



بهره برداری از نیروگاههای حرارتی در شرایط پیک زمستانی گاز با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه انتقال گاز و تلفات انرژی دو شبکه گاز و برق

حیب رجیب مشهدی
srmohtashami@yahoo.com
دانشکده مهندسی - دانشگاه فردوسی مشهد

سارا محتشمی
rajabi_mashhadi@yahoo.com
معاونت بهره برداری شرکت برق منطقه ای خراسان

واژه‌های کلیدی: برنامه ریزی تولید، نیروگاههای حرارتی، گاز طبیعی، الگوریتم ژنتیک

چکیده

افزایش چشمگیر تولید برق از گاز طبیعی تبعات ویژه ای را برای دو صنعت برق و گاز به همراه داشته است. این وابستگی بین دو صنعت، مطالعه همزمان دو سیستم را در زمینه‌های مختلف بهره برداری و افزایش بهره وری سیستم انرژی بیش از پیش می‌طلبد. در این مقاله چگونگی بهره برداری از واحدهای گاز سوز در شرایط بحران پیک مصرف گاز با در نظر گرفتن تلفات انرژی دو شبکه گاز و برق مورد مطالعه قرار می‌گیرد، طوریکه بتوان بدون به خطر انداختن امنیت شبکه گاز و افت غیر مجاز فشار در این شبکه، برق مورد نیاز منطقه را با حداقل هزینه انرژی از طریق این نیروگاهها تامین کرد.



بهره برداری از نیروگاههای حرارتی در شرایط پیک زمستانی گاز با در نظر گرفتن محدودیت های شبکه انتقال گاز و تلفات انرژی دو شبکه گاز و برق

حبیب رجیبی مشهدی
rajabi_mashhadi@yahoo.com

سارا محتشمی
srmohtashami@yahoo.com

دانشکده مهندسی-دانشگاه فردوسی مشهد

معاونت بهره برداری شرکت برق منطقه ای خراسان

واژه های کلیدی: برنامه ریزی تولید، نیروگاههای حرارتی، گاز طبیعی، الگوریتم ژنتیک

چکیده

اطمینان شبکه انتقال گاز پارامتری مهم و تاثیر گذار بر امنیت و نحوه عملکرد سیستم های قدرت بشمار رود. بروز حوادث پیش بینی نشده در شبکه گاز میتواند باعث ایجاد محدودیت در بهره برداری از شبکه برق شود. در مواردی این حوادث می تواند باعث خروج چندین واحد تولیدی از مدار شده و به دنبال آن به خطر افتادن امنیت شبکه را به همراه داشته باشد. بنابراین به دلیل وابستگی بخش های گاز و انرژی الکتریکی، ایجاد هماهنگی بین این دو بخش در حوزه های مختلف مانند بهره برداری بهینه از کل سیستم و امنیت سیستم انرژی بسیار با اهمیت می باشد.

افت فشار گاز در خطوط انتقال و قطع گاز مشترکین پایین دستی شبکه از مشکلات عمده شبکه های گاز در مواقع اوج مصرف گاز است. در کشور ما معمولاً تامین مصارف سوخت مورد نیاز مردم و برنامه ریزی جهت نیروگاهها در فصل زمستان با مشکلات و دشواریهایی همراه است که هر سال با تعامل بین وزارتخانه های نفت و نیرو و تشکیل جلسات، هماهنگی های لازم انجام می شود. اوج این مشکلات در

افزایش چشمگیر تولید برق از گاز طبیعی تبعات ویژه ای را برای دو صنعت برق و گاز به همراه داشته است. این وابستگی بین دو صنعت، مطالعه همزمان دو سیستم را در زمینه های مختلف بهره برداری و افزایش بهره وری سیستم انرژی بیش از پیش می طلبد. در این مقاله چگونگی بهره برداری از واحدهای گاز سوز در شرایط بحران پیک مصرف گاز با در نظر گرفتن تلفات انرژی دو شبکه گاز و برق مورد مطالعه قرار می گیرد، طوریکه بتوان بدون به خطر انداختن امنیت شبکه گاز و افت غیر مجاز فشار در این شبکه، برق مورد نیاز منطقه را با حداقل هزینه انرژی از طریق این نیروگاهها تامین کرد.

۱. مقدمه:

با توجه به افزایش سهم گاز طبیعی در بین انرژی های اولیه در صنعت تولید الکتریسیته، سهم محوری واحدهای متکی به سوخت گاز در تولید برق باعث شده است که امروزه قابلیت

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

زمستان ۱۳۸۶ در شبکه گاز ایران به دنبال قطع واردات گاز از ترکمنستان رخ داد. در این زمستان به دلیل کمبود گاز و پایین بودن ظرفیت انتقال شبکه گاز نسبت به تقاضا، صنعت گاز و برق کشور با بحرانهای جدی روبرو شدند. نمونه آن قطع گاز کلیه نیروگاههای خراسان به مدت تقریباً ۴۰ روز و ایجاد بحران جدی برای شبکه برق استان در تامین برق مصرفی منطقه بود.

با توجه به اینکه نیروگاههای گاز سوز از مصرف کنندگان عمده شبکه گاز هستند، بهره برداری مناسب از آنها در مواقع پیک مصرف گاز می تواند نقش مهمی در حفظ پایداری شبکه گاز ایفا کند. با توجه به اینکه تامین سوخت مصرفی نیروگاهها از طریق سوخت مایع کار دشوار و هزینه بری است، استفاده حداکثری از ظرفیت نیروگاههای متکی به سوخت گاز بدون آنکه شبکه انتقال گاز و مصرف کنندگان گاز در شبکه پایین دستی با مشکلاتی از قبیل افت فشار روبرو شوند، تدبیری کارساز می باشد. این مقاله به تحلیل چگونگی بهره برداری از واحدهای گاز سوز در شرایط اوج مصرف گاز می پردازد، طوریکه بتوان بدون به خطر انداختن امنیت شبکه گاز و افت غیر مجاز فشار در این شبکه، برق مورد نیاز منطقه را از طریق این نیروگاهها تامین کرد. در این تحقیق با استفاده از مدل توام دو شبکه گاز و برق، تاثیر میزان مصرف گاز هر نیروگاه بر افت فشار گاز در خطوط انتقال مطالعه می شود. با استفاده از نتایج این مطالعات مکانیزمی برای تخصیص بهینه بار بین نیروگاهها بدست می آید که می توان به کمک آن بدون ایجاد افت فشار غیر مجاز در شبکه تا حد امکان از ظرفیت نیروگاهها برای تولید برق از گاز استفاده کرد. همچنین در مواردی که به دلیل محدودیت شبکه انتقال گاز امکان تولید کل برق درخواستی از گاز نباشد، نقطه کار بهینه که در آن بایستی برخی از نیروگاهها از سوخت گاز به سوخت مایع تغییر وضعیت دهند، بدست می آید.

جدا از بحث فنی مطالعه همزمان شبکه گاز و برق از نظر مسایل اقتصادی نیز مزایای برای کاهش هزینه های کلی تولید برق در دو صنعت دارد. همانطور که در شبکه های قدرت

انتقال برق در خطوط انتقال با هدر انرژی همراه است، در شبکه های گاز رسانی نیز انتقال گاز در لوله های انتقال همراه با تلف انرژی می باشد. تلفات در این شبکه ها مربوط به انرژیست که گاز در طی مسیر خود بر اثر اصطکاک با لوله ها از دست می دهد. این اتلاف انرژی باعث افت فشار گاز شده که برای جبران آن در طی مسیر انتقال ایستگاه های کمپرسور نصب می شوند. انرژی مصرفی کمپرسورها معمولاً از گاز طبیعی تامین می شود. در این مقاله گاز مصرفی توربین کمپرسورها بعنوان تلفات شبکه گاز و هزینه تامین آن نیز بعنوان هزینه انتقال گاز در نظر گرفته شده است. سپس با وارد کردن هزینه گاز رسانی واحدهای حرارتی در تابع هدف مسئله پخش بار اقتصادی، بهترین آرایش تولید برای حداقل کردن هزینه تولید برق و گاز رسانی بدست می آید. در روش پیشنهاد شده در این مقاله هزینه تامین انرژی برای انتقال گاز در مسیر شبکه بعنوان هزینه انتقال سوخت در نظر گرفته شده است و به کمک شبیه سازی شبکه گاز برای شبکه مورد مطالعه محاسبه می شود. با محاسبه این هزینه برای هر نیروگاه، تابع هدف مساله پخش بار اقتصادی شامل هزینه گاز رسانی و تولید نیروگاه ها خواهد شد.

۲. شرح مسئله

بهره برداری بهینه از واحدهای نیروگاهی همواره توجه برنامه ریزان صنعت برق را به خود جلب کرده است. به دلیل هزینه بالای سوخت، حتی درصد کمی صرفه جویی در سوخت مصرفی نیروگاه ها باعث کاهش قابل توجهی در هزینه های بهره برداری سیستم قدرت خواهد شد. از شاخص ترین برنامه ریزی های بهینه تولید می توان به مساله پخش بار اقتصادی نیروگاههای حرارتی اشاره کرد که در آن بار شبکه طوری بین واحدهای حرارتی تقسیم می شود که در عین رعایت قیود و محدودیت های شبکه هزینه تولید برق حداقل شود. ولی گاهی اوقات در شرایط پیک مصرف گاز، بویژه در شبکه هایی که با مشکل کمبود ظرفیت گاز رسانی مواجه اند، مساله اصلی بهره برداران سیستم یافتن یک جواب شدنی

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

نظر گرفته می شود. در این مقاله قصد داریم به چگونگی بهره برداری از نیروگاههای حرارتی تحت این شرایط بپردازیم. برای این منظور با استفاده از مدلسازی توام دو شبکه گاز و برق ابتدا حداکثر توان قابل تولید نیروگاهها را از سوخت گاز تحت شرایطی که قیود فنی مربوط به شبکه انتقال گاز برقرار می باشند، محاسبه می کنیم. سپس در ادامه فصل برنامه ریزی تولید نیروگاههای حرارتی در شرایط پیک مصرف گاز با در نظر گرفتن امکان تغییر سوخت نیروگاه به کمک الگوریتم ژنتیک فرمولبندی می شود. به این ترتیب نقطه کاری که در آن بایستی برخی از نیروگاهها از سوخت گاز به سوخت مایع سوئیچ شوند بدست می آید.

۳. مدلسازی شبکه گاز طبیعی:

شبکه انتقال گاز وظیفه انتقال گاز را از محل پالایشگاه تا شبکه های توزیع یا مصرف کنندگان عمده شبکه بر عهده دارد. یک شبکه انتقال گاز نوعی، از یک یا چند پالایشگاه، یک یا چند بارگازی (ژنراتورهای گازی)، شبکه های توزیع و یا منابع ذخیره)، لوله های انتقال، کمپرسورها و سایر تجهیزات مثل شیرهای کنترل و رگولاتور تشکیل شده است. با عبور گاز از لوله ها انرژی اولیه آن به دلیل اصطکاک با سطح لوله هدر رفته و فشار گاز کاهش می یابد. از طرفی برای جریان گاز در هر لوله فشار از حد مشخصی نباید پائین تر رود. به همین دلیل ایستگاههای تقویت فشار در طول شبکه نصب می شوند. کمپرسور ها در شبکه گاز نقشی شبیه به ترانس ها در شبکه برق یعنی افزایش فشار گاز در لوله ها را بعهده دارند تا به کمک آن انرژی هدر رفته گاز و افت فشار جبران شود. شیرهای کنترل و رگولاتورها به منظور کنترل مسیر حرکت گاز از طریق جدا کردن بخشی از شبکه و همچنین برای کنترل سرعت جریان گاز و یا جلوگیری از انفجار بدلیل افزایش فشار گاز مورد استفاده قرار می گیرند.

در مدلسازی شبکه انتقال گاز سه تجهیز اصلی شامل لوله های انتقال، ایستگاه های کمپرسور و نقاط اتصال به عنوان گره بایستی در نظر گرفته شوند. در این بخش مختصراً روابط

است که بتوان مطابق با آن گاز و برق درخواستی منطقه را بدون به خطر انداختن امنیت دو شبکه، تامین کرد. در این شرایط پر بار، معمولاً شبکه گاز در نزدیکی مرزهای پایداری خود کار می کند و قیود نامساوی فشار شبکه فعال هستند و ممکن است شبکه گاز قادر به تامین گاز مصرفی نیروگاهها در این شرایط نباشد. در عمل در مواقع پیک مصرف گاز به دلیل محدودیت های اعمال شده به نیروگاهها از طرف بهره برداران شبکه گاز، حداکثر قدرت تولیدی نیروگاه کاهش می یابد که در حل مسائل برنامه ریزی تولید باید به این نکته توجه کرد. در این شرایط لازم است برای رسیدن به یک جواب شدنی برای تعیین میزان تولید نیروگاهها قیود فنی شبکه گاز را نیز جزء قیود مساله پخش بار اقتصادی در نظر گرفت. به این ترتیب می توان میزان تولید نیروگاهها را طوری تعیین کرد که از حداکثر ظرفیت گاز رسانی شبکه گاز برای تولید برق استفاده نمود. حل این مساله بخصوص در شبکه هایی که چندین نیروگاه پشت سر هم در یک مسیر انتقال گاز قرار دارند، بسیار حائز اهمیت می باشد و بدون انجام محاسبات دقیق به کمک مدل توام دو شبکه گاز و برق مقدور نمی باشد. برای مثال فرض کنید یک نیروگاه گران با راندمان تبدیل انرژی پائین در ابتدای مسیر انتقال گاز باشد. با وجود اینکه به دلیل موقعیت این نیروگاه در شبکه گاز قاعداً محدودیتی در تغذیه این نیروگاه وجود ندارد، ولی می توان با محدود کردن اختیاری تولید این نیروگاه سهم گاز نیروگاههای پایین دستی شبکه را که از راندمان انرژی بالاتری نیز برخوردارند افزایش داد و به این ترتیب در کل توان بیشتری در شبکه تولید کرد. بنابراین تعیین آرایش بهینه تولید در شرایط محدود بودن ظرفیت انتقال گاز برای استفاده حداکثری از ظرفیت تولیدی نیروگاههای با سوخت گاز امر مهمی است که نیاز به مدل توام دو شبکه گاز و برق برای بررسی اثر نقطه کار نیروگاهها بر هم و بر سایر اجزاء شبکه دارد.

برای مقابله با کاهش ظرفیت تولید در شرایط اوج مصرف گاز معمولاً در اکثر نیروگاههای حرارتی قابلیت استفاده از سوخت مایع بعنوان سوخت جایگزین برای بازه های محدود زمانی در

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

دمای متوسط، $T_a = 0R$ دمای استاندارد، $T_0 = 0R$ گاز

ضریب متوسط $Z_a =$ ضریب اصطکاک لوله $F =$ فشردگی گاز

جاذبه مخصوص گاز $G =$ قطر داخلی لوله (اینچ) $D =$

طول لوله بین دو گره (مایل) $L =$

رابطه (۱) ارتباط غیر خطی بین فشار، حجم و دمای گاز را نشان میدهد که از رابطه برنولی بدست آمده است. به کمک این رابطه می توان در شرایط حالت پایدار شبکه، دبی گاز عبوری از لوله ها را محاسبه کرد.

۳-۲- مدل کمپرسور:

کمپرسورها در شبکه گاز برای تنظیم فشار و جبران انرژی تلف شده گاز بدلیل اصطکاک با بدنه لوله ها نصب می شوند. کمپرسورها در مدل شبکه بصورت انشعاباتی هستند که فشار و دبی گاز عبوری در دو سر آنها از رابطه خاصی غیر از رابطه جریان تبعیت می کند.

معمولا اقتصادی ترین منبع تامین انرژی لازم برای جبران افت فشار گاز در کمپرسورها، همان گاز طبیعی است. البته از انرژی بخار آب و انرژی الکتریکی نیز در بعضی موارد به عنوان منبع انرژی جبران کننده استفاده می شود.

بطور کلی طبیعت عملکرد کمپرسورها بسیار پیچیده است. رابطه کلیدی که در تحلیل شبکه برای مطالعه کمپرسورها استفاده می شود رابطه /سب بخار نامیده می شود که انرژی مصرفی کمپرسور (H) را بر حسب میزان گاز عبور کرده از کمپرسور و نسبت فشار دو سر آن بیان می کند. این رابطه در شرایط استاندارد $T_0 = 60 F$, $\pi_0 = 14.65 \text{ psia}$ بصورت زیر بیان می شود.

$$H = B * q * [(\pi_i / \pi_j)^{Z(\alpha-1)/\alpha} - 1] \quad (2)$$

$$B = 0.085T / \eta * (\alpha / \alpha - 1)$$

دبی جریان عبوری از کمپرسور به $q = \text{Mmscf/hr}$

فشار ورودی کمپرسور $\pi_i = \text{psia}$

فشار خروجی کمپرسور $\pi_j = \text{psia}$

ضریب متوسط فشردگی گاز $Z =$

حاکم بر جریان گاز در شبکه های انتقال که در بخش های بعدی استفاده می شود، بیان می شوند.

۳-۱- معادلات جریان گاز:

معادلات جریان گاز در لوله های انتقال ارتباط بین سرعت جریان گاز، فشار دو سر لوله، مشخصات ذاتی گاز، مشخصات لوله و شرایط بهره برداری را بیان می کند. میزان دبی گاز عبوری از هر لوله تابعی از فشار گاز در دو سر لوله است. هر چه اختلاف فشار در دو سر لوله بیشتر باشد دبی گاز عبوری از لوله بیشتر می شود.

چندین معادله جریان برای توضیح حالت ایستای جریان گاز در لوله های انتقال مطرح شده است که هیچکدام از آنها بطور مطلق برای تمام حالات مورد تایید نمی باشد. این مساله ناشی از مشکلات موجود برای اندازه گیری اصطکاک در حرکت گاز است. اصطکاک در برابر جریان گاز به فاکتورهای مختلفی مثل شکل و سایز لوله، زاویه لوله با افق، مشخصات گاز، دما، فشار و غیره بستگی دارد. به همین دلیل نمی توان یک رابطه واحد برای بیان معادله جریان که در تمام شرایط صدق کند، بیان کرد.

با وجود این، معادله جریان گاز در حالت ایستا در لوله انتقال بلند افقی k که از گره i شروع و به گره j ختم می شود، معمولا طبق رابطه (۱) که از قانون بقای انرژی نتیجه شده است، بیان میشود:

$$(1) \quad f_{ij} = S_{ij} \times 3.2387 \frac{T_0}{\pi_0} \sqrt{S_{ij} \frac{(\pi_i^2 - \pi_j^2) D^5}{FGLT_a Z_a}}$$

که پارامترهای مختلف در رابطه فوق به شرح زیر می باشند:

فشار در گره i , $\pi_i = \text{psia}$ سرعت جریان گاز $f_{ij} : \text{Mmscf}$

فشار در گره j , $\pi_j = \text{psia}$ اگر $\pi_i - \pi_j > 0$ $S_{ij} = +1$

گره

فشار $\pi_0 = \text{psia}$ اگر $\pi_i - \pi_j < 0$ $S_{ij} = -1$

استاندارد

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

یعنی پالایشگاه که فشار گاز در آن معلوم و ثابت است، شروع کرده و به کمک روابط ۱ با مشخص بودن میزان گاز عبوری از هر مسیر به ترتیب فشار گره های متوالی را محاسبه کرد. سپس به کمک روابط ۲ و ۳ میزان گاز مصرفی هر کمپرسور نیز محاسبه می شود. برای آشنایی با نحوه شبیه سازی شبکه گاز در حالت کلی می توان به مرجع [۲] مراجعه کرد

۴. محاسبه حداکثر ظرفیت تولید برق در پیک زمستانی شبکه گاز

شکل ۱ بعد ساختار سیستم مورد مطالعه در این مقاله را نشان می دهد. در این شکل یک شبکه انتقال گاز در ارتباط با پنج نیروگاه حرارتی نشان داده شده است. شبکه گاز از یک منبع اصلی تغذیه شده و در سه مسیر انتقال، گاز منطقه را تامین می کند. در مسیر اول دو نیروگاه ۱ و ۲ و چندین مصرف کننده صنعتی که با D1 مدل شده اند، قرار دارد. در طول مسیر دوم دو نیروگاه ۴ و ۵ و یک شبکه توزیع گاز (D2) قرار گرفته است. در مسیر سوم نیز نیروگاه شماره ۳ و سایر مصرف کنندگان غیر نیروگاهی قرار دارند که بصورت مصرف کننده D3 مدل شده اند. در طی مسیر انتقال گاز تا نیروگاهها پنج ایستگاه تقویت فشار برای تنظیم فشار گاز نصب شده است. شبکه قدرت در این مثال از ۵ نیروگاه تشکیل شده که هر کدام شامل چند واحد حرارتی هستند و درکل ظرفیت تولید برای ۱۷ واحد حرارتی موجود در سیستم برابر با ۳۹۰۰ مگاوات می باشد. برای محاسبه تلفات شبکه الکتریکی از مدل ماتریس B شبکه استفاده شده است. تعداد واحدهای هر نیروگاه و تابع هزینه آنها و مشخصات ماتریس B در پیوست آورده شده است. همچنین حداقل فشار مجاز گاز در گره های این شبکه (ابتدا و انتهای لوله های انتقال) ۵۰۰ psia است.

در ابتدا در یک شرایط زمستانی شبکه به کمک برنامه پخش بار اقتصادی معمول واحدهای حرارتی بدون در نظر گرفتن قیود شبکه گاز بار شبکه را بین واحدها تقسیم می کنیم. جدول ۱ نتایج حاصل از حل مسئله پخش بار اقتصادی را در

R° دمای ورودی کمپرسور $T =$

نسبت مخصوص حرارت $\alpha = (cp=cv)$

راندمان کمپرسور $\eta =$

میزان گاز لازم برای به کار انداختن توربین کمپرسور (τ) از رابطه زیر تخمین زده می شود:

$$\tau = \alpha + \beta.H + \gamma.H^2 \quad (3)$$

که H اسب بخار انرژی لازم برای بکار انداختن توربین و α, β, γ ضرایب کمپرسور هستند.

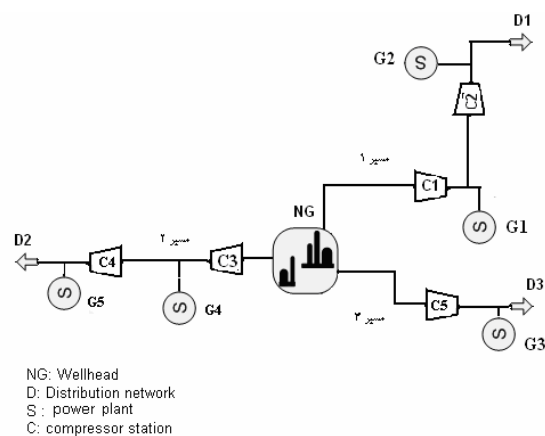
۳-۳-۳ مدل ژنراتورهای گاز سوز

نقطه اتصال دو شبکه گاز و برق نیروگاههای برق با سوخت گاز طبیعی هستند. معمولاً تابع گاز مصرفی این واحدها بر حسب توان خروجی بصورت یک دو جمله ای شبیه زیر بیان می شود.

(۴)

$$q_i = a_i + b_i.p_i + c_i.p_i^2$$

رابطه ۴ را می توان با تقسیم تابع هزینه تولید واحد حرارتی بر قیمت انرژی و ارزش حرارتی گاز مصرف شده بدست آورد.



شکل ۱ شماتیک شبکه گاز در ارتباط با نیروگاههای گاز سوز

شبکه

۳-۴-۳ شبیه سازی شبکه گاز

در شبکه های یک سر تغذیه برای شبیه سازی شبکه گاز و محاسبه فشار گاز در کل شبکه، می توان از نقطه مرجع شبکه

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

تولید آنها باید در نظر گرفته شود. حالا با استفاده از مدل توام شبکه گاز و برق، توان تولیدی نیروگاهها را به گونه ای تعیین کنیم که در کل بیشترین انرژی الکتریکی از گاز در دسترس نیروگاهها تولید شود.

برای شبکه شکل ۱ فرمولبندی این مساله بهینه سازی به این ترتیب می باشد:

$$\text{maximize} \quad \sum_{i=1}^{17} P_i \quad (5)$$

Subject to:

$$\pi_{j \min} \leq \pi_j \leq \pi_{j \max} \quad j = 1 \dots 17$$

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad i = 1 \dots 17$$

که در آن π_j فشار گاز در گره های شبکه گاز و P_i توان تولیدی واحد i ام شبکه برق است. از آنجا معادلات مربوط به پخش بار گاز معادلاتی غیر خطی پیچیده است، حل مسئله از طریق روشهای کلاسیک دشوار خواهد بود. از اینرو از الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله استفاده می کنیم. کروموزوم ها را در الگوریتم ژنتیک بصورت زیر تعریف می کنیم.

P1	P2	P3	P4	P5
-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

چون واحدهای هر نیروگاه از نظر مشخصات الکتریکی شبیه به هم بوده و در شبکه گاز نیز موقعیت یکسانی دارند، می توان به جای ۱۷ متغیر تنها ۵ متغیر در نظر بگیریم. جهت محاسبه تابع برازندگی برای هر کروموزوم، دبی گاز مصرفی نیروگاهها محاسبه و سپس وضعیت فشار گاز در گره های شبکه گاز بدست می آید. اگر فشار گره ها برای یک کروموزوم خاص از مقادیر مجاز خود پایینتر باشند، پاسخی که این کروموزوم برای حل مسئله پیشنهاد می کند، مورد قبول نیست. بنابراین تابع برازندگی را بصورت زیر تعریف می کنیم:

$$\text{fitness function} = \sum_{i=1}^{17} P_i - \sum_{j=1}^{17} \alpha (\pi_{j \min} - \pi_j)$$

(۶)

$$\alpha = \begin{cases} 0 & \text{if } \pi_{j \min} \leq \pi_j \\ 100 & \text{otherwise} \end{cases}$$

نظر گرفتن تلفات شبکه انتقال نشان می دهد. (توان تولیدی هر یک از واحدهای نیروگاهها)

جدول ۱ - نتایج پخش بار اقتصادی در پیک هم زمان گاز و برق

Plant No.	MW
1	175
2	250
3	153
4	200
5	170
Total demand	3000
Total cost	75782

با مشخص شدن توان تولیدی هر واحد برنامه شبیه سازی شبکه گاز را اجرا می کنیم. نتایج شبیه سازی در جدول ۲ نشان داده شده است.

جدول ۲ - نتایج شبیه سازی شبکه گاز در جواب بدست آمده در

جدول ۱

Node No.	Pressure	Node No.	Pressure
1	1000	10	-3 i
2	842	11	-20 i
3	1180	12	671
4	966	13	1007
5	928	14	663
6	1206	15	528
7	1175	16	739
8	1169	17	630
9	-2 i		

همانطور که در جدول ۲ نشان داده شده است، فشار گاز در دو گره ۹ و ۱۰ و ۱۱ که در مسیر ۳ قرار دارند، اعدادی غیر حقیقی شده اند. موهومی شدن فشار نشان می دهد که مسیر ۳ ظرفیت انتقال گاز درخواستی در این مسیر را که شامل گاز مصرفی D3 و نیروگاه ۳ می باشد را ندارد. در این شرایط گاز مصرفی نیروگاه سوم بیشتر از مقداری است که شبکه گاز بتواند تامین کند. بنابراین در واقع در شرایط پیک زمستانی مصرف گاز بطور ناخواسته محدودیتی برای میزان تولید نیروگاههای شبکه ایجاد شده است که در برنامه ریزی

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

بهره برداری می شود. بنابراین محدودیت های فشار در مسیر ۲ تنها بر نیروگاه پنجم اعمال شود. حداکثر بار قابل تامین شبکه برق از انرژی گاز در پیک زمستانی شبکه گاز ۳۰۴۱ مگاوات است. بنابراین در اینگونه شرایط اگر برای تامین مصرف شبکه نیاز به تولید بیش از ۳۰۴۱ مگاوات باشد، باید امکان استفاده از سوخت های مایع در نیروگاهها در نظر گرفته شود. معمولاً نیز نیروگاههای حرارتی مجهز به منابع ذخیره سوخت مایع هستند که در این شرایط و یا در مواقع بروز حوادث شبکه گاز تولید نیروگاه متوقف نشود. در بخش بعد به مسئله بهره برداری از نیروگاههای دو گانه سوز در شرایط تراکم زیاد گاز می پردازیم.

۵. پخش بار اقتصادی واحدهای حرارتی دو گانه سوز در

شرایط پیک مصرف گاز

اکثر نیروگاههای با سوخت گاز مجهز به ذخایر سوخت جایگزین هستند که می توان از آنها در مواقع ضروری قطع گاز استفاده کرد. در این بخش برنامه ریزی تولید نیروگاههای حرارتی با قابلیت تغییر سوخت و محدودیت های شبکه گاز فرمولبندی می شود. به این ترتیب نقطه کاری که در آن بایستی برخی از نیروگاهها از سوخت گاز به سوخت مایع سوئیچ کنند بدست می آید. در این فرمولبندی محدودیت های شبکه گاز بطور دقیق در نظر گرفته شده و قابلیت تغییر سوخت برای نیروگاههایی دارای ذخایر سوخت مایع هستند در نظر گرفته می شود. همانطور که در بخش ۳ گفته شد کمپرسورهای شبکه گاز برای تامین انرژی مورد نیاز خود مقداری از گاز عبوری را مصرف می کنند. در شرایط پر بار شبکه درصد گاز مصرفی کمپرسورها نسبت به گاز عبوری مقدار قابل ملاحظه ای است که در شرایط بحران کمبود گاز و کمبود ظرفیت انتقال خود باعث مصرف بیشتر گاز و تراکم بیشتر گاز در مسیر انتقال می شود. بنابراین در این شرایط محدودیت شبکه گاز می توان با وارد کردن گاز مصرفی کمپرسورهای شبکه در تابع هزینه پخش بار اقتصادی، میزان

عدد ۱۰۰ در اینجا جهت جریمه کردن پاسخ های غیر قابل قبول انتخاب شده است. در حل مسئله تعداد افراد هر نسل ۶۰، احتمال برش ۱، احتمال جهش ۰/۰۱ و تعداد نسلهای ۱۰۰۰ در نظر گرفته شده است. نتایج حاصل از حل مساله در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳ آرایش تولید نیروگاهها در پیک زمستانی شبکه گاز برای

حداکثر تولید برق

شماره نیروگاه	1	2	3	4	5
توان تولیدی	175	250	129	200	175

در این آرایش تولید فشار گاز در ۱۷ گره شبکه عبارتست از:

جدول ۴ - فشار گاز در شرایط جدول ۳

Node No.	Pressure	Node No.	Pressure
1	1000	10	773
2	842	11	497
3	1179	12	666
4	966	13	1000
5	928	14	649
6	1206	15	508
7	1175	16	712
8	1169	17	585
9	515		

در این نقطه کار فشار گاز در انتهای مسیرهای ۲ و ۳، در گره های ۹، ۱۱، ۱۵، ۱۷ به مرز حداقل مقدار مجاز خود رسیده اند. کوچکترین افزایش در توان تولیدی نیروگاههای ۳ و ۵ باعث کاهش غیر مجاز فشار گاز در این دو مسیر خواهد شد.

نتایج بدست آمده نشان می دهد که حداکثر ظرفیت تولید نیروگاههای سه و پنج در هنگام پیک زمستانی شبکه گاز به ترتیب ۵۱۶ و ۵۲۶ مگاوات می باشد و این مقادیر از حداکثر توان تولید آنها به ترتیب ۴۸۱ و ۳۷۵ مگاوات کمتر است. با توجه به ظرفیت انتقال کافی شبکه گاز در مسیر یک، تولید نیروگاههای یک و دو محدود نشده است. نیروگاه چهارم نیز به دلیل که در ابتدای خط انتقال گاز قرار دارد ضمناً از راندمان تبدیل انرژی بالایی برخوردار است با حداکثر ظرفیت

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

میزان حرارت مورد نیاز برای تولید توان P_i

$$H_i(P_i) = \text{Mbtu/h}$$

ρ_G : قیمت انرژی گاز \$/Mbtu

ρ_L : قیمت انرژی سوخت مایع \$/Mbtu

متغیرهای این مساله توان تولیدی واحدهای نیروگاهی و متغیرهای تصمیم گیری ω_i هستند. اگر ω_i یک باشد یعنی سوخت واحد i ام گاز است و اگر صفر باشد یعنی سوخت مایع است. با توجه به اینکه نقطه کار شبکه گاز وضعیت پر بار شبکه است و امکان افت فشار زیاد است، شبیه سازی شبکه گاز برای چک کردن فشار گره ها باید همزمان با بدست آوردن جواب مساله انجام شود. به دلیل پیچیده بودن محاسبات و وجود متغیرهای تصمیم گیری ۰ و ۱، استفاده از روشهای کلاسیک پیچیده می باشد. بعبارت دیگر به دلیل غیر محدب بودن و غیر خطی بودن مسئله بهتر است از روشهای هوشمند بهینه سازی مانند الگوریتم ژنتیک استفاده کنیم.

برای حل مساله به کمک یک الگوریتم ماکزیمم سازی، کروموزوم را رشته ای از ۱۷ متغیر توان P_i و ۱۷ متغیر تصمیم گیری یک بیتی ω_i در نظر می گیریم و تابع برازندگی را بصورت زیر تعریف می کنیم:

(۹)

Fitness function =

$$\sum_{i=1}^{17} (\omega_i C_i(P_i) + (1-\omega_i) C'_i(P_i)) + \sum_{k=1}^5 \text{cost}(\tau_j)$$

$$+ \beta \left[P_D + P_{loss} - \sum_{i=1}^{17} P_i \right]^2 + \sum_{j=1}^{17} \alpha_j (\pi_{j \min} - \pi_j)^2$$

که در آن β و α_j که ضرایب جریمه می باشند، برابرند با:

$$\beta = 10^5$$

$$\alpha_j = \begin{cases} 0 & \text{if } \pi_{j \min} \leq \pi_j \\ 100 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (10)$$

تولید نیروگاهها را چنان تعیین کرد که در عین رعایت قیود فشار شبکه گاز، کم هزینه ترین آرایش تولید با احتساب هزینه تولید برق و هزینه گاز مصرفی در ایستگاههای تقویت فشار بدست آید. به این ترتیب تراکم بیهوده گاز در مسیر های انتقال نیز جلوگیری می شود و تا حد امکان از ظرفیت انتقال شبکه گاز برای گاز رسانی به نیروگاهها استفاده خواهد شد.

به منظور بررسی مسئله تحت این شرایط، شبکه شکل ۱ را در نظر بگیرد. فرض کنیم نیروگاههای شبکه همگی مجهز به ذخایر سوخت مایع باشند. حجم این ذخایر حداقل برای مصرف یک روز نیروگاه کافی باشد. مساله برنامه ریزی بهینه تولید نیروگاهها با در نظر گرفتن هزینه تولید برق و هزینه گاز مصرفی کمپرسورها در شرایط اوج مصرف گاز در فصل زمستان بصورت زیر فرمولبندی می شود:

(۷)

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{17} [\omega_i C_i(P_i) + (1-\omega_i) C'_i(P_i)] + \sum_{j=1}^5 c \cdot \tau_j$$

Subject to:

$$\sum_{i=1}^{17} P_i - (P_D + P_{loss}) = 0$$

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad i = 1 \dots 17$$

$$\pi_{j \min} \leq \pi_j \leq \pi_{j \max} \quad j = 1 \dots 17$$

(۸)

که در آن:

$$\omega_i = 0,1$$

C : قیمت گاز Mmscf/h

$$\rho_G * H_i(P_i) = \text{هزینه تولید نیروگاه } i \text{ ام در حالت گاز}$$

$$C_i(P_i) = \text{سوز}$$

$$\rho_L * H_i(P_i) = \text{هزینه تولید نیروگاه } i \text{ ام در حالت سوخت}$$

$$C'_i(P_i) = \text{مایع}$$

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

جدول ۶- فشار گاز در گره ها بر اساس آرایش تولید جدول ۱ و ۵

شماره گره	با در نظر گرفتن قید فشار گاز	بدون در نظر گرفتن قید فشار
9	518	-2i
10	777	-3i
11	504	-20i
15	504	528
17	579	630

در جواب بدست در بخش ۴, فشار گاز در گره های ۹ و ۱۰ و ۱۱ در مسیر نیروگاه سوم موهومی بوده و فشار در گره ۱۵ در مسیر تغذیه نیروگاه ۴ و ۵ نیز بسیار نزدیک به حداقل مجاز خود بود. همانطور که در جدول ۵ مشخص شده است در نیروگاه ۳ یکی از واحدها با سوخت مایع تغذیه می شود و به این ترتیب مشکل افت فشار در گره ۹ و ۱۰ و ۱۱ حل شده است. در نیروگاه پنجم نیز چون تولید بیشتری نسبت به جواب فصل قبل به آن تخصیص داده شده است واحد ۱۶ به سوخت مایع تغییر سوخت داده است. جدول ۶ نشان می دهد که در جواب بدست آمده قیود نامساوی فشار فعال هستند. این مسئله نشان می دهد که با توجه به محدودیت شبکه گاز یافتن جواب قابل قبول از نظر قیود فشار شبکه گاز مهمترین نکته در یافتن جواب بوده است.

۶. جمع بندی :

مطالعات در جهت هماهنگی بخش گاز و برق در هر دو حوزه بهره برداری و برنامه ریزی توسعه در ابعاد مختلفی می تواند گسترش یابد. این مطالعات در ایران با توجه به نقش کلیدی گاز طبیعی در تامین انرژی های مختلف مورد نیاز کشور و حاکم بودن استراتژی کاهش مصرف سوخت های مایع، از اهمیت ویژه ای برخوردار است.

مسئله مهمی که در بهره برداری بهینه نیروگاههای حرارتی در این مقاله مورد مطالعه قرار گرفت، چگونگی بهره برداری از واحدهای با سوخت گاز در شرایط پیک مصرف گاز بود. هدف از بررسی این مسئله در ایام سرد که منطبق بر اوج مصرف گاز می باشد، اینست که بدون به خطر انداختن امنیت

قیود مربوط به حداقل و حداکثر تولید واحدها به صورت ضمنی در کدینگ الگوریتم ژنتیک در نظر گرفته می شوند. در بخش ۴ دیدیم که در شرایط پیک مصرف گاز بدون در نظر گرفتن محدودیت های شبکه گاز نمی توان جواب قابل قبولی از پخش بار اقتصادی بدست آوریم. جواب بدست آمده در بخش قبل برای این وضعیت از نظر قیود حاکم بر شبکه گاز قابل قبول نبود. هم اکنون با استفاده از فرمولبندی جدید آرایش اقتصادی بهینه نیروگاهها را تعیین کرده و نوع سوخت هر واحد را نیز تعیین می کنیم. نسبت قیمت گاز و سوخت مایع در این وضعیت مشابه با نسبت قیمت ایندو انرژی در ایران در نظر گرفته می شود. (قیمت گاز برای هر متر مکعب ۷۰ تومان و سوخت مایع لیتری ۶۰۰ تومان).

نتایج حاصل از حل مسئله برنامه ریزی بهینه تولید مطابق با رابطه ۹ در جدول ۵ نشان داده شده است. جدول ۶ فشار گاز را در گره های مهم شبکه برای دو حالت فرمولبندی اخیر و نتایج ارائه شده در بخش ۴ نشان می دهد.

جدول ۵- جواب حل مسئله برنامه ریزی بهینه تولید با در نظر گرفتن محدودیت های شبکه گاز

Power Plant No.	Gen. No.	MW	Natural Gas / Residual Fuel Oil
1	G 1	175	NG
	G 2	175	NG
	G 3	175	NG
	G 4	175	NG
2	G 5	250	NG
	G 6	250	NG
3	G 7	174	NG
	G 8	174	NG
	G 9	196	residual fuel oil
	G 10	174	NG
4	G 11	200	NG
	G 12	200	NG
	G 13	200	NG
	G 14	200	NG
5	G 15	260	NG
	G 16	71	residual fuel oil
	G 17	260	NG

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

مشخصات ماتریس B تلفات شبکه انتقال الکتریکی

$$B = \begin{bmatrix} 0.0676 & 0.00953 & -0.00507 & 0 & 0 \\ 0.00953 & 0.0521 & 0.00901 & 0 & 0 \\ -0.00507 & 0.00901 & 0.0294 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.003 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.009 \end{bmatrix}$$

$$B_0 = [-0.0766 \quad -0.00342 \quad 0.0189 \quad 0 \quad 0]$$

$$B_{00} = 0.0403057$$

$$P_{loss} = P^T B P + P^T B_0 + B_{00}$$

۸. مراجع

- [1] Annual energy outlook 2006with projection to 2030. Energy Inf.Admin. (EIA),U.S. Dept.Energy. [Online]. Available: <http://www.eia.doe.gov>
- [2] Quing Li, Seugwon An and Thomas W. Gedra, "Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow," Proceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, and presented at the conference in Dallas TX, September 8, 2003. Paper number 03TD027.
- [3] Oderson Dias de Mello, Takaaki Ohishi, " An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermolectric Systems," presented at 15th Power Systems Computation Conference, August 22-26, 2005, Liege, Belgium.
- [4] M. Shahidehpour, Y.Fu and T. Wiedman, " Impact of Natural Gas Infrastructure on Electric Power Systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, No.5, May 2005.
- [5] Hanjie Chen, Ross Baldick, " Optimization Short-Term Natural Gas Supply Portfolio For Utility Companies," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol.22, No.1, February 2007
- [6] M.S.Morais, J.W. Marangon Lima, " Natural Gas Network Pricing and Its Influence on Electricity and Gas Markets," In: *IEEE Bologna PowerTech Conference*, 23-26 Jun 2003, Bologna, Italy
- [7] A. Wood, B. Wollenberg, " *Power Generation, Operation & Control*," Wiley-Inerscience, 1996, ISBN 0-47158-699-4.
- [8] Daniel D. wolf, "Mathematical Properties of formulations of the Gas Transmission Problem," GREMARS, University of Lille 3, France. April 2003.
- [9] Quing Li, Seugwon An and Thomas W. Gedra, "Solving Natural Gas Load problem Using Electric

شبکه گاز و افت غیر مجاز فشار در این شبکه، بتوان برق مورد نیاز منطقه را حتی الامکان از طریق این نیروگاهها تامین کرد.

بدین منظور برای بهره برداری ایمن و اقتصادی نیروگاهها در شرایط اوج مصرف گاز، با استفاده از مدل توام شبکه گاز و برق تاثیر میزان مصرف گاز هر نیروگاه بر افت فشار گاز در خطوط انتقال مطالعه شد. با استفاده از نتایج این مطالعات مکانیزمی برای تخصیص بهینه بار بین نیروگاهها ارائه گردید که می توان به کمک آن و بر پایه حل یک مسئله بهینه سازی، بدون ایجاد افت فشار غیر مجاز در شبکه گاز تا حد امکان از ظرفیت نیروگاهها برای تولید برق از گاز استفاده کرد. در این مکانیزم نقطه کاری که برخی نیروگاهها مجبورند از سوخت گاز به سوخت مایع تغییر وضعیت دهند، بدست می آید.

۷. پیوست

جدول پ ۱- تابع هزینه، حداقل و حداکثر ظرفیت تولید

نیروگاهها

No	Number of plants	p_i^{\min} (MW)	p_i^{\max} (MW)	a_i (\$/hr)	b_i (\$/MW.hr)	c_i (\$/MW ² .hr)
1	4	50	175	213.1	15.7	0.008
2	2	30	250	230	11.85	0.008
3	4	50	250	369	14.9	0.009
4	4	15	200	203	11.9	0.008
5	3	37.5	300	280	12.3	0.009

جدول پ ۲ ضرایب عملیاتی کمپرسورهای شبکه

No	Efficiency	π_i / π_j	Turbine Fuel Rate Coefficients		
			α	β	γ
1	0.84	1.4	0	0.2 e-3	0.02 e-3
2	0.83	1.3	0	0.2e-3	0.025e-3
3	0.84	1.5	0	0.2e-3	0.03e-3
4	0.83	1.4	0	0.2e-3	0.03e-3
5	0.83	1.5	0	0.2e-3	0.03e-3

بیست و سومین کنفرانس بین المللی برق

Loadflow Techniques,” *Proceedings of the North American Power Symposium, at University of Missouri-Rolla, October 20-21, 2003.*

[10] Roger Z. Rios Mercado, Suming Wu, L.R. Scott, E.A. Boyd, “ A Reduction Technique for Natural Gas Transmission Network Optimization Problems,” *Annals of operation Research* 117,217-234, 2002.

[11] C.C. von Weizacker, J. Perner, “An integrated simulation model for European electricity and natural gas supply,” *Electrical Engineering* 83 (2001) 265-270, Springer-Verlag 2001.

[12] Chi-Keung Woo, A. Olson, Ira Horowitz, S.Luk, “ Bi-directional causality in California’s electricity and natural-gas markets,” *Energy Policy* 34 (2006), pp.2060-2070

[13] Won-Woo Lee, “ US lessons for energy industry restructuring: based on natural gas and California electricity incidences,” *Energy Policy* 23 (2004), pp.237-259

[14] “Challenges, Risks, and Opportunities for Natural Gas from Electric Power Industry Restructuring,” *Energy Information Administration/ The challenges of Electric Power Industry Restructuring for Fuel Supplies.*

[15] Samer Takriti, Chonawee Supatgiat, Lilian Wu. “ Coordinating Fuel Inventory and Electric Power Generation Under Uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, November 2001