فصلنامه علمی انرژی ایران

دوره ۲۴، شماره ۲، تابستان ۱۴۰۰، صفحه ۶۳ – ۳۵

اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی بر روی شبکه برق و گاز با هدف کاهش هزینه و تراکم

[۱] محمد مهدی داوری، [۲] علی مصلی نژاد *

تاریخ دریافت:
۱۴۰۰/ ۴ / ۲۳

تاریخ پذیرش:
۱۴۰۰/ ۵ / ۱۰

کلمات کلیدی:
مدل‌سازی پاسخ بار،
بهره‌برداری شبکه یکپارچه،
مدیریت تراکم،
پاسخ بار پیک بحرانی محلی.

چکیده

با رشد نامتوازن مصرف و به تبع آن رشد قیمت انرژی و تراکم خطوط شبکه در ساعات پیک، بهره‌برداران شبکه به اجرای پاسخ تقاضا به‌عنوان یک روش مؤثر برای کاهش هزینه و تراکم خطوط شبکه گرایش پیدا نموده‌اند. از سویی دیگر با افزایش توجه به مسائل آلودگی محیط زیستی، نفوذ نیروگاه‌های تجدیدپذیر برای تأمین برق افزایش‌یافته است. اما به دلیل عدم قطعیت در تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر همچون نیروگاه‌های بادی و خورشیدی و نیز راه‌اندازی سریع نیروگاه‌های گازی برای جبران کمبود تولید احتمالی نیروگاه‌های تجدیدپذیر، لزوم بهره‌برداری همزمان شبکه برق و گاز طبیعی را ایجاد می‌کند. مدل‌سازی و اجرای بهینه برنامه‌های پاسخ تقاضا متناسب با میزان تقاضا انرژی مصرف‌کنندگان یکی از چالش‌های اصلی بهره‌برداران شبکه برق و گاز طبیعی است. در این مقاله اثرات اجرای پاسخ بار پیک بحرانی در شبکه برق و گاز در بهره‌برداری همزمان شبکه یکپارچه با استفاده از مدل‌های خطی و غیرخطی پاسخ تقاضا از منظر هزینه و تراکم خطوط و میزان ریسک، مورد بررسی و مقایسه قرار گرفته شده است. همچنین برای اثرگذاری بیشتر پاسخ بار بر کاهش تراکم خطوط برق ولوله‌های گاز، اجرای پاسخ بار پیک بحرانی به‌صورت محلی اجرا شده است. هزینه بهینه هر باس بر اساس ضریب انتقال توان، قابلیت انتقال در دسترس و با استفاده از ترکیب همزمان پاسخ بار محلی و پخش بار اقتصادی شبکه یکپارچه به طور بهینه معین شده است. مدل ترکیبی پیشنهادی بر روی یک سیستم برقی ۲۴ باسه و شبکه گاز ۱۵ گره‌ای اعمال شده است تا بهترین و قابل‌اطمینان‌ترین سناریو انتخاب شود.

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی davarymohamadmehdi@gmail.com
۲. هیات علمی دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی (نویسنده مسئول) a_mosallanejad@sbu.ac.ir

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

۱. مقدمه

رشد نامتوازن مصرف برق در سال‌های اخیر مشکلاتی نظیر تراکم خطوط، کمبود ظرفیت تولید و افزایش قیمت انرژی ایجاد نموده است. ادامه افزایش تقاضا در ساعات پیک هزینه‌های اضافی برای احداث نیروگاه‌ها و خطوط انتقال جدید را به شبکه تحمیل می‌کند (هاینس[1] و همکاران،۲۰۰۹). بااین‌حال، این هزینه‌ها تنها برای تأمین برق در ساعات محدودی از سال است؛ بنابراین لازم است از روش‌هایی مانند پاسخ بار برای کاهش مصرف در ساعات پیک و در نتیجه کاهش تراکم استفاده نمود. مدل‌سازی برنامه‌های پاسخ تقاضا بر اساس ماتریس الاستیسیته قیمت[2] یکی از روش‌های رایج و دقیق در این زمینه می‌باشد (نیکزاد و همکاران، ۲۰۱۴)، (ژائو[3] و همکاران،۲۰۱۴).

روش‌های مدیریت تراکم به دو دسته روش‌های پیشگیرانه و اصلاحی تقسیم می‌شوند. روش‌های مدیریت تراکم پیشگیرانه مبتنی بر استفاده از قابلیت انتقال در دسترس می‌باشند. به‌عبارت‌دیگر روش‌های مبتنی بر قابلیت انتقال در دسترس بر اطلاع‌رسانی به مشتریان جهت تعدیل تراکم خطوط با استفاده از الگوی بهینه مصرف تمرکز دارند. در مقاله (کومار[4] و همکارانش، ۲۰۱۳)، روش محاسبه ظرفیت انتقال آزاد بر اساس ضرایب توزیع انتقال توان، با هدف بهبود تراکم خطوط شبکه برق و کاهش هزینه تحمیلی ناشی از آن ارائه و بررسی شده است.

ذات برنامه‌های پاسخ تقاضا و برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها[5] به ترتیب به بخش تقاضا و تأمین مربوط است؛ لذا بررسی ترکیبی مسئله توزیع اقتصادی با برنامه‌های پاسخ تقاضا برای جلوگیری از تحمیل هزینه اضافی به شبکه و ایجاد قله‌ها یا دره‌های جدید؛ هنگام تعیین زمان و هزینه بهینه، بسیار مفید است. در مقاله (عارفی[6] و همکاران،۲۰۱۴) به بررسی ترکیبی مسئله توزیع اقتصادی با برنامه‌های پاسخ

1 Hines
2 Price elasticity matrix (PEM)
3 Zhao
4 Kumar
5 Unit commitment (UC)
6 Arif

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

تقاضا همراه با منابع انرژی تجدیدپذیر[1] با تمرکز بر روی شبکه توزیع خانگی پرداخته شده است. آن‌ها نشان دادند که رویکرد پیشنهادی آن‌ها می‌تواند به طور مؤثر هزینه‌های عملیاتی را هم برای تأمین‌کنندگان و هم مصرف‌کنندگان در یک ریزشبکه واحد و چندگانه کاهش دهد. نوولو و همکاران ادغام برنامه پاسخ تقاضا با پخش بار اقتصادی را با استفاده از تئوری بازی مورد بررسی قرار دادند (نوولو[2]، ۲۰۱۵). در این مدل ترکیبی؛ با پرداخت هزینه‌های به مشتریان، در تمام دوره‌ها (حتی در زمان دره)، تقاضا کاهش‌یافته است که ممکن است همیشه واقع‌گرایانه، عملی و اقتصادی نباشد. علاوه بر این فقط از یک مدل خطی برای پاسخ تقاضا استفاده شده است و سایر مدل‌ها را بررسی نکرده است.

در مقاله‌های عبدی[3] و همکاران (۲۰۱۵) ، دهنوی[4] و همکاران (۲۰۱۶) برنامه‌های پاسخ تقاضا مبتنی بر انگیزه و مبتنی بر قیمت هوشمندانه با مسئله توزیع اقتصادی پویا ترکیب شدند و نشان داده شده است که اگر هزینه‌ها و نرخ‌ها در برنامه‌های پاسخ تقاضا هوشمندانه تعیین شود، برنامه‌های پاسخ بار برای هر دو طرف عرضه و تقاضا یک بازی برد – برد خواهد بود. اما در این مراجع محدودیت‌های خط انتقال در نظر گرفته نشده‌اند و پاسخ تقاضا به‌عنوان ابزاری برای مدیریت تراکم به کار برده نشده است. در واقع اثرات پاسخ تقاضا تنها بر کاهش هزینه‌ها و بهبود مشخصه‌های منحنی بار در نظر گرفته شده است. مدل‌سازی‌های مختلف رفتار مصرف‌کننده در اثر اجرای برنامه‌های پاسخ بار مبتنی بر تعرفه زمانی با تمرکز بر برنامه تعرفه زمانی[5] در مقاله اعلمی[6] و همکاران (۲۰۱۵) توسعه‌یافته‌اند. در این مقاله اثرات برنامه‌های پاسخ بار از دیدگاه هزینه‌ها و قابلیت اطمینان شبکه بررسی شده است. اما مدل‌های توسعه‌یافته توسط آنها را تنها می‌توان در برنامه‌های پاسخ تقاضا تعرفه محور به کار برد و نمی‌توان بر روی برنامه پاسخ تقاضا تشویق محور مانند برنامه پاسخ تقاضای اضطراری یا کنترل مستقیم تقاضا اعمال کرد چرا که موجب تحمیل هزینه اضافه بر شبکه خواهد شد.

1 Renewable energy sources (RES)
2 Nwulu
3 Abdi
4 Dehnavi
5 Time of use (TOU)
6 Aalami

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

از سویی دیگر با توجه به توافقات بین‌المللی در زمینه کاهش آلودگی و توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر، سهم منابع انرژی تجدیدپذیر مانند نیروگاه‌های خورشیدی و بادی که میزان تولید برق آنها دقیقاً قابل‌کنترل نیست تا سال ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد. به دلیل عملکرد غیر قابل‌کنترل این منابع، نیروگاه‌های گازسوز نقش حیاتی در جبران تغییرپذیری منابع انرژی تجدیدپذیر برعهده دارند (عاملی[1] و همکاران،۲۰۱۹). گسترش نیروگاه‌های گازسوز به حدی است که در سال ۲۰۱۴ از مصرف ۴۹۶ ترا وات ساعت شبکه برق، سهم نیروگاه‌های گازسوز ۲۱۸ ترا وات ساعت است که اهمیت بهره‌برداری شبکه برق با درنظرگرفتن شرایط شبکه گاز طبیعی را افزایش می‌دهد (احمدی[2] و همکاران،۲۰۱۹). در مقاله ساردو[3] و همکاران (۲۰۱۶) در چارچوب تابع چندهدفه برهم‌کنش شبکه برق و گاز طبیعی با ملاحظات امنیتی پویا موردمطالعه قرار گرفته‌اند. رویکرد بهینه‌سازی چندهدفه پیشنهادی شامل هزینه شبکه برق و گاز، شاخص زمان پاک‌سازی بحرانی[4] سیستم و شاخص بارگذاری خط لوله شبکه گاز طبیعی است. روش پیشنهادی بر اساس بهره‌برداری همزمان و غیر همزمان شبکه برق و گاز تحت شرایط احتمالی مورد بررسی قرار گرفته شده است. در مقاله لیو[5] و همکاران (۲۰۱۸) روش بهره‌برداری غیرهمزمان شبکه برق به‌صورت برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها با درنظرگرفتن محدودیت‌های انتقال گاز طبیعی پیشنهاد شده است. در این روش برنامه‌ریزی شبکه‌های گاز و برق با استفاده از یک روش تکراری حل می‌شود به صورتی که ابتدا برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها با رعایت قیود شبکه برق اجرا می‌شود و سپس تقاضای گاز برای تولید برق در شبکه گاز مورد بررسی قرار می‌گیرد و در صورت عدم رعایت قیود شبکه گاز از میزان تولید نیروگاه‌های گازسوز کاسته می‌شود و به نیروگاه‌های دیگر انتقال داده می‌شود تا هنگامی که قیود شبکه گاز نیز رعایت گردد. در مقاله احمدی[6] و همکاران (۲۰۱۹) بهبود قابلیت اطمینان شبکه برق در مدل بهره‌برداری همزمان سیستم‌های برق و گاز طبیعی بررسی شده است. اما در مراجع ساردو (۲۰۱۶) ، لیو (۲۰۱۸) و احمدی (۲۰۱۹) به مدل‌سازی پویای پاسخ بار و تعیین بهینه تعرفه یا هزینه بهینه در

1Ameli
2 Ahmadi
3 Sardou
4 Critical cleaning time (CCT)
5 Liu
6 Ahmadi

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

ساختار بهره‌برداری پرداخته نشده است و در مقاله لیو و همکاران (۲۰۱۸) تنها میزان پاسخ بار از قبل تعیین و هزینه اجرای پاسخ بار لحاظ نشده است.

این مقاله بر روی اجرای برنامه پاسخ تقاضای مبتنی بر هزینه یعنی برنامه پاسخ بار پیک بحرانی تمرکز می‌کند که در آن هزینه به‌صورت داوطلبانه به مشتریان برای کاهش یا قطع مصرف آن‌ها در ساعات اوج مصرف پرداخت می‌شود و در قبال عدم اجرای پاسخ تقاضا جریمه‌ای در نظر گرفته نشده است. در کارهای قبلی در زمینه پاسخ بار عمدتاً اثرات بهره‌برداری شبکه برق تنها با استفاده از مدل خطی پاسخ بار و صرف‌نظر از نقش اثر شبکه گاز بررسی شده است اما در این مقاله به دلیل وجود نیروگاه‌های گاز و لزوم توجه به شرایط شبکه گاز طبیعی در بهره‌برداری از شبکه برق و همچنین تعیین بهترین مدل پاسخ تقاضا جهت برآورد بار شبکه، مدل‌های مختلف اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی در بهره‌برداری شبکه برق و گاز مقایسه شده است. مزیت پرداخت هزینه مختلف به هر باس در هنگام اجرای پاسخ بار پیک بحرانی کاهش بیشتر تراکم و هزینه‌های تحمیلی ناشی از تراکم می‌باشد لذا در این مقاله اجرای پاسخ بار به‌صورت محلی انجام شده است. میزان هزینه پرداختی به هر باس در ساعات پیک در بهره‌برداری همزمان شبکه گاز طبیعی و برق، متناسب با ظرفیت آزاد خطوط و لوله‌های گاز، ضرایب حساسیت خطوط یا لوله‌های گاز به تقاضای هر باس و اجرای همزمان مدل‌های مختلف خطی و غیرخطی پاسخ بار و برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها تعیین می‌گردد. بقیه این مقاله به شرح زیر است: در بخش دوم فرمول‌بندی مسئله شامل مدل‌سازی پاسخ بار و اجرای مسئله‌ی برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها به همراه برنامه پاسخ بار پیک بحرانی محلی در بهره‌برداری همزمان شبکه برق و گاز ارائه شده است. شبیه‌سازی و نتایج عددی در بخش سوم ارائه شده است. در نهایت در بخش چهارم نتیجه‌گیری ارائه شده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

۲. فرمولاسیون مسئله

برای حل مسئله مذکور، ابتدا روش محاسبه ضرایب حساسیت و ظرفیت آزاد خطوط ارائه شده و شیوه‌های مختلف مدل‌سازی پاسخ بار معرفی می‌شود. پس از آن اجرای بهینه برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها در شبکه برق و گاز طبیعی شرح داده می‌شود (احمدی[1] و همکاران،۲۰۱۹)، (ساردو[2] و همکاران ۲۰۱۶).

۲-۱. روش محاسبه ضرایب توزیع انتقال نیرو [3]و ظرفیت آزاد خطوط [4]

ضرایب توزیع انتقال توان، حساسیت توان عبوری از خط را نسبت به تغییر توان اکتیو باس نشان می‌دهد. ضرایب توزیع انتقال توان به‌صورت رابطه (۱) است که با نسبت تغییرات توان اکتیو عبوری از خط l نسبت به تغییر توان در باس m بیان می‌شود. هنگامی که اندازه این ضریب نسبتاً بالا است، نشان می‌دهد که تغییر توان در باس m می‌تواند به طور مؤثر توان عبوری از خط را بیشتر تغییر دهد؛ بنابراین، بایستی در اجرای پاسخ بار اضطراری با پرداخت هزینه بیشتر به آن باس نقش آن را در کاهش بار، بیشتر نمود. همچنین می‌توان در هنگام اجرای همزمان پاسخ بار پیک بحرانی محلی در شبکه برق و گاز نیز برای شبکه گاز هم به همین شیوه عمل کرد.

$$PTDFs_{L,m} = -\frac{\Delta|P_L|}{\Delta P_m} \qquad (۱)$$

حد انتقال هر خط به دلیل اثرگذاری متفاوت هر باس بر روی آن و حد حرارتی ناشی از اضافه بار از طریق رابطه (۲) به دست می‌آید.

1 Ahmadi
2 Sardou
3 Power transmission distribution factors (PTDFs)
4 Available transmission capacity (ATC)

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

$$TL_{L,m}=\begin{cases}\dfrac{P_L^{max}-P_L}{PTDFs_{L,m}} & PTDFs_{L,m}>0\\ \infty & PTDFs_{L,m}=0\\ \dfrac{-P_L^{max}-P_L}{PTDFs_{L,m}} & PTDFs_{L,m}<0\end{cases} \qquad (۲)$$

هرچه مقدار $TL_{L,m}$ کم‌تر باشد، خط l محدودتر می‌شود و ظرفیت آزاد خطوط خط l را می‌توان از طریق رابطه (۳) محاسبه نمود.

$$ATC_L=\min(TL_{L,m}) \qquad (۳)$$

۲-۲. مدل‌های اقتصادی پاسخ بار

روش به‌دست‌آوردن تقاضا جدید ناشی از پاسخ تقاضا بر اساس کشش قیمت است. کشش قیمت بیانگر حساسیت تقاضا مصرف‌کننده به تغییرات هزینه است و تقاضا انرژی جدید شبکه در هر ساعت با استفاده از تغییرات هزینه و تقاضا و هزینه قبل از پاسخ تقاضا به دست می‌آید که در رابطه (۴) نشان داده شده است. منظور از هزینه دراین‌رابطه هزینه و فرصت استفاده یا عدم استفاده از برق یا گاز است که برآیند تعرفه، هزینه و جریمه انرژی می‌باشد (نیکزاد[1] و همکاران،۲۰۱۴) ، (ژائو و همکاران، ۲۰۱۴).

$$E(t,t')=\frac{\rho_0(t')}{d_0(t)}\times\frac{\partial d(t)}{\partial\rho(t')} \qquad \begin{cases}E(t,t')\le 0 & t=t'\\ E(t,t')\ge 0 & t\ne t'\end{cases} \qquad (۴)$$

برای به‌دست‌آوردن میزان تقاضای جدید هر ساعت پس از اجرای پاسخ تقاضا در ۲۴ ساعت شبانه‌روز، بایستی به اثرگذاری مقادیر الاستیسیته خودی و متقابل توجه نمود. مقادیر الاستیسیته خودی $E(i,i)$ میزان تغییر بار ساعت i را به تغییر هزینه همان ساعت نشان می‌دهد اما مقادیر الاستیسیته غیر خودی $E(i,j)$ میزان تغییر تقاضا درساعت i در اثر تغییر هزینه درساعت j را نشان می‌دهد. مقادیر الاستیسیته خودی و متقابل در ۲۴ ساعت شبانه‌روز از طریق ماتریس ۲۴×۲۴ به نام ماتریس الاستیسیته قیمت طبق رابطه‌ی (۵) محاسبه می‌شود(دهنوی[2] و همکاران،۲۰۱۶).

1 Nikzad
2 Dehnavi

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta d(1)}{d_0(1)} \\ \frac{\Delta d(2)}{d_0(2)} \\ M \\ \frac{\Delta d(24)}{d_0(24)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E(1,1) & \dots & E(1,24) \\ M & O & M \\ E(24,1) & L & E(24,24) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta r(1)}{\rho_0(1)} \\ \frac{\Delta r(2)}{\rho_0(2)} \\ M \\ \frac{\Delta r(24)}{\rho_0(24)} \end{bmatrix} \quad (۵)$$

هر مدل اقتصادی تقاضا جدید را با استفاده از مقادیر الاستیسیته خودی و متقابل و تغییرات هزینه و بار قبل از پاسخ تقاضا به دست می‌آورد. مدل اقتصادی خطی در رابطه (۶) نشان داده شده است (اعلمی[1] و همکاران، ۲۰۱۰):

$$d(t) = d_0(t) \times \left[1 + \sum_{t'=1}^{24} \frac{\rho(t') - \rho_0(t') + inc(t') - pen(t')}{\rho_0(t')} \right] \quad (۶)$$

بار جدید مبتنی بر مدل‌سازی اقتصادی غیرخطی شامل توانی، نمایی و لگاریتمی به ترتیب از طریق روابط ۷ الی ۹ به دست می‌آید.

$$d_{power}(t) = d_0(t) \times \prod_{t'=1}^{24} \left(\frac{\rho(t') + inc(t') - pen(t')}{\rho_0(t')} \right)^{E(t,t')} \quad (۷)$$

$$d_{exp}(t) = d_0(t) \times \exp\left(\sum_{t'=1}^{24} \frac{\rho(t') - \rho_0(t') + inc(t') - pen(t')}{\rho_0(t')} \times E(t,t') \right) \quad (۸)$$

$$d_{log}(t) = d_0(t) \times \left(\sum_{t'=1}^{24} \mathrm{Ln}\left(\frac{\rho(t') + inc(t') - pen(t')}{\rho_0(t')} \right) \times E(t,t') \right) \quad (۹)$$

۳-۲. مدل‌سازی اجرای توزیع اقتصادی تقاضا در شبکه برق و گاز

تأمین اقتصادی تقاضا مهم‌ترین مسئله بهینه‌سازی مورد استفاده در سیستم‌های برق و گاز برای به‌دست‌آوردن زمان‌بندی بهینه بهره‌برداری واحدهای تولیدی درکل دوره توزیع می‌باشد. برای مدل‌سازی اجرای عملیات بهره‌برداری هماهنگ شبکه‌های برق و گاز طبیعی به همراه پاسخ بار، لازم است عملکرد

1 Aalami

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

هر دو شبکه در یک تابع هدف واحد بهینه شود. برای نیل به این هدف هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه‌های برق و گاز طبیعی با درنظرگرفتن اثرات نقطه – دریچه از طریق معادله (۱۰) نشان‌داده‌شده است.

$$\mathrm{TOF}=\sum_{t=1}^{24}\left\{\begin{array}{c}\sum_{g}\left[\begin{array}{c}\left(a_g+b_g P_{g,t}+c_g\left(P_{g,t}\right)^2+\left|d_g\sin\left(e_g\left(P_g^{\min}-P_{g,t}\right)\right)\right|\right)\times I_{g,t}+\\ \left[(I_{g,t}-I_{g,t-1})\times \mathrm{cost}_g^{\mathrm{startup}}\right]+\left[(I_{g,t-1}-I_{g,t})\times \mathrm{cost}_g^{\mathrm{shutdown}}\right]\end{array}\right]+\\ \sum_{\mathrm{i}}\left(\mathrm{d}_{0_{i,t}}^{\mathrm{elec}}-d_{i,t}^{\mathrm{elec}}\right)\times \mathrm{price}_{i,t}^{\mathrm{elec}}+\sum_{\mathrm{s}}\mathrm{Q}_{s,t}^{\mathrm{sup}}\times \mathrm{cost}^{\mathrm{gas}}\\ +\omega_{gas}\times\sum_{\mathrm{n}}\left(\mathrm{d}_{0_{n,t}}^{\mathrm{gas}}-d_{n,t}^{\mathrm{gas}}\right)\times \mathrm{price}_{n,t}^{\mathrm{gas}}\end{array}\right\} \qquad (۱۰)$$

تابع هدف هزینه تولید برق، راه‌اندازی و خاموش شدن نیروگاه‌ها و هزینه تأمین گاز شبکه برق و گاز را به همراه هزینه ناشی از پاسخ بار در شبکه برق و گاز طبیعی را نشان می‌دهد. ضریب ω_{gas} دارای دو مقدار ۰ یا ۱ است که در صورت اجرا یا عدم اجرای پاسخ بار در شبکه گاز طبیعی یکی از مقادیر ۱ یا ۰ را به خود می‌گیرد. هزینه اجرای پاسخ بار پیک بحرانی در شبکه برق به شکل (۱۱) است.

$$Cost_{CPP}^{\mathrm{power}}=\sum_{t}\sum_{i}\left(\mathrm{d}_{0_{i,t}}^{\mathrm{elec}}-d_{i,t}^{\mathrm{elec}}\right)\times \mathrm{price}_{i,t}^{\mathrm{elec}} \qquad (۱۱)$$

حداقل‌سازی تابع هدف (رابطه ۱۰) با رعایت محدودیت‌های عملیاتی شبکه‌های برق و گاز طبیعی که در روابط مدل‌سازی ۱۲ الی ۳۸ در ادامه بیان شده است صورت می‌گیرد. مدل‌سازی شبکه گاز طبیعی همراه با لحاظ عملکرد کمپرسور و لاین پک[1] و مخازن گاز در شبکه گاز طبیعی در روابط ۱۲ الی ۲۷ و مدل‌سازی شبکه برق در روابط ۲۸ الی ۳۹ در نظر گرفته شده است. معادله‌ی (۱۲) محدودیت حداقل/حداکثر حجم تزریق گاز توسط ترمینال را به شبکه گاز نشان می‌دهد. روابط بهره‌برداری از مخازن گاز طبیعی شامل سطح حجم گاز موجود در مخازن و قیود ورود و خروج گاز طبیعی از این مخازن در هر ساعت در روابط (۱۳) – (۱۶) نشان داده شده است. مصرف گاز نیروگاه‌های گازسوز مطابق با تولید آنها، از طریق معادله (۱۷) محاسبه می‌شود. این مصرف به‌عنوان تقاضای جدید به گره مربوطه در (۱۸) اضافه می‌شود. رابطه (۱۸) قید تعادل تأمین و مصرف در شبکه‌ی گاز را نشان می‌دهد.

1 Linepack

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

معادله‌ی (۱۹) طبق معادله‌ی پان هندل A نرخ جریان گاز عبوری در لوله‌های گاز با استفاده از تفاوت فشار بین این دو گره نشان می‌دهد. همچنین برای بالابردن فشار در شبکه‌ی گاز از کمپرسورها استفاده می‌شود. معادله‌ی (۲۰) توان مصرفی کمپرسورها را نشان می‌دهد که باید در قید تعادل شبکه برق به‌عنوان بار در نظر گرفته شود. در واقع، عملکرد کمپرسورها توسط نسبت فشار فلو خروجی به ورودی، حداکثر فلو قابل عبور و حداکثر توان مورد استفاده محدود می‌شود (معادلات (۲۱) – (۲۳)). بعلاوه، معادلات (۲۴)– (۲۵) قیود محدودیت فشار در گره‌ها و حجم جریان گاز عبوری از لوله‌های گاز را نمایش می‌دهند. معادله‌ی (۲۶) بیانگر رابطه کلی میزان گاز موجود در هر لوله گاز (لاین پک خطوط) می‌باشد که با متوسط فشار لوله گاز متناسب است. تحت شرایط پویا، فلو گاز داخل شده و خروجی متناسب با تغییرات تزریق و برداشت گاز از لوله تغییر می‌کند. بر طبق قانون تراکم مواد، تغییر در مجموع حجم گاز با تغییر بین فلو داخل و خارج شده به لوله برابر است؛ بنابراین لاین پک هر خط در هر زمان از طریق رابطه (۲۷) به دست می‌آید (احمدی[1] و همکاران،۲۰۱۹)، (ساردو[2] و همکاران ۲۰۱۶).

$$Q_s^{\min} \le Q_{s,t} \le Q_s^{\max} \tag{۱۲}$$

$$GL_q^{\min} < GL_{q,t} < GL_q^{\max} \tag{۱۳}$$

$$GL_{q,t} = GL_{q,t-1} + (Q_{q,t}^{output} - Q_{q,t}^{input}) \tag{۱۴}$$

$$0 < Q_{q,t}^{output} < Q_q^{\max\ output} \tag{۱۵}$$

$$0 < Q_{q,t}^{input} < Q_q^{\max\ input} \tag{۱۶}$$

$$Q_{g,t}^{gen} = \sigma \times H_v \times P_{g,t} \tag{۱۷}$$

$$\sum_s Q_{s,t}^{sup} - \sum_p Q_{p,t}^{pipe} - \sum_c Q_{c,t}^{comp} + \sum_q Q_{q,t}^{input} = \sum_n d_{n,t}^{gas} + \sum_g Q_{g,t}^{gen} + \sum_q Q_{q,t}^{output} \tag{۱۸}$$

$$\left(Pr_{p,t}^{out}\right)^2 - \left(Pr_{p,t}^{in}\right)^2 = \frac{18.43 \times \text{Lenght}_p}{\left(\eta_p\right)^2 \times \text{Diameter}_p^{4.854}} \times \left(Q_{p,t}^{pipe}\right)^{1.854} \tag{۱۹}$$

1 Ahmadi
2 Sardou

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

$$Pr_{c,t}^{comp} = \frac{\beta^{\text{comp}} \times Q_{c,t}^{comp}}{\eta^{\text{comp}}} \left[\left(\frac{Pr_{c,t}^{out}}{Pr_{c,t}^{in}} \right)^{\frac{1}{\beta^{\text{comp}}}} -1 \right] \quad (۲۰)$$

$$1 \le \left(\frac{Pr_{c,t}^{out}}{Pr_{c,t}^{in}} \right) \le \text{RP}^{\max} \quad (۲۱)$$

$$0 \le Q_{c,t}^{comp} \le \text{Q}_{\text{c,t}}^{\text{compmax}} \quad (۲۲)$$

$$0 \le Pr_{c,t}^{comp} \le \text{Pr}_{\text{c,t}}^{\text{compmax}} \quad (۲۳)$$

$$\text{Pr}_{\text{n}}^{\min} \le Pr_{n,t} \le \text{Pr}_{\text{n}}^{\max} \quad (۲۴)$$

$$\text{Q}_{\text{p}}^{\text{pipemin}} \le Q_{p,t}^{pipe} \le \text{Q}_{\text{p}}^{\text{pipemax}} \quad (۲۵)$$

$$LP_p = \frac{Pr_p^{average} \times V_p}{\rho^{\text{normal}} \times \text{ZTR}^{\text{normal}}} \quad (۲۶)$$

$$LP_{p,t} = LP_{p,t}^{0} + \sum_{0}^{t} \left(Q_{p,t}^{pipe.in} - Q_{p,t}^{pipe.out} \right) \quad (۲۷)$$

روابط ۲۸ الی ۳۹ قیود و روابط مربوط به مدل‌سازی شبکه برق در هنگام بهره‌برداری همزمان شبکه برق و گاز طبیعی آورده شده است. رابطه معادله‌ی (۲۸) – (۲۹) محدودیت‌های حداقل زمان روشن / خاموش بودن را برای راه‌اندازی مجدد یا خاموش نمودن واحدهای حرارتی نشان می‌دهد. معادله‌ی (۳۰) قید تعادل توان تولیدی با تقاضا را نشان می‌دهد. معادلات (۳۱) حداقل/ حداکثر ظرفیت توان تولیدی واحدهای حرارتی را نشان می‌دهد. بعلاوه، در معادلات (۳۲) – (۳۳) به ترتیب محدودیت‌های شیب افزایش یا کاهش تولید واحدهای حرارتی را نشان می‌دهند. در معادله‌ی (۳۴) توان عبوری از هر خط را در هر ساعت نشان می‌دهد. معادله‌ی (۳۵) حداکثر ظرفیت عبوری خطوط را نشان می‌دهد. رابطه (۳۶) بیانگر قید رزرو چرخان است. در این مقاله میزان رزرو چرخان موردنیاز برابر ۰.۱ بار کل جدید شبکه برق در هر ساعت است که در رابطه (۳۷) آورده شده است. رابطه (۳۸) بیانگر نواحی ممنوعه تولید ژنراتورهای حرارتی است (احمدی[1] و همکاران،۲۰۱۹)، (ساردو[2] و همکاران ۲۰۱۶).

1 Ahmadi
2 Sardou

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

$$\sum_t I_{g,t} \geq \mathrm{T_g^{on}} \left(I_{g,t} - I_{g,t-1} \right) \quad (۲۸)$$

$$\sum_t \left(1 - I_{g,t}\right) \geq \mathrm{T_g^{off}} \left(I_{g,t-1} - I_{g,t} \right) \quad (۲۹)$$

$$\sum_g P_{g,t} + \sum_i Pw_{i,t} = \sum_i d_{i,t}^{elec} + \sum_c P_{c,t}^{comp} \quad (۳۰)$$

$$I_{g,t} \times \mathrm{P_{g,t}^{min}} \leq P_{g,t} \leq I_{g,t} \times \mathrm{P_{g,t}^{max}} \quad (۳۱)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq \mathrm{RU_g} I_{g,t-1} + \mathrm{SUR_g} (I_{g,t} - I_{g,t-1}) \quad (۳۲)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq \mathrm{RD_g} I_{g,t} + \mathrm{SDR_g} (I_{g,t-1} - I_{g,t}) \quad (۳۳)$$

$$PL_{L,t} = \mathrm{B_L} \left(\theta_{L,t}^{in} - \theta_{L,t}^{out} \right) \quad (۳۴)$$

$$\mathrm{P_L^{min}} \leq P_{L,t} \leq \mathrm{P_L^{max}} \quad (۳۵)$$

$$\sum_g I_{g,t} \times P_{t,g}^{\max} + \sum_i Pw_{i,t} \geq \mathrm{SRPT}_t + \sum_i d_{i,t}^{elec} + \sum_c P_{c,t}^{comp} \quad (۳۶)$$

$$SRPT_t = 0.1 \times \sum_i d_{t,g}^{elec} \quad (۳۷)$$

$$\begin{cases} \mathrm{P_{(g,t)}^{min}} \leq P_{(g,t)} \leq \mathrm{P_{(g,t),1}^{L}} & \mathrm{g=1,2,...,Ng} \\ \mathrm{P_{(g,t),R-1}^{U}} \leq P_{(g,t)} \leq \mathrm{P_{(g,t),R}^{L}} & \mathrm{t=1,2,...,24} \\ \mathrm{P_{(g,t),n_g}^{U}} \leq P_{(g,t)} \leq \mathrm{P_{(g,t)}^{max}} & \mathrm{R=2,3,...,n_g} \end{cases} \quad (۳۸)$$

رابطه (۳۹) محدوده تغییرات نرخ پاداش پرداخت شده به مشتریان در برنامه پاسخ بار پیک بحرانی را نشان می‌دهد که باید در رنج معقولی قرار گیرد. در شبیه‌سازی این مقاله این رنج میان ۰/۱ تا ۱۰ برابر قیمت اولیه برق در نظر گرفته شده است (نیکزاد[1] و همکاران،۲۰۱۴).

$$\mathrm{INC_{i,t}^{min}} < INC_{i,t} < \mathrm{INC_{i,t}^{max}} \quad (۳۹)$$

1 Nikzad

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

۳. روش حل

با توجه به جامعیت نحوه اجرای همزمان پاسخ بار پیک بحرانی محلی در شبکه برق و گاز در بهره‌برداری همزمان از شبکه یکپارچه، لذا ابتدا آن را مفصل شرح داده و در انتها نحوه اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی در شبکه برق هنگام بهره‌برداری همزمان از شبکه یکپارچه بیان شده است. روش تعیین هزینه بهینه میانگین کل هر شبکه جهت اجرای همزمان پاسخ بار پیک بحرانی محلی در شبکه برق و گاز در بهره‌برداری همزمان از شبکه یکپارچه بر مبنای ظرفیت آزاد خطوط برق و لوله‌های گاز طبیعی، ضریب توزیع انتقال توان هر باس مرتبط با خط بحرانی و ضریب توزیع انتقال توان هر گره نسبت به لوله‌های بحرانی به همراه بهینه‌سازی تابع هدف (رابطه ۱۰) تعیین می‌شود. در فلوچارت شکل ۱ شیوه اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی در هر دو شبکه نشان داده شده است. ابتدا داده‌های ورودی اولیه تعریف می‌شوند. سپس با اجرای برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها به همراه اجرای یکسان پاسخ تقاضا در همه‌ی شبکه، هزینه کل و خطوط و لوله‌های بحرانی و ضرایب توزیع انتقال توان هر باس نسبت به خطوط و ضرایب توزیع انتقال توان هر گره نسبت به لوله گاز در معرض تراکم معین شده است. سپس مقادیر ضرایب حساسیت خطوط نسبت به تغییرات بار هر باس و هر لوله نسبت به هر گره برای هر ساعت با توجه به تولید بهینه محاسبه‌شده و مقادیر ظرفیت آزاد خطوط و لوله‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرند. با توجه به مقادیر ظرفیت آزاد خطوط خط بحرانی در ساعت پیک مشخص می‌شود و متناسب با ضرایب توزیع انتقال توان آن خط یا لوله، نسبت به تغییر تقاضا شین‌ها در شبکه برق و گره‌ها در شبکه گاز ضریبی به هر باس داده می‌شود تا بدین صورت تأثیر هر باس شبکه برق یا هر ترمینال شبکه گاز که به ترتیب در تراکم خطوط برق و لوله گاز طبیعی بیشتر مؤثر است کاهش بیشتری یافته و خط یا لوله از تراکم انتقال بیشتر خارج شود. بار جدید هر باس و ترمینال متناسب با آن ضریب و هزینه میانگین کل و مدل اقتصادی پاسخ تقاضا معین می‌شود و دوباره عملیات برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها برای توزیع اقتصادی تقاضا اجرا می‌شود تا در نقطه بهینه عملیات پایان یابد.

در هر مرحله از عملیات بهینه‌سازی اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی چند قید زیر علاوه بر قیود بهره‌برداری مورد بررسی قرار می‌گیرد:

- قید اول) در هر مرحله قبل از آغاز عملیات بهینه‌سازی برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها شبکه یکپارچه برق و گاز به همراه اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی، هزینه کل هر شبکه جداگانه چک می‌شود

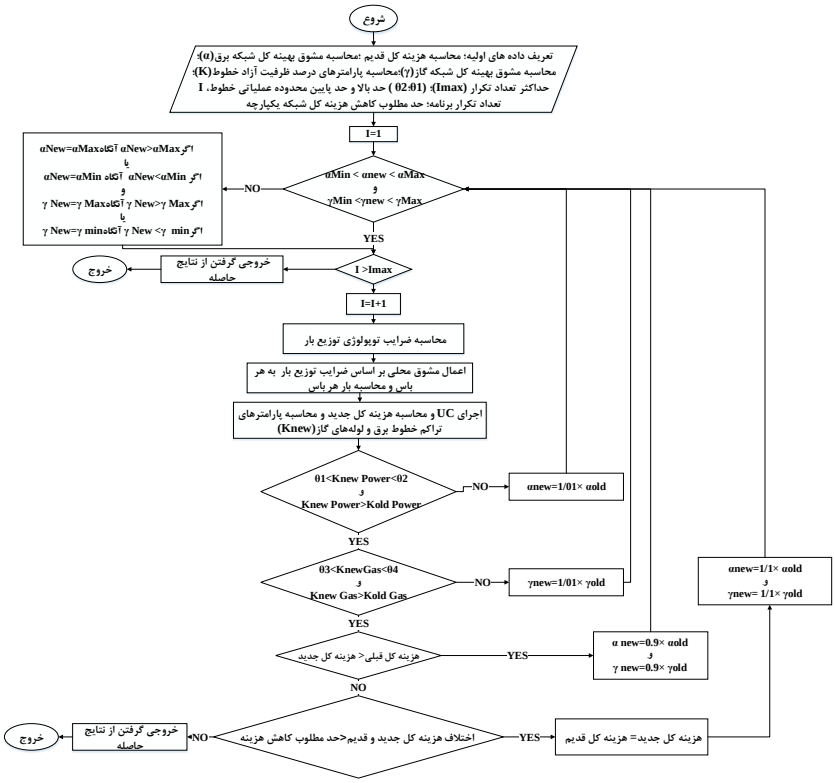
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

تا در محدوده قابل‌قبول باشد و در صورت عبور از حداکثر یا حداقل مجاز، میزان هزینه مربوطه به حدود مجاز تغییر می‌کند.

- قید دوم) چک کردن تعداد تکرار مجاز: در هر مرحله قبل از آغاز عملیات بهینه‌سازی تعداد تکرار عملیات چک می‌شود تا در محدوده قابل‌قبول باشد و در صورت عدم رعایت این شرط بهینه‌سازی خاتمه و داده‌های موجود به خروجی داده می‌شود.
- قید سوم) بررسی وضعیت تراکم خطوط برق از لحاظ قرارگیری در محدوده قابل‌قبول عملیاتی و در صورت عبور از محدوده عملیاتی قابل‌قبول، به هزینه میانگین مرحله قبل شبکه برق ۰.۰۱ هزینه قبلی اضافه و هزینه جدید از طریق شرط اول دوباره چک می‌شود.
- قید چهارم) بررسی وضعیت تراکم لوله‌های گاز از لحاظ قرارگیری در محدوده قابل‌قبول عملیاتی و در صورت عبور از محدوده عملیاتی قابل‌قبول، به هزینه میانگین مرحله قبل شبکه گاز طبیعی ۰.۰۱ هزینه قبلی اضافه و هزینه جدید از طریق شرط اول دوباره چک می‌شود.
- قید پنجم) مقایسه هزینه کل جدید و قدیم: اگر هزینه کل شبکه یکپارچه افزوده شده باشد از هزینه کل مرحله قبل شبکه برق و گاز طبیعی ۰.۱ کاسته می‌شود و دوباره با هزینه جدید عملیات برنامه‌ریزی مشارکت نیروگاه‌ها و پاسخ بار پیک بحرانی محلی اجرا می‌شود و در صورت عدم افزایش هزینه کل شرط بعدی شرط بعدی بررسی می‌شود.
- قید ششم) بررسی اختلاف هزینه کل جدید و هزینه کل مرحله قبل: اگر اختلاف هزینه کل جدید نسبت به هزینه کل قدیم از یک مقدار کمتر باشد عملیات بهینه‌سازی خاتمه می‌یابد و در صورت وجود اختلاف بیشتر، هزینه کل شبکه برق و گاز طبیعی ۰.۱ افزوده شده و دوباره با چک کردن شرط اول چرخه بهینه‌سازی ادامه می‌یابد.

تعیین هزینه بهینه میانگین جهت اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی تنها در شبکه برق در هنگام بهره‌برداری همزمان از شبکه یکپارچه همانند روش فوق است با این تفاوت که دیگر شرط چهارم و انجام تغییرات در هزینه مربوط به شبکه گاز مورد بررسی قرار نمی‌گیرد و هزینه شبکه برق با استفاده از ظرفیت آزاد خطوط برق، ضریب توزیع انتقال توان مرتبط هر باس با خط بحرانی و هزینه‌های تأمین برق و گاز و هزینه ناشی از پاسخ بار از طریق رابطه ۱۰ تعیین می‌شود.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]



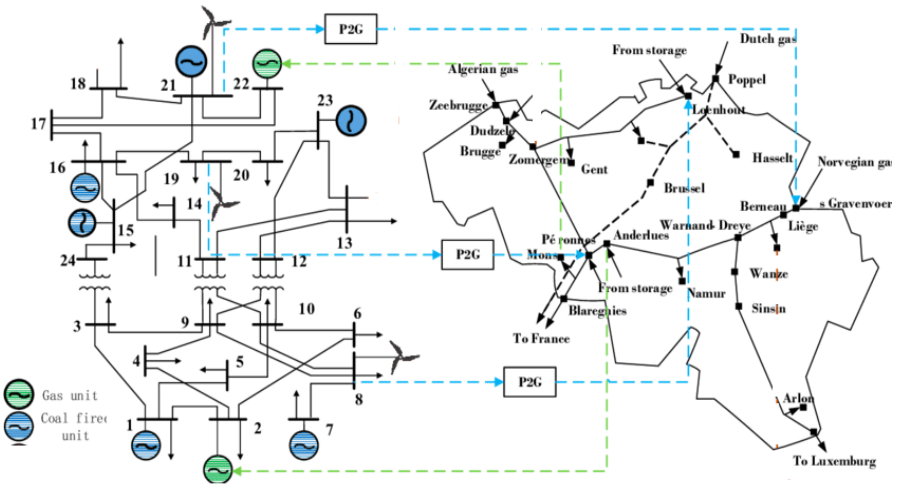
شکل ۱. فلوچارت حل مسئله‌ی تلفیقی در شبکه برق و گاز

٤. نتایج شبیه‌سازی

برای ارزیابی روش پیشنهادی در مدل‌های مختلف پاسخ تقاضا، از نمونه مطالعاتی مطابق شکل ۲ استفاده شده است. با توجه به اینکه شرایط بهینه‌سازی در حالت غیرخطی و باینری می‌باشد لذا با استفاده از حل‌کننده برنامه غیرخطی عدد صحیح مختلط[1] در نرم‌افزار گمز[2] عملیات بهینه‌سازی انجام شده است.

1 Mixed integer nonlinear program (MINP)
2 GAMS

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]



شکل ۲. نمونه مطالعاتی شبکه برق و گاز (عاملی[1] و همکاران،۲۰۱۹)

ساعات کم‌باری، میان‌باری و پیک‌بار شبکه برق و گاز طبیعی و مقادیر تجربی ماتریس الاستیسیته قیمت در جدول ۱ قرار دارد (عاملی و همکاران،۲۰۱۹) ، (عبدی[2] و همکاران،۲۰۱۵). درصد مشارکت هر باس در اجرای پاسخ بار پیک بحرانی ۲۰% بار آن شین در نظر گرفته شده است. قیمت برق در دره، میان باری و پیک به ترتیب برابر با ۱۵،۲۵،۳۵ دلار بر مگاوات ساعت و قیمت گاز طبیعی ۰.۳۵دلار بر مترمکعب است.

جدول ۱. ساعات پیک و غیر پیک شبکه یکپارچه برق و گاز

	کم باری	میان باری	پیک‌بار
شبکه برق	۱ الی ۸	۸ الی ۱۱ و ۱۶ الی ۲۰	۱۲ الی ۱۶ و ۲۰ الی ۲۴
شبکه گاز	۱ الی ۶	۱۰ الی ۱۶ و ۲۱ الی ۲۴	۶ الی ۱۰ و ۱۶ الی ۲۱

در این بخش به مقایسه میان نتایج اجرای پاسخ بار در هر دو شبکه برق و گاز در هنگام بهره‌برداری همزمان شبکه یکپارچه برق و گاز با استفاده از مدل‌های خطی و غیرخطی پاسخ تقاضا پرداخته می‌شود.

1 Ameli
2 Abdi

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

تفاوت سناریوها در مدل به کاربر برده شده برای بیان نحوه عملکرد مصرف‌کننده در ساعات پیک در ازای افزایش هزینه پرداختی می‌باشد. ضریب ω_{gas} در هنگام اجرای پاسخ بار در هر دو شبکه این ضریب برابر ۱ است. جزئیات سناریوها در جدول ۲ خلاصه شده است .

جدول ۲. جزئیات سناریوهای مختلف هنگام اجرای پاسخ بار پیک بحرانی در شبکه برق و گاز

سناریوها	مدل اجرای پاسخ بار در شبکه برق	مدل اجرای پاسخ بار در شبکه گاز
1	--------	--------
۲	خطی	خطی
۳	توانی	توانی
۴	نمایی	نمایی
۵	لگاریتمی	لگاریتمی

در جدول ۳ هزینه‌های سناریوهای مختلف نشان داده شده است. با توجه به نتایج ارائه شده در جدول ۳ ، حداکثر کاهش هزینه کل که شامل هزینه کل شبکه‌های برق و گاز است در سناریو ۲ (اجرای مدل خطی پاسخ بار پیک بحرانی به‌صورت محلی در هر دو شبکه) با هزینه ۳۰۸۳ هزار دلار است و کمترین کاهش در سناریو ۳ (اجرای مدل توانی پاسخ بار پیک بحرانی به‌صورت محلی در هر دو شبکه) با هزینه کل ۳۱۵۷ هزار دلار است. طبق نتایج سناریوها، اجرای همزمان پاسخ بار پیک بحرانی به‌صورت محلی در هر دو شبکه با استفاده از مدل خطی در مقایسه با سایر مدل‌ها، باعث کاهش بیشتر هزینه کل شبکه یکپارچه و هزینه بهینه پرداختی مصرف‌کننده در شبکه برق و گاز می‌شود.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

جدول ۳. تأثیر اقتصادی اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی

سناریوها	میزان تغییر تعرفه پیک بحرانی شبکه برق (دلار بر مگاوات ساعت)	هزینه تولید برق (هزار دلار)	افزایش هزینه مشترک در اثر اجرای پاسخ بار (هزار دلار)	هزینه کل مشترک (هزار دلار)	میزان تغییر تعرفه پیک بحرانی شبکه گاز (دلار بر میلیون مترمکعب)	هزینه تأمین گاز (هزار دلار)	افزایش هزینه مشترک در اثر اجرای پاسخ بار (هزار دلار)	هزینه کل شبکه گاز (هزار دلار)	هزینه کل (هزار دلار)
1	۰	۱۱۶۱	۰	۱۱۶۱	۰	۲۲۸۹	۰	۲۲۸۹	۳۴۴۹
۲	۲۰.۰۳	۹۵۸	۱۰۲.۱۳	۱۰۶۰	۲۷۸.۴۰	۱۹۷۶	۴۷.۹۸	۲۰۲۴	۳۰۸۳
۳	۲۵.۳۵	۱۰۵۲	۳۳.۸۳	۱۰۸۶	۲۳۰.۰۳	۲۰۴۸	۲۳.۱۸	۲۰۷۱	۳۱۵۷
۴	۲۳.۵	۱۰۴۷	۶۰.۸۳	۱۱۰۸	۲۵۵.۷۳	۱۹۹۸	۳۴.۹۰	۲۰۳۳	۳۱۴۱
۵	۲۵.۰۳	۱۰۳۱	۶۲.۴۲	۱۰۹۳	۲۴۲.۸۸	۲۰۱۶	۲۷.۹۱	۲۰۴۴	۳۱۳۷

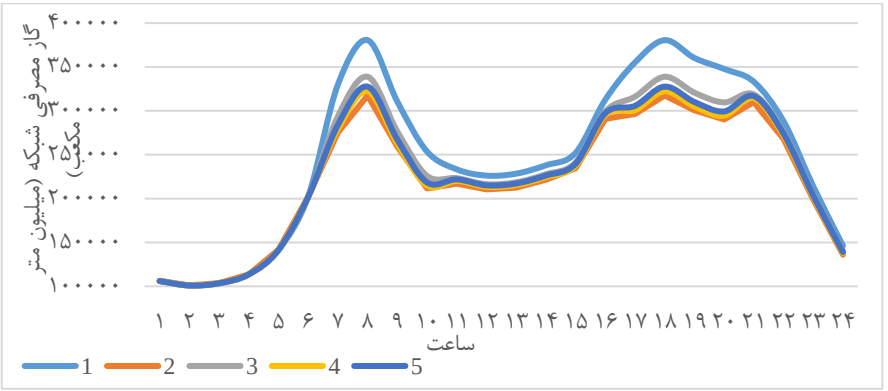
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

کاهش هزینه کل شبکه یکپارچه فقط به دلیل کاهش هزینه شبکه گاز به دلیل اجرای پاسخ بار پیک بحرانی به‌صورت محلی در شبکه گاز نیست. بلکه همان‌طور که در جدول ۳ قابل رویت هست اجرای پاسخ تقاضا در شبکه گاز، هزینه کل شبکه برق را نیز کاهش داده است. کاهش هزینه کل شبکه برق به این دلیل است که با اجرای پاسخ بار در شبکه گاز برخی از محدودیت‌های پیک شبکه گاز رفع شده و به شبکه برق این اجازه را می‌دهد تا از برخی از نیروگاه‌های گازسوز که هزینه بهره‌برداری کمتری دارند استفاده بیشتری کند. از سویی دیگر طبق نتایج، بیشترین کاهش هزینه در مدل‌سازی خطی رخ می‌دهد که ناشی از کاهش بیشتر تقاضا و در نتیجه کاهش هزینه تولید است چرا که کاهش هزینه تولید بیشتر از افزایش هزینه پرداخت هزینه است؛ لذا در نهایت خود را در کاهش هزینه کل شبکه برق و گاز نشان می‌دهد.

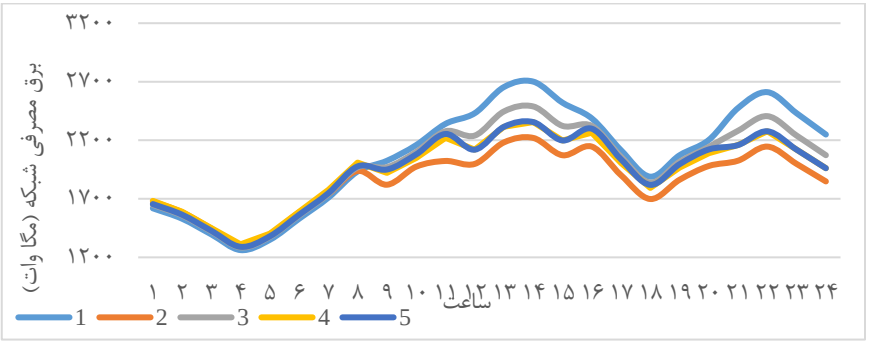
شکل ۳ منحنی مصرف گاز طبیعی و شکل ۴ منحنی مصرف برق شبکه برق و گاز را در اثر اجرای پاسخ بار پیک بحرانی به‌صورت محلی نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۳ و ۴ نشان داده شده است؛ مدل‌سازی خطی پاسخ بار بیشترین و مدل‌سازی توانی کمترین کاهش پیک را در پاسخ به هزینه بهینه حاصل از عملیات بهینه‌سازی دارد. مدل توانی نسبت به مدل خطی به دلیل اثرات شیوه مدل‌سازی با وجود پرداخت هزینه بهینه بیشتر اما کاهش پیک کمتر است. وضعیت اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی[1] در شبکه برق و گاز با استفاده از مدل‌های خطی، توانی، نمایی و لگاریتمی با هزینه‌های بهینه مربوطه، روندی مشابه شکل ۴ دارد.

1 LEDRP

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]



شکل ۳. تأثیر پاسخ بار پیک بحرانی محلی بر روی منحنی مصرف گاز



شکل ۴. تأثیر پاسخ بار پیک بحرانی محلی بر روی منحنی مصرف برق

شاخص‌های مختلف ارزیابی منحنی بار الکتریکی شامل بار کل شبکه، کاهش پیک، درصد اختلاف پیک به دره[1]، ضریب بار[2] و درصد کاهش بار است که برای سناریوهای گوناگون در جدول ۴ نشان داده شده است. همان‌طور که اعداد نشان می‌دهد اجرای پاسخ بار در تمامی سناریوها موجب بهبود شاخص‌های مختلف ارزیابی منحنی بار الکتریکی شده است اما اجرای پاسخ بار خطی (سناریو ۲) بیشتر از سایر بهبود می‌یابد. از آنجا که در پاسخ بار پیک بحرانی عمدتاً بارهای قابل قطع مشارکت دارند لذا مقدار کمی از بار پیک به دره منتقل شده است.

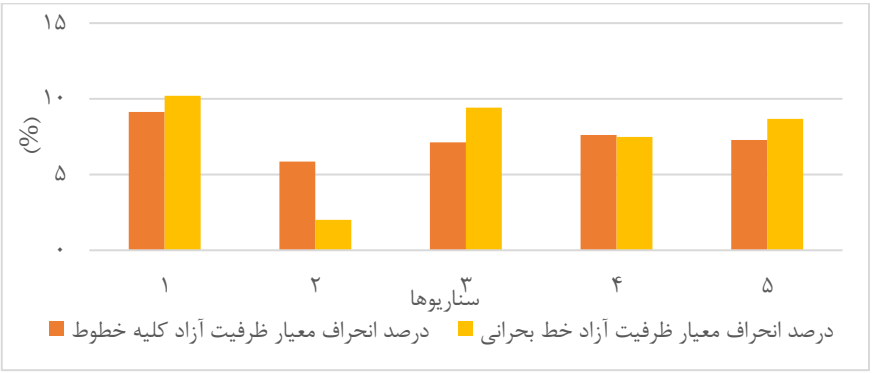
1 peak to valley (PTV)
2 load factor (LF)

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

جدول ۴. تأثیر اجرای پاسخ بار پیک بحرانی محلی بر منحنی برق

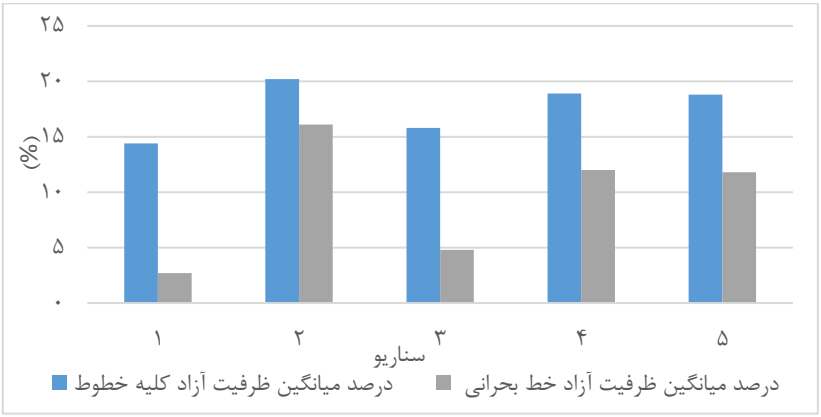
سناریوها	مجموع برق مصرفی (مگاوات ساعت)	اختلاف پیک به دره(%)	کاهش بار (%)	کاهش پیک (%)	ضریب بار(%)
۱	۴۹۵۹۶	۵۳.۲۸	۰	۰	۷۶.۵۱
۲	۴۴۶۷۵.۶۴	۴۰.۸۵	۹.۹۲	۱۸.۳	۸۴.۱۷
۳	۴۷۶۳۳.۹۷	۴۷.۹	۳.۹۶	۱۰.۲۲	۸۱.۱۶
۴	۴۷۲۳۱.۶۱	۴۴.۲۲	۸.۶	۱۶.۳۴	۸۳.۵۹
۵	۴۶۶۰۶.۰۱	۴۵.۲۲	۵.۹	۱۳.۰۲	۸۲.۶۸

هدف اجرای محلی پاسخ بار پیک بحرانی بهبود بیشتر تراکم خطوط شبکه برق و کاهش تغییرات لاین پک لوله‌های گاز می‌باشد. شکل ۵ میانگین و شکل ۶ انحراف معیار درصد ظرفیت آزاد کلیه خطوط و خط بحرانی را نشان می‌دهد. طبق شکل ۵ و ۶ مدل‌سازی خطی اجرای پاسخ بار در شبکه برق و گاز (سناریو ۲) به دلیل رفع محدودیت‌های انتقال گاز در اثر اجرای پاسخ تقاضا در شبکه گاز و جابه‌جایی بخشی از تولید نیروگاه‌ها به دلیل افزایش بیشتر میانگین و کاهش بیشتر انحراف معیار درصد ظرفیت آزاد کلیه خطوط و حتی خط بحرانی در طول دوره بهره‌برداری گردیده است لذا بهترین سناریو جهت کاهش تراکم خطوط می‌باشد.



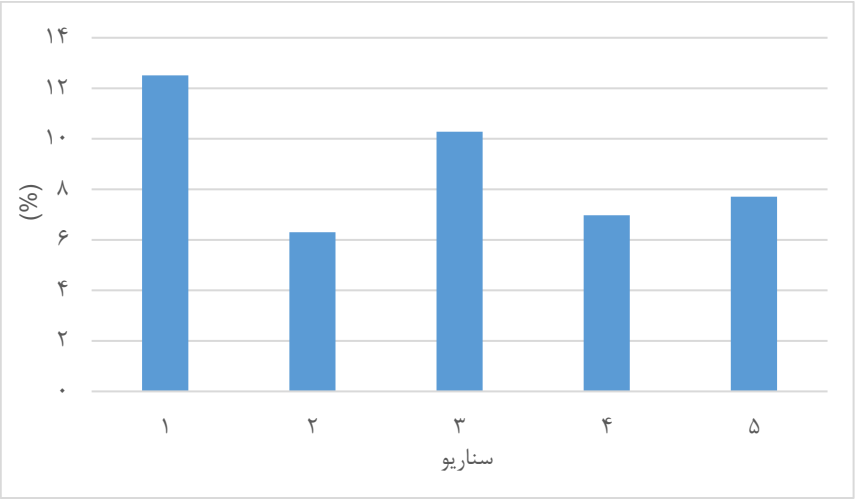
شکل ۵ درصد انحراف معیار ظرفیت آزاد خطوط شبکه برق

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]



شکل ۶. میانگین درصد ظرفیت آزاد خطوط شبکه برق

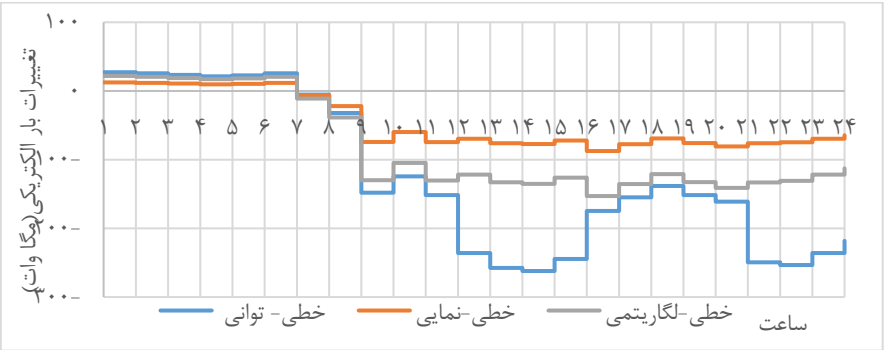
شـکل ۷ درصـد انحراف معیار لوله‌های گاز را نشـان می‌دهد. سـناریو ۲ با انحراف معیار کمتر بهترین عملکرد را میان سایر سناریوها دارد. این امر به دلیل اثرگذاری بیشتر مدل خطی نسبت به سایر مدل‌ها در کاهش بیشـتر پیک مصـرف گاز و برق می‌باشـد. به دلیل وجود نیروگاه‌های گازسـوز کاهش مصـرف شـبکه برق به‌سـرعت در شـبکه گاز نیز اثر گذاشـته و با کاهش مصـرف نیروگاه گازسـوز انحراف تغییرات گاز عبوری از لوله‌های گاز نیز بیشتر کاهش می‌یابد.



شکل ۷. درصد انحراف معیار تغییرات لاین پک همه لوله‌های گاز

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

اما باید به خطای برآورد بار توسط مدل‌های مختلف پاسخ بار توجه داشت چون اگر از مدل بار (نه محافظه‌کار و قابل‌اعتماد) برای برآورد بار استفاده شود، ممکن است سیستم پاسخگوی تقاضای بار نباشد. در این حالت، هزینه سیستم بسیار زیاد خواهد بود؛ بنابراین، انتخاب مدل بار به‌دقت ممکن است اثرات مهمی بر روی نتایج داشته باشد.



شکل ۸. منحنی خطا برآورد بار در مدل‌های مختلف پاسخ بار

در شکل ۸ خطای تخمین منحنی بار که تفاوت بین مقادیر مدل‌های پاسخ بار خطی و غیرخطی ($d_{linear} - d_{nonlinear}$) است نمایش داده شده است. بیش‌ترین تفاوت بین مدل‌های خطی و توانی اتفاق می‌افتد. مقادیر منفی به این معنا هستند که مقدار تقاضای واقعی بیشتر از تقاضای فرضی است. روش انتخاب مدل‌های بار اقتصادی بسیار محافظه‌کارانه و قابل‌اعتماد به گونه‌ای است که مدلی که بیش‌ترین مقدار تقاضا را پیش‌بینی نماید به‌عنوان محافظه‌کار و قابل‌اعتمادترین سناریو انتخاب خواهد شد. مدل توانی با وجود افزایش هزینه و کاهش کمتر تراکم و کاهش کم تقاضا پیک برای تخمین تقاضا قابل اعتماد تر به دلیل بیشترین مقدار پیش‌بینی‌شده و بیشترین تفاوت با مدل خطی، مدل بار محافظه کارانه و قابل‌اعتماد است زیرا که در این مقاله از هزینه ناشی از عدم تأمین تقاضا صرف‌نظر نموده بودیم که با وجود آن ممکن است این هزینه‌ها جبران نیز گردد. به‌عبارت‌دیگر، مدیریت بهره‌برداری شبکه اگر بخواهد برآورد محاظه‌کارانه‌ای برای پیش‌بینی اثر پاسخ تقاضا محلی داشته باشد، باید از مدل توانی برای برآورد بار به جای مدل خطی استفاده کند.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

۵. نتیجه‌گیری

به دلیل افزایش توجه به مسائل زیست‌محیطی در جهان، ظرفیت تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر در شبکه برق افزایش‌یافته است. اما با وجود عدم قطعیت در میزان تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر، استفاده از نیروگاه‌های انعطاف‌پذیر مانند نیروگاه‌های گازی برای جبران کمبود تولید احتمالی گسترش‌یافته است. به بیان دیگر، نیروگاه‌های انعطاف‌پذیر گازی واسطه‌ای میان شبکه‌های برق و گاز طبیعی هستند و لزوم توجه به بهره‌برداری همزمان شبکه برق و گاز طبیعی را ایجاد می‌کند. از سویی دیگر با رشد نامتوازن مصرف برق و به تبع آن رشد قیمت انرژی و تراکم خطوط شبکه در ساعات پیک، اجرای پاسخ بار به‌عنوان یک روش مؤثر اهمیت زیادی پیدا کرده است؛ لذا در این مقاله مدل‌سازی پاسخ بار در هنگام بهره‌برداری همزمان این دو شبکه موردتوجه قرار گرفته است مدل‌سازی برنامه پاسخ بار بر اساس ماتریس الاستیسیته تقاضا یکی از رایج‌ترین و قوی‌ترین روش‌ها در این زمینه می‌باشد. ازاین‌رو در این مقاله مدل‌های مختلف خطی و غیرخطی مبتنی بر ماتریس الاستیسیته تقاضا برای اجرای پاسخ بار بررسی شده است. تعرفه بهینه پیک بحرانی انرژی در هر شبکه از ترکیب همزمان مدل‌سازی پاسخ بار و پخش بار اقتصادی شبکه یکپارچه تعیین می‌گردد. همچنین در مدل پیشنهادی به نقش لاین پک در تأمین تغییرات سریع تقاضای گاز نیز پرداخته شده است که می‌توان نقش آن را همچون ذخیره‌ساز در شبکه گاز تعریف نمود و در ساعات خاصی برای تأمین تقاضا شبکه گاز از این ظرفیت استفاده کرد. بر اساس شبیه‌سازی انجام شده می‌توان نتیجه گرفت که اجرای پاسخ بار خطی موجب کاهش بیشتر هزینه و تنش بر خطوط گاز، بهبود بهتر منحنی مصرف برق و گاز می‌گردد. اما مدیریت بهره‌برداری شبکه در هنگام انتخاب مدل برآورد بار باید به میزان ریسک عدم برآورده شدن میزان کاهش بار توسط مصرف‌کننده توجه نمود؛ لذا مدیریت بهره‌برداری شبکه اگر به عدم تأمین تقاضای انرژی شبکه بیشتر اهمیت می‌دهد باید هنگام انتخاب مدل برآورد تقاضای شبکه با وجود افزایش هزینه، از مدل محافظه‌کارانه‌ای همچون مدل توانی در برآورد کاهش پیک استفاده نماید.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

منابع

Aalami, H. A., Moghaddam, M. P., & Yousefi, G. R. (2010). Modeling and prioritizing demand response programs in power markets. Electric Power Systems Research, 80(4), 426-435.

Aalami, H. A., Moghaddam, M. P., & Yousefi, G. R. (2015). Evaluation of nonlinear models for time-based rates demand response programs. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 65, 282-290.

Abdi, H., Dehnavi, E., & Mohammadi, F. (2015). Dynamic economic dispatch problem integrated with demand response (DEDDR) considering non-linear responsive load models. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(6), 2586-2595.

Ahmadi, A., Nezhad, A. E., Siano, P., Hredzak, B., & Saha, S. (2019). Information-gap decision theory for robust security-constrained unit commitment of joint renewable energy and gridable vehicles. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 16(5), 3064-3075.

Ameli, H., Qadrdan, M., & Strbac, G. (2019). Coordinated operation strategies for natural gas and power systems in presence of gas-related flexibilities. IET Energy Systems Integration, 1(1), 3-13.

Arif, A., Javed, F., & Arshad, N. (2014). Integrating renewables economic dispatch with demand side management in micro-grids: a genetic algorithm-based approach. Energy Efficiency, 7(2), 271-284.

Dehnavi, E., & Abdi, H. (2016). Optimal pricing in time of use demand response by integrating with dynamic economic dispatch problem. Energy, 109, 1086-1094.

Dehnavi, E., & Abdi, H. (2016). Determining optimal buses for implementing demand response as an effective congestion management method. IEEE Transactions on Power Systems, 32(2), 1537-1544.

Hines, P., Apt, J., & Talukdar, S. (2009). Large blackouts in North America: Historical trends and policy implications. Energy Policy, 37(12), 5249-5259.

Kumar, A., & Kumar, M. (2013). Available transfer capability determination using power transfer distribution factors. Int. J. Inf. Comput. Technol., 3(11), 1035-1040.

Liu, F., Bie, Z., & Wang, X. (2018). Day-ahead dispatch of integrated electricity and natural gas system considering reserve scheduling and renewable uncertainties. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 10(2), 646-658.

Nikzad, M., & Mozafari, B. (2014). Reliability assessment of incentive-and priced-based demand response programs in restructured power systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 56, 83-96.

Nwulu, N. I., & Xia, X. (2015). Multi-objective dynamic economic emission dispatch of electric power generation integrated with game theory based demand response programs. Energy Conversion and Management, 89, 963-974.

Sardou, I. G., Khodayar, M. E., & Ameli, M. T. (2016). Coordinated operation of natural gas and electricity networks with microgrid aggregators. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(1), 199-210.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

Zhao, S., & Ming, Z. (2014). Modeling demand response under time-of-use pricing. In 2014 International Conference on Power System Technology (pp. 1948-1955). IEEE.

Zhang, X., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A., & Abusorrah, A. (2015). Hourly electricity demand response in the stochastic day-ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks. IEEE Transactions on Power Systems, 31(1), 592-601.

فهرست علائم

شاخص‌ها			
Y	شاخص ترمینال تزریق گاز به شبکه گاز	$P_l^{max/min}$	حد حرارتی خط l (مگاوات)
P	شاخص لوله‌های گاز	$P_g^{max/min}$	حداکثر / حداقل توان تولیدی ژنراتور g (مگاوات)
N	شاخص گره شبکه گاز	$Q_y^{sup\ max/min}$	حداکثر/حداقل گاز قابل تزریق از ترمینال‌ها (میلیون متر مکعب)
C	شاخص ترمینال	$Q_p^{pipe\ max/min}$	حداکثر/حداقل فلو گاز درون خط لوله‌های گاز (میلیون متر مکعب در هر ساعت)
T	شاخص زمان	$Q_c^{comp\ max/min}$	حداکثر/حداقل فلو گاز در کمپرسورها (میلیون متر مکعب در هر ساعت)
G	شاخص ژنراتور	$Q_q^{output\ max}$	حداکثر فلو خروجی از مخزن گاز q در هر ساعت (متر مکعب در هر ساعت)
L	شاخص خطوط برق	$Q_c^{comp\ max/min}$	حداکثر/حداقل فلو گاز کمپرسور (متر مکعب در هر ساعت)
B	شاخص باس	$Q_q^{input\ max}$	حداکثر فلو ورودی به ذخیره‌ساز گاز (متر مکعب)
Q	شاخص ذخیره‌ساز گاز	$Q_p^{pipe\ min/max}$	حداکثر/حداقل حجم گاز درون خط p (متر مکعب در هر ساعت)
		P_g^{max}	حداکثر ظرفیت تولید ژنراتور g (مگاوات)

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

شاخص‌ها			
پارامترها	$Q_y^{sup\ max/min}$		حداکثر/ حداقل حجم تزریق گاز ترمینال (متر مکعب در هر ساعت)
a_g, b_g, c_g	R	ضرایب هزینه بهره‌برداری ژنراتور g	ثابت گاز
B_l	RU_g	سوسپتانس خطها (مهو)	شیب افزایشی توان (مگا وات در هر ساعت)
$t_g^{statup/shutdown}$	RP^{max}	هزینه راه‌اندازی/خاموش‌کردن نیروگاه g (دلار)	نسبت فشار در کمپرسورها
C^{gas}	RD_g	هزینه تأمین گاز (دلار بر میلیون متر مکعب)	شیب کاهشی توان (مگاوات در هر ساعت)
d_0^{power}	RP^{max}	تقاضای اولیه شبکه برق (مگا وات)	حداقل نسبت فشار ورودی به خروجی
$Diameter_p$	$SRPT_t$	قطر لوله p (متر مربع)	میزان رزرو چرخان موردنیاز در هر ساعت (مگا وات)
d_g, e_g	SDR_g	ضرایب نقطه - دریچه ژنراتور g	شیب کاهش توان خروجی در هنگام خارج شدن از مدار (مگا وات در هر ساعت)
$GL_q^{min/max}$	SUR_g	حداقل/حداکثر سطح گاز مخزن q در زمان t (متر مکعب)	شیب افزایش توان خروجی در هنگام در مدار قرارگرفتن (مگا وات در هر ساعت)
H_v	$T_g^{on/off}$	ضریب گرمایش گاز طبیعی	حداقل زمان روشن/ خاموش بودن نیروگاه (ساعت)
$inc^{min/max}(t)$	T^{normal}	حداقل/حداکثر مشوق($)	دمای گاز در شرایط استاندارد
$Lenght_p$	Z	طول لوله p (متر)	ضریب تراکم گاز طبیعی
LP_p^0	EM	لاینپک اولیه لوله p (متر مکعب)	میزان آلودگی تولیدی کل شبکه (تن)

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

شاخص‌ها			
$P_c^{comp\ max/min}$	حداکثر/حداقل توان الکتریکی مصرفی کمپرسورها (مگا وات)	$D_{b,t}^{elec}$	تقاضای برق (مگاوات)
ppf (g)	ضریب تبدیل میزان آلودگی به هزینه آلودگی (دلاربر تن)	متغیرها	
$\mathfrak{R}^{normal}$	چگالی گاز در شرایط استاندارد (تن بر میلیون متر مکعب)	FC	هزینه بهره‌برداری کل نیروگاه‌ها (دلار)
$\pi^{max/min}_y$	حداکثر/حداقل فشار در گره‌ها (پاسکال)	$INC_t^{power/gas}$	هزینه اجرای پاسخ بار در شبکه برق/ گاز در هر ساعت (دلار)
$\rho(t)$	تعرفه جدید برق در هر ساعت(دلار بر مگاوات ساعت)	$GL_{q,t}$	سطح گاز مخزن q در زمان t (متر مکعب در هر ساعت)
$\rho_0(t)$	تعرفه اولیه برق در هر ساعت(دلار بر مگاوات ساعت)	$LP_{p,t}$	لاینپک لوله p در زمان t (متر مکعب)
β^{comp}	ضریب ثابت کمپرسورها	$PL_{l,t}$	توان عبوری از خط l در زمان t (مگاوات بر ساعت)
$\pi_c^{comp\ max}$	ماکسیمم فشار کمپرسور (پاسکال)	$P_{g,t}$	توان خروجی نیروگاه g در زمان t (مگاوات بر ساعت)
$\alpha_g,\beta_g,\gamma_g,\eta_g$	ضرایب آلودگی نیروگاه g	pen_t	ضریب جریمه در زمان t (دلار بر مگاوات)
η_p	بازده خط	$P_{b,t}^{comp}$	توان مصرف الکتریکی کمپرسور (مگاوات)
σ	بازده حرارتی گاز در ژنراتور گازسوز	$PW_{b,t}$	میزان تولید نیروگاه‌های بادی (مگاوات)
		P_g^{max}	حداکثر ظرفیت تولید ژنراتور g (مگاوات)

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]

شاخص‌ها			
η^{comp}	بازده کمپرسور	P_g^{max}	حداکثر ظرفیت تولید ژنراتور g (مگاوات)
		$Q_{q,t}^{input/output}$	فلو گاز ورودی/خروجی از مخزنq در زمانt (متر مکعب در هر ساعت)
$\pi_p^{min/max}$	حداقل/حداکثر توان عبوری از لوله p (پاسکال)	$Q_{p,t}^{pipe}$	فلو گاز درون خط p در زمان t (متر مکعب در هر ساعت)
$D_{n,t}^{gas}$	تقاضای گاز مصرفی در شین n در زمان t (مگاوات)	$Q_{c,t}^{comp}$	فلو گاز ورودی یا خروجی از کمپرسور c در زمان t (متر مکعب در هر ساعت)
$inc_{n,t}^{gas}$	مشوق پرداختی به هر باس n در زمان t (دلار بر مگاوات)	$Q_{y,t}^{sup}$	فلو گاز تزریقی از ترمینال شبکه گاز زمان t (متر مکعب در هر ساعت)
$inc_{b,t}^{power}$	مشوق پرداختی به باس b در شبکه برق (دلار بر مگاوات)	$Q_{y,t}$	فلو گاز مصرفی در گره yدر زمان t (متر مکعب در هر ساعت)
ρ^{normal}	ضریب چگالی در شرایط استاندارد (کیلوگرم بر متر مکعب)	V_p	حجم گاز درون خط p (متر مکعب)
$D_{y,t}^{gas}$	میزان گاز تغذیه شده از ترمینال y در زمان t (میلیون متر مکعب)	TOF	تابع هدف
$C_{ij,k}$	ضریب حساسیت تغییرات توان عبوری از هر خط (ij) به تغییرات توان در باس k	$u_{g,t}$	وضعیت خاموش یا روشن بودن ژنراتور g در زمان t
$cost^{gas}$	هزینه شبکه گاز در زمان t (دلار)	$\theta_{i,t}$	زاویه ولتاژ باس b در زمان t (رادیان)

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-12]