Archive of SID

برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده با درنظر گرفتن جابه‌جاگرهای فاز

رضا کی‌پور[۱]، محمود رضا حقی‌فام[۲*] حسین سیفی[۳]

۱- دانشجوی دکتری مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس

۲- استاد بخش مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس

۳- استاد بخش مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس

*** تهران، صندوق پستی ۱۴۳- ۱۴۱۱۵**

haghifam@modares.ac.ir

(دریافت مقاله: مهر ۱۳۸۴، پذیرش مقاله: آذر ۱۳۸۵)

چکیده- در این مقاله چارچوبی برای برنامه‌ریزی بلندمدت توسعهٔ شبکهٔ انتقال در بازارهای رقابتی برق ارائه شده است که در آن، گزینه‌های توسعه، ترکیب خطوط انتقال و جابه‌جاگرهای فاز است. معیار توسعهٔ شبکه، بیشینه‌سازی سود کاربران همراه با براورده شدن قیود امنیت شبکه در نظر گرفته شده است. پس از بیان سازوکار محاسبهٔ سود طرحهای توسعه برای هر یک از کاربران، مؤلفه‌های تابع هدفی که این معیار را براورده می‌کنند استخراج شده است. مدل پیشنهادی به یک مسألهٔ پیچیدهٔ برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح منجر می‌شود که برای حل آن از ترکیب الگوریتم ژنتیک با یک مسألهٔ برنامه‌ریزی درجهٔ دوم (QP) استفاده شده است. متغیرهای گسسته یعنی مکان و سال نصب خطوط انتقال و جابه‌جاگرهای فاز، توسط الگوریتم ژنتیک و متغیرهای پیوسته یعنی میزان تولید و مصرف و زوایای جابه‌جاگرهای فاز توسط QP بهینه‌سازی می‌شوند.

کلید واژگان: بازار برق، تجدید ساختار، برنامه‌ریزی بلندمدت توسعهٔ شبکه انتقال، جابه‌جاگرهای فاز، الگوریتم ژنتیک.

۱- مقدمه

در بازارهای رقابتی برق، شبکه انتقال، بستر تبادل انرژی برق به عنوان کالایی پرارزش بین تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان 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. وظیفهٔ مدیریت تراکم بر عهدهٔ اپراتور مستقل سیستم[۱] (ISO) نهاده شده است. در سیستمهای قدرت ائتلافی، ISO این وظیفه را در کوتاه‌مدت با استفاده از قیمت‌گذاریهای مکانی-حاشیه‌ای، و در بلندمدت با توسعهٔ شبکهٔ انتقال انجام می‌دهد.

برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکهٔ انتقال در محیطهای رقابتی، عبارت است از: «مسألهٔ گسترش و تقویت شبکهٔ انتقال موجود، به منظور فراهم ساختن شرایط مناسب برای بازار در حال رشد برق، به صورتی بهینه و مقید به محدودیتهای اقتصادی و فنی» [۱]. با وجود قدمت و فراوانی تحقیقات در زمینهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکهٔ انتقال، مطالعات در زمینهٔ تطبیق این مسأله با شرایط بازار برق، از حدود یک دهه پیش و همزمان با تجدید ساختار

1. Independent System Operator

www.SID.ir

Archive of SID

در صنعت برق آغاز شده است [۳،۲]. ارائهٔ توابع هدف و مدلهایی متناسب با مقتضیات اقتصادی و فنی بازارهای برق و نیز نحوهٔ مدلسازی تبادل توان در آنها، برخی از مسائل مورد توجه در این زمینه است [۱-۷].

در این مقاله، با این نگاه که توسعهٔ شبکه باید در خدمت کاربران آن باشد، حداکثر ساختن سود دو طرف بازار، همراه با ارضای قیود امنیت شبکه، به عنوان معیار توسعهٔ شبکهٔ انتقال انتخاب شده و مؤلفه‌های تابع هدف بر مبنای آن به دست می‌آیند. در این مسیر، میزان و نحوهٔ محاسبهٔ سود هر یک از کاربران از طرحهای توسعه نیز مطالعه و ارائه شده است.

با به کارگیری جابه‌جاگرهای فاز در شبکهٔ انتقال و کنترل زاویهٔ آنها در زمان بهره‌برداری، تراکم را می‌توان کاهش داده و حتی حذف کرد [۸]. جابه‌جاگرهای فاز با داشتن قابلیت انعطاف در تنظیم زوایا و کنترل توانهای عبوری از خطوط، امکان تطابق شبکه انتقال را با تغییرات الگوهای تولید و مصرف فراهم می‌سازند. امروز وجود الگوهای متنوع تولید و مصرف در بازارهای رقابتی و محدود بودن گزینه‌های توسعه به دلیل مسألهٔ حق عبور از املاک، اهمیت استفاده از ادوات انعطاف‌پذیری مانند جابه‌جاگرهای فاز را افزایش داده است. تعداد و مکان نصب جابه‌جاگرهای فاز، از عوامل مهم در افزایش کارایی آنها برای سیستم انتقال است. مراجع [۹-۱۱]، به جایابی جابه‌جاگرهای فاز در شبکهٔ انتقال پرداخته‌اند. جابه‌جاگرهای فاز در [۱۱،۹] با استفاده از الگوریتم ژنتیک جایابی شده است. در [۱۰] با استفاده از مدل dc، یک الگوریتم سریع برای جایابی جابه‌جاگرهای فاز بر مبنای برنامه‌ریزی خطی آمیخته با اعداد صحیح ارائه شده است. در این مقالات جایابی جابه‌جاگرهای فاز به‌تنهایی و بدون توجه به گزینه‌های دیگر توسعهٔ شبکه انجام شده است.

در این مقاله، جابه‌جاگرهای فاز و خطوط انتقال، به صورت ترکیبی و همزمان با یکدیگر، به عنوان گزینه‌های توسعه در نظر گرفته شده و در برنامه‌ریزی توسعهٔ بلندمدت شبکهٔ انتقال به کار گرفته می‌شوند. مدل پیشنهادی به یک مسألهٔ پیچیدهٔ برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح[1] (NLMIP) تبدیل می‌شود. برای حل این مسأله از الگوریتم ژنتیک استفاده شده است که در درون آن، یک مسألهٔ برنامه‌ریزی درجهٔ دوم (QP) به دفعات به‌روز و اجرا می‌شود. متغیرهای گسستهٔ مسأله یعنی مشخصه‌های طرح توسعه، به‌وسیلهٔ الگوریتم ژنتیک بهینه‌سازی می‌شوند؛ در حالی‌که متغیرهای پیوستهٔ مسألهٔ بهره‌برداری، با QP حل می‌شوند.

در بخشهای دوم و سوم مقاله، مدل بهره‌برداری در سیستمهای قدرت ائتلافی و نیز مدل جابه‌جاگرهای فاز و نحوهٔ کنترل آنها در زمان بهره‌برداری به عنوان پیش‌نیازی برای طرح مسألهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکهٔ 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 ساختن سود کاربران از توسعهٔ شبکه استخراج شده است. مدل پیشنهادی برای توسعهٔ بلندمدت شبکهٔ انتقال و نحوهٔ حل آن با استفاده از الگوریتم ژنتیک در بخش ۵ ارائه شده است. در بخش ۶، با انجام آزمایشهایی بر روی شبکهٔ ۲۴ باسهٔ IEEE و نامزد کردن تمام خطوط آن برای توسعه و نصب جابه‌جاگرهای فاز، کارایی روش پیشنهادی نشان شده است. بخش ۷ به نتیجه‌گیری و ارائهٔ پیشنهادات می‌پردازد.

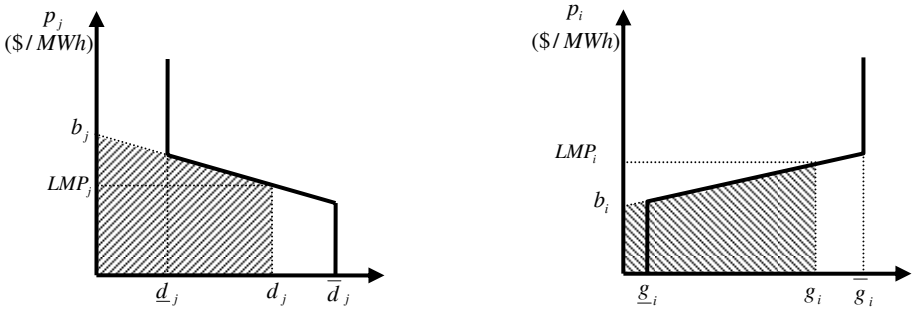
۲- مدل بهره‌برداری در سیستمهای قدرت ائتلافی

نحوه توسعهٔ شبکهٔ انتقال، کاملاً متأثر از نوع بهره‌برداری است. تعیین کفایت شبکه انتقال و دریافت سیگنالهای مناسب برای توسعهٔ آن، پس از بهره‌برداری از سیستم قدرت امکان‌پذیر است.

1. Non-Linear Mixed-Integer Programming

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۱ منحنی‌های پیشنهاد قیمت برای **الف**- تولیدکننده‌گان **ب**- مصرف‌کنندگان

از طرفی در این مقاله به سیستمهای ائتلافی[1] پرداخته شده است که با استفاده از بازارهای ساعتی و قیمت‌گذاریهای محلی اداره می‌شوند. ازاین‌رو شرح چگونگی برقراری بازار ساعتی برق، پیش‌نیاز طرح مسأله برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکهٔ انتقال است.

۲-۱- پیشنهادهای قیمت کاربران

در مدل ائتلافی، هر یک از دو طرف بازار (یعنی تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان) پیشنهاد قیمت ساعت به ساعت خود را در قالب توابع هزینهٔ حاشیه‌ای[2] یا سود حاشیه‌ای[3] (به‌صورت واحد پول بر مگاوات ساعت) ارائه می‌دهند. در قیمت‌دهی راهبردی، این امکان وجود دارد که تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، توابع هزینه و سود حاشیه‌ای واقعی خود را ارائه ندهند؛ اما برای اهداف برنامه‌ریزی می‌توان فرض کرد که رفتار متوسط آنها قابل تخمین باشد، به‌گونه‌ای که منعکس‌کنندهٔ هزینه‌ها و سودهای واقعی آنها باشد [۴]. در این مقاله فرض می‌شود که همواره به تعداد کافی تولیدکننده (مصرف‌کننده) برای رقابت وجود دارد و بازار برق حتی، در بازارهای محلی ناشی از تراکم کاملاً رقابتی است. بدین ترتیب منحنیهای پیشنهادهای قیمت تولیدکنندگان (مصرف‌کنندگان) را می‌توان منحنیهای افزایشی هزینه (سود) واقعی آنان دانست. همچنین فرض می‌شود که در بازه مورد نظر، پیشنهادهای تولید به‌صورت خطی با شیب بالارونده و پیشنهادهای مصرف نیز به‌صورت خطی اما با شیب پایین رونده باشند.

برای تولید کننده دلخواه i داریم:

$$p_i = b_i + m_g g_i \ , \quad \underline{g}_i \le g_i \le \overline{g}_i \qquad (۱)$$

که b_i و m_g مقادیری مثبت، به‌ترتیب بر حسب \$/MWh و \$/MW^{2}h هستند. p_i قیمت فروش برق بر حسب \$/MWh است. منحنی هزینه حاشیه‌ای (پیشنهاد قیمت) مربوط در شکل ۱-الف نشان داده شده است. ارتباط قیمت مکانی برق برای این تولیدکننده LMP_i و تولید آن g_i پس از برقراری بازار نیز در این شکل نشان داده شده است. برای این تولیدکننده، هزینهٔ تولید برابر است با:

$$C_i(g_i) = \frac{1}{2} m_g g_i^2 + b_i g_i + k_i, \quad \underline{g}_i \le g_i \le \overline{g}_i \qquad (۲)$$

تفاوت هزینه تولید با سطح هاشور خورده در شکل ۱-الف، فقط در مقدار ثابت k_i است. پیشنهاد قیمت مصرف‌کننده دلخواه j به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$p_j = b_j + m_d d_j, \quad \underline{d}_j \le d_j \le \overline{d}_j \qquad (۳)$$

که b_j مقداری مثبت و m_d مقداری منفی است که به‌ترتیب بر حسب \$/MWh و \$/MW^{2}h بیان می‌شوند. منحنی سود حاشیه‌ای (پیشنهاد قیمت) مربوط و ارتباط قیمت مکانی برق LMP_j با مصرف آن d_j در شکل

1. Pool
2. Marginal Cost
3. Marginal Benefit

www.SID.ir

Archive of SID

(۱-ب) به نمایش در آمده است. خط عمود $d_j = \underline{d}_j$ به معنای نیاز مصرف‌کننده به تأمین حداقل توان، با هر قیمتی (هر چند بالا) است. تابع سود این مصرف‌کننده برابر است با:

$$B_j(d_j) = \frac{1}{2} m_d d_j^2 + b_j d_j + k_j, \qquad (۴)$$
$$\underline{d}_j \le d_j \le \overline{d}_j$$

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

۲-۲- مسألهٔ بهینه‌سازی

قیمت‌گذاری مکانی- حاشیه‌ای[1] برق، یکی از روشهای متداول تعیین قیمت برق در سیستمهای قدرت تجدید ساختار شده‌ای است که به‌صورت ائتلافی اداره می‌شود. در این مدل، بهره‌برداری از سیستم قدرت، در هر ساعت، با حداکثرسازی تابع رفاه اجتماعی[2] صورت می‌گیرد که عبارت است از حاصل جمع سودهای ظاهری مصرف‌کنندگان، منهای مجموع هزینه‌های ظاهری تولیدکنندگان [۴]:

$$\max_{g_i, d_j, \varphi_k} \quad \sum_{j\in J} B_j(d_j) - \sum_{i\in I} C_i(g_i) \qquad (۵)$$

S. t.

$$\sum_{j\in J} d_j - \sum_{i\in I} g_i = 0 \qquad (۶)$$

$$\underline{g}_i \le g_i \le \overline{g}_i, \quad \forall\ i \in I \qquad (۷)$$

$$\underline{d}_j \le d_j \le \overline{d}_j, \quad \forall\ j \in J \qquad (۸)$$

$$\underline{z}_l \le z_l \le \overline{z}_l, \quad \forall\ l \in L \qquad (۹)$$

$$\underline{\varphi}_k \le \varphi_k \le \overline{\varphi}_k \quad \forall k \in K \qquad (۱۰)$$

در روابط بالا i، j، l، و k به‌ترتیب زیرنویس تولیدکننده، مصرف کننده، خط انتقال و جابه‌جاگر فاز بوده و I، J، L، و K مجموعه‌های متناظر با آنها را نشان می‌دهند. Φ_k جابه‌جایی فاز جابه‌جاگر فاز بر حسب درجه است. رابطه (۶) نمایانگر تعادل توان بین تولید و مصرف است. روابط (۷) تا (۱۰) به‌ترتیب محدویتهای مربوط به تولید، مصرف، توان عبوری خطوط و زاویه جابه‌جاگرهای فاز را نشان می‌دهد. z_l توان عبوری از خط انتقال l تابعی از تولید، مصرف، و زاویه جابه‌جاگرهای فاز است:

$$z_l = z(g_i, d_j, \varphi_k) \qquad (۱۱)$$

و می‌تواند با استفاده از روابط پخش بار ac یا dc به‌دست آید و همچنین می‌تواند محدودیتهای مربوط به معیار امنیت n-1 نیز را نیز 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.

در غیاب جابه‌جاگر فاز، فعال شدن هر یک از قیود (۹) منجر به ایجاد تراکم می‌گردد. در حالت کلی با حضور جابه‌جاگرهای فازی که در مکانهای مناسب نصب شده باشند، تراکم وقتی رخ می‌دهد که مجموع تعداد قیود فعال در (۹) و (۱۰)، بیش از تعداد جابه‌جاگرهای فاز باشد.

۲-۳- قیمت‌گذاری مکانی

قیمتهای مکانی-حاشیه‌ای[3] (LMP) هر یک از کاربران -که برای اختصار از این پس آنها را قیمتهای مکانی می‌نامیم- با حل مسألهٔ بهره‌برداری فوق به‌دست 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:

$$LMP_n = \lambda - \lambda L_n - \sum_k \mu_k S_{kn} \qquad (۱۲)$$

که λ هزینه افزایشی سیستم برای تحویل انرژی در باس مرجع است. $L_n = \partial P_{loss} / \partial P_n$، nامین ضریب

1. Locational Marginal Pricing (LMP)
2. Social Welfare (SW)
3. Locational Marginal Pricing

www.SID.ir

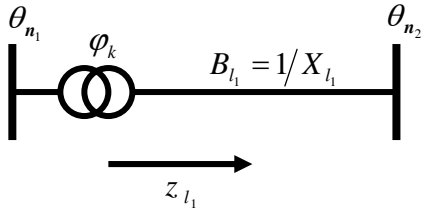
Archive of SID

مشارکت تلفات است. $S_{kn} = \partial F_k / \partial P_n$ 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 است.

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

۳- مدل جابه‌جاگر فاز

شکل ۲ جابه‌جاگر ایدئال فاز را با زاویه φ_k نشان می‌دهد که بر روی شاخه l_1 -که یک خط انتقال یا ترانسفورماتور با ادمیتانس B_{l_1} است- نصب شده است. محدودهٔ تغییرات φ_k به‌صورت رابطه (۱۰) است. جابه‌جاگر فاز با قابلیت کنترل جریانهای گردشی در حلقه‌های شبکه و اعطای درجه آزادی به مسأله بهینه‌سازی (۱۰-۵)، امکان بهبود شرایط بازار و تخفیف تراکم را فراهم می‌سازد. نصب جابه‌جاگر فاز بر روی خطوط شعاعی که در هیچ‌یک از حلقه‌های شبکه قرار نمی‌گیرند، کاملاً بی‌اثر بوده و تأثیری بر کارکرد شبکه ندارد.



شکل ۲ جابه‌جاگر فاز ایده‌آل، بر روی شاخهٔ l_1

نحوه کنترل جابه‌جاگر فاز، یکی از پارامترهای مهم در مسأله بهره‌برداری، تعیین قیمتهای محلی و بالاخره در مسأله جایابی آن است. در اینجا فرض بر آن است که زوایای جابه‌جاگرهای فاز به‌طور متمرکز و هماهنگ توسط مرکز دیسپاچینگ و با حل مسأله بهره‌برداری (۱۰-۵) تعیین می‌شود و نقش آنها، مدیریت تراکم در گستره شبکه قدرت است.

در حالاتی که تراکم به‌طور کامل برطرف می‌شود، مجموعه‌های بیشماری از مقادیر برای زوایای جابه‌جاگرهای فاز در مدل dc می‌تواند موجود باشد. با افزودن عبارت $G_1.\sum_{k\in K}(\varphi_k)^2$ به تابع هدف (۵) -در حالتی که G_1 به اندازه کافی کوچک است- می‌توان کمترین جابه‌جایی فاز لازم را برای برطرف ساختن تراکم بدست آورد.

٤- معیار توسعهٔ شبکه در سیستمهای قدرت ائتلافی

در محیطهای رقابتی، شبکه انتقال بستر تبادل انرژی برق به‌عنوان یک کالا بین کاربران است و ISO به نمایندگی از کاربران، وظیفهٔ توسعهٔ آن را بر عهده دارد. توسعه شبکه باید به‌گونه‌ای باشد که به رونق بیشتر بازار برق بینجامد. وضعیت ایدئال آن است که با توسعهٔ شبکهٔ تراکم کاملا حذف شده و قیمتهای مکانی در تمامی نواحی یکسان شود. در این حالت بازار برق به رقابتی‌ترین و پربازده‌ترین حالت خود می‌رسد؛ اما واقعیت آن است که توسعه شبکه به این صورت، هزینهٔ سرمایه‌گذاری سنگینی را به کاربران شبکه -که تأمین کنندگان هزینه‌های آن هستند- تحمیل می‌کند. سؤال این است که میزان بهینهٔ تراکم چقدر است و با چه معیاری تعیین می‌شود.

شبکهٔ انتقال در خدمت کاربران آن است و از طرفی هزینه‌های توسعهٔ آن نیز توسط کاربران تأمین می‌شود. بنابراین توسعهٔ شبکهٔ انتقال نیز باید در خدمت آنها بوده و سود آنها را حداکثر نماید؛ با این کار بازار برق رونق بیشتری می‌یابد.

اتخاذ تابع هدف مناسب برای حل مسألهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکهٔ انتقال در محیطهای رقابتی یکی از فعالیتهای تحقیقاتی جدید است [۲]. در مراجع مختلف، توابع هدف

www.SID.ir

Archive of SID

متعددی برای این منظور معرفی‌شده‌اند [۱-۷] که هر یک از آنها در برگیرندهٔ تعدادی از این مؤلفه‌ها است: هزینهٔ سرمایه‌گذاری و نصب تجهیزات، هزینهٔ تولید، هزینهٔ تراکم، هزینهٔ انرژی تأمین نشده، سود مصرف‌کنندگان، انحراف معیار قیمتهای مکانی برق و سایر موارد. در این بخش پس از بررسی و بیان چگونگی محاسبهٔ سود کاربران از توسعهٔ شبکهٔ انتقال، به‌دنبال استخراج و به‌کارگیری مؤلفه‌هایی در تابع هدف هستیم که در مجموع بیشترین سود را برای کاربران به همراه داشته باشند.

۴-۱- سود ناشی از توسعه برای کاربران

سود ساعتی شرکت در بازار برق برای هر تولید کننده i، با کم کردن هزینه‌ها از درامد فروش برق، به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$MB_i(t_h) = LMP_i(t_h)*g_i(t_h) - C_i(g_i(t_h)) \qquad (۱۳)$$

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

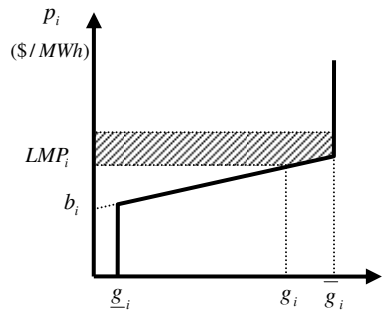
$$TB_i = \sum_{t_h \varepsilon T} MB_i(t_h) \qquad (۱۴)$$

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 موضوع، به تغییر سود شرکت در بازار برای هر یک از کاربران منجر خواهد شد. بدین ترتیب سود ناشی از طرح توسعه m، برای هر تولید کنندهٔ i از رابطهٔ زیر قابل محاسبه است:

$$B_{i,m} = \sum_{t_h \varepsilon T} MB_i(t_h \mid \text{with Expansion Plan m}) - \sum_{t_h \varepsilon T} MB_i(t_h \mid \text{without Expansion Plan m}) \qquad (۱۵)$$

این سود می‌تواند برای برخی از تولیدکنندگان منفی باشد. تولید کنندگانی از توسعه شبکه ضرر می‌کنند (سود منفی می‌برند) که پیش از آن از وجود تراکم سود می‌برده‌اند و پس از برطرف شدن تراکم، بازار محلی خود را از دست داده‌اند. این ناشی از این حقیقت است که با توسعهٔ شبکه، راه برای تولیدهای ارزانتر و به‌صرفه‌تر، باز می‌شود که این، 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 نوع، اندازه و مکان نصب تجهیزات انتقال است.

در صورتی که پس از توسعهٔ شبکه انتقال، قیمت مکانی برق برای تولیدکننده i به $LMP_{i,2}$ تغییر کند، با توجه به روابط (۱۵-۱۳)، سطح هاشور خورده در شکل ۳ میزان سود ساعتی این تولیدکننده را از توسعه شبکه مشخص می‌سازد. ثابت k_i در این روابط حذف می‌شود و سود مربوط 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 قیمت، نشان‌دهندهٔ هزینهٔ افزایشی واقعی تولیدکنندگان است و از اثر توسعه شبکه در تغییر آنها می‌توان چشم‌پوشی کرد.



شکل ۳ سود تولیدکننده i از توسعه (سطح هاشور خورده)

همچنین سود ساعتی مصرف کننده j، با کم کردن هزینه خرید برق از سود مصرف آن، از رابطهٔ زیر به‌دست می‌آید:

$$MB_j(t_h) = B_j(d_j(t_h)) - LMP_j(t_h)*d_j(t_h) \qquad (۱۶)$$

و مانند قبل، سود طرح توسعه m برای مصرف‌کننده j از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$B_{j,m} = \sum_{t_h \varepsilon T} MB_j(t_h \mid \text{with Expansion Plan m}) - \sum_{t_h \varepsilon T} MB_j(t_h \mid \text{without Expansion Plan m}) \qquad (۱۷)$$

مصرف‌کنندگانی که به علت تراکم، تحت سیطره تولیدکنندگان پرهزینه قرار دارند، از نصب تجهیزات در

www.SID.ir

Archive of SID

مکان مناسب سود می‌برند. با برطرف شدن تراکم و باز شدن بازار به روی تولیدکنندگان کم‌هزینه‌تر و افزایش تقاضا از آنها، قیمت برق در نواحی اطراف آنها بالا می‌رود، که باعث ضرر نسبی مصرف کنندگان آن نواحی می‌شود. بنابراین سود ناشی از توسعه برای این دسته از مصرف کنندگان منفی است.

میزان سود ساعتی مصرف‌کننده دلخواه j از طرح توسعه m توسط سطح هاشور خورده در شکل ۴-الف مشخص شده و مستقل از k_j است. این سود برای مصرف‌کننده‌ای با الگوی مصرف غیرالاستیک در شکل ۴-ب مشخص شده است.

واضح است که برای محاسبه سود کاربران شبکه از طرحهای آتی توسعه ، پیش‌بینی پیشنهادهای قیمت آنها ضروری است. نحوهٔ انجام این پیش‌بینی، خود مطالعات مفصلی را می‌طلبد که در این مقاله به آن پرداخته نشده و فقط نتایج آن به‌عنوان ورودیهای الگوریتم در نظر گرفته شده است. از طرف دیگر حل مسأله برنامه‌ریزی توسعه شبکهٔ 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 پیش‌بینی قیمتها می‌تواند با بهره‌گیری از الگوهای روزانه و فصلی پیشنهادهای قیمت کاربران کاهش یابد. به منظور برنامه‌ریزی سیستم قدرت، این امکان وجود دارد که با طبقه‌بندی زمانها به ساعاتی خاص از روز (حداکثر و حداقل بار)، روزهای نوعی (وسط هفته، آخر هفته)، و فصلهای خاص (تابستان، زمستان)، فرایند کار به‌طور قابل ملاحظه‌ای ساده‌تر شود، در حالی که هنوز تقریب قابل قبولی از شاخصهای سیستم را در طول سال به‌دست دهد [۴].

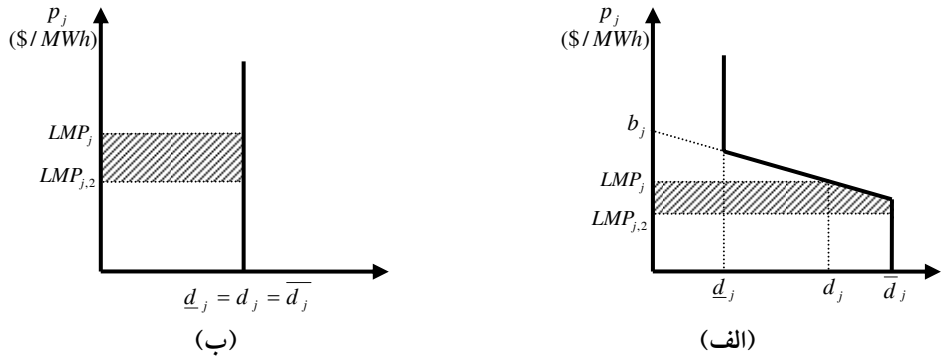
از این رو با تقسیم بازه زمانی T به چند الگوی مشخص، می‌توان (۱۵) را بصورت زیر بازنویسی کرد:

$$B_{i,m} = \sum_{p \in P} D_p . \Delta_m MB_i^p \qquad (۱۸)$$

MB_i^p سود ساعتی شرکت در بازار برای تولیدکنندهٔ i در شرایط الگوی p است. $\Delta_m MB_i^p$ نمایشگر تغییر در MB_i^p در اثر پیاده‌سازی طرح توسعه m است و می‌توان آن را سود ساعتی تولیدکنندهٔ i از طرح توسعه m در الگوی p دانست. D_p دوره زمانی الگوی p بر حسب ساعت است. در صورت وجود عدم قطعیت در الگوها، D_p می‌تواند دوره زمانی مورد انتظار الگوی p باشد؛ در این حالت (۱۸) سود *مورد انتظار* تولیدکننده i از طرح توسعه m را محاسبه می‌کند.

به‌طور مشابه برای مصرف‌کننده دلخواه j، داریم:

$$B_{j,m} = \sum_{p \in P} D_p . \Delta_m MB_j^p \qquad (۱۹)$$



شکل ۴ سود مصرف کنندگان از توسعه (سطح هاشور خورده)

www.SID.ir

Archive of SID

۴-۲- تابع هدف

در این مقاله هدف از توسعهٔ شبکهٔ انتقال بیشینه‌سازی سود کاربران، همراه با براورده ساختن قیود امنیت شبکه، است. از آنجا که هزینه‌های توسعه شبکه، در نهایت توسط کاربران پرداخت می‌شود، تابع هدف مورد نظر (کل سود خالص کاربران) را می‌توان به‌صورت زیر توصیف کرد:

$$\underset{m}{Max} \quad \underset{m}{\Delta} TUB - IC_m \qquad (۲۰)$$

که $\underset{m}{\Delta} TUB$ نشان‌دهندهٔ تغییر در کل سود کاربران بر اثر پیاده‌سازی طرح یا به بیان دیگر، سود کلی طرح برای کاربران است. IC_m هزینه پیاده‌سازی طرح توسعه است. قیود امنیت شبکه به‌طور ضمنی در محاسبهٔ TUB (روابط ۱۰-۵) ملحوظ شده است.

با استفاده از روابط (۱۳) و (۱۶) کل سود کاربران را می‌توان به اجزای زیر تجزیه کرد (لازم است ذکر شود که در این قسمت، به منظور تسهیل در ارائهٔ روابط، زیرنویسهای مربوط به الگوها نشان داده نشده است):

$$\begin{aligned} TUB &= \sum_{i\in I} MB_i + \sum_{j\in J} MB_j \\ &= \left(\sum_{i\in I} LMP_i * g_i - \sum_{i\in I} C_i(g_i)\right) \\ &\quad + \left(\sum_{j\in J} B_j(d_j) - \sum_{j\in J} LMP_j * d_j\right) \\ &= \left(\sum_{j\in J} B_j(d_j) - \sum_{i\in I} C_i(g_i)\right) \\ &\quad - \left(\sum_{j\in J} LMP_j * d_j - \sum_{i\in I} LMP_i * g_i\right) \end{aligned} \qquad (۲۱)$$

عبارت اول، تابع رفاه اجتماعی (SW) است که به‌عنوان تابع هدف مسأله بهره‌برداری مورد استفاده قرار گرفت. عبارت دوم اضافه حسابی[1] (MS) است که در صورت وقوع تراکم به‌وجود می‌آید. لذا:

$$TUB = SW - MS \qquad (۲۲)$$

در حضور تراکم، کل پول پرداختی توسط مصرف‌کنندگان، 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 درامد انتقال[2] یا درامد تراکم نام برده شده است [۴-۷].

رابطه (۲۲) را می‌توان به‌صورت زیر بازنویسی کرد:

$$\underset{m}{Max} \quad \underset{m}{\Delta} SW - \underset{m}{\Delta} MS - IC_m \qquad (۲۳)$$

که $\underset{m}{\Delta}$ نمایشگر تغییر در هر یک از عبارتها بر اثر پیاده‌سازی طرح توسعه m است.

عبارت $(MS+IC)$ در (۲۳)، کل هزینه‌ای است که توسط کاربران شبکه باید پرداخت شود. در صورتی‌که اضافه حسابهای به‌دست آمده، برای توسعه شبکه هزینه شود و از این طریق به کاربران باز گردد، با حذف MS در (۲۳)، معیار نهایی جایابی به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$\underset{m}{Max} \quad \underset{m}{\Delta} SW - IC_m \qquad (۲۴)$$

۵- برنامه‌ریزی بلند مدت توسعه شبکه انتقال

برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه شبکه انتقال، به آن دسته از مطالعاتی اطلاق می‌شود که علاوه بر تعیین مکان نصب تجهیزات، زمان نصب آنها را نیز تعیین می‌کند [۲-۶]. این مطالعات به‌دنبال یافتن طرحی است که ضمن ارضای قیود امنیت شبکه انتقال، تابع هدف مناسبی را بهینه سازد. در ادامه، تابع هدف مربوط و نحوه پیاده‌سازی آن ارائه می‌شود.

در مرحله طراحی مقدماتی، تعداد زیادی از گزینه‌های توسعه با استفاده از مدل dc شبکه، پردازش شده و طرحهای بهینه انتخاب می‌شوند. بدین ترتیب پس از کاهش گزینه‌های توسعه با استفاده از مدلهای دقیقتر ac، این طرحها را علاوه بر ملاحظات بازار برق از نظر مطالعات توان راکتیو، تلفات انتقال و حتی پایداری ولتاژ

1. Merchandize Surplus (MS)

2. Transmission Revenue

www.SID.ir

Archive of SID

نیز می‌توان مورد مطالعه قرار داد. اما حل مسائل توسعه شبکه که به مسایل بهینه‌سازی غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح منجر می‌شوند، حتی با بهترین الگوریتمهای بهینه‌سازی موجود بسیار مشکل است [۱۰]. از این‌رو در این مقاله، به منظور طراحی مقدماتی شبکه، از مدل dc استفاده شده است.

۵-۱- تابع هدف

همان‌گونه که پیشتر بیان شد، در این مقاله معیار توسعهٔ شبکه انتقال، بیشینه‌سازی کل سود خالص کاربران شبکه است که با استفاده از رابطه (۲۴) می‌توان به آن دست یافت. تابع هدف مسأله برنامه‌ریزی بلند مدت به صورت زیر معرفی می‌شود:

$$\underset{m,g_i^p,d_j^p,\varphi_k^p}{Max} \quad \sum_{p\in P}\frac{D_p.\underset{m}{\Delta}SW_p}{(1+\tau)^{y_p-y_0}}-\sum_{f\in m}\frac{IC_f}{(1+\tau)^{y_f-y_0}}$$

که در آن:

p شاخص برای الگوها؛

y_p سالی که الگوی p به آن تعلق دارد؛

y_o سال مبنا؛

f شاخص تجهیزات (گزینه‌های توسعه شامل خطوط انتقال و جابه‌جاگرهای فاز)؛

y_f سال نصب تجهیز f؛

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

SW_p رفاه اجتماعی در الگوی p؛

τ نرخ بهره؛

IC_f هزینه نصب تجهیز f.

مؤلفه اول در تابع هدف، نمایانگر سود جاری ناشی از توسعه برای کاربران در زمان بهره‌برداری است. این سود در هر سال با حل معادلات بهره‌برداری (۵ تا ۱۰)، و پس از ملحوظ کردن تجهیزات جدید (از طرح m) و به‌روزرسانی معادلات مربوط (معادلات ۹ و احتمالا ۱۰) به‌دست می‌آید. قیود امنیت شبکه نیز به‌طور ضمنی در این قسمت ملحوظ می‌شوند.

هر طرح m شامل گزینشی از گزینه‌های توسعه همراه با سال نصب آنها است. هرچند در این مقاله گزینه‌های توسعه نصب خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و جابه‌جاگرهای فاز در نظر گرفته شده، اما قابل تعمیم به تجهیزات دیگر انتقال نظیر خازنهای ثابت سری، راکتورها، و نیز ادوات کنترلی نظیر بانکهای خازنی و انواع ادوات FACTS است. باید توجه کرد که نحوه کنترل این ادوات باید متناسب با عملکرد واقعی آنها در حل معادلات بهره‌برداری شبیه‌سازی شود. این بدان علت است که نحوه کنترل این ادوات، از عوامل تأثیرگذار بر میزان سود و ضرر کاربران است.

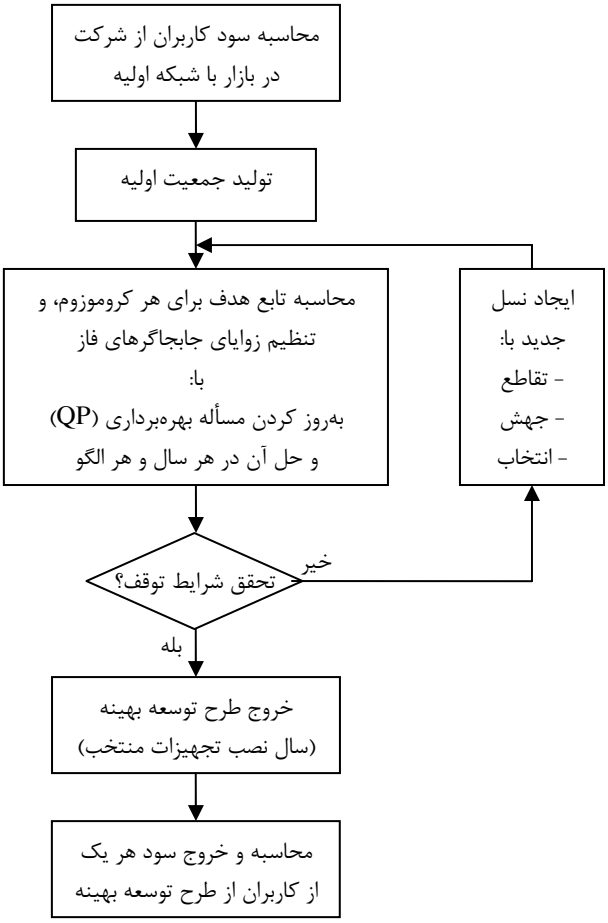
لازم است ذکر شود که در صورت استفاده از ادواتی مانند SVC -که تأثیر عمده‌ای بر دامنه ولتاژ دارند- استفاده از مدل ac در معادلات بهره‌برداری توصیه می‌شود.

مسأله فوق، یک مسأله بهینه‌سازی پیچیده از نوع مسائل غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح است که باید با ملحوظ کردن الگوهای پیش‌بینی قیمت متعدد حل شود.

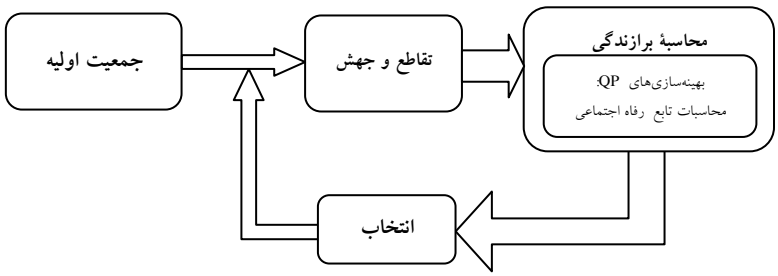
در این مقاله، با استناد به جدا بودن ذاتی مراحل بهره‌برداری و توسعه شبکه در سیستمهای قدرت، از الگوریتم ژنتیک برای حل مسأله فوق استفاده شده، که درون آن، بهینه‌سازیهای QP به دفعات، به‌روز و سپس اجرا می‌شود (شکلهای ۵ و ٦). بهینه‌سازی مشخصات طرح توسعه یعنی نوع، مکان و زمان نصب تجهیزات (fو y_f) -که متغیرهای گسسته و اعداد صحیح هستند- توسط الگوریتم ژنتیک انجام می‌شود. مقادیر بهینه متغیرهای پیوسته مسأله یعنی میزان تولید و مصرف کاربران (g_i^p و d_j^p) با حل مسأله بهره‌برداری از بازار برق به‌دست می‌آیند. الگوریتم ژنتیک پیشنهادی، در بخش بعدی شرح داده خواهد شد.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۵ فلوچارت الگوریتم پیشنهادی



شکل ٦ روند اجرای الگوریتم ژنتیک پیشنهادی

۵-۲- پیاده سازی با الگوریتم ژنتیک

الگوریتم ژنتیک یک الگوریتم جستجوی تصادفی است که بر پایهٔ سازوکار ژنتیک طبیعی بنا شده است. از این الگوریتم می‌توان برای تخمین مقدار کمینه یا بیشینهٔ مطلق توابع استفاده کرد؛ حتی اگر آن توابع تعداد زیادی کمینه‌ها و بیشینه‌های محلی داشته باشند. به‌عبارت دیگر الگوریتم ژنتیک در بهینه‌های محلی به دام نمی‌افتد و به دنبال بهینهٔ مطلق می‌گردد. می‌توان مسائل بهینه‌سازی آمیخته با اعداد صحیح را به‌سادگی با آن پیاده‌سازی و حل کرد. یکی از مزایای دیگر GA امکان استفاده از پردازش موازی در آن است. از آنجا که این الگوریتم و عملگرهای مربوط به آن در زمینهٔ قدرت بسیار به‌کار رفته و مراجع متعددی آن را

www.SID.ir

Archive of SID

به‌خوبی معرفی کرده‌اند [۱۴،۱۳]، در این مقاله به شرح آن نپرداخته و فقط جنبه‌های خاص پیاده‌سازی مسأله پیشنهادی توسط آن بیان شده است.

۵-۳- ساختار کروموزومها

متغیرهای تصمیم‌گیری در الگوریتم ژنتیک پیشنهادی، سال نصب هر یک از گزینه‌های توسعه است. این گزینه‌ها شامل خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و جابه‌جاگرهای فاز نامزد شده است. ازاین‌رو تعداد ژنهای موجود در هر کروموزوم، برابر با تعداد گزینه‌های توسعهٔ موجود است. هر ژن عددی مثبت است که مقدار آن، سال نصب گزینهٔ متناظر با آن را نشان می‌دهد. مقدار صفر یا منفی برای ژن، نمایشگر عدم انتخاب گزینه متناظر برای نصب در شبکه است. بدین ترتیب هر کروموزوم یک طرح توسعه بلندمدت را نشان می‌دهد.

۵-۴- تابع برازندگی

تابع هدف مورد نظر (رابطه ۲۵) به‌عنوان 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 متناظر برای کاربران شبکه است.

هزینه جابه‌جاگرهای فاز نصب شده بر روی هر خط و محدوده جابه‌جایی فاز آن، ممکن است با سایر خطوط متفاوت باشد.

مسأله بهره‌برداری-که یک مسأله بهینه‌سازی QP است- باید برای تمام الگوها و با افزودن گزینه‌های منتخب برای سالهای مربوط اجرا شود، تا سود کل طرح توسعهٔ مربوط به‌دست آید. این کار در بخش محاسبهٔ برازندگی کروموزومها در الگوریتم ژنتیک پیشنهادی انجام می‌شود (شکل ٦). زیاد بودن تعداد الگوها باعث افزایش زمان محاسبهٔ برازندگی می‌شود که با توجه به استقلال محاسبات هر الگو از الگوهای دیگر، در صورت استفاده از پردازش موازی، سرعت آن را به‌طور قابل ملاحظه‌ای می‌توان افزایش بخشید.

۵-۵- عملگرهای تقاطع، جهش و انتخاب

در این مقاله عمل تقاطع به دو روش انجام شده است: روش جابه‌جایی و روش ریاضی. در روش جابه‌جایی که از معروفترین روشهای تقاطع است [۱۳،۱۴]، دو کروموزوم والد به تصادف از یک نقطه (بعد از یک ژن) شکسته شده و تکه‌های شکسته شده (حاوی بخشی از ژنها) با یکدیگر جابه‌جا می‌شوند.

در روش ریاضی هر یک از فرزندان (Child1 و Child2) به‌وسیله رابطهٔ زیر از دو والد (Parent1 و Parent2) خود بوجود می‌آیند [۱۵]:

$$Child1 = |[\ C.Parent1 + (1-C).\ Parent2\ ]| \quad (۲۶-۱)$$

$$Child2 = |[\ C.Parent2 + (1-C).\ Parent1\ ]| \quad (۲۶-۲)$$

$$0 \le C \le 1 \quad (۲۶-۳)$$

که C عددی تصادفی در محدودهٔ صفر و یک است. عملگر $|[.]|$ جزء صحیح عبارت داخل را باز می‌گرداند.

عمل جهش در ساده ترین بیان، تغییر تصادفی یک یا چند ژن از کروموزوم است. در این مقاله جهش بدین روش انجام می‌شود که یک یا چند ژن از کروموزوم مورد نظر، به‌طور تصادفی از بین ژنها انتخاب می‌شود. مقدار عددی این ژن به‌طور تصادفی به یک عدد در داخل محدودهٔ مجاز تغییر می‌یابد.

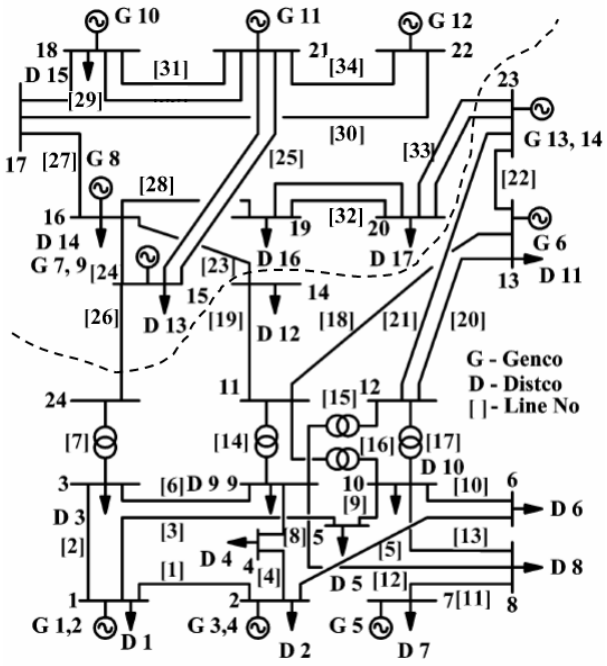
عمل انتخاب به روش انتخاب نخبگان صورت گرفته است [۱۵]. در این روش بهترین کروموزومهای موجود در جمعیت با احتمال صد در صد انتخاب می‌شوند.

۶- مطالعات عددی

در این بخش شبکهٔ ۲۴-باسهٔ IEEE-RTS با کمی اصلاحات، به‌عنوان شبکهٔ آزمون مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۶]. این شبکه که در شکل ۷ نشان داده شده، شامل ۱۴ تولید کننده و ۱۷ مصرف‌کنندهٔ اصلی است. افق برنامه‌ریزی ۸ سال در نظر گرفته شده است.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۷ شبکه ۲۴ باسهٔ IEEE-RTS

افزایش مدارهای خطوط موجود و نصب جابه‌جاگرهای فاز بر روی تمامی خطوط به‌عنوان گزینه‌های موجود برای توسعه در نظر گرفته شده است. هزینهٔ افزودن خطوط انتقال و ترانسفورماتورها به‌ترتیب برابر ۱۲۰۰ دلار بر مگاوات- مایل و ۱۲۰۰۰ دلار بر مگاوات در نظر گرفته شده است. هزینه نصب جابه‌جاگرهای فاز برابر ۲۰۰۰۰ دلار بر مگاوات فرض و زوایای آنها به ۱۵± درجه محدود شده است. نرخ بهره در این ۸ سال، ۱۰ درصد در نظر گرفته می‌شود.

۶-۱- مورد اول

در این مورد، برای هر یک از سالهای مورد مطالعه، فقط یک الگوی پیشنهاد قیمت در نظر گرفته شده است. جزئیات پیشنهاد قیمت تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان برای سال مبنا، در جدول ۱ نشان داده شده است. جزئیات پیشنهاد قیمت سالهای بعدی، با رشد مقادیر جدول ۱ -به گونه‌ای که در پیوست آمده- به‌دست می‌آیند. مسألهٔ توسعهٔ شبکه انتقال برای این مورد در سه حالت حل شده است. تفاوت بین این حالتها در گزینه‌های موجود برای توسعه شبکه است. در حالت اول گزینه‌های موجود فقط خطوط انتقال در نظر گرفته شده است. در حالت دوم، گزینه‌ها فقط جابه‌جاگرهای فاز را شامل می‌شود. در حالت سوم الگوریتم اجازه یافته است تا از مجموعه گزینه‌های موجود -یعنی ترکیب خطوط انتقال و جابه‌جاگرهای فاز- استفاده کند. طرحهای بهینه شامل نوع، مکان و زمان نصب تجهیزات، همراه با سود خالص آنها در جدول ۲ آورده شده است. ملاحظه می‌شود که در حالت ۳ با داشتن درجه آزادی بیشتر و نصب ترکیبی از خطوط و جابه‌جاگرهای فاز، سود بیشتری از توسعهٔ شبکه انتقال نصیب کاربران می‌شود.

۶-۲- مورد دوم

در این مورد برای هر سال دو الگوی پیشنهاد قیمت در نظر گرفته شده است. دو سوم از سال مبنا دارای الگویی مانند مورد ۱ است. در الگوی دیگر که یک سوم از سال را پوشش می‌دهد، تولیدکنندهٔ برق‌آبی G12 انرژیی برای فروش نداشته و از بازار خارج شده است. مقادیر حداقل و حداکثر تقاضای مصرف‌کنندگان ۱۰٪ و قیمت پیشنهادی

www.SID.ir

Archive of SID

آنها (b_d) نیز ۷٪ رشد می‌یابد. این الگو را می‌توان مشابه 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 ۷ کاهش می‌یابد. بدین ترتیب با ملحوظ کردن این الگو، طبیعی است که سود توسعهٔ شبکه و میزان سرمایه‌گذاری در آن کاهش یابد. جدول ۳ مؤید این مطلب است.

در حالت سوم با وجود امکان انتخاب خطوط انتقال، فقط جابه‌جاگرهای فاز انتخاب شده و پاسخها شبیه به حالت دوم شده است. این از آن جهت است که در حالت کلی هر چه تنوع الگوهای تولید و مصرف افزایش یابد، استفاده از ادوات قابل انعطافی مانند جابه‌جاگرهای فاز ارجحیت بیشتری می‌یابد.

۶-۳- سود و ضرر کاربران

در این قسمت بر روی مشخصات طرح بهینهٔ مورد ۱ در حالت سوم تمرکز می‌کنیم. با اجرای طرح بهینه، تراکم در سالهای دوم تا پنجم به‌طور کامل حذف شده و قیمت برق در تمامی باسها یکسان می‌شود. در سالهای ششم تا هشتم توان عبوری از سه خط ۲۳، ۲۴، و ۲۶، روی بیشینهٔ ظرفیت آنها قرار می‌گیرد. بدین ترتیب با فعال شدن سه قید انتقال، در حالی که فقط دو جابه‌جاگر فاز وجود دارد، تراکم رخ می‌دهد. این تراکم را که با توسعهٔ بهینهٔ شبکه رخ می‌دهد می‌توان «تراکم بهینه» دانست. زاویهٔ بهینهٔ جابه‌جاگرهای فاز در جدول ۴ آورده شده است.

جدول ۱ جزئیات پیشنهادهای قیمت در سال مبنا

واحدها: b_g و b_d برحسب \$/MWh، m_g و m_d برحسب \$/MW^{2}h، بقیه برحسب MW

شماره	تولیدکنندگان				مصرف‌کنندگان			
	b_g	m_g	$\underline{g}$	$\overline{g}$	b_d	m_d	$\underline{d}$	$\overline{d}$
۱	۷۱	۰/۰۴۶	۰	۴۰	۵۸	۰/۰۵۴	۵۰	۱۱۰
۲	۲۴	۰/۰۴۳	۰	۱۵۲	۳۰	۰/۰۱۳	۵۰	۱۰۰
۳	۷۱	۰/۰۳۱	۰	۴۰	۴۴	۰/۰۳۱	۱۲۵	۱۸۰
۴	۲۴	۰/۰۷۴	۰	۱۵۲	۱۰	۰/۰۵۲	۴۰	۷۵
۵	۳۴	۰/۰۶۴	۰	۳۰۰	۳۲	۰/۰۳۴	۴۰	۷۵
۶	۳۳	۰/۰۶۲	۰	۵۹۱	۱۹	۰/۰۳۷	۶۰	۱۴۰
۷	۴۱	۰/۰۶۷	۰	۶۰	۲۹	۰/۰۴۱	۶۰	۱۲۵
۸	۲۰	۰/۰۷۰	۰	۱۵۵	۳۴	۰/۰۲۶	۹۰	۱۷۵
۹	۲۰	۰/۰۵۱	۰	۱۵۵	۶۸	۰/۰۷۳	۹۰	۱۷۵
۱۰	۱۰	۰/۰۷۳	۰	۴۰۰	۶۹	۰/۰۵۵	۹۰	۱۹۵
۱۱	۱۰	۰/۰۵۷	۰	۴۰۰	۴۳	۰/۰۵۹	۱۲۵	۲۶۵
۱۲	۲۴	۰/۰۱۳	۰	۳۰۰	۴۵	۰/۰۱۵	۹۰	۱۹۵
۱۳	۲۰	۰/۰۴۴	۰	۳۱۰	۲۰	۰/۰۶۱	۱۵۵	۳۲۰
۱۴	۱۹	۰/۰۵۶	۰	۳۵۰	۶۳	۰/۰۵۷	۵۰	۱۰۰
۱۵					۲۷	۰/۰۷۱	۱۶۰	۳۳۰
۱۶					۳۲	۰/۰۲۵	۱۰۰	۱۸۰
۱۷					۱۹	۰/۰۴۰	۶۰	۱۳۰

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۲ طرحهای بهینه برای هر یک از حالات مورد ۱ (خ: خط انتقال/ترانسفورماتور، **ج**: جابه‌جاگر فاز)

حالت	مشخصهٔ حالت	سال نصب			سود خالص توسعه (میلیون دلار)
		۲	۳	۵	
۱	بدون جابه‌جاگر فاز	خ۲۳	خ۲۷	خ۷	۴۲/۵
۲	فقط جابه‌جاگر فاز	ج۲۷	ج۲۸	–	۴۳/۱
۳	همراه با جابه‌جاگر فاز	خ۷	ج۲۳ و ج۲۴	–	۴۴/۳

جدول ۳ طرحهای بهینه برای هر یک از حالات مورد ۲

حالت	مشخصهٔ حالت	سال نصب		سود خالص توسعه (میلیون دلار)
		۳	۶	
۱	بدون جابه‌جاگر فاز	خ۲۳ و خ۲۷	خ۷	۲۹/۴
۲	فقط جابه‌جاگر فاز	ج۲۷ و ج۲۸	–	۳۱/۸
۳	همراه با جابه‌جاگر فاز	ج۲۷ و ج۲۸	–	۳۱/۸

جدول ۴ زوایای بهینه جابه‌جاگرهای فاز در هر سال (بر حسب درجه)

	سال						
	۳	۴	۵	۶	۷	۸	
۲۳	۷/۰۸	۸/۷۲	۱۱/۳۱	۱۳/۳۰	۱۳/۷۴	۱۴/۳۰	
۲۴	۲/۵۴	۳/۱۲	۶/۷۶	۹/۲۸	۹/۵۶	۹/۹۱	

جدول ۵ میزان سود توسعه را به تفکیک برای هر یک از کاربران، نشان می‌دهد.

مقادیر منفی نشان‌دهندهٔ ضرر کاربران است. مقادیر صفر متعلق به تولیدکنندگانی است که چه بدون توسعه و چه با آن –به‌علت بالا بودن قیمت در بازار– برنده نشده‌اند. سود خالص هر یک از کاربران به روش اتخاذ شده برای تخصیص هزینهٔ توسعه وابسته بوده و با کسر هزینهٔ تخصیصی از مقادیر این جدول به‌دست می‌آید.

با مقایسهٔ این جدول و شکل ۷ مشاهده می‌شود که خط‌چین ترسیم شده در این شکل، مرزی است که مجموعه تولیدکنندگان بالای آن و مجموعهٔ مصرف کنندگان زیر آن، همگی از توسعه سود برده‌اند. بعکس تمامی تولید کنندگان زیر و مصرف‌کنندگان بالای آن متضرر شده‌اند.

جدول ۵ سود هر یک از کاربران از توسعه

شماره	سود توسعه (میلیون دلار)	
	تولیدکننده	مصرف‌کننده
۱	۰	۱۹/۶۱
۲	-۳۲/۸۹	۹/۱۵
۳	۰	۵/۲۵
۴	-۲۰/۸۰	۷/۸۷
۵	-۰/۵۷	۸/۳۸
۶	-۱/۴۲	۱۳/۶۶
۷	۰	۱۳/۴۹
۸	۲۱/۲۴	۲۰/۶۶
۹	۱۹/۸۲	۳۹/۳۹
۱۰	۳۶/۵۵	۴۷/۱۴
۱۱	۴۴/۳۱	۳۵/۷۹
۱۲	۴۸/۰۲	۱۱۸/۱۲
۱۳	-۷/۴۰	-۱۸/۵۸
۱۴	-۶/۳۵	-۱۷/۱۶
۱۵		-۲۳/۱۹
۱۶		-۸/۵۶
۱۷		-۰/۶۰

www.SID.ir

Archive of SID

طرح توسعه مربوط با کاهش نسبی محدودیتهای عبور توان از این مرز، باعث شده است که عرضهٔ انرژی بیشتری برای پایین مرز و تقاضای انرژی بیشتر از بالای مرز فراهم آید. این باعث رونق و بازده بیشتر بازار برق می‌شود به‌گونه‌ای که در کل، هم مجموعهٔ تولیدکنندگان و هم مجموعهٔ مصرف کنندگان سود می‌برند. شکل ۸ سهم هر یک از این دو مجموعه را از سود کل نشان می‌دهد.

شکل ۸ مقایسهٔ سهم مجموعهٔ تولیدکنندگان (۲۷٪) و مصرف‌کنندگان (۷۳٪) از سود توسعه

۷- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

در این مقاله ابتدا مدل بهره‌برداری سیستمهای ائتلافی قدرت، مدیریت تراکم با استفاده از قیمت‌گذاری مکانی و کنترل زوایای جابه‌جاگرهای فاز در زمان بهره‌برداری، به‌عنوان پیش‌نیازی برای برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکه به طور مختصر تشریح شد. پس از تشریح چگونگی تأثیر طرحهای توسعه بر سود کاربران شبکه انتقال و نحوهٔ محاسبهٔ آن، حداکثر ساختن مجموع این سودها به‌عنوان معیار توسعهٔ شبکه در محیطهای رقابتی در نظر گرفته شد. سپس مؤلفه‌های تابع هدف توسعهٔ شبکه برای دستیابی به این معیار استخراج شد. روشی بر مبنای الگوریتم ژنتیک برای حل مسألهٔ برنامه‌ریزی بلندمدت توسعهٔ شبکهٔ انتقال ارائه شد که به بهینه‌سازی زمان و مکان نصب ترکیب خطوط انتقال و جابه‌جاگرهای فاز می‌پردازد. استفادهٔ ترکیبی از خطوط انتقال و جابه‌جاگرهای فاز در توسعهٔ شبکه، به‌خصوص در حضور الگوهای متنوع تولید و مصرف موجب افزایش کارایی شبکه خواهد شد.

مطالعات تکمیلی برای پیش‌بینی الگوهای پیشنهاد قیمت کاربران و ارائهٔ مدلهای دقیق‌تر پیشنهاد قیمت –که به عنوان ورودیهای روش پیشنهادی این مقاله استفاده می‌شوند– ضروری است. مدلسازی و ملحوظ کردن اثر توسعه بر تغییر پیشنهاد قیمت کاربران، از کارهای تکمیلی برای روش پیشنهادی است. از کارهای تکمیلی دیگر می‌توان به ملحوظ کردن عدم قطعیتهای موجود در سیستمهای رقابتی و از جمله در پیشنهادهای قیمت اشاره کرد.

در این مقاله چگونگی محاسبهٔ میزان سود و ضرر توسعه برای هر یک از کاربران، به تفکیک ارائه شده است؛ که در صورت تکمیل و در نظر گرفتن ملاحظات لازم، می‌تواند به‌عنوان معیاری منصفانه برای تخصیص هزینه توسعه بین کاربران به‌کار رود. روش ارائه شده برای توسعه انتقال نیز می‌تواند به‌خوبی با این نوع تخصیص هزینه هماهنگ شود.

بیان هزینهٔ نصب جابه‌جاگرهای فاز بصورت تابعی از محدودهٔ جابه‌جایی فاز آنها، امکان مدلسازی دقیقتر و تکمیل روشهای پیشنهادی را فراهم می‌سازد.

جابه‌جاگرهای فاز، ضمن کنترل توانهای اکتیو عبوری از خطوط انتقال در شبکه، بر روی توانهای راکتیو شبکه نیز تأثیر می‌گذارند. علاوه بر آن عملکرد آنها نیز بی‌تأثیر از توانهای راکتیو شبکه نیست. مدلسازی جابه‌جاگرهای فاز و شبکه به‌صورت AC، دقت را بالا می‌برد. در این رابطه به‌خصوص جایابی همزمان جابه‌جاگرهای فاز با ادوات جبران کننده توان راکتیو –نظیر بانکهای خازنی یا ادوات FACTS سری– توصیه می‌شود.

۸- پیوست

مشخصات شبکه انتقال مطابق [۱۶] است، بجز این‌که ظرفیتهای خطوط انتقال مطابق با جدول ۶ کاهش داده شده است. تغییر در پیشنهادهای قیمت کاربران مطابق [۴]، با استفاده از نرخهای رشد سالیانه برای b_g و b_d، و

www.SID.ir

Archive of SID

مقادیر حداقل و حداکثر مصرف، به‌صورت جدول ۷ در نظر گرفته شده است. حداکثر توان تولیدی تمامی تولیدکنندگان نیز، در سالهای سوم و ششم افزایش پله‌ای یافته و به‌ترتیب ۱/۵ و ۲/۵ برابر شده است.

جدول ۶ کاهش در ظرفیت خطوط نسبت به [۱۶]

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

جدول ۷ نرخ رشد مؤلفه‌های پیشنهادهای قیمت

	سال	
	۱ تا ۵	۶ تا ۸
نرخ رشد b_g و b_d	٪۴	٪۳
نرخ رشد $\underline{d}$ و $\overline{d}$	٪۵	٪۴

۹- منابع

[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. Fonseka; "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] 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] R. Baldick, and E. Kahn; "Contract Paths, Phase-Shifters, and Efficient Electricity Trade," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, 1997, pp. 749–755.

[9] P. Paterni, S. Vitet, M. Bena, A. Yokoyama, "Optimal location of phase shifters in the French network by genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power systems*, Vol. 14, No. 1, 1999, pp: 37–42.

[10] F. G. Lima, F. D. Galiana, I. Kockar, and J. Munoz,; "Phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 3, 2003, pp. 1029-1034.

[11] L. Ippolito, and P. Siano; "Selection of Optimal Number and Location of Thyristor-Controlled Phase Shifters Using Genetic Based Algorithm," *IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 151, N0. 5, 2004, pp. 630-637.

[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] 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. 41–49.

[14] 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.

[15] 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.

[16] Reliability Test System Task Force of Probability Methods subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. PAS-98*, 1979, pp. 2047-2054.

www.SID.ir