مدل بهینه‌سازی شبکه انتقال گاز طبیعی- مطالعه موردی شبکه سراسری انتقال گاز ایران

شادی حیرانی[۱]، علی حسین‌زاده کاشان*[۲] و علی‌اکبر اکبری[۱]

۱. دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران جنوب، ایران

۲. دانشکده مهندسی صنایع و سیستم‌ها، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۵/۳/۱۹ تاریخ پذیرش: ۹۵/۱۱/۳۰

چکیده

در این مقاله یک مدل ریاضی برای طراحی و توسعه یک شبکه انتقال گاز طبیعی به‌منظور کاهش هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری اولیه ارائه‌شده است. یک مدل بهینه‌سازی برنامه‌ریزی عدد صحیح غیرخطی (MINLP) برای تعیین شبکه انتقال، تعیین محل ایستگاه‌های تقویت فشار و ظرفیت آن‌ها، زمان نصب آن‌ها در یک افق چند دوره‌ایی و درنهایت میزان تولید گاز در حالت پایدار شبکه ارائه‌شده است. این مدل در نرم‌افزار GAMS حل‌شده است. مدل توسعه داده‌شده برای داده‌های شبکه گازی ایران با داده‌های تولید و تقاضای واقعی شبکه در حالات مختلف که در متن مقاله تشریح شده‌اند، حل‌شده و تحلیل حساسیت‌های مختلفی روی اجزای اصلی شبکه صورت گرفته است؛ نتایج حاصل، نشان‌دهنده بهبود ۳۰ ٪ در مجموع هزینه‌های شبکه واقعی انتقال گاز بوده است.

کلمات کلیدی: ایستگاه تقویت فشار، خط لوله، شبکه انتقال گاز، گاز طبیعی، MINLP.

مقدمه

امروزه افزایش مداوم در قیمت نفت و نگرانی محیط زیستی در مورد سطح آلودگی هوا باعث شده که گاز طبیعی[۱] به یکی از منابع مهم انرژی در جهان تبدیل شود. با زیادشدن جمعیت و بهبود اقتصاد، در قسمت صنایع برای گسترش بخش‌های صنعتی و در بخش خانگی به دلیل افزایش درآمد، تقاضا برای استفاده از گاز افزایش پیدا کرده است. اداره اطلاعات انرژی آمریکا، در طی گزارشی اعلام کرده است که مصرف جهانی گاز طبیعی از سال ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۰ دو برابر شده است [۱] و انتظار می‌رود تا سال ۲۰۳۰ به میزان تقریبی ۴ تریلیون مترمکعب برسد [۲]. سیستم‌های توزیع و انتقال دو جزء اساسی شبکه گاز طبیعی هستند.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی a.kashan@modares.ac.ir

یک سیستم انتقال را می‌توان به‌صورت یک سیستم خط لوله فشارقوی در نظر گرفت که گاز طبیعی را در یک فاصله طولانی از تأمین‌کننده به مراکز توزیع از طریق لوله‌هایی با قطر زیاد انتقال می‌دهد. گاز طبیعی در حجم زیاد و از طریق ایستگاه‌های متراکم کننده که در نقاط استراتژیک از خط انتقال قرارگرفته‌اند، انتقال داده می‌شوند. سیستم توزیع[1] سیستم‌های خط لوله فشار پایین با قطر کم هستند که گاز طبیعی را از سیستم انتقال گرفته و آن را به مصرف‌کنندگان نهایی که شامل مشترکین مسکونی، تجاری، صنعتی و نیروگاه‌های برق هستند انتقال می‌دهند. توزیع به‌وسیله شرکت‌های محلی انجام می‌شود. وجود روابط غیرخطی بین افت فشار[2] و نرخ جریان[3] در شبکه خطوط لوله انتقال گاز طبیعی به علت وجود متغیر جریان گاز باعث شده با مسائل متفاوت‌تری نسبت به سایر مسائل جریان شبکه روبه‌رو باشیم که معمولاً باعث غیرخطی شدن مسئله می‌گردد. زمانی که گاز در طول خطوط لوله انتقال پیدا می‌کند، فشار گاز به‌دلیل سایش با دیواره لوله کاهش پیدا می‌کند؛ بنابراین لازم است تا فشار را در داخل لوله تا نقطه‌ای افزایش بدهیم که گاز جریان پیدا کند. ایستگاه‌های متراکم کننده[4] (تقویت فشار) انرژی ضروری برای نگهداری فشار موردنیاز در طول لوله را تهیه می‌کنند. کمینه‌سازی هزینه گازرسانی با انتخاب قطر مناسب لوله و با در نظر گرفتن محدودیت‌های عدم افت فشار در گره‌ها و حجم جریان انتقالی گاز، همواره یکی از چالش‌های مهم در صنعت نفت و گاز است به‌طوری‌که بیش از ۳۰ ٪ قیمت نهایی گاز طبیعی پالایش‌شده مربوط به هزینه توزیع و انتقال می‌باشد. هم‌اکنون بیش از دو میلیون و شش‌صد هزار نفر مشترک خانگی گاز طبیعی داریم؛ همین امر حساسیت بهره‌برداری در شرکت‌های گاز استانی را به‌منظور تأمین ارزان نیاز مشتریان چندین برابر می‌کند. رویکرد ما در این مقاله ارائه یک مدل ریاضی چند دوره‌ای غیر خطی عدد صحیح باهدف مینیمم کردن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی است که احتیاجات زیر را برآورده سازد:

- تأمین احتیاجات فشار در طول شبکه انتقال
- بهترین مکان و ظرفیت ایستگاه‌های متراکم کننده
- بهترین مکان خطوط لوله
- بهترین مقدار تهیه گاز طبیعی از تأمین‌کننده

رویکرد اصلی این پژوهش ارائه یک مدل ریاضی به‌منظور برآورده کردن نیاز مشتریان، استفاده حداکثری از ظرفیت منابع و در آخر تعمیم مدل به‌دست‌آمده در شبکه انتقال گاز ایران می‌باشد. در این مقاله پس از مروری بر ادبیات پژوهش، به بیان مسئله پرداخته و در بخش بعد مدل ریاضی مسئله ارائه می‌گردد. درنهایت نتایج به‌دست‌آمده از حل مدل روی شبکه انتقال گاز سراسری را ارائه می‌دهیم و مقایسه‌ای بین مدل واقعی و مدل طراحی‌شده خواهیم داشت.

تاریخچه

در ادبیات پژوهش، سه مسئله شبکه‌ای اصلی وجود دارد که برای برخورد با چالش‌های مختلف موجود در شبکه‌های انتقال گاز طبیعی استفاده می‌شوند. در مسائل طراحی شبکه گاز طبیعی، تابع هدف ممکن است مینیمم کردن هزینه سرمایه‌گذاری یا ماکزیمم کردن ارزش خالص فعلی باشد. در مسائل جریان شبکه هدف مینیمم کردن هزینه و برآورد تقاضای مشتریان است. متغیرهای تصمیم مسئله به‌گونه‌ای تعریف شده‌اند که بتوانند جریان گاز در شبکه لوله را تعیین کنند. در مسائل گسترش شبکه، هدف زمان‌بندی و برنامه‌ریزی نحوه سرمایه‌گذاری است. برای به دست آوردن نحوه گسترش بهینه ظرفیت، باید تصمیماتی از قبیل اندازه و محل خط لوله و ایستگاه‌های متراکم کننده گرفته شوند [۳].

1. Transmission System
2. Pressure Drop
3. Flow Rate
4. Compressor Station

سانچز و ریوز مرکادو در مقاله‌ای تلاش کردند تا جواب بهینه برای عملیات ایستگاه متراکم کننده در یک شبکه خط لوله چرخه‌ای با هدف مینیمم کردن مصرف سوخت ایستگاه‌های متراکم کننده را محاسبه کنند [۴]. شبکه به‌وسیله خط لوله و یال‌های مربوط به ایستگاه‌های متراکم کننده و نیز گره‌های متناظر که در نقاط تقاطع یال‌ها قرارگرفته بودند نمایش داده می‌شد. در مقاله‌های دیگر، رویکردهای ابتکاری برای مینیمم کردن هزینه‌های ایستگاه متراکم کننده پیشنهاد شد. الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچگان برای اولین بار در مطالعه چبوبا و همکاران جهت بهینه‌سازی عملیات جریان گاز استفاده شد [۵]. در مقاله دیگری ریوز مرکادو و همکاران به بررسی مسئله انتقال گاز با ساختار درختی چرخه‌ای پرداختند. در این مقاله از الگوریتم ابتکاری برای پیدا کردن جواب استفاده شد. چانگ و همکاران یک برنامه ریاضی چند هدفه برای مسئله پیشنهاد دادند. هزینه سرمایه‌گذاری، قابلیت اطمینان و اثرات محیطی، سه تابع هدف مختلفی بودند که در مدل مورداستفاده قرار گرفتند. آن‌ها مسئله را با الگوریتم ژنتیک حل کرده و یک روش تصمیم‌گیری فازی برای انتخاب بهترین سناریوی برنامه‌ریزی شبکه اختیار کردند [۶]. حامدی و همکاران برای حل مسئله شبکه انتقال که متشکل از یک تابع هدف بوده و به‌صورت MINLP چند دوره‌ای مدل شده بود، از یک الگوریتم سلسله مراتبی استفاده کردند [۷]. یک مدل MIP توسط اورایکول و همکاران برای بهینه‌سازی مجموعه اقدامات انتخاب و کنترل دستگاه‌های تقویت فشار پیشنهاد شده است. هدف مطالعه حداقل‌سازی هزینه‌های عملیاتی شبکه و برآورده کردن تقاضاهای مشتری در سیستم است.

کبیریان و همتی یک مدل بهینه‌سازی غیرخطی یکپارچه را برای فرمول‌بندی یک برنامه استراتژیک برای پیدا کردن بهترین طرح‌های توسعه‌ای بلندمدت برای یک شبکه موجود، توسعه دادند. یک روش بهینه‌سازی جستجوی تصادفی ابتکاری برای حل مسئله پیشنهادشده است [۸]. ولدیوهانز و مجید یک مدل شبیه‌سازی را با دخالت دادن پارامترهای ایستگاه تقویت فشار شامل سرعت، فشار مکش و تخلیه توسعه دادند [۹]. لی و همکاران یک مدل بهینه‌سازی برای خطوط اصلی گاز طبیعی، باهدف ایجاد تعادل بین حداکثر سود عملیاتی و حداکثر مقدار انتقالی ارائه دادند. از روش جمع وزنی برای ترکیب این دو تابع هدف استفاده شد که یک تابع هدف هیبریدی به دست آمد [۱۰]. بوراز سانچز و داگ هاگلند یک مدل ریاضی غیرخطی برای شبکه انتقال گاز باهدف مینیمم کردن هزینه سوخت ارائه دادند [۱۱]. سیدانت میزرا و همکاران نیز در تحقیق خود مسئله مینیمم کردن مصرف سوخت در ایستگاه‌های متراکم کننده را مدنظر قراردادند. آن‌ها از یک رویکرد برنامه‌ریزی هندسی[1] جدید برای بهینه کردن عملیات متراکم کننده در خطوط لوله گاز طبیعی استفاده کردند [۱۲]. میدتون و همکاران مدلی بهینه برای توسعه زیرساخت‌های صنعت گاز طبیعی اعم از تولید، پالایش، انتقال و همچنین مباحث مربوط به تصمیمات سرمایه‌گذاری ارائه دادند. طراحی زیرساخت‌ها و آنالیز سرمایه برای تصمیم‌گیرندگان صنعت گاز به علت تحمیل مبالغ هنگفت وابسته به میدان گازی، تجهیزات پالایشگاهی، خطوط انتقال، ایستگاه‌های تقویت فشار و سایر المان‌های زیرساختی، نقش تعیین‌کننده‌ای دارد. تصمیم‌گیرندگان باید دقیقاً بدانند کدام المان در چه زمانی و با چه ظرفیتی مورد سرمایه‌گذاری قرار بگیرد. مدل ترکیبی بهینه‌سازی برای آنالیز مباحث فوق در مقاله به‌خوبی موردمطالعه قرارگرفته است و در نهایت یک مدل بهینه‌سازی خطی مخلوط عدد صحیح که شامل هر دو عامل تصمیم‌گیری در تصمیمات سرمایه‌گذاری و عملیاتی تعریف شده است [۱۳].

1. Geometric Programming

با توجه به مقالات فوق مشاهده می‌شود که در پژوهش‌های انجام‌شده فرض بر وجود یک شبکه فعال می‌باشد و که با اصلاح المان‌های موجود و تغییر در نرخ جریان عبوری گاز بتوان شبکه انتقال گاز را بهینه کرد. در این مقاله سعی شده است با ترکیب سه مسئله عمومی مذکور مدلی به دست آورد که بتوان طراحی سخت‌افزار شبکه انتقال گاز را انجام داد، به شکلی که با انتخاب مسیر مناسب خطوط لوله و همچنین محل مناسب ایستگاه‌های تقویت فشار جریان عبوری مناسب با تقاضا برآورده شود. با توجه به شرایط تولید گاز در ایران به‌عنوان بزرگترین دارنده ذخیره گاز جهان و ظرفیت بالای انتقال گاز، ضرورت طراحی شبکه بهینه و پایدار انتقال گاز به‌منظور داشتن کمترین هزینه سرمایه‌گذاری کاملاً مشخص می‌گردد.

بیان مسئله

فرض بر این است که شبکه انتقال موردنظر از یک تأمین‌کننده و چندین مصرف‌کننده تشکیل شده و تنها توسط یک شرکت قانون‌گذار، یعنی تصمیم‌گیرنده، اداره می‌شود. فرض شده که سیستم در هر دوره زمانی به‌صورت ثابت و یکنواخت کار می‌کند و ازاین‌رو عبور گاز درون سیستم مستقل از زمان است. هرچند به علت ماهیت سیال بودن گاز ممکن است برخی حالات گذرا رخ دهد اما به علت ناچیز بودن اثر تغییرات از آن چشم‌پوشی می‌کنیم.

شبکه از گره تأمین، گره‌های تقاضا، انتقال و نقاط ورودی و خروجی به ایستگاه کمپرسور تشکیل‌شده است. هدف مسئله، کاهش سرمایه لازم کلی و هزینه‌های عملیاتی شبکه است. هزینه‌های سرمایه‌گذاری شامل هزینه‌های نصب خطوط لوله و ایستگاه‌های کمپرسور هستند. هزینه‌های عملیاتی در برگیرنده هزینه‌های انتقال، هزینه‌های عملیاتی خطوط لوله و ایستگاه‌های کمپرسور (مانند نگهداری و تأمین انرژی) و هزینه خرید گاز طبیعی هستند. برای امکان ایجاد تغییرات در شبکه در خلال یک دورنمای برنامه‌ریزی، از یک وضعیت چند دوره‌ای استفاده شده است.

در این قسمت ابتدا، خواص اجزای مخصوص به یک شبکه انتقال گاز طبیعی در سه گروه تعریف خواهد شد: خطوط لوله و ویژگی‌های جریان/فشار؛ ایستگاه‌های تقویت فشار و ویژگی‌های فشاری و شرایط هزینه توأم با نصب و عملیات اجزا.

خطوط لوله

معادله عمومی جریان برای حالت یکنواخت در خطوط لوله گاز به‌صورت زیر داده شده است [۱۴]:

$$Q_{ij} = c_1 (\frac{T_b}{P_b})^2 (\frac{P_i^2 - P_j^2}{GT_f L_i jZf})^{0.5} \quad (۱)$$

که در آن c_1 برابر $۱/۱۴۹۴ \times ۱۰^{-۳}$ است. پارامترهای f، P_b، T_b، G، T_f و Z، به ترتیب، فاکتور اصطکاک (فاقد واحد)، فشار مبنا بر اساس bar، درجه حرارت مبنا بر اساس درجه کلوین، وزن مخصوص گاز(فاقد واحد)، متوسط دمای گاز سیالو فاکتور تراکم‌پذیری گاز (فاقد واحد) هستند. معادله ۱ روابط مبنا بین افت فشار و نرخ جریان در هر بخش از خط لوله که نقاط انتهای آن در i و j است را شرح می‌دهد. اساساً این معادله بیان می‌دارد که جریانی مثبت در مقطعی از خط لوله، تابعی از تفاوت فشار در سراسر لوله (با فرض $P_i > P_j$)، قطر و طول لوله و خواص گاز است. فرض می‌کنیم شبکه انتقال به‌صورت خطوط افقی بلندی باشد و گاز در درجه حرارت ثابت جریان دارد (جریان هم‌دما). معادله ۱ نرخ جریان (Q_{ij}) در مقطعی از لوله (i,j) با طول آن L_{ij} و قطر D_{ij}، با مقادیر فشار جریان بالادستی[1] P_i و فشار جریان پایین‌دستی[2] P_j را بیان می‌دارد و می‌توان آن را بدین‌صورت بازنویسی نمود؛

$$P_{it}^2 - P_{jt}^2 = \delta_{ij} Q_{ijt}^2 \quad (۲)$$

یعنی براساس معادله ۱، مقدار δ_{ij} (مقاومت خط لوله) به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$\delta_{ij} = (\frac{1}{C_1})^2 \frac{GT_f L_{ij} Z_f}{D_{ij}^5} (\frac{P_b}{T_b})^2 \quad (۳)$$

1. Up Stream
2. Down Stream

در این مطالعه مقادیر f، P_b، T_b، G، T_f و z، به‌ترتیب، ۰/۰۱، ۱ bar، ۲۸۸ °K، ۰/۶۶، ۲۸۳ °K و ۰/۸۰۵ هستند.

ایستگاه تقویت فشار

ایستگاه‌های تقویت فشار برای تأمین فشار لازم برای انتقال گاز در خطوط لوله نصب می‌شوند؛ و این اطمینان را فراهم می‌آوردند که گاز با فشاری مناسب در محدوده فشار حداقل ۷۵ bar و حداکثر ۹۰ bar به نقاط تقاضا می‌رسند. از آنجایی‌که فشار گاز در خطوط لوله به‌واسطه اصطکاک کاهش می‌یابد و جریان گاز در سیستم با حرکت آن در خطوط لوله کند می‌شود، برای انتقال گاز در حجم معین در خطوط لوله طولانی، به چندین ایستگاه تقویت فشار نیاز است. در هر ایستگاه تقویت فشار چندین کمپرسور، برای افزایش ظرفیت ایستگاه به‌منظور اداره کردن نرخ‌های بزرگ جریان نصب می‌شوند. در این تحقیق، تعداد کمپرسورهایی که باید در هر ایستگاه نصب شوند، به‌عنوان یک تصمیم طراحی در نظر گرفته می‌شود.

هر کمپرسور تنها در یک‌جهت جریان کار می‌کند. با فرض اینکه نقطه ورودی هر کمپرسور CS-Ent و نقطه خروج CS-Ext است، یک کمان (i,j) نشانگر یک کمپرسور برای جریان از نقطه i تا نقطه j است، کمان کمپرسور دیگر (j,i) نشانگر جریانی متفاوت در جهت j به i است. ممکن است هر ایستگاه کمپرسور مفروض برحسب راه‌حل مدل فعال، جانبی یا بسته باشد. خصوصاً اگر مقدار فشار خروجی بیشتر از مقدار فشار ورودی در نقاط کمپرسور باشد، ایستگاه فعال است. زمانی که مقادیر فشار خروجی و ورودی برابر باشد، ایستگاه جانبی (Bypass) است. اگر جریانی از طریق کمان کمپرسور نگذرد، آنگاه ایستگاه کمپرسور بسته است.

ساختار هزینه

در مسائل شبکه انتقال گاز طبیعی، تابع عمومی هزینه شامل دو بخش است: هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیات. اجزای اصلی هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های نصب و راه‌اندازی خطوط لوله و ایستگاه‌های کمپرسور هستند. هزینه‌های عملیاتی شامل هزینه‌های نگهداری و تعمیرات، انرژی مصرفی، هزینه انتقال گاز، بهره‌برداری و همین‌طور مدیریتی هستند که در دوره‌های مختلف تکرار می‌شوند. هزینه‌های خرید گاز طبیعی را نیز می‌توان در هزینه‌های کلی سیستم به‌حساب آورد. با توجه به اینکه در این مطالعه تأمین‌کننده ما پالایشگاه‌های تولید گاز در جنوب کشور می‌باشند هزینه تولید گاز جایگزین هزینه خرید شده است؛ بنابراین، هزینه‌های کلی برای شبکه خطوط لوله انتقال گاز را می‌توان به‌صورت زیر محاسبه نمود:

(۴) هزینه‌های کلی= هزینه خطوط لوله (نصب + عملیاتی) + ایستگاه‌های تقویت فشار (نصب + عملیاتی)+ هزینه حمل و نقل + هزینه خرید گاز طبیعی

هزینه سرمایه‌گذاری به ازای هر واحد طول خط لوله شامل هزینه‌های مواد و مصالح، نیروی کار، نصب و راه‌های دسترسی است و به طول خط لوله و قطر آن بستگی دارد و فرض می‌شود که هزینه‌های عملیاتی نیز نسبتی از هزینه‌های سالانه سرمایه‌گذاری است. هزینه‌های ثابت یک ایستگاه کمپرسور بسته به‌توان استفاده‌شده در ایستگاه‌های تقویت فشار براساس مگاوات (MW) برق مصرفی تغییر می‌کند. فرض بر این است که نیروی برق به‌کار رفته برای راه‌اندازی ایستگاه‌های کمپرسور و مالیات، بیمه و سایر هزینه‌ها در تابع هزینه دخیل نیستند. هزینه‌های عملیاتی یک ایستگاه کمپرسور ناشی از مخارج نیروی برق و نگهداری هستند و به‌صورت نسبتی از هزینه‌های برق مشخص می‌شوند. هزینه‌های خرید به‌ازای هر واحد حجم گاز خریداری شده پرداخت‌شده و تا حد زیادی به تأمین‌کننده بستگی دارد. در نهایت، هزینه‌های حمل و نقل را می‌توان به‌صورت هزینه‌های خدمات حمل واحدی از گاز در مقطعی از خط لوله تعریف نمود.

همان‌طور که قبلاً نیز اشاره‌شده در این مطالعه یک تأمین‌کننده (منطقه گازی پارس جنوبی) در نظر گرفته‌شده است، لازم به ذکر است که این تأمین‌کننده خود متشکل از چندین پالایشگاه است که با فاصله اندکی ازنظر جغرافیایی در کنار هم قرار دارند، ازاین‌رو مجموعه این پالایشگاه‌ها به‌عنوان یک مجتمع یکپارچه که هزینه تولید و انتقال یکسانی دارند در نظر گرفته‌شده است.

مدل ریاضی و قیدهای مسئله

مدل ریاضی MINLP ارائه‌شده به‌منظور کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی دارای تابع هدف خطی و مجموعه قیود شامل نامساوی‌های خطی و غیرخطی با متغیرهای دوگانه و پیوسته است. ما یک شبکه انتقال گاز طبیعی را به‌صورت یک گراف خطی G=(N,A) نشان می‌دهیم که در آن N نشانگر مجموعه نقاط $i\epsilon\{1,2,\ldots,|N|\}$ و A نشان‌دهنده مجموعه کمان‌هایی است که جفت‌جفت (i,j) در نقاط به‌خصوصی از N منظم شده‌اند. در ادامه کلیه اعلایم به‌کاربرده شده در این فصل آورده شده است. هدف این مدل کم کردن مجموع هزینه‌های حمل‌ونقل، خرید، عملیات و سرمایه‌گذاری ایستگاه‌های کمپرسور و خطوط لوله است. مدل شامل محدودیت‌های خطی متعددی برای نگهداری جریان است و رابطه نرخ فشار ـ جریان به‌وسیله نامساوی غیرخطی تعریف می‌شود. علاوه‌براین، محدودیت‌هایی نیز در رابطه باوجود ایستگاه کمپرسور و ظرفیت آن وجود دارد. با برآورده شدن الزامات فشار در شبکه، گاز طبیعی در یک‌جهت در هر بازه از زمان حرکت خواهد کرد. همان‌طور که قبلاً هم گفته شد، فشار در طول کمان‌های خطوط لوله کاهش می‌یابد درحالی‌که در کمان‌های ایستگاه‌های کمپرسور افزایش می‌یابد. همچنین، اگرچه این مدل مدلی عمومی برای طراحی شبکه‌های گاز طبیعی است، می‌توان از آن برای توسعه شبکه‌های موجود نیز استفاده نمود. مقادیر متغیرهای دوگانه تصمیم کمان‌های خطوط لوله و ایستگاه کمپرسور (به‌ترتیب، V_{ijt} و CS_{ijut}) در شبکه فعلی که در شبکه فعلی مقدار یک را داراست و متغیرهای خطوط لوله و ایستگاه‌های کمپرسور افزودنی احتمالی را نیز می‌توان به‌وسیله حل مدل تعیین کرد.

=کل هزینه‌ها

حداقل $\left\{\sum_i\sum_j Q_{ijt}\beta_t^s+\sum_i\sum_j Q_{ijt}\beta_t^f+\sum_i\sum_j\sum_u uCS_{ijut}\beta_t^c+\sum_i\sum_j Q_{ij}V_{ijt}\beta_t^p\right.$

$\left.+\sum_i\sum_j Q_{ijt}\left(V_{ijt+1}-V_{ijt}\right)\alpha_{t+1}^p+\sum_i\sum_j\sum_u u(CS_{ijut+1}-CS_{ijut})\alpha_{t+1}^c\right\}$ (۵)

اولین عبارت در تابع کارکرد بیانگر هزینه کلی حمل‌ونقل است. عبارت دوم مربوط به قیمت کلی خرید است. سومین و چهارمین عبارت، به‌ترتیب، نشانگر هزینه‌های عملیاتی ایستگاه کمپرسور و خط لوله هستند. پنجمین و پنجمین و ششمین عبارت، به‌ترتیب، نشانگر هزینه‌های سرمایه‌گذاری ایستگاه‌های کمپرسور و خطوط لوله هستند.

S.T:

$$P_{it}=P_{\max}\ \forall i\in N_s, t\in T \quad (۶)$$

$$P_{\min}\le P_{it}=P_{\max}\ \forall i\in N_D, t\in T \quad (۷)$$

$$P_{it}\le P_{\max}\ \forall i\in N_C^E, t\in T \quad (۸)$$

$$Q_{ijt}\le M_{1t}B_{ijt}\forall(i,j)\in A, t\in T \quad (۹)$$

اگر از i تا j جریان برقرار باشد، محدودیت‌های معادله ۹ مشخص می‌سازند که B_{ijt} مساوی ۱ است. ازآنجایی‌که متغیرهای Q_{ijt} در رابطه ۹ می‌توانند مقادیری بزرگ‌تر از ۱ داشته باشند، M_{1t} بیانگر مقدار ورودی به آن بزرگی است که می‌تواند نشانگر جریان کلی احتمالی روی یک کمان در بازه زمانی t باشد. ما M_{1t} را در $\forall\ \sum_i q_{it},$ قراردادیم، ازآنجایی‌که در بدترین حالت، ممکن است هر کمانی نیاز به اداره کردن جریانی معادل کل تقاضا را داشته باشد.

$$B_{ijt}+B_{jit}\le 1,\forall(i,j)\in A, I<j, t\in T \quad (۱۰)$$

محدودیت‌های رابطه ۱۰ این اطمینان را فراهم می‌سازند که گاز تنها در یک‌جهت در مقطعی از خط لوله (i,j) در بازه زمانی t جریان می‌یابد، هرچند، جهت جریان در مقطعی از خط لوله می‌تواند در بازهای زمانی متفاوت، تفاوت داشته باشد.

$$\sum Q_{ijt} - \sum Q_{jit} = q_{it} \forall i \in N_d, t \in T \quad (۱۱)$$

محدودیت اعمال شده در رابطه ۱۱ ارضای محدودیت‌هایی را خواستار است که در هر نقطه تقاضا در یک بازه زمانی بیان می‌شوند.

$$\sum Q_{ijt} - \sum Q_{jit} = 0, \forall i \in N_t \cup N_C^I \cup N_C^E, t \in T \quad (۱۲)$$

محدودیت اعمالی در رابطه ۱۲ مربوط به محدودیت‌های نگهداری جریان برای نقاط انتقال به‌وسیله‌ای دیگر است که شامل نقاط مربوط به کمان ایستگاه کمپرسور می‌شوند. قسمت سمت چپ رابطه ۱۱ بیانگر تفاوت جریان به خارج و داخل است، چراکه هر نقطه تقاضا می‌تواند به‌عنوان نقطه انتقال به‌وسیله دیگر هم عمل کند.

$$(P_{it}^2 - P_{jt}^2) - \delta_{ij} Q_{ijt}^2 \geq M_2 (B_{ijt} - 1), \forall (i,j) \in A_p, I < j, t \in T \quad (۱۳)$$

$$(P_{it}^2 - P_{jt}^2) - \delta_{ij} Q_{ijt}^2 \geq M_2 (1 - B_{ijt}), \forall (i,j) \in A_p, I < j, t \in T \quad (۱۴)$$

محدودیت‌های ۱۳ و ۱۴ افت فشار بین دونقطه از کمان لوله را محاسبه می‌کنند. این دو محدودیت باهم تساوی را اعمال می‌کنند که محاسبات افت فشار بین دونقطه i و j را در طول مقطع (i,j) لوله تحمیل می‌کنند. اگر جریانی از i به j وجود داشته باشد ($B_{ijt}=1$)، آنگاه قسمت سمت چپ این محدودیت‌ها (در هر دو سو به یک صورت) باید برابر صفر باشند. در غیر این صورت، زمانی که Q_{ijt} برابر صفر باشد، این تفاضل می‌تواند هر مقداری، مثبت یا منفی، داشته باشد و ازآنجاکه نمی‌تواند بیشتر از تفاضل مربع فشار بیشینه باشد، به‌جای P^2_{Max} مقدار M_2 را قرار می‌دهیم. این محدودیت‌ها، به‌همراه محدودیت رابطه ۹، این اطمینان را فراهم می‌سازند که در یک خط لوله جریان گاز هرگز از نقطه‌ای با فشار پایین به نقطه‌ای با فشار بالا برقرار نمی‌شود.

$$B_{ijt} + B_{jit} \leq V_{ijt}, \forall (i,j) \in A_p, I < j, t \in T \quad (۱۵)$$

اگر بین دونقطه جریانی، در هر جهتی، برقرار باشد، آنگاه محدودیت معادله ۱۵ این اطمینان را فراهم می‌سازد که خط لوله‌ای وجود دارد که این ارتباط را برقرار می‌سازد.

$$V_{ijt} \leq V_{jit+1}, \forall (i,j) \in A_p, I < j, t = 1,2,..T-1 \quad (۱۶)$$

محدودیت ۱۶ تضمین می‌کند که هر بار خط لوله‌ای در بازه زمانی t نصب گردد، در خلال تمام مدت افق برنامه‌ریزی باقی خواهد ماند که از بازه زمانی t+1 آغاز می‌شود.

$$\sum CS_{ijut} \leq 1, \forall (i,j) \in A_C, t \in T \quad (۱۷)$$

محدودیت ۱۷ اجبار می‌سازد که در هر کمان تنها یک نوع ایستگاه کمپرسور قابل ساخت است.

$$\sum CS_{ijut} + \sum CS_{jiut} \leq 1, \forall (i,j) \in A_C, I < j, t \in T \quad (۱۸)$$

محدودیت ۱۸ نشان می‌دهد که یک ایستگاه کمپرسور تنها در جهت یک جریان قابل‌استفاده است.

$$S_{ijut} \leq S_{ijut+1}, \forall (i,j) \in A_C, I < j, u \in U\ t \in 1,2,..T-1 \quad (۱۹)$$

محدودیت ۱۹ این اطمینان را فراهم می‌سازد که هر بار که یک ایستگاه کمپرسور در بازه زمانی t نصب گردید، در خلال تمام مدت افق برنامه‌ریزی باقی خواهد ماند که از بازه زمانی t+1 آغاز می‌گردد.

$$P_{jt} - \bar{s} P_{it} \leq M_3 (2 - B_{ijt} - \sum CS_{ijut}), \forall (i,j) \in A_C, t \in T \quad (۲۰)$$

$$P_{jt} - P_{it} \geq M_3 (B_{ijt} + \sum CS_{ijut} - 2), \forall (i,j) \in A_C, t \in T \quad (۲۱)$$

$$P_{jt} - P_{it} \leq M_3 (1 - B_{ijt} + \sum CS_{ijut}), \forall (i,j) \in A_C, t \in T \quad (۲۲)$$

$$P_{jt} - P_{it} \geq M_3 (B_{ijt} - \sum CS_{ijut} - 1), \forall (i,j) \in A_C, t \in T \quad (۲۳)$$

محدودیت‌های ۲۰ و ۲۱ فشاری را برای نقطه خروجی یک کمان کمپرسور تنظیم می‌کنند که به ترتیب، کوچک‌تر یا مساوی با دفعات $\bar{s}$ شار ورودی و بزرگ‌تر از فشار ورودی است؛ البته درصورتی‌که کمپرسور نصب‌شده و جریانی مثبت در آن برقرار باشد؛ یعنی، اگر هم $\sum_u CS_{ijut}$ و هم B_{ijt} برابر یک باشند. از سویی دیگر، اگر جریانی مثبت باشد اما کمپرسوری نصب نباشد (اگر $\sum_u CS_{jut}$ برابر صفر اما B_{ijt} برابر یک باشد)، آنگاه محدودیت‌های ۲۲ و ۲۳ این اطمینان را فراهم می‌سازند که فشار در نقاط ورودی و خروجی مساوی است.

اگر هیچ جریانی در کمان کمپرسور نباشد، یعنی، B_{ijt} صفر باشد، فارغ از وجود داشتن یک کمپرسور، این محدودیت‌ها اذعان می‌دارند که P_{it} با P_{jt} هیچ ارتباطی نداشته، و می‌توانند مقداری را به‌طور مجزا

در محدودیت‌های عمومی فشار در نظر بگیرند. این امر با قرار دادن M_3 به‌جای P_{Max} ممکن می‌شود.

$$\sigma\sum uCS_{ijut} - \sum Q_{kit} \geq M_{It}(\sum CS_{ijut} - 1), \forall (i,j) \in A_C, t \in T \quad (۲۴)$$

محدودیت معادله ۲۴ نشانگر آن است که نرخ جریان در تمام کمان ایستگاه کمپرسور باید کمتر از ظرفیت کلی یک ایستگاه کمپرسور باشد. در این محدودیت، اگر $\sum_u CS_{ijut}$ برابر یک باشد، آنگاه اذعان می‌دارد که جریان کلی در سراسر کمان کمپرسور باید کمتر از ظرفیت کمپرسور نصب‌شده باشد. در غیر این صورت، اگر $\sum_u CS_{ijut}$ برابر صفر باشد، نشان‌دهنده آن است جریانی عادی از آن می‌گذرد، و در این صور می‌تواند بیشتر از بزرگ‌ترین جریان ممکن در سراسر یک کمان باشد که قبلاً توسط M_{1t} داده‌شده است.

$$CS_{ijut} = 0, \forall (i,j) \in A_C, u \in U \quad (۲۵)$$

$$V_{ij0} = 0, \forall (i,j) \in A_C, I < j \quad (۲۶)$$

محدودیت‌های معادلات ۲۵ و ۲۶، به‌ترتیب، عدم وجود یک ایستگاه کمپرسور و خطوط لوله را در ابتدای افق برنامه‌ریزی مشخص می‌سازند.

$$\sum_{j \in (i,j)} Q(i,j,t) = \sum_{jj} q(jj,t), \forall t, i = \sup plynode \quad (۲۷)$$

محدودیت معادله ۲۷ تأمین تقاضا در گره تولید را در هر بازه زمانی تضمین می‌کند که در آن $q(jj,t)$ تقاضای گره jj در دوره t است. (لازم به ذکر است تنها یک گره عرضه (supplynode) در این مسئله وجود دارد؛ که در مورد آن در بخش ساختار هزینه توضیح داده‌شده).

$$P_{it}, Q_{ijt} \geq 0, B_{ijt}, CS_{ijt}, V_{ijt} \in (0,1) \quad (۲۸)$$

محدودیت معادله ۲۸ نشانگر دامنه‌های متغیرهاست.

شبیه‌سازی و مطالعه موردی

در این بخش، مدل توسعه داده‌شده برای داده‌های شبکه گازی ایران اجرا می‌شود و نتایج حاصل از مدل ارائه می‌شود. این نتایج شامل طراحی شبکه انتقال گاز به گره‌های تقاضا، میزان فشار هر گره تعداد خطوط اصلی انتقال و تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار است. در ادامه پس از معرفی داده‌های شبکه گازی کشور، نتایج حل مسئله طراحی شبکه انتقال و درنهایت روی جواب به‌دست‌آمده آورده شده است.

داده‌های شبکه گازی ایران

برای اجرای مدل روی شبکه گازی ایران، ابتدا مراکز استان‌ها و پالایشگاه‌ها را برای راحتی به‌صورت جدول ۱ شماره‌گذاری می‌کنیم. شکل ۱ موقعیت مکانی گره‌های تقاضا (مراکز استان‌ها) و گره عرضه (پالایشگاه‌ها) را نشان می‌دهد. گره شماره ۳۲ مربوط به گره عرضه (مجموعه بالایشگاه های گازی موجود در عسلویه) است و سایر گره‌ها مطابق با جدول ۱ شماره‌گذاری شده‌اند. علاوه‌براین برای انتخاب مسیرهای مناسب به فواصل مراکز استان‌ها از هم نیاز هست که با فرض خطی بودن فاصله‌ها و عدم وجود محدودیت‌های جغرافیایی به‌راحتی قابل‌محاسبه است میزان تولید گاز در گره منبع در حال حاضر در پالایشگاه‌های پارس جنوبی درمجموع ۳۱۰ میلیون مترمکعب به‌طور میانگین در روز است که با تکمیل کلیه پروژه‌های پارس جنوبی توانایی تولید گاز به ۷۸۰ میلیون مترمکعب افزایش خواهد یافت[1]. همچنین فرض شده است که در هر یک از گره‌های تقاضا، مقادیر ماکزیمم و مینیمم فشار به‌ترتیب برابر ۹۰ و ۷۵ bar باشد؛ و میزان تقاضای گره‌ها در ۱۲ دوره یک ماه لحاظ شده‌اند. سایر پارامترهای مسئله نیز مطابق با جدول ۲ مقدار دهی شده‌اند.

حل مسئله طراحی شبکه گازی کشور

مسئله تعریف‌شده با توجه به داده‌های بخش قبلی در نرم‌افزار GAMS نسخه ۲۳/۵ کد نویسی و اجرا شد.

با توجه به اینکه مدل مسئله از نوع برنامه‌ریزی غیر خطی عدد صحیح مختلط یا MINLP است، از Baron به‌عنوان سالور مسئله استفاده‌شده است که برای مسائل برنامه‌ریزی غیر خطی عدد صحیح مختلط کاربرد دارد.

1. www.pogc.ir

جدول ۱ شماره گره‌های تقاضا و پالایشگاه‌ها در مسئله.

شماره گره	مرکز	شماره گره	مرکز	شماره گره	مرکز
۱	اراک	۱۲	تهران	۲۳	قم
۲	اردبیل	۱۳	خرم‌آباد	۲۴	کرج
۳	ارومیه	۱۴	رشت	۲۵	کرمان
۴	اصفهان	۱۵	زاهدان	۲۶	کرمانشاه
۵	اهواز	۱۶	زنجان	۲۷	گرگان
۶	ایلام	۱۷	ساری	۲۸	مشهد
۷	بجنورد	۱۸	سمنان	۲۹	همدان
۸	بندربوشهر	۱۹	سنندج	۳۰	یاسوج
۹	بندرعباس	۲۰	شهرکرد	۳۱	یزد
۱۰	بیرجند	۲۱	شیراز	۳۲	پالایشگاه

شکل ۱ موقعیت مکانی گره‌های تقاضا (مراکز استان‌ها) و گره عرضه (پالایشگاه).

جدول ۲ مقادیر پارامترهای مسئله.

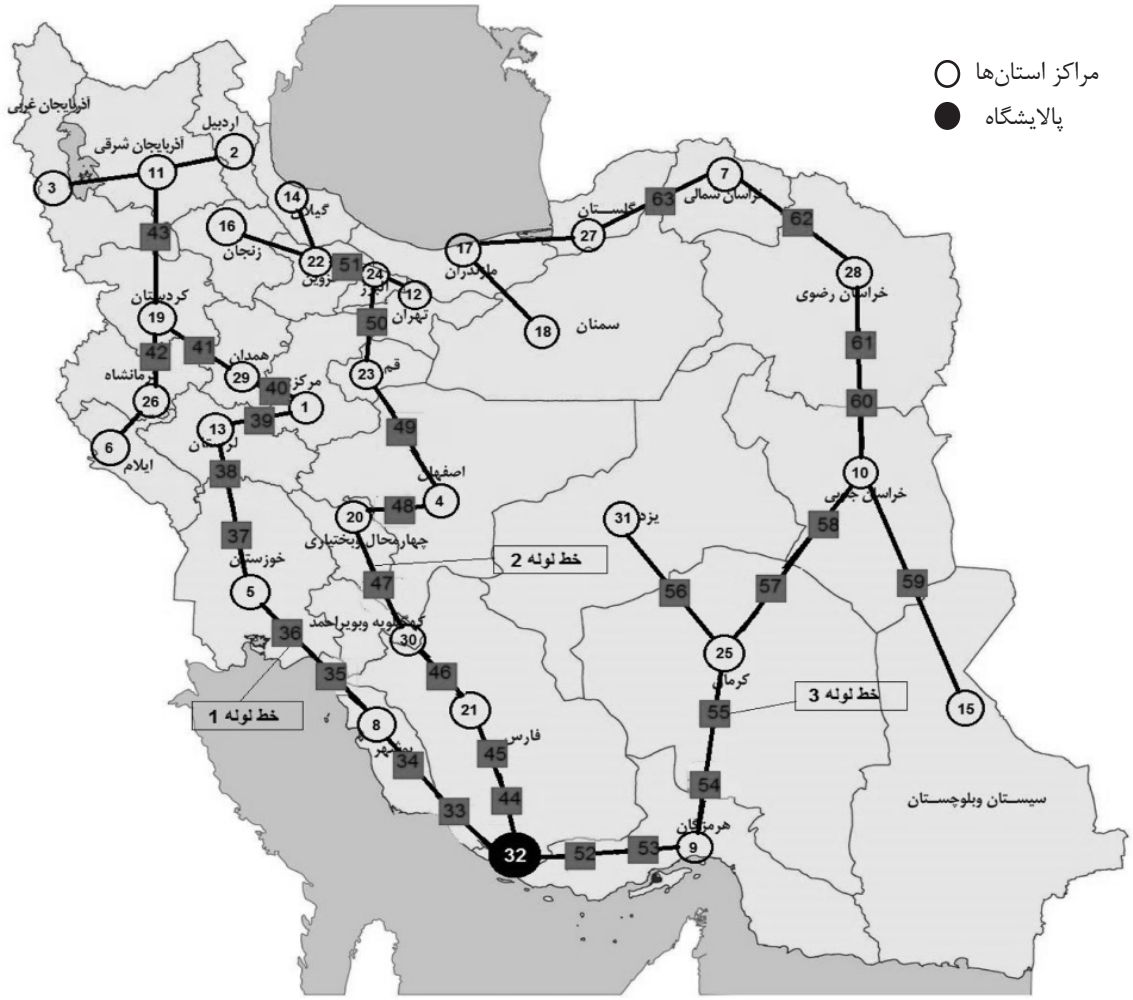
پارامتر	تعریف	واحد
α_t^c	هزینه سرمایه‌گذاری نصب یک واحد ایستگاه تقویت فشار در دوره t	۱۱۲ میلیارد تومان برای هر ایستگاه تقویت فشار شامل ۴ کمپرسور
α_t^p	هزینه سرمایه‌گذاری نصب یک خط لوله در دوره	۱۴/۸ میلیارد تومان برای هر کیلومتر خط لوله in ۵۶
β_t^c	هزینه عملیاتی یک واحد از یک ایستگاه تقویت فشار در دوره t	۹۰۰ میلیون تومان در ماه
β_t^p	هزینه عملیاتی یک km از کمان خط لوله در دوره t	۲ میلیون تومان در ماه برای هر کیلومتر
β_t^f	هزینه خرید گاز طبیعی از عرضه‌کننده (هزینه تولید هر مترمکعب ۲۱ سنت اعلام‌شده است)[1]	۸۱۰ میلیون تومان برای هر میلیون مترمکعب گاز
σ	ظرفیت یک واحد از یک ایستگاه تقویت فشار	۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز

کد مسئله در دستگاهی با مشخصات Core i3: 2.3GHz ،RAM: 4GB و سیستم‌عامل 64-bit اجراشده است. زمان حل الگوریتم نیز حدوداً ۷۰۰ sec است. در جواب به‌دست‌آمده هر ایستگاه تقویت فشار شامل ۴ کمپرسور بوده که ۳ عدد از آن‌ها در حال کار بوده و یکی به‌صورت پشتیبانی[1] است. بهترین جواب برای شبکه خط لوله توزیع گاز برای خط لوله in ۵۶، در شکل ۲ زیر نشان داده‌شده است. شبکه حاصل از حل مدل، ۳ خط لوله جداگانه هستند که از گره پالایشگاه‌ها شروع‌شده و هر یک تقاضای برخی از مراکز استان‌ها را تأمین می‌کنند. طول خطوط لوله و مقدار تقاضایی که روزانه در دوره ۱ پاسخ می‌دهند به‌صورت جدول ۳ است. طول کل خط لوله به‌کار رفته در شبکه برابر ۹۳۳۲ km است. تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار برابر با ۳۱ ایستگاه هست. همچنین هزینه‌های مرتبط با شبکه به‌صورت تفکیک‌شده در جدول ۴ خلاصه‌شده است. همان‌طور که از نتایج جدول قابل‌مشاهده است بخش زیادی از هزینه‌های کل شبکه مربوط به احداث خطوط لوله است که این مقدار معادل ۶۶٪ هزینه‌های کل شبکه است. هزینه‌های خرید گاز نیز حدود ۳۲٪ از کل هزینه‌های شبکه بوده و تنها ۱/۲۳٪ از هزینه‌های کل مربوط به احداث ایستگاه‌های تقویت فشار است.

تحلیل حساسیت پارامترهای مدل

در این بخش پارامترهای مدل طراحی شبکه تغییر داده‌شده و مقادیر پارامترهای مسئله به‌ازای ۸۰ و ۱۲۰٪ مقدار داده‌های پایه فرض شده است. مدل مسئله دوباره اجرا گردید و هزینه‌های شبکه گزارش می‌شوند. پارامترهای مسئله و مقادیر آن‌ها در جدول ۵ به‌ازای هر دو مقدار ۸۰ و ۱۲۰٪ مقادیر پایه آورده شده است. لازم به ذکر است که ساختار شبکه به‌ازای تغییرات ایجادشده مطابق جدول فوق تغییری نمی‌کند ولی هزینه‌های سیستم تغییر می‌کنند. در تحلیل دیگری جواب مسئله برای خطوط لوله با قطر ۳۰ و ۴۲ اینچی ارائه‌شده و درنهایت نتایج آن‌ها با خطوط لوله ۵۶ اینچی مقایسه می‌شود. لازم به ذکر است که قیمت هر کیلومتر از خطوط لوله با قطر ۳۰ و ۴۲ اینچی به ترتیب برابر ۱۰/۴ و ۷/۴ میلیارد تومان است. بهترین جواب برای شبکه خط لوله توزیع گاز برای خط لوله ۴۲ اینچ و خط لوله ۳۰ اینچ در شکل ۳ نشان داده شده است. با توجه به شکل برای خطوط لوله ۸، ۴۲ اینچ ایستگاه تقویت فشار نسبت به خطوط لوله ۵۶ اینچ، به شبکه افزوده شده است که با علامت دایره نشان داده شده‌اند و ده ایستگاه تقویت فشار نسبت به خطوط لوله ۴۲ اینچ به شبکه افزوده شده است که با علامت ستاره سبز نشان داده شده‌اند. شکل ۳ نتایج شبکه را برای قطرهای مختلف خطوط لوله به‌صورت خلاصه نشان می‌دهد. همان‌طور که قبلاً نیز اشاره‌شده بود، نصب خطوط لوله درصد بسیار زیادی از هزینه‌های کل را به خود اختصاص می‌دهد.

1. Back-up



شکل ۲ بهترین جواب برای شبکه خط لوله توزیع گاز کشور با خطوط لوله ۵۶ اینچی.

جدول ۳ مشخصات خطوط لوله در بهترین جواب.

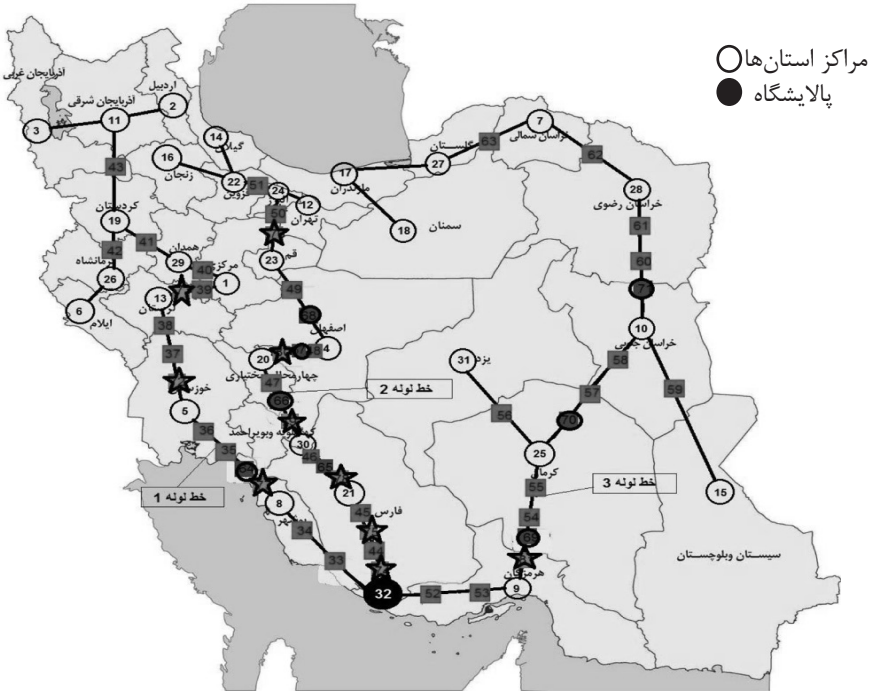
	طول کل خط لوله (کیلومتر)	مقدار تأمین روزانه در دوره ۱ (میلیون مترمکعب در روز)
خط لوله ۱	۳۲۰۹	۶۸
خط لوله ۲	۱۹۲۸	۹۶,۶
خط لوله ۳	۴۱۹۵	۶۱,۵

جدول ۴ هزینه‌های شبکه در بهترین جواب برای خط لوله ۵۶ اینچی.

جزء هزینه	مقدار هزینه به میلیارد تومان	نسبت هزینه به‌کل هزینه‌ها
هزینه احداث خطوط لوله	۱۳۸۱۲۸	٪ ۶۶ /۲
هزینه احداث ایستگاه‌های تقویت فشار	۲۵۷۶	٪ ۱/۲۳
هزینه عملیاتی ایستگاه‌های تقویت فشار	۲۴۸,۴	٪ ۰/۱۲
هزینه عملیاتی خطوط لوله	۲۲۰	٪ ۰
هزینه‌های خرید گاز	۶۷۶۴۸/۷	٪ ۳۲/۴
مجموع هزینه‌ها	۲۰۸۶۰۱	

جدول ۵ تحلیل حساسیت هزینه‌های شبکه در بهترین جواب نسبت به پارامترهای مسئله (کلیه هزینه‌هابه میلیارد تومان می‌باشد.)

مقدار	هزینه‌های خرید گاز	هزینه عملیاتی ایستگاه‌های تقویت فشار	هزینه احداث خطوط لوله	هزینه احداث ایستگاه‌های تقویت فشار	مجموع هزینه‌ها به میلیارد تومان
۹۰	۶۷۶۴۹	۲۴۸	۱۳۸۱۲۸	۲۰۷۰	۲۰۸۰۹۵
۱۳۵	۶۷۶۴۹	۲۴۸	۱۳۸۱۲۸	۳۱۰۵	۲۰۹۱۳۰
۱۲	۶۷۶۴۹	۲۴۸	۱۱۱۹۹۶	۲۵۷۶	۱۸۲۴۶۹
۱۸	۶۷۶۴۹	۲۴۸	۱۶۷۹۹۴	۲۵۷۶	۲۳۸۴۶۷
۷۲۰	۶۷۶۴۹	۱۹۸	۱۳۸۱۲۸	۲۵۷۶	۲۰۸۵۵۲
۱۰۸۰	۶۷۶۴۹	۲۹۸	۱۳۸۱۲۸	۲۵۷۶	۲۰۸۶۵۱
۶۵۰	۵۴۲۸۶	۲۴۸	۱۳۸۱۲۸	۲۵۷۶	۱۹۵۲۳۹
۹۷۰	۸۱۰۱۱	۲۴۸	۱۳۸۱۲۸	۲۵۷۶	۲۲۱۹۶۴



شکل ۳ نتیجه تحلیل حساسیت روی قطر لوله

با توجه به نتایج مقایسه‌ای در جدول فوق مشاهده می‌شود که استفاده از خطوط لوله با قطر ۳۰ و ۴۲ اینچی به ترتیب باعث افزایش ۸ و ۱۸ ایستگاه تقویت فشار در شبکه انتقال می‌شود، درصورتی‌که هزینه‌های کل کاهش بسیار زیادی نسبت به شبکه ۵۶ اینچی می‌کند. به‌عبارت‌دیگر، در شبکه ۴۲ و ۳۰ اینچی به‌ترتیب کاهش ۱۹ و ۳۲٪ درمجموع هزینه‌ها را مشاهده می‌کنیم. البته باید توجه کرد با کاهش قطر لوله فشار داخل خط افزایش می‌یابد و حتماً باید شرایط حدی فشار را بررسی کرد.

مقایسه شبکه طراحی‌شده با شبکه واقعی انتقال گاز

شبکه انتقال گاز سراسری موجود که از منطقه پارس جنوبی به‌عنوان گره منبع تغذیه می‌کند، شامل ۸ خط انتقال مجزای ۵۶ اینچی است که درمجموع ۱۲۷۱۰ km طول دارد و ۶۶ ایستگاه تقویت فشار آن را حمایت می‌کنند[1]. همچنین ترکیب ایستگاه‌های تقویت فشار در ۶ خط به‌صورت ۱+۳ هست

1. www.naftma.com

که به معنای وجود سه کمپرسور فعال و یک کمپرسور غیرفعال به‌عنوان پشتیبان است. در دو خط انتقال دیگر ترکیب ایستگاه‌های تقویت فشار ۴+۱ هست. مقایسه دو شبکه انتقال گاز واقعی و مدل طراحی‌شده نشان‌دهنده کاهش بیش از ۲۰۰۰ km در خط انتقال و ۳۰ ایستگاه تقویت فشار است، با توجه به ترکیب ایستگاه‌های مدل طراحی‌شده که دارای ۴ کمپرسور فعال است میزان صرفه‌جویی ریالی معادل ۳۲۹۶۰ میلیارد تومان خواهد بود.

نتیجه‌گیری

در این مقاله ابتدا به معرفی اجمالی شبکه انتقال گاز و اجزای اصلی آن‌که شامل خطوط لوله، ایستگاه‌های تقویت فشار و ... بود پرداختیم و سپس یک مدل ریاضی به‌منظور مشخص کردن محل خطوط لوله و تعداد بهینه ایستگاه‌های تقویت فشار ارائه شد. در این مدل فرض شده است شبکه در حالت پایدار خود قرار دارد و پالایشگاه‌های موجود در عسلویه به‌عنوان گره منبع و مراکز استان به‌عنوان گره‌های تقاضا در نظر گرفته شدند. در مرحله بعد مدل توسعه داده‌شده توسط نرم‌افزار GAMS و داده‌های شبکه انتقال گاز در ایران حل شد. با توجه به جواب ارائه‌شده برای شبکه خط لوله، سهم هزینه‌های خطوط لوله، هزینه خرید و هزینه ایستگاه‌های تقویت فشار از هزینه کل به‌ترتیب برابر ۶۷٪، ۳۲٪ و ۱٪ است. نتیجه حاصل نشان‌دهنده کاهش ۳۰٪ هزینه‌ها بود. با توجه به درصد سهم هزینه‌ها علاوه‌بر تحلیل حساسیت برروی پارامترهای هزینه بین ۸۰ تا ۱۲۰٪، تحلیل حساسیت روی قطر خط لوله نیز انجام گرفته است. لازم به ذکر است که ساختار شبکه به‌ازای تغییرات ایجادشده تغییری نمی‌کند ولی هزینه‌های سیستم تغییر می‌کنند. در مورد تغییر قطر خط نیز باید توجه کرد که درست است با کاهش قطر خط هزینه‌ها نیز کاهش می‌یابد اما با کاهش قطر، فشار داخل خط به‌شدت بالا رفته و ممکن است باعث ناپایداری سیستم گردد. در اینجا فرض بر این است که داده‌های تقاضا قطعی هستند. درصورتی‌که در دنیای واقعی ممکن است عدم قطعیت در مورد این داده‌ها داشته باشیم؛ بنابراین ارائه جوابی استوار با استفاده از رویکرد برنامه‌ریزی استوار می‌تواند جالب‌توجه باشد.

علائم و نشانه‌ها

T: مجموعه دوره‌های زمانی

U: مجموعه تعداد واحدهای ایستگاه‌های کمپرسور

N_s: مجموعه نقاط تأمین

N_d: مجموعه نقاط تقاضا

N_t: مجموعه نقاط انتقال به وسایل دیگر

N_c^I: نقاط CS-Ent کمان‌های کمپرسور

N_c^E: نقاط CS-Ext کمان‌های کمپرسور

N: اجتماع مجموعه‌های N_s، N_d، N_t، N_c^I و N_c^E

Ac: مجموعه کمان‌های ایستگاه‌های کمپرسور

Ap: مجموعه کمان‌های خطوط لوله

A: اجتماع مجموعه‌های A_c و A_p

پارامترها

q_{it}: تقاضای نقطه i ام در بازه زمانی $t \epsilon T$

δ_{ij}: مقاومت خط لوله بین نقاط $(i,j) \epsilon Ap$

α_t^c: هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب یک واحد از یک ایستگاه کمپرسور در بازه زمانی $t \epsilon T$

αtp: هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب یک خط لوله در بازه زمانی $t \epsilon T$

βtc: هزینه عملیات یک واحد از یک ایستگاه کمپرسور در بازه زمانی $t \epsilon T$

βtp: هزینه عملیات یک کیلومتر از یک کمان خط لوله در بازه زمانی $t \epsilon T$

βts: هزینه حمل و نقل در $t \epsilon T$

βitf: هزینه خرید گاز طبیعی از تأمین‌کننده $Ns\ i \epsilon$ در $t \epsilon T$

σ: ظرفیت یک واحد از ایستگاه کمپرسور

P_{min}: حداقل فشار موردنیاز برای گاز در نقطه تقاضا

P_{max}: حداکثر فشار مجاز گاز در سیستم با در نظر گرفتن نقطه تقاضا

$\overline{s}$: فشار بیشینه که در یک کمپرسور که توسط افزاینده، افزوده می‌شود

متغیرهای تصمیم

P_{it}: فشار در نقطه $i \in N_s$ در بازه زمانی $t \in T$

Q_{ijt}: دبی جریان بین نقاط $Ns\ i \in$ و $Ns\ i \in$ در بازه زمانی $t \in T$

B_{ijt}: اگر گاز بین نقاط $Ns\ i \in$ و $Ns\ i \in$ در بازه زمانی $t \in T$ جریان داشته باشد برابر ۱ در غیر این صورت صفر است.

CS_{ijut}: اگر ایستگاه کمپرسور روی کمان $(i,j) \in A_p$ با u واحد در بازه زمانی $t \in T$ نصب‌شده باشد ۱، در غیر این صورت ۰

V_{ijt}: اگر خط لوله جدید روی $(i,j) \in A_p, i<j$ در بازه زمانی $t \in T$ نصب‌شده باشد برابر ۱، در غیر این صورت صفر است.

P_{it}: فشار در نقطه $i \in N_s$ در بازه زمانی $t \in T$

مراجع

[۱]. طی گزارش سالیانه بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۱۰ که در سایت http://www.energy.gov موجود است.

[۲]. طی گزارش سالیانه بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۰۹ که در سایت http://www.energy.gov موجود است.

[3]. Hamedi M., Zanjirani Farahani R., Moattar Husseini M. and Esmaeilian Gh. R., *"A distribution planning model for natural gas supply chain*, *a case study,"* Energy Policy, Vol. 37(3): pp. 799-812, 2009.

[4]. Borraz-Sánchez C. and Ríos-Mercado R. Z., *"Improving the operation of pipeline systems on cyclic structures by tabu search,"* Computers & Chemical Engineering, Vol. 33(1): pp. 58-64, 2009.

[5]. Chebouba A., Yalaoui F., Smati A., Amodeo L., Younsi K. and Tairi A., *"Optimization of natural gas pipeline transportation using ant colony optimization,"* Computers & Operations Research, Vol. 36(6): pp. 1916-1923, 2009.

[6]. Chung, T., Li K. K., Chen G. J. Xie J. D. and Tang G. Q., *"Multi-objective transmission network planning by a hybrid GA approach with fuzzy decision analysis,"* International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 25(3): pp. 187-192, 2003.

[7]. Hamedi M., Farahani Z. and Esmaeilian G., *"Optimization in natural gas network planning,"* Logistics operations and management, 1st Ed. Elsevier, London, pp. 393-420, 2011.

[8]. Kabirian A. and Hemmati M. R., *"A strategic planning model for natural gas transmission networks,"* Energy policy, Vol. 35(11): pp. 5656-5670, 2007.

[9]. Woldeyohannes A. D. and Majid M. A. A., *"Simulation model for natural gas transmission pipeline network system,"* Simulation Modelling Practice and Theory, Vol. 19(1): pp. 196-212, 2011.

[10]. Wu X., Li Ch., Jia W. and He Y., *"Optimal operation of trunk natural gas pipelines via an inertia-adaptive particle swarm optimization algorithm,"* Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 21: pp. 10-18, 2014.

[11]. Borraz-Sánchez C. and Haugland D. *"Minimizing fuel cost in gas transmission networks by dynamic programming and adaptive discretization,"* Computers & Industrial Engineering, Vol. 61(2): pp. 364-372, 2011.

[12]. Misra S., Fisher M. W., Backhaus S., Bent R., Chertkov M. and Pan F., *"Optimal compression in natural gas networks a geometric programming approach*," IEEE Transactions on Control of Network Systems, Vol. 2, Issue 1, pp. 47-56, 2015.

[13]. Midthun K. Fodstad T. M. and Hellemo L., *"Optimization Model to Analyse Optimal Development of Natural Gas Fields and Infrastructure,"* Energy Procedia, Vol. 64: pp. 111-119, 2015.

[14]. Menon E. S., Gas pipeline hydraulics. CRC Press, 2005.