

تسویه هماهنگ بازارهای رقابتی برق و گاز مستقل

اسماعیل عابدینی^۱، تقی بارفروشی^{۲*}، میثم جعفری نوکندی^۳

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۱۳۹۹/۰۵/۳۱ پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۰۸/۱۴	در این مقاله، مدل خطی تسویه هماهنگ بازارهای برق و گاز ارائه شده است که در آن، قیمت‌ها و تصمیمات شبکه‌های برق و گاز در بازارهای رقابتی تعاملی به دست می‌آید. تسویه هریک از بازارها توسط بهره‌بردار هر شبکه و هماهنگ با تصمیمات بازار دیگر انجام می‌شود. بهره‌بردار بازار برق، تصمیمات شبکه برق را برای روز بعد با توجه به قیمت تسویه شده در بازار گاز اخذ می‌کند. بازار گاز نیز متأثر از میزان مصرف نیروگاه‌های گازسوز است که از تسویه بازار برق به دست می‌آید. در این مقاله با معرفی مدل جدید خطی سازی قیود شبکه گاز بدون متغیر عدد صحیح، تسویه بازارهای برق و گاز با استفاده از روش‌های دوگان و KKT به صورت هماهنگ و هم‌زمان حل شده است. مدل پیشنهادی بر روی شبکه شش‌شینه نمونه و ۱۱۸ شینه IEEE شبیه‌سازی شده است. نتایج به دست آمده کارایی مدل ارائه شده را برای عملکرد هماهنگ بازارهای برق و گاز و کاهش هزینه‌ها و قیمت‌های مکانی برق و گاز نشان می‌دهد.
واژگان کلیدی: بازار برق، بازار گاز، بهره‌برداری هماهنگ، خطی سازی، روش دوگان و KKT.	

۱- مقدمه

متعددی برای در نظر گرفتن محدودیت شبکه گاز در بهره‌برداری از شبکه برق صورت گرفته است. در [۵] مسئله برنامه‌ریزی مقید به امنیت مشارکت واحدها^۳ با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه گاز مطرح و برای حل آن از روش نیوتون رافسون و تجزیه بندرز استفاده شده است. مطالعه اقتصادی به کارگیری برنامه پاسخ‌گویی تقاضا^۴ (DR) در برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت با در نظر گرفتن محدودیت‌های ناشی از شبکه گاز در [۶] انجام شده است. در [۷] پخش بار هم‌زمان شبکه برق و گاز با در نظر گرفتن لختی شبکه گاز در حضور نیروگاه بادی انجام شده است. لختی شبکه گاز به صورت تأخیر زمانی در قید تعادل بار لحاظ گردیده و عدم قطعیت در پیش‌بینی تولید انرژی نیروگاه بادی با استراتژی ریسک‌گریز مدل شده است. سناریوهای مختلف هماهنگی شبکه برق و گاز با استفاده از برنامه‌ریزی پویا در [۸] بررسی شده است.

رشد روزافزون مصرف برق و گاز باعث شده است برنامه‌ریزی شبکه‌های برق و گاز برای تأمین تقاضای موردنیاز، با توجه به بیشتری روبرو شود. در سال‌های اخیر، افزایش استفاده از نیروگاه‌های با سوخت گاز به دلیل بازده بالا، زمان احداث کمتر نیروگاه‌های گازی نسبت به نیروگاه‌های مرسوم، کاهش تولید آلودگی NOx نسبت به نیروگاه‌های نفتی و زغال‌سوز و ارتباط بین شبکه‌های برق و گاز افزایش یافته است [۱]. از طرف دیگر، قیمت و دسترس‌پذیری سوخت گاز، هزینه‌ها و قابلیت اطمینان نیروگاه‌های گازسوز را تحت تأثیر قرار داده، ممکن است باعث افزایش قیمت برق شود [۲ و ۳]. همچنین افزایش تعداد این نیروگاه‌ها باعث ایجاد نوسانات و تغییرات شدید تقاضا و قیمت در شبکه گاز شده است [۴]. برای ایجاد هماهنگی بازارهای برق و گاز (CEGM)^۲ و کاهش مشکلات بیان‌شده، تاکنون تحقیقات

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: barforoshi@nit.ac.ir

² Coordination of electricity and gas markets

³ Security Constrained Unit Commitment (SCUC)

⁴ Demand Response

۱. دانشجو، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل

۲. استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل

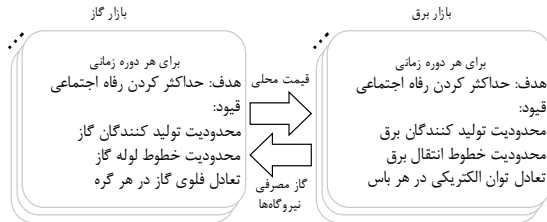
۳. استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل

تسویه می‌شود. در [۱۸] و [۱۹] تحقیقاتی برای ایجاد هماهنگی بازارهای برق و گاز تحت نظر یک بهره‌بردار مستقل سیستم^۶ (ISO) مشترک انجام شده است. در [۱۸] بهره‌بردار بازار انرژی استرالیا^۷ (AEMO) با هدف افزایش رقابت و کارایی بازار برق و گاز و هدایت سرمایه‌گذاری بلندمدت در استرالیا معرفی گردید. در [۱۹] چارچوبی برای ترکیب دو بازار برق و گاز برای کاهش هزینه‌های بهره‌برداری زیر نظر ISO مشترک ارائه شده است. بازارها به صورت پیش رو با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های انرژی بادی تسویه می‌شوند. با توجه به تجدید ساختار در شبکه‌های برق و گاز و ایجاد بازار رقابتی در هر دو شبکه، در تحقیقات اخیر، بازارهای برق و گاز با فرض امکان تبادل اطلاعات و هم‌زمان‌سازی روزهای بازار برق و گاز، به صورت مستقل در نظر گرفته شده‌اند. در [۲۰] با فرض مشارکت جداگانه واحدهای برق و گاز در شرکت‌های بزرگ تولید برق دارای نیروگاه‌های گازسوز، چارچوبی برای ایجاد تعامل و هماهنگی بین این واحدها ارائه گردیده که در آن، توپولوژی شبکه برق و گاز و محدودیت‌های آن مدل نشده است. در [۲۱] بازارهای برق و گاز طبیعی مبتنی بر حوضچه با بهره‌برداران مستقل جداگانه‌ای تسویه شده، مصرف‌کنندگان نیز توانایی ارائه سرویس پاسخگویی تقاضا را دارند. برای رسیدن به تعادل و همگرایی این دو بازار، الگوریتم هوشمند CE استفاده شده است. در [۲۲] تعادل بین بازارهای مستقل برق و گاز به صورت یک مسئله دوسطحی با هدف افزایش سود شرکت‌کنندگان بازار مدل‌سازی شده است. هر دو بازار مبتنی بر حوضچه، به صورت هم‌زمان و بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه تسویه می‌شوند. در [۲۳] مکانیزمی برای برنامه‌ریزی هم‌زمان بازارهای برق و گاز مستقل ارائه شده است که در آن، اطلاعات انرژی و قیمت تسویه با یک الگوریتم مبتنی بر تکرار تا رسیدن به نقطه تعادل بین دو بازار رد و بدل می‌شود. در بیشتر مراجع فوق، تأثیر متقابل بازار برق و گاز بر یکدیگر و قیود غیرخطی شبکه گاز به صورت کامل در نظر گرفته نشده است. الگوریتم‌های هوشمند نیز در رسیدن به بهینه اصلی در مسئله غیرخطی شبکه گاز ناتوان بوده، باعث افزایش زمان شبیه‌سازی می‌شود.

سناریوهای بررسی شده شامل بهره‌برداری مستقل از شبکه برق و گاز، بررسی تأثیر شبکه برق بر گاز، تأثیرگذاری شبکه گاز بر برق و در نهایت بهره‌برداری توأمان شبکه برق و گاز هستند. در [۹] تأثیر عدم قطعیت پیش‌بینی قیمت و دسترس‌پذیری شبکه گاز بر برنامه مشارکت نیروگاه‌های گازسوز با استفاده از روش تصادفی دومرحله‌ای بررسی شده است. پخش بار دوسطحی شبکه برق و گاز طبیعی در حضور منابع بادی و P2G^۱ در [۱۰] بیان گردیده است. در سطح بالا پخش بار شبکه برق حل شده، در سطح پایین محدودیت‌های شبکه گاز بررسی می‌شود. در [۱۱] حداقل کردن هزینه بهره‌برداری از حامل‌های انرژی و رزرو با در نظر گرفتن قیود امنیت شبکه‌های برق و گاز طبیعی در شبکه‌های به هم پیوسته و در حضور بارهای پاسخگو بررسی شده است. مکانیزم بازار برق در بسیاری از کشورها مبتنی بر حوضچه است. قیمت‌های مکانی^۲ (LMP) به صورت ساعتی در بازار پیش رو تعیین و به شرکت‌کنندگان در بازار اعلام می‌گردد؛ اما بیشتر بازارهای گاز هنوز به صورت دوجانبه و روزانه بسته می‌شوند [۱۲]. تحقیقات زیادی برای بازسازی قوانین فعلی بازار برق و گاز و ایجاد مکانیزم‌هایی برای ایجاد هماهنگی بیشتر بازارهای برق و گاز انجام شده است. در این زمینه سازمان قابلیت اطمینان آمریکای شمالی^۳ و بهره‌بردار نیویورک^۴ تلاش‌هایی برای تسهیل هماهنگی فعالیت‌ها بین دو صنعت برق و گاز، خطرهای پیش رو و اقدامات لازم برای کاهش آن‌ها انجام داده‌اند [۱۳ و ۱۴]. در [۱۵] برنامه مشارکت واحدها با در نظر گرفتن بازارهای قرارداد دوجانبه و حوضچه توان بررسی شده است. در این مقاله با در نظر گرفتن ریسک، مشارکت تولیدکنندگان برای شرکت در بازار انرژی کاهش یافته است. مدل‌سازی و بررسی انواع مختلف کمپرسورهای گازی برای تقویت فشار در خطوط گاز در [۱۶] بررسی شده است. در [۱۷] به مدلی دوسطحی جهت بررسی رقابت ناکامل^۵ در عقد قرارداد دوجانبه بین تولیدکنندگان گاز با شرکت‌های تولید برق پرداخته شده است. در سطح بالا سود شرکت‌های تولید برق بر اساس انواع قراردادهای دوجانبه حداکثر شده، در سطح پایین با هدف حداکثرسازی رفاه اجتماعی، بازار

^۵ imperfect^۶ Independent System Operator^۷ Australian Energy Market Operator^۱ Power to Gas^۲ Local Marginal Price^۳ North American Electric Reliability Corporation^۴ NYISO

در بازار برق متأثر از آن خواهد بود. شکل ۱ نحوه تعامل هر دو بازار و قیود و اهداف مدل سازی را نشان می دهد. هر یک از بازارهای برق و گاز با توجه به اطلاعات مربوط به مقدار گاز و برق مصرفی و قیمت تسویه بازار دیگر به صورت جداگانه تسویه می شوند.



شکل ۱- دیاگرام تعاملات بین بازار برق و گاز

۲-۱- مدل سازی بازار برق

بهره بردار بازار برق با توجه به قیمت پیشنهادی شرکت کننده ها، رفاه اجتماعی را در هر دوره حداکثر می کند که در آن، تابع هدف برابر مجموع پیشنهادی سمت تقاضا منهای مجموع هزینه های تولید است. با توجه به اینکه در این مقاله میزان تقاضا کشش ناپذیر^۱ فرض شده، تابع هدف مسئله، به حداقل کردن مجموع هزینه های تولید تبدیل گردیده است.

مسئله (۱): بازار برق

$$\min_{P_{jbt}} \sum_{(j, n_g \in \Psi_{jg}), b} \tau \beta_{n_g t} P_{jbt} / \eta_{jb} + \sum_{(j \in \Upsilon), b} C_{jb} P_{jbt} \quad (1-f)$$

با توجه به قیود زیر:

$$\sum_{(j \in \Psi_{jp}), b} P_{jbt} - \sum_{d_p \in \Psi_{d_p n_p}} P_{d_p t}^D \quad (1-b)$$

$$- \sum_{m_p} B_{n_p m_p} (\theta_{n_p t} - \theta_{m_p t}) = 0 : \lambda_{n_p t} \quad \forall n_p, t$$

$$0 \leq P_{jbt} \leq P_{jb}^{\max} : \mu_{jbt}^{\min}, \mu_{jbt}^{\max} \quad \forall j, b, t \quad (1-p)$$

$$- F_{n_p m_p}^{EL, \max} \leq B_{n_p m_p} (\theta_{n_p t} - \theta_{m_p t}) \leq F_{n_p m_p}^{EL, \max} \quad (1-t)$$

$$: v_{n_p m_p t}^{\max}, v_{n_p m_p t}^{\min} \quad \forall t, n_p, m_p$$

$$- \pi \leq \theta_{n_p t} \leq \pi : \xi_{n_p t}^{\min}, \xi_{n_p t}^{\max} \quad \forall n_p, t \quad (1-h)$$

$$\theta_{n_p t} = 0 : \zeta_t^1 \quad \forall t, \forall n_p = slack \quad (1-j)$$

تعریف کلیه متغیرهای به کاررفته در مدل سازی، در بخش فهرست علائم در پیوست مقاله آورده شده است. طبق رابطه (۱-f)، تابع هدف شامل هزینه های نیروگاه های گازسوز و غیرگازسوز است که هزینه نیروگاه های گازسوز با توجه به قیمت گاز و راندمان نیروگاه محاسبه می شود. رابطه (۱-b)

رسیدن به تعادل در مقالاتی که از روش های مبتنی بر تکرار برای هماهنگی و تعامل بازارهای برق و گاز استفاده شده است، به نقطه کار اولیه سیستم بستگی داشته، هیچ تضمینی برای رسیدن به همگرایی وجود ندارد [۲۳].

هدف اصلی این مقاله، ارائه مدلی برای ایجاد هماهنگی بین بازارهای برق و گاز و بررسی تأثیر متقابل قیمت ها و محدودیت های هر دو بازار بر یکدیگر است. هر یک از بازارهای برق و گاز توسط بهره برداران مستقل با محدودیت های تولید و خطوط به صورت جداگانه مدل سازی شده است. تسویه هماهنگ و در نظر گرفتن تأثیر متقابل بازارها بر یکدیگر با روش KKT به دست آمده است. برای استفاده از روش KKT، قیود غیرخطی خطوط لوله گاز، با استفاده از فرمولاسیون جدید به صورت معادلات خطی و بدون حضور متغیرهای عدد صحیح بازنویسی می شود. نوآوری های مقاله حاضر در مدل سازی هماهنگی بازار برق و گاز به شرح زیر است:

- مدل سازی بازار رقابتی شبکه گاز از دید بهره بردار مستقل بازار برق و بررسی اثر متقابل دو بازار بر یکدیگر.
- ارائه مدلی جدید برای خطی کردن قیود شبکه گاز.
- استفاده از روش KKT برای مدل سازی تعامل و هماهنگی دو شبکه برق و گاز.

در ادامه و در بخش دوم، مدل سازی بازار برق و گاز و معرفی روشی برای تعامل این دو شبکه بیان خواهد شد. در بخش سوم، شبیه سازی روی شبکه شش شینه نمونه انجام شده است. در بخش چهارم نیز جمع بندی و نتیجه گیری ارائه می شود.

۲- مدل سازی تعامل بازارهای برق و گاز

در این مقاله فرض می شود بازارهای برق و گاز به صورت همزمان و براساس چارچوب حوضچه توان و توسط بهره برداران خود تسویه می شوند. بهره برداران بازار در هر دو شبکه برق و گاز با هدف افزایش رفاه اجتماعی، نقطه تعادل بازارها را به دست می آورند. البته هزینه های سوخت نیروگاه های گازسوز، وابسته به قیمت گاز در بازار گاز است. بنابراین بهره بردار بازار گاز با توجه به مصرف این نیروگاه ها و مصارف دیگر، قیمت گاز را در بازار گاز تعیین می کند که در نتیجه، هزینه تولید و پیشنهاد قیمت نیروگاه های گازسوز

¹ Inelastic

خط لوله برحسب فشار گاز است که روش خطی سازی آن در بخش بعدی توضیح داده می شود. رابطه (۲-ج) محدودیت فشار هر گره را نشان می دهد.

۲-۲-۱- خطی سازی معادلات بازار گاز

مدل سازی بازار گاز، فلوی عبوری از خطوط لوله (معادله (۲-ت)) با رابطه ای غیرخطی، به فشار گاز گره های ابتدا و انتهای خط لوله وابسته است. غیرخطی بودن این معادله، حجم محاسبات را به شدت افزایش داده، امکان رسیدن به بهینه سراسری را کاهش می دهد. روش های متداول تکه ای خطی در فضای سه بعدی اقلیدسی [۶] و روش نیوتن رافسون [۵] یا به نقطه کار اولیه وابسته هستند یا متغیرهای عدد صحیح را به مدل سازی اضافه می کنند که باعث افزایش حجم محاسبات و عدم امکان استفاده از روش KKT می شوند. اما در این مقاله، مدل خطی شده جدیدی با ترکیب روش تکه ای خطی و سری تیلور بیان شده که فاقد متغیرهای عدد صحیح بوده، به نقطه اولیه نیز وابسته نیست. در سری تیلور با توجه به تعیین نقطه اولیه \hat{x} ، تابع $f(x)$ را می توان به صورت زیر نوشت:

$$f(x) = f(\hat{x}) + f'(\hat{x})(x - \hat{x}) + O(x, \hat{x}) \quad (۳)$$

که در آن، $O(x, \hat{x})$ خطای تقریب سری تیلور از مرتبه دو است. تقریب انجام شده در (۳) به نقطه اولیه بسیار وابسته است و در صورت دور بودن نقطه اولیه از مقدار واقعی، سری تیلور دارای خطای بالایی خواهد بود (خطای تیلور در (۳) دارای مرتبه دوم است). برای حل این مشکل، در روش پیشنهادی این مقاله ابتدا فضای جست و جو به صورت تکه ای خطی تقسیم بندی و سپس برای هر تکه، نقطه اولیه منحصر به فردی در نظر گرفته می شود. شایان ذکر است در این مقاله، نقطه اولیه، وسط بازه هر یک از تکه ها انتخاب شده است. اگر \hat{x}_k نقطه اولیه در تکه k ام باشد، سری تیلور تکه ای خطی شده به صورت رابطه (۴) خواهد بود:

$$f_k(x) = f(\hat{x}_k) + f'(\hat{x}_k)(x - \hat{x}_k) + O(x, \hat{x}_k) \quad (۴)$$

با توجه به علامت خطای تقریب می توان مقدار تابع را به صورت رابطه (۵) بازنویسی کرد:

$$\begin{aligned} \text{if } O(x, \hat{x}_k) \leq 0: \\ f(x) \leq f_k(x) = f(\hat{x}_k) + f'(\hat{x}_k)(x - \hat{x}_k) \\ \text{if } O(x, \hat{x}_k) \geq 0: \\ f(x) \geq f_k(x) = f(\hat{x}_k) + f'(\hat{x}_k)(x - \hat{x}_k) \end{aligned} \quad (۵)$$

را می توان به کمک سری تیلور تکه ای خطی شده به صورت

قید تعادل توان الکتریکی همراه با متغیر دوگان آن را نشان می دهد که نشان دهنده قیمت مکانی برق است. محدودیت توان تولیدی نیروگاه ها در (۱-پ) آورده شده است. رابطه (۱-ت) قید توان انتقالی از خطوط را براساس معادلات پخش بار DC نشان می دهد. رابطه (۱-ث)، زاویه ولتاژ هر شین را محدود می کند. رابطه (۱-ج) نیز زاویه ولتاژ شین مرجع را صفر در نظر می گیرد. در روابط فوق، متغیرهایی که روبه روی هر رابطه قرار گرفته اند، بیانگر متغیرهای دوگان آن رابطه هستند.

۲-۲-۲- مدل سازی بازار گاز

همانند بازار برق، در بازار گاز نیز بهره بردار بازار با توجه به قیمت پیشنهادی شرکت کنندگان، رفاه اجتماعی را در هر دوره حداکثر می کند. تابع هدف در بازار گاز، حداکثر کردن رفاه اجتماعی است. با فرض اینکه کل تقاضای مصرفی باید تأمین گردد (غیرکشش پذیر بودن مصرف)، تابع هدف در اینجا نیز به حداقل کردن هزینه های تولید تبدیل می شود. مسئله (۲): بازار گاز

$$\min_{q_{wt}} \sum_w \rho_w q_{wt} \quad (۲-الف)$$

با در نظر گرفتن قیود زیر:

$$\begin{aligned} \sum_{w \in \Psi_{m_g}} q_{wt} - \sum_{m_g} f_{n_g m_g t} - \sum_{d_g \in \Psi_{d_g m_g}} q_{d_g t}^D \\ - \sum_{(j \in \Psi_{n_g}) \setminus b} \tau P_{jbt} / \eta_{jb} = 0 : \beta_{n_g t} \quad \forall n_g, t \end{aligned} \quad (۲-ب)$$

$$0 \leq q_{wt} \leq q_w^{Max} : \gamma_{wt}^{\min}, \gamma_{wt}^{\max} \quad \forall w, t \quad (۲-پ)$$

$$f_{n_g m_g t} = \text{Sign}(\pi_{n_g t}, \pi_{m_g t}) \times C_{n_g m_g} \sqrt{|\pi_{n_g t}^2 - \pi_{m_g t}^2|} \quad \forall n_g m_g, t : t_{kn_g m_g t}^{\max} \quad (۲-ت)$$

$$\text{Sign}(\pi_{n_g t}, \pi_{m_g t}) = \begin{cases} +1 & \pi_{n_g t} \geq \pi_{m_g t} \\ -1 & \pi_{n_g t} < \pi_{m_g t} \end{cases} \quad \forall n_g m_g, t \quad (۲-ث)$$

$$\pi_{n_g}^{\min} \leq \pi_{n_g t} \leq \pi_{n_g}^{\max} : v_{n_g t}^{\min}, v_{n_g t}^{\max} \quad \forall n_g, t \quad (۲-ج)$$

تابع هدف رابطه (۲-الف) هزینه تولید و استخراج گاز را نشان می دهد. رابطه (۲-ب) قید تعادل فلوی گاز را نشان می دهد که متغیر دوگان آن، قیمت نقطه ای گاز است. محدودیت تولید گاز توسط تولیدکنندگان در (۲-پ) آورده شده است. روابط (۲-ت) و (۲-ث) معادله غیرخطی فلوی

بنابراین، قید غیرخطی فلوی خط لوله گاز در رابطه (۲-ت)

$$\sum_{m_p} B_{n_p m_p} (v_{n_p m_p}^{\min} - v_{m_p n_p}^{\min}) - \sum_{m_p} B_{n_p m_p} (v_{n_p m_p}^{\max} - v_{m_p n_p}^{\max}) - \sum_{m_p} B_{n_p m_p} (\lambda_{n_p} - \lambda_{m_p}) - \xi_{n_p}^{\max} + \xi_{n_p}^{\min} + (\xi_t^1)_{n_p=slack} = 0 \quad \forall n_p, t \quad (پ-۹)$$

$$\sum_{(j \in \Psi_{n_p}), b} P_{jbt} - \sum_{d_p \in \Psi_{d_p n_p}} P_{d_p t} - \sum_{m_p} B_{n_p m_p} (\theta_{n_p} - \theta_{m_p}) = 0 \quad \forall n_p, t \quad (ت-۹)$$

$$0 \leq P_{jbt} \perp \mu_{jbt}^{\min} \geq 0 \quad \forall j, b, t \quad (ث-۹)$$

$$0 \leq (P_{jb}^{\max} - P_{jbt}) \perp \mu_{jbt}^{\max} \geq 0 \quad \forall j, b, t \quad (ج-۹)$$

$$0 \leq (F_{n_p m_p}^{EL, \min} + B_{n_p m_p} (\theta_{n_p} - \theta_{m_p})) \perp v_{n_p m_p}^{\min} \geq 0 \quad \forall n_p, m_p, t \quad (چ-۹)$$

$$0 \leq (F_{n_p m_p}^{EL, \max} - B_{n_p m_p} (\theta_{n_p} - \theta_{m_p})) \perp v_{n_p m_p}^{\max} \geq 0 \quad \forall n_p, m_p, t \quad (ح-۹)$$

$$0 \leq (\pi + \theta_{n_p}) \perp \xi_{n_p}^{\min} \geq 0 \quad \forall n_p, t \quad (خ-۹)$$

$$0 \leq (\pi - \theta_{n_p}) \perp \xi_{n_p}^{\max} \geq 0 \quad \forall n_p, t \quad (د-۹)$$

$$\theta_{n_p} = 0 \quad \forall t, \forall n_p = slack \quad (ذ-۹)$$

قیود بازار گاز:

$$\sum_{n_g \in \Psi_{w_g}} \beta_{n_g t} - \gamma_{wt}^{\max} + \gamma_{wt}^{\min} = \rho_w \quad \forall w, t \quad (ر-۹)$$

$$\sum_{k(\hat{\pi}_{kn_g} < \hat{\pi}_{km_g})} l_{kn_g m_p}^{\min} - \sum_{k(\hat{\pi}_{kn_g} > \hat{\pi}_{km_g})} l_{kn_g m_p}^{\max} - \beta_{n_g t} = 0 \quad \forall (n_g, m_g \in \Psi_{n_g m_g}), t \quad (ز-۹)$$

$$\sum_{m_g \in \Psi_{n_g m_g}} C_{n_g m_g} \left[\sum_{k(\hat{\pi}_{kn_g} > \hat{\pi}_{km_g})} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} (l_{kn_g m_g}^{\max} + l_{km_g n_g}^{\min})}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} - \sum_{k(\hat{\pi}_{kn_g} < \hat{\pi}_{km_g})} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} (l_{km_g n_g}^{\max} + l_{kn_g m_g}^{\min})}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} \right] + v_{n_g}^{\min} - v_{n_g}^{\max} = 0 \quad \forall n_g, t \quad (ژ-۹)$$

$$\sum_{w \in \Psi_{w_g}} q_{wt} - \sum_{m_g} f_{n_g m_g} - \sum_{d_g \in \Psi_{d_g n_g}} q_{d_g t} - \sum_{(j \in \Psi_{n_g}), b} \tau P_{jbt} / \eta_{jb} = 0 \quad \forall n_g, t \quad (س-۹)$$

$$0 \leq q_{wt} \perp \gamma_{wt}^{\min} \geq 0 \quad \forall w, t \quad (ش-۹)$$

$$0 \leq (q_w^{\max} - q_{wt}) \perp \gamma_{wt}^{\max} \geq 0 \quad \forall w, t \quad (ص-۹)$$

زیر بازنویسی کرد:

$$f_{n_g m_g} = C_{n_g m_g} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} \pi_{n_g t} - \hat{\pi}_{km_g} \pi_{m_g t}}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} + O(\pi_{n_g t}, \pi_{m_g t}) \quad (۶)$$

که در آن، $O(\pi_{n_g t}, \pi_{m_g t})$ خطای تقریب سری تیلور از مرتبه دو است که به صورت رابطه (۶) به دست می آید:

$$O(\pi_{n_g t}, \pi_{m_g t}) = \frac{-0.5 C_{n_g m_g} (\hat{\pi}_{kn_g} \pi_{n_g t} - \hat{\pi}_{km_g} \pi_{m_g t})^2}{(\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2) \sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} \quad (۷)$$

با توجه به رابطه فوق، برای $\hat{\pi}_{kn_g} > \hat{\pi}_{km_g}$ و $O(\pi_{n_g t}, \pi_{m_g t}) \leq 0$ برای $\hat{\pi}_{kn_g} < \hat{\pi}_{km_g}$ است. در نتیجه، معادله (۶) را می توان با تقریبی بسیار خوب به صورت روابط زیر بازنویسی کرد:

$$f_{n_g m_g} \leq C_{n_g m_g} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} \pi_{n_g t} - \hat{\pi}_{km_g} \pi_{m_g t}}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} : l_{kn_g m_g}^{\max} \quad (الف-۸)$$

$$\forall n_g m_g, k, t, \hat{\pi}_{kn_g} > \hat{\pi}_{km_g}$$

$$f_{n_g m_g} \geq C_{n_g m_g} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} \pi_{n_g t} - \hat{\pi}_{km_g} \pi_{m_g t}}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} : l_{kn_g m_g}^{\min} \quad (ب-۸)$$

$$\forall n_g m_g, k, t, \hat{\pi}_{kn_g} < \hat{\pi}_{km_g}$$

معادلات به دست آمده در روابط (الف-۸) و (ب-۸)، نامساوی های خطی و بدون استفاده از متغیرهای عدد صحیح برای محاسبه فلوئ گاز در لوله های انتقال گاز هستند. بنابراین می توان برای تسویه بازارهای گاز و برق، از مدل برنامه ریزی خطی استفاده کرد که در آن برخلاف مدل غیرخطی، دستیابی به جواب بهینه سراسری، تضمین می شود.

۲-۳- مدل سازی بازار تعاملی برق و گاز

در این قسمت با استفاده از روش های دوگان و KKT، بازارهای برق و گاز با هم ادغام و هر دو بازار به صورت هماهنگ حل می شوند. مجموعه قیود توصیف کننده مسئله فوق در (۹) نشان داده شده است.

قیود بازار برق:

$$\sum_{n_p \in \Psi_{n_p}} \lambda_{n_p} - \mu_{jbt}^{\max} + \mu_{jbt}^{\min} = \sum_{n_g \in \Psi_{n_g}} \tau \beta_{n_g} / \eta_{jb} \quad \forall j, b, t \quad (الف-۹)$$

$$\sum_{n_p \in \Psi_{n_p}} \lambda_{n_p} - \mu_{jbt}^{\max} + \mu_{jbt}^{\min} = C_{jb} \quad \forall (j \in Y), b, t \quad (ب-۹)$$

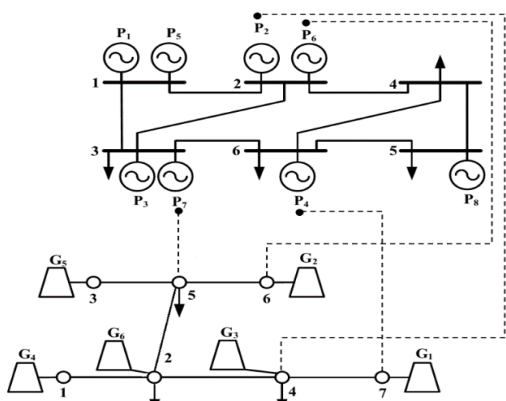
برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح را نشان می‌دهد که قابل حل توسط حل‌کننده‌های موجود در نرم‌افزارهای بهینه‌سازی است.

۳- مطالعات موردی و تحلیل نتایج

در این قسمت، مطالعات موردی روی سیستم شش‌شینه نمونه و ۱۸ شینه IEEE انجام و نتایج آن تحلیل می‌شود. مدل پیشنهادی در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی و با استفاده از حل‌کننده CPLEX حل شده است.

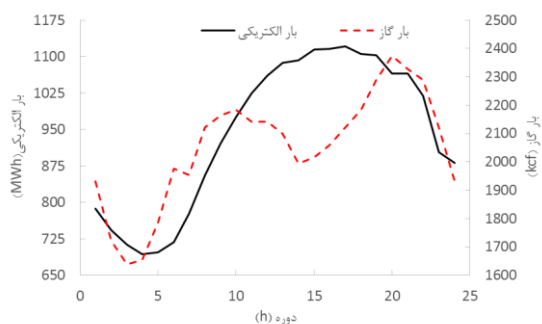
۳-۱- سیستم شش‌شینه نمونه

مطابق شکل (۲)، شبکه برق دارای شش شین و هشت تولیدکننده برق و شبکه گاز نیز شامل هفت گره و شش تولیدکننده گاز است.



شکل ۲- سیستم ۶ باس نمونه

منحنی‌های تقاضای برق و گاز پیش‌بینی شده در بازارها، در شکل (۳) آمده است [۱۳]. برای آنکه تأثیر بازارهای برق و گاز بر یکدیگر به‌خوبی محسوس باشند، مقدار بار شبکه برق ۵۰ درصد افزایش داده شده است. تمامی اطلاعات سیستم شامل واحدها، خطوط و غیره در پیوست آمده است [۲۲].



شکل ۳- منحنی بار الکتریکی و گاز

حالت اول، تسویه بازار برق بدون در نظر گرفتن اثر بازار گاز

$$0 \leq \left(C_{n_g m_g} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} \pi_{n_g t} - \hat{\pi}_{km_g} \pi_{m_g t}}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} - f_{n_g m_g t} \right) \quad (9-ض)$$

$$\perp l_{kn_g m_g t}^{\max} \geq 0 \quad \forall n_g, m_g, k, t, \hat{\pi}_{kn_g} > \hat{\pi}_{km_g}$$

$$0 \leq \left(f_{n_g m_g t} - C_{n_g m_g} \frac{\hat{\pi}_{kn_g} \pi_{n_g t} - \hat{\pi}_{km_g} \pi_{m_g t}}{\sqrt{|\hat{\pi}_{kn_g}^2 - \hat{\pi}_{km_g}^2|}} \right) \quad (9-ط)$$

$$\perp l_{kn_g m_g t}^{\min} \geq 0 \quad \forall n_g, m_g, k, t, \hat{\pi}_{kn_g} < \hat{\pi}_{km_g}$$

$$0 \leq (\pi_{n_g t} - \pi_{n_g}^{\min}) \perp v_{n_g t}^{\min} \geq 0 \quad \forall n_g, t \quad (9-ظ)$$

$$0 \leq (\pi_{n_g}^{\max} - \pi_{n_g t}) \perp v_{n_g t}^{\max} \geq 0 \quad \forall n_g, t \quad (9-ع)$$

در (۹-ث) تا (۹-د) و (۹-ش) تا (۹-ع)، معادلاتی که به شکل $0 \leq a \perp b \geq 0$ هستند، به معنی صفر بودن حاصل ضرب a و b است و غیرخطی هستند؛ اما می‌توان آن‌ها را با استفاده از رابطه زیر خطی کرد:

$$a \geq 0, b \geq 0, a \leq M\varphi, b \leq M(1-\varphi), \varphi \in \{0,1\} \quad (10)$$

همچنین تابع هدف مسئله (۱) نیز به دلیل ضرب دو متغیر قیمت گاز و توان نیروگاه‌های گازسوز (β و P) غیرخطی است که برای خطی‌سازی آن، از مسئله دوگان بازار گاز به صورت زیر استفاده شده است:

$$\sum_w \rho_w q_{wt} = \sum_{(j, n_g \in \Psi_{jg}), b} \tau \beta_{n_g t} P_{jbt} / \eta_{jb} + \sum_{d_g, n_g \in \Psi_{d_g n_g}} \beta_{n_g t} q_{d_g t}^D \quad (11)$$

$$- \sum_w \gamma_{wt}^{\max} q_w^{Max} + \sum_{n_g} \pi_{n_g}^{\min} v_{n_g t}^{\min} - \sum_{n_g} \pi_{n_g}^{\max} v_{n_g t}^{\max}$$

که در نتیجه:

$$\sum_{(j, n_g \in \Psi_{jg}), b} \tau \beta_{n_g t} P_{jbt} / \eta_{jb} = \sum_w \rho_w q_{wt} - \sum_{d_g, n_g \in \Psi_{d_g n_g}} \beta_{n_g t} q_{d_g t}^D \quad (12)$$

$$+ \sum_w \gamma_{wt}^{\max} q_w^{Max} - \sum_{n_g} \pi_{n_g}^{\min} v_{n_g t}^{\min} + \sum_{n_g} \pi_{n_g}^{\max} v_{n_g t}^{\max}$$

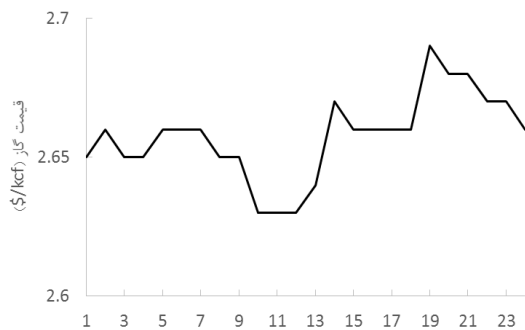
با قرار دادن رابطه (۱۲) در رابطه (۱ الف)، تابع هدف مسئله (۱) به صورت زیر خطی می‌شود:

$$\min \sum_{P_{jt}} C_{jb} P_{jbt} + \sum_w \rho_w q_{wt} - \sum_{d_g, n_g \in \Psi_{d_g n_g}} \beta_{n_g t} q_{d_g t}^D \quad (13)$$

$$+ \sum_w \gamma_{wt}^{\max} q_w^{Max} - \sum_{n_g} \pi_{n_g}^{\min} v_{n_g t}^{\min} + \sum_{n_g} \pi_{n_g}^{\max} v_{n_g t}^{\max}$$

تابع هدف نشان‌دهنده شده در رابطه (۱۳) همراه با قیود بیان شده در روابط (۹) و روش خطی‌سازی (۱۰)، یک مدل دو حالت زیر در شبیه‌سازی‌ها مورد بررسی قرار گرفته است:

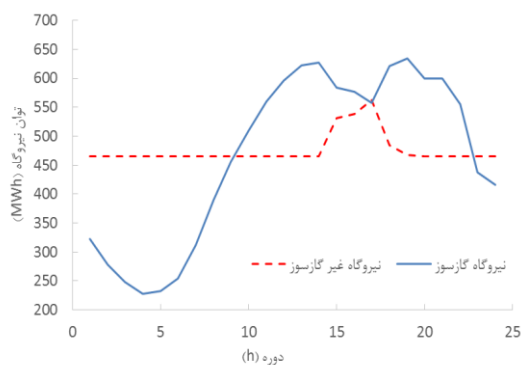
گاز به دست می‌آید. منحنی ساعتی قیمت گاز پیش‌بینی‌شده در شکل (۵) نشان داده شده است [۲۵].



شکل ۵- قیمت گاز پیش‌بینی‌شده

همچنین در این شبیه‌سازی‌ها، برای نشان دادن کارایی مدل ارائه‌شده برای خطی‌سازی فلووی خطوط شبکه گاز، شبیه‌سازی در دو حالت بدون محدودیت خطوط شبکه گاز و با در نظر گرفتن محدودیت خطوط شبکه گاز انجام شده است.

۳-۳-۱- بدون در نظر گرفتن محدودیت خطوط شبکه گاز با تسویه بازار برق - با توجه به قیمت پیش‌بینی‌شده گاز- مقدار هزینه بازار برق (هزینه تولید برق توسط نیروگاه‌ها) برابر \$ ۳۰۷۰۳۸ به دست آمده است. توان تولیدی واحدهای گازسوز و غیرگازسوز نیز در شکل (۶) مشخص شده است.



شکل ۶- توان تولیدی واحدها

مطابق این شکل، با توجه به ارزان تر بودن برخی از واحدهای غیرگازسوز، بار پایه توسط این واحدها و بقیه بار توسط واحدهای گازسوز تأمین می‌شود. در ساعات ۱۵ تا ۱۹ که مقدار بار شبکه به بیشترین حد خود می‌رسد، توان تولیدی واحدهای غیرگازسوز، برای جبران کمبود تولید واحدهای ارزان قیمت گازسوز، کمی افزایش می‌یابد.

حال اگر فرض شود پس از تسویه بازار برق، نیروگاه‌های گازسوز با مقدار برنامه‌ریزی‌شده برای تحویل انرژی در بازار

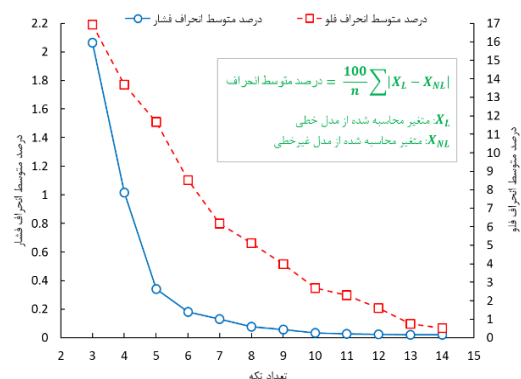
و حالت دوم، تسویه بازارهای هماهنگ برق و گاز (CEGM).

قبل از بررسی حالت‌های فوق، برای اثبات کارایی و دقت مدل‌سازی، نتایج شبیه‌سازی در ساعت پیک بار گاز (ساعت ۲۰) برای حالت اول، با نتایج مدل غیرخطی مقایسه شده است.

۳-۲- اثبات کارایی مدل خطی

در این قسمت ابتدا بازار برق تسویه شده و مقدار گاز مصرفی نیروگاه‌های گازی محاسبه می‌شود، سپس با توجه به بار مصرفی شبکه گاز و این نیروگاه‌ها، پخش بار شبکه گاز با هدف افزایش رفاه اجتماعی انجام می‌گیرد.

با توجه به اینکه مدل ارائه‌شده به صورت تکه‌ای خطی است، تعداد تکه‌بندی‌ها بر دقت مدل‌سازی تأثیر می‌گذارد؛ بنابراین شبیه‌سازی برای تعداد تکه‌های مختلف (از ۳ تا ۱۴ تکه) انجام شده و درصد متوسط انحراف برای متغیرهای فشار گاز و فلووی عبوری از لوله در شکل (۴) آمده است.



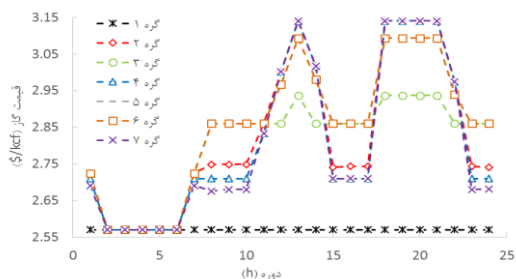
شکل ۴- درصد متوسط انحراف برای متغیرهای فشار گاز و فلووی عبوری از لوله

با توجه به شکل فوق، دقت مدل‌سازی با تعداد تکه‌های کم، بسیار پایین است و هرچه تعداد تکه‌ها بیشتر می‌شود، دقت بیشتر و درصد انحراف کمتر می‌گردد. برای سیزده تکه و بیشتر، مقدار درصد متوسط انحراف برای هر دو متغیر، کمتر از ۱ درصد می‌شود.

۳-۳- حالت اول تسویه بازار برق بدون در نظر گرفتن اثر بازار گاز

در این قسمت، از تأثیر شبکه برق بر قیمت‌های گاز و برعکس صرف نظر شده است. در این حالت، قیمت گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز پیش‌بینی شده، با توجه به آن بازار برق تسویه می‌شود. البته قیمت واقعی گاز ممکن است با مقدار پیش‌بینی‌شده متفاوت باشد که بعد از تسویه بازار

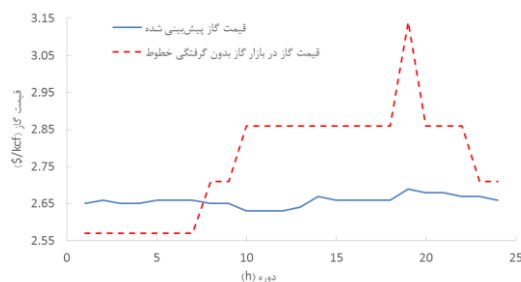
کل شبکه دچار هیچ محدودیتی نشده است. در ساعت ۱۸ گره‌های شماره ۳ و ۷ در حداکثر فشار خود هستند که این موضوع باعث عدم استفاده بهینه تولیدکنندگان گاز می‌شود، به طوری که واحد ۶ که گران‌ترین واحد تولیدی است، وارد مدار شده است و واحدهای ۳ و ۵ که گران‌تر از واحد ۴ هستند، در حداکثر تولید خود قرار دارند. این موضوع باعث افزایش قیمت محلی در بعضی از گره‌ها می‌گردد. مطابق شکل (۸)، با اعمال محدودیت خطوط در شبکه گاز، قیمت‌های متفاوتی در گره‌های مختلف به دست می‌آید، به طوری که قیمت گاز در گره ۱ دارای کمترین مقدار (کمتر از مقدار پیش‌بینی شده) و در گره ۷ دارای بیشترین مقدار است. افزایش قیمت در این گره‌ها به دلیل گرفتگی خطوط، باعث ورود تولیدکنندگان گران‌تر شده است. قیمت گاز به دست آمده در بازار به جز در ساعات ابتدایی روز که میزان مصرف کم است، از قیمت پیش‌بینی شده بیشتر می‌باشد. همچنین در زمانی که میزان مصرف برق و گاز در بیشترین مقدار خود قرار دارد، پیک قیمت گاز نیز ایجاد می‌شود. در این حالت، سود نسبت به حالت بدون محدودیت خطوط، کاهش می‌یابد، به طوری که هزینه تولیدکنندگان برق با \$ ۱۵۸۷۷ افزایش به \$ ۳۲۲۹۱۵ رسیده است.



شکل ۸- قیمت‌های مکانی گاز در هر ساعت در حالت اول

۳-۴- حالت دوم: تسویه بازارهای هماهنگ برق و گاز
در این قسمت فرض شده است مصرف گاز واحدهای گازسوز شبکه برق روی قیمت‌های بازار گاز تأثیرگذار است و قیمت گاز نیز روی هزینه تولید واحدهای گازسوز و در نتیجه بر قیمت برق مؤثر خواهد بود. برای مدل‌سازی هماهنگی بازارها ابتدا با روش KKT هر دو بازار با هم ادغام و سپس تسویه می‌شوند. با تسویه بازارها، هزینه بازار برق برابر \$ ۳۱۶۵۰۷ شده که حدود \$ ۶۴۰۸ کمتر از حالت قبل است. نمودار ساعتی قیمت گاز در شکل (۹) آمده است.

برق، جهت خرید گاز موردنیاز خود در بازار گاز شرکت کنند، پس از تسویه بازار گاز، قیمت گاز تسویه شده مطابق شکل (۷) تغییر خواهد کرد. در این حالت به دلیل صرف نظر کردن از محدودیت خطوط شبکه گاز، قیمت مکانی گاز در همه گره‌ها، یکسان و برابر با قیمت تسویه بازار است. در این شرایط، هزینه تولیدکنندگان در بازار برق \$ ۱۳۲۲۵ افزایش یافته، به \$ ۳۱۷۴۱۵ می‌رسد که منجر به کاهش سود تولیدکنندگان نیروگاه‌های گازسوز به میزان \$ ۱۰۳۷۶ می‌شود. این موضوع، اهمیت هماهنگی بین تسویه بازارهای برق و گاز و لزوم در نظر گرفتن قیمت گاز برای تسویه بازار برق را نشان می‌دهد.



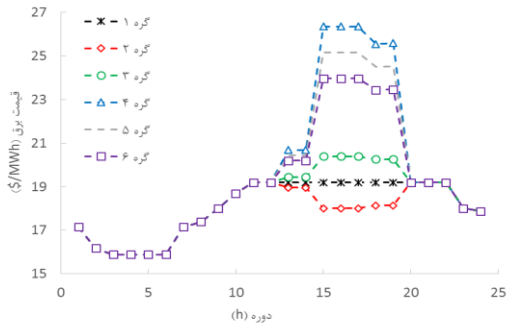
شکل ۷- قیمت پیش‌بینی شده برای گاز و قیمت تسویه بازار در حالت اول

۳-۳-۲- با در نظر گرفتن محدودیت خطوط شبکه گاز
محدودیت خطوط شبکه گاز باعث به مدار آمدن تولیدکنندگان گران‌تر می‌شود. در **Error! Reference source not found.** گاز و فشار هر گره در ساعت ۵ (کم‌باری) و ساعت ۱۸ (پرباری) آورده شده است.

جدول ۱- تولید گاز هر یک از تولیدکنندگان گاز و فشار هر گره در حالت اول

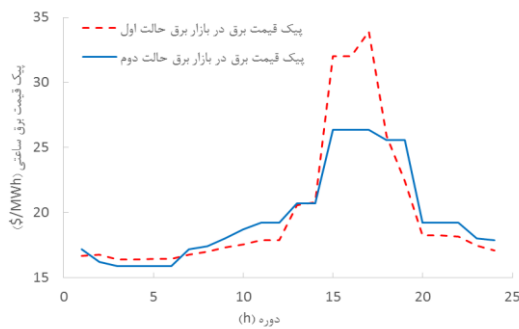
گره	واحد تولید گاز	فشار در هر گره (Psig)		گاز تولیدی (kcf)	
		ساعت ۱۸	ساعت ۵	ساعت ۱۸	ساعت ۵
۱	۴	۱۰۶/۸	۱۵۴/۸	۶۰۲/۹	۸۷۳/۶
۲	۶	۱۰۰/۰	۱۴۴/۹	۰/۰	۱۴۴/۸
۳	۵	۱۰۰/۰	۱۶۰/۰	۰/۰	۱۲۰۰/۰
۴	۳	۱۰۲/۹	۱۵۰/۵	۰/۰	۱۲۰۰/۰
۵	-	۱۰۰/۰	۱۳۵/۱	-	-
۶	۲	۱۰۵/۳	۱۳۹/۶	۱۲۰۰/۰	۱۲۰۰/۰
۷	۱	۱۱۵/۵	۱۶۰/۰	۱۳۷۶/۹	۱۵۰۰/۰

همان طور که مشخص است، در ساعت ۵، فشار گره‌های



شکل ۱۱- قیمت‌های مکانی برق در حالت دوم

مشاهده می‌شود بعد از تسویه هماهنگ بازارهای برق و گاز، حداکثر مقدار قیمت برق در شبکه، از $34 \text{ $/MWh}$ به $26 \text{ $/MWh}$ کاهش یافته است.



شکل ۱۲- حداکثر قیمت مکانی گاز در هر ساعت در حالت‌های اول و دوم

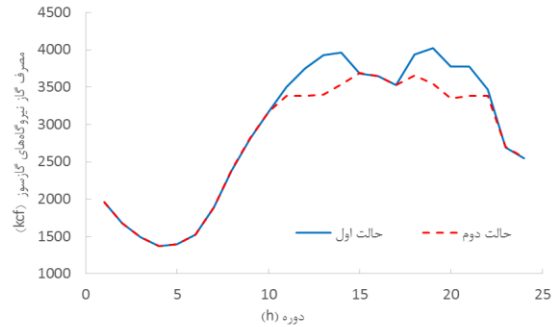
این موضوع، اهمیت هماهنگی بین بازارهای برق و گاز و کارایی مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد.

۳-۵- مطالعات حساسیت

برای درک بهتر تأثیر هماهنگی بازار گاز در بهره‌برداری از شبکه برق، آنالیز حساسیت بر مبنای تغییرات بار مصرفی شبکه برق انجام شده است.

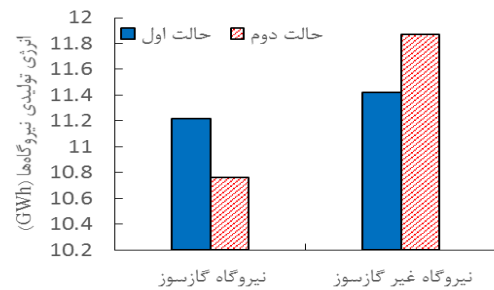
در شکل (۱۳) با تغییر مقدار بار شبکه برق از ۶۰ تا ۱۳۰ درصد، بار پایه در پله‌های ۵ درصدی، مقدار گاز مصرفی واحدهای گازسوز در کل دوره برای حالت‌های اول و دوم رسم شده است. حالت اول برای افزایش بار مصرفی بیشتر از ۱۳۰ درصد جواب ندارد. در بارهای بالاتر از ۱۳۰ درصد، عدم هماهنگی بازار برق و گاز باعث گرفتگی خطوط و کاهش فشار در یکی از گره‌های شبکه گاز می‌شود. این موضوع، اهمیت هماهنگی بازار برق و گاز در زمان‌های پرباری را نشان می‌دهد.

افزایش بار الکتریکی باعث به مدار آمدن نیروگاه‌های گازسوز بیشتری شده، این عامل موجب افزایش گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز می‌شود.



شکل ۹- قیمت مکانی گاز در هر ساعت در حالت دوم

در این حالت که بازارهای برق و گاز به صورت هماهنگ تسویه می‌شوند، به دلیل گران بودن قیمت مکانی گاز در برخی ساعات، میزان گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز نسبت به حالت اول کاهش داشته است.

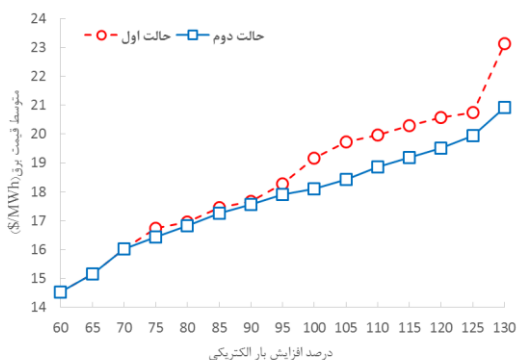


شکل ۱۰- انرژی تولیدی توسط نیروگاه‌های گازسوز و غیرگازسوز

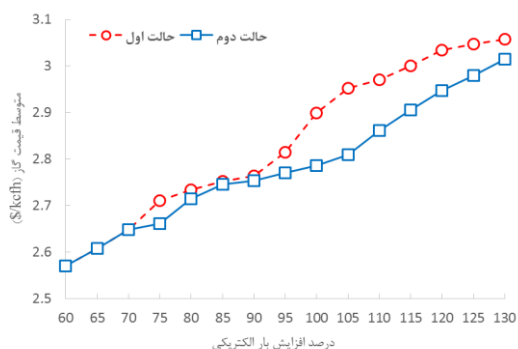
همان طور که از شکل (۱۰) مشخص است، با کاهش مصرف نیروگاه‌های گازسوز، انرژی تولیدی توسط نیروگاه‌های غیرگازسوز به دلیل داشتن هزینه کمتر نسبت به قیمت گاز، بیشتر شده است.

تأثیر اصلی هماهنگی بازار برق و گاز، بر قیمت‌های مکانی این دو بازار است. شکل (۱۱) مقدار ساعتی قیمت‌های مکانی برق را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود قیمت برق در ساعات ابتدایی روز و اواخر شب، به دلیل کم بودن مصرف، در همه گره‌ها با هم برابر است. در ساعات ۱۳ الی ۲۰ مقدار بار مصرفی به اوج خود می‌رسد. به دلیل محدودیت افت فشار و در نتیجه محدودیت فلوی لوله‌های گاز در این ساعات، قیمت برق در برخی از گره‌ها افزایش و در برخی از گره‌ها کاهش یافته است. گره ۲ که دارای دو واحد گازسوز است، دارای کمترین قیمت و گره ۴ که فاقد نیروگاه است، دارای بیشترین قیمت مکانی برق می‌باشد. برای مقایسه تأثیر هماهنگی در تسویه بازارهای برق و گاز، حداکثر قیمت مکانی گاز در هر ساعت در حالت‌های اول و دوم در شکل (۱۲) ترسیم شده است.

وارد مدار شده، اختلاف هزینه بازار در دو حالت کاهش می‌یابد. در نتیجه مطابق شکل (۱۵) و شکل (۱۶)، قیمت محلی برق و گاز نیز به دلیل بهره‌برداری صحیح از نیروگاه‌های گازسوز و مدیریت هماهنگ بازارهای برق و گاز کاهش چشمگیری دارد. در ۱۳٪ بار مصرفی به دلیل گرفتگی بیش از خطوط در حالت اول، قیمت برق افزایش ناگهانی دارد.



شکل ۱۵- تغییرات متوسط قیمت ساعتی برق نسبت به تغییرات بار مصرفی

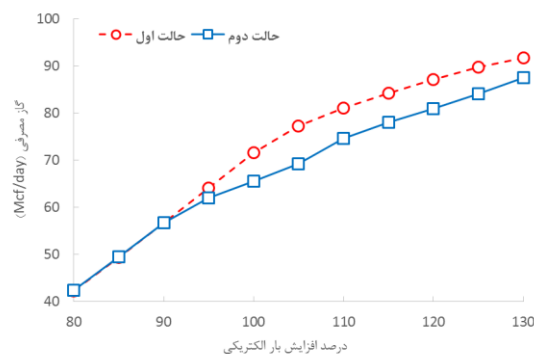


شکل ۱۶- تغییرات متوسط قیمت ساعتی گاز نسبت به تغییرات بار مصرفی

همان طور که از نتایج مشخص است، هزینه‌های بازار برق و گاز با افزایش بار الکتریکی، افزایش پیدا کرده، ولی در حالت دوم با بهره‌برداری مناسب از نیروگاه‌های گازسوز و مدل‌سازی مناسب تعامل بین بازار برق و گاز، میزان افزایش هزینه‌های هر دو شبکه کمتر شده است.

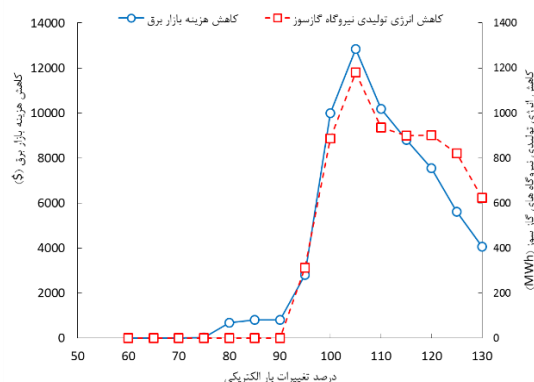
۳-۶- سیستم ۱۱۸ باس IEEE

در این بخش، سیستم به هم پیوسته ۱۱۸ شینه IEEE و شبکه گاز با ۲۰ گره برای نشان دادن عملکرد مدل پیشنهادی، مورد بررسی قرار گرفته است. این سیستم شامل ۳۰ واحد گازی، ۲۴ واحد غیرگازی، ۱۰ تولیدکننده گاز، ۹۱ مصرف‌کننده برق و ۹ بار گازی است. شبکه برق



شکل ۱۳- کل گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز برای حالت‌های اول و دوم

در مصارف پایین، میزان استفاده از نیروگاه‌های گازسوز در دو حالت برابر است؛ اما در حالت دوم با کنترل و کاهش میزان استفاده از واحدهای گازسوز در تغییرات بار بالای ۹۰ درصد، مانع افزایش ناگهانی قیمت گاز در بازار گاز و در نتیجه باعث کاهش هزینه‌های بازار برق می‌گردد.

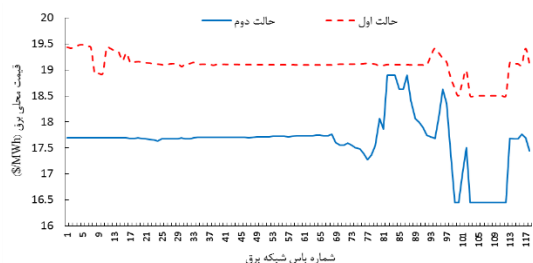


شکل ۱۴- کاهش هزینه و انرژی واحدهای گازسوز، حالت دوم نسبت به اول

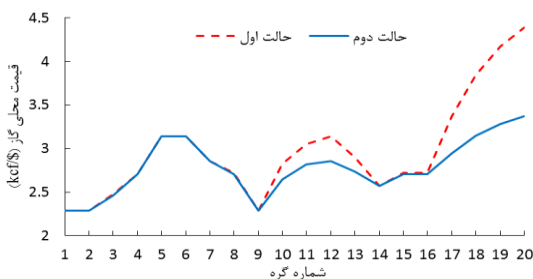
در شکل (۱۴) مقدار کاهش هزینه بازار برق و میزان کاهش انرژی تولیدی واحدهای گازسوز در حالت دوم نسبت به حالت اول ترسیم شده است. همان طور که در شکل مشخص است، اختلاف حالت دوم با اول تا ۹۰ درصد بار پایه به دلیل نداشتن مشکل محدودیت در شبکه گاز، کم است؛ اما با افزایش بار الکتریکی، مقدار کاهش تولید واحدهای گازسوز در حالت دوم نسبت به اول بیشتر می‌شود. در حقیقت در حالت اول، افزایش بار باعث افزایش حجم استفاده از نیروگاه‌های گازسوز بدون توجه به تأثیر آن بر شبکه گاز شده است؛ اما در حالت دوم با کنترل این افزایش در شبکه برق (با توجه به تأثیر متقابل بر بازار گاز)، هزینه‌های بازار برق کاهش یافته است؛ اما رفته‌رفته با افزایش بیش از اندازه بار الکتریکی، تمامی واحدهای گازسوز

در مقایسه با بازارهای هماهنگ، بسیار بالا بوده است. در حالت دوم، با وجود افزایش گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز و در نتیجه افزایش بار مصرفی شبکه گاز، حداکثر قیمت محلی شبکه گاز به دلیل مدیریت گرفتگی خطوط لوله و بهره‌برداری مناسب از نیروگاه‌های گازسوز، حدود ۲۳ درصد کاهش داشته است.

برای مقایسه بهتر تأثیر هماهنگی بازارهای برق و گاز قیمت‌های محلی تمامی باس‌ها و گره‌های شبکه برق و گاز در شکل (۱۸) و شکل (۱۹) ترسیم شده است. مطابق شکل (۱۸) در حالت دوم، قیمت محلی برق در تمامی باس‌ها به دلیل هماهنگی بازار برق و گاز کمتر از حالت اول شده است. کاهش قیمت در باس‌های ۹۹ تا ۱۱۲ بیشتر از بقیه باس‌ها می‌باشد. همان‌طور که از شکل (۱۹) مشخص است، در حالت دوم، قیمت گاز در گره‌های ۱۱ و ۱۲ شبکه گاز که واحدهای گازسوز به آن متصل هستند، کاهش یافته و این عامل باعث کاهش محسوس قیمت محلی برق شده است. به دلیل ایجاد هماهنگی بازارهای برق و گاز در حالت دوم، گرفتگی خطوط شبکه و افت فشار گاز بهبود عمده‌ای داشته است، به طوری که موجب کاهش قیمت در گره‌های ۱۷ تا ۲۰ گردیده و در مجموع هزینه‌های بهره‌برداری شبکه گاز را بهبود بخشیده است.



شکل ۱۸- قیمت محلی برق در دو حالت اول و دوم

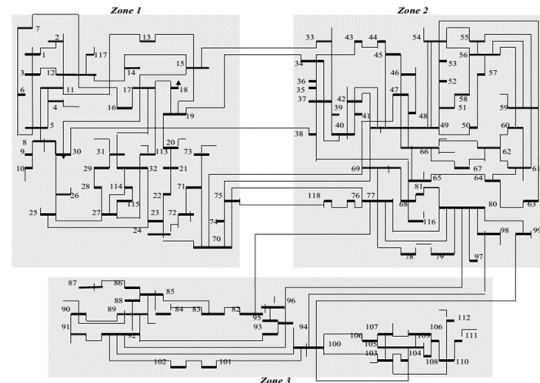


شکل ۱۹- قیمت محلی گاز در دو حالت اول و دوم

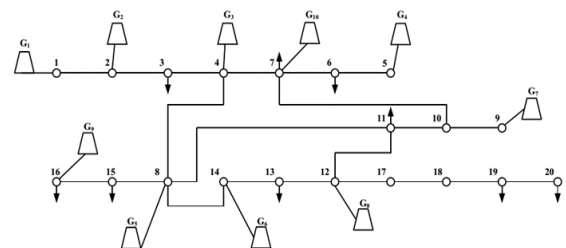
۵- پیوست

تمامی پارامترها، متغیرها، شاخص‌ها و مجموعه‌های به کاررفته در این مقاله، مطابق جدول ۳ می‌باشد.

شامل ۱۸۶ خط انتقال و شبکه گاز شامل ۲۴ لوله انتقال گاز است. بار پیک شبکه برابر ۴۸۰۰ MWh در نظر گرفته شده است. اطلاعات مربوط به این دو شبکه در [۵] و [۲۲] آمده است. سیستم مورد بررسی در شکل (۷) آمده است.



الف: شبکه برق



ب: شبکه گاز

شکل ۱۷- نمایی از سیستم ۱۱۸ باس IEEE (الف: شبکه برق، ب: شبکه گاز)

برای سادگی و افزایش سرعت حل مسئله، شبیه‌سازی برای ساعت پیک شبکه و در دو حالت (۱) بازارهای برق و گاز جداگانه و ناهماهنگ و (۲) بازارهای برق و گاز هماهنگ انجام گرفته است. **Error! Reference source not found.** نتایج شبیه‌سازی را نشان می‌دهد.

جدول ۲- نتایج شبیه‌سازی برای شبکه ۱۱۸ باس

پارامترهای محاسبه شده	بازارهای ناهماهنگ	بازارهای هماهنگ
هزینه بهره‌برداری شبکه برق (\$)	۶۹،۰۳۰	۶۶،۷۶۰
هزینه بهره‌برداری شبکه گاز (\$)	۱۱۶،۹۰۸	۱۱۶،۰۹۴
گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز	۱۵۲۶۴	۱۵۳۷۲
حداکثر قیمت در شبکه برق	۱۹/۴۹	۱۸/۸۹
حداکثر قیمت در شبکه گاز	۴/۳۹	۳/۳۷

همان‌طور که از **Error! Reference source not found.** مشخص است، به دلیل عدم هماهنگی بازارهای برق و گاز و تسویه آن‌ها به طور جداگانه هزینه‌های بهره‌برداری هر دو شبکه و همچنین قیمت‌های محلی آن‌ها

جدول ۳- فهرست شاخص‌ها، پارامترها و متغیرها

توضیحات	شاخص‌ها و مجموعه‌ها
شاخص واحدهای تولیدی برق	j
شاخص واحدهای تولیدی گاز	v
شاخص بلوک‌های انرژی برق	b
شاخص دوره زمانی	t
شاخص گره شبکه برق	n_p, m_p
شاخص گره شبکه گاز	n_g, m_g
مجموعه واحدهای غیرگازسوز	Υ
مجموعه از $\{1\}$ و $\{2\}$ که به یکدیگر متصل‌اند	$\Psi_{\{1\}\{2\}}$
توضیحات	پارامترها
هزینه تولید واحدهای تولید برق غیرگازسوز	C_{jb}
حداکثر ظرفیت واحدهای تولیدی برق	P_{jb}^{max}
به ترتیب، میزان تقاضای گاز و برق	$P_{d_p t}^D, Q_{d_g t}^D$
ادمیتانس خطوط برق	$B_{n_p m_p}$
حداکثر ظرفیت خطوط برق	$F_{n_p m_p}^{EL, max}$
حداکثر ظرفیت تولیدکنندگان گاز	q_v^{Max}
راندمان واحدهای گازسوز تولید برق	η_{jb}
هزینه حاشیه‌ای تولیدکنندگان گاز	ρ_v
ثابت تبدیل انرژی برق به گاز	τ
پارامتر خطوط لوله گاز	$C_{n_g m_g}$
حداکثر و حداقل فشار در هر گره شبکه گاز	$\pi_{n_g}^{min}, \pi_{n_g}^{max}$
توضیحات	متغیرها
به ترتیب، قیمت گاز و برق در بازار	$\lambda_{n_p t}, \beta_{n_g t}$
توان تولیدی واحدهای برق	P_{jbt}
زاویه در هر گره شبکه برق	$\theta_{n_p t}$
گاز تولیدی توسط تولیدکنندگان گاز	q_{vt}
فلوی گاز در خطوط لوله گاز	$f_{n_g m_g t}$

اطلاعات شبکه‌های برق و گاز در جدول ۴ تا ۱۱ آورده شده است.

جدول ۴- اطلاعات نیروگاه‌ها

شماره	شماره باس شبکه برق	بلوک ۱ (MW)	بلوک ۲ (MW)	بلوک ۳ (MW)	بلوک ۴ (MW)	نوع
۱	۱	۵۴/۲۵	۳۸/۷۵	۳۱	۳۱	غیرگازسوز
۲	۲	۲۵	۲۵	۲۰	۲۰	گازسوز
۳	۳	۵۴/۲۵	۳۸/۷۵	۳۱	۳۱	غیرگازسوز
۴	۶	۶۸/۹۵	۴۹/۲۵	۳۹/۴۰	۳۹/۴۰	گازسوز
۵	۱	۱۴۰	۹۷/۵	۵۲/۵	۷۰	غیرگازسوز
۶	۲	۶۸/۹۵	۴۹/۲۵	۳۹/۴۰	۳۹/۴۰	گازسوز
۷	۳	۶۸/۹۵	۴۹/۲۵	۳۹/۴۰	۳۹/۴۰	گازسوز
۸	۵	۵۴/۲۵	۳۸/۷۵	۳۱	۳۱	غیرگازسوز

جدول ۵- هزینه نیروگاه‌های غیرگازسوز

شماره	بلوک ۱ (\$/MW)	بلوک ۲ (\$/MW)	بلوک ۳ (\$/MW)	بلوک ۴ (\$/MW)
۱	۹/۹۲	۱۰/۲۵	۱۰/۶۸	۱۱/۲۶
۳	۹/۹۲	۱۰/۲۵	۱۰/۶۸	۱۱/۲۶
۵	۱۹/۲	۲۰/۳۲	۲۱/۲۲	۲۲/۱۳
۸	۹/۹۲	۱۰/۲۵	۱۰/۶۸	۱۱/۲۶

جدول ۶- راندمان نیروگاه‌های گازسوز

شماره	بلوک ۱ (%)	بلوک ۲ (%)	بلوک ۳ (%)	بلوک ۴ (%)	شماره باس شبکه گاز
۱	۵۵	۵۳	۵۱	۴۹	۴
۳	۵۷	۵۵	۵۳	۵۱	۷
۵	۵۸	۵۶	۵۴	۵۰	۶
۸	۵۴	۵۲	۵۰	۴۸	۵

جدول ۷- اطلاعات خطوط شبکه برق

شماره	از باس	به باس	B (pu)	حداکثر توان انتقالی (MW)
۱	۱	۲	۹/۴۱۲	۲۵۰
۲	۱	۳	۹/۴۱۲	۲۰۰
۳	۲	۳	۹/۴۱۲	۱۰۰
۴	۲	۴	۹/۴۱۲	۳۰۰
۵	۳	۶	۹/۴۱۲	۳۰۰
۶	۴	۵	۹/۴۱۲	۱۰۰
۷	۴	۶	۹/۴۱۲	۱۰۰
۸	۵	۶	۹/۴۱۲	۱۵۰

جدول ۸- اطلاعات بار مصرفی شبکه برق و گاز

شماره	شبکه برق		شبکه گاز	
	شماره باس	درصد سهم	شماره	درصد سهم
۱	۳	۱۹	۱	۵۰
۲	۴	۲۷	۲	۱۶/۷
۳	۵	۲۷	۳	۲۳/۳
۴	۶	۲۷	-	-

جدول ۹- اطلاعات تولیدکنندگان گاز

شماره	شماره باس	حداکثر تولید (kcf)	هزینه (\$/kcf)
۱	۷	۱۵۰۰	۲/۵۷
۲	۶	۱۲۰۰	۲/۲۹
۳	۴	۱۲۰۰	۲/۷۱
۴	۱	۱۲۰۰	۲/۵۷
۵	۳	۱۲۰۰	۲/۸۶
۶	۲	۱۲۰۰	۳/۱۴

جدول ۱۰- اطلاعات خطوط لوله گاز

شماره	از گره	به گره	C (kcf/Psig)
۱	۱	۲	۱۶
۲	۲	۵	۱۲
۳	۵	۶	۱۵
۴	۳	۵	۱۴
۵	۴	۷	۱۶
۶	۴	۲	۱۶

جدول ۱۱- اطلاعات محدودیت فشار

شماره	حداقل فشار (Psig)	حداکثر فشار (Psig)
۱	۱۰۰	۲۰۰
۲	۱۰۰	۲۴۰
۳	۱۰۰	۱۶۰
۴	۱۰۰	۱۶۰
۵	۱۰۰	۱۶۰
۶	۱۰۰	۲۴۰
۷	۱۰۰	۱۶۰

۴- نتیجه‌گیری

به دلیل افزایش نفوذ نیروگاه‌های گازسوز در شبکه برق، ارائه مدل‌هایی برای تعامل شبکه‌های برق و گاز، جهت کاهش قیمت تمام‌شده و دسترس‌پذیر بودن گاز برای این نوع نیروگاه‌ها بسیار اهمیت دارد. در این مقاله، تسویه هم‌هنگ بازارهای رقابتی برق و گاز و بررسی تأثیر متقابل آن‌ها بر یکدیگر با استفاده از روش KKT مدل‌سازی شده است.

قیود غیرخطی شبکه گاز، با یک روش خطی‌سازی و بدون متغیر عدد صحیح، خطی گردید. نتایج نشان می‌دهد تسویه هم‌هنگ بازار برق و گاز منجر به کاهش هزینه‌ها در هر دو شبکه و قیمت تمام‌شده برق و گاز شده است. همچنین محدودیت در توان انتقالی و بروز پرشدگی در شبکه، باعث افزایش قیمت‌های مکانی و افزایش هزینه شبکه‌ها می‌گردد. این موارد با افزایش بار الکتریکی و افزایش مصرف سوخت نیروگاه‌های گازسوز بیش‌ازپیش تأثیرگذار خواهد بود.

مدل ارائه‌شده برای مدل‌سازی تعامل بازارهای برق و گاز و همچنین روابط ارائه‌شده برای خطی‌سازی معادلات فلو گاز می‌توانند برای اهدافی همچون برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز در محیط تجدید ساختار یافته و مبتنی بر بازارهای رقابتی نیز به کار رود که به‌عنوان ادامه کار در حال بررسی توسط نویسندگان مقاله است.

مراجع

- [1] M. Mac Kinnon, J. Brouwer and S. Samuelsen, "The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration", in *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 64, 2018, pp. 62-92.
- [2] M. Farrokhifar, Y. Nie and D. Pozo, "Energy systems planning: A survey on models for integrated power and natural gas networks coordination", in *Applied Energy*, Vol. 262, 2020, p. 114567.
- [3] سید حسن ابراهیمی و احمد جعفرزاده افشاری، « ارائه یک مدل ریاضی جهت بهینه‌سازی عملیات شبکه انتقال گاز»، مجله مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۴، شماره ۴۴، بهار ۱۳۹۵، صفحه ۹۳-۱۰۴.
- [4] A.V. Zlotnik, A.M. Rudkevich, R.G. Carter, P.A. Ruiz, S.N. Backhaus and J.D. Taft, "Grid architecture at the gas-electric interface", Los Alamos National Laboratory, Santa Fe, NM, USA, Tech. Rep. LA-UR-17-23662, Jun. 2017.
- [5] C. Liu, M. Shahidehpour, Y. Fu and Z. Li, "Security-Constrained Unit Commitment With Natural Gas Transmission Constraints", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, 2009, pp. 1523-1536.
- [6] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab and A. Abusorrah, "Hourly Electricity Demand Response in the Stochastic Day-Ahead Scheduling of Coordinated Electricity and Natural Gas Networks", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 1, 2016, pp. 592-601.
- [7] J. Fan, X. Tong and J. Zhao, "Multi-period optimal energy flow for electricity-gas integrated systems considering gas inertia and wind power uncertainties", in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 123, 2020, pp. 106263.
- [8] A. Zlotnik, L. Roald, S. Backhaus, M. Chertkov and G. Andersson, "Coordinated Scheduling for Interdependent Electric Power and Natural Gas Infrastructures", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 32, No. 1, Jan. 2017, pp. 600-610.
- [9] B. Zhao, A. J. Conejo and R. Sioshansi, "Unit commitment under gas-supply uncertainty and gas-price variability", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 32, No. 3, 2017, pp. 2394-2405.
- [10] G. Li, R. Zhang, T. Jiang, H. Chen, L. Bai and X. Li, "Security constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process", *Applied energy*, Vol. 194, 2017, pp. 696-704.

- [11] M. H. Sham and M. Shahabi, "Optimal Operation Scheduling of a Microgrid in Presence of Energy Hubs Considering Energy System Security and Demand Response", *Tabriz Journal of Electrical Engineering (TJEE)*, Vol. 47, No. 3, 2018, pp. 1523-1535.
- [12] Overview of natural gas: Natural gas marketing. NaturalGas.org. [Online]. Available: <http://naturalgas.org/naturalgas/marketing/>.
- [13] R. LaCount, "Natural Gas and Electric Market Coordination Takes Center Stage with FERC Docket AD12-12-000", M.J. Bradley & Associates, Issue Brief, rep., 2012.
- [14] M.G. Lauby, "Special Reliability Assessment: Potential Bulk Power System Impacts Due to Severe Disruptions on the Natural Gas System", North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2017.
- [۱۵] نیما امجدی، بهداد وطنی و حسین شریفزاده، «آرایش بهینه تصادفی تولید برای شرکت‌های مولد با در نظر گرفتن بازار انرژی و قراردادهای دوجانبه»، *مجله مدل‌سازی در مهندسی*، دوره ۹، شماره ۲۴، بهار ۱۳۹۰، صفحه ۲۱-۲۸.
- [۱۶] مهدی محمدی، سیدمرتضی بیاره و محمد کوثری، «مدل‌سازی عملکرد توربین‌های گازی سه‌محوره محرک کمپرسور ایستگاه‌های تقویت فشار گاز از دیدگاه اکسرژی»، *مجله مدل‌سازی در مهندسی*، دوره ۱۷، شماره ۵۶، بهار ۱۳۹۸، صفحه ۳۳-۵۰.
- [17] M. Fernández, F.D. Muñoz and R. Moreno, "Analysis of imperfect competition in natural gas supply contracts for electric power generation: A closed-loop approach", *Energy Economics*, Vol. 87, March 2020, 104717.
- [18] N. Thomas, "Gas Market Report 2015", Department of Industry, Innovation and Science, rep., 2016.
- [19] R. Chen, J. Wang and H. Sun, "Clearing and Pricing for Coordinated Gas and Electricity Day-Ahead Markets Considering Wind Power Uncertainty", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 3, May 2018, pp. 2496-2508.
- [20] M. Gil, P. Duenas and J. Reneses, "Electricity and Natural Gas Interdependency: Comparison of Two Methodologies for Coupling Large Market Models Within the European Regulatory Framework", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 1, 2016, pp. 361-369.
- [21] Z. Ji and X. Huang, "Day-Ahead Schedule and Equilibrium for the Coupled Electricity and Natural Gas Markets", in *IEEE Access*, Vol. 6, 2018, pp. 27530-27540.
- [22] C. Wang, W. Wei, J. Wang, F. Liu and S. Mei, "Strategic Offering and Equilibrium in Coupled Gas and Electricity Markets", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 1, 2018, pp. 290-306.
- [23] B. Zhao, A. Zlotnik, A.J. Conejo, R. Sioshansi and A.M. Rudkevich, "Shadow Price-Based Co-Ordination of Natural Gas and Electric Power Systems", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 34, No. 3, May 2019, pp. 1942-1954.
- [24] C. Wang, W. Wei, J. Wang, L. Wu and Y. Liang, "Equilibrium of Interdependent Gas and Electricity Markets With Marginal Price Based Bilateral Energy Trading", in *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 5, Sept. 2018, pp. 4854-4867.
- [25] <https://markets.businessinsider.com> [Online].