مدیریت احتمالی تراکم با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم قدرت و استفاده از الگوریتم برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس

مهرداد حجت و محمدحسین جاویدی

چکیده: تراکم در خطوط انتقال یکی از موانع اصلی برای شکل‌گیری رقابت سالم در بازار برق می‌باشد و بنابراین تحقیقات متعددی بر روی روش‌های مدیریت تراکم در بازار برق انجام شده است. از سوی دیگر، رفتار یک سیستم قدرت دارای ماهیت تصادفی است و به‌همین دلیل در بسیاری از مباحث مطالعاتی مرتبط با بهره‌برداری و برنامه‌ریزی، سیستم به‌صورت غیر قطعی مدل‌سازی و بررسی می‌گردد. عدم قطعیت‌های سیستم قدرت را به‌طور کلی می‌توان در سه بخش مستقل بار، تولید و شبکه انتقال بررسی نمود.

در این مقاله، هدف ارائه روشی جدید برای تحلیل تصادفی تراکم به کمک مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ذاتی سیستم قدرت است. جهت تحلیل مسئله مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی به‌جای استفاده از روش‌های معمول، از برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس که روشی برای مدل‌سازی مسایل بهینه‌سازی تصادفی است، استفاده می‌گردد. مدل پیشنهادی مدیریت احتمالی تراکم توسط یک روش عددی با تکیه بر الگوریتم ژنتیک کد حقیقی و تکنیک مونت کارلو تحلیل می‌شود. برای مطالعه کارایی روش پیشنهادی، مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی بر روی شبکه ۹باسه اصلاح‌شده IEEE پیاده‌سازی می‌شود. در این شبکه منتخب، روش پیشنهادی برای تحلیل تصادفی تراکم با روش میانگین مقایسه شده و عملکرد روش ارائه‌شده در این مقاله ارزیابی می‌گردد. مطالعه نتایج، نشان‌دهنده انعطاف‌پذیری روش پیشنهادی در مدیریت تراکم شبکه انتقال است.

کلید واژه: **الگوریتم ژنتیک کد حقیقی، برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس، تکنیک مونت کارلو، عدم قطعیت‌های سیستم قدرت، مدیریت احتمالی تراکم.**

۱- مقدمه

شبکه انتقال بستر اصلی شکل‌گیری بازار رقابتی برق است، در حالی که تراکم در شبکه انتقال یکی از موانع اصلی در دسترس بودن شبکه و رقابت سالم می‌باشد. تراکم انتقال با موضوعات مهم سیستم قدرت از جمله مشارکت واحدها، رزرو، قدرت بازار و پایداری شبکه مرتبط خواهد بود [۱]. تراکم هنگامی حادث می‌شود که یک یا تعدادی از قیود فیزیکی، بهره‌برداری و یا سیاستی در سیستم قدرت به محدوده خود رسیده و اصطلاحاً فعال شده باشند. تراکم می‌تواند در شرایط نرمال سیستم یا در نتیجه وقوع یک حادثه در سیستم قدرت به‌وجود آید. از لحاظ بازه زمانی وقوع نیز، تراکم ممکن است به‌واسطه دیسپچ روز آینده در بازار روز آینده، دیسپچ ساعت بعد در بازار ساعت آینده و یا به‌صورت زمان حقیقی در بازار تعادل شکل بگیرد [۲].

این مقاله در تاریخ ۱۱ بهمن ماه ۱۳۹۰ دریافت و در تاریخ ۸ مهر ماه ۱۳۹۱ بازنگری شد.

مهرداد حجت، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، (email: me.hojjat@stu-mail.um.ac.ir).

محمدحسین جاویدی، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد، مشهد، (email: h-javidi@ferdowsi.um.ac.ir).

www.SID.ir

وقوع تراکم در یک سیستم ممکن است با اثرات جانبی همراه باشد. در بعد فنی، مهم‌ترین مسئله در اثر تراکم می‌تواند کاهش حاشیه امنیت و پایداری سیستم باشد. اختلال در قراردادهای موجود انتقال توان و آسیب‌دیدن تجهیزات سیستم از دیگر مشکلات خواهند بود [۳]. در بعد اقتصادی نیز اختلاف شدید قیمت برق در دو انتهای خط متراکم منجر به از دست رفتن کارایی بازار و همچنین ایجاد قدرت بازار برای تعدادی از بازیگران می‌شود [۱]. بنابراین در شرایط تراکم، امکان ایجاد قراردادهای جدید از بین می‌رود، قطعی‌های سیستم افزایش می‌یابد و جهش‌های قیمتی در بازار برق بیشتر می‌شود [۳]. همه این موارد مبین آن هستند که استفاده از یک روش مدیریت و قیمت‌گذاری مناسب برای تراکم انتقال امری حیاتی در بهره‌برداری از سیستم قدرت است.

به مجموعه فعالیت‌های پیش‌بینی، تحلیل، پیش‌گیری، آزادسازی و تخصیص هزینه‌های تراکم در یک سیستم قدرت "مدیریت تراکم" اطلاق می‌گردد. مدیریت تراکم که عموماً شامل تغییر الگوی تولید و آرایش بار است، به کمک بهره‌بردار سیستم که مسئول حفظ امنیت سیستم و تعیین مجموعه فعالیت‌هایی جهت اطمینان از عدم نقض قیود در شبکه است، صورت می‌پذیرد [۱]. روش‌های مختلفی در راستای برنامه‌های مدیریت تراکم شبکه وجود دارد که از منظر هزینه به دو دسته مجزا قابل تقسیم هستند [۴]: روش‌های بدون هزینه مانند تغییر آرایش شبکه [۵] یا استفاده از کنترل‌های تکمیلی و اضافی [۶] و روش‌های هزینه‌بر مانند تغییر آرایش تولید [۷] تا [۱۳]، خاموشی بارها [۱۴] و [۱۵] و یا استفاده از منابع تولید پراکنده [۱۶] و [۱۷]. روش‌های هزینه‌بر به دلیل تغییر آرایش توان‌های تولیدی و مصرفی ممکن است دارای هزینه‌های نسبتاً بزرگی باشند. در این روش‌ها معمولاً بهره‌بردار شبکه ضمن تغییر آرایش واحدهای برنده، ممکن است به گروهی از بارهای سیستم نیز خاموشی تحمیل نماید.

عدم قطعیت یکی از خصوصیات ذاتی سیستم قدرت بوده که در بخش‌های مختلف آن و به شکل‌های گوناگونی به چشم می‌خورد. بر این اساس در بسیاری از مباحث مطالعاتی مرتبط با بهره‌برداری و برنامه‌ریزی، عدم قطعیت‌های سیستم قدرت مدل شده و سیستم به‌صورت احتمالی تحلیل می‌گردد. از آن جمله می‌توان به مباحث مرتبط با پخش بار احتمالی اشاره کرد که در مراجع متعددی مورد بحث و بررسی قرار گرفته‌اند [۱۸]. برخورد با مسئله مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی نیز در تعدادی از مراجع مورد توجه قرار گرفته است. در [۱۹] و [۲۰] مسئله مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم در بخش‌های مختلف سیستم شامل بار، تولید و شبکه انتقال تحلیل شده است. در این مقالات، پس از تولید تعدادی سناریو بر مبنای عدم قطعیت‌های سیستم، برای محدودکردن حالات ممکن مسئله، از تکنیک حذف سناریوهای مشابه و غیر محتمل استفاده می‌شود و نهایتاً مسئله مدیریت تراکم برای این حالات محدود انجام می‌گردد.

در این تحقیق، هدف ارائه مدلی جدید برای مسئله مدیریت تراکم

به‌صورت احتمالی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم قدرت است. برای تحلیل مسئله مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی، به‌جای استفاده از روش‌های معمول، از برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس (الگوریتم CCP[1]) که روشی برای مدل‌سازی مسائل بهینه‌سازی تصادفی است [۲۱]، استفاده می‌گردد. در این مدل‌سازی، قیود امنیت شبکه به‌صورت تصادفی مدل می‌شوند و میزان احتمال ارضای این قیود تصادفی توسط بهره‌بردار تعیین می‌گردد. بنابراین، انعطاف‌پذیری روش پیشنهادی بالاتر خواهد رفت و بهره‌بردار قادر خواهد بود تا با توجه به نیازهای سیستم، میزان احتمال ارضای قیود در مدیریت تراکم را تغییر دهد. الگوریتم CCP توسط یک روش عددی با تکیه بر الگوریتم ژنتیک کد حقیقی و تکنیک مونت کارلو تحلیل می‌شود.

۲- مدل‌سازی عدم قطعیت‌های سیستم قدرت

عدم قطعیت‌های سیستم قدرت را می‌توان در سه بخش مستقل بار، تولید و شبکه انتقال بررسی نمود. عدم قطعیت موجود در طبیعت بارهای مصرفی، پیش‌بینی دقیق بارها را بسیار مشکل و تا حدودی غیر ممکن می‌سازد. در اکثر تحقیقات انجام‌شده تاکنون، بار به‌صورت تابع توزیع نرمال مدل می‌شود [۲۲]. در این مقاله از یک تابع توزیع نرمال چندمتغیره مطابق (۱)، برای مدل‌سازی بارها استفاده می‌شود. با مشخص‌بودن بردار میانگین بارها و ماتریس کوواریانس، مدل بارها تکمیل می‌شود

$$\rho(\xi)=\frac{1}{\sqrt{(2\pi)^h\,|\Sigma|}}\exp\left(-\frac{1}{2}(\xi-\mu)^T\Sigma^{-1}(\xi-\mu)\right) \qquad (1)$$

که در آن ρ تابع توزیع نرمال چندمتغیره، ξ بردار متغیرهای تصادفی، h تعداد کل متغیرهای تصادفی، μ بردار میانگین متغیرها و Σ ماتریس کوواریانس است. بردار میانگین متغیرها و ماتریس کوواریانس مطابق (۲) و (۳) مدل می‌شوند

$$\mu=[\mu_1,\mu_2,\ldots,\mu_h]^T \qquad (2)$$

$$\Sigma=\begin{bmatrix}\sigma_1^2 & \sigma_1\sigma_2 r_{12} & \cdots & \sigma_1\sigma_h r_{1h}\\ \sigma_2\sigma_1 r_{21} & \sigma_2^2 & \cdots & \sigma_2\sigma_h r_{2h}\\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots\\ \sigma_h\sigma_1 r_{h1} & \sigma_h\sigma_2 r_{h2} & \cdots & \sigma_h^2\end{bmatrix} \qquad (3)$$

μ_i و σ_i به‌ترتیب میانگین و انحراف استاندارد متغیر تصادفی iام هستند. r_{ij} ضریب وابستگی[2] متغیرهای تصادفی iام و jام است. میزان پراکندگی عدم قطعیت بار با پارامتر λ اندازه‌گیری می‌شود و برای پیش‌بینی کوتاه‌مدت بار که در این مقاله مورد استفاده قرار می‌گیرد، کمتر از ۰/۱۵ است [۲۲]

$$\lambda_i=\frac{\sigma_i}{\mu_i}<0/15 \qquad (4)$$

منشأ ریسک موجود در عملکرد سیستم قدرت، عدم قطعیت در کارکرد صحیح تجهیزات سیستم است. اگر تجهیزات سیستم قدرت بدون خرابی و به درستی عمل کنند، بهره‌برداری از سیستم قدرت بدون ریسک خواهد بود. بنابراین در ارزیابی ریسک سیستم باید احتمال خرابی تجهیزات سیستم در نظر گرفته شود. برای بیان عدم قطعیت کارکرد یک تجهیز شاخص‌های زیادی مثل نرخ خروج اجباری (FOR)[3]، دسترس‌پذیری[4]، میانگین مدت تا خرابی (MTTF)[5] و میانگین مدت تا تعمیر (MTTR)[6] وجود دارد [۲۳]. در این مقاله جهت مدل‌سازی عدم قطعیت‌های در دسترس نبودن تجهیزات انتقال و همچنین خروج برنامه‌ریزی نشده و اجباری واحدهای در مدار از پارامتر نرخ خروج اجباری واحدها (FOR) استفاده می‌گردد. از لحاظ کیفی هرچه نرخ خروج اجباری یک تجهیز بزرگ‌تر باشد، احتمال خرابی آن تجهیز بیشتر است.

۳- پخش بار بهینه احتمالی با استفاده از تکنیک شبیه‌سازی مونت کارلو

برای تولید اطلاعات لازم از پارامترهای سیستم در شرایط مختلف بهره‌برداری، هم‌زمان با مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها، از پخش بار بهینه احتمالی استفاده می‌شود. انجام پخش بار احتمالی به مهندسین طراح سیستم کمک می‌کند تا تصویر روشن‌تری از وضعیت کلی سیستم در زمان حال و آینده به‌دست آورده و برنامه‌ریزی بهتری برای سرمایه‌گذاری در سیستم و بهره‌برداری از آن داشته باشند [۲۴]. در پخش بار احتمالی، به‌جای محاسبه مقادیر اندازه و زاویه ولتاژ باس‌ها، توان جاری خطوط و ...، توابع چگالی احتمال متناظر با این متغیرها که حاوی اطلاعات مفید و مؤثری می‌باشند، تعیین می‌گردند.

برخورد احتمالی با مسئله پخش بار به دو صورت رایج است: روش تحلیلی (روش کمولانت و تخمین دو نقطه [۲۵] و [۲۶]) و روش عددی (تکنیک مونت کارلو [۲۷]). شبیه‌سازی مونت کارلو یکی از رایج‌ترین شیوه‌ها در حل مسئله پخش بار احتمالی است. در این روش برای متغیرهای غیر قطعی مسئله تعدادی مقادیر به‌صورت تصادفی با توجه به توابع توزیع احتمالی این متغیرها تولید می‌شوند و مسئله به‌صورت قطعی برای تمام این مقادیر حل می‌شود. مزیت اصلی این روش در سادگی پیاده‌سازی و اجرای آن است، هرچند نیاز به انجام شبیه‌سازی‌های زیاد جهت رسیدن به همگرایی از نقاط ضعف آن به شمار می‌رود [۲۷].

۳-۱ تولید سناریو و استخراج توابع توزیع متغیرهای خروجی

ایده اصلی روش مونت کارلو مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها با استفاده از تولید تعدادی منطقی از نقاط تصادفی با توجه به تابع چگالی احتمال (PDF)[7] متغیرهای غیر قطعی سیستم است. بدین منظور، ابتدا باید عدم قطعیت‌های سیستم شناسایی شوند و تابع چگالی احتمال هر یک از این متغیرها با توجه به رفتار غیر قطعی آنها استخراج گردد. مرحله بعد، تولید تعداد کافی از نقاط تصادفی برای هر یک از متغیرهای غیر قطعی سیستم است. نهایتاً روش مونت کارلو با انجام شبیه‌سازی برای هر یک از الگوهای تصادفی تولیدشده، تکمیل خواهد شد. خروجی‌های روش مونت کارلو توابع توزیع احتمالی متغیرهای خروجی مسئله می‌باشند. در واقع با انجام شبیه‌سازی برای هر یک از نقاط کاندید، متغیرهای خروجی مسئله در آن نقطه تصادفی محاسبه می‌گردند. پس از انجام کل شبیه‌سازی‌ها، توابع چگالی احتمال برای هر یک از متغیرهای خروجی با

1. Chance Constrained Programming
2. Correlation Factor
3. Forced Outage Rate
4. Availability
5. Mean Time to Failure
6. Mean Time to Repair
7. Probability Density Function

Archive of SID

www.SID.ir

توجه به نمودار توزیع فراوانی آنها محاسبه می‌شوند.

در این مقاله، شبیه‌سازی مونت کارلوی اولیه با ۱۰۰۰ تکرار برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های سیستم انجام می‌گردد. در هر تکرار مونت کارلو، یک بردار تصادفی برای اندازه بارها با توجه به تابع توزیع نرمال چندمتغیره که برای بارهای سیستم انتخاب شده است، تولید می‌گردد. همچنین در همین تکرار مونت کارلو به تعداد تجهیزات تولید و انتقال شبکه، اعداد تصادفی بین صفر تا یک تولید می‌شود. تجهیزاتی که اعداد تولیدشده مربوط با آنها از مقدار FOR مربوط به همان تجهیز کوچک‌تر باشد، خارج از مدار خواهند بود. با تولید اطلاعات لازم از متغیرهای تصادفی، پخش بار بهینه انجام می‌شود، متغیرهای خروجی مورد نیاز از قبیل توان جاری خطوط ذخیره می‌گردند و بدین ترتیب یک تکرار مونت کارلو پایان می‌یابد. با انجام تمامی تکرارهای مونت کارلوی اولیه، تابع توزیع فراوانی و تابع چگالی احتمال متغیرهای خروجی به سادگی قابل استخراج خواهند بود.

برای انجام مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی توابع توزیع اضافه بار خطوط محاسبه می‌شوند. برای محاسبه امید ریاضی، میزان اضافه بار خطوط و نیز احتمال رخداد هر حالت اضافه بار خطوط نیز محاسبه می‌گردد. میزان احتمال رخداد هر تکرار مونت کارلو از (۵) تا (۸) به‌دست می‌آید [۱۹]

$$\Pr^{s}_{Tot.} = \Pr^{s}_{Load} \times \Pr^{s}_{Line} \times \Pr^{s}_{Gen.} \quad (۵)$$

$$\Pr^{s}_{Load} = \sum_{j \in N_L} \omega_i \times \Pr_{\omega i} \quad (۶)$$

$$\Pr^{s}_{Line} = \prod_{l \in N_{Line}} (FOR_l \times (۱ - b_l) + (۱ - FOR_l) \times b_l) \quad (۷)$$

$$\Pr^{s}_{Gen.} = \prod_{i \in N_G} (FOR_i \times (۱ - b_i) + (۱ - FOR_i) \times b_i) \quad (۸)$$

در این روابط $\Pr^{s}_{Tot.}$ احتمال رخداد هر حالت متشکل از سه بخش بار $\Pr^{s}_{Load}$، خطوط $\Pr^{s}_{Line}$ و واحدهای تولیدی $\Pr^{s}_{Gen.}$ است. همچنین ω_i اندیس مشخص‌کننده سطح بار و $\Pr_{\omega i}$ احتمال قرارگرفتن بار در سطح ω_i است. برای محاسبه احتمال بارها، تعدادی سطح بار از قبل مشخص می‌شود، به‌عنوان مثال در این مقاله سه سطح بار در نظر گرفته شده است. FOR_l نرخ خروج اجباری خطوط انتقال و b_l اندیس تعیین‌کننده وضعیت آنها در هر حالت است. به‌طور مشابه، FOR_i نرخ خروج اجباری واحدها و b_i اندیس تعیین‌کننده وضعیت آنها در هر حالت است. اندیس تعیین‌کننده وضعیت تجهیزات سیستم اگر در مدار نباشند صفر و در غیر این صورت یک است. N_{Line} تعداد کل خطوط انتقال سیستم و N_G تعداد کل واحدهای تولیدی است.

٤- تحلیل مسئله مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی

با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم، مسئله مدیریت تراکم در شبکه انتقال باید به‌صورت احتمالی تحلیل شود. در این زمینه تاکنون روش‌های متفاوتی در مقالات ارائه شده است که ایده اصلی بیشتر آنها استفاده از میانگین اضافه بار خطوط و ارائه استراتژی مدیریت تراکم برای این حالت است. در این مقاله، هدف ارائه یک روش جدید در برخورد با مسئله مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی است. مزیت اصلی روش پیشنهادی در نظر گرفتن تمام حالت‌های محتمل با احتمال رخداد هر یک از آنها به‌جای استفاده از میانگین ریاضی است. از سوی دیگر با معرفی پارامتر سطح اطمینان[1] (α)، میزان انعطاف‌پذیری این روش نسبت به روش‌های موجود بالاتر می‌رود چرا که بهره‌بردار سیستم می‌تواند با تغییر این پارامتر، استراتژی‌های آزادسازی را برای رسیدن به وضعیت مطلوب بهره‌برداری تغییر دهد. به‌منظور ارزیابی نحوه عملکرد، روش پیشنهادی در این مقاله با مدیریت تراکم بر اساس امید ریاضی اضافه بار خطوط مقایسه می‌گردد.

٤-١ برنامه‌ریزی بر اساس امید ریاضی اضافه بار خطوط

هدف این روش، ارائه استراتژی آزادسازی تراکم با کمترین هزینه به شکلی است که توان جاری خطوط از مقدار ماکزیمم توان قابل عبور در هر خط کمتر شود. به دلیل آن که سیستم به شکل احتمالی تحلیل می‌شود، تغییرات اعمال‌شده در آرایش بازار در امید ریاضی توان جاری خطوط (۱۰) لحاظ می‌شود. امید ریاضی توان خطوط از پخش بار بهینه احتمالی در شبکه به‌دست می‌آید. در این روش، مسئله مدیریت تراکم تنها یک بار برای امید ریاضی توان خطوط $(\overline{P_{line_l}})$ اجرا می‌شود. فرمول‌بندی مسئله در این حالت به شکل (۹) تا (۱۳) خواهد بود

$$\text{Min } F_{cost} = \sum_{i=۱}^{N_G} C_i(\Delta P_{Gi}) + \sum_{j=۱}^{N_L} C_j(\Delta P_{Lj}) + \sum_{k=۱}^{N_T} C_t(\Delta P_{Tk}) \quad (۹)$$

s.t.

$$\overline{P_{line_l}} + \sum_{i=۱}^{N_G} a_{l,i}\Delta P_{Gi} - \sum_{j=۱}^{N_L} a_{l,j}\Delta P_{Lj} + \sum_{k=۱}^{N_T} a'_{l,k}\Delta P_{Tk} \le P^{\max}_{line_l} \quad , \forall l \in N_{Line} \quad (۱۰)$$

$$\mathrm{P}^{\min}_{Gi} \le P_{Gi} + \Delta P_{Gi} \le \mathrm{P}^{\max}_{Gi} \quad , \forall i \in N_G \quad (۱۱)$$

$$\mathrm{P}^{\min}_{Lj} \le P_{Lj} + \Delta P_{Lj} \le \mathrm{P}^{\max}_{Lj} \quad , \forall j \in N_L \quad (۱۲)$$

$$\mathrm{P}^{\min}_{Tk} \le P_{Tk} + \Delta P_{Tk} \le \mathrm{P}^{\max}_{Tk} \quad , \forall k \in N_T \quad (۱۳)$$

در این روابط C_i، C_j و C_t به‌ترتیب توابع پیشنهاد قیمت ژنراتورها، بارها و قراردادهای دوطرفه برای تغییر توان خود در پروسه مدیریت تراکم می‌باشند. تابع پیشنهاد قیمت ژنراتورها مطابق (۱۴) مدل‌سازی می‌شود

$$C_i(\Delta P_{Gi}) = C^{up}_i \times \Delta P^{+}_{Gi} + C^{down}_i \times \Delta P^{-}_{Gi} \quad (۱۴)$$

که C^{up}_i و C^{down}_i پیشنهادات قیمت ژنراتورها برای تغییر توان خروجی $(\Delta P^{+}_{Gi}$ و $\Delta P^{-}_{Gi})$ می‌باشند. توابع پیشنهاد قیمت بارها و قراردادهای دوطرفه نیز مشابه تابع مربوط به ژنراتورها هستند. همچنین N_L و N_T به‌ترتیب تعداد کل بارها و قراردادهای دوطرفه موجود در بازار می‌باشند.

روابط (۱۱) تا (۱۳) محدودیت توان تزریقی یا مصرفی عناصر شبکه می‌باشند. $a_{l,i}$ و $a_{l,j}$ ضرایب توزیع تغییر تولید[2] به‌ترتیب در باس‌های بار و تولید هستند. این ضرایب که تعیین‌کننده میزان تغییر در توان خطوط در ازای تغییر توان تزریقی باس‌های شبکه می‌باشند، از (۱۵) قابل محاسبه هستند [۹] و [۲۸]

$$a_{l,i} = \frac{\Delta P_{line_l}}{\Delta P_{Gi}} = \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}P_{Gi}}\left(\frac{۱}{x_l}(\theta_n - \theta_m)\right) = \frac{X_{ni} - X_{mi}}{x_l} \quad (۱۵)$$

که در آن x_l راکتانس خط l و θ_n و θ_m مقدار فاز باس‌های n و m در دو انتهای خط l است. واضح است که X_{ni} و X_{mi} عناصر ماتریس

1. Confidence Level
2. Generation Shift Distribution Factors

Archive of SID

www.SID.ir

راکتانس شبکه می‌باشند. ضریب $a_{l,i}$ بیان‌کننده میزان تغییر توان جاری خط l به‌ازای یک واحد افزایش تزریق توان در باس iام است. به همین دلیل در (۱۰)، ضرایب توان بارها همراه با علامت منفی لحاظ شده‌اند. بر این اساس برای مشخص‌کردن میزان تغییرات توان خطوط در ازای تغییر قراردادهای دوطرفه، $a'_{l,k}$ از (۱۶) محاسبه می‌گردد. فرض کنیم قرارداد دوطرفه k بین باس‌های u و v باشد (تزریق توان در باس u و خروج آن در باس v)، در این صورت داریم

$$a'_{l,k} = a_{l,u} - a_{l,v} \qquad (۱۶)$$

از طرفی، $\overline{P_{line_l}}$ امید ریاضی توان خطوط از (۱۷) محاسبه می‌شود

$$\overline{P_{line_l}} = \sum_{s=1}^{N_s} \frac{\Pr^s_{Tot.} \times P^s_{line_l}}{N_s} \qquad (۱۷)$$

که در آن $P^s_{line_l}$ توان جاری خط l در تکرار sام و N_s تعداد کل تکرارهاست. در این مقاله به‌منظور مدیریت تراکم و تحلیل تصادفی آن از مدل‌سازی مسئله بهینه‌سازی تصادفی با استفاده از برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس استفاده شده است.

۴-۲ برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس (الگوریتم CCP)

برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس یک روش بهینه‌سازی تصادفی است و برای مسایلی به کار می‌رود که دارای متغیر تصادفی در قیود و یا توابع هدف خود هستند [۲۱]. در این روش بهینه‌سازی، برقراری قیود به‌صورت سخت در نظر گرفته نمی‌شوند بلکه برای قیود دارای متغیر تصادفی، احتمال برقراری قید با سطح اطمینان (α) لحاظ می‌گردد. مدل‌سازی مسئله CCP به‌صورت (۱۸) است

$$\begin{aligned} &\text{Min. } f(x) \\ &\Pr\{g_i(x,\xi) \le 0\} \ge \alpha_i \ , \ \forall i \end{aligned} \qquad (۱۸)$$

که x بردار متغیرهای تصمیم‌گیری، ξ بردار متغیرهای تصادفی با تابع چگالی احتمال $\varphi(\xi)$ و f تابع هدف مسئله بهینه‌سازی است.

در این مقاله برای تحلیل مسئله مدیریت تراکم به‌صورت تصادفی از CCP استفاده می‌شود. هدف این مدل‌سازی ارائه استراتژی آزادسازی تراکم با کمترین هزینه و در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها است. تفاوت اصلی روش ارائه‌شده با روش قبلی، قید توان جاری خطوط است که در روش پیشنهادی به‌جای قطعی فرض کردن آن، به‌صورت احتمالی مدل‌سازی می‌شود. نحوه مدل‌سازی قید توان جاری خطوط به این صورت است که احتمال کوچک‌تر بودن توان خط از مقدار ماکزیمم خود بیشتر از مقدار α باشد. مدیریت تراکم مبتنی بر CCP به‌صورت (۱۹) تا (۲۳) مدل می‌شود

$$\text{Min } F_{cost} = \sum_{i=1}^{N_G} C_i(\Delta P_{Gi}) + \sum_{j=1}^{N_L} C_j(\Delta P_{Lj}) + \sum_{k=1}^{N_T} C_t(\Delta P_{Tk}) \qquad (۱۹)$$

s.t.

$$\begin{aligned} &\Pr[P_{line_l} + \sum_{i=1}^{N_G} a_{l,i}\Delta P_{Gi} - \sum_{j=1}^{N_L} a_{l,j}\Delta P_{Lj} \\ &+ \sum_{k=1}^{N_T} a'_{l,k}\Delta P_{Tk} \le P^{\max}_{line_l}] \ge \alpha_l \ , \ \forall l \in N_{Line} \end{aligned} \qquad (۲۰)$$

$$\mathrm{P}^{\min}_{Gi} \le P_{Gi} + \Delta P_{Gi} \le \mathrm{P}^{\max}_{Gi} \ , \ \forall i \in N_G \qquad (۲۱)$$

$$\mathrm{P}^{\min}_{Lj} \le P_{Lj} + \Delta P_{Lj} \le \mathrm{P}^{\max}_{Lj} \ , \ \forall j \in N_L \qquad (۲۲)$$

$$\mathrm{P}^{\min}_{Tk} \le P_{Tk} + \Delta P_{Tk} \le \mathrm{P}^{\max}_{Tk} \ , \ \forall k \in N_T \qquad (۲۳)$$

در (۲۰) متغیر تصادفی مسئله، P_{line_l} است که تابع چگالی احتمال آن در پخش بار بهینه تصادفی محاسبه شده است. به دلیل وجود قید احتمالی در مسئله بهینه‌سازی فوق، حل‌کردن آن به آسانی امکان‌پذیر نیست. مرجع [۲۲] یک روش تحلیلی برای حل مسئله پخش بار بهینه احتمالی مبتنی بر CCP پیشنهاد داده است. راه حل پیشنهادی یک روش ترتیبی متشکل از دو لایه مستقل شبیه‌سازی و بهینه‌سازی است. حدس اولیه بردار تصمیم در لایه شبیه‌سازی تولید شده و به همراه تابع هدف، احتمال ارضاشدن قیود و مشتقات آنها به لایه بهینه‌سازی فرستاده می‌شوند. مسئله غیر خطی (NLP)[1] با استفاده از الگوریتم SQP[2] حل شده و تصحیح بردار اولیه کنترل انجام می‌گردد. پس از این مرحله، بردار تصحیح‌یافته به لایه شبیه‌سازی می‌رود تا تکرار بعدی انجام شود. پاسخ بهینه زمانی به‌دست می‌آید که شرایط بهینگی مسئله NLP برآورده شود.

مرجع [۲۹] یک روش عددی برای حل مسئله توسعه شبکه انتقال مبتنی بر CCP ارائه کرده است. در این مقاله برای حل مسئله از یک روش ترکیبی ژنتیک- مونت کارلو استفاده شده است. الگوریتم ژنتیک نقاط کاندید را انتخاب می‌کند و به کمک تکنیک مونت کارلو، میزان برآورده‌شدن قیود احتمالی تحلیل می‌شود.

۵- الگوریتم ژنتیک کد حقیقی مبتنی بر تکرار مونت کارلو برای حل مسئله مدیریت تراکم احتمالی

مدل‌سازی مسئله مدیریت احتمالی تراکم با استفاده از برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس باعث پیچیدگی حل آن می‌شود چرا که این نوع مسایل بهینه‌سازی دارای قیود تصادفی می‌باشند. بنابراین مراجع برای حل مسایلی از این دست از روش‌های عددی یا هوشمند استفاده نموده‌اند [۲۲] و [۲۹]. با توجه به این که ارضای قید تصادفی باید در هر مرحله توسط تکنیک مونت کارلو سنجیده شود، استفاده از روش‌های هوشمند نظیر الگوریتم ژنتیک برای تولید نقاط کاندید، منطقی به نظر می‌رسد.

در این بخش الگوریتم ترکیبی ژنتیک کد حقیقی- مونت کارلو برای حل مسئله مدیریت تراکم احتمالی معرفی می‌گردد. بر این اساس ابتدا الگوریتم ژنتیک کد حقیقی به‌عنوان زیربرنامه اصلی و سپس تکنیک مونت کارلو به‌عنوان زیربرنامه فرعی به‌طور مختصر تشریح می‌شوند و در نهایت، الگوریتم حل مسئله ارائه می‌گردد.

۵-۱ الگوریتم ژنتیک کد حقیقی

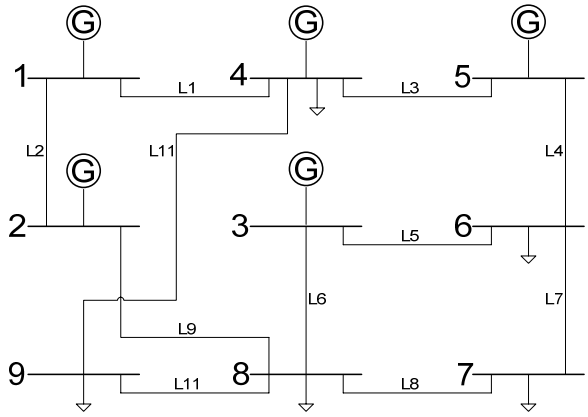
برای هر مسأله بهینه‌سازی در الگوریتم ژنتیک، روش‌های متعدد رمزگذاری وجود دارد. اگرچه در مسایل بسیاری از سیستم کدگذاری دودویی استفاده شده است، در اینجا از الگوریتم ژنتیک با کدگذاری حقیقی استفاده می‌کنیم که در آن از بردارهایی با اندازه حقیقی برای نشان‌دادن کروموزوم‌ها استفاده می‌گردد. از آنجایی که در این روش، نیازی به تبدیل کروموزوم‌ها به سیستم دودویی نیست، راندمان الگوریتم ژنتیک با کدگذاری حقیقی افزایش می‌یابد، حجم حافظه کمتری استفاده می‌شود، دقت بالاتری داشته و عملگرهای ژنتیک آزادی عمل بیشتری دارند [۳۰]. در کدگذاری حقیقی، کروموزوم mام یا همان C_m به‌صورت زیر معرفی می‌گردد

$$C_m = [\Delta P_{m1}, \Delta P_{m2}, \ldots, \Delta P_{mn}] \ , \ m = 1,2,\ldots,N_p$$

1. Non Linear Programming
2. Sequential Quadratic Programming

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۱: دیاگرام شبکه ۹باسه اصلاح‌شده.

که در آن N_p سایز جمعیت و ΔP_{mi} عضو iام بردار تغییرات توان‌ها در کروموزوم mام است. بردار تغییرات توان‌ها شامل تغییرات توان‌های تولیدی واحدها ΔP_{Gi}، توان مصرفی بارها ΔP_{Lj} و توان قراردادهای دوطرفه ΔP_{Tk} است. تابع برازندگی و نحوه برش (تقاطع) و جهش در این الگوریتم به‌صورت زیر است:

تابع برازندگی

هزینه کل آزادسازی تراکم برای هر کروموزوم به‌عنوان تابع برازندگی آن در نظر گرفته می‌شود. این هزینه از پیشنهادات قیمت شرکت‌کنندگان Bid_i برنامه مدیریت تراکم محاسبه می‌گردد

$$Fit_m = \sum_{i\in N_G}(\Delta P_{mi}\times Bid_i)+\sum_{j\in N_L}(\Delta P_{mj}\times Bid_j) + \sum_{k\in N_T}(\Delta P_{mk}\times Bid_k)\ ,\ m=1,2,\ldots,N_p \quad (۲۴)$$

برش (تقاطع)

اگر کروموزوم‌های $C_v=[\Delta P_{v1},\ldots,\Delta P_{vn}]$ و $C_w=[\Delta P_{w1},\ldots,\Delta P_{wn}]$ از نسل e با هم برش داده شوند، دو گونه فرزند ممکن ایجاد می‌گردند

$$C_1^{g+1}=\rho C_w+(1-\rho)C_v$$
$$C_2^{g+1}=(1-\rho)C_w+\rho C_v \quad (۲۵)$$

پارامتر ρ ثابتی است که برای داشتن بهترین عملکرد در اینجا برابر ۰/۳ در نظر گرفته شده است [۳۰]. دو فرزند با بیشترین برازندگی جایگزین والدین خود می‌شوند.

جهش

عملگر جهش این الگوریتم به این صورت بر روی عضو ΔP_{mi} و کروموزوم $C_m=[\Delta P_{m1},\Delta P_{m2},\ldots,\Delta P_{mn}]$ عمل می‌کند که خروجی حاصل ΔP_{mi}^{mut} به‌صورت زیر خواهد بود

$$\Delta P_{mi}^{mut}=\begin{cases}\Delta P_{mi}+\psi(P_{mi}^{\max}-P_{mi}) & \text{if}\quad r=0\\ \Delta P_{mi}+\psi(P_{mi}-P_{mi}^{\min}) & \text{if}\quad r=1\end{cases} \quad (۲۶)$$

که در آن r یک بیت تصادفی است و تابع $\psi(y)$ عددی در بازه $[0,y]$ به‌صورت (۲۷) و تابعی از نسل e تولید می‌کند

$$\psi(y)=y.(1-\xi^{(1-\frac{e}{E})^b}) \quad (۲۷)$$

که در آن ξ عددی تصادفی بین صفر و یک، E بیشترین شماره نسل و b پارامتری است که وابستگی به شماره نسل را نشان می‌دهد و در اینجا برابر ۵ در نظر گرفته شده است. در واقع با نزدیک‌شدن الگوریتم به پایان خود، توان پارامتر ξ به سمت صفر میل می‌کند. در نتیجه، میزان تغییرات اعمال‌شده توسط عملگر جهش کمتر می‌شود. بدین ترتیب پایداری الگوریتم در تکرارهای انتهایی که نزدیک جواب است، بیشتر می‌گردد.

۵-۲ تکنیک مونت کارلو برای آنالیز برآورده‌شدن قیود احتمالی

برای هر یک از نقاط کاندیدشده توسط الگوریتم ژنتیک، قیود احتمالی توسط تکنیک مونت کارلو آنالیز می‌شوند. برای روشن‌شدن پروسه آنالیز قیود، مراحل زیر را در نظر می‌گیریم. ضمناً فرض می‌کنیم N تعداد کل تکرارهای مونت کارلو برای آنالیز قیود احتمالی و $n=0$ است.

۱) استراتژی آزادسازی تراکم (بردار تصمیم‌گیری x) توسط الگوریتم ژنتیک پیشنهاد می‌شود.

۲) میزان تغییرات بردار توان‌های جاری خطوط (ΔP_{ij}) با توجه به استراتژی پیشنهادی محاسبه می‌گردد.

۳) یکی از بردارهای توان جاری خطوط (P_{ij}) که در محاسبات پخش بار بهینه احتمالی قبل از اجرای مدیریت تراکم به‌دست آمده، به‌طور تصادفی انتخاب می‌شود. باید توجه داشت که بردارهای توان‌های جاری خطوط مورد استفاده در این بخش، در مونت کارلوی اولیه محاسبه شده‌اند.

۴) در صورت برقراری (۲۸)، مقدار قبلی n یک واحد زیاد می‌شود

$$P_{line_l}+\Delta P_{line_l}\le P_{line_l}^{\max}\ ,\ \forall l\in N_{Line} \quad (۲۸)$$

۵) این مراحل برای تمام نمونه‌های تولیدشده توسط پخش بار بهینه احتمالی انجام می‌شود. قید احتمالی توان جاری خطوط در صورتی برقرار است که

$$\frac{n}{N}\ge\alpha \quad (۲۹)$$

الگوریتم حل مسئله مدیریت احتمالی تراکم با استفاده از روش ترکیبی ژنتیک کد حقیقی- مونت کارلو در پیوست مقاله نمایش داده شده است. نکته قابل توجه در اینجا آن است که در صورت عدم برقراری قیود احتمالی مقدار جریمه به تابع برازندگی اضافه می‌شود که متناسب با شدت عدم برقراری قیود احتمالی است. بدین معنی که هرچه مقدار n/N از مقدار α کوچک‌تر باشد، میزان تابع جریمه بیشتر خواهد شد.

۶- نتایج شبیه‌سازی

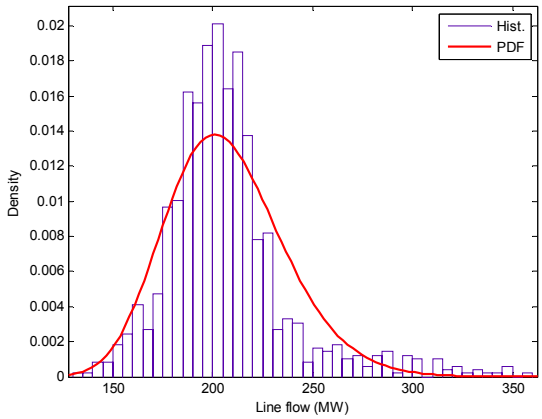
در این مقاله، مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی بر روی شبکه ۹باسه اصلاح‌شده IEEE پیاده‌سازی می‌شود. در این شبکه منتخب، روش پیشنهادی برای تحلیل تصادفی تراکم با روش میانگین مقایسه شده و عملکرد روش ارائه‌شده در این مقاله ارزیابی می‌گردد. در این شرایط، مدیریت تراکم در سیستم قدرت در حالت‌های زیر انجام می‌شود:

۱) روش میانگین: معیار تشخیص اضافه بار خطوط امید ریاضی توان جاری خطوط است که از نتایج پخش بار احتمالی سیستم به‌دست می‌آید. تغییر آرایش بازار با هدف حذف تراکم خطوط انجام می‌شود.

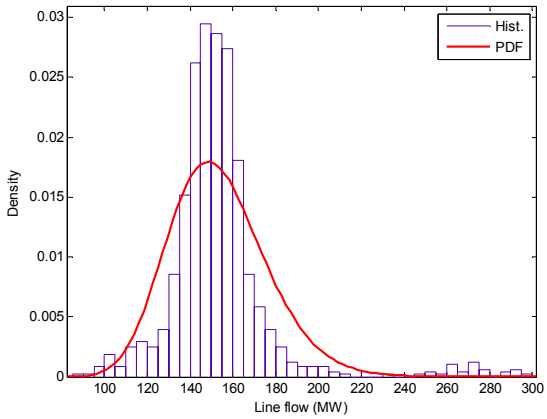
۲) برنامه‌ریزی مبتنی بر شانس: مدیریت تراکم خطوط با در نظر گرفتن تمامی حالات محتمل توان جاری خطوط که در پخش بار بهینه احتمالی مشخص گردیده، انجام می‌شود. در این روش با تغییر سطح اطمینان (α)، درجه اهمیت برآورده‌شدن قیود احتمالی تعیین می‌گردد.

شبیه‌سازی‌های مورد استفاده در این مقاله در نرم‌افزار MATLAB انجام شده‌اند. شکل ۱ دیاگرام شبکه ۹باسه تغییریافته را نشان می‌دهد.

Archive of SID
www.SID.ir



شکل ۲: منحنی فراوانی و تابع چگالی احتمال توان جاری خط ۹.



شکل ۳: منحنی فراوانی و تابع چگالی احتمال توان جاری خط ۱۱.

جدول ۱: نتایج توان جاری خطوط در پخش بار بهینه احتمالی شبکه.

شماره خط	امید ریاضی توان جاری (مگاوات)	ماکزیمم توان جاری (مگاوات)	تعداد تکرارهای اضافه بار	احتمال اضافه بار
۱	۷۴٫۸	۳۱۰	۲۷	۰٫۰۲۷
۲	۴۱٫۶	۱۹۰	۳۲	۰٫۰۳۲
۳	۶۳٫۷	۱۷۶٫۵	۲۵	۰٫۰۲۵
۴	۱۰۶٫۶	۲۱۰٫۹	۸۰	۰٫۰۸۰
۵	۳۹٫۱	۱۱۲	۰	۰
۶	۲۷٫۱	۸۰	۰	۰
۷	۴۹٫۶	۱۴۹	۰	۰
۸	۷۶٫۱	۱۴۳٫۴	۰	۰
۹	**۲۰۱٫۸**	**۳۵۷٫۱**	**۹۶۳**	**۰٫۹۶۳**
۱۰	۲۴٫۷	۱۸۹٫۱	۳۶	۰٫۰۳۶
۱۱	**۱۴۸٫۲**	**۲۹۵٫۱**	**۵۰۵**	**۰٫۵۰۵**

جدول ۲: نتایج تغییر آرایش بازار برای حذف اضافه بار خطوط انتقال.

روش	هزینه	n	$\Delta P_{line۹}$	$\Delta P_{line۱۱}$
میانگین	۶۱۸٫۹	۳۵۱	-۵۱	۰
CCP ($\alpha=۰٫۳$)	۵۸۷٫۶	۳۰۰	-۴۹	-۱٫۵
CCP ($\alpha=۰٫۵$)	۷۲۱٫۵	۵۰۰	-۵۹	-۶
CCP ($\alpha=۰٫۷$)	۹۷۷٫۶	۷۰۰	-۶۵	-۳۶
CCP ($\alpha=۰٫۹$)	۱۴۷۱٫۸	۸۸۲	-۹۴	-۵۲

شبکه انتقال در این سیستم متشکل از ۱۱ شاخه بین باس‌های مختلف است. اطلاعات بارها و ژنراتورهای سیستم در جداول پیوست آمده است.

در ابتدا برای استخراج توابع چگالی احتمال توان جاری خطوط، پخش بار بهینه احتمالی با استفاده از تکنیک مونت کارلو انجام می‌شود.

تحلیل نتایج پخش بار احتمالی در جدول ۱ مبین این نکته است که در این شبکه و با توجه به میزان بار مصرفی و همچنین عدم قطعیت‌های موجود، احتمال متراکم‌شدن خطوط ۹ و ۱۱ بسیار بیشتر از سایر خطوط است. توابع چگالی احتمال خطوط فوق‌الذکر در شکل‌های ۲ و ۳ به روشنی این موضوع را تأیید می‌کنند.

نتایج تغییر آرایش بازار برای حذف اضافه بار خطوط انتقال با استفاده از دو روش فوق در جدول ۲ نشان داده شده است. برای هر روش، هزینه کل آزادسازی تراکم، تعداد تکرارهای موفق در ارضای قیود احتمالی (n) و میزان کاهش توان خطوط متراکم محاسبه شده‌اند.

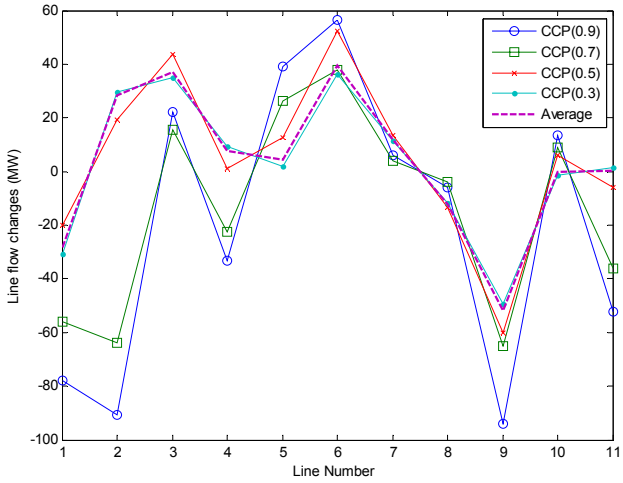
به‌منظور شبیه‌سازی روش پیشنهادی، ۱۰۰۰ نمونه داده تصادفی توسط تکنیک مونت کارلو برای پخش بار بهینه اولیه تولید می‌شوند. هر یک از این داده‌ها نتیجه یک تکرار پخش بار بهینه احتمالی در سیستم است. بنابراین ۱۰۰۰ بردار تصادفی از توان خطوط که با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های سیستم به‌دست آمده‌اند، مبنای انجام مدیریت تراکم احتمالی است. در جدول ۲، نتایج الگوی تغییر آرایش بازار در روش‌های میانگین و CCP مقایسه شده‌اند.

در روش میانگین که با توجه به امید ریاضی توان خطوط انجام می‌شود، آزادسازی تراکم تنها برای خط ۹ انجام می‌شود. دلیل این مسئله آن است که امید ریاضی توان خط ۱۱ کمتر از مقدار ماکزیمم آن است. در این شرایط، تعداد کل حالات موفق (ارضاشدن تمام قیود احتمالی) ۳۵۱ عدد از کل ۱۰۰۰ حالت است.

در روش پیشنهادی، مدیریت تراکم احتمالی برای آزادسازی تراکم خطوط فوق اعمال می‌گردد. هنگامی که CCP با فاکتور $\alpha=۰٫۳$ انجام می‌شود، آزادسازی برای هر دو خط انجام می‌شود به‌طوری که تعداد کل حالات موفق در ارضای تمام قیود احتمالی برابر ۳۰۰ باشد. در این روش، خروجی برنامه با توجه به تغییرات میزان فاکتور α، به‌طور چشمگیری تغییر می‌کند. با افزایش سطح اطمینان، میزان کاهش توان خطوط دارای اضافه بار نیز افزایش می‌یابد. در نتیجه، تعداد تکرارهای موفق در ارضاشدن قیود احتمالی بالاتر می‌رود. با این حال هزینه آزادسازی تراکم نیز افزایش می‌یابد. آنچه مسلم است، انعطاف‌پذیری روش پیشنهادی به‌دلیل وجود فاکتور α از سایر روش‌های موجود بالاتر است. بنابراین بهره‌بردار می‌تواند با مشخص‌کردن α مطلوب، اقدام به آزادسازی تراکم در شبکه نماید.

تغییرات توان جاری خطوط با توجه به روش اعمال‌شده در روش‌های

Archive of SID
www.SID.ir



شکل ۴: تغییرات توان جاری خطوط در روش‌های مختلف.

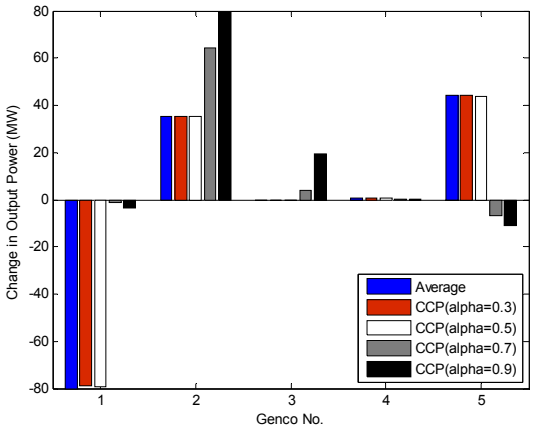
جدول پ- ۱: اطلاعات ژنراتورهای سیستم ۹باسه.

شماره باس	پیشنهادات قیمت		محدودیت توان‌های خروجی	
	C_i^{up} ($/MWh)	C_i^{down} ($/MWh)	P_{MIN} (MW)	P_{MAX} (MW)
۱	۳٫۶	۳٫۱۵	۱۰	۲۵۰
۲	۶	۵٫۴	۱۰	۲۵۰
۳	۵٫۴۷۵	۰٫۹	۱۰	۲۵۰
۴	۴٫۲۷۵	۳	۱۰	۲۵۰
۵	۲٫۴۷۵	۰٫۶	۱۰	۲۵۰

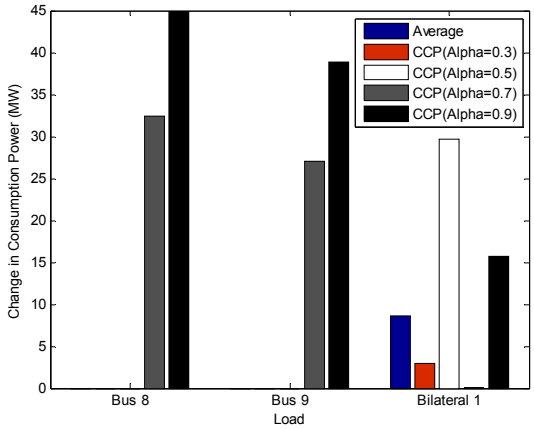
میانگین و پیشنهادی در شکل ۴ نمایش داده شده است. به‌طور کلی، الگوی تغییرات توان خطوط در همه روش‌ها تقریباً یکسان است، اما میزان تغییرات توان‌های جاری تفاوت چشمگیری دارد. به دلیل این که احتمال اضافه بار شدن خطوط ۹ و ۱۱ بسیار بالاتر از احتمال اضافه بار سایر خطوط است، توان این دو خط با افزایش α، کاهش بیشتری پیدا می‌کند. نکته قابل توجه در اینجا آن است که در روش پیشنهادی، فاکتور α تعیین‌کننده میزان کاهش توان خطوط ۹ و ۱۱ است به شکلی که احتمال اضافه بار شدن خطوط شبکه کمتر از میزان مشخص‌شده باشد. برای اطمینان بیشتر از ارضای قیود احتمالی (توان جاری خطوط)، بهره‌بردار شبکه باید α را بزرگ‌تر انتخاب نماید. طبیعی است که در این شرایط هزینه پرداختی بابت آزادسازی تراکم افزایش می‌یابد، اما احتمال نقض قیود سیستم کاهش خواهد یافت.

شکل ۵ میزان تغییرات توان خروجی ژنراتورها را در حالت‌های مختلف آزادسازی تراکم خطوط نشان می‌دهد. ژنراتور شماره ۳ زمانی وارد برنامه مدیریت تراکم می‌گردد که میزان فاکتور α افزایش می‌یابد. در حقیقت با افزایش ضریب اطمینان، نیاز به کاهش توان جاری خطوط متراکم افزایش می‌یابد تا این که احتمال برآورده‌شدن قیود احتمالی بیشتر شود. میزان و نحوه مشارکت ژنراتورهای ۱، ۲ و ۵ نیز با افزایش فاکتور α از ۰٫۵ به‌طور محسوسی تغییر پیدا می‌کند.

در شکل ۶ نتایج مدیریت تراکم در بخش کاهش یا قطع بارها و قراردادهای دوطرفه نشان داده شده است. طبیعی است که با تغییر سطح اطمینان، نحوه مشارکت بارها در پروسه مدیریت تراکم نیز تغییر می‌کند.



شکل ۵: میزان تغییرات توان خروجی ژنراتورها در روش‌های مختلف.



شکل ۶: میزان کاهش یا قطع بارها و قراردادهای دوطرفه در روش‌های مختلف.

۷- نتیجه‌گیری و جمع‌بندی

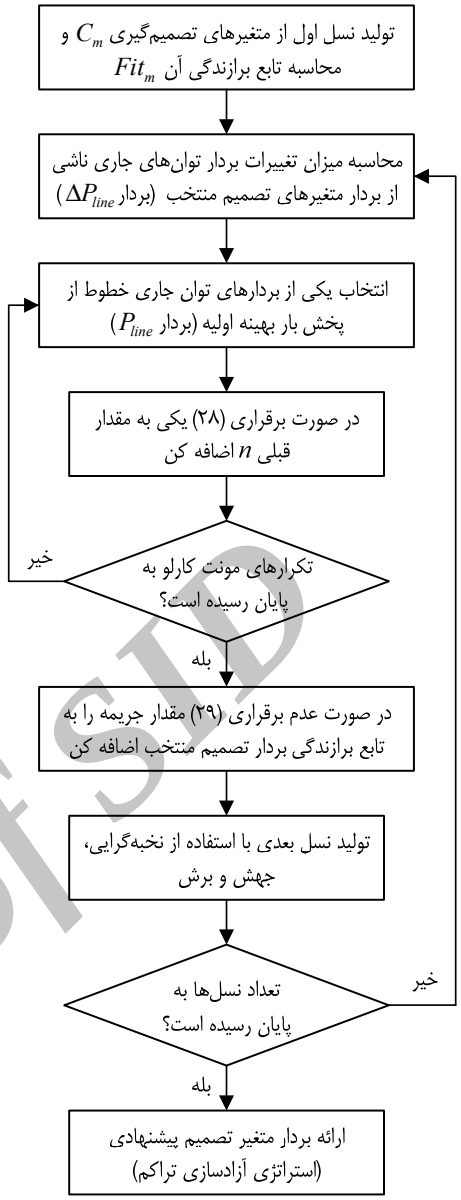
به‌دلیل وجود عدم قطعیت در بهره‌برداری از سیستم قدرت، انجام عملیات مدیریت تراکم به‌صورت دقیق‌تر اجتناب‌ناپذیر است. در حقیقت بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در کوتاه‌مدت، احتمال نقض قیود امنیت سیستم بسیار زیاد می‌گردد. در این مقاله، هدف لحاظنمودن عدم قطعیت‌های سیستم شامل بار، تولید و شبکه انتقال در برنامه مدیریت تراکم بازار روز بعد است. برای این منظور لازم است با مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بخش‌های مختلف سیستم، شرایط بهره‌برداری سیستم به‌صورت هرچه واقعی‌تر مدل گردند تا احتمال نقض قیود امنیت بررسی شده و برای جلوگیری از این امر برنامه‌ریزی شود.

در این مقاله روشی نوین به‌منظور انجام مدیریت تراکم به‌صورت احتمالی ارائه شده است. روش ارائه‌شده، یک روش بهینه‌سازی احتمالی است که در آن قیود امنیت سیستم به‌صورت احتمالی مدل می‌شوند. شرط بهینه‌بودن پاسخ آن است که احتمال برآورده‌شدن قیود امنیت شبکه از حداقل ضریب اطمینان مشخص‌شده توسط بهره‌بردار کمتر نباشد.

در روش پیشنهادی، تمامی حالات ممکن در بهره‌برداری از شبکه با احتمال رخداد هر یک در نظر گرفته می‌شوند و استراتژی‌های پیشنهادی برای آزادسازی تراکم، با توجه به این حالات ممکن در بهره‌برداری اتخاذ می‌گردند. بنابراین استراتژی پیشنهادی نه تنها از جامعیت بالایی برخوردار است، بلکه این اطمینان را به بهره‌بردار می‌دهد که با اتخاذ این روش در شرایط متفاوت سیستم نیز قیود، با ضریب اطمینان قابل قبولی برقرار هستند.

از مزایای دیگر روش پیشنهادی، انعطاف‌پذیری مطلوب آن است، زیرا بهره‌بردار می‌تواند با انتخاب ضریب اطمینان مورد نظر نسبت به آزادسازی تراکم اقدام نماید. بدین ترتیب با مشخص‌کردن حداقل ضریب اطمینان ضروری برای شبکه، استراتژی بهینه برای آزادسازی تراکم به‌دست خواهد آمد.

Archive of SID
www.SID.ir



شکل پ-۱: روندنمای حل مسئله مدیریت تراکم با استفاده از الگوریتم CCP.

پیوست

الگوریتم حل مسئله مدیریت احتمالی تراکم با استفاده از روش ترکیبی ژنتیک کد حقیقی- مونت کارلو در شکل پ-۱ و اطلاعات شبکه ۹باسه تغییریافته در جداول پ-۱ تا پ-۴ آمده است.

جدول پ- ۲: اطلاعات بارهای سیستم ۹باسه.

شماره باس	اندازه بار (مگاوات)	C_j^{down} ($/MWh)
۴	۹۰	۸
۶	۸۰	۸٫۸
۷	۱۰۰	۹٫۶
۸	۱۲۰	۱۰
۹	۱۲۵	۸٫۸

جدول پ- ۳: اطلاعات قراردادهای دوطرفه در سیستم ۹باسه.

شماره قرارداد	از باس	به باس	توان قرارداد (مگاوات)	C_j^{down} ($/MWh)
۱	۲	۴	۵۰	۵
۲	۲	۶	۱۵	۶
۳	۳	۹	۲۵	۶٫۵
۴	۴	۷	۱۰	۵٫۵
۵	۴	۸	۵۰	۶٫۲۵

جدول پ- ۴: اطلاعات شبکه انتقال سیستم ۹باسه.

شماره خط	راکتانس خط (پریونیت)	محدودیت توان عبوری (MW)	FOR
۱	۰٫۰۵۸	۱۵۰	۰٫۰۰۱۱
۲	۰٫۰۵۸	۱۵۰	۰٫۰۰۱۱
۳	۰٫۰۹۲	۱۵۰	۰٫۰۰۱۱
۴	۰٫۱۷۰	۱۵۰	۰٫۰۱۷۵
۵	۰٫۰۵۹	۱۵۰	۰٫۰۱۷۵
۶	۰٫۰۵۹	۱۵۰	۰٫۰۱۲۵
۷	۰٫۱۰۱	۱۵۰	۰٫۰۰۵۰
۸	۰٫۰۷۲	۱۵۰	۰٫۰۰۱۲۵
۹	۰٫۰۶۳	۱۵۰	۰٫۰۰۱۰
۱۰	۰٫۱۶۱	۱۵۰	۰٫۰۰۱۳
۱۱	۰٫۰۸۵	۱۵۰	۰٫۰۰۱۰

مراجع

[1] A. Kumara, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "Congestion management in competitive power market: a bibliographical survey," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 1-3, pp. 153-164, Sep. 2005.

[2] E. Bompard, P. Correia, G. Gross, and M. Amelin, "Congestion management schemes: a comparative analysis under a unified framework," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 346-352, Feb. 2003.

[3] M. I. Alomoush and S. M. Shahidehpour, "Contingency - constrained congestion management with a minimum number of adjustments in preferred schedules," *Int. J. of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 277-290, May 2000.

[4] H. Glavitsch and F. Alvarado, "Management of multiple congested condition in unbundled operation of a power system," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 1013-1019, Aug. 1998.

[5] K. R. S. Reddy, N. P. Padhy, and R. N. Patel, "Congestion management in deregulated power system using FACTS devices," in *Proc. IEEE Power India Conf.*, 8 pp., 2006.

[6] A. Kazemi and R. Sharifi, "Optimal location of thyristor controlled phase shifter in restructured power systems by congestion management," in *Proc. IEEE Int. Conf. on Industrial Technology*, pp. 294-298, 15-17 Dec. 2006.

[7] A. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 554-562, Feb. 2004.

[8] A. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "A zonal congestion management approach using ac transmission congestion distribution factors," *Electric Power Systems Research*, vol. 72, no. 1, pp. 85-93, Nov. 2004.

[9] W. Y. Ng, "Generalized generation distribution factors for power system security evaluations," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 3, pp. 1001-1005, Mar. 1981.

[10] M. Esmaili, H. A. Shayanfar, and N. Amjady, "Multi-objective congestion management incorporating voltage and transient stabilities," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 34, no. 9, pp. 1401-1412, Sep. 2009.

[11] Y. -Y. Hong, C. -N. Chang-Chien, K. -L. Wu, and M. -S. Yang, "Determination of congestion zones in deregulated electricity markets using fuzzy clustering", *Proc. 14th Power System Computation Conf.*, Jun. 2002.

[12] W. Yang, Q. Wan, and Y. Tang, "Congestion management based on dynamic zoning and coordinated auctioning method," in *Proc. 3rd Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, vol. ???, pp. 527-532, 6-9 Apr. 2008.

Archive of SID
www.SID.ir

[13] P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, "Decentralized congestion management of interconnected power systems," *IEE Proc. - Gener. Trans. Disturb*, vol. 149, no. 4, pp. 432-438, Jul. 2002.
[14] L. A. Tuan, K. Bhattacharya, and J. Daalder, "Transmission congestion management in bilateral markets: an interruptible load auction solution," *Electric Power Systems Research*, vol. 74, no. 3, pp. 379-389, 2005.
[15] B. K. Talukdar, A. K. Sinha, S. Mukhopadhyay, and A. Bose, "A computationally simple method for cost - efficient generation rescheduling and load shedding for congestion management," *Int. J. Electrical Power and Energy Systems*, vol. 27, no. 5, pp. 379-388, 2005.
[16] J. Liu, M. M. A. Salama, and R. Mansour, "Identify the impact of distributed resources on congestion management," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 1998-2005, Jul. 2005.
[17] M. Afkousi-Paqaleh, A. R. Noory, A. Abbaspour, and M. Rashidinejad, "Transmission congestion management using distributed generation considering load uncertainty," in *Proc. Power and Energy Engineering Conf. (Asia-Pacific)*, 4 pp., 28-31 Mar. 2010.
[18] J. M. Morales and J. Perez - Ruiz, "Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1594-1601, Nov. 2007.
[19] M. Esmaili, H. A. Shayanfar, and N. Amjady, "Stochastic congestion management considering power system uncertainties," *Iranian J. of Electrical & Electronic Engineering*, vol. 6, no. 1, pp. 36-47, Mar. 2010.
[20] M. Esmaili, N. Amjady, and H. A. Shayanfar, "Stochastic congestion management in power markets using efficient scenario approaches," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 11, pp. 2285-2293, Nov. 2010.
[21] A. Charnes and W. W. Cooper, "Chance constrained programming," *Manage Sci.*, vol. 6, no. 1, pp. 73-79, Oct. 1959.
[22] H. Zhang and P. Li, "Chance constrained programming for optimal power flow under uncertainty," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2417-2424, Nov. 2011.
[23] H. Wan, J. D. McCalley, and V. Vittal, "Risk based voltage security assessment," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1247-1254, Nov. 2000.
[24] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems*, New York: IEEE, Wiley-Inter Science, 2002.
[25] G. Verbic, A. Schellenberg, W. Rosehart, and A. C. Canizares, "Probabilistic optimal power flow applications to electricity markets," in *Proc. Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 6 pp., 2006.
[26] A. Tamtum, A. Schellenberg, and W. D. Rosehart, "Enhancements to the cumulant method for probabilistic optimal power flow studies," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, no. 4, pp. 1739-1746, Nov. 2009.
[27] G. K. Stefopoulos, A. P. Meliopoulos, and G. J. Cokkinides, "Probabilistic power flow with non-conforming electric loads," *Int. J. Electrical Power and Energy Systems*, vol. 27, no. 5, pp. 627-634, 2005.
[28] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, 2nd Ed, Wiley, New York, pp. 440-444, 1996.
[29] N. Yang and F. Wen, "A chance constrained programming approach to transmission system expansion planning," *Electric Power Systems Research*, vol. 75, no. 2-3, pp. 171-177, Aug .2005.
[30] I. G. Damousis, A. G. Bakirtzis, and P. S. Dokopoulos, "Network - constrained economic dispatch using real - coded genetic algorithm," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 198-205, Feb. 2003.

مهرداد حجت مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را در سال ۱۳۸۵ از دانشگاه صنعت آب و برق تهران و مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود در سال ۱۳۸۷ را از دانشگاه فردوسی مشهد دریافت نمود. نام‌برده از سال ۱۳۸۷ در دوره دکترای مهندسی برق دانشگاه فردوسی مشغول تحصیل بوده و هم اینک نیز عضو هیأت علمی دانشگاه آزاد اسلامی (واحد شاهرود) می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه نامبرده شامل مطالعات فنی–اقتصادی بازار برق، بکارگیری الگوریتم‌های هوش مصنوعی، مدلسازی عدم قطعیتهای سیستم قدرت، شبکه‌های الکتریکی هوشمند و انرژی‌های نو می‌باشد.

محمدحسین جاویدی مدارک کارشناسی و کارشناسی ارشد خود را به‌ترتیب در سال‌های ۱۳۵۹ از دانشگاه تهران و ۱۳۶۴ از دانشگاه ناگویای ژاپن هردو در رشته مهندسی برق دریافت نمود. ایشان در سال ۱۳۷۳ موفق به اخذ درجه دکترا در مهندسی برق از دانشگاه مک گیل کانادا گردید و هم‌اکنون استاد تمام دانشکده مهندسی دانشگاه فردوسی مشهد می‌باشد. نام‌برده همچنین عضو و دبیر هیأت تنظیم بازار برق ایران است. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان شامل مطالعات سیستم و تجدید ساختار، انرژی‌های نو و شبکه‌های هوشمند است.

Archive of SID

www.SID.ir