

برنامه‌ریزی بازار محور توسعه شبکه انتقال بر مبنای درصد مازاد مشتریان

غلامرضا کامیاب^{۱*}، محمود فتوحی فیروزآباد^۲، مسعود رشیدی نژاد^۳

۱- دانشجوی دکتری، 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 به نام «درصد مازاد مشتریان» برای برنامه‌ریزی بازار محور توسعه 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 معیار درصد مازاد مشتریان می‌تواند توسعه شبکه 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 محاسبه 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 توسعه شبکه انتقال، سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، بازار برق، مازاد مشتریان.

۱- مقدمه

مهمترین آنها عبارتند از: پشتیبانی معاملات انجام شده در بازار برق برای تضمین رقابت کامل بین شرکت کنندگان بازار و حداقل کردن هزینه سرمایه‌گذاری توسعه انتقال.

اهداف متعددی برای برنامه‌ریزی توسعه انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته وجود دارد که

• 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 توسعه انتقال [۱۳] و [۲۶]

در برنامه‌ریزی توسعه 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 توسعه انتقال پیشنهاد شده است: معیار مجموع هزینه گرفتگی خطوط و معیار یکنواختی پروفایل قیمت در تمام باس‌ها که با متوسط انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی اندازه‌گیری می‌شود. در [۶] و [۷] معیار شاخص لرنر برای برنامه‌ریزی شبکه انتقال پیشنهاد شده است. تعریف هر سه معیار مزبور در ضمیمه این مقاله آورده شده است. فرایندها در بازارهای برق برای حداکثر ساختن معیار سود عمومی طراحی می‌شوند. در [۲۷] ترکیب معیار سود عمومی با هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه انرژی تأمین نشده مورد انتظار برای برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال به کار رفته است. در این مقاله، معیارهای مزبور با معیار پیشنهادی، در مثال ساده‌ای مقایسه می‌شوند.

در این مقاله نخست معیار جدیدی به نام «درصد مازاد مشتریان» برای برنامه‌ریزی استاتیک بازار محور توسعه 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 به تنهایی نمی‌توانند توسعه شبکه انتقال را از نظر بازار به طور کامل و درست ارزیابی کنند و فقط معیار درصد مازاد مشتریان می‌تواند توسعه

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

در سالهای گذشته تحقیقات متعددی در زمینه برنامه‌ریزی توسعه 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 عدم قطعیت‌ها در برنامه‌ریزی توسعه انتقال [۳، ۹، ۱۳، ۱۶، ۱۷].
- هماهنگی برنامه‌ریزی توسعه انتقال با توسعه تولید [۱۶] و [۱۸].
- برنامه‌ریزی چندمرحله‌ای توسعه انتقال [۵] و [۱۹].
- به‌کارگیری روشهای ابتکاری مانند الگوریتم ژنتیکی [۱۰] و [۱۴]، سیستم خبره [۱۹]، نظریه مجموعه‌های فازی [۹] و [۱۰]، روشهای حل مبتنی بر پارتو [۲۰]، شبیه‌سازی تبرید فلزها [۲۱]، بهینه‌سازی گروه ذرات ریز [۲۲].

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

$$SS = \sum_{i=1}^{NG} (LMP_i P_{Gi} - C_{Gi} P_{Gi}) \quad (2)$$

$$CC = \sum_{j=1}^{ND} (LMP_j P_{Dj}) - \sum_{i=1}^{NG} (LMP_i P_{Gi}) \quad (3)$$

$$SW = \sum_{j=1}^{ND} (C_{Dj} P_{Dj}) - \sum_{i=1}^{NG} (C_{Gi} P_{Gi}) = CS + SS + CC \quad (4)$$

که در آن CS مازاد مصرف کنندگان، SS مازاد عرضه کنندگان، CC مجموع هزینه گرفتگی خطوط، SW سود عمومی، C_{Gi} و P_{Gi} به ترتیب قیمت پیشنهادی و توان تولیدی عرضه کننده i ، C_{Dj} و P_{Dj} به ترتیب قیمت پیشنهادی و توان مصرفی مصرف کننده j ، LMP_i قیمت حاشیه محلی در باسی که به عرضه کننده i متصل است، LMP_j قیمت حاشیه محلی در باسی که به مصرف کننده j متصل است، NG تعداد عرضه کنندگان و ND تعداد مصرف کنندگان است. در مدل سازی بازار اشتراکی، توانهای تولیدی و مصرفی چنان قرارداد می شوند که با رعایت قیدهای شبکه و عرضه کنندگان و مصرف کنندگان، سود عمومی حداکثر شود.

قابل توجه آن که بر طبق رابطه (۴)، سود عمومی برابر مجموع مازاد عرضه کنندگان و مازاد مصرف کنندگان و هزینه گرفتگی خطوط است. اکنون درصد مازاد مشتریان را به صورت زیر تعریف می کنیم:

$$SP = \frac{CS + SS}{SW^{ld}} = \frac{SW - CC}{SW^{ld}} \quad (5)$$

که SP درصد مازاد مشتریان (عرضه کنندگان و مصرف کنندگان) و SW^{ld} سود عمومی در شبکه آرمانی

شبکه انتقال را از نظر بازار به درستی ارزیابی کند. در این مقاله فرض می شود که توابع چگالی احتمال قیمت های پیشنهادی عرضه کنندگان و مصرف کنندگان برای عرضه و تقاضای توان در بازار مشخص بوده و لذا امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را می توان محاسبه کرد. بنابراین امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به عنوان شاخص میزان رقابتی بودن برای هر طرح توسعه معرفی می شود و کم هزینه ترین طرح توسعه به گونه ای جستجو می شود که امید درصد مازاد مشتریان را به مقدار آرمانی یا نزدیک به آن برساند. در این مقاله روش سریعی برای محاسبه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو و با تقریب از پیش تعیین شده ارائه می شود. همچنین نتایج به کارگیری روش پیشنهادی برای سیستم قدرت نمونه با هشت باس ارائه می شود.

در ادامه، نخست در بخش (۲) درصد مازاد مشتریان تعریف می شود. در بخش (۳) به کمک مثال ساده ای معیار درصد مازاد مشتریان با برخی معیارهای بازار محور موجود مقایسه می شود. در بخش (۴)، امید ریاضی درصد مازاد مشتریان معرفی می شود. در بخش (۵)، مراحل حل مسأله برنامه ریزی توسعه انتقال ارائه می شود. در بخش (۶)، روشی سریع برای تخمین امید ریاضی درصد مازاد مشتریان بیان می شود. در بخش (۷)، نتایج اجرای روش پیشنهادی روی سیستم قدرت نمونه با هشت باس ارائه و در پایان نتایج مقاله بیان می شود.

۲- تعریف درصد مازاد مشتریان

در مدل سازی بازار اشتراکی تعاریف زیر را در نظر می گیریم:

۳- مقایسه معیارهای بازار محور

در این بخش به کمک مثال ساده‌ای، معیارهای هزینه‌گریفتگی خطوط [۳] و [۸]، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی در کل باس‌ها [۳]، شاخص لرنر [۶] و [۷]، حداکثر سود عمومی و معیار جدید درصد مازاد مشتریان را ارزیابی و مقایسه می‌کنیم.

برای مثال سیستم قدرت سه باسه شکل ۱ را در نظر می‌گیریم. در این سیستم، حداکثر توان قابل تولید توسط هر یک از ژنراتورهای G1، G2 و G3 به ترتیب برابر ۲۰۰، ۲۰۰ و ۴۰۰ مگاوات و قیمت‌های پیشنهادی هر یک از آنها به ترتیب برابر ۱۱، ۱۱ و ۱۰ دلار بر مگاوات ساعت فرض می‌شوند. بارها در باس ۱ و ۲ قرار گرفته و حداکثر توان درخواستی آنها به ترتیب برابر ۲۵۰ و ۲۸۰ 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 توسعه شبکه 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 هزینه‌گریفتگی 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

انتقال است. شبکه آرمانی انتقال، شبکه‌ای است که ظرفیت تمامی خطوط آن نامحدود باشند به طوری که هیچ‌گونه گرفتگی ایجاد نشود. در شبکه آرمانی قیمت‌های حاشیه محلی تمامی باس‌ها برابرند و هزینه‌گریفتگی 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 نشان‌دهنده درصد مجموع سود مشتریان نسبت به حداکثر مقدار ممکن مجموع سود مشتریان است. حداکثر مقدار SP برابر واحد و حداقل آن برابر صفر است.

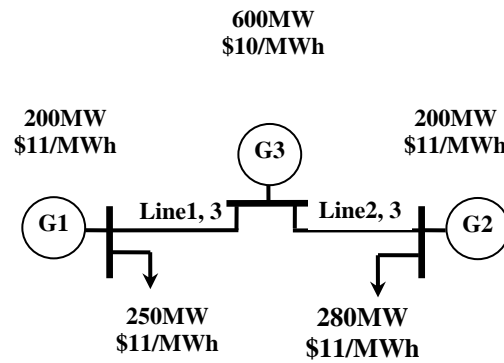
هدف اصلی از تجدید ساختار در سیستمهای قدرت، ایجاد محیطی تا حد ممکن رقابتی و بدون تبعیض برای مشتریان (تولید کنندگان و مصرف کنندگان) برق است. بنابراین در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، شبکه انتقال باید طوری توسعه داده شود که تا حد ممکن مانع برقراری رقابت کامل بین مشتریان نبوده و به اصطلاح رقابت پذیر 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، شبکه انتقال مورد نظر بیشتر رقابت پذیر است.

برای محاسبه 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.

در حالت‌های ۲، ۳ و ۴ نسبت به حالت ۱، کاهش نیافته‌اند. به همین دلیل است که در حالت‌های ۲، ۳ و ۴ نه تنها هزینه گرفتگی نسبت به حالت ۱ کاهش نیافته، بلکه به علت افزایش توان انتقالی از خطوط و ثابت ماندن اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی در دو طرف خطوط، هزینه گرفتگی هر خط با حاصل ضرب اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی دو انتهای آن خط در توان انتقالی از آن خط برابر است، تا وقتی که اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی دو طرف آن خط کم نشود، هزینه گرفتگی با افزایش توان عبوری از خط افزایش می‌یابد. بنابراین مجموع هزینه گرفتگی در تمامی موارد به تنهایی نمی‌تواند بهبود شبکه انتقال را به درستی نشان دهد و فقط حالت آرمانی را به درستی نشان می‌دهد.

ب) فرض کنیم بالا بودن سود عمومی (SW) معیار مقایسه حالتها باشد. در جدول ۱ دیده می‌شود که سود عمومی در حالت ۴ نسبت به حالت‌های ۵ و ۶ بیشتر است اما در حالت ۴ هزینه گرفتگی با سود عمومی آن برابر است، یعنی در حالت ۴ کل سود عمومی را هزینه گرفتگی تشکیل می‌دهد در حالی که در حالت‌های ۵ و ۶ هزینه گرفتگی بسیار کمتر از حالت ۴ است اما بیشتر سود عمومی را مازاد مشتریان (CS+SS) تشکیل می‌دهد. بنابراین حالت‌های ۵ و ۶ بهتر از حالت ۴ هستند در حالی که معیار سود عمومی حالت ۴ را بهتر معرفی می‌کند. بنابراین معیار حداکثر سود عمومی نیز در تمامی موارد به تنهایی نمی‌تواند بهبود شبکه را به درستی نشان دهد.

هفت گانه در جدول ۱ داده شده است. تعاریف و جزئیات محاسبات را در پیوست مقاله می‌توانید ببینید. در اینجا معیارهای مزبور را مقایسه می‌کنیم.



شکل ۱ مثالی از سیستم قدرت با سه باس

الف) فرض کنیم کم بودن هزینه گرفتگی (CC) معیار مقایسه حالتها باشد. در جدول ۱ دیده می‌شود که در حالت‌های ۲، ۳ و ۴، یک یا دو مدار جدید به شبکه اولیه (حالت ۱) اضافه شده و لذا باید وضعیت شبکه در حالت‌های ۲، ۳ و ۴ نسبت به حالت ۱ بهتر شده باشد، در حالی که معیار هزینه گرفتگی عکس این موضوع را نشان می‌دهد؛ یعنی حالت ۱ را بهتر از حالت‌های ۲، ۳ و ۴ معرفی می‌کند. زیرا حالت ۱ هزینه گرفتگی کمتری دارد. هزینه گرفتگی در حالت آرمانی شبکه انتقال (حالت ۷)، مقدار آرمانی یعنی صفر است؛ بنابراین معیار هزینه گرفتگی، حالت آرمانی را به درستی معرفی می‌کند. با توجه به جدول ۳ در پیوست مقاله دیده می‌شود که قیمت‌های حاشیه محلی تمامی باس‌ها در حالت‌های ۱ تا ۴ تغییر نمی‌کنند؛ یعنی اختلاف قیمت‌های حاشیه محلی در دو طرف خطوط

جدول ۱ مقادیر معیارهای بازار محور برای حالت‌های مختلف توسعه شبکه انتقال سیستم شکل (۱)

حالت	$n_{1,3}$	$n_{2,3}$	ظرفیت کل خط بین باسهای ۱ و ۳	ظرفیت کل خط بین باسهای ۲ و ۳	CC	CS+SS	SW	LI	σ	SP
۱	۰	۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۰۰	۰	۲۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۰۷۷۴	۰
۲	۱	۰	۱۰۰	۲۰۰	۳۰۰	۰	۳۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۰۷۷۴	۰
۳	۰	۱	۲۰۰	۱۰۰	۳۰۰	۰	۳۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۰۷۷۴	۰
۴	۱	۱	۲۰۰	۲۰۰	۴۰۰	۰	۴۰۰	۰,۰۶۲۵	۰,۰۷۷۴	۰
۵	۲	۰	۱۰۰	۳۰۰	۱۰۰	۲۵۰	۳۵۰	۰,۰۳۲۳	۰,۰۷۷۴	۰,۴۷۱۷
۶	۰	۲	۳۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۸۰	۳۸۰	۰,۰۳۲۳	۰,۰۷۷۴	۰,۵۲۸۳
۷	۲	۲	۴۰۰	۱۰۰	۰	۵۳۰	۵۳۰	۰	۰	۱

شاخص لرنر (LI) آن دو طرح نزدیک به هم یا مساوی باشند (مانند حالت‌های ۵ و ۶) در حالی که 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 هزینه 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 هزینه 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 به طوری که هزینه 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 ۴، افزایش خطوط شبکه فقط هزینه گرفتگی را زیاد کرده اما مازاد مشتریان را تغییر نداده است. بنابراین از دید مشتریان بهبود شبکه بی‌تأثیر بوده و لذا دیده

(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 هزینه گرفتگی حالت‌های ۵ و ۶ برابرند، اما از آنجا که مازاد مشتریان در حالت ۶ نسبت به حالت ۵ بیشتر است، سود عمومی در حالت ۶ بیشتر شده است. بنابراین حالت ۶ 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 ۶ 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 توسعه 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 حاشیه محلی (σ) و

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 عرضه‌توان و همچنین قیمت‌های پیشنهادی هر یک از مصرف‌کنندگان برای خرید توان به صورت احتمالی در نظر 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 مصرف‌کننده تا حداکثر تقاضای آن مشخص است. با استفاده از تابع چگالی احتمال هر عدم قطعیت می‌توان مقادیری تصادفی از مقادیر ممکن آن عدم قطعیت را انتخاب کرد. اگر از توابع چگالی احتمال عدم قطعیت‌ها استفاده شود و برای هر یک از آنها مقادیری تصادفی انتخاب شود، ترکیبی تصادفی از عدم قطعیت‌ها به دست می‌آید. هر ترکیب تصادفی از مقادیر عدم قطعیت‌ها را یک سناریو می‌نامیم. در هر سناریو، قیمت‌های پیشنهادی عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان مشخص است، لذا با استفاده از مدل‌سازی بازار (پیوست A در [۲۸]) می‌توان مقادیر قیمت‌های حاشیه‌ای محلی باس‌ها و مقادیر عرضه و تقاضای توان و مقدار درصد مازاد مشتریان را محاسبه کرد. بنابراین برای در نظر گرفتن اثر عدم قطعیت‌های مزبور، سناریوهای تصادفی متعددی را تولید و برای هر سناریو درصد مازاد مشتریان را محاسبه می‌کنیم. سپس امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را به دست آورده و به عنوان شاخص رقابتی بودن شبکه انتقال در برنامه‌ریزی توسعه انتقال استفاده می‌کنیم. امید ریاضی درصد مازاد مشتریان با شبیه‌سازی مونت کارلو از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

می‌شود که معیار درصد مازاد مشتریان در حالت‌های ۱ تا ۴ ثابت بوده و عدم بهبود شبکه انتقال را تأیید می‌کند. در حالت ۵ با اضافه کردن دو مدار ۱۰۰ مگاواتی بین باس‌های ۱ و ۳، مازاد مصرف‌کننده باس ۱ به اندازه ۲۵۰ واحد افزایش می‌یابد و در حالت ۶ با اضافه کردن دو مدار ۱۰۰ مگاواتی بین باس‌های ۲ و ۳، مازاد مصرف‌کننده متصل به باس ۲ به اندازه ۲۸۰ 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 ۷ (حالت آرمانی) به مقدار حداکثر می‌رسد و بنابراین درصد مازاد مشتریان، حالت آرمانی را نیز به درستی معرفی می‌کند. بنابراین معیار درصد مازاد مشتریان به درستی و به طور کامل می‌تواند شبکه انتقال را از دیدگاه بازار ارزیابی کند و لذا برای ارزیابی محور برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال پیشنهاد می‌شود. معیار درصد مازاد مشتریان علاوه بر حالت آرمانی، می‌تواند حالت‌های غیر آرمانی را نیز به درستی طبقه‌بندی کند؛ لذا در صورتی که 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 درجه رقابت‌پذیری را داشته باشد و هم هزینه سرمایه‌گذاری آن کمتر شود.

۴- امید ریاضی درصد مازاد مشتریان

برنامه‌ریزی توسعه انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، با عدم قطعیت‌های متعددی روبه‌رو است. عدم قطعیت پیشنهادی قیمت عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان مهمترین آنها است که بر برنامه‌ریزی بازار محور توسعه انتقال اثر می‌گذارد. اگرچه قیمت‌های

نخست یکی از NS سناریوی تصادفی را انتخاب می‌کنیم. برای این سناریو و برای شبکه 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^{ld}) را از رابطه (۴) محاسبه می‌کنیم. سپس برای سناریوی انتخاب شده و برای شبکه انتقال طرح توسعه 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 (۱)، (۲) به دست می‌آوریم. اکنون مقدار درصد مازاد مشتریان (SP) را با استفاده از رابطه (۵) برای سناریوی انتخاب شده محاسبه می‌کنیم. به همین ترتیب درصد مازاد مشتریان را برای تمامی NS سناریوی تصادفی به دست می‌آوریم. سپس امید ریاضی درصد مازاد مشتریان (SP_{mean}) را از رابطه (۶) محاسبه می‌کنیم.

۵- اگر امید ریاضی درصد مازاد مشتریان برای طرح توسعه مورد بررسی که در مرحله قبل به دست آمده در حد قابل قبول (نزدیک به یک) باشد، طرح مزبور به عنوان طرح توسعه بهینه نهایی معرفی می‌شود. در غیراین صورت، طرح توسعه بعدی را از میان طرحهای توسعه مرتب شده انتخاب کرده و به عنوان طرح توسعه مورد بررسی جدید در نظر گرفته و به مرحله ۳ باز می‌گردیم.

۶- محاسبه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان

امید ریاضی درصد مازاد مشتریان برای هر طرح مشخص توسعه از رابطه (۶) محاسبه می‌شود. بر طبق این رابطه، لازم است مازاد مشتریان برای تمامی سناریوها محاسبه شود. هر سناریو با نمونه برداری تصادفی ایجاد می‌شود.

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

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 محاسبه سریع امید ریاضی درصد مازاد مشتریان در بخش ۶ بیان شده است. هرچه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به یک نزدیکتر باشد، نشان‌دهنده 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.

۵- مراحل حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه انتقال

برای حل مسئله برنامه‌ریزی توسعه انتقال مراحل زیر اجرا می‌شود:

۱- طرحهای توسعه مختلف را به ترتیب صعودی هزینه 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 توسعه انتقال، هر ترکیب ممکن از این مدارهای جدید است که می‌توان آن را برای توسعه انتقال پیشنهاد کرد.

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

۳- اولین (ارزاترین) طرح را برای بررسی انتخاب می‌کنیم.

۴- امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را برای طرح توسعه مورد بررسی محاسبه می‌کنیم. برای این منظور

هدف (μ)، خطای برآورد است. انحراف معیار کمیت تصادفی \bar{X} را خطای کمیت میانگین می‌نامند و با $\sigma_{\bar{X}}$ نمایش می‌دهند. بر طبق قضیه حد مرکزی $\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$. همچنین از آنجا که بر طبق قضیه حد مرکزی، \bar{X} دارای توزیع نرمال است می‌توان نشان داد که μ با احتمال ۹۵ درصد در فاصله تصادفی $\bar{X} - 1.96\sigma_{\bar{X}} < \mu < \bar{X} + 1.96\sigma_{\bar{X}}$ قرار دارد که این فاصله را فاصله اطمینان ۹۵ درصد برای μ می‌نامند. به بیانی دیگر $1.96\sigma_{\bar{X}}$ خطای \bar{X} نسبت به μ با احتمال ۹۵ درصد است. فاصله اطمینان ۹۵ درصد برای μ را به صورت $\mu: \bar{X} \pm 1.96\sigma_{\bar{X}}$ نمایش می‌دهند. از طرفی انحراف معیار واقعی جامعه (σ) از قبل مشخص نیست، لذا $\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ 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:

$$\mu: \bar{X} \pm 1.96 \frac{S}{\sqrt{n}} \quad (V)$$

در اینجا خطای ریاضی درصد مازاد مشتریان را چنان برآورد می‌کنیم که فاصله اطمینان آن کمتر از حد مشخصی باشد. برای این منظور، ابتدا تعداد زیادی نمونه برداری انجام می‌دهیم و برای هر نمونه برداری، یک سناریو از سیستم را به دست 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 (\bar{X}) و فاصله اطمینان ۹۵ درصد

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 محاسبه 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 قضیه حد مرکزی استفاده کرد. برای استفاده از قضیه 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 نمونه را \bar{X} و واریانس آنها را S^2 در نظر می‌گیریم. در حقیقت μ و σ^2 به ترتیب میانگین و واریانس جامعه آماری درصد مازاد مشتریان بوده و \bar{X} و S^2 به ترتیب میانگین و واریانس نمونه‌های درصد مازاد مشتریان است. بر طبق قضیه حد مرکزی با افزایش تعداد نمونه‌ها (n)، توزیع میانگین نمونه‌های تصادفی (\bar{X})، از هر جامعه آماری دلخواه، به توزیع نرمال با میانگین μ و انحراف معیار $\frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ می‌گراید. به بیانی دیگر \bar{X} در اطراف μ با توزیع نرمال نوسان می‌کند؛ یعنی می‌توان فاصله‌ای را حول \bar{X} به دست آورد که μ را با احتمال معینی مانند ۹۵ درصد دربرگیرد. \bar{X} برآوردی از μ و انحراف \bar{X} از

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.

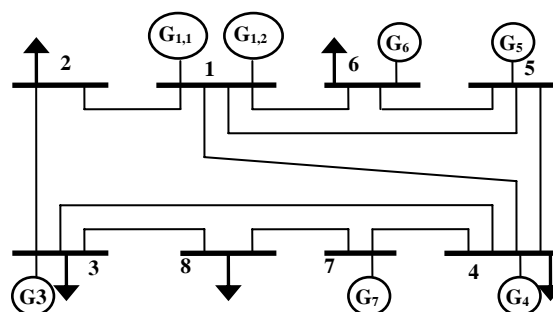
برای در نظر گرفتن طرحهای توسعه ممکن، فرض می‌کنیم بخواهیم حداکثر سه مدار جدید را به شبکه اولیه اضافه کنیم به طوری که هر مدار جدید مشابه یکی از خطوط موجود یا جدید است. بدین ترتیب ۲۶۰۰ طرح توسعه به دست می‌آید. طرحهای توسعه را به ترتیب صعودی هزینه سرمایه‌گذاری مرتب کرده و به همین ترتیب از نظر برآورده کردن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

برای برنامه‌ریزی توسعه 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 ۶ امید ریاضی درصد مازاد مشتریان را محاسبه کردیم تا جایی که به طرحی رسیدیم که امید ریاضی درصد مازاد مشتریان به بزرگترین مقدار ممکن یعنی مقدار واحد رسید. در محاسبه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان، فاصله 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 به ترتیب 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 هزینه سرمایه‌گذاری مرتب شده‌اند. امید

را محاسبه می‌کنیم. اگر فاصله اطمینان ۹۵ درصد کمتر از حد در نظر گرفته شده برای آن باشد، میانگین درصد مازاد مشتریان (\bar{X}) را به عنوان 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}) به دست 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

همچنان که در جدول (۲) دیده می‌شود، اولاً طرح شماره ۱۰۹ هم از نظر امید درصد مازاد مشتریان و هم از نظر امید هزینه گرفتگی خطوط، طرحی آرمانی است. ثانیاً اگر طرحهای توسعه جدول ۲ را بر اساس امید هزینه گرفتگی مرتب کنیم، اولویت آنها با اولیوی 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 حالی که از نظر درصد هزینه گرفتگی اولویت دوم را دارد. اولویت بر مبنای درصد مازاد مشتریان منطقی‌تر به نظر می‌رسد، زیرا برای مثال طرح شماره ۵۲، یک مدار (مدار خط ۴) بیشتر از طرح شماره ۱۳ دارد، بنابراین طرح ۵۲ باید از نظر رقابت‌پذیری از طرح شماره ۱۳ بهتر یا حداقل مساوی با آن باشد. در حالی که معیار امید هزینه گرفتگی عکس این موضوع را نشان می‌دهد؛ زیرا هم‌چنان که در جدول ۲ دیده می‌شود، امید هزینه گرفتگی طرح ۵۲ 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 ۶۰ درست است.

در ضمن میانگین و حداکثر تعداد سناریوهای بررسی شده برای محاسبه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان در بین طرحهای توسعه بررسی شده، به ترتیب برابر ۱۲۸ و ۳۵۲ سناریو بود؛ بنابراین ملاحظه می‌شود که با استفاده از روشی که در بخش (۶) برای محاسبه امید ریاضی پیشنهاد شد، تعداد سناریوهای بررسی شده برای رسیدن به دقت ۰/۰۰۵ 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 این صورت اگر برای

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 هزینه گرفتگی خطوط، امید ریاضی مجموع هزینه 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 هزینه سرمایه‌گذاری مناسبی داشته باشد، انتخاب کرده و به عنوان طرح توسعه نهایی معرفی کرد. در جدول ۲ دیده می‌شود که با کاهش امید ریاضی درصد مازاد مشتریان، هزینه سرمایه‌گذاری طرح توسعه کاهش می‌یابد. بنابراین در صورتی که مقادیر کمتری برای امید ریاضی درصد مازاد مشتریان قابل قبول باشد، می‌توان طرحهای توسعه با هزینه سرمایه‌گذاری کمتر را به عنوان طرح توسعه نهایی انتخاب کرد.

جدول ۲ طرحهای توسعه نهایی برای سیستم قدرت هشت باسه

شماره طرح	امید درصد مازاد مشتریان	مدارهای جدید طرح	هزینه سرمایه‌گذاری	امید هزینه گرفتگی
۱۰۹	۱،۰۰	(۲۳، ۲۳)	۰،۳۸	۰
۶۵	۰،۹۰	(۲۱، ۲)	۰،۳۴	۱۷۰۰
۹۲	۰،۹۰	(۲۱، ۱۳)	۰،۳۶	۱۷۴۰
۵۲	۰،۸۹	(۲۱، ۴)	۰،۳۲	۱۷۰۰
۱۳	۰،۸۹	(۲۱)	۰،۲۰	۱۶۷۰
۹	۰،۸۸	(۲۳)	۰،۱۹	۲۰۱۰
۶۰	۰،۸۸	(۲۳، ۲)	۰،۳۳	۲۰۶۰
۷۷	۰،۸۸	(۲۳، ۱۳)	۰،۳۵	۲۱۲۰
۴۳	۰،۸۷	(۲۳، ۴)	۰،۳۱	۲۰۵۰
۷	۰،۸۴	(۱۳)	۰،۱۶	۲۹۱۰

پیوست) محاسبه معیارهای بازار محور برای

مثال شکل ۱

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

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

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

بر طبق تعریف [۳]، مجموع هزینه گرفتگی خطوط به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$CC = \sum_{i=1}^{NI} (LMP_{i1} - LMP_{i2}) P_{i1} \quad (۹)$$

که CC مجموع هزینه گرفتگی خطوط، LMP_{i1} و LMP_{i2} به ترتیب قیمت‌های حاشیه محلی باس‌های ابتدا و انتهای خط i ام، P_{i1} توان عبوری از خط i ام و NI تعداد کل خطوط شبکه است.

بر طبق تعریف [۶]، شاخص لرنر به صورت زیر تعریف می‌شود:

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

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 (۴) به دست می‌آید.

یافتن طرح بهینه، بخواهیم طرح‌های توسعه را به ترتیب 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 هزینه گرفتگی خطوط، شاخص لرنر، انحراف استاندارد قیمت‌های حاشیه محلی و حداکثر سود عمومی که پیشتر ارائه شده، در برخی از موارد نمی‌توانند توسعه شبکه انتقال را از نظر بازار به درستی ارزیابی کنند. معیار درصد مازاد مشتریان که در این مقاله برای برنامه‌ریزی بازار محور توسعه انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته پیشنهاد شد، علاوه بر اینکه می‌تواند طرح توسعه رقابت‌پذیر آرمانی را به درستی شناسایی کند، همچنین می‌تواند طرح‌های توسعه را از نظر رقابت‌پذیری رتبه‌بندی کند به طوری که در صورت محدودیت بودجه بتوان طرح‌های با رقابت‌پذیری قابل قبول اما غیرآرمانی را انتخاب کرد. با محاسبه امید ریاضی درصد مازاد مشتریان می‌توان اثر عدم قطعیت‌های 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 به سرعت 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 توسعه با هزینه کمتر را به عنوان طرح نهایی توسعه انتخاب کرد.

و درصد مازاد مشتریان (SP) را برای نمونه برای حالت ۱ به شرح زیر محاسبه می کنیم:

$$CC = (LMP_{\gamma} - LMP_{\tau})P_{line_{\tau,\gamma}} + (LMP_{\gamma} - LMP_{\tau})P_{line_{\tau,\gamma}}$$

$$= (11-10) \times 100 + (11-10) \times 100 = 200 \$ / hr$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{(LMP_{\gamma} - LMP_{av})^2 + (LMP_{\tau} - LMP_{av})^2 + (LMP_{\gamma} - LMP_{av})^2}{Nb-1}}$$

$$= \sqrt{\frac{(11-10.667)^2 + (11-10.667)^2 + (11-10.667)^2}{3-1}} = 0.5774$$

$$LI = \frac{LMP_{av} - LMP_{incong}}{LMP_{av}} = \frac{10.667 - 10}{10.667} = 0.0625$$

$$SW^{ld} = C_{D_1} P_{D_1}^{ld} + C_{D_2} P_{D_2}^{ld} - (C_{G_1} P_{G_1}^{ld} + C_{G_2} P_{G_2}^{ld} + C_{G_3} P_{G_3}^{ld})$$

$$= 11 \times 250 + 11 \times 280 - (11 \times 10 + 11 \times 10 + 10 \times 530) = 530$$

$$SW^{RI} = C_{D_1} P_{D_1}^{RI} + C_{D_2} P_{D_2}^{RI} - (C_{G_1} P_{G_1}^{RI} + C_{G_2} P_{G_2}^{RI} + C_{G_3} P_{G_3}^{RI})$$

$$= 11 \times 250 + 11 \times 280 - (11 \times 150 + 11 \times 180 + 10 \times 200) = 200$$

$$SS = (LMP_{\gamma} - C_{G_1}) P_{G_1} + (LMP_{\tau} - C_{G_2}) P_{G_2} + (LMP_{\tau} - C_{G_3}) P_{G_3}$$

$$= (11-11) \times 150 + (11-11) \times 180 + (10-10) \times 200 = 0$$

$$CS = (C_{D_1} - LMP_{\gamma}) P_{D_1} + (C_{D_2} - LMP_{\tau}) P_{D_2}$$

$$= (11-11) \times 250 + (11-11) \times 280 = 0$$

$$SP = \frac{CS + SS}{SW^{ld}} = \frac{0+0}{530} = 0$$

در سایر حالت های هفت گانه، محاسبه مشابه بالا انجام می شود و نتایج در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۳ مقادیر توان ها و قیمت های حاشیه محلی در حالت های هفت گانه برای سستم قدرت سه باسه

حالت	P _{G1}	P _{G2}	P _{G3}	P _{LMP1}	P _{LMP2}	P _{LMP3}	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
۴	۵۰	۸۰	۴۰۰	۱۱	۱۱	۱۰	۱۰.۶۶۷	۲۰۰	۲۰۰
۵	۰	۱۸۰	۳۵۰	۱۰	۱۱	۱۰	۱۰.۳۳۳	۲۵۰	۱۰۰
۶	۱۵۰	۰	۳۸۰	۱۱	۱۰	۱۰	۱۰.۳۳۳	۱۰۰	۲۸۰
۷	۰	۰	۵۳۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۲۵۰	۲۸۰

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

$$C_{G1} = C_{G2} = 11 \quad C_{G3} = 10 \quad C_{D1} = C_{D2} = 11$$

مقادیر توان های تولیدی ژنراتورها (P_{G1}, P_{G2} و P_{G3})، قیمت های حاشیه محلی باس ها (LMP_γ, LMP_τ) و متوسط قیمت های حاشیه محلی تمامی باس ها (LMP_{av}) و توان های انتقالی خطوط (P_{line_{τ,γ}} و P_{line_{τ,1}}) در هر یک از حالت های هفت گانه مثال به شرح جدول ۳ است. در حالت کلی این مقادیر از حل مسأله پخش بار بهینه پیوست A در [۲۸] به دست می آیند اما برای این مثال ساده، این مقادیر را می توان به طور شهودی تعیین کرد. قیمت حاشیه محلی هر باس را بر مبنای این تعریف که برابر قیمت تأمین مگاوات بعدی در آن باس است، به طور شهودی می توان تعیین کرد.

مقدار بار در باس ۱ و ۳ (P_{D1} و P_{D3}) در تمامی حالت های هفت گانه به ترتیب برابر ۲۵۰ و ۲۸۰ مگاوات است. در حالت آرمانی که ظرفیت خطوط نامحدود فرض می شود، گرفتگی وجود ندارد و قیمت های حاشیه ای محلی تمامی باس ها یکسان است. در این حالت توان های تولیدی ژنراتورها، توان مصرفی بارها و قیمت های حاشیه محلی باسها به شرح زیر است:

$$LMP_{\gamma}^{ld} = LMP_{\tau}^{ld} = LMP_{\tau}^{ld} = LMP_{incong} = 10$$

$$P_{G_1}^{ld} = P_{G_2}^{ld} = 0 \quad P_{G_3}^{ld} = 530 \quad P_{D_1}^{ld} = 250 \quad P_{D_2}^{ld} = 280$$

اکنون معیارهای مجموع هزینه گرفتگی خطوط (CC)، شاخص لرنر (LI)، انحراف استاندارد قیمت های حاشیه محلی (σ)، حداکثر سود عمومی (SW^{ld})، مجموع مازاد عرضه کنندگان (SS)، مجموع مازاد مصرف کنندگان (CS)

۹- منابع

- 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
- [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

- 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.
- 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

- 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.
- [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',

- [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.
- [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.