

برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه شبکه انتقال در بازارهای رقابتی برق بر مبنای سود کاربران با استفاده از الگوریتم ژنتیک

رضا کی‌پور، محمود رضا حقی‌فام، حسین سیفی
دانشکده فنی و مهندسی - بخش مهندسی برق - دانشگاه تربیت مدرس
تهران - ایران

چکیده: در این مقاله چارچوبی برای برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه شبکه انتقال در بازارهای رقابتی برق ارائه شده است. معیار توسعه شبکه پیشینه کردن سود کاربران آن همراه با برآورده شدن قیود امنیت شبکه در نظر گرفته شده است. پس از بیان مکانیزم و محاسبه میزان سود طرح‌های توسعه برای هر یک از کاربران، مؤلفه‌های تابع هدفی که این معیار را برآورده می‌کنند استخراج شده‌اند. مدل پیشنهادی به یک مسأله پیچیده برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح منجر می‌شود، که برای حل آن از ترکیب یک الگوریتم ژنتیک با یک مسأله برنامه‌ریزی درجه دوم (QP) استفاده شده است. متغیرهای گسسته یعنی مکان و سال نصب خطوط انتقال توسط الگوریتم ژنتیک، و متغیرهای پیوسته یعنی میزان تولید و مصرف کاربران توسط QP بهینه‌سازی می‌شوند. **واژه های کلیدی:** برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال، بازار برق، رقابت، الگوریتم ژنتیک.

Genetic Based Long-Term Transmission Expansion Planning in Competitive Electricity Markets Considering Users' Benefits

Reza Keypour, M.R.Haghfam, Hossein Seifi

Department of Electrical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran
rkeypour@semnan.ac.ir, haghifam@modares.ac.ir

Abstract :

This paper presents a framework for long term transmission expansion planning in power pool competitive electricity markets. In the proposed approach, maximization of network users' benefits with satisfying of security constraints is considered for determination of transmission expansion strategy. The proposed model is a complicated non-linear mixed-integer optimization problem. A hybrid genetic-based algorithm and Quadratic Programming (QP) is used for optimization procedure. The discrete decision-making variables of the expansion plan are optimized by genetic algorithm, while QP optimizes the continuous ones. For illustration of the approach capabilities, many test results on IEEE-RTS is presented.

Keywords: Competitive Electricity Markets, Transmission Expansion Planning, Genetic Algorithm.

الگوریتم ژنتیک بهینه می‌شوند؛ در حالی که متغیرهای پیوسته مسئله بهره‌برداری با QP حل می‌شوند.

در بخش دوم این مقاله، مدل بهره‌برداری در سیستمهای قدرت ائتلافی، به عنوان پیش‌نیازی برای طرح مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال بیان شده است. در بخش ۴ پس از نمایش چگونگی و میزان تأثیر طرحهای توسعه شبکه بر سود هریک از کاربران، مؤلفه‌های تابع هدف برای حداکثر کردن سود کاربران از توسعه شبکه استخراج شده‌اند. مدل پیشنهادی برای توسعه بلندمدت شبکه انتقال و نحوه حل آن با استفاده از الگوریتم ژنتیک در بخش ۵ ارائه شده است. در بخش ۶، با انجام آزمایشات بر روی شبکه ۲۴-باسه IEEE کارایی روش پیشنهادی نشان شده است. بخش ۷ به نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادات می‌پردازد.

۲- مدل بهره‌برداری در سیستمهای قدرت ائتلافی

نحوه توسعه شبکه انتقال کاملاً متأثر از نوع بهره‌برداری آن است. تعیین کفایت شبکه انتقال، و دریافت سیگنالهای مناسب برای توسعه آن، پس از بهره‌برداری از سیستم قدرت امکان‌پذیر است. از طرفی در این مقاله به سیستمهای قدرت ائتلافی^۳ پرداخته شده است که با استفاده از بازارهای ساعتی و قیمت‌گذاریهای محلی اداره می‌شوند. از این رو شرح چگونگی برقراری بازار ساعتی برق پیش نیاز طرح مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال است.

۲-۱- پیشنهادات قیمت کاربران

در یک مدل ائتلافی، هر یک از طرفین بازار (تولید کنندگان و مصرف کنندگان) پیشنهاد قیمت ساعت به ساعت خود را در قالب توابع هزینه حدی^۴ یا سود حدی^۵ (بصورت واحد پول بر مگاوات ساعت) ارائه می‌دهند. در قیمت‌دهی استراتژیک، این امکان وجود دارد که تولید کنندگان و مصرف کنندگان توابع هزینه و سود حدی واقعی خود را ارائه ندهند. ولی برای اهداف برنامه‌ریزی، می‌توان فرض کرد که رفتار متوسط آنها قابل تخمین باشد، بگونه‌ای که منعکس کننده هزینه‌ها و سودهای واقعی آنها باشد [۴]. در این مقاله فرض می‌شود که همواره به تعداد کافی تولیدکننده (مصرف کننده) برای رقابت وجود دارد، و بازار برق حتی در بازارهای محلی ناشی از تراکم کاملاً رقابتی است. بدین ترتیب منحنی‌های پیشنهادات قیمت تولید کنندگان (مصرف کنندگان) را می‌توان منحنی‌های افزایشی هزینه (سود) واقعی آنان دانست. همچنین فرض می‌شود که در بازه مورد نظر پیشنهادات تولید بصورت خطی با شیب بالا رنده، و پیشنهادات مصرف نیز بصورت خطی ولی با شیب پایین رنده باشند.

در بازارهای رقابتی برق، شبکه انتقال بستر تبادل انرژی برق به عنوان کالایی پرارزش بین تولیدکنندگان و مصرف کنندگان بوده، و از عوامل تأثیرگذار در رونق و روانی این بازار است. وقوع تراکم در شبکه انتقال، با ایجاد محدودیت در تبادل انرژی و ناحیه‌بندی سیستم قدرت، منجر به ایجاد بازارهای محلی و محدود شدن آن می‌گردد. وظیفه مدیریت تراکم بر عهده اپراتور مستقل سیستم^۱ (ISO) نهاده شده است. در سیستمهای قدرت ائتلافی، ISO این وظیفه را در کوتاه‌مدت با استفاده از قیمت‌گذاریهای مکانی- حدی، و در بلندمدت با توسعه شبکه انتقال انجام می‌دهد.

برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال در محیطهای رقابتی، عبارت است از: «مسئله گسترش و تقویت شبکه انتقال موجود، به منظور فراهم کردن شرایط مناسب برای بازار در حال رشد برق، بصورتی بهینه و مقید به محدودیتهای اقتصادی و تکنیکی» [۱]. با وجود قدمت و فراوانی تحقیقات در زمینه برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال، مطالعات در زمینه تطبیق این مسئله با شرایط بازار برق، از حدود یک دهه پیش، و همزمان با تجدید ساختار در صنعت برق آغاز شده است [۲][۳]. ارائه توابع هدف و مدل‌هایی متناسب با مقتضیات اقتصادی و تکنیکی بازارهای برق، و نیز نحوه مدل‌سازی تبادل توان در آنها، از مسائل مورد توجه در این زمینه هستند [۷-۱۱]. در این مقاله، با این نگاه که توسعه شبکه باید در خدمت کاربران آن باشد، حداکثر کردن سود طرفین بازار، همراه با رضای قیود/امنیت شبکه، به عنوان معیار توسعه شبکه انتقال انتخاب شده است. این از آن جهت است که دلیل وجود شبکه انتقال، خدمت‌رسانی به کاربران آن، یعنی تولید کنندگان و مصرف کنندگان برق جهت تبادل انرژی است. از سوی دیگر مستقل از نحوه اجرای طرح توسعه و نحوه مالکیت تجهیزات، هزینه‌های توسعه شبکه نیز توسط همین کاربران تأمین می‌شود. در این مقاله پس از شرح چگونگی تأثیر طرحهای توسعه بر سود هر یک از کاربران و محاسبه آنها، مؤلفه‌های تابع هدف به گونه‌ای که معیار مورد نظر را برآورده کنند استخراج شده‌اند.

چارچوبی برای برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه شبکه انتقال بر مبنای معیار فوق ارائه شده است. مدل پیشنهادی به یک مسئله پیچیده برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح^۲ (NLMIP) تبدیل می‌شود. برای حل این مسئله از یک الگوریتم ژنتیک استفاده می‌گردد، که در درون آن یک مسئله برنامه‌ریزی درجه دوم (QP) به دفعات به‌روز و اجرا می‌گردد. الگوریتم ژنتیک، الگوریتمی جستجوگر است که برای حل مسائل بهینه‌سازی غیرمحدب و آمیخته با اعداد صحیح مناسب بوده و تخمین خوبی از بهینه مطلق سیستم را ارائه می‌دهد [۸-۱۱]. متغیرهای گسسته مسئله یعنی مشخصه‌های طرح توسعه به وسیله

³ Pool

⁴ Marginal Cost

⁵ Marginal Benefit

¹ Independent System Operator

² Non-Linear Mixed-Integer Programming

برای تولید کننده دلخواه i داریم:

$$p_i = b_i + m_g g_i, \quad \underline{g}_i \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad (1)$$

که b_i و m_g مقادیری مثبت و بترتیب بر حسب $\$/MWh$ و $\$/MW^2h$ هستند. قیمت فروش برق بر حسب $\$/MWh$ است. \underline{g}_i و \bar{g}_i به ترتیب حداقل و حداکثر توانهای تولیدی تولیدکننده i هستند. منحنی هزینه حدى (پیشنهاد قیمت) مربوطه در شکل (۱-الف) نشان داده شده است. ارتباط قیمت مکانی برق برای این تولید کننده LMP_i و تولید آن g_i پس از برقراری بازار نیز در این شکل نشان داده شده است. برای این تولید کننده، هزینه تولید برابر است با:

$$C_i(g_i) = \frac{1}{2} m_g g_i^2 + b_i g_i + k_i, \quad (2)$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \bar{g}_i$$

تفاوت هزینه تولید با سطح هاشور خورده در شکل (۱-الف)،

می‌باشد. فقط در مقدار ثابت

پیشنهاد قیمت مصرف کننده دلخواه j بصورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$p_j = b_j + m_d d_j, \quad \underline{d}_j \leq d_j \leq \bar{d}_j \quad (3)$$

که b_j مقداری مثبت و m_d مقداری منفی است و بترتیب بر حسب $\$/MWh$ و $\$/MW^2h$ بیان می‌شوند. \underline{d}_j و \bar{d}_j به ترتیب حداقل و حداکثر توانهایی هستند که توسط مصرف کننده می‌تواند مصرف شود. منحنی سود حدى (پیشنهاد قیمت) مربوطه، و ارتباط قیمت مکانی برق LMP_j با مصرف آن d_j در شکل (۱-ب) به نمایش درآمده است. خط عمود $d_j = \underline{d}_j$ به معنای نیاز مصرف کننده، به تأمین حداقل توان با هر قیمتی (هر چند بالا) می‌باشد. تابع سود این مصرف کننده با انتگرالگیری از (۳) بصورت زیر بدست می‌آید:

$$B_j(d_j) = \frac{1}{2} m_d d_j^2 + b_j d_j + k_j, \quad (4)$$

$$\underline{d}_j \leq d_j \leq \bar{d}_j$$

تفاوت سود مصرف با سطح هاشور خورده در شکل (۱-ب)، در مقدار ثابت k_j می‌باشد.

۲-۲- مسئله بهینه سازی

قیمت گذاری مکانی- حدى^۱ برق، یکی از روشهای متداول تعیین قیمت برق در سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده‌ای است که بصورت ائتلافی اداره می‌شود. در این مدل، بهره‌برداری از سیستم قدرت، در هر ساعت، با حداکثر کردن تابع رفاه اجتماعی^۲ صورت

می‌گیرد، که عبارت از جمع سودهای ظاهری مصرف کنندگان منهای مجموع هزینه‌های ظاهری تولیدکنندگان می‌باشد [۴]:

$$\max_{g_i, d_j, \varphi_k} \sum_{j \in J} B_j(d_j) - \sum_{i \in I} C_i(g_i) \quad (5)$$

S. t.

$$\sum_{j \in J} d_j - \sum_{i \in I} g_i = 0 \quad (6)$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \bar{g}_i, \quad \forall i \in I \quad (7)$$

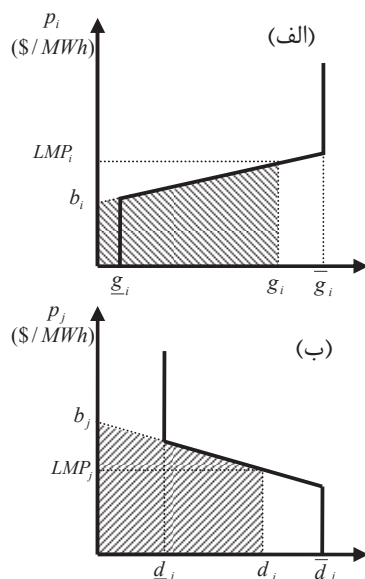
$$\underline{d}_j \leq d_j \leq \bar{d}_j, \quad \forall j \in J \quad (8)$$

$$\underline{z}_l \leq z_l \leq \bar{z}_l, \quad \forall l \in L \quad (9)$$

که در روابط فوق i, j, l و l بترتیب اندیسهای تولیدکننده، مصرف کننده، و خط انتقال بوده؛ و J, I, L مجموعه‌های متناظر با آنها را نشان می‌دهند. رابطه (۶) نمایانگر تعادل توان بین تولید و مصرف می‌باشد. روابط (۷) تا (۹) بترتیب محدودیتهای مربوط به تولید، مصرف، و توان عبوری خطوط انتقال را نشان می‌دهد. z_l توان عبوری از خط انتقال l تابعی از تولید و مصرف کاربران است:

$$z_l = z(g_i, d_j) \quad (10)$$

و می‌تواند با استفاده از روابط پخش بار ac یا dc بدست آید. همچنین می‌تواند محدودیتهای مربوط به معیار امنیت $n-1$ نیز را شامل شود. در این مقاله، بدون از دست دادن کلیت مسأله و فقط به منظور ساده‌سازی، از مدل dc استفاده شده است. با این فرض مسأله بهینه‌سازی فوق به یک مسأله بهینه‌سازی QP تبدیل می‌گردد، که حل آن با استفاده از بسته‌های نرم‌افزاری استاندارد موجود بسادگی قابل انجام است. فعال شدن هر یک از قیود در (۹) منجر به ایجاد تراکم می‌گردد.



شکل ۱: منحنی‌های پیشنهاد قیمت برای (الف) تولیدکننده‌گان (ب) مصرف کنندگان

^۱ Locational Marginal Pricing (LMP)

^۲ Social Welfare (SW)

۲-۳- قیمت گذاری مکانی

مراجع مختلف، توابع هدف متعددی برای این امر معرفی شده‌اند [۱]، [۳-۷] که هر یک از آنها در برگزیده برخی از این مؤلفه‌ها می‌باشد: هزینه سرمایه‌گذاری و نصب تجهیزات، هزینه تولید، هزینه تراکم، هزینه انرژی تأمین نشده، سود مصرف‌کنندگان، انحراف معیار قیمت‌های مکانی برق، و غیره. در این بخش پس از بررسی و بیان چگونگی محاسبه سود کاربران از توسعه شبکه انتقال بدنال استخراج و بکارگیری مؤلفه‌هایی در تابع هدف هستیم، که در مجموع بیشترین سود را برای کاربران به همراه داشته باشند.

۳-۱- سود ناشی از توسعه برای کاربران

سود ساعتی شرکت در بازار برق برای هر تولید کننده i ، با کسر هزینه‌ها از درآمد فروش برق، بصورت زیر بدست می‌آید:

$$MB_i(t_h) = LMP_i(t_h) * g_i(t_h) - C_i(g_i(t_h)) \quad (12)$$

و سود کل این تولید کننده در بازه زمانی T برابر است با:

$$TB_i = \sum_{t_h \in T} MB_i(t_h) \quad (13)$$

با توسعه شبکه و کاهش تراکم، علاوه بر بهبود و رقابتی‌تر شدن شرایط بازار، قیمت‌های مکانی برق نیز برای هر یک از کاربران تغییر می‌کند. این منجر به تغییر سود شرکت در بازار برای هر یک از کاربران خواهد شد. بدین ترتیب سود ناشی از طرح توسعه m ، برای هر تولید کننده i از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$B_{i,m} = \sum_{t_h \in T} MB_i(t_h | \text{with Expansion Plan } m) - \sum_{t_h \in T} MB_i(t_h | \text{without Expansion Plan } m) \quad (14)$$

این سود می‌تواند برای برخی از تولید کنندگان منفی باشد. تولید کنندگانی از توسعه شبکه ضرر می‌کنند (سود منفی می‌برند) که پیش از آن از وجود تراکم سود می‌برده‌اند و پس از رفع تراکم بازار محلی خود را از دست داده‌اند. این ناشی از آن حقیقت است که با توسعه شبکه راه برای تولیدات ارزانتر و بصره‌تر باز شده؛ باعث سود بیشتر برای تولید کنندگان کم هزینه‌تر و کاهش سود تولید کنندگان پرهزینه‌تر می‌شود. این سود/ضرر برای هر یک از کاربران تابعی از اندازه و مکان نصب تجهیزات انتقال است.

در صورتیکه پس از توسعه شبکه انتقال، قیمت مکانی برق برای تولیدکننده i به $LMP_{i,2}$ تغییر کند، با توجه به روابط (۱۴-۱۲)، سطح هاشور خورده در شکل ۲ میزان سود ساعتی این تولیدکننده از توسعه شبکه را مشخص می‌کند. مقدار ثابت K_i در این روابط حذف می‌شود و سود مربوطه مستقل از آن است. پیش از این فرض شده بود که حتی در بازارهای محلی ناشی از تراکم، بازار به حد کافی رقابتی است، و قدرت بازار وجود ندارد. بدین ترتیب منحنی‌های پیشنهاد

قیمت‌های مکانی-حدی (LMP) هر یک از کاربران، که از این پس آنها را برای اختصار قیمت‌های مکانی می‌نامیم، با حل مسأله بهره‌برداری فوق بدست می‌آیند. قیمت مکانی انرژی در باس n برابر است با هزینه افزایشی تغذیه یک مگاوات اضافی توان در آن شین. قیمت مکانی هر باس می‌تواند به سه جزء تفکیک شود [۱۲]: (۱) هزینه افزایشی سیستم برای تحویل انرژی در باس مرجع، (۲) هزینه افزایشی تلفات انتقال، (۳) هزینه افزایشی قیود شبکه. برای قیمت مکانی باس n داریم:

$$LMP_n = \lambda - \lambda L_n - \sum_k \mu_k S_{kn} \quad (11)$$

که λ هزینه افزایشی سیستم برای تحویل انرژی در باس مرجع است. $L_n = \partial P_{loss} / \partial P_n$ ، n مین ضریب مشارکت تلفات می‌باشد. $S_{kn} = \partial F_k / \partial P_n$ حساسیت کمیت محدود شده با قید k ، به تزریق توان اکتیو در باس n و دریافت آن در باس مرجع است. μ_k نیز ضریب لاگرانژ مربوط به قید k می‌باشد.

مقادیر قیمت‌های مکانی، مستقل از انتخاب گره مرجع است. با توجه به (۱۲) در یک شبکه بدون تلفات، که هیچ قیدی در آن فعال نشده است، قیمت‌های مکانی در تمام باسها با یکدیگر برابر می‌شود. در مدل dc بکار رفته در این مقاله، تفاوت در قیمت‌های مکانی ناشی از وقوع تراکم می‌باشد.

۳- معیار توسعه شبکه در سیستم‌های قدرت

ائتلافی

در محیط‌های رقابتی، شبکه انتقال بستر تبادل انرژی برق بعنوان یک کالا بین کاربران خود است، و ISO به نمایندگی از کاربران وظیفه توسعه آن را بر عهده دارد. توسعه شبکه باید به گونه‌ای باشد که به رونق بیشتر بازار برق بیانجامد. ایده‌آل آن است که با توسعه شبکه تراکم کاملاً حذف شده، و قیمت‌های مکانی در تمام نواحی یکسان گردد. در این حالت بازار برق به رقابتی‌ترین و پربازده‌ترین حالت خود می‌رسد. واقعیت این است که توسعه شبکه به این صورت، هزینه سرمایه‌گذاری سنگینی را به کاربران شبکه، که تأمین کنندگان هزینه‌های آن هستند، تحمیل می‌کند. سؤال این است که میزان بهینه تراکم چقدر است و با چه معیاری تعیین می‌گردد.

شبکه انتقال در خدمت کاربران آن است، و از طرفی هزینه‌های توسعه آن توسط کاربران تأمین می‌شود. بنابراین توسعه شبکه انتقال نیز باید در خدمت آنها بوده و سود آنها را حداکثر نماید. با این کار بازار برق رونق بیشتری می‌یابد. از این رو در این مقاله، معیار توسعه شبکه پیشینه کردن سود کاربران آن، همراه با ارضای قیود امنیت شبکه در نظر گرفته می‌شود.

انتخاب تابع هدف مناسب برای حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال در محیط‌های رقابتی از فعالیتهای تحقیقاتی اخیر است [۲]. در

قیمت نشان دهنده هزینه افزایشی واقعی تولیدکنندگان بوده و می توان از اثر توسعه شبکه در تغییر آنها چشم پوشی کرد.

سود ساعتی مصرف کننده j ، با کسر هزینه خرید برق از سود مصرف آن، از رابطه زیر بدست می آید:

$$MB_j(t_h) = B_j(d_j(t_h)) - LMP_j(t_h) * d_j(t_h) \quad (15)$$

و همانند قبل سود طرح توسعه m برای مصرف کننده j از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$B_{j,m} = \sum_{t_h \in T} MB_j(t_h | \text{with Expansion Plan } m) - \sum_{t_h \in T} MB_j(t_h | \text{without Expansion Plan } m) \quad (16)$$

مصرف کنندگانی که بعلت تراکم تحت سیطره تولید کنندگان پرهزینه قرار دارند، از نصب تجهیزات در مکان مناسب سود می برند. با رفع تراکم و باز شدن بازار به روی تولیدکنندگان کم هزینه تر و افزایش تقاضا از آنها، قیمت برق در نواحی اطراف آنها بالا می رود، که باعث ضرر نسبی مصرف کنندگان آن نواحی می گردد. بنابراین سود ناشی از توسعه برای این دسته از مصرف کنندگان منفی است.

میزان سود ساعتی مصرف کننده دلخواه j از طرح توسعه m توسط سطح هاشور خورده در شکل (۳-الف) مشخص شده و مستقل از k_j می باشد. این سود برای یک مصرف کننده با الگوی مصرف غیرالاستیک در شکل (۳-ب) مشخص شده است.

واضح است که برای محاسبه سود کاربران شبکه از طرحهای توسعه آینده، پیش بینی پیشنهادات قیمت آنها ضروری است. نحوه این پیش بینی خود مطالعات مفصلی را می طلبد، که در این مقاله به آن پرداخته نشده، و فقط نتایج آن بعنوان ورودیهای الگوریتم ارائه شده در نظر گرفته شده است. از طرف دیگر حل مسأله برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال با وجود این تعداد زیاد ورودیها برای هر ساعت از هر سال و برای هریک از کاربران، از لحاظ محاسباتی بسیار مشکل و پیچیده است. تعداد زیاد محاسبات و مشکلات پیش بینی قیمتها می تواند با بهره گیری از الگوهای روزانه و فصلی پیشنهادات قیمت کاربران کاهش یابد. بمنظور برنامه ریزی سیستم قدرت، این امکان وجود دارد که با طبقه بندی زمانها به ساعتی خاص از روز (پیک و حداقل بار)، روزهای نوعی (وسط هفته، آخر هفته)، و فصلهای خاص (تابستان، زمستان)، با پروسه فوق بطور قابل ملاحظه ای ساده تر شود، در حالی که هنوز تقریب قابل قبولی را از شاخصهای سیستم در طول سال در اختیار بگذارد [۴].

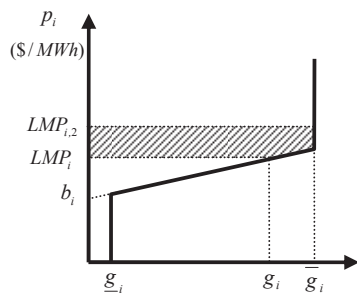
از این رو با تقسیم بازه زمانی T به چند الگوی مشخص، می توان (۱۴) را بصورت زیر بازنویسی کرد:

$$B_{i,m} = \sum_{p \in P} D_p \cdot \Delta MB_i^p \quad (17)$$

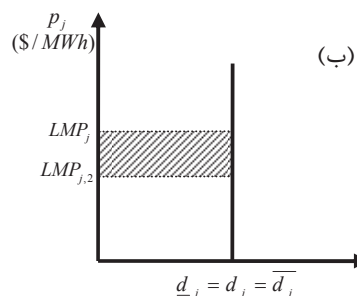
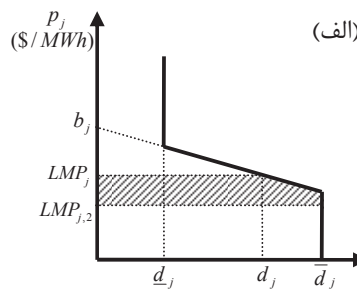
که MB_i^p سود ساعتی شرکت در بازار برای تولید کننده i در حضور الگوی p می باشد. ΔMB_i^p نمایشگر تغییر در MB_i^p در اثر پیاده سازی طرح توسعه m بوده، و می توان آن را سود ساعتی تولید کننده i از طرح توسعه m در الگوی p دانست. دوره زمانی الگوی p بر حسب ساعت است.

بطور مشابه برای مصرف کننده دلخواه j داریم:

$$B_{j,m} = \sum_{p \in P} D_p \cdot \Delta MB_j^p \quad (18)$$



شکل ۲: سود تولید کننده i از توسعه (سطح هاشور خورده)



شکل ۳: سود مصرف کنندگان از توسعه (سطح هاشور خورده)

۳-۲- تابع هدف

در این مقاله هدف از توسعه شبکه انتقال بیشینه کردن سود کاربران، همراه با برآورده کردن قیود امنیت شبکه، می باشد. از آنجا که هزینه های توسعه شبکه در نهایت توسط کاربران پرداخت خواهد شد، تابع هدف مورد نظر (کل سود خالص کاربران) را می توان بصورت زیر ارائه نمود:

لازم به ذکر است که سوددهی شبکه انتقال در فراهم آوردن امکان تبادل توان بین تولیدکنندگان و مصرف کنندگان می‌باشد. سود کل شبکه انتقال برابر با مجموع سودهایی است که از این مبادلات نصیب تک تک کاربران آن (اعم از تولیدکنندگان و مصرف کنندگان) می‌شود، منهای هزینه ایجاد شبکه انتقال. بخش ثابت سود هر کاربر کمیت شفافی نبوده و در انحصار خود اوست؛ اما بخش متغیر با توان این سود، در یک بازار رقابتی کامل در پیشنهادات قیمت کاربران منعکس می‌شود. در بخش ۱-۳ نشان داده شد که سود توسعه شبکه انتقال مستقل از مقادیر ثابت سود آنها (k_i و k_j که کمیت‌های غیر شفاف هستند) می‌باشد و می‌تواند از منحنی‌های پیشنهاد قیمت بدست آید. در این مقاله پیشینه سازی سود خالص توسعه شبکه انتقال که برابر با مجموع سودهای کاربران آن منهای هزینه توسعه شبکه انتقال است، به عنوان تابع هدف توسعه شبکه انتقال مورد استفاده قرار گرفته است.

۴- برنامه‌ریزی بلند مدت توسعه شبکه انتقال

برنامه‌ریزی بلند مدت توسعه شبکه انتقال به آن دسته از مطالعات اطلاق می‌شود که علاوه بر تعیین مکان نصب تجهیزات، زمان نصب آنها را نیز تعیین کند [۶][۲]. این مطالعات بدنبال یافتن طرحی است که ضمن ارضای قیود امنیت شبکه انتقال، یک تابع هدف مناسب را بهینه کند. در ادامه تابع هدف مربوطه و نحوه پیاده‌سازی آن ارائه می‌شود.

۴-۱- تابع هدف

همانگونه که پیش از این بیان شد، در این مقاله معیار توسعه شبکه انتقال پیشینه کردن کل سود خالص کاربران شبکه است، که با استفاده از رابطه (۲۳) می‌توان به آن دست یافت. با در نظر گرفتن الگوهای مختلف تولید و مصرف و انتقال سودهای کاربران و هزینه‌های نصب به سال مینا، تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی بلند مدت به صورت زیر معرفی می‌شود:

$$\text{Max}_{m, g_i^p, d_j^p} \sum_{p \in P} \frac{D_p \cdot \Delta SW_p}{(1 + \tau)^{y_p - y_0}} - \sum_{f \in M} \frac{IC_f}{(1 + \tau)^{y_f - y_0}} \quad (24)$$

که:

P اندیس برای الگوها؛
 y_p سالی که الگوی p به آن تعلق دارد؛
 y_0 سال مینا؛
 f اندیس تجهیزات (گزینه‌های توسعه شامل خطوط انتقال و ترانسفورماتورها)؛

y_f سال نصب تجهیز f ؛

m اندیس طرح، که شامل تجهیزات ($f \in m$) و سال نصب آنها (y_f) می‌باشد؛

$$\text{Max}_m \Delta TUB - IC_m \quad (19)$$

که ΔTUB نشان دهنده تغییر در کل سود کاربران در اثر پیاده‌سازی طرح m ، و یا به عبارت دیگر سود کلی طرح برای کاربران می‌باشد. IC_m هزینه پیاده‌سازی طرح توسعه است. قیود امنیت شبکه بطور ضمنی در محاسبه TUB (روابط ۹-۵) لحاظ شده است. با استفاده از روابط (۱۲) و (۱۵) کل سود کاربران را می‌توان به اجزای زیر تجزیه نمود (لازم به ذکر است که در این قسمت، به منظور تسهیل در ارائه روابط اندیسه‌های مربوط به الگوها نشان داده نشده است):

$$\begin{aligned} TUB &= \sum_{i \in I} MB_i + \sum_{j \in J} MB_j \\ &= \left(\sum_{i \in I} LMP_i * g_i - \sum_{i \in I} C_i(g_i) \right) \\ &\quad + \left(\sum_{j \in J} B_j(d_j) - \sum_{j \in J} LMP_j * d_j \right) \\ &= \left(\sum_{j \in J} B_j(d_j) - \sum_{i \in I} C_i(g_i) \right) \\ &\quad - \left(\sum_{j \in J} LMP_j * d_j - \sum_{i \in I} LMP_i * g_i \right) \end{aligned} \quad (20)$$

که عبارت اول همان تابع رفاه اجتماعی (SW) است که بعنوان تابع هدف مسئله بهره‌برداری مورد استفاده قرار گرفت. عبارت دوم نیز اضافه حسابی^۱ (MS) است که در صورت وقوع تراکم موجود می‌آید. پس:

$$TUB = SW - MS \quad (21)$$

در حضور تراکم کل پول پرداختی توسط مصرف کنندگان، بیشتر از کل پول دریافتی تولید کنندگان است. این از آنجا ناشی می‌شود که ISO توان را از باسهای با قیمت برق پایین‌تر تحویل گرفته و به باسهای با قیمت برق بالاتر می‌فروشد [۷]. از این اضافه حساب در برخی مراجع با عنوان درآمد انتقال^۲، و یا درآمد تراکم نام برده شده است [۴][۷]. رابطه (۲۱) را می‌توان بصورت زیر بازنویسی کرد:

$$\text{Max}_m \Delta SW - \Delta MS - IC_m \quad (22)$$

که Δ نمایشگر تغییر در هر یک از عبارات بر اثر پیاده‌سازی طرح توسعه m است.

عبارت $(MS+IC)$ در (۲۲) کل هزینه‌ای است که توسط کاربران شبکه باید پرداخت شود. در صورتیکه اضافه حسابهای بدست آمده، برای توسعه شبکه هزینه شده، و از این طریق به کاربران باز گردد، با حذف MS در (۲۲) معیار نهایی جابجایی بصورت زیر بدست می‌آید:

$$\text{Max}_m \Delta SW - IC_m \quad (23)$$

¹ Merchandize Surplus (MS)

² Transmission Revenue



SW_p رفاه اجتماعی در الگوی p ؛

τ نرخ بهره؛

IC_f هزینه نصب تجهیز f .

قیود امنیت شبکه نیز بطور ضمنی در محاسبه تابع رفاه اجتماعی (روابط ۱۰-۵) لحاظ می‌شوند.

مسئله فوق یک مسئله بهینه‌سازی پیچیده از نوع مسایل غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح است که باید با لحاظ کردن الگوهای پیش‌بینی قیمت متعدد حل شود.

در این مقاله، با استناد به جدا بودن ذاتی مراحل بهره‌برداری و توسعه شبکه در سیستمهای قدرت، از یک الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله فوق استفاده شده، که درون آن بهینه‌سازیهایی QP به دفعات به‌روز و سپس اجرا می‌شود. بهینه‌سازی مشخصات طرح توسعه یعنی نوع، مکان و زمان نصب تجهیزات (Y_f) که متغیرهای گسسته و اعداد صحیح هستند، توسط الگوریتم ژنتیک صورت می‌گیرد. مقادیر بهینه متغیرهای پیوسته مسئله یعنی میزان تولید و مصرف کاربران (g_i^p و d_j^p) با حل مسئله بهره‌برداری از بازار برق بدست می‌آیند. الگوریتم ژنتیک پیشنهادی در بخش بعد شرح داده خواهد شد.

۲-۴- پیاده‌سازی با الگوریتم ژنتیک

الگوریتم ژنتیک یک الگوریتم جستجوی تصادفی است که بر پایه مکانیسم ژنتیک طبیعی بنا شده است [۸]. از این الگوریتم می‌توان برای تخمین مقدار کمینه یا بیشینه مطلق یک تابع استفاده کرد؛ حتی اگر آن تابع دارای تعداد زیادی کمینه و بیشینه‌های محلی باشد. عبارت دیگر الگوریتم ژنتیک در بهینه‌های محلی بدام نمی‌افتد و بدنبال بهینه مطلق می‌گردد. می‌توان مسائل بهینه‌سازی آمیخته با اعداد صحیح را به سادگی با آن پیاده‌سازی و حل نمود. از مزایای دیگر GA امکان استفاده از پردازش موازی در آن است. از آنجا که این الگوریتم و عملگرهای مربوط به آن در رشته قدرت زیاد بکار رفته و مراجع زیادی آن را بخوبی معرفی کرده‌اند [۹] [۱۰]، این مقاله به شرح آن نپرداخته، و فقط جنبه‌های خاص پیاده‌سازی مسئله پیشنهادی توسط آن را بیان کرده است.

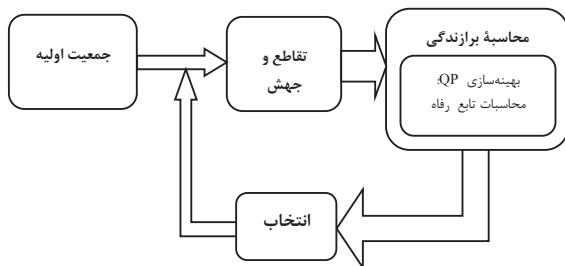
۳-۴- ساختار کروموزومها

متغیرهای تصمیم‌گیری در الگوریتم ژنتیک پیشنهادی سال نصب هر یک از گزینه‌های توسعه است. این گزینه‌ها شامل خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و جایگاه‌های فاز کاندید می‌باشند. از این رو تعداد ژنهای موجود در هر کروموزوم، برابر با تعداد گزینه‌های توسعه موجود است. هر ژن عددی مثبت را شامل می‌شود که مقدار آن نشان‌دهنده سال نصب گزینه متناظر آن است. مقدار صفر یا منفی برای هر ژن نمایشگر عدم انتخاب گزینه متناظر برای نصب در شبکه می‌باشد. بدین ترتیب هر کروموزوم یک طرح توسعه بلند مدت را نشان می‌دهد.

۴-۴- تابع برازندگی

تابع هدف مورد نظر (رابطه ۲۴) بعنوان تابع برازندگی در نظر گرفته می‌شود. از آنجا که هر کروموزوم یک طرح توسعه شبکه را نمایندگی می‌کند، بالاتر بودن برازندگی آن، معادل با سودمندتر بودن طرح مربوطه برای کاربران شبکه است.

مسئله بهره‌برداری که یک مسئله بهینه‌سازی QP است، باید برای تمام الگوها، و با افزودن گزینه‌های منتخب برای سالهای مربوطه اجرا گردد، تا سود کل طرح توسعه مربوطه بدست آید. این کار در بخش محاسبه برازندگی کروموزومها در الگوریتم ژنتیک پیشنهادی انجام می‌شود (شکل ۴). زیاد بودن تعداد الگوها باعث افزایش زمان محاسبه برازندگی می‌شود که با توجه به استقلال محاسبات هر الگو از الگوهای دیگر، در صورت استفاده از پردازش موازی می‌توان به آن سرعت قابل ملاحظه‌ای بخشید.



شکل ۴: روند اجرای الگوریتم ژنتیک پیشنهادی

۵-۴- عملگرهای تقاطع، جهش و انتخاب

در این مقاله عمل تقاطع به دو روش انجام شده است: روش جابجایی و روش ریاضی. در روش جابجایی که از معروفترین روشهای تقاطع است [۹]، [۱۰]، دو کروموزوم والد به تصادف از یکجا (بعد از یک ژن) شکسته شده و تکه‌های شکسته شده (حاوی بخشی از ژنها) با یکدیگر جابجا می‌شوند.

در روش ریاضی هر یک از فرزندان ($Child1$ و $Child2$) بوسیله رابطه زیر از والدین ($Parent1$ و $Parent2$) خود بوجود می‌آیند [۱۱]:

$$Child1 = [C \cdot Parent1 + (1-C) \cdot Parent2] \quad (16-1)$$

$$Child2 = [C \cdot Parent2 + (1-C) \cdot Parent1] \quad (16-2)$$

$$0 \leq C \leq 1 \quad (16-3)$$

که C عددی تصادفی در محدوده بین صفر و یک است. عملگر $[.]$ جزء صحیح عبارت داخل خود را برمی‌گرداند.

عمل جهش در ساده‌ترین بیان، تغییر تصادفی یک یا چند ژن از یک کروموزوم است. در این مقاله جهش بدین صورت انجام می‌شود که یک یا چند ژن از ژنهای کروموزوم مورد نظر، بطور تصادفی از بین ژنها انتخاب می‌شود. مقدار عددی این ژن نیز بطور تصادفی به یک عدد در داخل محدوده مجاز تغییر می‌یابد.

جدول ۱: جزئیات پیشنهادهای قیمت در سال مبنا

واحد: b_d و b_g بر حسب $\$/MWh$ ، m_d و m_g بر حسب $\$/MWh^2$ ، بقیه بر حسب MW

شماره	تولیدکنندگان				مصرف کنندگان			
	\bar{g}	\underline{g}	m_g	b_g	\bar{d}	\underline{d}	m_d	b_d
۱	۰	۰	۰/۰۴۶	۷۱	۴۰	۵۰	۰/۰۵۴	۵۸
۲	۰	۰	۰/۰۴۳	۲۴	۱۵۲	۵۰	۰/۰۱۳	۳۰
۳	۰	۰	۰/۰۳۱	۷۱	۴۰	۱۲۵	۰/۰۳۱	۴۴
۴	۰	۰	۰/۰۷۴	۲۴	۱۵۲	۴۰	۰/۰۵۲	۱۰
۵	۰	۰	۰/۰۶۴	۳۴	۳۰۰	۴۰	۰/۰۳۴	۳۲
۶	۰	۰	۰/۰۶۲	۳۳	۵۹۱	۶۰	۰/۰۳۷	۱۹
۷	۰	۰	۰/۰۶۷	۴۱	۶۰	۶۰	۰/۰۴۱	۲۹
۸	۰	۰	۰/۰۷۰	۲۰	۱۵۵	۹۰	۰/۰۲۶	۳۴
۹	۰	۰	۰/۰۵۱	۲۰	۱۵۵	۹۰	۰/۰۷۳	۶۸
۱۰	۰	۰	۰/۰۷۳	۱۰	۴۰۰	۹۰	۰/۰۵۵	۶۹
۱۱	۰	۰	۰/۰۵۷	۱۰	۴۰۰	۱۲۵	۰/۰۵۹	۴۳
۱۲	۰	۰	۰/۰۱۳	۲۴	۳۰۰	۹۰	۰/۰۱۵	۴۵
۱۳	۰	۰	۰/۰۴۴	۲۰	۳۱۰	۱۵۵	۰/۰۶۱	۲۰
۱۴	۰	۰	۰/۰۵۶	۱۹	۳۵۰	۵۰	۰/۰۵۷	۶۳
۱۵	۰	۰	۰/۰۷۱	۲۷	۲۷	۱۶۰	۰/۰۷۱	۲۷
۱۶	۰	۰	۰/۰۲۵	۳۲	۳۲	۱۸۰	۰/۰۲۵	۳۲
۱۷	۰	۰	۰/۰۴۰	۱۹	۱۹	۶۰	۰/۰۴۰	۱۹

۵-۱- مورد ۱

در این مورد، برای هر یک از سالهای مورد مطالعه، فقط یک الگوی پیشنهاد قیمت در نظر گرفته شده است. جزئیات پیشنهاد قیمت تولید کنندگان و مصرف کنندگان برای سال مبنا، در جدول ۱ نشان داده شده است. جزئیات پیشنهاد قیمت سالهای بعد با رشد مقادیر جدول ۱ به گونه‌ای که در پیوست آمده است، بدست می‌آیند. طرح توسعه بهینه بر مبنای روش پیشنهادی در جدول ۲ به نمایش در آمده است. این طرح باعث رفع کامل تراکم در سالهای دوم تا پنجم می‌شود، در حالیکه در بقیه سالها تراکم وجود خواهد داشت.

جدول ۲: طرح توسعه بهینه برای مورد ۱

سال نصب	۲	۳
شماره خط انتقال	۷	۲۳ و ۲۷

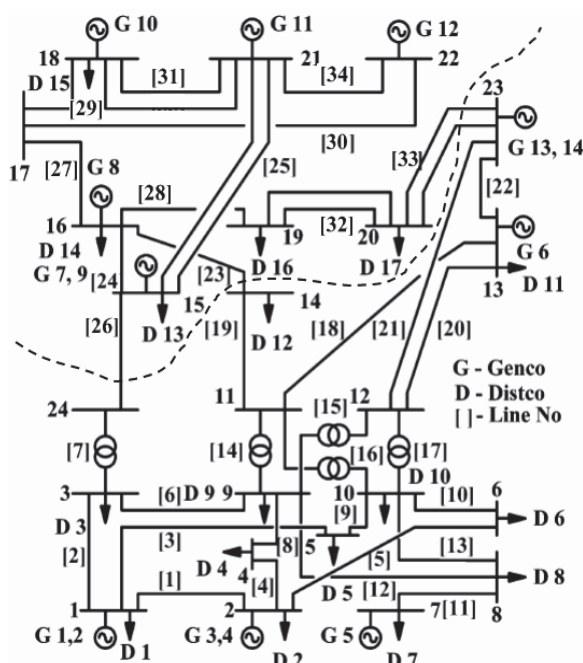
۵-۲- مورد ۲

این مورد همانند مورد ۱ است، با این تفاوت که تولیدکننده برق آبی G12 برای فروش نداشته و از بازار خارج است. مقادیر حداقل و حداکثر تقاضای مصرف کنندگان ۱۰٪ و قیمت پیشنهادی آنها (b_d) هم ۷٪ رشد می‌یابد. این الگو را می‌توان مشابه یک الگوی فصلی تصور کرد. در این الگو با خارج شدن نیروگاه نسبتاً بزرگ و ارزان قیمت G12 ضمن افزایش قیمت برق، تراکم مربوط به انتقال توان از بالا به پایین شکل ۵ کاهش می‌یابد. در دو سال اول تراکمی مشاهده نمی‌شود

عمل انتخاب به روش انتخاب نخبگان صورت گرفته است [۱۱]. در این روش بهترین کروموزومهای موجود در جمعیت با احتمال صد در صد انتخاب می‌شوند.

۵- مطالعات عددی

در این بخش شبکه ۲۴-بسته IEEE-RTS با کمی اصلاحات، بعنوان شبکه آزمایش مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۳]. این شبکه که در شکل ۶ به نمایش درآمده است، شامل ۱۴ تولید کننده، و ۱۷ مصرف کننده عمده است.



شکل ۵: شبکه ۲۴ بسته IEEE-RTS

افق برنامه‌ریزی ۸ سال در نظر گرفته شده است. افزایش مدارهای خطوط انتقال موجود، و یا نصب ترانسفورماتورهای موازی بر روی تمام شاخه‌های شبکه بعنوان گزینه‌های موجود برای توسعه در نظر گرفته شده‌اند. هزینه افزودن خطوط انتقال و ترانسفورماتورها بترتیب ۱۰۰۰ دلار بر مگاوات-مایل، و ۸۰۰۰ دلار بر مگاوات لحاظ شده است. نرخ بهره در این ۸ سال، ۱۰ درصد در نظر گرفته می‌شود.



و در بقیه سالها تراکم نسبت به مورد ۱ کاهش یافته است. بدین ترتیب طبیعی است که سود توسعه شبکه و میزان سرمایه‌گذاری در آن کاهش یابد. طرح توسعه بهینه در این مورد فقط شامل توسعه خط ۲۳ در سال چهارم می‌شود. این طرح تراکم سالهای چهارم تا ششم را حذف کرده، و تراکم سالهای هفتم و هشتم را کاهش می‌دهد.

۳-۵- مورد ۳

در این مورد برای هر سال دو الگوی پیشنهاد قیمت برای هر یک از سالهای مورد مطالعه در نظر گرفته شده است. دو سوم از سال مینا دارای الگوی همانند مورد ۱، و یک سوم باقیمانده الگوی مانند مورد ۲ دارد. طرح توسعه بهینه در جدول ۳ نشان داده شده است. این طرح را می‌توان به عنوان مصالحه‌ای وزن دار بین دو مورد پیشین ارزیابی کرد.

جدول ۳: طرح توسعه بهینه برای مورد ۳

سال نصب	۳	۶
شماره خط انتقال	۲۳ و ۲۷	۷

۴-۵- سود و ضرر کاربران

در اینجا به منظور بررسی ارتباط بین برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال با سود و ضرر کاربران، بر روی طرح بهینه مورد سوم تمرکز می‌کنیم. میزان سود طرح توسعه بهینه برای هر یک از کاربران به تفکیک در جدول ۴ به نمایش در آمده است. مقادیر منفی نشان‌دهنده ضرر کاربران است. مقادیر صفر متعلق به تولیدکنندگانی است که چه بدون توسعه و چه با آن بعزت بالا بودن قیمت در بازار برنده نشده‌اند. سود خالص هر یک از کاربران به روش اتخاذ شده برای تخصیص هزینه توسعه وابسته بوده، و با کسر هزینه تخصیصی از مقادیر این جدول بدست می‌آید. با مقایسه این جدول و شکل ۵ مشاهده می‌شود که خط چین ترسیم شده در این شکل به عنوان مرزی است که مجموعه تولیدکنندگان بالای آن و مجموعه مصرف‌کنندگان زیر آن همگی از توسعه سود برده‌اند. بالعکس تمام تولیدکنندگان زیر و مصرف‌کنندگان بالای آن متضرر شده‌اند. دقت کنید که این مرز خط ۲۳ را قطع می‌کند. خط ۲۳ از مهمترین خطوطی است که در همه طرحهای توسعه بهینه موارد ۱ تا ۳، حضور دارد.

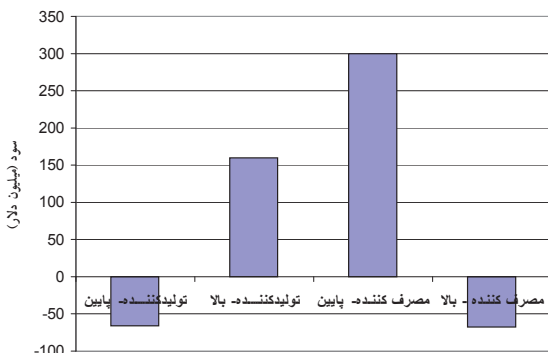
طرح توسعه مربوطه با کاهش نسبی محدودیتهای عبور توان از این مرز، باعث شده است تا عرضه انرژی بیشتری برای پایین مرز، و تقاضای انرژی بیشتر از بالای مرز فراهم آید. مجموع سودهای تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان در بالا و پایین مرز فوق در شکل ۶ نشان داده شده است. ملاحظه می‌شود که سود تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان هر ناحیه در تقابل با یکدیگر است، در حالی که برای تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان از نواحی مختلف متشابه است.

طرح توسعه مزبور باعث رونق و بازده بیشتر بازار برق می‌شود به گونه‌ای که در کل هم مجموعه تولیدکنندگان و هم مجموعه مصرف

کنندگان سود می‌برند. شکل ۷ سهم هر یک از این دو مجموعه را از سود کل نشان می‌دهد.

جدول ۴: سود هر یک از کاربران از توسعه

شماره	سود توسعه (میلیون دلار)	
	تولیدکننده	مصرف‌کننده
۱	۰	۱۷/۶۹
۲	-۳۰/۷۹	۸/۲۵
۳	۰	۵/۹۱
۴	-۱۹/۴۶	۷/۰۷
۵	-۱/۷۱	۷/۵۱
۶	-۲/۷۳	۱۲/۱۹
۷	۰	۱۲/۰۵
۸	۲۱/۱۹	۱۸/۴۸
۹	۲۳/۵۸	۳۲/۶۰
۱۰	۳۶/۹۹	۴۱/۹۹
۱۱	۴۶/۱۱	۳۱/۲۲
۱۲	۳۱/۱۴	۱۰۴/۶۷
۱۳	-۵/۷۳	-۲۰/۲۸
۱۴	-۴/۹۴	-۱۵/۶۹
۱۵	۰	-۲۳/۰۲
۱۶	۰	-۷/۹۵
۱۷	۰	-۰/۶۹



شکل ۶: سود کل تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، در بالا و پایین مرز



شکل ۷: مقایسه سهم مجموعه تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان از سود توسعه

۶- نتیجه گیری

در این مقاله ابتدا مدل بهره‌برداری سیستم‌های قدرت ائتلافی و مدیریت تراکم با استفاده از قیمت‌گذاری مکانی، به عنوان پیش‌نیازی برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه به طور مختصر شرح داده شد. پس از شرح چگونگی تأثیر طرح‌های توسعه بر سود کاربران شبکه انتقال و نحوه محاسبه آن، حداکثر کردن مجموع این سودها بعنوان معیار توسعه شبکه در محیط‌های رقابتی در نظر گرفته شد. سپس مؤلفه‌های تابع هدف توسعه شبکه، برای دستیابی به این معیار استخراج شد. روشی بر مبنای الگوریتم ژنتیک برای حل مسأله برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه شبکه انتقال ارائه شد که به بهینه‌سازی زمان و مکان نصب ترکیب خطوط انتقال و جایگاه‌های فاز می‌پردازد. انجام مطالعات تکمیلی برای پیش‌بینی الگوهای پیشنهاد قیمت کاربران و ارائه مدل‌های دقیق‌تر پیشنهاد قیمت که به عنوان ورودی‌های روش پیشنهادی این مقاله استفاده می‌شوند، ضروری است. مدلسازی و لحاظ کردن اثر توسعه بر تغییر پیشنهاد قیمت کاربران از کارهای تکمیلی روش پیشنهادی است. از کارهای تکمیلی دیگر می‌توان به لحاظ کردن عدم قطعیت‌های موجود در سیستم‌های رقابتی و از جمله در پیشنهادات قیمت اشاره کرد.

در این مقاله چگونگی محاسبه میزان سود و ضرر توسعه برای هر یک از کاربران از به تشکیل ارائه شده است، که در صورت تکمیل و در نظر گرفتن ملاحظات لازم می‌تواند بعنوان معیاری منصفانه برای تخصیص هزینه توسعه بین کاربران بکار گرفته شود. روش ارائه شده برای توسعه انتقال نیز می‌تواند بخوبی با این نوع تخصیص هزینه هماهنگ شود.

پیوست

مشخصات شبکه انتقال مطابق با [۱۳] است، بجز این که ظرفیتهای خطوط انتقال مطابق با جدول ۵ کاهش داده شده است.

جدول ۵: کاهش در ظرفیت خطوط نسبت به [۱۳]

ظرفیت قبلی (MVA)	ظرفیت نهایی (MVA)
۱۷۵	۱۷۵
۴۰۰	۳۰۰
۵۰۰	۴۰۰

تغییر در پیشنهادات قیمت کاربران مطابق با [۴]، با استفاده از نرخهای رشد سالانه برای b_g و b_d ، و مقادیر حداقل و حداکثر مصرف، بصورت جدول ۶ در نظر گرفته شده است. حداکثر توان تولیدی تمامی تولیدکنندگان نیز، در سالهای سوم و ششم افزایش پله‌ای یافته، و به ترتیب ۱/۵ و ۲/۵ برابر شده‌اند.

جدول ۶: نرخ رشد مؤلفه‌های پیشنهادات قیمت

سال		نرخ رشد b_d و b_g
۵ تا ۶	۱ تا ۵	
٪۳	٪۴	نرخ رشد b_d و b_g
٪۴	٪۵	نرخ رشد \bar{d} و \underline{d}

مراجع

- [1] R. Fang, and D. J. Hill, "A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18 No. 1, 2003 pp: 374-380.
- [2] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, A. Villegas, "Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18 No. 2, 2003 pp 938-946.
- [3] R. Baldick and E. Khan, "Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, 1993, pp: 1497-1503.
- [4] G.B. Shrestha, P.A.J. Fonseca, "Congestion-driven Transmission Expansion in Competitive Power Markets," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19 No. 3, Aug. 2004, pp 1658 – 1665
- [5] M. Oloomi Buygi, G. Balzer, H. Modir Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market-Based Transmission Expansion Planning," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19 No. 4, Nov. 2004, pp 2060-2067.
- [6] A. S. D. Braga, and J. T. Saraiva, "A Multiyear Dynamic Approach for Transmission Expansion Planning and Long-Term Marginal Costs Computation," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20 No. 3, Aug. 2005, pp: 1631 – 1639
- [7] H. A. Gil, E. L. Silva, F. D. Galiana, "Modeling Competition in Transmission Expansion," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17 No. 4, Nov. 2002 pp: 1043-1049
- [8] Goldberg, David E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, Addison-Wesley, 1989.
- [9] R. Keypour, H. Seifi, and A. Yazdian, "Genetic based algorithm for active power filter allocation and sizing," Electric Power Systems Research, Vol. 71 2004 pp 44 49
- [10] E. L. Silva, H. A. Gil, and J. M. Areiza, "Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, 2000 pp: 1168/1175
- [11] T. Yokota, M. Gen and Yin-Xiu Li, "Genetic Algorithm for Non-Linear Mixed Integer Programming Problems and its Application," Computers in. Engineering, Vol. 30 No. 4, 1996 pp. 905-917.
- [12] T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan, and A. D. Papalexopoulos, "Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19 No. 1, Feb. 2004, pp: 339 – 347.
- [13] Reliability Test System Task Force of Probability Methods subcommittee, "IEEE Reliability Test System,"
- [14] IEEE Trans. PAS-98, 1979 pp: 2047-2054

