

بهره‌برداری یکپارچه شبکه گاز و برق با در نظر گرفتن سوخت جایگزین

امین حجازی^۱، حبیب رجیبی مشهدی^۲

^۱دانشگاه فردوسی مشهد، Aminhejazifum@yahoo.com

^۲دانشگاه فردوسی مشهد، Rajabi_mashhadi@yahoo.com

این مقاله است. مرجع [۴] گاز مورد نیاز هر یک از نیروگاه‌های شبکه برق را به صورت تابعی از توان خروجی واحد محاسبه کرده است. با حل مسئله بهره‌برداری یکپارچه به روش لاگرانژ در شرایط عادی دو شبکه، شاخص تلفات انتقال گاز را معرفی کرده است. شاخص معرفی شده به موقعیت مکانی هر نیروگاه نسبت به شبکه گاز و میزان تولید هر واحد وابسته است. مرجع [۵] با استفاده از تکنیک باس‌های اسلک پراکنده اقدام به بهبود حل مسئله پخش بار کرده است. تمایز فشار در گره‌های شبکه گاز بین دو تکنیک تک باس اسلک و باس‌های اسلک پراکنده نشان از وابستگی دو شبکه گاز و برق است. روش معرفی شده در مقالات [۳]، [۴] و [۵] به دلیل در نظر نگرفتن جزئیات معادله انتقال گاز در خطوط انتقال، تنها برای شبکه‌های یک‌سو تغذیه معتبر است. در صورتی که در واقعیت امکان تغذیه گاز از چند گره وجود دارد. از سوی دیگر در کلیه این مراجع برای سادگی حل مسئله بهینه‌سازی، نسبت فشار دو سر کمپرسور همواره ثابت در نظر گرفته شده است. در حالی که در عمل این فرض معتبر نیست. اهمیت این موضوع وقتی قابل توجه می‌شود که طبق اطلاعات سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۱۰ سازمان انرژی آمریکا، ۴۳ تا ۵۲ درصد از هزینه تمام‌شده گاز، مربوط به هزینه انتقال و توزیع آن است، [۶]. عمده این هزینه مربوط به مصرف سوخت ایستگاه‌های تقویت فشار است. در ادبیات موضوعی انتقال گاز، از این سوخت به‌عنوان تلفات شبکه گاز نام‌برده می‌شود. در نتیجه برای دستیابی به جواب کارآمد می‌بایست معادلات ایستگاه‌های تقویت فشار را با جزئیات در نظر گرفت.

مرجع [۷] با مدل‌سازی شبکه گاز طبیعی برای محاسبات قابلیت اطمینان شبکه برق، اقدام به محاسبه بیشترین توان قابل استحصال از یک نیروگاه سیکل ترکیبی در هر بازه زمانی کرده است. در مرجع [۸] یک روش جدید برای برنامه تعمیرات با در نظر گرفتن عدم قطعیت و قیود شبکه گاز معرفی کرده است. در صورت در نظر گرفتن شبکه گاز بیشتر تعمیرات به فصل پاییز منتقل می‌شود. همچنین اثر سوخت جایگزین در بالا بردن انعطاف‌پذیری برنامه تعمیرات و بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان نشان داده شده است.

چکیده- با افزایش سهم گاز طبیعی در تولید برق، شاهد تأثیرگذاری بالای این دو حامل انرژی بر یکدیگر هستیم. هدف این مقاله بهره‌برداری یکپارچه دو شبکه گاز و برق با در نظر گرفتن اثر سوخت جایگزین است. به این منظور معادلات پخش بار استاتیکی دو شبکه گاز و برق با محوریت نقش ایستگاه‌های تقویت فشار در قالب یک مسئله بهینه‌سازی مدل می‌شوند. هدف این مسئله کاهش هزینه بهره‌برداری کل سیستم است. نتایج شبیه‌سازی بر روی شبکه گاز خراسان و ۳۰ باس IEEE حاکی از موفقیت این روش در مدیریت مصرف سوخت نیروگاه و کاهش هزینه کل به‌ویژه در شرایط اوج مصرف شبکه گاز دارد.

کلمات کلیدی- شبکه گاز طبیعی، بهره‌برداری سیستم قدرت، بهره‌برداری یکپارچه، سوخت جایگزین

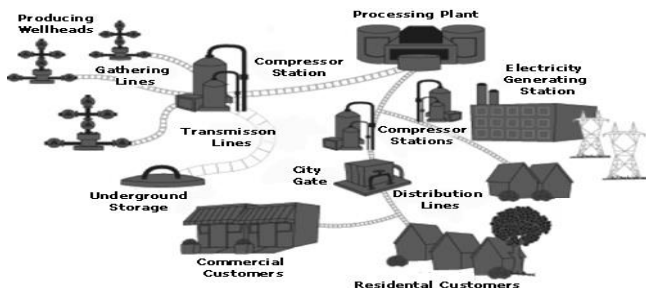
۱- مقدمه

مزایای استفاده از گاز طبیعی نظیر نرخ کمتر تولید گازهای گلخانه‌ای، ذخایر مناسب و گسترش استفاده از واحدهای سیکل ترکیبی باعث رشد روزافزون مصرف گاز طبیعی طی چند ده گذشته در تولید برق شده است. این امر باعث تأثیرگذاری چشمگیر این دو صنعت بر یکدیگر می‌شود. هدف این مقاله ارائه چارچوبی در قالب یک مسئله بهینه‌سازی برای بهره‌برداری یکپارچه دو حامل گاز طبیعی و برق است.

بهینه‌سازی عملکرد شبکه گاز در مقالات متعددی مورد بررسی قرار گرفته است. مرجع [۱] بدون در نظر گرفتن اثر ایستگاه‌های تقویت فشار اقدام به حل مسئله پخش بار شبکه گاز کرده است. در مرجع [۲] ضمن در نظر گرفتن کامل اثر کمپرسور با حل یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مقدار مناسب فشار گره‌ها در شبکه گاز را محاسبه کرده است. می‌توان این مقاله را کامل‌ترین مقاله در مدل‌سازی حالت ایستا شبکه گاز به حساب آورد. مرجع [۳] جزء اولین پژوهش‌های انجام‌گرفته در بهره‌برداری یکپارچه دو شبکه است. در این مرجع روابط شبکه گاز در پخش بار شبکه برق در نظر گرفته شده است. هدف این مقاله ماکزیمم کردن رفاه اجتماعی بازیگران دو شبکه است. در نظر نگرفتن جزئیات معادلات خطوط انتقال و ایستگاه‌های تقویت فشار از ضعف‌های

۳- مدل‌سازی شبکه گاز طبیعی

روابط و معادلات استفاده‌شده در این بخش با استفاده از مرجع [۱۰] گردآوری شده‌اند. شبکه انتقال گاز از چهار جزء اصلی گره‌های منبع، لوله‌های انتقال، ایستگاه‌های تقویت فشار و گره‌های بار تشکیل شده است. در شکل ۱ نمونه‌ای از نحوه ارتباط اجزاء شبکه گاز با یکدیگر آورده شده است.



شکل ۱: نحوه ارتباط اجزاء شبکه گاز با یکدیگر [۶]

۳-۱- گره منبع

منبع عمده تأمین گاز در ایران سرچاه میدان‌های گازی نظیر پارس جنوبی، خانگیران، تابناک و چاه‌های نفت مانند میدان‌ها اهواز، آغاچری، مارون و گچساران است. ورودی لوله‌های واردات، خروجی مخازن گاز، پایانه‌های تبدیل مجدد گاز طبیعی مایع (LNG) و هیدرات گاز (NGH) نیز در این دسته قرار می‌گیرند. در گره‌های منبع تزریق گاز به شبکه به صورت فشار ثابت و دبی متغیر مدل‌سازی می‌شوند.

۳-۲- لوله‌های انتقال

وظیفه لوله‌های انتقال رساندن گاز طبیعی از گره‌های منبع به مصرف‌کنندگان است. معادله ویموث^۳، جریان حالت دائم در خطوط انتقال گاز را برحسب فشار گاز دوسر آن را نشان می‌دهد، رابطه (۱).

$$f_{ij} = k * (2Dir - 1) * \sqrt{(\Pi_i^2 - \Pi_j^2)} \quad (1)$$

در این رابطه Π_i ، Π_j فشار دو گره i و j ، f_{ij} دبی گاز عبوری بین دو گره و ضریب k مقدار ثابت است. مقدار k به تراکم‌پذیری گاز، چگالی نسبی، دمای میانگین سیال درون لوله و همچنین به مشخصات ساختاری لوله‌های انتقال از قبیل قطر داخلی، ضریب اصطکاک داخلی و مسافت بین دو گره بستگی دارد.

در لوله‌های انتقال، گاز همواره از گره با فشار بیشتر به سمت گره با فشار کمتر حرکت می‌کند. برای تعیین جهت گاز عبوری در رابطه (۱) از متغیر باینری Dir استفاده می‌شود. با توجه به فشار دو سر لوله مقدار Dir توسط رابطه (۲) تعیین می‌شود.

روش پیشنهادی در این مقاله معادلات شبکه گاز را به صورت کامل با محوریت مرجع [۲] در نظر گرفته است. تمرکز این روش بر ویژگی‌های عملیاتی ایستگاه‌های تقویت فشار است. همچنین اثر سوخت جایگزین در بهره‌برداری یکپارچه در این مقاله در نظر گرفته شده است. روش پیشنهادی برخلاف مراجع پیشین قابلیت استفاده در شبکه‌های چند سر تغذیه را دارا است.

ساختار مقاله از ۶ بخش تشکیل شده است. بخش ۲ به تعریف مسئله اختصاص دارد. معرفی روابط حالت ایستا در شبکه گاز طبیعی در بخش ۳ ارائه می‌گردد. مدل‌سازی و فرمول‌بندی مسئله بهینه‌سازی بخش بار یکپارچه در بخش ۴ و شبیه‌سازی این روابط بر روی شبکه تست به همراه نتیجه‌گیری به ترتیب در بخش‌های ۵ و ۶ موجود است.

۲- تعریف مسئله

مزایای استفاده از گاز طبیعی نظیر نرخ کمتر تولید گازهای گلخانه‌ای، ذخایر مناسب و گسترش استفاده از واحدهای سیکل ترکیبی باعث رشد روزافزون مصرف گاز طبیعی طی چند ده گذشته در تولید برق شده است. در ایران گاز طبیعی با سهم ۶۱٪ در سال ۱۳۹۱ به‌عنوان اصلی‌ترین منبع تأمین سوخت نیروگاه‌های برق کشور به حساب می‌آید. به سخن دیگر نیروگاه‌های برق با استفاده ۴۱۶۰۳ میلیون مترمکعب از این سوخت به بزرگ‌ترین بار شبکه گاز تبدیل شده‌اند. این امر باعث تأثیرگذاری بالا این دو صنعت بر نحوه بهره‌برداری، برنامه‌ریزی، تبادلات اقتصادی، شاخص‌های قابلیت اطمینان و امنیتی یکدیگر شده است.

از نشانه‌های این وابستگی می‌توان به خارج شدن چندین نیروگاه در کلرادو آمریکا در فوریه ۲۰۰۶ به دلیل کم شدن فشار گاز در شبکه ناشی از کم شدن دما و افزایش تقاضای بخش خانگی اشاره کرد. مشکلات شرکت برق خراسان در تأمین سوخت واحدهای نیروگاهی در سال‌های اخیر، به‌ویژه در سال ۱۳۸۶ به دلیل برودت هوا و قطع گاز کشور ترکمنستان نیز گواه دیگری بر این مدعا است. علاوه بر این مصرف بیش از حد گاز و برق در کشور نسبت به استاندارد جهانی (جایگاه ۱۱ با سهم ۲٪ در مصرف انرژی) ممکن است در دهه آینده ایران را به یک کشور واردکننده انرژی تبدیل کند.

با توجه به کمبودهای گاز طبیعی در چند سال اخیر، بهره‌برداری بهینه آن می‌تواند باعث مدیریت بهتر تقاضا در فصل‌های سرد سال گردد. علی‌رغم اهمیت این مطلب و وجود قانون مدون [۹]، همچنان بهره‌برداری بهینه این دو شبکه بدون در نظر گرفتن مستقیم شبکه دیگر انجام می‌شود. در این مقاله چارچوبی برای بهره‌برداری این دو شبکه با در نظر گرفتن اثرات سوخت جایگزین ارائه می‌گردد. در این چارچوب روابط شبکه گاز به صورت کامل و نزدیک به محدودیت‌های عملیاتی در نظر گرفته می‌شود.

1 Liquefied Natural Gas
2 Natural Gas Hydrate
3 Weymouth Equation



بارهای نیروگاهی عامل وابستگی دو شبکه برق و گاز می باشند. میزان انرژی موردنیاز نیروگاه $(HR^m)_m$ ، توسط منحنی نرخ حرارت^۵ محاسبه می شوند، رابطه (۵). در این رابطه P_m^{gen} میزان تولید نیروگاه است؛ که با توجه به معادلات پخش بار بهینه DC تعیین می شود.

$$HR^m = \alpha_m^{gen} + \beta_m^{gen} * P_m^{gen} + \gamma_m^{gen} * (P_m^{gen})^2 \quad (6)$$

گاز موردنیاز برای تأمین این انرژی $(Fuel_{gas}^{m,i})$ از طریق گره i شبکه گاز و توسط رابطه (۶) محاسبه می شود. در این رابطه GHV^1 ارزش حرارتی گاز مصرفی برحسب MMBTU/MSCM^۶ است.

$$Fuel_{gas}^{m,i} = HR^m / GHV \quad (7)$$

در شرایطی شرکت گاز توانایی تأمین گاز طبیعی واحد نیروگاهی را نداشته باشد، از سوخت جایگزین استفاده می شود. در اغلب موارد از مازوت- نفت کوره نوع ۶ برای این منظور استفاده می شود.

۴- پخش بار یکپارچه شبکه گاز و برق

در این قسمت مسئله پخش بار بهینه شبکه برق با در نظر گرفتن شبکه گاز آورده شده است. هدف این مسئله کمینه کردن هزینه بهره برداری دو شبکه گاز و برق است، رابطه (۸). این رابطه از سه جزء تشکیل می شود:

(۱) مجموع هزینه گاز طبیعی مصرفی ایستگاه های تقویت فشار، $(\sum_{nc} \tau_{Com}^{ij} \cdot Price^{gas})$: بخش عمده هزینه بهره برداری شبکه گاز طبیعی که بر اساس روابط (۳) تا (۵) تعیین می شود.

(۲) مجموع هزینه گاز طبیعی نیروگاه ها، $(\sum_{ng} Fuel_{gas}^{m,i} \cdot Price^{gas})$: سوخت موردنیاز هر واحد طبق روابط (۶) و (۷) به دست می آید. قیمت گاز طبیعی $(Price^{gas})$ در هر دو جزء برابر با قیمت سر چاه است.

(۳) مجموع هزینه مازوت نیروگاه ها، $(\sum_{ng} Fuel_{mazut}^m \cdot Price^{mazut})$: مشابه رابطه (۷)، مازوت موردنیاز واحدهای نیروگاهی برحسب ارزش حرارتی و منحنی نرخ حرارت آن به دست می آید.

تابع هدف:

$$Min \text{ cost} = \sum_{nc} \tau_{Com}^{ij} \cdot Price^{gas} + \sum_{ng} Fuel_{gas}^{m,i} \cdot Price^{gas} + \sum_{ng} Fuel_{mazut}^m \cdot Price^{mazut} \quad (8)$$

در روابط (۹) تا (۱۷) قیود مسئله بهینه سازی آورده شده اند.

قیود شبکه گاز:

$$\sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} = S_i - D_i - \tau_{ij}^{Com} - Fuel_{gas}^{m,i} \quad (9)$$

$$\underline{\Pi}_i \leq \Pi_i \leq \bar{\Pi}_i \quad (10)$$

$$\begin{cases} Dir = 0 & \text{if } \Pi_j > \Pi_i \\ Dir = 1 & \text{if } \Pi_i > \Pi_j \end{cases} \quad (2)$$

نکته حائز اهمیت در رابطه (۲) تعیین جهت سیلان گاز توسط معادلات شبکه است. درحالی که مطالعات استفاده شده در مراجع [۳]، [۴] و [۵] به دلیل در نظر نگرفتن جزئیات خطوط انتقال این امکان قابل دستیابی نیست. به همین دلیل روش پیشنهادی این مراجع تنها برای شبکه های یک سو تغذیه کاربرد دارد.

۳-۳ ایستگاه های تقویت فشار:

به دلیل اصطکاک خطوط انتقال و تبادل حرارتی گاز با محیط، قسمتی از انرژی درونی آن تلف می شود. این پدیده منجر به افت فشار گاز می گردد. نقش ایستگاه های تقویت فشار جبران این افت فشار و راندن گاز در لوله های انتقال است (مشابه نقش ترانسفورماتورهای قدرت در برابر ولتاژ شبکه برق). توان مصرفی کمپرسورهای این ایستگاه ها به وسیله معادله اسب بخار (۳)، محاسبه می گردد.

$$BHP_{ij} = 4.0639 * Z_a \left(\frac{f_{ij} T_k}{\eta_C} \right) \left(\frac{\rho_k}{\rho_{k-1}} \right) \left(\left(\frac{\Pi_j}{\Pi_i} \right)^{\frac{\rho_k - 1}{\rho_k}} - 1 \right) \quad (3)$$

در رابطه (۳) BHP_{ij} توان مصرفی کمپرسور، η_C راندمان کمپرسور، f_{ij} دبی گاز عبوری از کمپرسور، ρ_k و ρ_{k-1} نسبت مخصوص حرارتی $(\frac{C_P}{C_V})$ و Z_a ضریب تراکم پذیری گاز می باشند. عبارت $(\frac{\Pi_j}{\Pi_i})$ نشان دهنده نسبت فشار خروجی به ورودی کمپرسور است. در رابطه (۴) حد بالا و پایین این نسبت آورده شده است. حد بالا با توجه به مشخصات فنی کمپرسور و حد پایین این نسبت مقدار واحد است.

$$1 \leq \left(\frac{\Pi_j}{\Pi_i} \right) \leq \overline{ratio}^{Com} \quad (4)$$

برای تأمین انرژی موردنیاز رابطه اسب بخار، اغلب از گاز و در مواردی از برق یا بخار آب استفاده می شود. رابطه (۵) گاز موردنیاز برای تأمین این انرژی (τ_{ij}^{Com}) را محاسبه می کند.

$$\tau_{ij}^{Com} = \alpha_{ij}^{Com} + \beta_{ij}^{Com} * BHP_{ij} + \gamma_{ij}^{Com} * (BHP_{ij})^2 \quad (5)$$

α_{ij}^{Com} ، β_{ij}^{Com} و γ_{ij}^{Com} ضرایب معادلات مصرف کمپرسور هستند؛ که در مطالعه حالت ایستا ثابت در نظر گرفته می شوند. این میزان گاز مصرفی از گره ورودی کمپرسور تأمین می شود.

۳-۴ گره بار

برای مطالعه وابستگی بین دو شبکه گاز و برق بارهای شبکه گاز به دو دسته بارهای نیروگاهی و غیر نیروگاهی (بارهای تجاری، صنعتی و خانگی) تقسیم می شوند. میزان مصرف بارهای تجاری و خانگی برخلاف بارهای صنعتی به شرایط آب و هوایی وابستگی شدیدی دارند.

5 Heat Rate Curve

6 Gross Heating Value

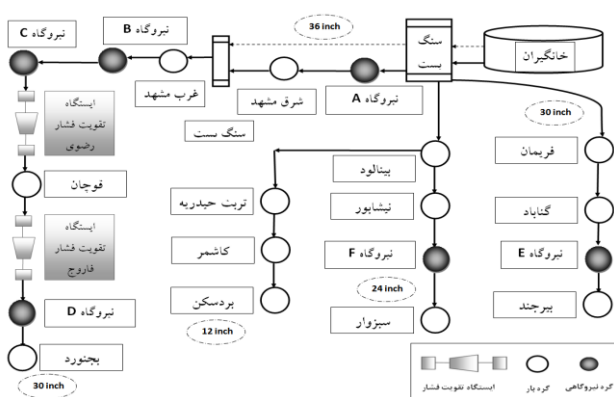
7 Million British Thermal Unit Per Thousand Standard Cubic Meters

4 Brake Horsepower Per stage

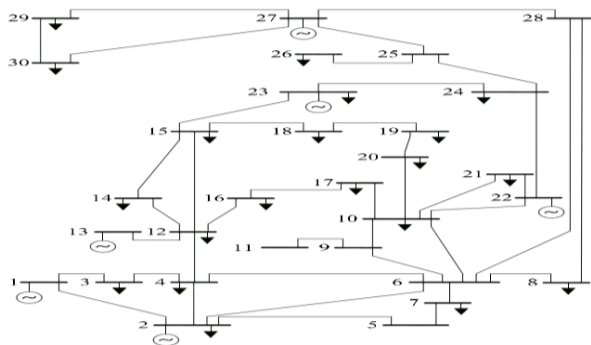
۵- بررسی موردی

۵-۱- شبکه تست

روش معرفی شده بر روی شبکه گاز طبیعی خراسان مرجع [۱۱] (شکل ۲) و ۳۰ باسه IEEE مرجع [۱۲] (شکل ۳) اعمال شده است. به دلیل تعداد یکسان باس‌های نیروگاهی شبکه ۳۰ باسه IEEE با شبکه برق خراسان، در این سطح از مطالعه از اطلاعات این شبکه استفاده شده است. اطلاعات بار گره‌های غیر نیروگاهی - بار ثابت - شبکه گاز خراسان در ساعت اوج مصرف برحسب MSCMH¹¹ در مرجع [۱۱] موجود است. ماکزیمم فشار این دسته از بارها ۷۰ bar و مینیمم فشار ۲۰ bar است. به دلیل واقع شدن گره بجنورد در میانه مسیر خط لوله سرخس-نکا، مینیمم فشار آن ۵۰ bar در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۲: شبکه گاز طبیعی خراسان [۱۱]



شکل ۳: ۳۰ باسه IEEE [۱۲]

ایستگاه‌های تقویت فشار رضوی و فاروج دارای ۳ کمپرسور ۷/۵ MW هستند. در جدول ۱ ضرایب مصرف این کمپرسورها، دبی مجاز f_{ij} ، بازده و ماکزیمم نسبت فشار خروجی به ورودی $ratio^{Com}$ آورده شده است.

جدول ۱: مشخصات عملکرد کمپرسورهای نصب شده در شبکه خراسان، [۱۱]

$ratio^{Com}$	γ_{ij}^{Com}	β_{ij}^{Com}	α_{ij}^{Com}	بازده	\bar{f}_{ij}
۱/۶	$2e-6$	$2e-5$	۰	۰/۸۴	۳۳۳

$$-f_{ij} \leq f_{ij} \leq \bar{f}_{ij} \quad (11)$$

$$1 \leq \left(\frac{P_j}{P_i}\right) \leq ratio^{Com} \quad (12)$$

قیود شبکه برق:

$$T_{mn} = B_{mn}(\delta_m - \delta_n) \quad (13)$$

$$\sum_{n|(m,n) \in A} T_{mn} = P_m^{gen} - P_m^{Load} \quad (14)$$

$$\frac{P_m^{gen}}{\bar{P}_m^{gen}} \leq P_m^{gen} \leq \bar{P}_m^{gen} \quad (15)$$

$$-\bar{T}_{mn} \leq T_{mn} \leq \bar{T}_{mn} \quad (16)$$

قید سوخت جایگزین:

$$0 \leq Fuel_{mazut}^m \leq \bar{Fuel}_{mazut}^m \quad (17)$$

رابطه (۹) مربوط به تعادل تولید و مصرف در گره‌های شبکه گاز است. D_i بارهای غیر نیروگاهی موجود در گره i است، که مقدار آن با توجه به وضعیت بهره‌برداری معلوم است. مقادیر متغیرهای f_{ij} ، T_{ij}^{Com} و $Fuel_{gas}^{m,i}$ با توجه به روابط (۱)، (۵) و (۷) تعیین می‌شود. گاز تولیدی موجود گره i (S_i) با توجه به شرایط مسئله بهینه‌سازی، محاسبه می‌شود. روابط (۱۰)، (۱۱) و (۱۲) به ترتیب حدود بالا و پایین فشار گره، دبی گاز عبوری و نسبت فشار خروجی به ورودی ایستگاه تقویت فشار را معلوم می‌کنند. معادلات (۱۳) تا (۱۶) قیود پخش بار بهینه DC شبکه برق می‌باشند. بیشترین میزان مصرف سوخت جایگزین نیروگاه m نیز توسط رابطه (۱۷) تعیین می‌شود.

متغیرهای این مسئله بهینه‌سازی عبارت‌اند از: فشار گره‌های شبکه گاز به جز فشار گره‌های منبع که مقداری ثابت هستند، نسبت فشار خروجی به ورودی ایستگاه‌های تقویت فشار، جهت و میزان سیلان گاز در لوله‌های انتقال، توان تولیدی نیروگاه‌ها، مقدار سوخت گاز و سوخت جایگزین مصرفی نیروگاه‌ها و فاز ولتاژ باس‌های شبکه برق است.

به دلیل وجود متغیر باینری Dir در رابطه (۱) و از آنجایی روابط موجود در شبکه گاز طبیعی غیرخطی هستند. مسئله بهینه‌سازی پخش بار یکپارچه شبکه گاز و برق، از نوع برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح (MINLP) است. این مسئله با استفاده از نرم‌افزار Gams^۸ و برنامه بهینه‌یابی BARON^۹ حل شده است. در صورتی که متغیرهای بهینه‌سازی کران‌دار باشند؛ بسته بهینه‌یابی BARON رسیدن به بهینه سراسری را تضمین می‌کند. این شرایط برای مسئله پخش بار یکپارچه برقرار است؛ لذا می‌توان ادعا کرد جواب به دست آمده به بهینه سراسری نزدیک است. بهینه‌سازی شامل ۴۶۹ معادله، ۳۸ متغیر گسسته و ۱۱۵ متغیر پیوسته است. زمان حل مسئله با بسته بهینه‌یابی BARON، ۱۱/۵ دقیقه است.

^۸ Mixed Integer Nonlinear Programming

^۹ General Algebraic Modeling System

^{۱۰} Branch and Reduce Optimization Navigator

^{۱۱} Thousand Standard Cubic Meters per Hour

۲) پخش بار بهینه به صورت یکپارچه انجام می‌شود. قیمت مازوت در وضعیت (الف) ۲ برابر قیمت گاز طبیعی و در وضعیت (ب) مشابه با قیمت جهانی، ۳/۲ برابر قیمت گاز طبیعی در نظر گرفته می‌شود، [۱۴].

۲-۵- نتایج شبیه‌سازی

در جدول ۴ نتایج شبیه‌سازی شبکه تست در دو حالت بهینه‌سازی جداگانه و یکپارچه در ساعت اوج مصرف شبکه گاز آورده شده است.

جدول ۴: شبیه‌سازی شبکه تست در دو حالت بهینه‌سازی جداگانه و یکپارچه قیمت مازوت ۲ برابر قیمت گاز طبیعی

یکپارچه (الف)		جداگانه		نوع بهینه‌سازی
تولید برق MW	سوخت MSCM	تولید برق MW	سوخت MSCM	
۴۷/۶۷	۱۹/۵۴	۴۲/۵۵	۱۶/۸۳	نیروگاه A
۵۰/۰۸۱	۱۸/۲۵	۵۵/۷۸	۲۱/۰۸	نیروگاه B
۲×۱۰/۰۳	۲×۴/۵۴	۲×۱۴	۲×۶/۵	نیروگاه C
۱۰/۹۷	۲/۵۸ مازوت	۲۱/۶۱	۷/۰۴	نیروگاه D
۱۸/۸۶	۹/۰۸	۱۴/۰۳	۶/۵	نیروگاه E
۴۱/۵۵	۲۰/۷۵	۲۷/۱۱	۱۳/۰۸	نیروگاه F
مصرف گاز نیروگاه‌ها ۶۷/۶۲۵ MSCM		مصرف گاز نیروگاه‌ها ۷۷/۷۰ MSCM		
مازوت ۲/۵۸ MSCM		مازوت ۰ MSCM		
تلفات شبکه گاز ۳۴/۲۵ MSCM		تلفات شبکه گاز ۴۴/۰۴ MSCM		
هزینه کل ۱۰۷۰/۹۱ USD		هزینه کل ۱۲۱۹/۸۳ USD		

با توجه به جدول ۴، در بهینه‌سازی جداگانه هیچ‌کدام از نیروگاه‌ها تمایل به استفاده از سوخت جایگزین را ندارند. افزایش مصرف سوخت گاز در نیروگاه‌های A، B و C نسبت به بهینه‌سازی یکپارچه، باعث افت فشار در مسیر خط لوله ۳۰ اینچی سنگ بست_بجنورد می‌شود؛ در نتیجه ایستگاه‌های تقویت فشار رضوی و فاروج به انرژی بیشتری برای جبران این افت فشار نیاز دارند. در حالت یکپارچه استفاده نیروگاه D از سوخت جایگزین و جابه‌جایی تولید نیروگاه‌های مسیر خط لوله سنگ بست_بجنورد به نیروگاه‌های E و F، باعث کمتر شدن افت فشار مسیر خط لوله ۳۰ اینچی می‌شود. افزایش هزینه تأمین مازوت و استفاده از نیروگاه‌های گران‌تر با کاهش سوخت مصرفی ایستگاه‌های تقویت فشار فاروج و رضوی جبران می‌شود. این امر باعث کاهش گاز مصرفی و در نتیجه هزینه کل در بهینه‌سازی یکپارچه نسبت به بهینه‌سازی جداگانه می‌شود.

ضرایب منحنی نرخ حرارت نیروگاه‌های شبکه ۳۰ باسه IEEE به همراه گره تغذیه‌کننده آن در شبکه گاز خراسان در جدول ۲ موجود است.

جدول ۲: ضرایب منحنی نرخ حرارت نیروگاه‌های شبکه ۳۰ باسه IEEE به همراه گره تغذیه‌کننده آن در شبکه گاز خراسان، [۱۲]

باس	گره شبکه گاز	α^{gen}	β^{gen}	γ^{gen}	\overline{P}_m^{gen}
۱	نیروگاه A	۰	۲	۰/۰۲	۸۰
۲	نیروگاه B	۰	۱/۷۵	۰/۰۱۷۵	۸۰
۱۳	نیروگاه C	۰	۳	۰/۰۲۵	۴۰
۲۲	نیروگاه D	۰	۱	۰/۰۶۲۵	۵۰
۲۳	نیروگاه E	۰	۳	۰/۰۲۵	۳۰
۲۷	نیروگاه F	۰	۳/۲۵	۰/۰۰۸۳۴	۵۵

ضرایب منحنی نرخ حرارت برای مازوت در دسترس نیست. بر پایه اطلاعات مرجع [۱۳] و ضرایب منحنی نرخ حرارت گاز طبیعی می‌توان این ضرایب را با دقت قابل قبولی تخمین زد. این مرجع اطلاعات ۶۵ بویلر را در دو حالت بهره‌برداری با گاز طبیعی و مازوت با یکدیگر مقایسه کرده است. بر طبق این مقایسه فرآیند احتراق مازوت به دلیل تولید رطوبت کمتر نسبت به گاز طبیعی بین ۲ تا ۲/۵ درصد بازده بهتری دارد؛ اما در صورت در نظر گرفتن تمام تلفات فرآیند سوختن، استفاده از گاز طبیعی بسته به شرایط بهره‌برداری بین ۲/۷ تا ۵ درصد بازده بالاتری دارد. با توجه به اطلاعات مرجع [۱۳] در جدول ۳ درصد تلفات هر قسمت از فرآیند سوختن مازوت نسبت به گاز طبیعی آورده شده است. در این مقاله میزان بهبود کارایی واحد نیروگاهی در صورت استفاده از گاز طبیعی به جای مازوت به میزان ۳ درصد در نظر گرفته می‌شود. با افزایش ضرایب منحنی نرخ حرارت گاز طبیعی به میزان ۳ درصد، ضرایب منحنی نرخ حرارت مازوت به دست می‌آید.

جدول ۳: تلفات هر قسمت از فرآیند سوختن مازوت نسبت به گاز طبیعی، [۱۳]

فرآیند	تلفات	فرآیند	تلفات
مخزن سوخت	۰/۶ %	ریزسازی	۱/۸۸ %
پیش‌گرمایش	۰/۷۸ %	دوده زدایی	۰/۴۳ %
پمپاژ سوخت	۰/۸ %	جبران آب	۰/۲۲ %
جلوگیری از خوردگی	۰/۸ %	احتراق	-۲/۳ %

شبیه‌سازی در دو حالت انجام می‌شود:

۱) پخش بار بهینه هر شبکه به صورت جداگانه انجام می‌شود. بر اساس قیمت هنری هاب آمریکا قیمت گاز طبیعی برابر $10/02 \text{ USD/MSCM}$ در نظر گرفته می‌شود، [۱۴]. طبق قوانین ایران، قیمت مازوت حدود ۲ برابر قیمت گاز طبیعی معادل $19/43 \text{ USD/MSCM}$ در نظر گرفته می‌شود، [۱۵].

به عبارت دیگر در نظر گرفتن فشار گرہ‌ها به عنوان یک متغیر بهینه‌سازی در شبکه برق باعث مدیریت افت فشار در گرہ‌های شبکه گاز می‌شود.

۶- نتیجه‌گیری

با افزایش سهم گاز طبیعی در صنعت برق، تغییر رویکرد در پخش بار دو شبکه گاز و برق الزامی است. در این مقاله معادلات حالت ایستا شبکه گاز با در نظر گرفتن جزئیات آن مدل‌سازی شده است. به ویژه نقش ایستگاه‌های تقویت فشار و روابط عملیاتی آن در نظر گرفته شد. در گام بعد پخش بار دو شبکه در قالب یک مسئله بهینه‌سازی مدل‌سازی شده است. نتایج حاکی از کاهش مصرف گاز و هزینه کل دو شبکه است. این کاهش به سبب عملکرد بهینه در تخصیص سهم تولید نیروگاه‌ها با توجه به افت فشار گاز در شبکه انتقال آن است. نتایج پخش بار بهینه، به قیمت سوخت جایگزین در برابر گاز طبیعی و حجم تولید گاز طبیعی در گرہ‌های منبع وابستگی شدیدی دارد. در صورت استفاده از پخش بار یکپارچه با در نظر گرفتن سوخت جایگزین، می‌توان شاهد قطعی کمتر دو شبکه در مواقع کمبود گاز و مدیریت بهینه مصرف سوخت جایگزین شد.

مراجع

- [1] De Wolf D, Y. Smeers, "The Gas Transmission Problem Solved By An Extension Of The Simplex Algorithm", Management Science, vol. 46, no. 11, pp. 1454-1465, 2000.
- [2] Tabkhi, Firooz, et al. "Improving The Performance Of Natural Gas Pipeline Networks Fuel Consumption Minimization Problems." AIChE journal 56.4, pp. 946-964, 2010.
- [3] A. Seungwon, L. Qing, and T. W. Gedra, "Natural gas and electricity optimal power flow," in Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, pp. 138-143 2003.
- [4] H. Rajabi Mashhadi and S. Mohtashami, "Economic Dispatch Problem Considering Natural Gas Transportation Cost," in World Academy of Science, Engineering and Technology, pp.1482-1487, 2009.
- [5] A. Martinez-Mares and C. R. Fuerte-Esquivel, "A Unified Gas and Power Flow Analysis in Natural Gas and Electricity Coupled Networks," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 27, pp. 2156-2166, 2012.
- [6] C. A. Luongo, B. J. Gilmour, and D.W. Schroeder. Optimization in natural gas transmission networks: A tool to improve operational efficiency. Technical report, Stoner Associates, Inc., Houston, April 2009.
- [7] J. Munoz, N. Jimenez-Redondo, J. Perez-Ruiz, and J. Barquin, "Natural Gas Network Modeling for Power Systems Reliability Studies," in Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, 2003, p. 8 pp. Vol.4.
- [8] M. A. Latify, H. Seifi, and H. Rajabi Mashhadi, "An Integrated Model for Generation Maintenance Coordination in A Restructured Power System Involving Gas Network Constraints and Uncertainties," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 46, pp. 425-440, 2013.
- [9] بند ب ماده ۱ قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مصوبه مجلس شورای اسلامی در ۱۳۸۸/۱۰/۱۵.
- [۱۰] E. Shashi Menon, "Gas Pipeline Hydraulics". CRC Press May 24, 2005.
- [۱۱] محمدعلی فنائی شیخ‌الاسلامی، رضا پور فتح‌الله، میثم وحیدی، «شبیه‌سازی دینامیکی خطوط لوله انتقال گاز»، دوازدهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران، پانز ۱۳۸۷، صفحات ۱-۱۰.
- [12] Alsac, O.; Stott, B., "Optimal Load Flow with Steady-State Security," Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, vol.PAS-93, no.3, pp.745, 751, May 1974.
- [13] H. M. Eckerlin, "Results From the Nationwide Oil-Versus-Gas Boiler Test Program," Energy Engineering; (USA), vol. 91, 1994.
- [14] The IMF Primary Commodity Prices, Dec 3, 2014. From: http://ycharts.com/indicators/sources/international_monetary_fund
- [۱۵] آمار شرکت ملی پخش فرآورده های نفتی، قیمت فرآورده های نفتی داخل کشور موجود در: <http://www.niordc.ir/index.aspx?siteid=78&pageid=468>

در جدول ۵ نتایج شبیه‌سازی یکپارچه در وضعیت (ب) و حالت بهینه‌سازی جداگانه آورده شده است. در این وضعیت بهینه‌سازی، قیمت مازوت ۳/۲ برابر قیمت گاز طبیعی در نظر گرفته شده است. به دلیل بالا بودن قیمت مازوت در این وضعیت، هیچ‌کدام از نیروگاه‌ها تمایل به استفاده از این سوخت را ندارند. می‌توان این حالت را مشابه بهینه‌سازی یکپارچه بدون در نظر گرفتن سوخت جایگزین در نظر گرفت.

جدول ۵: شبیه‌سازی شبکه تست در دو حالت بهینه‌سازی جداگانه و یکپارچه قیمت مازوت ۳/۲ برابر قیمت گاز طبیعی

یکپارچه (الف)		جداگانه		نوع بهینه‌سازی
تولید برق MW	سوخت MSCM	تولید برق MW	سوخت MSCM	
۴۸/۲۶	۱۹/۸۷	۴۲/۵۵	۱۶/۸۳	نیروگاه A
۵۰/۰۸۱	۱۸/۲۵	۵۵/۷۸	۲۱/۰۸	نیروگاه B
۲×۹/۷۸	۲×۴/۵	۲×۱۴	۲×۶/۵	نیروگاه C
۸/۴۵	۱/۷۹	۲۱/۶۱	۷/۰۴	نیروگاه D
۱۹/۳۸	۹/۳۷	۱۴/۰۳	۶/۵	نیروگاه E
۴۳/۱۱	۲۱/۶۲	۲۷/۱۱	۱۳/۰۸	نیروگاه F
۷۹/۹۱ MSCM		۷۷/۷۰ MSCM		مصرف گاز نیروگاه‌ها
۳۶/۷۵ MSCM		۴۴/۰۴ MSCM		تلفات شبکه گاز
۱۱۶۸/۹۳ USD		۱۲۱۹/۸۳ USD		هزینه کل

با توجه به اطلاعات جدول ۵، در وضعیت (ب) بهینه‌سازی یکپارچه مصرف گاز در شبکه برق از هر دو حالت دیگر بیشتر است. این افزایش ناشی از افزایش تولید نیروگاه‌های E و F است. باین وجود هزینه کل این وضعیت نسبت به پخش بار جداگانه کاهش یافته است؛ زیرا با جابه‌جایی تولید برق از نیروگاه‌های A، B و C مسیر خط لوله سنگ بست - بجنورد - به نیروگاه‌های E و F، افت فشار این مسیر و به تبع آن مصرف گاز طبیعی ایستگاه‌های تقویت فشار رضوی و فاروج کاهش چشمگیری داشته است.

اطلاعات جدول‌های ۴ و ۵ نشان می‌دهد که در نظر گرفتن شبکه گاز طبیعی در پخش بار بهینه تولید نیروگاه‌ها، باعث کاهش تلفات شبکه گاز - انرژی مصرفی ایستگاه‌های تقویت فشار - می‌شود. در هر دو وضعیت بهینه‌سازی یکپارچه به ترتیب شاهد صرفه‌جویی ۱۴۸/۹۱ و ۵۰/۹ دلاری در ساعت اوج هستیم. این مقدار در ۹۶۰ ساعت اوج مصرف سال معادل ۱۴۲/۹۵ و ۴۸/۸۶۴ هزار دلار است. با استفاده بهینه از سوخت جایگزین و مصرف گاز نیروگاه‌ها می‌توان نیاز به گاز طبیعی مناطقی که با افت فشار مواجه هستند مانند شهرهای بیرجند، کاشمر و سبزوار را تأمین کرد.