

# ارزیابی اقتصادی بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های برق و گاز در استان خراسان

وحید خلیق، اعظم قزلباش و حسن آبنیکی

از سوخت گاز طبیعی به جای مازوت توجیه‌پذیر است.

نیروگاه گازسوز پل ارتباطی شبکه‌های گاز و برق است. به صورت سنتی تا کنون هر کدام از شبکه‌های گاز و برق به صورت مجزا از یکدیگر مورد بهره‌برداری قرار می‌گرفته‌اند. با افزایش وابستگی دو شبکه نیاز به مدلی که بتواند به بهره‌برداری ایمن از دو شبکه منجر شود بیش از پیش احساس می‌شود. اخیراً در برخی تحقیقات بهره‌برداری از این دو شبکه به صورت یکپارچه مدل‌سازی شده است. همچنین در برخی کشورها نظیر استرالیا بهره‌برداری از شبکه‌های گاز و برق توسط یک نهاد واحد انجام می‌گیرد اما در بسیاری از کشورها این دو شبکه از یکدیگر جدا هستند. از طرفی بهره‌برداری یکپارچه می‌تواند به افزایش بار محاسباتی و افشای اطلاعات درونی شرکت‌ها منجر شود.

به همین دلیل در این تحقیق با ارائه یک مدل بهینه‌سازی، بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های گاز و برق میسر شده است. در این مدل ضمن دستیابی به کمینه هزینه بهره‌برداری، استقلال دو شبکه از یکدیگر حفظ شده است. همچنین در این روش به منظور کاهش تبادل اطلاعات بین شبکه‌های گاز و برق یک نهاد واسط تحت عنوان وزارت انرژی وظیفه هماهنگی دو شبکه را بر عهده دارد. با واردکردن سوخت دوم در روابط مربوط به بهره‌برداری شبکه برق، شرایط شبکه به صورت کامل مورد بررسی قرار گرفته است.

ساختار مقاله بدین گونه است که بعد از مقدمه، مروری بر کارهای انجام‌شده در بخش ۲، موقعیت منطقه مورد بررسی در بخش ۳، روش تحقیق در بخش ۴، یافته‌های تحقیق در بخش ۵ و در انتها در بخش ۶ نتیجه‌گیری بیان شده است.

## ۲- مروری بر کارهای انجام‌شده

در برخی از مقالات به بررسی برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز پرداخته شده است. یک رویکرد رهبر پیرو در مقاله خلیق و همکاران [۲] معرفی شده که در آن شبکه برق به عنوان رهبر و شبکه گاز در نقش پیرو دنبال‌کننده تصمیمات شبکه برق هستند. مدل ارائه‌شده در مقاله ژو و همکاران [۳]، گسترش خطوط و اجزای توزیع شبکه برق را در هاب انرژی فرموله می‌کند. به این ترتیب، مدل پیشنهادی، بازآرایی بهینه را در سیستم‌های توزیع برق و گاز طبیعی فراهم می‌کند. نویسندگانی مانند اونسپهای و همکاران [۴] مدلی چندمنطقه‌ای و چندمرحله‌ای را معرفی می‌کنند که تصمیم‌گیرنده مرکزی برنامه‌ریزی توسعه زیرساخت‌های شبکه‌های گاز و برق را تحت یک مدل واحد ادغام می‌کند. یک مدل متمرکز که برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های توزیع گاز و برق را به صورت غیر متمرکز بهینه می‌کند در مقاله خلیق و همکاران [۵] ارائه شده است. این مدل زمانی مناسب است که نایقینی‌های مختلف شبکه‌های برق و گاز را تهدید می‌کند. مدل متمرکز پیشنهادشده در مقاله چادری و همکاران [۶] هزینه‌های عملیاتی و گسترش شبکه‌های گاز و برق را کاهش

چکیده: امروزه در صنعت برق طراحی و بهره‌برداری بهینه و مؤثر اقتصادی همواره مورد نظر بوده و در توسعه و بهره‌برداری از صنعت برق، هماهنگی شبکه برق و گاز به منظور حداقل‌کردن هزینه بهره‌برداری از اهداف اصلی به شمار می‌آیند. در این تحقیق، بهره‌برداری غیر متمرکز شبکه‌های برق و گاز بر روی یک مطالعه واقعی در استان خراسان مدل‌سازی شده است. این مدل‌سازی از دیدگاه دو بهره‌بردار مستقل است که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل‌کردن هزینه بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشند. میزان مصرف گاز در شبکه‌های گاز و برق با استفاده از روش‌های مختلف ADMM، ATC و متمرکز مقایسه شده و در نهایت هزینه‌های بهره‌برداری در حالتی که یک بهره‌بردار مرکزی وظیفه بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز را بر عهده دارد، در هر سه حالت مختلف با یکدیگر مقایسه شده‌اند. سناریوهای افزایش بار و سوخت دوم نیز مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

کلیدواژه: ارزیابی اقتصادی، بهره‌برداری یکپارچه، شبکه گاز، شبکه برق، استان خراسان.

## ۱- مقدمه

امروزه هماهنگی شبکه‌های برق و گاز به موجب حداقل‌کردن هزینه بهره‌برداری ضروری می‌باشد. ذخایر فراوان گاز طبیعی در بسیاری از کشورها، موجب توسعه استفاده از نیروگاه‌های گازسوز در نقاط مختلف جهان شده است. همچنین به دلیل وجود منابعی از گاز طبیعی که تا کنون کشف نشده‌اند و نیز تکنولوژی که روزبه‌روز گسترش می‌یابد، این روند رو به رشد خواهد بود [۱]. سوخت دیگری که از دیرباز در صنعت نیروگاهی ایران استفاده می‌شده است، مازوت (نفت کوره) و گازوئیل بوده است. در این میان به دلیل این که مازوت به ازای هر لیتر ارزش حرارتی بالاتری نسبت به گازوئیل دارد و همچنین قیمتی در حدود یک‌سوم قیمت گازوئیل دارد، عمومیت بیشتری پیدا کرده است. با این وجود مازوت آلاینده‌ی بیشتری دارد، استهلاک تجهیزات و قطعات را بالا می‌برد و هزینه تأمین بیشتری دارد. ضمن این که به وسیله تانکر حمل می‌شود و هزینه حمل بالایی دارد. از این رو فقط در شرایط اضطراری استفاده از این سوخت ارجحیت دارد. همچنین لازم به ذکر است که همبستگی بالایی بین قیمت گاز طبیعی و مازوت وجود دارد، لذا با اطمینان از سودمندبودن استفاده از گاز طبیعی در افق بهره‌برداری از شبکه برق، روآوری نیروگاه‌ها به استفاده

این مقاله در تاریخ ۶ خرداد ماه ۱۳۹۸ دریافت و در تاریخ ۲۰ آبان ماه ۱۳۹۸ بازنگری شد.

وحید خلیق (نویسنده مسئول)، شرکت برق منطقه‌ای خراسان، مشهد، ایران،  
(email: Vahid.khaligh@gmail.com)

اعظم قزلباش، دانشکده علوم اداری و اقتصادی، دانشگاه فردوسی، مشهد، ایران،  
(email: azam.ghezelbash@gamil.com)

حسن آبنیکی، گروه پروژه‌های ملی و توسعه‌ای توانیر، تهران، ایران،  
(email: hnabniki@ut.ac.ir)

## Archive of SID

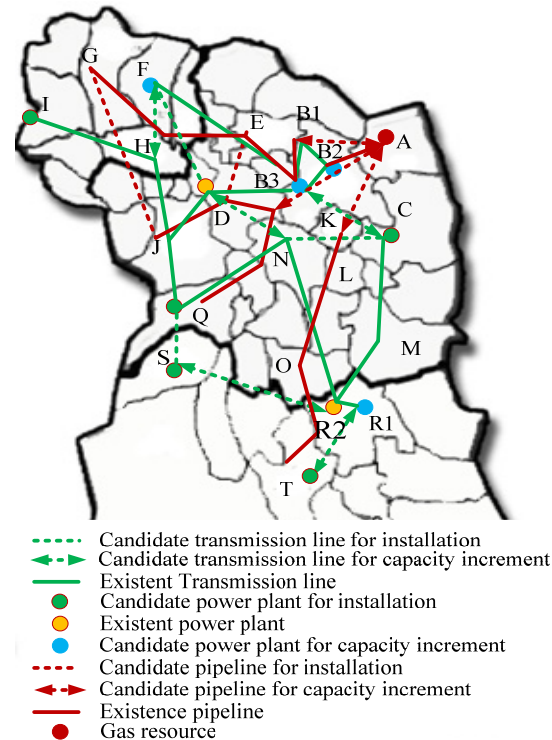
بررسی می‌کند. در این روش در مرحله اول برنامه‌ریزی توسعه مدل‌سازی شده و در مرحله دوم مسئله بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های برق و گاز در نظر گرفته شده است. یک مدل برنامه‌ریزی برای توسعه خطوط توزیع گاز، واحدهای تولید انرژی الکتریکی و بانک‌های خازنی در مقاله اودیاتو و همکاران [۱۴] ارائه شده که با استفاده از یک روش برنامه‌ریزی مرحله‌ای حل می‌شود. برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق در حالتی که تبدیل انرژی دوطرفه بین شبکه‌های برق و گاز وجود دارد در مقاله زنگ و همکاران [۱۵] به عنوان یک مسئله دوسطحی مطرح شده که در آن سطح بالایی برنامه توسعه را بهینه می‌کند و سطح پایینی بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز را بهینه می‌کند. یک مدل برنامه‌ریزی برای توسعه شبکه‌های گاز و برق با توجه به معیار امنیت  $N-1$  و قابلیت اطمینان احتمالی در مقاله هی و همکاران [۱۶] ارائه شده است. یک مدل ایستا و نامعین برای کمینه‌کردن هزینه توسعه شبکه‌های یکپارچه برق و گاز در مقاله نوئس و همکاران [۱۷] ارائه شده که نایقینی در انرژی‌های تجدیدپذیر، رشد بار و قیمت گاز را در مدل برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق در نظر می‌گیرد. مدل ارائه‌شده توسط اردودیس و همکاران در [۱۸]، تأثیر روش‌های مختلف هماهنگ‌سازی شبکه‌های برق و گاز را بر بازار برق مورد ارزیابی قرار می‌دهد. بیزا و همکاران در [۱۹] با استفاده از مدلی مبتنی بر روش خطی-آنالوگ<sup>۱</sup> پخش بار هماهنگ شبکه‌های برق و گاز را در حالت پایدار شبکه<sup>۲</sup> مدل‌سازی کرده‌اند.

### ۳- موقعیت منطقه مورد بررسی

سیستم آزمون مورد استفاده برای تحلیل با استفاده از روش پیشنهادی، شبکه‌های گاز و برق استان خراسان است. شبکه برق ۴۰۰ کیلووات شامل ۱۸ خط انتقال و ۱۵ باس است که در آن ۳۳ واحد گاز مصرفی در ۷ باس قرار گرفته‌اند. در شبکه گاز، ۱۴ گره وجود دارد که از طریق ۱۳ خط لوله به یکدیگر متصل می‌شوند. داده‌های شبکه‌های برق و گاز خراسان به ترتیب در مقالات سیدی و همکاران [۲۰] و براتی [۹] ارائه شده است. سطح تقاضای فعلی در شبکه برق ۳۱۲۹ مگاوات است و حداکثر تولید ۳۸۸۰ مگاوات در دسترس است. در شبکه گاز میزان مصرف ۳۹.۱۳۳ میلیون متر مکعب استاندارد در روز شامل مصرف گاز غیر از نیروگاه‌های گازسوز مانند بخش مسکونی وجود دارد. خطوط لوله موجود، خطوط انتقال و واحدهای تولیدی در شکل ۱ نشان داده شده است.

### ۴- روش تحقیق

علی‌رغم استفاده از روش‌های مختلف، تا کنون تحقیقی در خصوص مدل‌سازی هماهنگ بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز با در نظر گرفتن حریم خصوصی بهره‌برداران مستقل انجام نشده که به عنوان نوآوری تحقیق مد نظر می‌باشد، چرا که بهره‌بردار به دنبال حداقل کردن هزینه به منظور تأمین قابلیت اطمینان سیستم می‌باشد که با این روش مدل‌سازی می‌توان بدان دست یافت. در این تحقیق به منظور مدل‌سازی بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های برق و گاز، در ابتدا تابع هدف بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز ارائه شده است. سپس مدل پیشنهادی برای مدل‌سازی هماهنگ بهره‌برداری بهینه از هر دو شبکه برق و گاز در دو روش ADMM<sup>۳</sup> و ATC<sup>۱</sup> شرح داده شده است.



شکل ۱: شبکه‌های گاز و برق خراسان.

می‌دهد. در این مدل توسعه شبکه برق با افزایش ظرفیت خطوط انتقال انجام می‌شود. علاوه بر این، مکان‌یابی واحدهای تولید انرژی از پیش برنامه‌ریزی شده را نیز انجام می‌دهد. کیو و همکاران [۷]، برنامه‌ریزی توسعه برای به حداکثر رساندن رفاه اجتماعی در شبکه‌های گاز و برق را انجام داده‌اند. در این مدل، هزینه انطباق با شرایط جدید برای مقابله با عدم اطمینان‌های موجود در برنامه‌ریزی توسعه (همانند قیمت گاز و برق) مورد استفاده قرار گرفته است. مدل ارائه‌شده توسط مالی و همکاران [۸] یک روش بهینه برای بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های برق و گاز معرفی می‌کند. در این روش با استفاده از تعریف مجموعه داخلی در شبکه برق، نایقینی‌های رخ داده در شبکه گاز به شبکه برق اطلاع‌رسانی شده و پایداری شبکه حفظ می‌شود. یک مدل توسعه با قید کاهش انتشار کربن‌دی‌اکسید در مقاله براتی و همکاران معرفی شده که در آن به حداکثر رساندن سود بر اساس قیمت‌های بازار گاز و برق به صورت چندین سناریو دنبال می‌شود. مسئله هماهنگی برنامه‌ریزی توسعه که در شاوو و همکاران [۹] ارائه شده است، یک سیستم یکپارچه با ظرفیت مطلوب، مکان مناسب و زمان نصب زیرساخت‌های جدید شبکه‌های گاز و برق را فراهم می‌کند. در این مدل مسئله توسعه هماهنگ شبکه‌های برق و گاز به یک مسئله اصلی سرمایه‌گذاری متمرکز و دو زیرمسئله بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های برق و گاز تجزیه می‌شود. روش خطی که توسط کیو و همکاران [۱۰] ارائه شده است، منجر به حداقل سرمایه‌گذاری و هزینه بهره‌برداری در مسئله توسعه شبکه‌های گاز و برق شده است. در این مدل تعاملات بازار گاز و برق در یک فرایند تکراری شبیه‌سازی شده و اطلاعات بازار برای هدایت مسئله برنامه‌ریزی توسعه قابل استفاده می‌باشد. ژانگ و همکاران [۱۱] یک مدل مقاوم ارائه می‌دهند که در مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های گاز و برق قید تاب‌آوری شبکه لحاظ شده است. مدل برنامه‌ریزی توسعه ارائه‌شده توسط ژائو [۱۲] از یک چارچوب بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای برای بیان عدم قطعیت در رشد تقاضا استفاده می‌کند. مدلی مشابه توسط دینگ [۱۳] ارائه شده که عدم قطعیت در رشد بار را از طریق یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای

1. Linear-Analog Transformation Approach  
2. Steady State  
3. Alternating Direction Method of Multipliers

$$PF_{mn,t'} = p_b \times \sum_n y_{mn} (\theta_{m,t'} - \theta_{n,t'}) , \quad (17)$$

$$\forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (18)$$

$$\frac{P_{m,t'}^{gen}}{\underline{P_{m,t'}^{gen}}} \leq \frac{P_{m,t'}^{gen}}{P_{m,t'}^{gen}} \leq \frac{P_{m,t'}^{gen}}{\overline{P_{m,t'}^{gen}}} , \quad \forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec} \quad (19)$$

$$-\overline{PF_{mn,t'}} \leq PF_{mn,t'} \leq \overline{PF_{mn,t'}} , \quad \forall t' \in T', \forall mn \in TL \quad (20)$$

$$0 \leq r_{m,t'}^{Elec} \leq P_{m,t'}^{load} , \quad \forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec} \quad (21)$$

تابع هدف فوق به حداقل کردن هزینه بهره‌برداری می‌پردازد. برای بهره‌برداری هم‌زمان از شبکه‌های برق و گاز، مصرف گاز نیروگاه‌ها در گروه‌های مختلف شبکه گاز به عنوان گاز مصرفی در نظر گرفته شده است. در این تابع جمله اول هزینه گاز مصرفی نیروگاه‌های گازسوز شبکه برق، جمله دوم هزینه عدم تأمین مصرف‌کننده برق به خاطر عدم تأمین سوخت مصرفی نیروگاه گازسوز، جمله سوم هزینه خرید گاز برای تأمین مصرف گاز کل شبکه گاز و جمله آخر هزینه عدم تأمین مصرف‌کننده گاز است. شایان ذکر است که قیود فنی در نظر گرفته شده برای شبکه برق همان قیود پخش بار DC هستند و در بخش گاز از روابط ویموت برای بیان ارتباط بین متغیرها استفاده شده است.

در این مسئله قیود (۲) و (۳) به ترتیب مربوط به رابطه بین فلو و فشار در خطوط فاقد کمپرسور و دارای کمپرسور است. قید (۴) محدودیت فشار در گروه‌های مختلف است. قید (۵) محدودیت فلو در گروه‌های مختلف و قید (۶) محدودیت فلو در خطوط اکتیو است. قید (۷) محدوده تولید را در گروه‌های مختلف مشخص می‌کند. قید (۸) محدوده مصرف را در گروه‌های مختلف مشخص می‌کند. قید (۹) محدودیت کاهش مصرف گاز در گروه‌های مختلف را مشخص می‌کند. قید (۱۰) تعادل ورود و خروج گاز در گروه‌های مختلف شبکه گاز را مشخص می‌کند. قید (۱۱) رابطه مربوط به مصرف گاز کمپرسور است. قید (۱۲) نسبت فشار را در دو طرف کمپرسور نشان می‌دهد. قید (۱۳) مصرف گاز نیروگاهی در هر گره از شبکه گاز را به دست می‌دهد. قید (۱۴) هزینه سوخت نیروگاه‌های گازسوز دوره  $t'$  از شبکه برق را مشخص می‌کند. قید (۱۵) مصرف گاز نیروگاه‌های مختلف را مشخص می‌کند. قید (۱۶) تعادل تولید و مصرف در باس‌های مختلف شبکه برق را مشخص می‌کند. قید (۱۷) توان انتقالی در خطوط مختلف را مشخص می‌کند. قید (۱۸) زاویه ولتاژ باس مرجع را مطابق با پخش بار DC برابر صفر در نظر می‌گیرد. قید (۱۹) محدودیت تولید نیروگاه‌های مختلف را تعیین می‌کند. قید (۲۰) محدودیت توان در خطوط مختلف را مشخص می‌کند. قید (۲۱) محدودیت کاهش مصرف برق در گروه‌های مختلف را مشخص می‌کند.

همان‌طور که پیشتر ذکر شد نیاز به مدلی است که بتواند بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های گاز و برق را انجام دهد و از طرفی استقلال دو شبکه از یکدیگر را حفظ کند. در ادامه مدل‌سازی مستقل بهره‌برداری شبکه‌های گاز و برق ارائه می‌شود.

#### ۴-۲ بهره‌برداری مستقل شبکه گاز

بهره‌برداری شبکه گاز را می‌توان به صورت زیر مدل نمود

$$\min C^{Gas} = \sum_i S_i^{Gas} C_i^{Gas} + \sum_i r_i^{Gas} C_i^{Gas-r} \quad (22)$$

$$s.t. : \quad (23)$$

$$(2-21)$$

#### ۴-۱ بهره‌برداری یکپارچه شبکه‌های برق و گاز

در مرحله اول بهره‌برداری یکپارچه از شبکه‌های برق و گاز با هدف کاهش هزینه مدل‌سازی شده است. برای واردکردن کمپرسور و مصرف گاز آن  $-S_c -$  در روابط با توجه به این که روابط کمپرسور غیر خطی است، برای سادگی حل مسئله با کمی تقریب از روابط خطی کمپرسور استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی مربوط به خطای خطی‌سازی روابط در پیوست ۱ آورده شده است. برای سادگی در مدل‌سازی پخش بار شبکه برق از روابط پخش بار DC استفاده شده است. تابع هدف این مسئله را می‌توان به صورت زیر نوشت

$$\min C^{Integrated} = \sum_{t'} OC_{t'} d_{t'} + \sum_{t'} \sum_m r_{m,t'}^{Elec} C_m^{Elec-r} + \sum_i S_i^{Gas} C_i^{Gas} + \sum_i r_i^{Gas} C_i^{Gas-r} \quad (1)$$

s.t. :

$$\text{sign}(f_{ij}^{Gas}) f_{ij}^{Gas} = C_{ij}^{Gas} (\pi_i^{Gas} - \pi_j^{Gas}) , \quad (2)$$

$$\forall ij \in PL^{passive}$$

$$\text{sign}(f_{ij}^{Gas}) f_{ij}^{Gas} \geq C_{ij}^{Gas} (\pi_i^{Gas} - \pi_j^{Gas}) , \quad (3)$$

$$\forall ij \in PL^{Active}$$

$$\frac{\pi_i^{Gas}}{\underline{\pi_i^{Gas}}} \leq \pi_i^{Gas} \leq \frac{\pi_i^{Gas}}{\overline{\pi_i^{Gas}}} , \quad \forall i \in N^{Gas} \quad (4)$$

$$\frac{f_{ij}^{Gas}}{\underline{f_{ij}^{Gas}}} \leq f_{ij}^{Gas} \leq \frac{f_{ij}^{Gas}}{\overline{f_{ij}^{Gas}}} , \quad \forall ij \in PL \quad (5)$$

$$f_{ij}^{Gas} \geq 0 , \quad \forall ij \in PL^{Active} \quad (6)$$

$$\frac{S_i^{Gas}}{\underline{S_i^{Gas}}} \leq S_i^{Gas} \leq \frac{S_i^{Gas}}{\overline{S_i^{Gas}}} , \quad \forall i \in N^{Gas} \quad (7)$$

$$\frac{S_i^d}{\underline{S_i^d}} \leq S_i^d \leq \frac{S_i^d}{\overline{S_i^d}} , \quad \forall i \in N^{Gas} \quad (8)$$

$$0 \leq r_i^{Gas} \leq S_i^d , \quad \forall i \in N^{Gas} \quad (9)$$

$$\sum_j f_{ij}^{Gas} = S_i^{Gas} + r_i^{Gas} + \sum_j f_{ji}^{Gas} - FC_i^{Gas} - S_i^d - S_{ij}^{comp} , \quad \forall i \in N^{Gas} \quad (10)$$

$$S_{ij}^{comp} = f_{ij}^{Gas} k_{ij}^{Gas} (\pi_i^{Gasout} - \pi_i^{Gasin}) , \quad \forall ij \in PL^{Active} \quad (11)$$

$$1 \leq \frac{\pi_i^{Gasout}}{\pi_i^{Gasin}} \leq \text{ratio}_{ij} , \quad \forall ij \in PL^{Active} \quad (12)$$

$$FC_i^{Gas} = \sum_{t',gu} FC_{m,gu,t'}^{Elec} , \quad \forall i \in N^{Gas}, m \in N^{Elec} \quad (13)$$

$$OC_{t'} = \sum_{m,gu} \lambda^{Fuel} FC_{m,gu,t'}^{Elec} , \quad (14)$$

$$\forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}, \forall gu \in GU$$

$$FC_{m,gu,t'}^{Elec} = \frac{\alpha'_{m,gu} + \beta'_{m,gu} P_{m,gu,t'}^{gen} + \gamma'_{m,gu} P_{m,gu,t'}^{gen^2}}{GHV} , \quad (15)$$

$$\forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}, \forall gu \in G$$

$$\sum_{gu} P_{m,gu,t'}^{gen} = \sum_n PF_{mn,t'} + P_{m,t'}^{load} - r_{m,t'}^{Elec} , \quad (16)$$

$$\forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}$$

$$\frac{FC_{m,gu,t'}^{Elec} Sec}{FC_{m,gu,t'}^{Elec} Sec} \leq \frac{FC_{m,gu,t'}^{Elec} Sec}{FC_{m,gu,t'}^{Elec} Sec} \leq \frac{FC_{m,gu,t'}^{Elec} Sec}{FC_{m,gu,t'}^{Elec} Sec}, \quad (31)$$

$$\forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}, \forall gu \in GU$$

در این روابط قید (۲۸) هزینه سوخت شبکه برق را به دست می‌دهد که از مجموع هزینه‌های استفاده از سوخت اول و سوخت دوم تشکیل می‌شود. قید (۲۹) مصرف سوخت نوع اول و قید (۳۰) مصرف سوخت نوع دوم را نشان می‌دهد. قید (۳۱) محدوده مصرف سوخت دوم را بیان می‌کند.

#### ۴-۵ بهینه‌سازی یکپارچه دو شبکه به صورت غیر متمرکز با استفاده از ADMM

در این روش هر کدام از دو بهره‌بردار به صورت مستقل از یکدیگر در نظر گرفته شده و در نتیجه حریم خصوصی آنها حفظ می‌شود. تنها اطلاعاتی که بین دو شبکه رد و بدل می‌شود اطلاعات مربوط به مصرف نیروگاه‌های گازسوز شبکه برق است. یک نهاد مرکزی تحت عنوان وزارت انرژی وظیفه هماهنگی این دو شبکه را بر عهده دارد.

برای حل مسئله به هم پیوسته بهره‌بردار شبکه‌های برق و گاز، از روش ADMM استفاده می‌شود که دو بهینه‌سازی مربوط به شبکه‌های برق و گاز را از یکدیگر جدا می‌کند. در این روش یک هماهنگ‌کننده مرکزی با دریافت اطلاعات حداقلی از دو شبکه برق و گاز و ارسال مجدد اطلاعات تصحیح‌شده به آنها اختلاف متغیر مشترک را حداقل می‌کند. برای جداسازی این دو مسئله از یک متغیر مشترک استفاده می‌شود. متغیر مشترک هماهنگی بین شبکه‌های برق و گاز را انجام می‌دهد. مصرف گاز نیروگاه‌های گازسوز دو نسخه شده و به عنوان متغیر هماهنگ‌کننده به کار گرفته می‌شود

$$FC_i^{Gas} = FC_{im}^{Coord} \quad (32)$$

$$FC_{m,gu,t'}^{Elec} = FC_{im}^{Coord} \quad (33)$$

مسئله بهینه‌سازی شبکه گاز در این روش به صورت زیر است

$$\min C^{Gas} + \sum_i \lambda_i^{Gas k+1} (FC_i^{Gas k+1} - FC_{im}^{Coord k+1}) + \frac{\rho}{\gamma} \left\| \sum FC_i^{Gas k+1} - FC_{im}^{Coord k+1} \right\|_{\gamma}^2 \quad (34)$$

s.t.:

$$(2-21) \quad (35)$$

مسئله بهینه‌سازی شبکه برق به صورت زیر است

$$\min C^{Elec} + \sum_m \lambda_m^{Elec k+1} (FC_{m,gu,t'}^{Elec k+1} - FC_{im}^{Coord k+1}) + \frac{\rho}{\gamma} \left\| \sum FC_{m,gu,t'}^{Elec k+1} - FC_{im}^{Coord k+1} \right\|_{\gamma}^2 \quad (36)$$

s.t.:

$$(14-21) \quad (37)$$

$$FC_{im}^{Coord k+1} \geq \sum_{t'} FC_{m,gu,t'}^{Elec} \quad (38)$$

ضریب دوگان  $\lambda_i^{Gas}$  و  $\lambda_m^{Elec}$  مربوط به (۳۲) و (۳۳) به ترتیب با استفاده از (۳۹) و (۴۰) به روز رسانی می‌شوند

$$\lambda_m^{Elec k+1} = \lambda_m^{Elec k} + \rho (FC_{m,gu,t'}^{Elec k+1} - FC_{im}^{Coord k+1}) \quad (39)$$

$$\lambda_i^{Gas k+1} = \lambda_i^{Gas k} + \rho (FC_i^{Gas k+1} - FC_{im}^{Coord k+1}) \quad (40)$$

متغیر مشترک در نظر گرفته شده به صورت زیر به هنگام سازی می‌شود

در این مسئله (۲) تا (۱۲) به عنوان قیود فنی شبکه گاز مطرح هستند. در قید (۱۰)، بهره‌بردار شبکه گاز مصرف گاز نیروگاهی را تخمین می‌زند و یا به طریقی از میزان آن در شبکه برق مطلع می‌شود. در اینجا فرض می‌شود که از طریق یک نهاد واسط این اطلاعات به شبکه گاز می‌رسد.

#### ۴-۳ بهره‌برداری مستقل شبکه برق

هزینه بهره‌برداری از شبکه برق به صورت هزینه سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در نظر گرفته شده است. هدف بهره‌برداری شبکه برق تأمین بار مصرفی در دوره برنامه‌ریزی با حداقل هزینه ممکن است. بهره‌برداری شبکه برق را می‌توان به صورت زیر مدل نمود

$$\min C^{Elec} = \sum_{t'} d_{t'} OC_{t'} + \sum_{t'} \sum_m r_{m,t'}^{Elec} C_m^{Elec-r} \quad (24)$$

s.t.:

$$(14-21) \quad (25)$$

قیود فنی در نظر گرفته شده برای این مسئله تکرار قیود (۱۴) تا (۲۱) بهره‌برداری متمرکز دو شبکه است.

اگر دو شبکه برق و گاز هیچ گونه ارتباطی با یکدیگر نداشته باشند، لازم است تا قیدی جهت اعمال محدودیت سوخت برای این مسئله وضع شود. اما در اینجا فرض می‌شود که یک نهاد واسط مصرف سوخت را به اطلاع شبکه گاز می‌رساند و از این طریق دو شبکه با یکدیگر هماهنگ می‌شوند.

#### ۴-۴ سوخت دوم در شبکه برق

در عمل نیروگاه حرارتی برای مواقعی که بنا به دلایلی امکان دسترسی به سوخت اصلی ندارد از سوخت جایگزین مازوت که در نیروگاه به عنوان ذخیره وجود دارد استفاده می‌کند. این امر مواقعی اتفاق می‌افتد که در فرایند گازسانی به نیروگاه خللی ایجاد می‌شود و یا در زمستان سرد که تأمین نیاز سایر مشترکین خانگی ارجحیت بالاتری دارد.

برای در نظر گرفتن سوخت دوم در تابع بهینه‌سازی شبکه برق، روابط به صورت زیر بازنویسی می‌شود

$$\min C^{Elec} \quad (26)$$

s.t.:

$$(14-21) \quad (27)$$

$$OC_{t'} = \sum_{m,gu} \lambda^{Fuel-Gas} FC_{m,gu,t'}^{Elec} + \lambda^{Fuel-Sec} FC_{m,gu,t'}^{Elec-Sec}, \quad (28)$$

$$\forall t' \in T'$$

$$FC_{m,gu,t'}^{Elec-Gas} = (1 - SF^{On}) \times \frac{(\alpha'_{m,gu} + \beta'_{m,gu} p_{m,gu,t'}^{gen} + \gamma'_{m,gu} p_{m,gu,t'}^{gen})}{GHV^{Gas}}, \quad (29)$$

$$\forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}, \forall gu \in GU$$

$$FC_{m,gu,t'}^{Elec-Sec} = SF^{On} \frac{(\alpha'_{m,gu} Sec + \beta'_{m,gu} Sec p_{m,gu,t'}^{gen} + \gamma'_{m,gu} Sec p_{m,gu,t'}^{gen})}{GHV^{Sec}} \quad (30)$$

$$, \forall t' \in T', \forall m \in N^{Elec}, \forall gu \in GU$$

## Archive of SID

مرحله از روش ATC استفاده شده است. کلیات روش ATC مشابه روش ADMM است با این تفاوت که در این روش آزادی عمل بیشتری در خصوص انتخاب ضریب جریمه وجود دارد. همچنین هماهنگ‌کننده با انجام بهینه‌سازی، متغیر مشترک را به هنگام‌سازی می‌کند. محدودیتی که در روش ATC نسبت به ADMM وجود دارد این است که در روش ATC سطوح هماهنگ‌کننده و زیرمجموعه وجود دارد و زیرمجموعه‌ها با یکدیگر ارتباطی ندارند در حالی که در روش ADMM زیرمجموعه‌ها بدون حضور هماهنگ‌کننده مرکزی می‌توانند با یکدیگر ارتباط برقرار کنند. در این روش مسایل بهینه‌سازی شبکه‌های گاز و برق و نیز شرط پایان مشابه روش ADMM است، اما در خصوص هماهنگ‌کننده با انجام بهینه‌سازی زیر متغیر مشترک را به هنگام‌سازی می‌کند

$$\min C^{coord} = \sum_i (\lambda_i^{Gask} (FC_i^{Gask+1} - FC_{im}^{Coord k+1}) + \|\beta_i^{Gask} (FC_i^{Gask+1} - FC_{im}^{Coord k+1})\|^2) + \sum_m (\lambda_m^{Elec} (FC_{m,gu,t'}^{Elec k+1} - FC_{im}^{Coord k+1}) + \|\beta_m^{Elec} (FC_{m,gu,t'}^{Elec k+1} - FC_{im}^{Coord k+1})\|^2) \quad (43)$$

(۷) ضرایب جریمه  $\lambda_m^{Elec}$  و  $\lambda_i^{Gas}$  با استفاده از (۳۹) و (۴۰) به روز رسانی می‌شوند. با این تفاوت که در انتخاب ضریب  $\rho$  آزادی عمل وجود دارد و با انتخاب مناسب این ضریب که می‌تواند تابعی درجه یک یا درجه دو باشد، می‌توان به همگرایی مسئله کمک نمود.

(۸) الگوریتم روش ATC:

- (۹) مقداردهی اولیه متغیرهای مشترک  $\lambda_m^{Elec}, \lambda_i^{Gas}, FC_{im}^{Coord}$
- (۱۰) انجام مراحل زیر برای  $k = 0, 1, 2, \dots$
- (۱۱) اجرای بهینه‌سازی محلی شبکه‌های برق و گاز
- (۱۲) انجام بهینه‌سازی هماهنگ‌کننده مرکزی
- (۱۳) به روز رسانی مقادیر متغیرهای دوگان
- (۱۴) بررسی شرط پایان

### ۵- یافته‌های تحقیق

روابط مدل‌سازی در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی شده و با استفاده از بهینه‌یاب BARONS شبیه‌سازی‌ها انجام شده‌اند. به این منظور روش ATC با قراردادن  $\beta$  برابر ۴۰۰۰ بعد از ۵۲ تکرار به جواب می‌رسد و جواب آن به صورت شکل ۲ است.

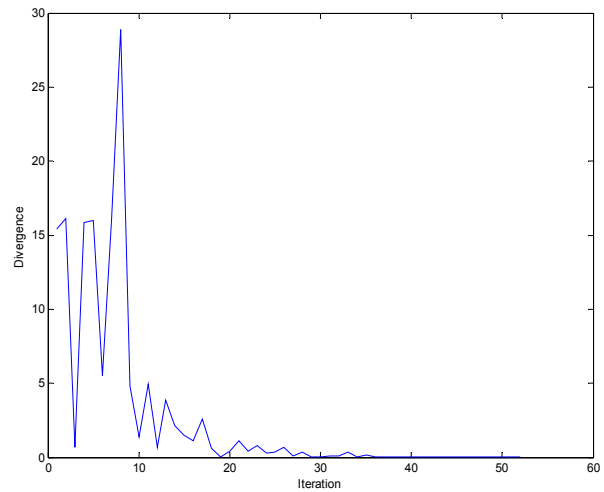
نتایج به دست آمده در این حالت برای میزان مصرف گاز شبکه‌های گاز و برق به صورت جدول ۱ خواهد بود.

روش ADMM با قراردادن  $q$  برابر ۴۰۰۰ بعد از ۱۰ تکرار به جواب می‌رسد و روند همگرایی به صورت شکل ۳ است.

نتایج به دست آمده در این حالت برای میزان مصرف گاز شبکه‌های گاز و برق به صورت جدول ۲ خواهد بود.

نتایج به دست آمده در حالتی که یک بهره‌بردار مرکزی وظیفه بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز را بر عهده دارد، به صورت جدول ۳ خواهد بود.

در جدول ۴ هزینه‌های بهره‌برداری در هر سه حالت مختلف به ازای هزینه سوخت ۳.۵ دلار در هر میلیون BTU<sup>۱</sup> و تعداد تکرار مورد نیاز با یکدیگر مقایسه شده‌اند.



شکل ۲: روند همگرایی روش ATC.

جدول ۱: مصرف گاز نیروگاهی بر اساس روش ATC.

باس شبکه برق	میزان مصرف نیروگاهی (MSCMD)*	گره شبکه گاز	میزان مصرف نیروگاهی (MSCMD)
۲	۱,۸۴۴۵	۳	۰,۶۳
۳	۱,۶۴۹۱	۶	۲,۲۵۷
۵	۱,۰۳	۸	۱,۹۸۶
۷	۱,۸۳۳۲	۱۲	۱,۴۵۳
۱۴	۱,۳۸۲۷	۱۶	۱,۸۷۶
۱۷	۰,۵۰۸۲		

\* Million Standard Cubic Meters per Day

$$FC_{im}^{Coord k+1} = \frac{FC_{m,gu,t'}^{Elec k} + FC_i^{Gask}}{2} \quad (41)$$

ایده اصلی استفاده از این روش تکراری این است که در مسئله اول  $FC_i^{Gask}$  متغیر و  $FC_{m,gu,t'}^{Elec}$  و  $\lambda_i^{Gas}$  ثابت هستند و در مسئله دوم  $FC_{m,gu,t'}^{Elec}$  متغیر و  $\lambda_m^{Elec}$  و  $FC_i^{Gask}$  ثابت هستند. هدف این است که طی تکرار اختلاف دو متغیر  $FC_{m,gu,t'}^{Elec}$  و  $FC_i^{Gask}$  حداقل شود

$$\|FC_{m,gu,t'}^{Elec k+1} - FC_i^{Gask k+1}\|^2 \leq \epsilon \quad (42)$$

در این روابط  $\rho$  ضریب جریمه است که امکان‌پذیری حل مسئله اولیه را مشخص می‌کند و مقدار آن از طریق سعی و خطا به دست می‌آید.

همچنین مقادیر اولیه صفر در نظر گرفته شده و در تکرارهای بعدی به روز می‌شوند.

الگوریتم روش ADMM:

- (۱) مقداردهی اولیه متغیرهای مشترک  $\lambda_m^{Elec}, \lambda_i^{Gas}, FC_{im}^{Coord}$
- (۲) انجام مراحل زیر برای  $k = 0, 1, 2, \dots$
- (۳) اجرای بهینه‌سازی محلی شبکه‌های برق و گاز
- (۴) به روز رسانی مقادیر متغیرهای اولیه توسط هماهنگ‌کننده مرکزی
- (۵) به روز رسانی مقادیر متغیرهای دوگان
- (۶) بررسی شرط پایان

### ۴-۶ بهینه‌سازی یکپارچه دو شبکه به صورت غیر

#### متمرکز با استفاده از ATC

برای بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های برق و گاز در حالتی که تصمیم‌گیرنده‌های شبکه‌های برق و گاز از یکدیگر مستقل هستند، در این

## Archive of SID

جدول ۴: هزینه بهره‌برداری در روش‌های مختلف.

تعداد تکرار	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	روش
۱۰	۶,۱۳۶	۱,۰۶۲	ADMM
۵۲	۶,۱۴۳	۱,۰۶۹	ATC
-	۶,۱۳۳	۱,۰۶۰	متمرکز

جدول ۵: تأثیر رشد ده درصدی بار بر هزینه بهره‌برداری در روش‌های مختلف.

تعداد تکرار	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	روش
۱۸	۶,۷۴۶	۱,۱۷۱	ADMM
۶۹	۶,۷۴۷	۱,۱۶۷	ATC
-	۶,۷۲۹	۱,۱۴۹	متمرکز

جدول ۶: تأثیر کاهش ده درصدی بار بر هزینه بهره‌برداری در روش‌های مختلف.

تعداد تکرار	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	روش
۲۰	۵,۵۵۴	۰,۹۹۰	ADMM
۴۲	۵,۵۵۴	۰,۹۷۸	ATC
-	۵,۵۴۲	۰,۹۷۶	متمرکز

جدول ۷: تأثیر هزینه سوخت ۴.۵ دلار در هر میلیون BTU بر هزینه بهره‌برداری در روش‌های مختلف.

تعداد تکرار	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	روش
۱۲	۷,۹۰۰	۱,۳۷۴	ADMM
۱۱۴	۷,۸۸۸	۱,۳۶۶	ATC
-	۷,۸۸۵	۱,۳۶۳	متمرکز

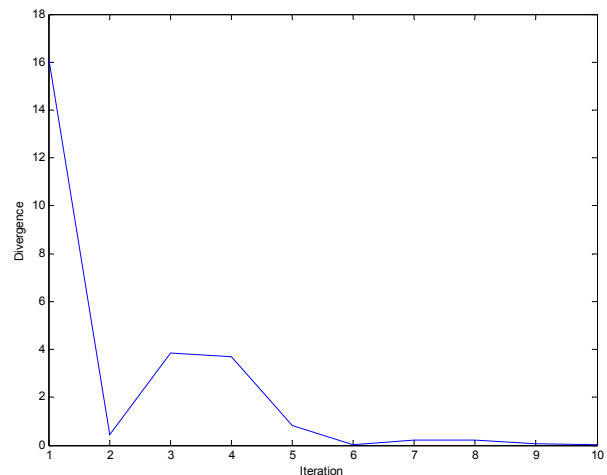
جدول ۸: تأثیر هزینه سوخت ۲.۵ دلار در هر میلیون BTU بر هزینه بهره‌برداری در روش‌های مختلف.

تعداد تکرار	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	هزینه بهره‌برداری (میلیون دلار)	روش
۱۲	۴,۳۸۹	۰,۷۶۳	ADMM
۱۱۶	۴,۳۸۸	۰,۷۶۵	ATC
-	۴,۳۸۱	۰,۷۵۷	متمرکز

شبکه برق، روآوری نیروگاه‌ها به استفاده از سوخت گاز طبیعی به جای مازوت توجیه‌پذیر است.

در حال حاضر قیمت هر  $1 \text{ MMBTU}$  گاز طبیعی ۳.۵ دلار و قیمت هر  $1 \text{ MMBTU}$  مازوت با احتساب هزینه حمل در حدود ۷ دلار می‌باشد. به عبارتی استفاده از گاز طبیعی هزینه‌ای در حدود نصف هزینه استفاده از مازوت خواهد داشت.

نتایج حاصل در افزایش بار شبکه گاز، به نحوی که در گازرسانی به نیروگاه‌ها نقصان صورت گیرد مورد بررسی قرار گرفته است. در این شرایط در صورت افزایش ۴۰ درصدی بار شبکه گاز سه واحد از واحدها نیروگاه توس مجبور به استفاده از سوخت دوم خواهند شد. به عبارتی افزایش ۴۰ درصدی بار شبکه گاز آستانه خطوط لوله گاز است و در



شکل ۳: روند همگرایی روش ADMM.

جدول ۲: مصرف گاز نیروگاهی بر اساس روش ADMM.

باس شبکه برق	میزان مصرف نیروگاهی (MSCMD)	گره شبکه گاز	میزان مصرف نیروگاهی (MSCMD)
۲	۱,۸۴۴۵	۳	۰,۵۰۴
۳	۱,۶۴۹۱	۶	۲,۷۰۵
۵	۱,۰۰۳	۸	۱,۸۴۱
۷	۱,۸۳۳۲	۱۲	۱,۳۷۹
۱۴	۱,۳۸۲۷	۱۶	۱,۸۲۹
۱۷	۰,۵۰۸۲		

جدول ۳: مصرف گاز نیروگاهی بر اساس روش متمرکز.

باس شبکه برق	میزان مصرف نیروگاهی (MSCMD)	گره شبکه گاز	میزان مصرف نیروگاهی (MSCMD)
۲	۱,۸۹۳	۳	۰,۶۲۵
۳	۱,۸۹۳	۶	۲,۵۲۴
۵	۰,۶۳	۸	۱,۸۹۳
۷	۱,۸۷۶	۱۲	۱,۲۶۲
۱۴	۱,۲۶۲	۱۶	۱,۸۷۶
۱۷	۰,۶۲۵		

## الف) تأثیر تغییر بار

نتایج حاصل از سه مدل در رشد ۱۰ درصدی بار به شرح جدول ۵ و همچنین این نتایج در کاهش ۱۰ درصدی بار به شرح جدول ۶ است.

## ب) تأثیر تغییر قیمت سوخت

به ازای هزینه سوخت ۴.۵ دلار در هر میلیون BTU نتایج مطابق جدول ۷ به دست آمده است.

به ازای هزینه سوخت ۲.۵ دلار در هر میلیون BTU نتایج به شرح جدول ۸ است.

## ج) استفاده از سوخت دوم

در شرایط عادی مازوت آلاینده‌ی بیشتری دارد، استهلاک تجهیزات و قطعات را بالا می‌برد و هزینه تأمین بیشتری دارد. ضمن این که به وسیله تانکر حمل می‌شود و هزینه حمل بالایی دارد. از این رو فقط در شرایط اضطراری استفاده از این سوخت ارجحیت دارد. همچنین لازم به ذکر است که همبستگی بالایی بین قیمت گاز طبیعی و مازوت وجود دارد، لذا با اطمینان از سودمند بودن استفاده از گاز طبیعی در افق بهره‌برداری از

1. One Million British Thermal Units

## Archive of SID

حجم گاز مصرفی غیر نیروگاهی در گره  $i$  بر حسب میلیون متر مکعب در روز

$$s_{icyd}^i: \text{حجم گاز مصرفی غیر نیروگاهی در گره } i \text{ بر حسب میلیون متر مکعب در روز}$$

$pr_{iyd}^g$ : فشار گره  $i$  بر حسب بار

$PF_{mncydt}$ : توان جاری در خط انتقال از باس  $m$  به باس  $n$  بر حسب مگاوات

$X_{mncydt}^{Elec}$ : سوخت دوم مصرفی نیروگاه‌های متصل به باس  $m$  بر حسب میلیون متر مکعب در دوره زمانی  $t$

$X_{mncydt}^{Sec-Elec}$ : سوخت مصرفی نیروگاه‌های متصل به باس  $m$  بر حسب میلیون متر مکعب در دوره زمانی  $t$

$X_{mncydt}^{Gas}$ : حجم گاز مصرفی نیروگاهی در گره  $i$  بر حسب میلیون متر مکعب در روز در شبکه گاز

$P_{mncydt}^{Gen}$ : توان تولیدی واحد تولیدی شماره  $g$  در باس  $m$  در دوره زمانی  $t$  بر حسب مگاوات

$\theta_{mncydt}$ : زاویه ولتاژ باس  $m$  بر حسب رادیان

$bin_{mg}^{gen} / bin_{mn}^{trans} / bin_{ij}^{pipe}$ : یک متغیر باینری است که در صورت نیاز به احداث واحد تولیدی  $g$  در باس  $m$  خط انتقال  $mn$  خط لوله  $ij$  مقدار آن یک خواهد بود.

## پارامترها

$K_{ij}^{pipe}$ : ثابت مربوط به خط لوله  $ij$  که بر اساس شرایط محیطی و طول و قطر خط لوله تعیین می‌شود.

$\lambda_i^{Gas}$ : قیمت گاز

$\lambda_{Gas-r}$ : قیمت بار تأمین‌نشده شبکه گاز

$L_{ij}^{Pipe}$ : طول خط لوله  $ij$

$A_{ij}^{Pipe}$ : قطر خط لوله  $ij$

$P_{smg}^{rated}$ : توان نامی واحد تولیدی باس  $m$

$p_{mncydt}^{load}$ : بار هر باس در شبکه برق

$\lambda_m^X$ : قیمت سوخت شبکه برق

$\lambda_m^S$ : قیمت سوخت دوم شبکه برق

$\lambda^{Elec-r}$ : قیمت بار تأمین‌نشده شبکه برق

$y_{mn}$ : ادمیتانس خط انتقال از باس  $m$  به باس  $n$

$p_b$ : توان مینا بر حسب مگاوات

$GHV_g$ : ضریب تبدیل ارزش حرارتی سوخت مصرفی به گاز مصرفی

$GHV_{Sec}$ : ضریب تبدیل ارزش حرارتی سوخت مصرفی به سوخت دوم مصرفی

$cost_{ij}^{Pipe} / cost_{mn}^{Trans} / cost_{mg}^{Gen}$ : هزینه احداث خط لوله، خط انتقال / واحد تولیدی

$r$ : نرخ بهره

## مراجع

- [1] EIA. (06-02-2018). Annual Energy Outlook. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- [2] C. Shao, M. Shahidehpour, X. Wang, X. Wang, and B. Wang, "Integrated planning of electricity and natural gas transportation systems for enhancing the power grid resilience," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp.4418-4429, Nov. 2017.
- [3] M. O. B. V. Khaligh, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, "A leader-follower approach to gas-electricity expansion planning problem," in *Proc. IEEE 18th Int. Conf. on Environment and Electrical Engineering and 2nd Industrial and Commercial Power Systems Europe, EEEIC'18*, 5 pp., Palermo, Italy, 12-15 Jun. 2018.
- [4] X. Zhou, C. Guo, Y. Wang, and W. Li, "Optimal expansion co-planning of reconfigurable electricity and natural gas distribution systems incorporating energy hubs," *Energies*, vol. 10, pp. 124-134, 2017.

صورت وجود چنین افزایشی در بار شبکه گاز، شبکه گاز قادر به تأمین گاز مصرفی نیروگاه نخواهد بود و همین امر موجب افزایش هزینه بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز از ۶.۱۳۳ میلیون دلار در روز به ۸.۲۲۶ میلیون دلار در روز خواهد شد. در حدود ۰/۰۶ میلیون دلار از این افزایش هزینه به سبب استفاده از سوخت دوم به وجود آمده است.

## ۶- نتیجه گیری

در این تحقیق، بهره‌برداری هم‌زمان شبکه برق و گاز از دیدگاه دو بهره‌بردار مستقل مدل‌سازی شده که با در نظر گرفتن قیود فنی به دنبال حداقل کردن هزینه بهره‌برداری شبکه‌های برق و گاز می‌باشند. میزان مصرف گاز در شبکه‌های گاز و برق با استفاده از روش‌های مختلف ADMM، ATC و متمرکز مقایسه شده و در نهایت هزینه‌های بهره‌برداری در هر سه حالت مختلف به ازای هزینه سوخت ۳.۵ دلار در هر میلیون BTU و تعداد تکرار مورد نیاز با یکدیگر مقایسه شده‌اند. سناریوهای افزایش بار و سوخت دوم نیز مورد بررسی قرار گرفته‌اند. نتایج به دست آمده از مسئله بهره‌برداری شبکه برق و گاز نشان می‌دهد که در روش متمرکز، هزینه بهره‌برداری شبکه برق و گاز به ترتیب با مقادیر ۱/۰۶۰ میلیون دلار و ۶/۱۳۳ میلیون دلار می‌باشد که از دو روش دیگر اندکی کمتر می‌باشد. به طور کلی می‌توان گفت که تفاوت ناچیز مقادیر به دست آمده در روش‌های مختلف نشان‌دهنده صحت نتایج به دست آمده است. با این تفاوت که در روش‌های بهینه‌سازی غیر متمرکز، حریم خصوصی هر یک از شبکه‌های برق و گاز حفظ شده است. همچنین روش ADMM به دلیل استفاده از قیود بهینه‌سازی کمتر در هماهنگ‌کننده مرکزی، در تعداد کمتری به جواب بهینه همگرا شده و لذا روش مناسب‌تری به نظر می‌رسد. پیشنهاد می‌گردد که برای توسعه مناسب این روش، تکنولوژی تبدیل برق به گاز نیز در شبیه‌سازی اعمال شود.

## پیوست

$i, j$ : گره‌های شبکه گاز

$m, n$ : باس‌های شبکه برق

$t$ : دوره زمانی سطوح مختلف بار

$d$ : روز

$y$ : سال

$g$ : واحدهای تولیدی

$T$ : دوره برنامه‌ریزی

$N^{Gas}, N^{Elec}$ : مجموعه باس‌های شبکه گاز و برق

$TL$ : مجموعه خطوط انتقال

$PL, PL^{Active}, PL^{passive}$ : مجموعه خطوط لوله، خطوط لوله اکتیو، خطوط لوله پسیو

$GU, GU^{gas}$ : مجموعه واحدهای تولیدی، واحدهای تولیدی گازسوز

## متغیرها

$S_{icyd}^{Gas}$ : حجم گاز تولیدی در گره  $i$  بر حسب میلیون متر مکعب در روز

$OC_{ydc}$ : هزینه سوخت نیروگاه‌های گازسوز شبکه برق در دوره زمانی  $t$  بار بر حسب دلار

$C_{ydc}^{Elec}$ : هزینه بهره‌برداری از شبکه برق

$C_{ydc}^{Gas}$ : هزینه بهره‌برداری از شبکه گاز

$f_{ijcyd}^{Gas}$ : فلوی گاز در لوله بین گره‌های  $i$  و  $j$  از گره  $i$  به گره  $j$  بر حسب میلیون متر مکعب در روز

- [18] C. Ordoúdi, P. Pinson, and J. M. Morales, "An integrated market for electricity and natural gas systems with stochastic power producers," *European J. of Operational Research*, vol. 272, no. 2, pp. 642-654, 16 Jan. 2019.
- [19] J. Beyza, J. A. Dominguez-Navarro, and J. M. Yusta, "Linear-analog transformation approach for coupled gas and power flow analysis," *Electric Power Systems Research*, vol. 168, pp. 239-249, Mar. 2019.
- [20] H. Seyedi and M. Sanaye-Pasand, "New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 3, no. 1, pp. 99-114, Jan. 2009.
- وحید خلیق** دارنده مدرک کارشناسی مهندسی برق گرایش قدرت از دانشگاه علم و صنعت ایران در سال ۱۳۸۹ است. وی در سال ۱۳۹۱ کارشناسی ارشد خود را در دانشگاه تهران با درجه ممتاز در رشته برق گرایش قدرت به اتمام رسانید. سپس دکترای خود را در همان رشته از دانشگاه فردوسی مشهد در سال ۱۳۹۹ دریافت کرد. دکتر خلیق دارای تالیفات متعدد در زمینه انرژی‌های تجدیدپذیر و هماهنگی شبکه‌های برق و گاز است. زمینه کاری مورد علاقه او بهره‌برداری و توسعه شبکه‌های برق و گاز و نیز انرژی‌های تجدیدپذیر می‌باشد.
- اعظم قزلباش** در سال ۱۳۸۸ مدرک کارشناسی اقتصاد بازرگانی و در سال ۱۳۹۱ مدرک کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی خود را از دانشگاه فردوسی مشهد دریافت نمود. پس از آن در سال ۱۳۹۲ دوره دکترای علوم اقتصادی گرایش اقتصاد انرژی و بین‌الملل را از طریق استعداد درخشان در همان دانشگاه شروع کرده، دوره فرصت مطالعاتی شش‌ماهه را در دانشگاه اراسموس هلند گذرانده و در سال ۱۳۹۷ موفق به اخذ درجه دکترا از دانشگاه مذکور گردید. دکتر قزلباش در تمامی مقاطع تحصیلی خود به عنوان دانشجوی برتر دانشگاه بوده و هم‌اکنون به عنوان دانش‌آموخته برتر بنیاد ملی نخبگان مشغول به فعالیت در حوزه‌های پژوهشی می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه نام‌برده شامل موضوعات حوزه اقتصاد انرژی اعم از انرژی‌های تجدیدپذیر و انرژی‌های فسیلی می‌باشد.
- حسن آبنیکی** در سال ۱۳۷۹ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه تهران دریافت نمود. در دوران تحصیل خود همواره به عنوان دانشجوی برتر دانشگاه بوده و توانسته علاوه بر دریافت گرنت پژوهشی در دو سال متوالی، در حوزه آموزشی نیز به عنوان دستیار آموزشی فعالیت نماید. مهندس آبنیکی هم‌اکنون سمت ریاست گروه پروژه‌های ملی و توسعه‌ای توانیر را بر عهده دارد. زمینه‌های علمی مورد علاقه وی شامل شبکه‌های هوشمند و سیستم‌های قدرت می‌باشد که تا کنون موفق به انتشار بیش از ۵۰ مقاله در این حوزه تخصصی شده است.
- [5] V. Khaligh and A. Anvari-Moghaddam, "Stochastic expansion planning of gas and electricity networks: A decentralized-based approach," *Energy*, vol. 186, Article No. 115889, 1 Nov. 2019.
- [6] C. A. Saldarriaga, R. A. Hincapie, and H. Salazar, "A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4052-4063, Nov. 2013.
- [7] M. Chaudry, N. Jenkins, M. Qadrdan, and J. Wu, "Combined gas and electricity network expansion planning," *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1171-1187, Jan. 2014.
- [8] C. O'Malley, S. Delikaraoglou, L. Roald, and G. Hug, "Natural gas system dispatch accounting for electricity side flexibility," *Electric Power Systems Research*, vol. 178, pp. 106038-106049, 2020.
- [9] F. Barati, H. Seifi, M. S. Sepasian, A. Nateghi, M. Shafie-khah, and J. P. Catalao, "Multi-period integrated framework of generation, transmission, and natural gas grid expansion planning for large-scale systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2527-2537, Sept. 2015.
- [10] J. Qiu, et al., "A linear programming approach to expansion co-planning in gas and electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3594-3606, Sept. 2016.
- [11] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. S. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Security-constrained co-optimization planning of electricity and natural gas transportation infrastructures," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 2984-2993, Nov. 2015.
- [12] B. Zhao, A. J. Conejo, and R. Sioshansi, "Coordinated expansion planning of natural gas and electric power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3064-3075, May 2017.
- [13] T. Ding, Y. Hu, and Z. Bie, "Multi-stage stochastic programming with nonanticipativity constraints for expansion of combined power and natural gas systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 317-328, Jan. 2018.
- [14] B. Odetayo, J. MacCormack, W. D. Rosehart, and H. Zareipour, "A sequential planning approach for distributed generation and natural gas networks," *Energy*, vol. 127, pp. 428-437, 2017.
- [15] Q. Zeng, B. Zhang, J. Fang, and Z. Chen, "A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system," *Applied Energy*, vol. 200, pp. 192-203, 2017.
- [16] C. He, L. Wu, T. Liu, and Z. Bie, "Robust co-optimization planning of interdependent electricity and natural gas systems with a joint N-1 and probabilistic reliability criterion," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2140-2154, Mar. 2017.
- [17] J. B. Nunes, N. Mahmoudi, T. K. Saha, and D. Chattopadhyay, "A stochastic integrated planning of electricity and natural gas networks for Queensland, Australia considering high renewable penetration," *Energy*, vol. 153, pp. 539-553, 15 Jun. 2018.