

## Expansion Planning of Multi-Carrier Energy System Considering Electrical Transmission Network Effects

Hamed Fathtabar<sup>1</sup>, Taghi Barforoushi<sup>2\*</sup> and Majid Shahabi<sup>3</sup>

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran.

2\*- HV Substations Research Group, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran.

3- HV Substations Research Group, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran.

<sup>1</sup>hamedfathtabar@gmail.com, <sup>2\*</sup>barforoushi@nit.ac.ir, and <sup>3</sup>Shahabi.m@nit.ac.ir

Corresponding author address: Taghi Barforoushi, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran, Post Code : 47148 – 71167.

**Abstract-** In this paper, a novel model is proposed to solve dynamic expansion planning of resources and electrical transmission network in multi carrier energy systems. In the proposed model, optimal capacity and sitting of generation resources as well as new electrical transmission lines are determined for a multi-year horizon. The considered optimization problem aiming at minimizing the total operation and capital costs is formulated as a mixed integer linear program (MILP) model and then is solved by mathematical method. Impacts of modeling of electrical transmission network on expansion planning in the presence of combined heat and power (CHP) and thermal furnaces are investigated in an integrated system consisting of various multi carriers. Network losses, overall system efficiency and system reliability are used as metrics to analysis performance of the proposed model. Simulation results confirm that the way for modeling of electric network has important influence on expansion of resources as well as operation costs of CHP.

**Keywords-** Combined heat and power (CHP), Electric transmission network, Multi-carrier energy system, Resource expansion planning, Thermal furnace

## برنامه ریزی توسعه دینامیکی سیستم‌های چندحاملی انرژی با در نظر گرفتن تأثیر شبکه انتقال انرژی الکتریکی

حامد فتح تبار<sup>۱</sup>، تقی بارفروشی<sup>۲\*</sup>، مجید شهابی<sup>۳</sup>

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

\*۲- گروه پژوهشی پست‌های فشارقوی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، بابل، ایران.

۳- گروه پژوهشی پست‌های فشارقوی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، بابل، ایران.

<sup>1</sup> hamedfathtabar@gmail.com, <sup>2\*</sup> barforoshi@nit.ac.ir, and <sup>3</sup> shahabi.m@nit.ac.ir

\* نشانی نویسنده مسئول: تقی بارفروشی، بابل، خیابان شریعتی، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، کد پستی: ۷۱۱۶۷-

۴۷۱۴۸

چکیده- در این مقاله، مدل جدیدی به منظور برنامه‌ریزی توسعه دینامیک منابع تولید برق و حرارت و شبکه انتقال برق در سیستم‌های چندحاملی انرژی ارائه می‌شود. در مدل پیشنهادی ظرفیت بهینه و مکان نصب منابع تولید به همراه خطوط انتقال برق در یک افق زمانی بلند مدت تعیین می‌گردد. مسئله بهینه سازی مورد نظر با هدف حداقل کردن هزینه‌های بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری سیستم چند حاملی انرژی در قالب یک مسئله برنامه‌ریزی خطی - صحیح آمیخته فرمول بندی شده و به کمک الگوریتم‌های ریاضی حل می‌شود. تأثیر تلفات شبکه انتقال برق بر برنامه‌ریزی توسعه با حضور واحدهای تولید همزمان حرارت و برق (CHP) و کوره‌حرارتی در شبکه‌ای بهم‌پیوسته شامل هاب‌های انرژی مختلف مطالعه می‌شود. به منظور ارزیابی عملکرد مدل پیشنهادی از معیارهایی همچون تلفات شبکه انتقال، بازده کلی سیستم، قابلیت اطمینان در تأمین انرژی و انتشار گازهای گلخانه‌ای استفاده شده است. مطالعات عددی حاکی از نقش مهم تلفات سیستم انتقال برق در سرمایه‌گذاری منابع تولید و انتقال و همچنین هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولید برق و حرارت است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه منابع؛ تولید همزمان حرارت و برق؛ سیستم چندحاملی انرژی؛ کوره حرارتی؛ مدل‌سازی شبکه انتقال برق

### ۱- مقدمه

طرفی دیگر، بخش عظیمی از انرژی الکتریکی مورد نیاز مشترکین توسط نیروگاه‌های بزرگ با سوخت‌های فسیلی تهیه و با طی مسافت بسیار زیاد از طریق شبکه انتقال به مصرف‌کنندگان عرضه می‌شوند. بنابراین با توجه به رشد پیوسته و دائمی در تقاضا، تولید و عرضه انرژی به روش سنتی سبب تحمیل هزینه‌های سنگین سرمایه‌گذاری جهت توسعه شبکه تولید و انتقال، افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای و همچنین افزایش تلفات انرژی در شبکه‌های انتقال می‌شود. در حال حاضر با ظهور تجهیزات با بازده بالای تبدیل انرژی و استفاده

مصرف‌کنندگان انرژی در بخش‌های تجاری، صنعتی و خانگی نیازمند گونه‌های مختلف انرژی می‌باشند که روش‌های مختلفی نیز برای پاسخ به خواسته‌های آن‌ها وجود دارد. در روش سنتی هر یک از تقاضاهای انرژی به صورت مجزا تهیه و بوسیله شبکه انتقال به مشتریان آن عرضه می‌شود که از چالش‌های بوجود آمده این روش می‌توان به محدودیت‌های شبکه انتقال و اتلاف انرژی اشاره نمود. از

<sup>1</sup> . Combined Heat and Power

درون هاب انرژی در [۶] ارائه شده‌است. در [۷] با بهره‌گیری از الگوریتم‌های تکاملی مدلی جدید در بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های چندحاملی انرژی پیشنهاد شده‌است که در آن از مدل‌های دقیق شبکه‌های برق و گاز طبیعی به منظور بررسی تلفات انتقال حامل‌های انرژی (تلفات شبکه‌الکتریکی و تلفات گاز طبیعی) بر بهره‌برداری بهینه از هاب انرژی متشکل از ترانسفورماتور، CHP و کوره حرارتی استفاده شده‌است.

در [۸-۱۳] مدل‌های برنامه‌ریزی به منظور توسعه سیستم‌های چندحاملی انرژی ارائه شده‌است. در [۸] مدلی دینامیک برای برنامه‌ریزی توسعه بلندمدت سیستمی متشکل از چندین ناحیه با ملاحظه تعاملات میان شبکه متمرکز برق و گاز طبیعی و بدون در نظر گرفتن تجهیزات اشتراک انرژی همانند CHP ارائه شده‌است. در [۹] با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌هایی در تولید توان بادی، قیمت و تقاضای انرژی و بدون مدل‌سازی شبکه‌های انتقال برق و گاز طبیعی، مدلی ریاضی و احتمالی برای برنامه‌ریزی توسعه بهینه منابع تولید انرژی در سیستم‌های چندحاملی ارائه شده‌است. به منظور ارزیابی انعطاف‌پذیری در بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری، مدلی دینامیک و احتمالی با در نظر گرفتن عدم قطعیت در قیمت‌های انرژی برای توسعه منابع پراکنده در سیستم چندحاملی انرژی در [۱۰] پیشنهاد می‌شود.

مدلی استاتیک، احتمالی و بدون در نظر گرفتن توسعه خطوط انتقال، برای طراحی و اندازه بهینه سیستمی متشکل از چندین هاب بهم‌پیوسته با رعایت سطح مناسبی از قابلیت اطمینان و اعمال سیاست‌های تشویقی برای سرمایه‌گذاران در [۱۱] ارائه شده‌است. در [۱۲] با تعریف معیار قطعی کفایت در تأمین انرژی و معیار حداکثر احتمال قطع بار و هم‌چنین در نظر گرفتن محدودیت‌های قابلیت اطمینان در مسئله بهینه‌سازی، مدلی استاتیک و خطی به منظور برنامه‌ریزی توسعه بهینه منابع تولید در سیستم‌های چندحاملی انرژی پیشنهاد شده‌است. در [۱۳] مدلی دینامیک، به منظور برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه هاب انرژی شامل برق، گاز طبیعی و حرارت ارائه شده‌است که در آن شبکه انتقال برق بصورت معادلات پخش‌بار DC و شبکه گاز طبیعی نیز بصورت معادلات خطی مدل شده‌است.

مطالعات اندکی در مدل‌سازی دقیق شبکه انتقال برق و اثرات آن بر برنامه‌ریزی توسعه منابع تولید و انتقال در سیستم‌های چندحاملی انرژی صورت گرفته‌است. به گونه‌ای که وجود تلفات خطوط انتقال و توان راکتیو سمت تقاضا، در شارش توان الکتریکی خطوط انتقال و مشخصه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از سیستم‌های چندحاملی انرژی مؤثر می‌باشد. لذا در راستای توسعه

از تعامل و اشتراک میان حامل‌های انرژی در نقاط مصرف، روش برنامه‌ریزی همزمان در توسعه و بهره‌برداری از سیستم‌های چندحاملی انرژی برای حل چالش‌های بوجود آمده در روش سنتی پیشنهاد می‌شود.

در برنامه‌ریزی همزمان، هر تقاضای انرژی ممکن است از مسیرهای متنوع و به کمک مبدل‌های انرژی تأمین شود. اشتراک حامل‌های انرژی و تأمین تقاضای انرژی در نقاط مصرف، سبب کاهش اثرات محدودیت‌های شبکه انتقال بر تأمین انرژی و کاهش تلفات در شبکه انتقال انرژی شده‌است. به عنوان مثال برای تأمین برق و حرارت مصرف‌کنندگان، هم می‌توان به صورت مجزا و هم با بکارگیری از واحدهای تولید همزمان حرارت و برق، با ایجاد تعاملی میان شبکه برق و گاز طبیعی به نیاز مصرف‌کنندگان پاسخ داد. استفاده از واحدهای CHP و اشتراک حامل‌های انرژی در پاسخ به تقاضای مصرف‌کنندگان سبب ایجاد مسیرهای گوناگون در تأمین انرژی (افزایش قابلیت اطمینان در تأمین انرژی)، بهبود مشخصه‌های فنی و اقتصادی سیستم‌های انرژی و کاهش مشکلات زیست محیطی شده‌است.

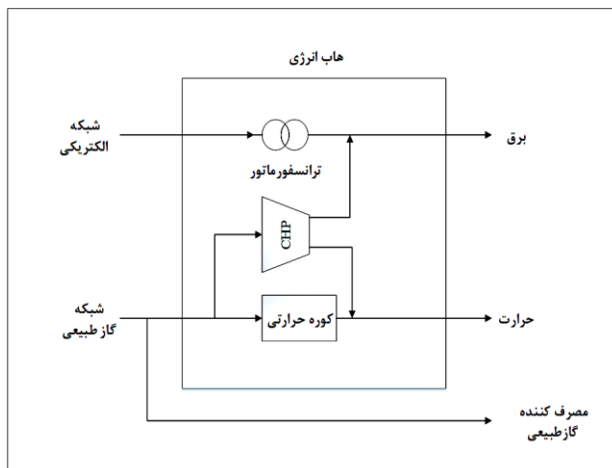
در تحقیقات گذشته مدل‌های گوناگونی به منظور برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم‌های انرژی مطالعه و بررسی شده‌اند که در ادامه به برخی از آنها اشاره می‌شود. در [۱] قابلیت اطمینان سیستم انرژی الکتریکی بدون در نظر گرفتن اثرات متقابل با سایر حامل‌های انرژی و با استفاده از مدل خطی معادلات پخش‌بار AC ارائه شده‌است. در [۲] با استفاده از معادلات پخش‌بار DC در شبکه برق و مدل دقیق شبکه انتقال گاز طبیعی، هماهنگی شبکه‌های برق و گاز طبیعی در بهره‌برداری بهینه از واحدهای گازسوز تولید برق به منظور بهبود عملکرد سیستم‌های انرژی مطالعه شده‌است. مدلی برای بررسی امنیت سیستم انرژی در پاسخ به تقاضا و اثرات شبکه گاز طبیعی بر بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های برق و گاز طبیعی بدون در نظر گرفتن اشتراک میان آن‌ها در [۳] ارائه شده‌است. در [۴-۷] مدل‌های گوناگونی از اشتراک حامل‌های انرژی به منظور بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های چندحاملی انرژی ارائه شده‌است. به منظور بهبود سرعت در حل مسئله پخش‌بار در شبکه برق، در [۴] مدلی خطی از توزیع بهینه انرژی در شبکه‌های برق و گاز طبیعی با استفاده از مفهوم هاب انرژی معرفی شده‌است. در [۵] با بکارگیری منابع انرژی تجدیدپذیر، واحدهای CHP و رفتار صاحبان خودروهای الکتریکی در تأمین خدمات ذخیره، مدلی به منظور بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های چندحاملی انرژی ارائه شده‌است. روش بهینه‌سازی مقاوم برای مدیریت بهینه انرژی در سیستم‌های چندحاملی با حضور عدم قطعیت‌هایی در قیمت، تقاضای انرژی و بازده تجهیزات

حامل‌های انرژی را داشته باشد. با تعریف رابطه (۲) برای هر یک از حامل‌های انرژی، ارتباط میان ورودی‌های هاب و خطوط انتقال مربوط به هر حامل انرژی مشخص می‌شوند.

$$\begin{bmatrix} E_{1\alpha} \\ \vdots \\ E_{n\alpha} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} & \cdots & S_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{n1} & \cdots & S_{nm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{1\alpha} \\ \vdots \\ f_{m\alpha} \end{bmatrix} \quad (2)$$

به طوریکه که انرژی ورودی به هاب شماره  $n$  از حامل  $\alpha$  (برق و گاز طبیعی) با  $E_{n\alpha}$  مشخص شده که این حامل‌ها می‌توانند  $E^{el}$  و  $E^{gas}$  باشند و  $f_{\alpha}$  نیز انرژی عبوری حامل  $\alpha$  از خطوط انتقال می‌باشد. درایه‌های ماتریس تزویج هاب - خطوط انتقال انرژی نیز با  $S_{nm}$  و مقادیر  $\{1, 0, -1\}$  مشخص می‌شوند، که  $S_{nm}$  برابر با ۱ و -۱ برای تعیین جهت شارش انرژی ورودی و خروجی به هر هاب بوده و در صورت عدم وجود خط انتقال  $S_{nm}$  مقداری برابر با صفر دارد [۱۳].

باتوجه به اهمیت شبکه انتقال در توسعه سیستم چندحاملی انرژی، تلفات شبکه انتقال انرژی الکتریکی می‌تواند نقش تعیین‌کننده‌ای در برنامه‌ریزی ایفا کند. در این مقاله اثرات تلفات شبکه انتقال انرژی الکتریکی بر توسعه منابع تولید و تجهیزات درون هاب مطالعه شده است. همچنین اثرات متقابل میان شبکه برق و گاز طبیعی بر توسعه واحدهای CHP بررسی شود.



شکل ۱: مدل مفهومی هاب انرژی

تحقیق انجام شده در مرجع [۱۳]، در این مقاله مدل ارائه شده در [۱۳] با اضافه نمودن معادلات خطی شده پخش بار AC و نیروگاه‌های با سوخت گاز طبیعی بعنوان یکی از بارهای شبکه گاز، توسعه یافته است. به عبارت دیگر نوآوری این مقاله در مقایسه با مراجع اشاره شده در نحوه مدل‌سازی تأثیر شبکه انتقال برق، و تقاضای سوخت مصرفی واحدهای تولید برق و منابع CHP در شبکه گاز طبیعی می‌باشد. لذا در مدل پیشنهادی، برنامه‌ریزی دینامیکی توسعه منابع تولید و شبکه‌های انتقال برق و گاز طبیعی در سیستم چندحاملی انرژی انجام می‌شود. در ابتدا برنامه‌ریزی توسعه هاب انرژی بدون در نظر گرفتن تلفات شبکه انتقال صورت می‌پذیرد و در ادامه با مدل‌سازی تلفات، معیارهایی همچون هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری، تلفات انرژی، بازده کلی سیستم و انتشار گازهای گلخانه‌ای در یک دوره برنامه‌ریزی ده‌ساله ارزیابی می‌شود.

در بخش دوم این مقاله مفهوم هاب انرژی و همچنین مدل پیشنهادی معرفی می‌شوند. در قسمت بعدی فرمول‌بندی ریاضی مربوط به مدل مذکور ارائه شده و در بخش چهارم نیز نتایج عددی مربوط به چارچوب جدید گزارش شده و مورد ارزیابی قرار می‌گیرد و در بخش پایانی نیز نتیجه‌گیری کلی از مدل پیشنهادی ارائه می‌شود.

## ۲- معرفی مدل پیشنهادی

در سیستم‌های چندحاملی انرژی از مبدل‌ها، ذخیره‌سازها و تجهیزات انتقال انرژی به منظور ترکیب و اشتراک حامل‌ها تحت اصطلاح هاب انرژی استفاده می‌شود. شکل ۱ نمونه‌ای از هاب انرژی را نشان می‌دهد که در آن بارهای الکتریکی و حرارتی از طریق برق و گاز طبیعی به صورت مشترک تأمین می‌شوند. خروجی‌های هاب انرژی از مسیرهای مربوطه و از حاصل ضرب بازده مبدل‌های انرژی مسیر در ورودی هاب تأمین می‌شوند که این ارتباط را می‌توان توسط رابطه (۱) نشان داد.

$$\begin{bmatrix} L^{el} \\ L^H \\ L^g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_{el} & k \eta_{g-e}^c \\ 0 & k \eta_{g-h}^c + (1-k) \eta_{g-h}^f \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E^{el} \\ E^{gas} \end{bmatrix} \quad (1)$$

در (۱)،  $k$  ضریب توزیع گاز طبیعی میان CHP و کوره حرارتی است و  $\eta_{el}$ ،  $\eta_{g-h}^c$  و  $\eta_{g-e}^c$  به ترتیب بازده ترانسفورماتور، CHP و کوره حرارتی می‌باشند.  $E^{el}$  و  $E^{gas}$  به ترتیب ورودی‌های برق و گاز طبیعی و  $L^{el}$ ،  $L^H$  و  $L^g$  به ترتیب مصارف انرژی الکتریکی، حرارتی و گاز طبیعی می‌باشند. همانند شکل ۲، در یک سیستم چندحاملی انرژی بهم‌پیوسته، هر هاب انرژی ممکن است به چندین هاب دیگر متصل شده و ورودی‌های مختلفی از

$$FC_{f,t} = FIC_f H_f^{\max} (x_{f,t} - x_{f,t-1}) - \frac{\tau_f}{\tau_i} \gamma_{f,t} FIC_f H_f^{\max} (x_{f,t} - x_{f,t-1}) + \sum_h \sum_b DT_{b,h,t} OC_f H_{f,b,h,t} \quad (5)$$

$$HC_{c,t} = HIC_c P_c^{\max} (u_{c,t} - u_{c,t-1}) - \frac{\tau_c}{\tau_i} \gamma_{c,t} HIC_c P_c^{\max} (u_{c,t} - u_{c,t-1}) + \sum_h \sum_b DT_{b,h,t} OC_c P_{c,b,h,t} \quad (6)$$

$$TC_{l,t} = TIC_l SL_l^{\max} (y_{l,t} - y_{l,t-1}) - \frac{\tau_l}{\tau_i} \gamma_{l,t} TIC_l SL_l^{\max} (y_{l,t} - y_{l,t-1}) \quad (7)$$

$$ENSC = VOLL \sum_t \sum_h \sum_b \tau_t DT_{b,h,t} DL_{b,h,t} \quad (8)$$

$$z_{i,t} = 0 \quad \forall i \in CG, \forall t < T_i^{com} \quad (9)$$

$$y_{l,t} = 0 \quad \forall l \in CL, \forall t < T_l^{com} \quad (10)$$

$$x_{f,t} = 0 \quad \forall f \in CF, \forall t < T_f^{com} \quad (11)$$

$$u_{c,t} = 0 \quad \forall c \in CC, \forall t < T_c^{com} \quad (12)$$

$$z_{i,t-1} \leq z_{i,t} \quad \forall i \in CG, \forall t \quad (13)$$

$$y_{l,t-1} \leq y_{l,t} \quad \forall l \in CL, \forall t \quad (14)$$

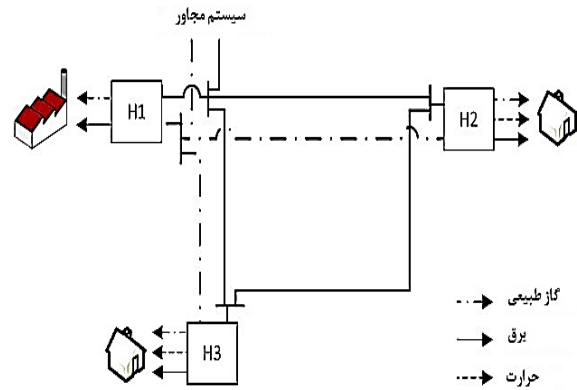
$$x_{f,t-1} \leq x_{f,t} \quad \forall f \in CF, \forall t \quad (15)$$

$$u_{c,t-1} \leq u_{c,t} \quad \forall c \in CC, \forall t \quad (16)$$

$$\sum_{i \in EG} P_i^{Max} + \sum_{i \in CG} P_i^{Max} z_{i,t} + \sum_{c \in CC} P_c^{Max} u_{c,t} \geq PD_{b,h,t} + R_{b,h,t} \quad \forall b, \forall h, \forall t \quad (17)$$

با توجه به دینامیکی بودن مسئله، متغیرهای باینری مربوط به وضعیت سرمایه‌گذاری تجهیزات هاب انرژی مطابق روابط (۹) تا (۱۲) قبل از حداقل زمان مجاز برای نصب، مقداری برابر صفر دارند. با اضافه شدن کاندیداهای سرمایه‌گذاری به سیستم چندحاملی، متغیرهای باینری موجود در (۱۳) تا (۱۶) تا انتهای دوره برنامه‌ریزی مقداری برابر یک خواهند داشت. رابطه (۱۷) نیز شرط کفایت سیستم تولید را برای پاسخ به حداکثر تقاضای انرژی مصرف‌کننده و خدمت رزرو نشان می‌دهد [۱۳].

در (۱۸) تا (۲۳) معادلات مربوط به پخش بار AC ارائه شده است. رابطه (۱۸) و (۱۹) تعادل تولید و مصرف توان اکتیو و راکتیو در هر شین شبکه الکتریکی را نشان می‌دهند. در رابطه (۱۹) از تولید توان راکتیو جبران‌سازهای موازی و جریان شارژ خازنی خطوط انتقال صرف‌نظر شده است. روابط (۲۰) تا (۲۳) با فرض اینکه توان از شین  $m$  سال و در شین  $n$  دریافت می‌گردد، بیانگر توان اکتیو و راکتیو سمت ارسال و دریافت می‌باشند. به کمک رابطه (۲۴) و با فرض نزدیک بودن دامنه ولتاژ شین‌ها به یک پرونیت، روابط (۲۵) تا (۲۸) با تقریب مناسبی خطی‌سازی شده و جایگزین روابط (۲۰) تا (۲۳) می‌شوند [۱].



شکل ۲: سیستم چندحاملی انرژی بهم پیوسته [۱۳]

### ۳- فرمول‌بندی ریاضی

در این بخش، فرمول‌بندی ریاضی مدل پیشنهادی ارائه می‌شود. مسئله بهینه‌سازی برنامه‌ریزی توسعه منابع تولید انرژی و شبکه انتقال برق در روابط (۳) تا (۵۸) نشان داده شده‌اند. رابطه (۳) تابع هدف مسئله را نشان می‌دهد که کمینه نمودن مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از سیستم چندحاملی انرژی و هم‌چنین هزینه انرژی تأمین نشده می‌باشد.  $\tau_t$  بیانگر ضریب ارزش حاضر هزینه‌های برنامه‌ریزی در سال  $t$  و  $d$  نیز نرخ بهره است. روابط (۴) تا (۶) به ترتیب هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از واحدهای تولید برق، واحدهای CHP و کوره حرارتی را نشان می‌دهند. رابطه (۷) هزینه سرمایه‌گذاری خطوط انتقال برق را نشان می‌دهد که بخش اول آن، مربوط به هزینه اضافه‌شدن خط انتقال جدید در سال برنامه‌ریزی  $t$  و بخش دوم با علامت منفی، بیانگر درآمد حاصله از فروش اسقاطی تجهیز با ضریب اسقاطی  $\gamma$  در انتهای دوره برنامه‌ریزی ( $T$ ) است. رابطه (۸) هزینه انرژی تأمین نشده را در دوره برنامه‌ریزی نشان می‌دهد که در آن VOLL ارزش بار از دست‌رفته در یکای  $\$/kWh$  می‌باشد. در روابط (۴) تا (۶) نیز که هزینه‌های مربوط به واحدهای تولید برق و حرارت می‌باشند، هزینه سرمایه‌گذاری مشابه خطوط انتقال است ولی در این روابط بخش دیگری نیز با عنوان هزینه بهره‌برداری از تجهیزات تولید انرژی اضافه شده است [۱۳].

$$\text{Min} \left( \sum_{i \in EG, CG} \tau_i GC_{i,t} + \sum_{f \in CF, EF} \tau_f FC_{f,t} + \sum_{c \in CC} \tau_c HC_{c,t} + \sum_t \sum_{l \in CL} \tau_l TC_{l,t} + ENSC \right) \quad (3)$$

$$GC_{i,t} = GIC_i P_i^{\max} (z_{i,t} - z_{i,t-1}) - \frac{\tau_i}{\tau_l} \gamma_{i,t} GIC_i P_i^{\max} (z_{i,t} - z_{i,t-1}) + \sum_h \sum_b DT_{b,h,t} OC_i P_{i,b,h,t} \quad (4)$$

[۱۳]، جایگزین روابط (۱۸) تا (۳۳) می شوند. رابطه (۳۴) و (۳۶) برای محاسبه توان عبوری خطوط انتقال موجود در شبکه و کاندیدای توسعه سیستم انتقال استفاده می شوند. روابط (۳۵) و (۳۸) نیز محدودیت توان عبوری خطوط انتقال برق را نشان می دهند. همچنین رابطه (۳۹) صفر بودن زاویه ولتاژ شین مرجع را نشان می دهد [۱۳].

$$P_{l,b,h,t} = \frac{(\delta_{m,b,h,t} - \delta_{n,b,h,t})}{xe_l}; \quad \forall l \in EL, \forall b, \forall h, \forall t \quad (34)$$

$$|P_{l,b,h,t}| \leq SL_l^{Max}; \quad \forall l \in EL, \forall b, \forall h, \forall t \quad (35)$$

$$\left| P_{l,b,h,t} - \frac{(\delta_{m,b,h,t} - \delta_{n,b,h,t})}{xe_l} \right| \leq SL_l^{Max} (1 - y_{l,t}); \quad (36)$$

$$\forall l \in CL, \forall b, \forall h, \forall t$$

$$|P_{l,b,h,t}| \leq SL_l^{Max} y_{l,t}; \quad \forall l \in CL, \forall b, \forall h, \forall t \quad (37)$$

$$\delta_{Ref} = 0 \quad (38)$$

در برنامه ریزی های با دوره زمانی بلندمدت و شبکه های بزرگ، برای افزایش سرعت در حل مسئله و با رعایت دقت مناسب، می توان از مدل خطی و ساده شبکه گاز طبیعی استفاده نمود. در این روش شارش گاز طبیعی در خطوط انتقال به عنوان متغیر تعریف شده و محدودیت شارش گاز طبیعی در خطوط لوله، محدودیت عرضه واحدهای تولید گاز و همچنین تعادل میان تولید و مصرف گاز طبیعی در (۳۹)، (۴۰) و (۴۲) در نظر گرفته می شوند [۱۳]. از روابط (۴۱) تا (۴۷) به منظور مدل سازی هاب انرژی استفاده شده است. ارتباط میان هر هاب و ورودی های انرژی مربوط به آن در (۴۱) و (۴۲) بیان می شود. بردارهای  $V_{b,h,t}$  و  $P_{b,h,t}$  به ترتیب مربوط به تولید انرژی در واحد های تولید برق و گاز طبیعی و  $F_{b,h,t}$  و  $PL_{l,b,h,t}$  به ترتیب بردارهای شارش انرژی در خطوط انتقال برق و گاز طبیعی می باشند. (۴۳) و (۴۴) تعادل تولید و مصرف هر هاب انرژی در یک سیستم چندحاملی را نشان می دهند که  $L_{b,h,t}^H$ ،  $L_{b,h,t}^E$  به ترتیب بردار تقاضای انرژی برق و حرارت در هر بلوک زمانی می باشند که درایه های آن میزان تقاضای انرژی در هر شین هستند.  $DL_{b,h,t}$  نیز بردار میزان انرژی تأمین نشده در هر بلوک زمانی و  $C_e$ ،  $C_{g-e}$ ،  $C_{g-h}$  و  $C_{g-h}^f$  به ترتیب ماتریس بازده ترانسفورماتور، CHP و کوره حرارتی می باشند.

$$fl_{pip}^{Min} \leq fl_{pip,b,h,t} \leq fl_{pip}^{Max} \quad \forall pip, \forall b, \forall h, \forall t \quad (39)$$

$$v_{Sup}^{Min} \leq v_{Sup,b,h,t} \leq v_{Sup}^{Max} \quad \forall Sup, \forall b, \forall h, \forall t \quad (40)$$

$$E_{b,h,t}^{el} = S_e * PL_{b,h,t} + A * P_{b,h,t} \quad \forall b, \forall h, \forall t \quad (41)$$

$$\sum_{i \in EG, CG} P_{i,b,h,t} - \sum_{l \in EL, CL} Se_{m,l} P_{l,b,h,t}^s - \sum_{l \in EL, CL} A'_{m,l} P_{l,b,h,t}^{loss} = P_{m,b,h,t}^D \quad (18)$$

$$\sum_{i \in EG, CG} q_{i,b,h,t} - \sum_{l \in EL, CL} Se_{m,l} q_{l,b,h,t}^s - \sum_{l \in EL, CL} A'_{m,l} q_{l,b,h,t}^{loss} = q_{m,b,h,t}^D \quad (19)$$

$$P_l^s = g_l V_m^2 - g_l V_m V_n \cos(\delta_m - \delta_n) - be_l V_m V_n \sin(\delta_m - \delta_n) \quad (20)$$

$$P_l^r = -g_l V_n^2 + g_l V_n V_m \cos(\delta_n - \delta_m) + be_l V_n V_m \sin(\delta_n - \delta_m) \quad (21)$$

$$q_l^s = -b_l V_m^2 - g_l V_m V_n \sin(\delta_m - \delta_n) + be_l V_m V_n \cos(\delta_m - \delta_n) \quad (22)$$

$$q_l^r = b_l V_n^2 + g_l V_n V_m \sin(\delta_n - \delta_m) - be_l V_n V_m \cos(\delta_n - \delta_m) \quad (23)$$

$$V_m V_n \sin(\delta_m - \delta_n) = \delta_m - \delta_n \quad (24)$$

$$P_{l,b,h,t}^s = g_l V_{m,b,h,t} - g_l V_{n,b,h,t} + \frac{1}{2} P_{l,b,h,t}^{loss} - be_l \delta_{m,b,h,t} + be_l \delta_{n,b,h,t} \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (25)$$

$$P_{l,b,h,t}^r = -g_l V_{n,b,h,t} - g_l V_{m,b,h,t} - \frac{1}{2} P_{l,b,h,t}^{loss} + be_l \delta_{n,b,h,t} - be_l \delta_{m,b,h,t} \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (26)$$

$$q_{l,b,h,t}^s = -be_l V_{m,b,h,t} + be_l V_{n,b,h,t} + \frac{1}{2} q_{l,b,h,t}^{loss} - g_l \delta_{m,b,h,t} + g_l \delta_{n,b,h,t} \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (27)$$

$$q_{l,b,h,t}^r = be_l V_{n,b,h,t} - be_l V_{m,b,h,t} - \frac{1}{2} q_{l,b,h,t}^{loss} + g_l \delta_{m,b,h,t} - g_l \delta_{n,b,h,t} \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (28)$$

روابط (۲۹) و (۳۰) نیز بیانگر تلفات توان اکتیو و راکتیو خطوط انتقال می باشند [۱]. با فرض اینکه ولتاژ شین ها نزدیک به مقدار واحد است، مخرج روابط (۲۹) و (۳۰) برابر یک بوده و روابط تلفات با استفاده از روش تقریب تکه ای خطی ارائه شده در پیوست با تقریب مناسبی خطی می شوند [۱۴]. رابطه (۳۱) و (۳۳) به ترتیب بیانگر محدودیت های ولتاژ هر شین و توان عبوری خطوط انتقال هستند و (۳۲) شرط واحد بودن ولتاژ شین مرجع را نشان می دهد.

$$P_{l,b,h,t}^{loss} = \frac{P_{l,b,h,t}^s + q_{l,b,h,t}^2}{V_{m,b,h,t}^2} re_l \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (29)$$

$$q_{l,b,h,t}^{loss} = \frac{P_{l,b,h,t}^s + q_{l,b,h,t}^2}{V_{m,b,h,t}^2} xe_l \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (30)$$

$$V^{Min} \leq V_{m,b,h,t} \leq V^{Max}; \quad \forall m, \forall b, \forall h, \forall t \quad (31)$$

$$V_{Ref} = 1 \quad (32)$$

$$|P_{l,b,h,t}^s| \leq SL_l^{Max} \quad \forall l, \forall b, \forall h, \forall t \quad (33)$$

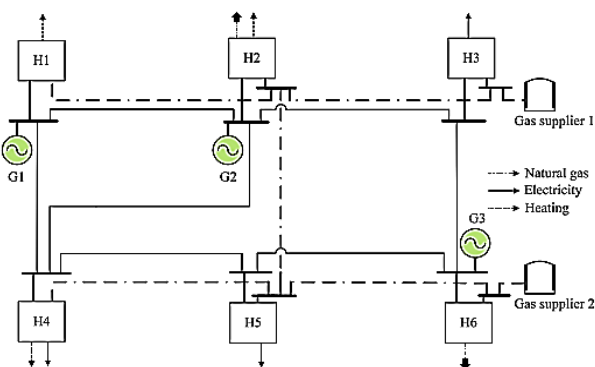
روابط (۳۴) تا (۳۸) به منظور مدل سازی شبکه انتقال برق بدون در نظر گرفتن تلفات سیستم انتقال (مطالعات پایه در مرجع

صورت کسر معادله بیانگر انرژی تولیدی واحدهای تولید برق، CHPها و کوره‌های حرارتی بوده و مخرج کسر نیز نشان‌دهنده میزان انرژی ورودی به تجهیزات موجود در سیستم چندحاملی می‌باشد. از حاصل ضرب میزان انرژی تولیدی هر تجهیز در نرخ انتشار آلاینده مربوط به همان تجهیز انتشار گاز گلخانه‌ای هر تجهیز بدست می‌آید و سپس مطابق رابطه (۵۸) و با مجموع انتشار آلاینده هر یک از تجهیزات، کل انتشار گاز گلخانه‌ای به محیط زیست محاسبه می‌شود.

#### ۴- مطالعات عددی

##### ۴-۱- معرفی سیستم و حالت‌های مورد مطالعه

به منظور بررسی عملکرد مدل پیشنهادی از شبکه شش شینه استاندارد در مرجع [۱۵] استفاده شده‌است. شبکه برق از سه واحد تولید، هفت خط انتقال و شبکه گاز طبیعی نیز از سه کوره حرارتی، دو منبع عرضه گاز طبیعی و پنج خط لوله گاز تشکیل شده‌است. در توسعه سیستم چندحاملی، شش واحد تولید برق، هفت خط انتقال، چهار واحد CHP و چهار کوره حرارتی نیز به عنوان کاندیدا در نظر گرفته شده‌اند که اطلاعات مربوط به کاندیداها مطابق با مرجع [۱۳] است. مسئله بهینه‌سازی در قالب برنامه‌ریزی خطی آمیخته به عدد صحیح در محیط GAMS 24.1.3 پیاده‌سازی شده‌است. شکل ۳ شبکه شش شینه اصلاح شده را نشان می‌دهد که اطلاعات مربوط به شبکه موردنظر اعم از واحدهای تولید برق، خطوط انتقال برق و گاز طبیعی، واحدهای CHP و کوره‌های حرارتی در [۱۵] ارائه شده‌است. در طول دوره برنامه‌ریزی ده ساله، مقدار پیک بار شبکه برق در سال اول برابر با ۲۹/۸ مگاوات، و نرخ رشد سالانه آن ۳ درصد در نظر گرفته شده‌است [۱۳].



شکل ۳: شبکه شش شینه هاب انرژی اصلاح شده

$$E_{b,h,t}^{gas} + E_{b,h,t}^{g2e} = S_g * F_{b,h,t} + B * V_{b,h,t} \quad \forall b, \forall h, \forall t \quad (42)$$

$$I_{b,h,t}^{el} - DL_{b,h,t} = C_e * E_{b,h,t}^{el} + C_{g-e}^c * E_{b,h,t}^{gas} \quad \forall b, \forall h, \forall t \quad (43)$$

$$L_{b,h,t}^H = C_{g-h}^f * E_{b,h,t}^{gas} + C_{g-h}^c * E_{b,h,t}^{gas} \quad \forall b, \forall h, \forall t \quad (44)$$

$$P_{c,b,h,t} = k \eta_{g-e}^c E_{m,b,h,t}^{gas} \quad \forall c \in CC, \forall b, \forall h, \forall t \quad (45)$$

$$H_{c,b,h,t} = k \eta_{g-h}^c E_{m,b,h,t}^{gas} \quad \forall c \in CC, \forall b, \forall h, \forall t \quad (46)$$

$$H_{f,b,h,t} = (1-k) \eta_{g-h}^f E_{m,b,h,t}^{gas} \quad \forall f \in CF, EF, \forall b, \forall h, \forall t \quad (47)$$

$$0 \leq P_{i,b,h,t} \leq P_i^{Max} \quad \forall i \in EG, \forall b, \forall h, \forall t \quad (48)$$

$$0 \leq P_{i,b,h,t} \leq P_i^{Max} z_{i,t} \quad \forall i \in CG, \forall b, \forall h, \forall t \quad (49)$$

$$0 \leq P_{c,b,h,t} \leq P_c^{Max} u_{c,t} \quad \forall c \in CC, \forall b, \forall h, \forall t \quad (50)$$

$$0 \leq H_{c,b,h,t} \leq H_c^{Max} u_{c,t} \quad \forall c \in CC, \forall b, \forall h, \forall t \quad (51)$$

$$0 \leq H_{f,b,h,t} \leq H_f^{Max} \quad \forall f \in EF, \forall b, \forall h, \forall t \quad (52)$$

$$0 \leq H_{f,b,h,t} \leq H_f^{Max} x_{f,t} \quad \forall f \in CF, \forall b, \forall h, \forall t \quad (53)$$

$$0 \leq DL_{b,h,t} \leq P_{b,h,t}^D \quad \forall b, \forall h, \forall t \quad (54)$$

$$\sum_b \sum_h DT_{b,h,t} DL_{b,h,t} \leq ENS_t^{Lim} \quad \forall t \quad (55)$$

$$E^{g2e}(P_i) = \Gamma_1 + \Gamma_2 P_i \quad \forall i \in GF \quad (56)$$

$$\eta_{sys} = \frac{W^{out} + 3.412 Q_{TH}}{W^{in} + 3.412 Q_{FUEL}} \quad (57)$$

$$EM_{tot} = \sum_{i \in EG, CG} em_i + \sum_{f \in EF, CF} em_f + \sum_{c \in CC} em_c \quad (58)$$

روابط (۴۵) و (۴۶) به ترتیب میزان تولید برق و حرارت واحدهای CHP را نشان می‌دهند که در آن  $E_m^{gas}$  و  $k$  به ترتیب بیانگر گاز طبیعی تزریقی به هر هاب انرژی و ضریب توزیع گاز طبیعی میان واحدهای CHP و کوره حرارتی در هر شینه می‌باشند. حرارت تولیدی هر کوره حرارتی نیز از طریق رابطه (۴۷) بدست می‌آید. محدودیت‌های فنی مربوط به تولید برق و حرارت واحدهای تولید، CHP و کوره‌های حرارتی با استفاده از روابط (۴۸) تا (۵۳) در مسئله بهینه‌سازی اعمال می‌شوند [۱۳].

رابطه (۵۴) مثبت بودن متغیر بار الکتریکی تأمین نشده را نشان داده و محدودیت مربوط به میزان انرژی تأمین نشده در هر سال در رابطه (۵۵) تعریف می‌شود. میزان سوخت مصرفی واحدهای گازسوز تولید برق در (۵۶) معین می‌شود که مدل خطی از تابع درجه دوم منحنی سوخت واحدهای تولید می‌باشد. به منظور ارزیابی عملکرد مدل پیشنهادی از معیارهایی هم‌چون بازده کلی سیستم، تلفات انرژی در سیستم و میزان انتشار گاز CO<sub>2</sub> استفاده شده‌است. بازده کلی سیستم از رابطه (۵۷) محاسبه می‌شود که

حالت ۲: برنامه‌ریزی توسعه هم‌زمان شبکه برق و گاز طبیعی (پخش بار DC و پخش بار AC خطی شده).

جدول ۱: ضرایب توزیع بار کل سیستم میان هاب‌های انرژی

شماره هاب	۱	۲	۳	۴	۵	۶
بار الکتریکی	۰	۰	۰/۲	۰/۴	۰/۴	۰
بار حرارتی	۰/۱	۰/۵	۰	۰/۴	۰	۰

جدول ۲: اطلاعات مربوط به خطوط انتقال برق

شماره خطوط	شین ابتدا	شین انتها	مقاومت (PU)	راکتانس (PU)
۸ و ۱	۱	۲	۰/۳۶	۰/۱۷
۹ و ۲	۲	۳	۰/۰۸	۰/۳۷
۱۰ و ۳	۱	۴	۰/۵۱	۰/۲۵۸
۱۱ و ۴	۲	۴	۰/۴۲	۰/۱۹۷
۱۲ و ۵	۴	۵	۰/۰۸	۰/۳۷
۱۳ و ۶	۵	۶	۰/۲۹	۰/۱۴
۱۴ و ۷	۳	۶	۰/۰۴	۰/۱۸

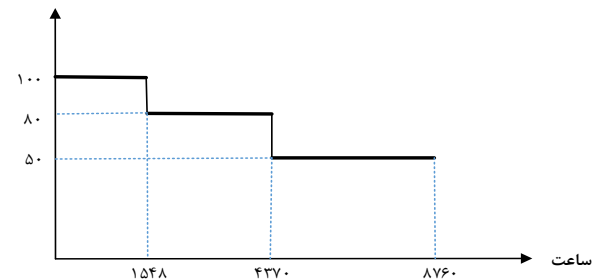
## ۴-۲- تحلیل نتایج شبیه‌سازی

### ۴-۲-۱- برنامه‌ریزی مستقل شبکه‌های برق و گاز طبیعی

در این حالت، برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های برق و گاز طبیعی به صورت مجزا و توسط دو نهاد مستقل از هم صورت می‌گیرد. شایان ذکر است در این حالت، مدل‌سازی شبکه انتقال بصورت پخش بار DC و AC خطی شده (به ترتیب DC LF و AC LF در جداول ۳ تا ۵) انجام می‌شود. بنابراین ابتدا توسعه شبکه برق بدون در نظر گرفتن تلفات خطوط انتقال و توان راکتیو انجام می‌شود. جداول ۳ تا ۷ نتایج مربوط به برنامه‌ریزی توسعه تجهیزات هاب انرژی و هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از سیستم چندحاملی را نشان می‌دهند. نتایج نشان می‌دهد که در طی برنامه‌ریزی ده‌ساله، هشت مگاوات ظرفیت تولید جدید و خط انتقالی با ظرفیت ده مگاوات‌آمپر به شبکه برق اضافه شده‌است.

وجود حداقل زمان مجاز برای اضافه شدن تجهیزات جدید، موجب عدم توسعه شبکه برق در سال‌های ابتدایی و تأمین نشدن انرژی الکتریکی به میزان ۱۶۴/۸ مگاوات-ساعت در طی سال‌های دوم و سوم شده‌است. با مدل‌سازی معادلات خطی پخش بار AC بخشی از ظرفیت خطوط انتقال به عبور توان راکتیو و تلفات اختصاص می‌یابد. به همین خاطر هشت مگاوات ظرفیت تولید جدید و سه خط انتقال با ظرفیت مجموع سی مگاوات‌آمپر به شبکه برق اضافه شده‌است. با اشغال بخشی از توان عبوری خطوط به توان راکتیو و تلفات، میزان انرژی تأمین نشده در سال‌های اول تا سوم برنامه‌ریزی به ۱۶۷/۲ مگاوات-ساعت افزایش یافته‌است. در

درصد از پیک بار



شکل ۴: منحنی پیک بار سالانه [۱۳]

پیک بار حرارتی شبکه گاز طبیعی برابر  $88/3$  MMBtu و نرخ رشد سالانه آن ۰/۸ درصد فرض شده‌است. تغییرات دوره‌ای تقاضای الکتریکی در طی ۱۲ ماه از سال، مطابق شکل ۴ و به صورت سه بلاک اوج مصرف، میان باری و بار پایه به ترتیب ۱۰۰، ۸۰ و ۵۰ درصد از پیک بار الکتریکی در نظر گرفته شده‌است. همچنین حداکثر انرژی تأمین نشده در هر سال ( $ENS_{lim_t}$ ) برابر با ۱۶۰ مگاوات-ساعت در سال اول برنامه‌ریزی می‌باشد. بار حرارتی شبکه گاز طبیعی در طول هر سال به صورت ثابت فرض می‌شود. نرخ بهره، میزان خدمات رزرو و مقدار VOLL در طول برنامه‌ریزی به ترتیب برابر ۵ درصد، ۵ درصد از کل بار در هر بلاک و  $10 \frac{\$}{kWh}$  می‌باشند [۱۳]. ضرایب توزیع اوج بار الکتریکی و حرارتی میان هاب‌های انرژی در جدول ۱ مشخص شده‌است. مطابق با شکل ۳، واحدهای گازسوز تولید برق (تقاضای گاز طبیعی) در هاب‌های شماره ۲ و ۶ موجود هستند و در هاب شماره ۶ هیچ تقاضای انرژی برق و حرارت وجود ندارد. به همین خاطر ضرایب توزیع بار کل شبکه میان هاب‌های انرژی در جدول ۱ و در هاب شماره ۶ برابر صفر است. جدول ۲ اطلاعات مربوط به امپدانس خطوط انتقال در مدل‌سازی شبکه برق را نشان می‌دهد که خطوط انتقال با شماره‌های ۱ تا ۷ از ابتدا در مطالعات برنامه‌ریزی موجود می‌باشند و خطوط انتقال با شماره‌های ۸ تا ۱۴ به عنوان کاندیداهای توسعه شبکه انتقال تعریف شده‌اند.

بمنظور تحلیل عملکرد مدل پیشنهادی از لحاظ هزینه‌های برنامه‌ریزی و بهره‌برداری، تلفات و بازه کلی سیستم و انتشار گاز  $CO_2$ ، از پنج مطالعه موردی با شرایط متفاوت استفاده شده‌است (حالت ۱، حالت ۲ و سه مورد تحلیل حساسیت). لازم به ذکر است به منظور صحت سنجی نتایج برنامه‌ریزی در حالت پایه، شبیه‌سازی مدل مرجع [۱۳] انجام شده و نتایج مشابه با مرجع پایه در این پژوهش نیز حاصل شده‌است.

حالت ۱: برنامه‌ریزی توسعه شبکه برق و گاز طبیعی به طور مستقل از یکدیگر (پخش بار DC و پخش بار AC خطی شده)



۲-۴- برنامه‌ریزی همزمان شبکه برق و گاز طبیعی

در این حالت، شبکه‌های برق و گاز طبیعی به‌طور همزمان توسعه می‌یابند و بهره‌بردار سیستم به دنبال حداقل نمودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از تمامی تجهیزات هاب انرژی است. مطابق با جداول ۳ تا ۷، اگرچه در برنامه‌ریزی همزمان، هزینه سرمایه‌گذاری نسبت به حالت اول (برنامه‌ریزی مجزا) افزایش یافته‌است اما سبب کاهش در هزینه‌های تولید برق و حرارت شده‌است. جدول ۷ کاهش ۳/۵ درصدی در هزینه کل و کاهش ۳۵ درصدی هزینه تامین برق و حرارت در برنامه‌ریزی همزمان نسبت به برنامه‌ریزی مجزا را با وجود تلفات و محدودیت توان عبوری خطوط نشان می‌دهد. شکل ۵ نشان‌دهنده تأثیر تلفات شبکه انتقال بر برنامه‌ریزی توسعه و مقایسه آن با حالت بدون تلفات است که مطابق با آن، در برنامه‌ریزی توسعه برق و گاز طبیعی به صورت مستقل، تلفات شبکه انتقال منجر به افزایش هزینه بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری و هم‌چنین هزینه انرژی تأمین نشده نسبت به شبکه بدون تلفات می‌شود. استفاده از واحدهای CHP به سبب تولید برق و حرارت در نقاط مصرف، هم مقدار انرژی تأمین نشده را به میزان ۲۵ درصد کاهش داده و هم سرمایه‌گذاری در خطوط انتقال را به سال‌های بعد از طول برنامه‌ریزی به تعویق انداخته‌است. بازده کلی سیستم با حضور واحدهای تولید همزمان برق و حرارت از ۴۸/۲ در برنامه‌ریزی مجزا به ۵۰/۲ در برنامه‌ریزی همزمان رسیده‌است که ۲ درصد افزایش را نشان می‌دهد. مطابق جدول ۷، مدل‌سازی تلفات خطوط انتقال موجب افزایش هزینه سرمایه‌گذاری در بخش خطوط انتقال و هم‌چنین هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولید برق به خاطر تأمین تلفات شده‌است.

جدول ۶: هزینه‌های برنامه‌ریزی توسعه با معادلات پخش بار DC

پخش بار DC		هزینه‌ها (میلیون دلار)		
حالت ۲	حالت ۱	واحد تولید	برق	سرمایه گذاری
۲/۳۱	۶/۱۸	خط انتقال	گاز	
-	۰/۵۴	کوره حرارتی	طبیعی	
۱۶/۱	۱۶/۱	CHP		
۱۳/۲۵	-			
۲۸۹/۲	۱۰۷/۱	برق		بهره برداری
	۲۰۱/۶	حرارت		
۰/۴۲	۱/۵۲	هزینه انرژی تأمین نشده		
۳۲۱/۲۸	۳۳۳/۰۴	هزینه کل برنامه‌ریزی		

هر دو مدل از شبکه انتقال برق، شبکه گاز طبیعی با تحمیل ۲۰۱/۶ میلیون دلار و با اضافه کردن کوره حرارتی به ظرفیت ۶۰ MMBtu به رشد بار در سمت تقاضا پاسخ داده‌است.

جدول ۳: نتایج برنامه‌ریزی توسعه منابع تولید برق

مشخصات واحدهای تولید برق	سال نصب کاندیدها		حداقل سال مجاز نصب	ظرفیت (مگاوات)	شبن	واحد تولید
	AC LF	DC LF				
هزینه سرمایه‌گذاری (دلار بر مگاوات)	حالت ۲	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۱		
۹۱۷۰۰۰	۳	۸	۱	۱		
۹۰۸۰۰۰	۴	۱۰	۲	۲		
۹۲۰۰۰۰	۶	۶	۳	۳		
۹۱۴۰۰۰	۸	۵	۳	۴		
۹۰۹۰۰۰	۵	۱۰	۵	۵		
۹۱۸۰۰۰	۸	۸	۶	۶		

جدول ۴: نتایج برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال

مشخصات خطوط انتقال برق	سال نصب کاندیدها		حداقل سال مجاز نصب	ظرفیت (مگاوات آمپر)	شبن انتها	شبن ابتدا	خط انتقال
	AC LF	DC LF					
هزینه سرمایه‌گذاری (دلار بر مگاوات آمپر)	حالت ۲	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۱			
۸۲۵۰۰	۵	۱۵	۲	۱	۸		
۸۰۰۰۰	۲	۱۰	۳	۲	۹		
۷۰۰۰۰	۴	۱۰	۴	۱	۱۰		
۶۰۰۰۰	۶	۱۰	۴	۲	۱۱		
۶۵۰۰۰	۵	۱۰	۵	۴	۱۲		
۱۰۰۰۰۰	۳	۱۰	۶	۵	۱۳		
۷۵۰۰۰	۲	۱۰	۶	۳	۱۴		

جدول ۵: نتایج برنامه‌ریزی تجهیزات درون هاب انرژی

مشخصات مبدل‌های انرژی	سال نصب کاندیدها		حداقل سال مجاز	ظرفیت (مگاوات)	شماره هاب	شماره تجهیز	تجهیز
	AC LF	DC LF					
هزینه سرمایه‌گذاری (دلار بر مگاوات)	حالت ۲	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۱			
۱۳۶۵۰۰۰	۵	۲۳/۵	۱	۱			کوره حرارتی
۱۱۹۵۰۰۰	۴	۱۷/۶	۲	۲			
۱۰۲۴۰۰۰	۳	۱۴/۷	۴	۳			
۱۳۳۱۰۰۰	۳	۱۷/۶	۵	۴			
۱۲۰۰۰۰۰	۲	۱۶	۱	۱			CHP
۱۲۰۰۰۰۰	۳	۱۲	۲	۲			
۱۲۰۰۰۰۰	۲	۱۲	۴	۳			
۱۲۰۰۰۰۰	۴	۱۰	۵	۴			

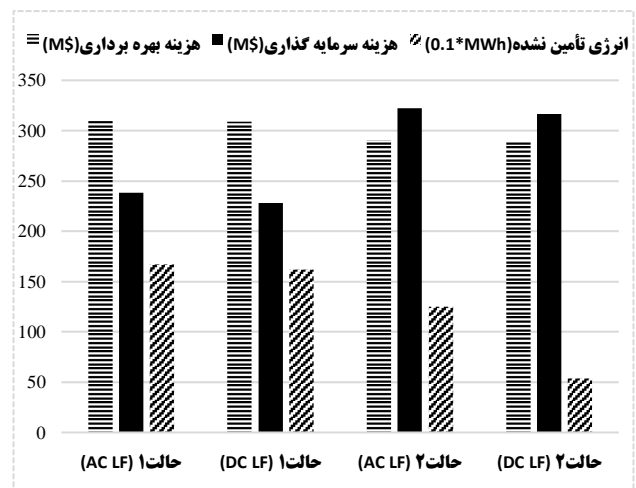
جدول ۷: هزینه‌های برنامه‌ریزی توسعه با معادلات خطی بخش بار AC

پخش بار AC خطی شده		هزینه‌ها (میلیون دلار)	
حالت ۲	حالت ۱	واحد تولید	برق
۲/۳۱	۵/۶۲	خط انتقال	سرمایه گذاری
۰/۵۴	۲/۱۱	کوره حرارتی	گاز
۱۶/۱	۱۶/۱	CHP	طبیعی
۱۳/۲۵	-		
	۱۰/۸/۲	برق	بهره برداری
۲۹۰/۳	۲۰/۱/۶	حرارت	
۱/۰/۴	۱/۶	هزینه انرژی تأمین نشده	
۳۲۳/۵۴	۳۳۵/۲۳	هزینه کل برنامه‌ریزی	

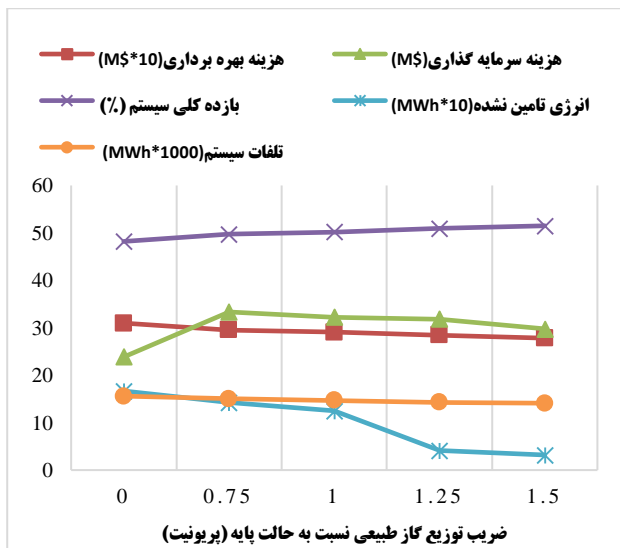
#### ۴-۳-۲ تحلیل حساسیت

#### ۴-۳-۱- تغییرات عامل توزیع گاز طبیعی میان CHP و کوره حرارتی

با توجه به اینکه گاز طبیعی تخصیص یافته به واحدهای CHP به ضریب توزیع  $k$  وابسته است، در این بخش اثر تغییرات ضریب توزیع بر میزان مشارکت CHP در برنامه‌ریزی توسعه مطالعه می‌شود. شکل ۶ مشارکت واحدهای CHP را در طول برنامه‌ریزی نسبت به تغییرات ضریب توزیع گاز طبیعی نشان می‌دهد. نتایج حاکی از آن است که با افزایش ۵۰ درصدی در مقدار گاز طبیعی اختصاص یافته به CHP، مشارکت آن‌ها در برنامه‌ریزی بیشتر شده و به دنبال آن انرژی تأمین نشده، انتشار گاز  $CO_2$  و تلفات سیستم به ترتیب به میزان ۷۵، ۶ و ۳/۹ درصد کاهش می‌یابند.



شکل ۵: تأثیر نحوه مدل‌سازی شبکه انتقال برق بر برنامه‌ریزی توسعه



شکل ۶: اثرات ضریب توزیع بر برنامه‌ریزی توسعه سیستم چندحاملی

#### ۴-۳-۲ تغییر ظرفیت خط لوله گاز طبیعی

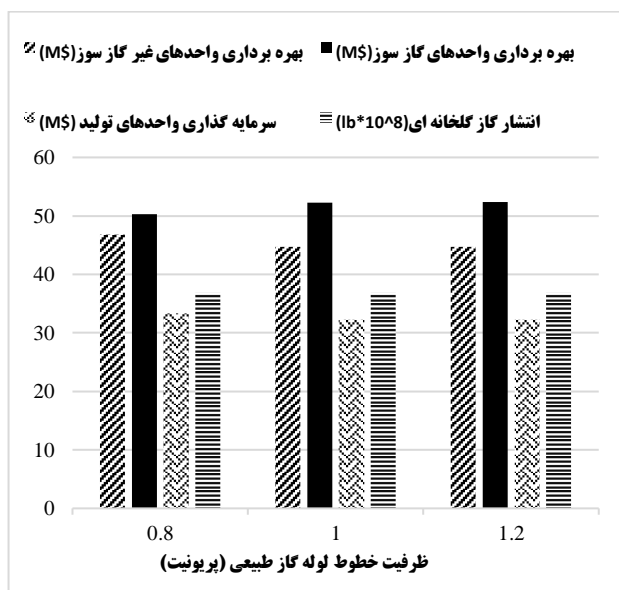
در این قسمت ظرفیت خطوط انتقال گاز طبیعی نسبت به حالت پایه به مقدار ۲۰ درصد افزایش و بار دیگر ۲۰ درصد کاهش می‌یابد. با توجه به وجود واحدهای گازسوز تولید برق، کاهش ۲۰ درصدی در ظرفیت خطوط انتقال گاز طبیعی سبب می‌شود تا واحدهای گازسوز تولید برق به میزان کمتری در تولید برق مشارکت کنند و بیشتر واحدهای غیرگازسوز و واحدهای CHP در تولید برق سهم بیشتری داشته باشند. شکل ۷ روند تغییرات هزینه‌های برنامه‌ریزی و انتشار گازهای گلخانه‌ای را نسبت به ظرفیت خط لوله گاز طبیعی نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که کاهش ۲۰ درصدی ظرفیت خط لوله گاز منجر به افزایش ۴/۵ درصدی در هزینه تولید برق واحدهای غیر گازسوز و افزایش ۳/۵ درصدی در سرمایه‌گذاری واحدهای تولید برق شده‌است. همچنین افزایش ظرفیت خط لوله گاز طبیعی مشارکت واحدهای گازسوز را در تولید برق افزایش داده‌است.

#### ۴-۳-۳ افزایش بار حرارتی

در این قسمت تأثیر افزایش ۵ درصدی بار حرارتی بر برنامه‌ریزی توسعه بررسی می‌شود. با افزایش میزان تقاضای انرژی حرارتی، میزان گاز طبیعی تخصیص یافته به هر هاب انرژی افزایش می‌یابد و فرصت بیشتری به واحدهای CHP برای تولید برق و حرارت داده شده‌است. کاهش ۱/۰۳ میلیون دلاری در هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولید برق و کاهش ۰/۰۵ میلیون دلاری در هزینه سرمایه‌گذاری ناشی از نصب خطوط انتقال جدید شاهدی بر مشارکت بیشتر واحدهای CHP در تولید برق می‌باشند. جدول ۸ سهم واحدهای تولید همزمان برق و حرارت را در کاهش تلفات سیستم، افزایش

- تلفات سیستم انتقال برق با اشغال بخشی از ظرفیت خطوط سبب تعجیل در توسعه منابع تولید و انتقال برق شده است.
  - با سرمایه‌گذاری و نصب CHP و تأمین تقاضای انرژی مصرف‌کنندگان در محل مصرف، سرمایه‌گذاری منابع تولید برق و حرارت و خطوط انتقال به تعویق می‌افتد.
  - ظرفیت خطوط انتقال و میزان مشارکت واحدهای CHP سهم به‌سزایی در توسعه منابع تولید برق و حرارت در برنامه‌ریزی داشته‌اند.
  - بهره‌گیری از واحدهای تولید همزمان حرارت و برق سبب بهبود معیارهای قابلیت اطمینان تأمین انرژی، انتشار گازهای گلخانه‌ای و بازده کلی سیستم شده است.
- روش پیشنهادی با ارائه مدلی دقیق از شبکه انتقال برق، قابل استفاده در برنامه‌ریزی توسعه منابع تولید و انتقال سیستم‌های چندحاملی انرژی است. مدل سازی دقیق شبکه گاز طبیعی و عدم قطعیت‌های موجود در قیمت و تقاضای انرژی و همچنین حضور CHP در فضای رقابتی بازارهای انرژی به عنوان پژوهش‌های آتی معرفی می‌شوند.

بازده کلی، کاهش هزینه‌های برنامه‌ریزی و کاهش ۴۱ درصدی در هزینه انرژی تأمین نشده نشان می‌دهد.



شکل ۷: اثرات تغییر ظرفیت خطوط انتقال گاز طبیعی بر توسعه

### فهرست علائم

#### \* مجموعه‌ها

CC	مجموعه کاندیداهای سرمایه‌گذاری واحدهای CHP
CF	مجموعه کاندیداهای سرمایه‌گذاری کوره حرارتی
CG	مجموعه کاندیداهای سرمایه‌گذاری واحدهای تولید برق
CL	مجموعه کاندیداهای سرمایه‌گذاری خطوط انتقال برق
EF	مجموعه کوره‌های حرارتی موجود در شبکه
EG	مجموعه واحدهای تولید برق موجود در شبکه
EL	مجموعه خطوط انتقال برق موجود در شبکه
GF	مجموعه واحدهای گازسوز تولید برق
J	تعداد قسمت‌های خطی شده (روش تقریب تکه‌ای خطی)

#### \* نمادها

$b$	نماد بلاک‌های تقاضای انرژی
$c$	نماد واحدهای CHP
$f$	نماد کوره‌های حرارتی
$h$	نماد ماه‌های سال
$i$	نماد واحدهای تولید
$j$	نماد قسمت‌های خطی شده تابع درجه دوم
$l$	نماد خطوط انتقال توان
$m, n$	نماد شین‌های شبکه
$pip$	نماد خطوط لوله گاز طبیعی
$Sup$	نماد منابع عرضه گاز طبیعی
$t$	نماد سال‌های برنامه‌ریزی

#### \* اطلاعات مسئله

### جدول ۸: نتایج برنامه‌ریزی توسعه به ازای افزایش بار حرارتی

پخش بار AC خطی شده		هزینه برنامه‌ریزی (میلیون دلار)		
حالت ۲	افزایش بار حرارتی	واحد تولید	برق	ظرفیت تولید گاز طبیعی
۲/۳۱	۲/۳۱	خط انتقال	کوره حرارتی	
۰/۴۹	۰/۵۴	CHP	کوره حرارتی	
۱۶/۱	۱۶/۱	واحد تولید برق	CHP	ظرفیت تولید گاز طبیعی
۱۳/۲۵	۱۳/۲۵	کوره حرارتی	کوره حرارتی	
۹۶/۰۸	۹۷/۱۱	هزینه انرژی تأمین نشده	هزینه کل برنامه‌ریزی	بازده کلی سیستم (درصد)
۱۲/۷۴	۱۲/۱۳	۱/۰۴	۳۲۳/۵۴	
۱۹۲/۲۲	۱۸۱/۰۶	تلفات سیستم (مگاوات-ساعت)	۵۰/۴	۱۴۶۶۹/۸
۰/۶۱	۱/۰۴	۱۴۶۰۶/۳		

### ۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدلی به منظور برنامه‌ریزی توسعه سیستم چندحاملی متشکل از چندین هاب انرژی به هم پیوسته با ورودی‌های برق و گاز طبیعی و خروجی‌های برق، حرارت و گاز طبیعی پیشنهاد شده است. توسعه منابع تولید، خطوط انتقال برق و تجهیزات درون هاب انرژی بر شبکه شش شینه و با در نظر گرفتن تلفات خطوط انتقال برق مطالعه شده است.

نتایج حاصله از شبیه‌سازی‌های انجام شده عبارتند از:

$ENSC$	(\$)	هزینه انرژی تأمین نشده	$A$	ماتریس تزویج منابع تولید برق و خطوط انتقال
$em$	(lb)	انتشار گازهای گلخانه‌ای در هر منبع تولید انرژی	$\dot{A}$	ماتریس تلفات خطوط انتقال برق
$EM_{tot}$	(lb)	مجموع گازهای آلاینده منتشر شده	$B$	ماتریس تزویج منابع عرضه گاز طبیعی و خطوط انتقال
$FC$	(\$)	هزینه کوره‌های حرارتی	$C^c$	ماتریس اتصال CHP به شبکه
$fl$	(MMBtu)	جریان گاز طبیعی خط لوله	$C^f$	ماتریس اتصال کوره حرارتی به شبکه
$GC$	(\$)	هزینه واحدهای تولید برق	$C_e$	ماتریس اتصال ترانسفورماتور به شبکه
$H$	(MMBtu)	حرارت تولید شده	$d$	نرخ بهره
$HC$	(\$)	هزینه واحدهای CHP	$DT$	(Hours) مدت زمان هر دوره
$P$	(MW)	تولید توان اکتیو	$ENS^{Lim}$	(MWh) حداکثر محدوده مجاز انرژی تأمین نشده
$PL$	(MVA)	توان عبوری خطوط انتقال	$FIC$	(\$/MMBtu) هزینه سرمایه گذاری کوره حرارتی
$p^{Loss}$	(MW)	تلفات اکتیو شبکه انتقال	$f^{min}, f^{Max}$	(MMBtu) حداقل و حداکثر گاز طبیعی عبوری از خطوط لوله گاز طبیعی
$P^s, q^s$	(MW, MVar)	توان اکتیو و راکتیو سمت ارسال	$GIC$	(\$/MW) هزینه سرمایه گذاری واحد تولید
$P^r, q^r$	(MW, MVar)	توان اکتیو و راکتیو سمت دریافت	$g, be$	(pu) مولفه حقیقی و موهومی ادمیتانس سری خط
$q$	(MVar)	تولید توان راکتیو	$HIC$	(\$/MW) هزینه سرمایه گذاری CHP
$q^{Loss}$	(MVar)	تلفات راکتیو شبکه انتقال	$H^{Max}$	(MW) حداکثر حرارت تولیدی
$Q_{Fuel}$	(MMBtu)	کل گاز طبیعی ورودی به سیستم	$k$	ضریب توزیع گاز طبیعی
$Q_{Th}$	(MMBtu)	کل انرژی حرارتی خروجی	$L^{el}, L^H$	(MW, MMBtu) تقاضای انرژی در خروجی هر هاب
$TC$	(\$)	هزینه خطوط انتقال توان	$M$	عددی بزرگ
$u$		متغیر باینری وضعیت سرمایه‌گذاری واحد CHP	$OC$	(\$/MWh) هزینه بهره‌برداری از منابع تولید انرژی
$V_m$	(PU)	دامنه ولتاژ هر شین	$PD$	(MW) پیک بار الکتریکی شبکه
$W_{in}$	(MWh)	کل انرژی الکتریکی ورودی به سیستم	$P^{Max}$	(MW) حداکثر توان تولیدی
$W^{out}$	(MWh)	کل انرژی الکتریکی خروجی	$P^D$	(MW) تقاضای توان اکتیو
$w$		متغیر باینری تعیین جهت قسمت‌ها در تکه‌ای خطی	$q^D$	(MVar) تقاضای توان راکتیو
$w^+, w^-$		متغیر باینری وضعیت تکه‌های سمت مثبت و منفی روش تکه‌ای خطی	$R$	(MW) خدمت رزرو شبکه
$x$		متغیر باینری وضعیت سرمایه‌گذاری واحد تولید برق	$re, xe$	(PU) مقاومت و راکتانس خطوط انتقال برق
$y$		متغیر باینری وضعیت سرمایه‌گذاری خطوط انتقال برق	$S_e$	ماتریس گره و خطوط انتقال توان
$z$		متغیر باینری وضعیت سرمایه‌گذاری کوره حرارتی	$S_g$	ماتریس گره و خطوط انتقال توان
$\eta_{sys}$		بازده کلی سیستم چندحاملی انرژی	$SL^{Max}$	(MVA) حداکثر توان ظاهری خطوط انتقال
$v$	(MMBtu)	میزان عرضه منابع گاز طبیعی	$T$	(Year) دوره برنامه‌ریزی
$\delta$	(pu)	زاویه ولتاژ هر شین	$T^{Com}$	(Year) حداقل زمان مجاز نصب تجهیزات
$\delta^-, \delta^+$		مقدار هر بخش از تقریب تکه‌ای خطی	$TIC$	(\$/MW) هزینه سرمایه گذاری خطوط انتقال

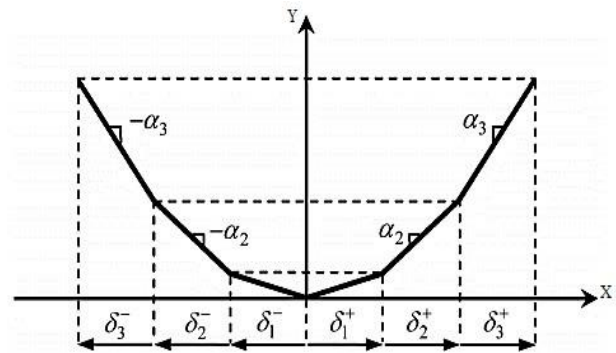
### پیوست

به منظور خطی سازی روابط مربوط به تلفات توان اکتیو و راکتیو شبکه انتقال از [۱] و مطابق با شکل پ ۱ و روابط زیر استفاده شده‌است.

### \* متغیرهای مسئله

$DL$	(MW)	بار الکتریکی تأمین نشده
$E^{el}, E^{gas}$	(MW, MMBtu)	انرژی ورودی به هر هاب انرژی
$E^{g2e}$	(MMBtu)	گاز مصرفی واحدهای گازسوز تولید برق

- electricity and natural gas systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 2, pp. 1154-1168, May 2010.
- [9] S. pazouki, M. R. Haghifam, “Optimal planning and scheduling of energy hub in presence of wind, storage and demand response under uncertainty”, Electrical Power & Energy Systems, vol. 80, pp. 219-239, September 2016.
- [10] E. A. Martinez Cesena, T. Capuder, P. Mancarella, “Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty”, IEEE Transactions on Smart grid, vol. 7, no. 1, pp. 348-357, January 2015.
- [11] M. Salimi, H. Ghasemi, M. Adelpour, S. Vaez-Zadeh, “Optimal planning of energy hubs in interconnected energy systems: a case study for natural gas and electricity”, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 9, no. 8, pp. 695-707, May 2015.
- [12] A. Shahmohammadi, M. Moradi-Dalvand, H. Ghasemi, M. S. Ghazizadeh, “Optimal design of multi-carrier energy systems considering reliability constraints”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 30, no. 2, pp. 878-886, April 2015.
- [13] X. Zhang, M. shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorahh, “Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures”, IEEE Transactions on Smart grid, vol. 6, no. 5, pp. 2302-2311, September 2015.
- [14] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firozabad, M. Lehtonen, “Integration of price-based demand response in discos’ short-term decision model”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 5, pp. 2235-2245, September 2014.
- [15] motor.ece.iit.edu/data/EnergyHubPlanning.xls.



شکل ۱: منحنی روش تقریب تکه‌ای خطی مربوط به تابع درجه دوم [۱۴]

$$Y = X^2 \quad (۱پ)$$

$$Y = \sum_{j \in J} \alpha_j \times \delta_j^+ + \sum_{j \in J} \alpha_j \times \delta_j^- \quad (۲پ)$$

$$X = \sum_{j \in J} \delta_j^+ - \sum_{j \in J} \delta_j^- \quad (۳پ)$$

$$\frac{X}{M} \leq w \leq 1 + \frac{X}{M} \quad (۴پ)$$

$$0 \leq \delta_j^+ \leq w \times \bar{\delta}; \quad \forall j \in J \quad (۵پ)$$

$$0 \leq \delta_j^- \leq (1-w) \times \bar{\delta}; \quad \forall j \in J \quad (۶پ)$$

$$\frac{\bar{\delta} - \delta_j^+}{M} \leq w_j^+ \leq 1 + \frac{\bar{\delta} - \delta_j^+}{M}; \quad \forall j \in J \quad (۷پ)$$

$$\frac{\bar{\delta} - \delta_j^-}{M} \leq w_j^- \leq 1 + \frac{\bar{\delta} - \delta_j^-}{M}; \quad \forall j \in J \quad (۸پ)$$

$$0 \leq \delta_j^+ \leq w_{j-1}^+ \times \bar{\delta}; \quad \forall j \in J \quad (۹پ)$$

$$0 \leq \delta_j^- \leq w_{j-1}^- \times \bar{\delta}; \quad \forall j \in J \quad (۱۰پ)$$

## مراجع

- [1] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firozabad, F. Aminifar, M. Lehtonen, “A new formulation for power system reliability assessment with ac constraints”, Electrical Power & Energy Systems, vol. 56, pp. 298–306, March 2014.
- [2] A. Zlotnik, L. Roald, S. Backhaus, M. Chertkov, G. Andersson, “Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 1, pp.600–610, January 2017.
- [3] T. Li, M. Eremia, M. Shahidehpour, “Interdependency of natural gas network and power security,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 4, pp. 1817–1824, November 2008.
- [4] C. Shao, X. Wang, M. Shahidehpour, X. Wang, B. Wang, “An milp-based optimal power flow in multi-carrier energy systems,” IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, no. 1, pp.239–248, January 2017.
- [5] M. Yazdani-Damavandi, M. Parsa Moghaddam, M.R. Haghifam, M. Shafie-Khah, “Modeling operational behavior of plug-in electric vehicles parking lot in multienergy systems”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 124-135, July 2016.
- [6] A. Parisio, C. Del Vecchio, A. Vaccaro, “A robust optimization approach to energy hub management”, Electrical Power & Energy Systems, vol. 42, no. 1, pp. 98-104, November 2012.
- [7] S. D. Beigvand, H. Abdi, M. L. Scala, “Economic dispatch of multiple energy carriers”, Energy, vol. 138, p.p. 861-872, November 2017.
- [8] C. Unsihuay-Vila, J. W. Marangon-Lima, A. C. Zambroni de Souza, I. J. Perez-arriaga, and P. Balestrassi, “A model to long-term, multiarea, multistage, and integratsd expansion planning of