سناریوها برمبنای این آستانه احتمال، پیشامدهای مرتبه اول و دوم باقی می‌ماند، که از دقت کافی برای محاسبات برخوردار هستند. پس از تولید سناریوها باید برای هر سناریو، برنامه تسویه با تابع هدف (۳) و قیود مربوطه اجرا شود. برای اجرای این برنامه بهینه سازی از نرم افزار GAMS استفاده شده است. مسئله بهینه سازی بصورت یک Mixed-integer linear programming (MILP) مدل شده [۱۸] و توسط Solver، CPLEX9 تحت GAMS حل شده است [۱۹].

در مرحله اول باید فاکتورهای عدم تحویل برای هر سناریو محاسبه شوند. بدین‌منظور، ابتدا یک برنامه ریزی اولیه براساس تابع هدف (۳) و بدون هزینه‌های عدم تحویل انجام می‌شود. جدول ۲ نتایج این برنامه ریزی اولیه برای بازار انرژی و ذخیره را طی ۵ ساعت نشان می دهد.

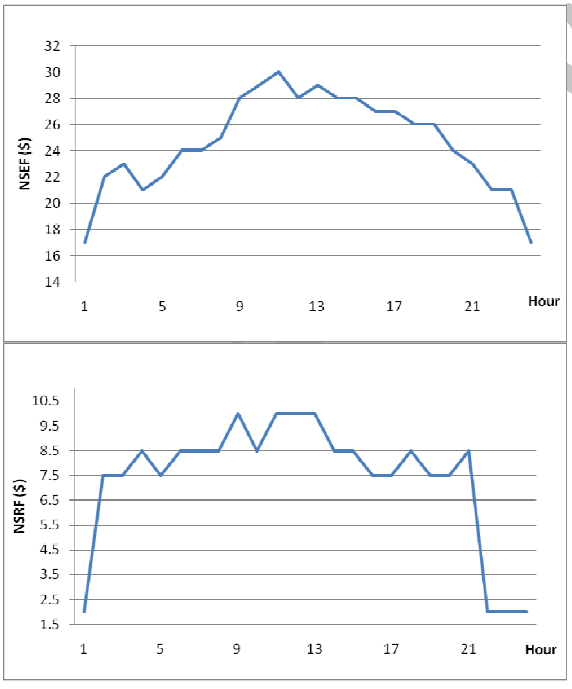


شکل(۲): نمای تک خطی شبکه نمونه ۶ شینه

در مرحله بعد براساس نتایج جدول ۲، حالات عدم‌تحویل با بیشترین احتمال رخداد و بیشترین سهم از عدم‌تحویل انتخاب می شوند که نتایج آن، به‌ترتیب، در جدولهای ۳ و ۴ برای بازار انرژی و ذخیره ارائه شده است. از آنجاکه عدم‌تحویل انرژی یا ذخیره دو و یا تعداد بیشتری واحد بصورت همزمان دارای احتمال بسیار پایین می باشد، در این مطالعات فقط نتایج عدم تحویل تک واحدی بررسی شده است. سطرهایی که در این جدولها پررنگ شده‌اند حالات با احتمال رخداد و سهم بیشتر از عدم‌تحویل را نشان می‌دهند. براساس جدولهای ۳ و ۴، فاکتورهای عدم‌تحویل برای ۲۴ ساعت محاسبه شده که نتایج در شکل ۳ آمده است. بطور مثال فرض کنید در بار ۱۰۰۰ مگاوات، واحد ۴ نتواند به تعهدات خود از بازار انرژی (۴۳۸/۶ مگاوات) عمل کند، راه حل بهینه برای جبران این نقصان، استفاده از ظرفیت باقیمانده واحدهای ۱، ۲، ۳، ۵ و ۶ می باشد. اما ظرفیت باقیمانده این واحدها فقط۶۵/۶ مگاوات بوده و راه حل دیگر استفاده از ظرفیت ذخیره می باشد. ظرفیت ذخیره نیز میتواند ۸۰ مگاوات دیگر را جبران کند (فرض شده است واحدی که نتواند به تعهداتش از بازار انرژی عمل کند، نمیتواند ظرفیت ذخیره نیز تحویل دهد). در نتیجه، در این حالت قطع بار اجتناب ناپذیر است. براساس هزینه عدم‌تامین بار، فاکتور عدم-تحویل انرژی در این حالت معادل ۳۰ دلار برای هر مگاوات لحاظ می-شود. در مورد بازار ذخیره اگر واحد ۲ نتواند به تعهداتش از بازار ذخیره (۳۰ مگاوات) عمل کند، میتوان از ظرفیت باقیمانده واحدهای ۴ و ۶ برای جبرانسازی استفاده کرد که به ترتیب ۲ و ۱۰ دلار برای هر مگاوات برای بازار ذخیره پیشنهاد کرده‌اند. با توجه به محدودیت ظرفیت شبکه انتقال، واحد ۶ انتخاب شده و در اینحالت فاکتور عدم-تحویل ذخیره معادل ۱۰ دلار برای هر مگاوات لحاظ می‌شود.

پس از محاسبه فاکتورهای عدم‌تحویل انرژی و ذخیره میتوان برنامه ریزی نهایی را انجام داد. در این مرحله برنامه ریزی نهایی با حضور هزینه‌های عدم‌تحویل در تابع هدف (۳) انجام می‌شود. نتایج برنامه ریزی نهایی در جدول ۵ ارائه شده است.

برای مشاهده تاثیر روش پیشنهادی بر روی قابلیت‌اطمینان مشارکت واحدهای تولید با حالتیکه هزینه‌های عدم‌تحویل در تابع هدف نباشند، می‌توان نتایج جدول ۶ را ملاحظه نمود. جدول ۶ نشان می‌دهد که روش پیشنهادی به سطح بالاتری از قابلیت اطمینان منجر می‌شود.



شکل (۳): نتایج محاسبات فاکتورهای عدم‌تحویل انرژی و ذخیره

Archive of SID
www.SID.ir

جدول (۱): اطلاعات واحدهای تولیدی

واحد تولیدی	پیشنهاد انرژی						پیشنهاد ذخیره	
	بازه ۱		بازه ۲		بازه ۳		بازه ۱	
	MW	قیمت ($)	MW	قیمت ($)	MW	قیمت ($)	MW	قیمت ($)
۱	۵	۱۳	۷	۲۳	۵	۲۷	۱۷	۷/۵
۲	۸۰	۱۴	۶۰	۲۶	۶۰	۲۸	۲۰۰	۱۰
۳	۷۰	۱۱	۱۵	۲۲	۱۵	۲۵	۱۰۰	۸/۵
۴	۴۰۰	۱۲	۶۰	۲۱	۶۰	۲۴	۵۲۰	۲
۵	۲۰۰	۱۰	۴۰	۱۱	۴۰	۱۲	۲۸۰	۱
۶	۵۰	۱۷	۳۰	۲۷	۳۰	۲۹	۱۱۰	۱۰

ادامه جدول (۱): اطلاعات واحدهای تولیدی

واحد تولیدی	نرخ افزایش توان (MW/min)	حداکثر ظرفیت تولید (MW)	حداقل زمان خاموشی (ساعت)	حداقل زمان روشن (ساعت)	FOR	λ(f/yr)
۱	۱	۱۷	۲	۴	۰/۰۲	۳
۲	۲	۲۰۰	۱۰	۱۲	۰/۰۵	۹/۲
۳	۱	۱۰۰	۸	۸	۰/۰۴	۷/۳
۴	۲	۵۲۰	۱۰	۱۲	۰/۰۸	۸
۵	۴	۲۸۰	۱۰	۱۲	۰/۰۶	۷/۶
۶	۱	۱۱۰	۸	۸	۰/۰۴	۹/۱

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (۲): نتایج برنامه ریزی اولیه بازار انرژی و ذخیره (بدون لحاظ کردن هزینه‌های عدم‌تحویل)

نتایج تسویه بازار انرژی و ذخیره			شماره واحد تولیدی	ذخیره مورد نیاز (MW)	بار شبکه	ساعت
هزینه کل ($K)	سهم ذخیره (MW)	سهم انرژی (MW)				
۷/۲	۰	۳/۸	۱	۶۰	۶۰۰	۱
	۰	۹/۴	۲			
	۰	۵۶	۳			
	۲۲	۲۹۶/۴	۴			
	۳۸	۲۳۴	۵			
	۰	۰/۴	۶			
۸/۷	۷/۶	۵	۱	۷۰	۷۰۰	۲
	۰	۵۱/۸	۲			
	۰	۷۰	۳			
	۲۲	۳۱۵/۸	۴			
	۳۸	۲۴۲/۲	۵			
	۲/۴	۱۵/۲	۶			
۹/۸	۷/۶	۵	۱	۸۰	۸۰۰	۳
	۰	۸۰	۲			
	۹/۶	۷۰	۳			
	۲۲	۳۷۷/۲	۴			
	۳۸	۲۴۰	۵			
	۲/۸	۲۷/۸	۶			
۱۷/۸	۷/۳	۹/۷	۱	۹۰	۹۰۰	۴
	۲۰	۹۸/۷	۲			
	۸/۷	۹۱/۳	۳			
	۱۹/۲	۴۰۲/۵	۴			
	۱۱/۳	۲۶۸/۷	۵			
	۲۳/۵	۲۹/۱	۶			
۲۰/۷	۵/۷	۱۱/۳	۱	۱۰۰	۱۰۰۰	۵
	۳۰	۱۶۳/۲	۲			
	۸/۲	۹۱/۸	۳			
	۲۰	۴۳۸/۶	۴			
	۱۱/۳	۲۶۸/۷	۵			
	۲۴/۸	۲۶/۴	۶			

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (۳): انتخاب حالت بین حالات عدم‌تحویل انرژی برای سه سطح بار

انتخاب حالت	سهم از کل عدم تحویل	احتمال حالت	مقدار عدم تحویل (MW)	واحد با عدم تحویل	ظرفیت باقیمانده (MW)	برنامه‌ریزی اولیه		واحد	بار (MW)
						ذخیره (MW)	انرژی (MW)		
۰	۰/۰۰۶	۰/۰۱۵	۵	۱	۴/۴	۷/۶	۵	۱	۸۰۰
۰/۰۰۳	۰/۱	۰/۰۳۹	۸۰	۲	۱۲۰	۰	۸۰	۲	
۰/۰۰۲	۰/۰۸۷	۰/۰۳	۷۰	۳	۲۰/۴	۹/۶	۷۰	۳	
۰/۰۳	۰/۴۷۱	۰/۰۶۴	۳۷۷/۲	۴	۱۲۰/۸	۲۲	۳۷۷/۲	۴	
۰/۰۱۴	۰/۳	۰/۰۴۷	۲۴۰	۵	۲	۳۸	۲۴۰	۵	
۰/۰۰۱	۰/۰۳۴	۰/۰۳	۲۷/۸	۶	۷۹/۴	۲/۸	۲۷/۸	۶	
۰	۰/۰۱	۰/۰۱۵	۹/۷	۱	۰	۷/۳	۹/۷	۱	۹۰۰
۰/۰۰۴	۰/۱۰۹	۰/۰۳۹	۹۸/۷	۲	۸۱,۳	۲۰	۹۸/۷	۲	
۰/۰۰۳	۰/۱۰۱	۰/۰۳	۹۱/۳	۳	۰	۸/۷	۹۱/۳	۳	
۰/۰۲۸	۰/۴۴۷	۰/۰۶۴	۴۰۲/۵	۴	۹۸/۳	۱۹/۲	۴۰۲/۵	۴	
۰/۰۱۴	۰/۲۹۸	۰/۰۴۷	۲۶۸/۷	۵	۰	۱۱/۳	۲۶۸/۷	۵	
۰	۰/۰۳۲	۰/۰۳	۲۹/۱	۶	۵۷/۴	۲۳/۵	۲۹/۱	۶	
۰	۰/۰۱۱	۰/۰۱۵	۱۱/۳	۱	۰	۵/۷	۱۱/۳	۱	۱۰۰۰
۰/۰۰۶	۰/۱۶۳	۰/۰۳۹	۱۶۳/۲	۲	۶/۸	۳۰	۱۶۳/۲	۲	
۰/۰۰۲	۰/۰۹۱	۰/۰۳	۹۱/۸	۳	۰	۸/۲	۹۱/۸	۳	
۰/۰۲۸	۰/۴۳۸	۰/۰۶۴	۴۳۸/۶	۴	۶۱/۴	۲۰	۴۳۸/۶	۴	
۰/۰۱۲	۰/۲۶۸	۰/۰۴۷	۲۶۸/۷	۵	۰	۱۱/۳	۲۶۸/۷	۵	
۰	۰/۰۲۶	۰/۰۳	۲۶/۴	۶	۵۸/۸	۲۴/۸	۲۶/۴	۶	

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (۴): انتخاب حالت بین حالات عدم‌تحویل ذخیره برای سه سطح بار

انتخاب حالت	سهم از کل عدم تحویل	احتمال حالت	مقدار عدم تحویل (MW)	واحد با عدم تحویل	ظرفیت باقیمانده (MW)	برنامه‌ریزی اولیه		واحد	بار (MW)
						ذخیره (MW)	انرژی (MW)		
۰	۰/۰۹۵	۰/۰۰۰۲	۷/۶	۱	۴/۴	۷/۶	۵	۱	۸۰۰
۰	۰	۰/۰۰۰۵	۰	۲	۱۲۰	۰	۸۰	۲	
۰	۰/۱۲	۰/۰۰۰۴	۹/۶	۳	۲۰/۴	۹/۶	۷۰	۳	
۰/۰۰۰۱	۰/۲۷۵	۰/۰۰۰۵	۲۲	۴	۱۲۰/۸	۲۲	۳۷۷/۲	۴	
۰/۰۰۰۲	۰/۴۷۵	۰/۰۰۰۴	۳۸	۵	۲	۳۸	۲۴۰	۵	
۰	۰/۰۳۵	۰/۰۰۰۵	۲/۸	۶	۷۹/۴	۲/۸	۲۷/۸	۶	
۰	۰/۰۸۱	۰/۰۰۰۲	۷/۳	۱	۰	۷/۳	۹/۷	۱	۹۰۰
۰/۰۰۰۱	۰/۲۲۲	۰/۰۰۰۵	۲۰	۲	۸۱,۳	۲۰	۹۸/۷	۲	
۰	۰/۰۹۷	۰/۰۰۰۴	۸/۷	۳	۰	۸/۷	۹۱/۳	۳	
۰	۰/۲۱۳	۰/۰۰۰۵	۱۹/۲	۴	۹۸/۳	۱۹/۲	۴۰۲/۵	۴	
۰	۰/۱۲۶	۰/۰۰۰۴	۱۱/۳	۵	۰	۱۱/۳	۲۶۸/۷	۵	
۰/۰۰۰۱	۰/۲۶۱	۰/۰۰۰۵	۲۳/۵	۶	۵۷/۴	۲۳/۵	۲۹/۱	۶	
۰	۰/۰۵۷	۰/۰۰۰۲	۵/۷	۱	۰	۵/۷	۱۱/۳	۱	۱۰۰۰
۰/۰۰۰۲	۰/۳	۰/۰۰۰۵	۳۰	۲	۶/۸	۳۰	۱۶۳/۲	۲	
۰	۰/۰۸۲	۰/۰۰۰۴	۸/۲	۳	۰	۸/۲	۹۱/۸	۳	
۰	۰/۲	۰/۰۰۰۵	۲۰	۴	۶۱/۴	۲۰	۴۳۸/۶	۴	
۰	۰/۱۱۳	۰/۰۰۰۴	۱۱/۳	۵	۰	۱۱/۳	۲۶۸/۷	۵	
۰/۰۰۰۱	۰/۲۴۸	۰/۰۰۰۵	۲۴/۸	۶	۵۸/۸	۲۴/۸	۲۶/۴	۶	

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (۵): نتایج برنامه ریزی نهایی بازار انرژی و ذخیره با لحاظ کردن هزینه های عدم تحویل

نتایج تسویه بازار انرژی و ذخیره			واحد تولیدی	ذخیره مورد نیاز (MW)	بار شبکه (MW)	ساعت
هزینه کل ($k)	سهم ذخیره (MW)	سهم انرژی (MW)				
۷/۰۶	۰	۶	۱	۶۰	۶۰۰	۱
	۰	۱۱/۴	۲			
	۰	۷۳	۳			
	۲۰	۲۶۹/۴	۴			
	۴۰	۲۴۰	۵			
	۰	۰/۲	۶			
۸/۶	۷	۵،۸	۱	۷۰	۷۰۰	۲
	۰	۴۳/۸	۲			
	۰	۷۸/۲	۳			
	۲۰	۳۲۳/۸	۴			
	۴۰	۲۴۰	۵			
	۳	۸/۴	۶			
۱	۷	۵	۱	۸۰	۸۰۰	۳
	۰	۸۰	۲			
	۹/۲	۷۰	۳			
	۲۰	۳۶۵/۲	۴			
	۴۰	۲۴۰	۵			
	۳/۸	۳۹/۸	۶			
۱/۲	۹/۸	۷/۲	۱	۹۰	۹۰۰	۴
	۲۰	۹۳/۳	۲			
	۱۰	۹۰	۳			
	۱۸/۹	۳۹۹	۴			
	۲۱/۳	۲۵۸/۷	۵			
	۱۰	۵۱/۸	۶			
۱/۵	۱۰	۷	۱	۱۰۰	۱۰۰۰	۵
	۲۰	۱۵۲	۲			
	۱۰	۹۰	۳			
	۲۰	۴۲۱	۴			
	۳۰	۲۵۰	۵			
	۱۰	۸۰	۶			

جدول (۶): مقایسه قابلیت اطمینان در روش پیشنهادی با روش تسویه بدون لحاظ شدن هزینه‌های عدم‌تحویل

قابلیت اطمینان پاسخگویی بازار ذخیره		قابلیت اطمینان پاسخگویی بازار انرژی		بار شبکه (MW)
روش پیشنهادی	روش بدون هزینه های عدم تحویل	روش پیشنهادی	روش بدون هزینه های عدم تحویل	
۰/۹۹۹۷	۰/۹۹۹۶	۰/۹۳۴۱	۰/۹۳۳۹	۶۰۰
۰/۹۹۹۶	۰/۹۹۹۶	۰/۹۳۴۲	۰/۹۳۴۲	۷۰۰
۰/۹۹۹۶	۰/۹۹۹۶	۰/۹۳۴۹	۰/۹۳۴۳	۸۰۰
۰/۹۹۹۵	۰/۹۹۹۴	۰/۹۳۵۶	۰/۹۳۵۳	۹۰۰
۰/۹۹۹۵	۰/۹۹۹۴	۰/۹۳۶۸	۰/۹۳۵۷	۱۰۰۰

Archive of SID

www.SID.ir

۵- نتیجه گیری

در این مقاله روشی جهت تسویه همزمان بازارهای انرژی و ذخیره ارائه گردید که دو ویژگی مهم آنرا میتوان بصورت زیر برشمرد:

- لحاظ کردن ماهیت تصادفی مشارکت واحدهای تولید در بازار برق با استفاده از روش مونت کارلو،
- وارد کردن هزینه‌های "عدم تحویل انرژی" و "عدم تحویل ذخیره" در تابع هدف. در نظر گرفتن این دو هزینه باعث میشود که ظرفیت مورد نیاز بازار به واحدهایی اختصاص یابد که تولید آنها با هزینه کمتر و قابلیت اطمینان بیشتر همراه باشد،

نتایج حاصل از پیاده سازی روش، بر روی شبکه نمونه مورد مطالعه نقش عامل مهم ریسک تولید در رسیدن به پاسخهای واقع بینانه تر در حل مسأله بهینه سازی را نشان می دهد. این نتایج میتواند به-عنوان ابزاری برای برنامه ریزی، با توجه به قید ریسک تولید، توسط شرکتهای

تولید انرژی الکتریکی بکار گرفته شود. روش پیشنهادی به تولید کنندگان کمک مینماید که برای دستیابی به سهم بیشتر از بازار برق، درخصوص افزایش قابلیت اطمینان تولید تصمیم گیری نمایند.

مراجع

[1] S.Hasanpour, R. Ghazi, M. H. Javidi, A New Approach for Accurate Pricing of Reactive Power and Its Application to Cost Allocation in Deregulated Electricity Markets, IAEEE, vol.7, no.2.

[2] Scheduling operations manual, Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, Available at: http://www.pjm.com/ (Online).

[3] Market operations, Independent System Operator (ISO) New England, Available at: http://www.iso-ne.com/ (Online).

[4] CAISO 28-Jun MD02 tariff filing of clean tariff sheets and errata, Available at: http://www.caiso.com/ (Online).

[5] M. Najafi, M. Ehsan, M. Fotuhi-Firuzabad, A. Akhavein, K. Afshar Optimal reserve capacity allocation with consideration of customer reliability requirements, Energy, Vol. 35, pp. 3883-3890, 2010.

[6] K. Afshar, M. Ehsan, M. Fotuhi-Firuzabad, N. Amjady, A Method for Reserve Clearing in Disaggregated Model Considering Lost Opportunity Cost, Elect. Power Syst. Res., vol. 78, Jun. 2008, pp. 527–538.

[7] J. Bai, H. B. Gooi, L. M. Xia, G. Strbac, B. Venkatesh, A Probabilistic Reserve Market Incorporating Interruptible Load, IEEE Trans. Power Syst., vol. 21 n. 3, Aug. 2006, pp. 1079-1087.

[8] Li T, Shahidehpour M, Li Z. "Risk-constrained bidding strategy with stochastic unit commitment". IEEE Trans Power Syst 2007;22(1):449–58.

[9] P. Havel, P. H. cek, V. Cerný, J.Fantík, Optimal planning of ancillary services for reliable power balance control, IEEE Trans Power Syst., vol. 23 n. 3, Jun. 2008, pp. 1375-1382.

[10] P. Wang, L. Goel, Reliability- based reserve management in a bilateral power market, Elect. Power Syst. Res., vol. 67, Jun. 2003, pp. 185-189.

[11] C.W. Yu, X.S. Zhao, F.S. Wen, C.Y. Chung, T.S. Chung, M.X. Huang, Pricing and procurement of operating reserves in competitive pool-based electricity markets, Elect. Power Syst. Res., vol. 73, Jun. 2005, pp. 37–43.

[12] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability evaluation of power systems (2nd ed. New York, Plenum Press, 1996).

[13] L. Wu, S. M. Shahidehpour, T. Li, Cost of reliability analysis based on stochastic unit commitment, IEEE Trans. Power Syst., vol. 23 n. 3, Aug. 2008, pp. 1364-1373.

[14] Y. L. Mok, T. S. Chung, Prediction of domestic, industrial and commercial interruption costs by relational approach, in Proc. 4th Int. Conf. Advances in Power System Control, Operation and Management, Nov. 1997: APSCOM-97 (Conf. Publ. No. 450), pp. 209–215.

[15] T. W. Gedra, P. P. Varaiya, Markets and pricing for interruptible electric power, IEEE Trans. Power Syst., vol. 8 n. 1, Nov. 1993, pp. 122–128.

[16] K. Bhattacharya, H. J. M. Bollen, J. E. Daalder, Real time optimal interruptible tariff mechanism incorporating utility- customer interactions, IEEE Trans. Power Syst., vol. 15 n. 2, Dec. 2000, pp. 700–706.

[17] M. Rashidinejad, Y.H. Song, M.H. Javidi Dasht-Bayaz, Contingency reserve pricing via a joint energy and reserve dispatching approach, Energy Convers. Manage., vol. 43, Nov. 2002, pp. 537–548.

[18] F.S. Hillier, G.J. Lieberman, Introduction to Operations Research, eighth ed., McGraw-Hill, Boston, MA, 2005.

[19] GAMS: A User's Guide, http://www.gams.com.

Archive of SID

www.SID.ir