مجلهٔ علمی- پژوهشی
«مهندسی برق مدرس»
دورهٔ دهم، شمارهٔ ٤، زمستان ۱۳۸۹

برنامه‌ریزی بازار محور توسعهٔ شبکهٔ انتقال بر مبنای درصد مازاد مشتریان

غلامرضا کامیاب[1*]، محمود فتوحی فیروزآباد[2]، مسعود رشیدی نژاد[3]

۱- دانشجوی دکترای، واحد علوم و تحقیقات دانشگاه آزاد اسلامی
۲- استاد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی شریف
۳- دانشیار، دانشگاه شهید باهنر کرمان

kamyabgolamreza@yahoo.com
(دریافت مقاله: مرداد ۱۳۸۹، پذیرش مقاله: اسفند ۱۳۸۹)

چکیده- در این مقاله نخست معیار جدیدی به‌نام «درصد مازاد مشتریان» برای برنامه‌ریزی بازار محور توسعهٔ شبکهٔ انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته تعریف می‌شود. سپس با مثال ساده‌ای این معیار جدید با برخی معیارهای بازار محور موجود مقایسه و نشان داده می‌شود که معیار درصد مازاد مشتریان می‌تواند توسعهٔ شبکهٔ انتقال را از نظر بازار به‌درستی رتبه‌بندی کند. در این مقاله قیمت‌های پیشنهادی عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان برای عرضه و تقاضای توان در بازار برق به‌صورت احتمالاتی با توابع چگالی احتمال مشخص فرض می‌شوند. بنابراین امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به‌عنوان شاخص میزان رقابتی بودن هر طرح توسعه معرفی شده و کم‌هزینه‌ترین طرح توسعه‌ای جستجو می‌شود که امید درصد مازاد مشتریان را به مقدار آرمانی یا به نزدیکی آن برساند. در این مقاله روشی سریع برای محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و با تقریب از پیش تعیین شده ارائه می‌شود. نتایج اجرای روش پیشنهادی بر روی سیستم قدرت نمونه با هشت باس ارائه می‌شود.

کلیدواژگان: برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکهٔ انتقال، سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، بازار برق، مازاد مشتریان.

۱- مقدمه

اهداف متعددی برای برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته وجود دارد که مهمترین آنها عبارتند از: پشتیبانی معاملات انجام شده در بازار برق برای تضمین رقابت کامل بین شرکت کنندگان بازار و حداقل کردن هزینه سرمایه‌گذاری توسعهٔ انتقال.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

به‌علاوه برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته، با عدم‌قطعیت‌های بسیاری روبه‌رو است که مهمترین و اثرگذارترین آنها، عدم قطعیت در تقاضای مصرف‌کنندگان و پیشنهادهای قیمت تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان است. وجود اهداف و عدم‌قطعیت‌های متعدد، برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال را در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته پیچیده می‌سازد. بنابراین در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته به روشهای جدیدی برای حل مسألهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال نیاز است.

در سالهای گذشته تحقیقات متعددی در زمینهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال در این سیستمهای قدرت انجام شده است [۱] و [۲]. در این تحقیقات موارد زیر مطالعه شده است:

• ارائه معیارها و روشهایی برای تأمین رقابت در بازار [۳] تا [۸]

• ارائه روشهایی برای تأمین چند هدف همزمان مانند رقابت، قابلیت اطمینان، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه‌های گرفتگی [۹] تا [۱۵].

• ارائه روشهایی برای در نظر گرفتن عدم‌قطعیت‌ها در برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال [۳، ۹، ۱۳، ۱۶، ۱۷].

• هماهنگی برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال با توسعهٔ تولید [۱۶] و [۱۸].

• برنامه‌ریزی چندمرحله‌ای توسعهٔ انتقال [۵] و [۱۹].

• به‌کارگیری روشهای ابتکاری مانند الگوریتم ژنتیکی [۱۰] و [۱۴]، سیستم خبره [۱۹]، نظریهٔ مجموعه‌های فازی [۹] و [۱۰]، روشهای حل مبتنی بر پارتو [۲۰]، شبیه‌سازی تبرید فلزها [۲۱]، بهینه‌سازی گروه ذرات‌ریز [۲۲].

• کاربرد روشهای ریاضی مانند تجزیه بندرز [۹] و [۲۳] یا الگوریتم شاخه و تحدید [۲۴] و [۲۵] یا برنامه‌ریزی خطی مخلوط با عدد صحیح [۱۳] و [۱۷]

• برنامه‌ریزی بلندمدت توسعهٔ انتقال [۱۳] و [۲۶]

در برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال بازار محور، معیارهای بازار محور برای تسهیل رقابت و ایجاد محیطی بدون تبعیض برای دسترسی به تولید ارزان در نظر گرفته می‌شود. در [۳] دو معیار بازار محور برای برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال پیشنهاد شده است: معیار مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط و معیار یکنواختی پروفایل قیمت در تمام باس‌ها که با متوسط انحراف استاندارد قیمتهای حاشیهٔ محلی اندازه‌گیری می‌شود. در [۶] و [۷] معیار شاخص لرنر برای برنامه‌ریزی شبکه انتقال پیشنهاد شده است. تعریف هر سه معیار مزبور در ضمیمهٔ این مقاله آورده شده است. فرایندها در بازارهای برق برای حداکثر ساختن معیار سود عمومی طراحی می‌شوند. در [۲۷] ترکیب معیار سود عمومی با هزینهٔ سرمایه‌گذاری و هزینهٔ انرژی تأمین نشده مورد انتظار برای برنامه‌ریزی توسعهٔ خطوط انتقال به‌کار رفته است. در این مقاله، معیارهای مزبور با معیار پیشنهادی، در مثال ساده‌ای مقایسه می‌شوند.

در این مقاله نخست معیار جدیدی به‌نام «درصد مازاد مشتریان» برای برنامه‌ریزی استاتیک بازار محور توسعهٔ شبکه انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته تعریف می‌شود. سپس با مثال ساده‌ای این معیار جدید با برخی معیارهای بازار محور موجود مقایسه و نشان داده می‌شود که هیچ یک از معیارهای بازار محور موجود به‌تنهایی نمی‌توانند توسعهٔ شبکهٔ انتقال را از نظر بازار به‌طور کامل و درست ارزیابی کنند و فقط معیار درصد مازاد مشتریان می‌تواند توسعهٔ

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

شبکهٔ انتقال را از نظر بازار به‌درستی ارزیابی کند. در این مقاله فرض می‌شود که توابع چگالی احتمال قیمت‌های پیشنهادی عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان برای عرضه و تقاضای توان در بازار مشخص بوده و لذا امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را می‌توان محاسبه کرد. بنابراین امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به‌عنوان شاخص میزان رقابتی بودن برای هر طرح توسعه معرفی می‌شود و کم‌هزینه‌ترین طرح توسعه به‌گونه‌ای جستجو می‌شود که امید درصد مازاد مشتریان را به مقدار آرمانی یا نزدیک به آن برساند. در این مقاله روش سریعی برای محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و با تقریب از پیش تعیین شده ارائه می‌شود. همچنین نتایج به‌کارگیری روش پیشنهادی برای سیستم قدرت نمونه با هشت باس ارائه می‌شود.

در ادامه، نخست در بخش (٢) درصد مازاد مشتریان تعریف می‌شود. در بخش (٣) به کمک مثال ساده‌ای معیار درصد مازاد مشتریان با برخی معیارهای بازار محور موجود مقایسه می‌شود. در بخش (٤)، امید ریاضی درصد مازاد مشتریان معرفی می‌شود. در بخش (٥)، مراحل حل مسألهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال ارائه می‌شود. در بخش (٦)، روشی سریع برای تخمین امید ریاضی درصد مازاد مشتریان بیان می‌شود. در بخش (٧)، نتایج اجرای روش پیشنهادی روی سیستم قدرت نمونه با هشت باس ارائه و در پایان نتایج مقاله بیان می‌شود.

٢- تعریف درصد مازاد مشتریان

در مدل‌سازی بازار اشتراکی تعاریف زیر را در نظر می‌گیریم:

$$CS = \sum_{j=1}^{ND} \left(C_{Dj} P_{Dj} - LMP_j P_{Dj} \right) \quad (١)$$

$$SS = \sum_{i=1}^{NG} \left(LMP_i P_{Gi} - C_{Gi} P_{Gi} \right) \quad (٢)$$

$$CC = \sum_{j=1}^{ND} \left(LMP_j P_{Dj} \right) - \sum_{i=1}^{NG} \left(LMP_i P_{Gi} \right) \quad (٣)$$

$$SW = \sum_{j=1}^{ND} \left(C_{Dj} P_{Dj} \right) - \sum_{i=1}^{NG} \left(C_{Gi} P_{Gi} \right) = CS + SS + CC \quad (٤)$$

که در آن CS مازاد مصرف‌کنندگان، SS مازاد عرضه‌کنندگان، CC مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط، SW سود عمومی، C_{Gi} و P_{Gi} به‌ترتیب قیمت پیشنهادی و توان تولیدی عرضه‌کننده i، C_{Dj} و P_{Dj} به‌ترتیب قیمت پیشنهادی و توان مصرفی مصرف‌کننده j، LMP_i قیمت حاشیه محلی در باسی که به عرضه کننده i متصل است، LMP_j قیمت حاشیه محلی در باسی که به مصرف‌کننده j متصل است، NG تعداد عرضه‌کنندگان و ND تعداد مصرف‌کنندگان است. در مدل‌سازی بازار اشتراکی، توانهای تولیدی و مصرفی چنان قرارداده می‌شوند که با رعایت قیدهای شبکه و عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان، سود عمومی حداکثر شود.

قابل توجه آن که بر طبق رابطه (٤)، سود عمومی برابر مجموع مازاد عرضه‌کنندگان و مازاد مصرف‌کنندگان و هزینهٔ گرفتگی خطوط است. اکنون درصد مازاد مشتریان را به‌صورت زیر تعریف می‌کنیم:

$$SP = \frac{CS + SS}{SW^{Id}} = \frac{SW - CC}{SW^{Id}} \quad (٥)$$

که SP درصد مازاد مشتریان (عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان) و SW^{Id} سود عمومی در شبکه آرمانی

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

انتقال است. شبکه آرمانی انتقال، شبکه‌ای است که ظرفیت تمامی خطوط آن نامحدود باشند به‌طوری‌که هیچ‌گونه گرفتگی ایجاد نشود. در شبکه آرمانی قیمت‌های حاشیه محلی تمامی باس‌ها برابرند و هزینهٔ گرفتگی برابر صفر است و سود عمومی بیشترین مقدار را دارد. بنابراین در شبکه آرمانی درصد مازاد مشتریان برابر حداکثر مقدار خود یعنی واحد است. درصد مازاد مشتریان (SP) در حقیقت نشان‌دهندهٔ درصد مجموع سود مشتریان نسبت به حداکثر مقدار ممکن مجموع سود مشتریان است. حداکثر مقدار SP برابر واحد و حداقل آن برابر صفر است.

هدف اصلی از تجدید ساختار در سیستمهای قدرت، ایجاد محیطی تا حد ممکن رقابتی و بدون تبعیض برای مشتریان (تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان) برق است. بنابراین در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، شبکه انتقال باید طوری توسعه داده شود که تا حد ممکن مانع برقراری رقابت کامل بین مشتریان نبوده و به‌اصطلاح رقابت پذیر باشد. رقابت کامل یعنی این که مجموع سود مشتریان و در نتیجه درصد مازاد مشتریان حداکثر باشد. لذا درصد مازاد مشتریان (SP) می‌تواند معیار مناسبی برای سنجش رقابت‌پذیری شبکه انتقال باشد. هرچه SP به یک نزدیک‌تر باشد، شبکهٔ انتقال مورد نظر بیشتر رقابت پذیر است.

برای محاسبهٔ SP به آگاهی از قیمت‌های حاشیه محلی و توانهای اکتیو ژنراتورها و بارها نیاز است که آنها را می‌توان با شبیه‌سازی بازار محاسبه کرد. برای شبیه‌سازی بازار پیوست A در [۲۸] را ببینید.

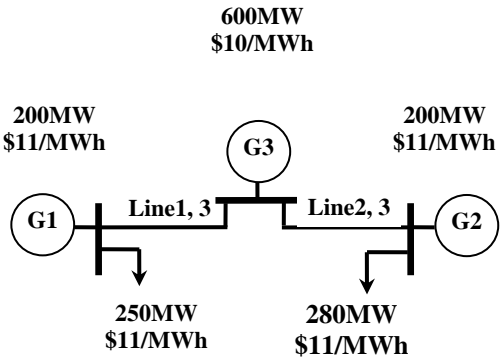
۳- مقایسهٔ معیارهای بازار محور

در این بخش به کمک مثال ساده‌ای، معیارهای هزینهٔ گرفتگی خطوط [۳] و [۸]، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی در کل باس‌ها [۳]، شاخص لرنر [٦] و [۷]، حداکثر سود عمومی و معیار جدید درصد مازاد مشتریان را ارزیابی و مقایسه می‌کنیم.

برای مثال سیستم قدرت سه باسهٔ شکل ۱ را در نظر می‌گیریم. در این سیستم، حداکثر توان قابل تولید توسط هر یک از ژنراتورهای G1، G2 و G3 به‌ترتیب برابر ۲۰۰، ۲۰۰ و ٤۰۰ مگاوات و قیمت‌های پیشنهادی هر یک از آنها به‌ترتیب برابر ۱۱، ۱۱ و ۱۰ دلار بر مگاوات ساعت فرض می‌شوند. بارها در باس ۱ و ۲ قرارگرفته و حداکثر توان درخواستی آنها به‌ترتیب برابر ۲۵۰ و۲۸۰ مگاوات و قیمت پیشنهادی هر دو برابر ۱۱ دلار بر مگاوات ساعت است. این سیستم دارای دو خط انتقال با ظرفیت هر یک برابر ۱۰۰ مگاوات است. برای این سیستم ساده، هفت حالت مختلف توسعهٔ شبکهٔ انتقال را در نظر می‌گیریم. در هر یک از این هفت حالت، تعدادی مدار جدید با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات به خطوط موجود در شبکه اضافه می‌شوند. تعداد مدار جدید اضافه شده در ستونهای دوم و سوم جدول ۱ داده شده است. در این دو ستون $n_{i,j}$ تعداد مدارهایی است که به خط بین باس‌های i و j اضافه شده است. مقادیر ظرفیت کل هر یک از خطوط، مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط (CC)، مجموع مازاد مشتریان(CS+SS)، حداکثر سود عمومی (SW)، شاخص لرنر (LI)، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) و درصد مازاد مشتریان (SP) برای حالتهای

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

هفت‌گانه در جدول ١ داده شده است. تعاریف و جزئیات محاسبات را در پیوست مقاله می‌توانید ببینید. در اینجا معیارهای مزبور را مقایسه می‌کنیم.



شکل ١ مثالی از سیستم قدرت با سه باس

الف) فرض کنیم کم بودن هزینهٔ گرفتگی (CC) معیار مقایسه حالتها باشد. در جدول ١ دیده می‌شود که در حالتهای ٢، ٣ و ٤، یک یا دو مدار جدید به شبکه اولیه (حالت ١) اضافه شده و لذا باید وضعیت شبکه در حالتهای ٢، ٣ و ٤ نسبت به حالت ١ بهتر شده باشد، درحالی‌که معیار هزینهٔ گرفتگی عکس این موضوع را نشان می‌دهد؛ یعنی حالت ١ را بهتر از حالتهای ٢، ٣ و ٤ معرفی می‌کند. زیرا حالت ١ هزینهٔ گرفتگی کمتری دارد. هزینهٔ گرفتگی در حالت آرمانی شبکهٔ انتقال (حالت ٧)، مقدار آرمانی یعنی صفر است؛ بنابراین معیار هزینهٔ گرفتگی، حالت آرمانی را به‌درستی معرفی می‌کند. با توجه به جدول ٣ در پیوست مقاله دیده می‌شود که قیمت‌های حاشیه محلی تمامی باس‌ها در حالتهای ١ تا ٤ تغییر نمی‌کنند؛ یعنی اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی در دو طرف خطوط در حالتهای ٢، ٣ و ٤ نسبت به حالت ١، کاهش نیافته‌اند. به همین دلیل است که در حالتهای ٢، ٣ و ٤ نه‌تنها هزینهٔ گرفتگی نسبت به حالت ١ کاهش نیافته، بلکه به‌علت افزایش توان انتقالی از خطوط و ثابت ماندن اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی در دو طرف خطوط، هزینهٔ گرفتگی افزایش نیز یافته است. از آنجا که هزینهٔ گرفتگی هر خط با حاصل‌ضرب اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی دو انتهای آن خط در توان انتقالی از آن خط برابر است، تا وقتی‌که اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی دو طرف آن خط کم نشود، هزینهٔ گرفتگی با افزایش توان عبوری از خط افزایش می‌یابد. بنابراین مجموع هزینهٔ گرفتگی در تمامی موارد به‌تنهایی نمی‌تواند بهبود شبکه انتقال را به‌درستی نشان دهد و فقط حالت آرمانی را به‌درستی نشان می‌دهد.

ب) فرض کنیم بالا بودن سود عمومی (SW) معیار مقایسه حالتها باشد. در جدول ١ دیده می‌شود که سود عمومی در حالت ٤ نسبت به حالتهای ٥ و ٦ بیشتر است اما درحالت ٤ هزینهٔ گرفتگی با سود عمومی آن برابر است، یعنی در حالت ٤ کل سود عمومی را هزینهٔ گرفتگی تشکیل می‌دهد در حالی‌که در حالتهای ٥ و ٦ هزینهٔ گرفتگی بسیار کمتر از حالت ٤ است اما بیشتر سود عمومی را مازاد مشتریان (CS+SS) تشکیل می‌دهد. بنابراین حالتهای ٥ و ٦ بهتر از حالت ٤ هستند در حالی‌که معیار سود عمومی حالت ٤ را بهتر معرفی می‌کند. بنابراین معیار حداکثر سود عمومی نیز در تمامی موارد به‌تنهایی نمی‌تواند بهبود شبکه را به‌درستی نشان دهد.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

جدول ۱ مقادیر معیارهای بازار محور برای حالتهای مختلف توسعهٔ شبکهٔ انتقال سیستم شکل (۱)

حالت	$n_{1,3}$	$n_{2,3}$	ظرفیت کل خط بین باسهای ۱و۳	ظرفیت کل خط بین باسهای ۲و۳	CC	CS+SS	SW	LI	σ	SP
۱	۰	۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۰۰	۰	۲۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۵۷۷٤	۰
۲	۱	۰	۲۰۰	۱۰۰	۳۰۰	۰	۳۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۵۷۷٤	۰
۳	۰	۱	۱۰۰	۲۰۰	۳۰۰	۰	۳۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۵۷۷٤	۰
٤	۱	۱	۲۰۰	۲۰۰	٤۰۰	۰	٤۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۵۷۷٤	۰
۵	۲	۰	۳۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۵۰	۳۵۰	۰,۰۳۲۳	۰,۵۷۷٤	۰,٤۷۱۷
٦	۰	۲	۱۰۰	۳۰۰	۱۰۰	۲۸۰	۳۸۰	۰,۰۳۲۳	۰,۵۷۷٤	۰,۵۲۸۳
۷	۲	۲	۱۰۰	٤۰۰	۰	۵۳۰	۵۳۰	۰	۰	۱

ج) فرض کنیم کم بودن انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) یا کم بودن شاخص لرنر (LI) معیار مقایسه حالتها باشند. در جدول ۱ دیده می‌شود که هزینهٔ گرفتگی حالتهای ۵ و ٦ برابرند، اما از آنجا که مازاد مشتریان در حالت ٦ نسبت به حالت ۵ بیشتر است، سود عمومی در حالت ٦ بیشتر شده است. بنابراین حالت ٦ نسبت به حالت ۵ بهتر است. اما انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) و شاخص لرنر (LI) در این دو حالت ثابت مانده و برتری حالت ٦ را نسبت به حالت ۵ نشان نمی‌دهند. از طرفی انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) و شاخص لرنر (LI) در حالت آرمانی شبکه انتقال (حالت ۷)، مقدار آرمانی خود یعنی مقدار صفر را دارند؛ یعنی این دو معیار حالت آرمانی را به‌درستی معرفی می‌کنند. بنابراین انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) و شاخص لرنر (LI) در تمامی موارد به‌تنهایی نمی‌توانند بهبود شبکه انتقال را به‌درستی نشان دهند و فقط حالت آرمانی توسعهٔ شبکه را نشان می‌دهند. از آنجا که اساساً این دو شاخص به توزیع قیمت‌های حاشیه محلی بر روی باس‌ها بستگی دارند، ممکن است توزیع قیمت‌ها در دو طرح توسعه طوری باشند که انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیهٔ محلی (σ) و شاخص لرنر (LI) آن دو طرح نزدیک به هم یا مساوی باشند (مانند حالتهای ۵ و ٦) در حالی‌که مازاد مشتریان و سود عمومی در آن دو طرح توسعه بسیار متفاوت باشند. به‌بیانی دیگر این درست است که در شبکه انتقال با سود عمومی و مازاد مشتریان بالا و هزینهٔ گرفتگی پایین، قیمت‌های حاشیه محلی در تمامی باس‌ها نزدیک به هم هستند و در نتیجه انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) و شاخص لرنر (LI) کوچک است، اما عکس این موضوع را همواره نمی‌توان نتیجه گرفت؛ یعنی از کوچک بودن انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ) و شاخص لرنر (LI) نمی‌توان بالا بودن سود عمومی و مازاد مشتریان و پایین بودن هزینهٔ گرفتگی را نتیجه گرفت. زیرا ممکن است اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی در باس‌های انتهای خطوط کم باشند اما توان انتقالی از آن خطوط زیاد باشد به‌طوری‌که هزینهٔ گرفتگی بالایی را سبب شده باشد.

د) فرض کنیم بالا بودن درصد مازاد مشتریان (SP) معیار مقایسه حالتها باشد. در جدول ۱ دیده می‌شود که در حالتهای ۱ تا ٤، افزایش خطوط شبکه فقط هزینهٔ گرفتگی را زیاد کرده اما مازاد مشتریان را تغییر نداده است. بنابراین از دید مشتریان بهبود شبکه بی‌تأثیر بوده و لذا دیده

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

می‌شود که معیار درصد مازاد مشتریان در حالتهای ١ تا ٤ ثابت بوده و عدم بهبود شبکه انتقال را تأیید می‌کند. در حالت ٥ با اضافه کردن دو مدار ١٠٠ مگاواتی بین باس‌های ١ و ٣، مازاد مصرف کننده باس ١ به اندازه ٢٥٠ واحد افزایش می‌یابد و در حالت ٦ با اضافه کردن دو مدار ١٠٠ مگاواتی بین باس‌های ٢ و ٣، مازاد مصرف‌کنندهٔ متصل به باس ٢ به اندازه ٢٨٠ واحد افزایش می‌یابد که در هر دو حالت، معیار درصد مازاد مشتریان افزایش یافته و این بهبود را نشان می‌دهد. معیار درصد مازاد مشتریان در حالت ٧ (حالت آرمانی) به مقدار حداکثر می‌رسد و بنابراین درصد مازاد مشتریان، حالت آرمانی را نیز به‌درستی معرفی می‌کند. بنابراین معیار درصد مازاد مشتریان به‌درستی و به‌طور کامل می‌تواند شبکهٔ انتقال را از دیدگاه بازار ارزیابی کند و لذا برای ارزیابی بازار محور برنامه‌ریزی توسعهٔ شبکه انتقال پیشنهاد می‌شود. معیار درصد مازاد مشتریان علاوه بر حالت آرمانی، می‌تواند حالتهای غیر آرمانی را نیز به‌درستی طبقه‌بندی کند؛ لذا در صورتی‌که محدودیت بودجه وجود داشته باشد، طراح انتقال می‌تواند حداقل مقدار درصد مازاد مشتریان مورد انتظار را از مقدار آرمانی به مقدار قابل قبول کمتری کاهش دهد و به جستجوی طرح توسعه‌ای بپردازد که هم حداقل درجهٔ رقابت‌پذیری را داشته باشد و هم هزینهٔ سرمایه گذاری آن کمتر شود.

٤- امید ریاضی درصد مازاد مشتریان

برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته، با عدم‌قطعیت‌های متعددی روبه‌رو است. عدم قطعیت پیشنهادهای قیمت عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان مهمترین آنها است که بر برنامه‌ریزی بازار محور توسعهٔ انتقال اثر می‌گذارد. اگرچه قیمت‌های پیشنهادی عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان در آینده مشخص نیست، اما احتمال وقوع آنها با استفاده از اطلاعات گذشته قابل پیش‌بینی است. بنابراین در این مقاله مقادیر قیمت‌های پیشنهادی هر یک از عرضه‌کنندگان برای عرضهٔ توان و همچنین قیمت‌های پیشنهادی هر یک از مصرف‌کنندگان برای خرید توان به‌صورت احتمالی درنظر گرفته می‌شود؛ یعنی فرض می‌شود تابع چگالی احتمال قیمت پیشنهادی برای هر تولیدکننده تا حداکثر توان قابل عرضه، و همچنین تابع چگالی قیمت پیشنهادی هر مصرف کننده تا حداکثر تقاضای آن مشخص است. با استفاده از تابع چگالی احتمال هر عدم قطعیت می‌توان مقداری تصادفی از مقادیر ممکن آن عدم قطعیت را انتخاب کرد. اگر از توابع چگالی احتمال عدم‌قطعیت‌ها استفاده شود و برای هر یک از آنها مقداری تصادفی انتخاب شود، ترکیبی تصادفی از عدم‌قطعیت‌ها به‌دست می‌آید. هر ترکیب تصادفی از مقادیر عدم‌قطعیت‌ها را یک سناریو می‌نامیم. در هر سناریو، قیمت‌های پیشنهادی عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان مشخص است، لذا با استفاده از مدل‌سازی بازار (پیوست A در [٢٨]) می‌توان مقادیر قیمت‌های حاشیه‌ای محلی باس‌ها و مقادیر عرضه و تقاضای توان و مقدار درصد مازاد مشتریان را محاسبه کرد. بنابراین برای درنظر گرفتن اثر عدم‌قطعیت‌های مزبور، سناریوهای تصادفی متعددی را تولید و برای هر سناریو درصد مازاد مشتریان را محاسبه می‌کنیم. سپس امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را به‌دست آورده و به‌عنوان شاخص رقابتی بودن شبکهٔ انتقال در برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال استفاده می‌کنیم. امید ریاضی درصد مازاد مشتریان با شبیه‌سازی مونت کارلو از رابطهٔ زیر محاسبه می‌شود:

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

$$SP_{mean} = \frac{1}{NS}\sum_{i=1}^{NS} SP_i \qquad (6)$$

که SP_{mean} امید ریاضی درصد مازاد مشتریان؛ SP_i درصد مازاد مشتریان در سناریوی i و NS تعداد سناریوها است. جزئیات روش پیشنهادی برای محاسبهٔ سریع امید ریاضی درصد مازاد مشتریان در بخش ٦ بیان شده است. هرچه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به یک نزدیکتر باشد، نشان‌دهندهٔ آن است که در سناریوهای بیشتری، درصد مازاد مشتریان به حالت آرمانی نزدیک است و بنابراین طرح توسعه، شرایط رقابت پذیری بیشتری را فراهم کرده است.

٥- مراحل حل مسألهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال

برای حل مسألهٔ برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال مراحل زیر اجرا می‌شود:

١- طرحهای توسعهٔ مختلف را به‌ترتیب صعودی هزینهٔ سرمایه‌گذاری مرتب می‌کنیم. در این مقاله فرض می‌شود که هر خط انتقال می‌تواند از یک یا چند مدار موازی و مشابه تشکیل شود و تعدادی از خطوط شبکه انتقال موجود یا خطوط جدید وجود دارند که می‌توان به هر یک از آنها یک یا چند مدار جدید را اضافه کرد. طرح توسعهٔ انتقال، هر ترکیب ممکن از این مدارهای جدید است که می‌توان آن را برای توسعهٔ انتقال پیشنهاد کرد.

٢- با استفاده از تابع چگالی احتمال عدم‌قطعیت‌ها، تعداد NS سناریوی تصادفی را تولید و ذخیره می‌کنیم. تعداد سناریوها باید به اندازه کافی بزرگ باشد.

٣- اولین (ارزانترین) طرح را برای بررسی انتخاب می‌کنیم.

٤- امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را برای طرح توسعهٔ مورد بررسی محاسبه می‌کنیم. برای این منظور نخست یکی از NS سناریوی تصادفی را انتخاب می‌کنیم. برای این سناریو و برای شبکهٔ انتقال آرمانی، مدل‌سازی بازار را انجام داده و مقادیر قیمت‌های حاشیه‌ای محلی باسها و مقادیر عرضه و تقاضای توان را محاسبه و با استفاده از آنها، سود عمومی شبکه آرمانی (SW^{Id}) را از رابطهٔ (٤) محاسبه می‌کنیم. سپس برای سناریوی انتخاب شده و برای شبکهٔ انتقال طرح توسعهٔ مورد بررسی، بار دیگر مدل‌سازی بازار را انجام داده و قیمت‌های حاشیه‌ای محلی باس‌ها و عرضه و تقاضای توان را محاسبه کرده و با استفاده از آنها، مازاد مصرف‌کنندگان (CS) و مازاد عرضه‌کنندگان (SS) را از روابط (١)، (٢) به‌دست می‌آوریم. اکنون مقدار درصد مازاد مشتریان (SP) را با استفاده از رابطهٔ (٥) برای سناریوی انتخاب شده محاسبه می‌کنیم. به همین ترتیب درصد مازاد مشتریان را برای تمامی NS سناریوی تصادفی به‌دست می‌آوریم. سپس امید ریاضی درصد مازاد مشتریان (SP_{mean}) را از رابطهٔ (٦) محاسبه می‌کنیم.

٥- اگر امید ریاضی درصد مازاد مشتریان برای طرح توسعهٔ مورد بررسی که در مرحله قبل به‌دست آمده در حد قابل قبول (نزدیک به یک) باشد، طرح مزبور به‌عنوان طرح توسعه بهینهٔ نهایی معرفی می‌شود. در غیراین‌صورت، طرح توسعهٔ بعدی را از میان طرحهای توسعهٔ مرتب شده انتخاب کرده و به‌عنوان طرح توسعهٔ مورد بررسی جدید درنظر گرفته و به مرحله ٣ باز می‌گردیم.

٦- محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان

امید ریاضی درصد مازاد مشتریان برای هر طرح مشخص توسعه از رابطهٔ (٦) محاسبه می‌شود. بر طبق این رابطه، لازم است مازاد مشتریان برای تمامی سناریوها محاسبه شود. هر سناریو با نمونه‌برداری تصادفی ایجاد می‌شود.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

برای رسیدن به مقدار دقیق امید ریاضی درصد مازاد مشتریان باید تمامی سناریوهای ممکن را با احتمال وقوع هر یک در اختیار داشته باشیم. اما تعداد سناریوهای ممکن حتی برای چند متغیر تصادفی هم بسیار زیاد بوده و لذا محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان (SP_{mean}) بسیار زمانبر است. برای کاهش حجم محاسبات، باید تعداد نمونه‌ها تا حد ممکن محدود باشد. یعنی باید بتوانیم با تعداد نمونه‌هایی محدود امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را با تقریب مناسبی برآورد کنیم. از آنجا که امید ریاضی درصد مازاد مشتریان در حقیقت نوعی میانگین است، برای برآورد آن می‌توان از قضیهٔ حد مرکزی استفاده کرد. برای استفاده از قضیهٔ حد مرکزی فرض می‌کنیم مقدار واقعی امید ریاضی درصد مازاد مشتریان (میانگین درصد مازاد مشتریان) برابر μ و واریانس واقعی درصد مازاد مشتریان برابر σ^2 باشد. فرض کنیم مجموعه‌ای از سناریوهای تصادفی با n نمونه‌گیری داریم و برای هر یک از این n سناریو، درصد مازاد مشتریان (SP) را محاسبه کرده‌ایم. امید ریاضی (میانگین) درصد مازاد مشتریان در این n نمونه را $\overline{X}$ و واریانس آنها را S^2 در نظر می‌گیریم. در حقیقت μ و σ^2 به‌ترتیب میانگین و واریانس جامعهٔ آماری درصد مازاد مشتریان بوده و $\overline{X}$ و S^2 به‌ترتیب میانگین و واریانس نمونه‌های درصد مازاد مشتریان است. بر طبق قضیهٔ حد مرکزی با افزایش تعداد نمونه‌ها (n)، توزیع میانگین نمونه‌های تصادفی ($\overline{X}$)، از هر جامعه آماری دلخواه، به توزیع نرمال با میانگین μ و انحراف معیار $\frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ می‌گراید. به‌بیانی دیگر $\overline{X}$ در اطراف μ با توزیع نرمال نوسان می‌کند؛ یعنی می‌توان فاصله‌ای را حول $\overline{X}$ به‌دست آورد که μ را با احتمال معینی مانند ۹۵ درصد دربرگیرد. $\overline{X}$ برآوردی از μ و انحراف $\overline{X}$ از هدف (μ)، خطای برآورد است. انحراف معیار کمیت تصادفی $\overline{X}$ را خطای کمیت میانگین می‌نامند و با $\sigma_{\overline{X}}$ نمایش می‌دهند. بر طبق قضیهٔ حد مرکزی $\sigma_{\overline{X}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$.

همچنین از آنجا که بر طبق قضیهٔ حد مرکزی، $\overline{X}$ دارای توزیع نرمال است می‌توان نشان داد که μ با احتمال ۹۵ درصد در فاصلهٔ تصادفی $\overline{X}-1.96\sigma_{\overline{X}} < \mu < \overline{X}+1.96\sigma_{\overline{X}}$ قرار دارد که این فاصله را فاصله اطمینان ۹۵ درصد برای μ می‌نامند. به‌بیانی دیگر $1.96\sigma_{\overline{X}}$ خطای $\overline{X}$ نسبت به μ با احتمال ۹۵ درصد است. فاصلهٔ اطمینان ۹۵ درصد برای μ را به‌صورت $\mu : \overline{X} \pm 1.96\sigma_{\overline{X}}$ نمایش می‌دهند. از طرفی انحراف معیار واقعی جامعه (σ) از قبل مشخص نیست، لذا $\sigma_{\overline{X}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ نیز مشخص نیست، اما در بحث آمار نشان داده شده است که اگر حجم نمونه‌ها بزرگ (بیش از ۵۰) باشد، انحراف معیار نمونه‌ها (S)، تقریبی با صحت کافی از σ است و می‌توان گفت فاصله اطمینان ۹۵ درصد برای μ برابر است با:

$$\mu : \overline{X} \pm ۱/۹۶ \frac{S}{\sqrt{n}} \qquad (۷)$$

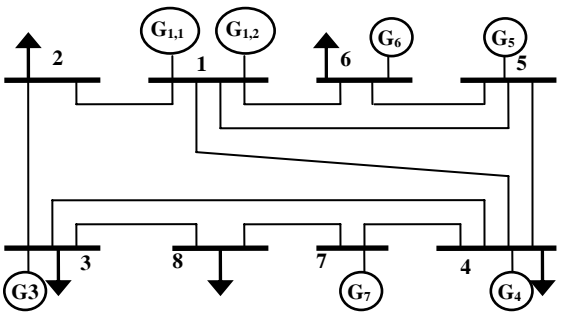
در اینجا خطای ریاضی درصد مازاد مشتریان را چنان برآورد می‌کنیم که فاصلهٔ اطمینان آن کمتر از حد مشخصی باشد. برای این منظور، ابتدا تعداد زیادی نمونه‌برداری انجام می‌دهیم و برای هر نمونه‌برداری، یک سناریو از سیستم را به‌دست می‌آوریم. سپس مجموعه‌ای مرتب از سناریوهای سیستم را تشکیل می‌دهیم. در گام بعدی چند سناریو (حداقل ۵۰ سناریو) از مجموعه سناریوها را انتخاب و برای هر سناریو درصد مازاد مشتریان (SP) را محاسبه و سپس میانگین درصد مازاد مشتریان ($\overline{X}$) و فاصلهٔ اطمینان ۹۵ درصد

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

را محاسبه می‌کنیم. اگر فاصله اطمینان ۹۵ درصد کمتر از حد در نظر گرفته شده برای آن باشد، میانگین درصد مازاد مشتریان ($\overline{X}$) را به‌عنوان امید ریاضی درصد مازاد مشتریان (SP_{mean}) در نظر می‌گیریم. در غیر این صورت برای سناریوی دیگری از مجموعه سناریوهای سیستم، درصد مازاد مشتریان را محاسبه می‌کنیم. با اضافه کردن این نمونه جدید به نمونه‌های قبلی، بار دیگر میانگین درصد مازاد مشتریان و فاصله اطمینان ۹۵ درصد را محاسبه کرده و با مقدار مورد نظر مقایسه می‌کنیم. این کار را آنقدر تکرار می‌کنیم تا فاصله اطمینان کمتر از حد مورد نظر شود و امید ریاضی درصد مازاد مشتریان (SP_{mean}) به‌دست آید.

۷- کاربرد روش پیشنهادی برای سیستم قدرت نمونه

روش پیشنهادی این مقاله، برای سیستم هشت باسه معرفی شده در [۹] و [۲۸] استفاده شده است. آرایش اولیه این سیستم ۱۱ خط یک‌مداره دارد. فرض می‌کنیم ۱۲ خط جدید نیز بتوان به آن اضافه کرد. دیاگرام تک خطی آرایش اولیه این سیستم در شکل ۲ نشان داده شده است. اطلاعات ژنراتورها و بارها و خطوط موجود و خطوط جدید سیستم در [۲۸] ارائه شده است.



شکل ۲ سیستم قدرت هشت باسه

برای در نظر گرفتن عدم قطعیت قیمت‌ها، قیمت‌های پیشنهادی هر یک از ژنراتورها و بارها را تصادفی و برای هر یک از آنها توزیع نرمال را در نظر می‌گیریم. مقادیر میانگین قیمت‌های پیشنهادی ژنراتورها و بارها، مقادیر داده شده در [۲۸] و مقادیر انحراف معیار آنها را ۰,۱ مقادیر میانگین در نظر می‌گیریم.

برای در نظر گرفتن طرحهای توسعهٔ ممکن، فرض می‌کنیم بخواهیم حداکثر سه مدار جدید را به شبکهٔ اولیه اضافه کنیم به‌طوری‌که هر مدار جدید مشابه یکی از خطوط موجود یا جدید است. بدین ترتیب ۲۶۰۰ طرح توسعه به‌دست می‌آید. طرحهای توسعه را به‌ترتیب صعودی هزینهٔ سرمایه‌گذاری مرتب کرده و به همین ترتیب از نظر برآورده کردن معیار بازار محور ارزیابی می‌کنیم.

برای برنامه‌ریزی توسعهٔ انتقال به روش پیشنهادی برای این سیستم قدرت، تعداد ۵۰۰۰ نمونه از کل متغیرهای تصادفی نمونه‌گیری کرده و مجموعه سناریوهای نمونه را که شامل ۵۰۰۰ نمونه است، تشکیل دادیم. برای هر یک از طرح‌های توسعه، به روش بخش ٦ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را محاسبه کردیم تا جایی‌که به طرحی رسیدیم که امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به بزرگترین مقدار ممکن یعنی مقدار واحد رسید. در محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان، فاصلهٔ اطمینان ۹۵ درصد را برابر ۰/۰۰۵ در نظر گرفتیم و حداقل تعداد سناریوی نمونه برابر ۵۱ انتخاب شد. از میان طرحهای بررسی شده، مشخصات ۱۰ طرح توسعه که به‌ترتیب بالاترین درصد مازاد مشتریان را داشته‌اند در جدول ۲ ارائه شده است. در ستون اول جدول ۲ شماره طرح آورده شده که همان رتبه طرح در میان لیست طرحها است که بر مبنای هزینهٔ سرمایه‌گذاری مرتب شده‌اند. امید

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

ریاضی درصد مازاد مشتریان (SP_{mean}) طرحها در ستون دوم جدول ۲ آورده شده است. ستون سوم جدول شماره خطهایی را نشان می‌دهد که مدار جدید به آنها اضافه شده و در ستون چهارم هزینه سرمایه‌گذاری طرحهای توسعه آورده شده است. برای مقایسه معیار درصد مازاد مشتریان با معیار هزینهٔ گرفتگی خطوط، امید ریاضی مجموع هزینهٔ گرفتگی طرحهای توسعه جدول ۲ را نیز با فاصله اطمینان ۵ مگاوات ساعت محاسبه و در ستون پنجم این جدول آورده‌ایم. با استفاده از جدول ۲ می‌توان طرح توسعه‌ای را که امید ریاضی درصد مازاد مشتریان بالا با هزینهٔ سرمایه‌گذاری مناسبی داشته باشد، انتخاب کرده و به‌عنوان طرح توسعهٔ نهایی معرفی کرد. در جدول ۲ دیده می‌شود که با کاهش امید ریاضی درصد مازاد مشتریان، هزینهٔ سرمایه‌گذاری طرح توسعه کاهش می‌یابد. بنابراین درصورتی‌که مقادیر کمتری برای امید ریاضی درصد مازاد مشتریان قابل قبول باشد، می‌توان طرحهای توسعه با هزینهٔ سرمایه‌گذاری کمتر را به‌عنوان طرح توسعهٔ نهایی انتخاب کرد.

جدول ۲ طرحهای توسعهٔ نهایی برای سیستم قدرت هشت باسه

شمارهٔ طرح	امید درصد مازاد مشتریان	مدارهای جدید طرح	هزینهٔ سرمایه‌گذاری	امید هزینهٔ گرفتگی
۱۰۹	۱,۰۰	(۲۳ ،۲۳)	۰,۳۸	۰
٦٥	۰,۹۰	(۲۱ ،۲)	۰,۳٤	۱۷۰۰
۹۲	۰,۹۰	(۲۱ ،۱۳)	۰,۳٦	۱۷٤۰
٥۲	۰,۸۹	(۲۱ ،٤)	۰,۳۲	۱۷۰۰
۱۳	۰,۸۹	(۲۱)	۰,۲۰	۱٦۷۰
۹	۰,۸۸	(۲۳)	۰,۱۹	۲۰۱۰
٦۰	۰,۸۸	(۲۳ ،۲)	۰,۳۳	۲۰٦۰
۷۷	۰,۸۸	(۲۳ ،۱۳)	۰,۳٥	۲۱۲۰
٤۳	۰,۸۷	(۲۳ ،٤)	۰,۳۱	۲۰٥۰
۷	۰,۸٤	(۱۳)	۰,۱٦	۲۹۱۰

همچنان‌که در جدول (۲) دیده می‌شود، اولاً طرح شماره ۱۰۹ هم از نظر امید درصد مازاد مشتریان و هم از نظر امید هزینهٔ گرفتگی خطوط، طرحی آرمانی است. ثانیاً اگر طرحهای توسعهٔ جدول ۲ را بر اساس امید هزینهٔ گرفتگی مرتب کنیم، اولویت آنها با اولویتی که در جدول ۲ دارند متفاوت می‌شود. اولویت طرحهای جدول ۲ بر مبنای امید درصد مازاد مشتریان است. برای مثال طرح شماره ۱۳ از نظر امید درصد مازاد مشتریان در اولویت چهارم قرار دارد در حالی‌که از نظر درصد هزینهٔ گرفتگی اولویت دوم را دارد. اولویت بر مبنای درصد مازاد مشتریان منطقی‌تر به‌نظر می‌رسد، زیرا برای مثال طرح شماره ٥۲، یک مدار (مدار خط ٤) بیشتر از طرح شماره ۱۳ دارد، بنابراین طرح ٥۲ باید از نظر رقابت‌پذیری از طرح شماره ۱۳ بهتر یا حداقل مساوی با آن باشد. در حالی‌که معیار امید هزینهٔ گرفتگی عکس این موضوع را نشان می‌دهد؛ زیرا همچنان‌که در جدول ۲ دیده می‌شود، امید هزینهٔ گرفتگی طرح ٥۲ از طرح ۱۳ بیشتر است. این در حالی است که امید ریاضی درصد مازاد مشتریان این دو طرح را از نظر رقابت‌پذیری هم‌رتبه نشان می‌دهد. همین موضوع برای طرحهای شماره ۹ و ٦۰ درست است.

در ضمن میانگین و حداکثر تعداد سناریوهای بررسی شده برای محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان در بین طرحهای توسعه بررسی شده، به‌ترتیب برابر ۱۲۸ و ۳٥۲ سناریو بود؛ بنابراین ملاحظه می‌شود که با استفاده از روشی که در بخش (٦) برای محاسبه امید ریاضی پیشنهاد شد، تعداد سناریوهای بررسی شده برای رسیدن به دقت ۰/۰۰٥ بسیار کم بوده است.

شایان ذکر است که در شبکه‌های بزرگتر، تعداد خطوط نامزد برای توسعه زیاد می‌شود و در نتیجه تعداد طرحهای توسعه بسیار زیاد خواهد شد. در این‌صورت اگر برای

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

یافتن طرح بهینه، بخواهیم طرحهای توسعه را به‌ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری ارزیابی کنیم، این کار از نظر زمانی و حجم محاسبات ناممکن است. لذا به نظر می‌رسد که برای جستجوی طرح توسعه بهینه لازم باشد از الگوریتم‌های تکاملی مانند الگوریتم ژنتیک، شبیه‌سازی تبرید فلزها و نظایر آنها استفاده شود.

۸- نتایج

معیارهای بازار محور مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط، شاخص لرنر، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیهٔ محلی و حداکثر سود عمومی که پیشتر ارائه شده، در برخی از موارد نمی‌توانند توسعهٔ شبکهٔ انتقال را از نظر بازار به‌درستی ارزیابی کنند. معیار درصد مازاد مشتریان که در این مقاله برای برنامه‌ریزی بازار محور توسعهٔ انتقال در سیستمهای قدرت تجدید ساختار یافته پیشنهاد شد، علاوه بر اینکه می‌تواند طرح توسعهٔ رقابت‌پذیر آرمانی را به‌درستی شناسایی کند، همچنین می‌تواند طرح‌های توسعه را از نظر رقابت‌پذیری رتبه‌بندی کند به‌طوری‌که در صورت محدودیت بودجه بتوان طرحهای با رقابت‌پذیری قابل قبول اما غیرآرمانی را انتخاب کرد. با محاسبهٔ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان می‌توان اثر عدم‌قطعیت‌های تصادفی قیمت‌های پیشنهادی تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان را برای ارزیابی میزان رقابتی بودن هر طرح توسعه وارد کرد. با روشی که در این مقاله ارائه شد، می‌توان امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را با شبیه‌سازی مونت کارلو و با تقریب از پیش تعیین شده‌ای به‌سرعت محاسبه کرد. نتایج اجرای روش پیشنهادی بر روی سیستم قدرت نمونه هشت باسه با ۲۳ خط نشان داد که اگر مقادیر کمتری برای امید ریاضی درصد مازاد مشتریان قابل قبول باشد، می‌توان طرحهای توسعهٔ با هزینهٔ کمتر را به‌عنوان طرح نهایی توسعه انتخاب کرد.

پیوست) محاسبهٔ معیارهای بازار محور برای مثال شکل ۱

بر طبق تعریف [۳]، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{Nb-1}\sum_{i=1}^{Nb}(LMP_i - LMP_{av})^2} \qquad (۸)$$

که در آن σ انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی در باس‌ها، LMP_i قیمت حاشیه محلی باس iام، LMP_{av} متوسط قیمت حاشیه محلی کل باس‌ها و Nb تعداد کل باس‌های شبکه است.

بر طبق تعریف [۳]، مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$CC = \sum_{i=1}^{Nl}(LMP_{i1} - LMP_{i2})P_{i2i1} \qquad (۹)$$

که CC مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط، LMP_{i1} و LMP_{i2} به‌ترتیب قیمت‌های حاشیه محلی باس‌های ابتدا و انتهای خط iام، P_{i2i1} توان عبوری از خط iام و Nl تعداد کل خطوط شبکه است.

بر طبق تعریف [٦]، شاخص لرنر به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$LI = \frac{LMP_{av} - LMP_{uncong}}{LMP_{av}} \qquad (۱۰)$$

که در آن LI شاخص لرنر، LMP_{av} متوسط قیمت حاشیه محلی کل باس‌ها و LMP_{uncong} قیمت حاشیه‌ای محلی کل باس‌ها است وقتی گرفتگی وجود ندارد یا به بیانی دیگر وقتی ظرفیت خطوط نامحدود باشد.

معیار حداکثر سود عمومی (SW) پس از حل پخش بار بهینه گفته شده در پیوست A از [۲۸] و محاسبه توانهای تولیدی و مصرفی از رابطه (٤) به‌دست می‌آید.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

برای سیستم قدرت سه باسه مثال، مقادیر قیمت‌های پیشنهادی ژنراتورها (C_{G1}، C_{G2} و C_{G3}) و قیمت پیشنهادی بارها (C_{D1} و C_{D2}) عبارتند از:

$$C_{G۱}=C_{G۲}=۱۱ \quad C_{G۳}=۱۰ \quad C_{D۱}=C_{D۲}=۱۱$$

مقادیر توانهای تولیدی ژنراتورها ($P_{G۱}$، $P_{G۲}$ و $P_{G۳}$)، قیمت‌های حاشیه محلی باس‌ها ($LMP_۱$، $LMP_۲$ و $LMP_۳$)، متوسط قیمت‌های حاشیه محلی تمامی باس‌ها (LMP_{av}) و توانهای انتقالی خطوط ($P_{line۳,۱}$ و $P_{line۳,۲}$) در هریک از حالتهای هفت‌گانه مثال به‌شرح جدول ۳ است. در حالت کلی این مقادیر از حل مسألهٔ پخش بار بهینه پیوست A در [۲۸] به‌دست می‌آیند اما برای این مثال ساده، این مقادیر را می‌توان به‌طور شهودی تعیین کرد. قیمت حاشیه محلی هر باس را بر مبنای این تعریف که برابر قیمت تأمین مگاوات بعدی در آن باس است، به‌طور شهودی می‌توان تعیین کرد.

مقدار بار در باس ۱ و ۳ (P_{D1}و P_{D3}) در تمامی حالتهای هفت‌گانه به‌ترتیب برابر ۲۵۰ و ۲۸۰ مگاوات است.

در حالت آرمانی که ظرفیت خطوط نامحدود فرض می‌شود، گرفتگی وجود ندارد و قیمت‌های حاشیه‌ای محلی تمامی باس‌ها یکسان است. در این حالت توانهای تولیدی ژنراتورها، توان مصرفی بارها و قیمت‌های حاشیه محلی باسها به‌شرح زیر است:

$$LMP_۱^{Id}=LMP_۲^{Id}=LMP_۳^{Id}=LMP_{uncong}=۱۰$$
$$P_{G۱}^{Id}=P_{G۲}^{Id}=۰ \quad P_{G۳}^{Id}=۵۳۰ \quad P_{D۱}^{Id}=۲۵۰ \quad P_{D۲}^{Id}=۲۸۰$$

اکنون معیارهای مجموع هزینهٔ گرفتگی خطوط (CC)، شاخص لرنر (LI)، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی (σ)، حداکثر سود عمومی (SW^{Id})، مجموع مازاد عرضه‌کنندگان (SS)، مجموع مازاد مصرف‌کنندگان (CS) و درصد مازاد مشتریان (SP) را برای نمونه برای حالت ۱ به‌شرح زیر محاسبه می‌کنیم:

$$CC=(LMP_۱-LMP_۲)P_{line۳,۱}+(LMP_۱-LMP_۲)P_{line۳,۲}$$
$$=(۱۱-۱۰)\times۱۰۰+(۱۱-۱۰)\times۱۰۰=۲۰۰\$/hr$$

$$\sigma=\sqrt{\frac{(LMP_۱-LMP_{av})^۲+(LMP_۲-LMP_{av})^۲+(LMP_۳-LMP_{av})^۲}{Nb-۱}}$$
$$\sqrt{\frac{(۱۱-۱۰.۶۶۷)^۲+(۱۱-۱۰.۶۶۷)^۲+(۱۰-۱۰.۶۶۷)^۲}{۳-۱}}=۰.۵۷۷۴$$

$$LI=\frac{LMP_{av}-LMP_{uncong}}{LMP_{av}}=\frac{۱۰.۶۶۷-۱۰}{۱۰.۶۶۷}=۰.۰۶۲۵$$

$$SW^{Id}=C_{D۱}P_{D۱}^{Id}+C_{D۲}P_{D۲}^{Id}-(C_{G۱}P_{G۱}^{Id}+C_{G۲}P_{G۲}^{Id}+C_{G۳}P_{G۳}^{Id})$$
$$=۱۱\times۲۵۰+۱۱\times۲۸۰-(۱۱\times۰+۱۱\times۰+۱۰\times۵۳۰)=۵۳۰$$

$$SW^{Rl}=C_{D۱}P_{D۱}^{Rl}+C_{D۲}P_{D۲}^{Rl}-(C_{G۱}P_{G۱}^{Rl}+C_{G۲}P_{G۲}^{Rl}+C_{G۳}P_{G۳}^{Rl})$$
$$=۱۱\times۲۵۰+۱۱\times۲۸۰-(۱۱\times۱۵۰+۱۱\times۱۸۰+۱۰\times۲۰۰)=۲۰۰$$

$$SS=(LMP_۱-C_{G۱})P_{G۱}+(LMP_۲-C_{G۲})P_{G۲}+(LMP_۳-C_{G۳})P_{G۳}$$
$$=(۱۱-۱۱)\times۱۵۰+(۱۱-۱۱)\times۱۸۰+(۱۰-۱۰)\times۲۰۰=۰$$

$$CS=(C_{D۱}-LMP_۱)P_{D۱}+(C_{D۲}-LMP_۲)P_{D۲}$$
$$=(۱۱-۱۱)\times۲۵۰+(۱۱-۱۱)\times۲۸۰=۰$$

$$SP=\frac{CS+SS}{SW^{Id}}=\frac{۰+۰}{۵۳۰}=۰$$

در سایر حالتهای هفت‌گانه، محاسبه مشابه بالا انجام می‌شود و نتایج در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۳ مقادیر توان‌ها و قیمت‌های حاشیه محلی در حالت‌های هفت‌گانه برای سستم قدرت سه باسه

حالت	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	LMP_1	LMP_2	LMP_3	LMP_{av}	$P_{line3,1}$	$P_{line3,2}$
۱	۱۵۰	۱۸۰	۲۰۰	۱۱	۱۱	۱۰	۱۰.۶۶۷	۱۰۰	۱۰۰
۲	۵۰	۱۸۰	۳۰۰	۱۱	۱۱	۱۰	۱۰.۶۶۷	۲۰۰	۱۰۰
۳	۱۵۰	۸۰	۳۰۰	۱۱	۱۱	۱۰	۱۰.۶۶۷	۱۰۰	۲۰۰
٤	۵۰	۸۰	٤۰۰	۱۱	۱۱	۱۰	۱۰.۶۶۷	۲۰۰	۲۰۰
۵	۰	۱۸۰	۳۵۰	۱۰	۱۱	۱۰	۱۰.۳۳۳	۲۵۰	۱۰۰
٦	۱۵۰	۰	۳۸۰	۱۱	۱۰	۱۰	۱۰.۳۳۳	۱۰۰	۲۸۰
۷	۰	۰	۵۳۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۲۵۰	۲۸۰

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

۹- منابع

[1] Buygi, M.O., Shanechi, H. M., Balzer, G., and Shahidehpour, M., 'Transmission Planning Approaches in Restructured Power Systems', 2003 IEEE Power Tech Conference Proceedings, Vol. 2, Bologna, Italy, and June 2003.

[2] Wu F. F., Zheng F. L., and Wen F. S., 'Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market', Energy, Vol. 31, Issues 6-7, 2006, pp. 954-966.

[3] Buygi, M.O., Balzer, G., Shanechi, H.M., Shahidehpour, M., 'Market-based transmission expansion planning', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Issue 4, Nov. 2004, pp. 2060-2067.

[4] Fang, R., and Hill, D. J., 'A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets', IEEE Trans. Power Systems., Vol. 18, Issue 1, 2003, pp. 374-380.

[5] Rong Fu, Ping Wei , Yong Sun, and Guoqing Tang, 'A new congestion monitoring index constrained multistage transmission expansion planning under market environment', Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), Nanjuing, 6-9 April 2008, pp. 978-983.

[6] Ping Wei, Rong Fu, Lu, Y.P., Wang, Q.L., Wang, L., Li Y. and Tang G.Q. , 'Congestion-based model for transmission expansion planning', 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., 2006, 6 pp.

[7] Rong Fu, Ping Wei, Guoping Jiang, Xifeng Zhou, Qiulan Wan, Guoqing Tang , 'New market power driven multistage transmission expansion strategy in power markets', 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., 2006, 8 pp..

[8] Lu, M., Lu, Z., Dong, Z.Y., Saha, T.K., 'Novel approach to evaluate congestion for composite power system planning in a competitive electricity market', 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Que., 2006, 8 pp.

[9] Buygi, M.O., Shahidehpour, M., Shanechi, H. M., and Balzer, G., 'Market Based Transmission Planning Under Uncertainties', Int. Conf. on Probabilistic Methods to Power Systems, Iowa State

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

University, Iowa, Sept 2004, pp. 563-568.

[10] Buygi, M.O., Balzer, G., Shanechi, H.M., and Shahidehpour, M., 'Market Based Transmission Expansion Planning: Fuzzy Risk Assessment', Proc. of IEEE Int. Conf. on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004), Hong Kong, April 2004, pp. 427-432.

[11] Buygi, M.O., Balzer, G., Shanechi, H.M., and Shahidehpour, M., 'Market Based Transmission Expansion Planning: Stakeholders' Desires', Proc. of IEEE Int. Conf. on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004), Hong Kong, April 2004, pp. 433-438.

[12] Garces, L.P., Conejo, A.J., Garcia-Bertrand, R., and Romero, R., 'A Bilevel Approach to Transmission Expansion Planning Within a Market Environment', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, Issue 3, Atlanta, GA, Aug. 2009, pp. 1513-1522.

[13] De la Torre, S., Conejo, A.J., Contreras, J., 'Transmission Expansion Planning in Electricity Markets', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, Issue 1, Atlanta, GA, Feb. 2008, pp. 238-248.

[14] Maghouli, P., Hosseini, S.H., Buygi, M.O., Shahidehpour, M., 'A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, Issue 2, Atlanta, GA, May 2009, pp. 1051-1061.

[15] Kamyab, G.R., Fotuhi-Firuzabad, M., and Rashidinejad, M., 'Transmission Expansion Planning In Restructured Power systems Considering Investment Cost and n-1 Reliability', J. of Applied Sciences, Vol. 8, Issue 23, 2008, pp.1-9.

[16] Jae Hyung Roh, Shahidehpour, M., Lei Wu, 'Market-Based Generation and Transmission Planning With Uncertainties', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, Issue 3, Aug. 2009, pp. 1587-1598.

[17] Jun Hua Zhao, Zhao Yang Dong, Lindsay, P., Kit Po Wong , 'Flexible Transmission Expansion Planning With Uncertainties in an Electricity Market', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, Issue 1, Atlanta, GA, Feb. 2009, pp. 479-488.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

[18] Jae Hyung Roh, Shahidehpour, M., Yong Fu, 'Market-Based Coordination of Transmission and Generation Capacity Planning', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Issue 4, Atlanta, GA, Nov. 2007, pp. 1406-1419.

[19] Kandil, M.S., EL-Debeiky, S.M., and Hasanien, N.E., 'A Hybrid Mathematical and Rule-Based System for Transmission Network Planning in a Deregulated Environment', proc. of Power Engineering Society Summer Meeting, 2001 IEEE, Vol.3, July 2001, pp. 1451-1456.

[20] Orths, A., Schmitt, A., Styczynski, A. Z., and Verstege, J., 'Multi-criteria optimization methods for planning and operation of electrical energy systems', Electrical Engineering, 83, 2001, pp. 251-258.

[21] Braga, A. S. D., and Saraiva, J. T., 'A multiyear dynamic approach for transmission expansion planning and long-term marginal costs computation', IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 20, Issue 3, 2005, pp. 1631-1639.

[22] Kavitha, D., and Swarup, K.S., 'Transmission Expansion Planning using LP-Based Particle Swarm Optimization', Power India Conference, IEEE, April 2006.

[23] Shrestha, G. B., and Fonseka, P. A. J., 'Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets', IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, Issue 3, 2004, pp. 1658-1665.

[24] Choi, J., El-Keib, A. A., and Tran, T., 'A fuzzy branch and bound-based transmission system expansion planning for the highest satisfaction level of the decision maker', IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, Issue 1, 2005, pp. 476-484.

[25] Choi, J., Tran, T., El-Keib, A. A., Thomas, R., HyungSeon, Oh., and Billinton, R., 'A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria', IEEE Trans. Power Systems, Vol. 20, issue 3, 2005, pp. 1606-1615.

[26] Dahman, S.R., Morrow, D.J., Tynes, K., Weber, J.D. , 'Advanced Sensitivity Analysis for Long-Range Transmission Expansion Planning', Hawaii International Conference on System Sciences, Proceedings of the 41st Annual, 7-10 Jan. 2008, pp. 166-166.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]

[27] Attaviriyanupap P., Yokoyama A., 'Transmission Expansion in the Deregulated power system considering social welfare and reliability criteria', IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China, 15-18 Aug. 2005, pp.1-6.

[28] Kamyab, G.R., Fotuhi-Firuzabad, M., and Rashidi-Nejad, M., 'Market Based Criteria for Transmission Expansion planning', 2010 IEEE Int. Conf. on Power and Energy (PECON 2010), Kuala Lumpur, Malaysia, Nov 29-Dec.1 2010, pp. 846-851.

[Downloaded from mjee.modares.ac.ir on 2025-04-05]