

برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال چندهدفه در شبکه‌های هوشمند با

در نظرگیری منابع پاسخگوی بار و امنیت سیستم

محمد صابری^{*}، مهدی هاتف^۲

^۱گروه مهندسی برق، موسسه آموزش عالی آیندگان، تنکابن، ایران.

^۲مرکز آموزش عالی سما سپاهکل، دانشگاه آزاد اسلامی واحد لاهیجان.

* نویسنده مسئول

چکیده

هدف از برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال (TEP)، یافتن خطوط موردنیاز شبکه با کمترین هزینه سرمایه‌گذاری است؛ بطوریکه با رعایت شاخص‌هایی امنیتی سیستم، بار آینده به شکلی اقتصادی تامین گردد. با توجه به عدم قطعیت بار، تولیدات پراکنده بادی، منابع پاسخگو به بار و رقابتی شدن بازار برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال با چالش‌هایی مواجه شده است که از این رو نیاز به ارائه مدل‌های جدید، بیش از پیش احساس می‌گردد. در این مقاله یک مدل TEP چندهدفه با در نظرگیری هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملکرد و منابع پاسخگو به بار به همراه یک شاخص جهت تعیین امنیت سیستم ارائه می‌شود. این توابع هدف، برای به دست آوردن یک مجموعه راه‌حل‌های غیر غالب، بر اساس اولویت‌های اپراتور (هزینه یا ریسک)، با استفاده از الگوریتم تکاملی قدرت پارتو مبتنی بر روش بهینه‌سازی چندهدفه اجتماع ذرات (SPEA2-MOPSO) بهینه می‌گردند. نتایج این تحقیق بر روی شبکه ۲۴ باسه IEEE-RTS آزمایش گردیده است و روش پیشنهاد با روش‌های MOPSO و MOEA/D مقایسه می‌شود.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال، منابع پاسخگو به بار، الگوریتم بهینه‌سازی چندهدفه اجتماع ذرات

، مزارع بادی.

پذیرش: ۱۳۹۶/۱۱/۲۱

دریافت: ۱۳۹۶/۶/۱۴

۱- مقدمه

برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال (TEP) Transmission Expansion Planning با هدف حداقل سازی هزینه‌ها انجام می‌گیرد به‌گونه‌ای که تقاضای بار در افق برنامه‌ریزی تامین گردد. برنامه‌ریزی توسعه شبکه از گراور (۱۹۷۰) با هدف حداقل کردن هزینه توسعه و در نظر گرفتن قیود تولید نیروگاه‌ها و ظرفیت خطوط با استفاده از روش برنامه‌ریزی خطی شروع شد. با توجه به تجدید ساختار در صنعت برق، نیاز به بازیابی مدل‌ها و روش‌های بکار رفته شده برای حل مسئله TEP احساس شد. نفوذ انرژی‌های تجدید پذیر به‌ویژه نیروگاه‌های بادی در سیستم قدرت به سرعت در حال افزایش است. لزوم در نظر گرفتن اثرات این مزارع در مطالعات TEP به‌عنوان یکی از بخش‌های مهم در برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت امری اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. بعلاوه منابع پاسخگویی به بار (DR) Demand Response در شبکه‌های هوشمند^۱ (smart grids) به‌عنوان نیروگاه‌های مجازی تلقی می‌شوند که می‌توانند کنترل شونده و انعطاف‌پذیری سیستم‌های قدرت را بهبود بخشند (لی و همکاران، ۲۰۱۵).

* E-mail: mp_saberi@yahoo.com

^۱ smart grids

پاسخگویی به بار، مجموعه اقداماتی هستند که برای تغییر الگوی مصرفی برق به منظور پیک زدایی بار، صاف کردن منحنی توان تولیدی نیروگاه‌های تجدید پذیر، به تعویق انداختن هزینه سرمایه‌گذاری خطوط انتقال، بهبود قابلیت اطمینان و جلوگیری از افزایش قیمت‌ها در ساعات پیک بار انجام می‌گیرد (روسکو و آلت، ۲۰۱۰). به‌طور معمول، DR به دو نوع تقسیم می‌گردد. در نوع اول، مصرف‌کنندگان بر اساس مکانیزم مبتنی بر قیمت‌های مشخص، فعالانه انرژی‌شان را تنظیم می‌کنند. در نوع دوم، اپراتورهای سیستم بر طبق یک قرارداد، در باس‌هایی که کمبود تولید وجود دارد، مجازند مستقیماً باران باس را قطع نمایند (لی و همکاران، ۲۰۱۵).

تاکنون مقالات متعددی برای فرموله بندی و حل مسئله TEP پیشنهاد گردیده است. عالمی، پارسا مقدم و یوسفی (۲۰۱۰) مدلی برای مسئله توسعه استاتیک شبکه انتقال ارائه کردند که در آن علاوه بر هزینه‌های احداث شبکه جدید، هزینه بهره‌برداری و هزینه خاموشی و قیود امنیتی لازم لحاظ گردید. ژو و همکاران (۲۰۱۴) مدل جامعی برای پخش بار بهینه با رعایت قیود امنیتی سیستم ارائه کردند. هدف این کار استفاده کردن از اقدامات اصلاحی مانند برنامه‌ریزی مجدد تولید، کاهش بار، کلیدزنی خطوط انتقال و غیره بود به‌گونه‌ای که امنیت سیستم قدرت بازگردانده شود. سیلوا و همکاران (۲۰۰۶) برای مطالعه عدم قطعیت بار، یک مدل TEP پیشنهاد کردند که با استفاده از الگوریتم ژنتیک حل گردید. عزیزاده و همکاران (۲۰۱۳) یک مدل جدید TEP با در نظرگیری عدم قطعیت در هزینه سرمایه‌گذاری خطوط و بار با استفاده از یک روش بهینه‌سازی قدرتمند مبتنی بر برنامه‌نویسی خطی ارائه کردند. لو و همکاران (۲۰۱۴) یک مدل جهت بررسی اثر تولیدات پراکنده Generation Distributed (DG) روی برنامه‌ریزی توسعه خط انتقال ارائه کردند. نتایج این تحقیق بیان نمود DG ها می‌توانند به‌طور فراوانی هزینه‌های سرمایه‌گذاری انتقال را کاهش دهند که این موضوع بستگی بسیاری به مکان DG، توپولوژی شبکه و محدودیت‌های سیستم قدرت دارد. ارفانوس، جرجیلاکیس و هازیاگریو (۲۰۱۳) عدم قطعیت در تولیدات نیروگاه‌های بادی و بار را در مدل TEP با استفاده از روش مونت‌کارلو بکار بردند. خدایی و همکاران (۲۰۱۲) یک الگوریتم برنامه‌ریزی انتقال و تولید پیشنهاد کردند که برای کاهش هزینه‌های عملکرد از منابع DR استفاده شده است. عرب علی و همکاران (۲۰۱۴) یک مدل برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال چندهدفه در محیط بازار برق به همراه تولیدات پراکنده بادی ارائه کردند. تابع هدف بهینه‌سازی شامل هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه جذب سرمایه‌گذاری خصوصی و قابلیت اطمینان سیستم بوده است. در این کار، برای پیدا کردن راه‌حل‌های بهینه پارتو^۱ از الگوریتم ژنتیک با مرتب‌سازی غیر غالب Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) به همراه پخش بار بهینه تصادفی استفاده شده است. کابرا و جیمنز (۲۰۱۷) حل مسئله TEP را با در نظرگیری همزمان سه تابع هدف، حداقل سازی هزینه سرمایه‌گذاری، بهبود سطح ولتاژ گره‌ها و حداقل سازی تلفات با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی چندهدفه ژنتیک ارائه نمودند. حاج‌بهرامی، عبدالمهی و رشیدی‌نژاد (۲۰۱۷) یک مدل TEP چندهدفه با مشارکت منابع DR ارائه نمودند. تابع هدف بهینه‌سازی شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، انباشتگی^۲، ریسک و هزینه‌های تشویقی، به علت مشارکت منابع DR با استفاده از الگوریتم NSGA-II ارائه شده است. لی و همکاران (۲۰۱۵) مدل TEP را با توجه به عدم قطعیت مزارع بادی و بار به همراه مشارکت منابع DR پیشنهاد نمودند. در این مدل، شرکت‌های برق به فراهم آوردن منابع DR به خاطر مشارکتشان در کاهش پیک بار، هزینه‌ای پرداخت کردند. مدل پیشنهادی توانست راه‌حل‌های مصلحت‌جویانه‌ای بین سرمایه‌گذاری خط انتقال و هزینه پاسخگویی به بار فراهم نماید. کیو و همکاران (۲۰۱۶) مدل TEP را با توجه به عدم قطعیت مزارع بادی و بار به همراه مشارکت منابع DR ارائه کردند. در این کار، یک شاخص ریسک اقدامات اصلاحی جهت ارزیابی امنیت سیستم پیشنهاد شد. سپس یک روش بهینه‌سازی چندهدفه جهت انتخاب یک راه‌حل مصلحت‌جویانه بین هزینه‌های کل (شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملکرد و منابع DR) و شاخص ریسک اقدامات اصلاحی ارائه گردید.

¹ Pareto

² Congestion

تاکنون روش‌های بسیار متنوعی برای حل مسئله TEP ارائه شده است. با این حال تحقیقات برای یافتن الگوریتم‌های بهتر همچنان ادامه دارد. در این مقاله، مدل TEP با در نظرگیری عدم قطعیت در توان بادی و هم در بار انجام می‌گیرد. تابع هدف بهینه‌سازی شامل دو بخش است: بخش اول، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملکرد، هزینه منابع پاسخگو به بار و بخش دوم، شاخص ریسک اقدامات اصلاحی قبل و بعد از اغتشاش که معیاری مناسب جهت ارزیابی امنیت سیستم است. همچنین برای پیدا کردن راه‌حل‌های بهینه پارتو از الگوریتم تکاملی چندهدفه مبتنی بر بهینه‌سازی اجتماع ذرات استفاده می‌گردد، (Strength Pareto Evolutionary Algorithm-2 based MOPSO (SPEA2- MOPSO). روش پیشنهادی بر روی شبکه اصلاح شده ۲۴ باسه IEEE مورد بررسی قرار می‌گیرد و نتایج آن با نتایج حاصل از الگوریتم‌های MOPSO و MOEA/D مقایسه می‌شود.

۲- توصیف مسئله

در این بخش، فرموله بندی برنامه‌ریزی توسعه خطوط انتقال چندهدفه ارائه می‌شود که هدف آن حداقل سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملکرد منابع پاسخگو به بار با در نظرگیری شاخص ریسک ناشی از اقدامات اصلاحی جهت ارزیابی امنیت سیستم است. برای واقعی‌تر شدن مسئله، با توجه به حوادث ممکن در سیستم قدرت، برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها، کلید زنی خطوط، حذف بخشی از بار و غیره جهت بازگرداندن امنیت به سیستم، به‌عنوان اقدامات اصلاحی در برنامه پخش بار بهینه مفید شده بر اساس امنیت لحاظ می‌گردد و بر این اساس تابع هدف مسئله TEP به‌صورت زیر فرموله بندی می‌گردد (ژو و همکاران، ۲۰۱۴، کیو و همکاران، ۲۰۱۶).

اولین بخش از تابع هدف O_1 به ترتیب شامل مجموع هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه عملکرد و هزینه پاسخگویی بار می‌باشد. متغیر t بیانگر ساعت است و یک سال ۸۷۶۰ ساعت می‌باشد. در اینجا فرض می‌شود که C_{ij} با طول هر خط متناسب است. در اینجا $C_{ij} = 50$ فرض شده است.

$$Total\ cost = O_1 = \sum_{(i,j) \in \Omega_B} C_{ij} \eta_{ij} + \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{\Omega_G} f_{i,t} + \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{\Omega_D} C_{DRI,t} \quad (1)$$

در این رابطه η_{ij} خط اضافه‌شده بین باس‌های i, j ، f_i هزینه عملکرد ژنراتور i و $C_{DRI,t}$ هزینه تنظیم مصرف‌کنندگان یا هزینه منابع پاسخگو به بار می‌باشد.

$$\min_{P_{Gi}, V_i (i \in \Omega_G)} f = \sum_{i \in \Omega_G} (a_{1i} P_{Gi}^2 + a_{2i} P_{Gi}^2 + a_{3i}) \quad (2)$$

در این رابطه a_{3i} و a_{2i} و a_{1i} بهره‌های هزینه ژنراتورها و P_{Gi} توان اکتیو ژنراتورها هستند. Ω_G بیانگر تعداد باس‌های ژنراتورها می‌باشد. هزینه پاسخگویی به بار C_{DR} شامل مصرف‌کنندگانی است که به علت قطع بار، مصرف برق خود را از دست می‌دهند. به‌طور مثال، خانواده‌ای که در فصل گرم سال با خاموش کردن کولر، رفاه خود را از دست می‌دهد یا رستورانی که با خاموش کردن لامپ‌های تزئینی خود جذابیت مغازه‌اش را از دست می‌دهد. هزینه پاسخگویی به بار با رابطه زیر توصیف می‌شود:

$$C_{DR} = ax_l^2 + b(1 - \theta_l)x_l \quad \forall l \in L \quad (3)$$

مقدار قطع بار هر مصرف‌کننده l به MWh می‌باشد. $l \in L$ کامل مصرف‌کنندگان متصل به یک سیستم قدرت می‌باشد. θ_l ضریب تصحیح تمایل مصرف‌کنندگان می‌باشد که بین ۰ و ۱ است. $\theta_l=0$ بیانگر کمترین تمایل مصرف‌کننده و $\theta_l=1$ بیانگر حداکثر تمایل مصرف‌کننده است. هنگامی که θ_l افزایش می‌یابد، هزینه C_{DR} افزایش می‌یابد زیرا مصرف‌کننده تمایل بیشتری به تامین (مشارکت) در قطع بار دارد. بعلاوه بهره‌های a و b مرتبط با مصرف‌کنندگان می‌باشند. بنابراین در یک بازار پاسخگویی به بار، مصرف‌کننده‌ای که در یک زمان مشخص قطع باری را فراهم می‌کند، بهایی را از طرف شرکت

برق دریافت می‌نماید. دومین بخش تابع هدف، بیانگر سطح ریسک سیستم تحت یک مجموعه اغتشاشات احتمالی است. شاخص ریسک اقدامات اصلاحی (CCRI) به صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$O_2 = CCRI = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{k \in \Omega_c} P_K \cdot CC_{k,t} \quad (4)$$

در اینجا احتمال رخداد، $CC_{k,t}$ هزینه اقدامات اصلاحی مرتبط با رخداد احتمالی، Ω_c مجموعه رخدادهای احتمالی که کنترل (اصلاح) شدند و k تعداد کل رخدادهای احتمالی است. $k = 0$ بیانگر حالت قبل از رخداد و $k > 0$ بیانگر حالت بعد از رخداد می‌باشد.

$$CC_{k,t} = \begin{cases} \sum_{i \in \Omega_G} \alpha_{Gi} \cdot (P_{Gki,t} - P_{Goi,t})^2 & \text{if } \sum_{i \in \Omega_G} P_{Goi,t} \leq \sum_{i \in \Omega_G} P_{Gki,t} \\ \beta \cdot \left(\sum_{i \in \Omega_G} P_{Goi,t} - \sum_{i \in \Omega_G} P_{Gki,t} \right) & \text{else} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} P_{Goi,t}(P_{Di,t} - P_{Dri,t}) - V_{i,t} \sum_{j=1}^n V_{j,t}(G_{ij} \cos \theta_{ij,t} + B_{ij} \sin \theta_{ij,t}) = 0 & i \in \Omega_B \\ Q_{Goi,t} - Q_{Di,t} - V_{i,t} \sum_{j=1}^n V_{j,t}(G_{ij} \sin \theta_{ij,t} + B_{ij} \cos \theta_{ij,t}) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} P_{Gki,t} - (P_{Di,t} - P_{DKi,t}^{curt}) - V_{i,t} \sum_{j=1}^n V_{j,t}(G_{ij} \cos \theta_{ij,t} + B_{jt} \sin \theta_{ij,t}) = 0 & i \in \Omega_B \\ Q_{Gki,t} - Q_{Di,t} - V_{i,t} \sum_{j=1}^n V_{j,t}(G_{ij} \sin \theta_{ij,t} + B_{ij} \cos \theta_{ij,t}) = 0 \end{cases} \quad (7)$$

محدودیت‌های مرتبط با برنامه پخش بار بهینه مقید با امنیت سیستم به صورت زیر می‌باشد:

$$\begin{cases} P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi,t} \leq P_{Gi}^{max}; & \forall i \in \Omega_G \\ Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi,t} \leq Q_{Gi}^{max}; & \forall i \in \Omega_R \end{cases} \quad (8)$$

$$S_{ij}^{min}(\eta^{exist} + \eta_{ij}) \leq S_{ij,t} \leq S_{ij}^{max}(\eta^{exist} + \eta_{ij}); \quad \forall i, j \in \Omega_B \quad (9)$$

$$V_i^{min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{max}; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (10)$$

$$P_{Dri,t} \leq P_{Dri,t}^{max}; \quad \forall i \in \Omega_D \quad (11)$$

$$P_{DKi,t}^{curt} \leq P_{Di,t}; \quad \forall i \in \Omega_D \quad (12)$$

$$Y_{ii} = Y_i^{exist} + \sum (Y_{ij}^{exist} + \eta_{ij} y_{ij}); (i \neq j,) \forall i, j \in \Omega_B \quad (13)$$

$$\begin{cases} Y_{ij} = -(Y_{ij}^{exist} + \eta_{ij} y_{ij}); (i \neq j,) \forall i, j \in \Omega_B \\ \eta_{ij} = \eta_{ij}^{max} \end{cases} \quad (14)$$

در اینجا، t بیانگر زمان، η_{ij} خطوط اضافه‌شده بین گره‌های i, j ، C_{ij} هزینه خطوط اضافه‌شده، y_{ij} ادmittانس جدید مدار، Y_{ij} و Y_{ii} ادmittانس خودی و متقابل بین گره‌های i, j می‌باشد. زیرنویس $exist$ بیانگر و شماره خط موجود ادmittانس خط موجود می‌باشد.

۳- الگوریتم تکاملی قدرت پارتو مبتنی بر روش بهینه‌سازی چندهدفه اجتماع ذرات (SPEA2- (MOPSO

در محیط بازار رقابتی، معمولاً اهداف برنامه‌ریزی توسعه شبکه انتقال باهم در تناقض هستند. با توجه رابطه (۱) و (۴)، مقدار کمتر تابع هدف O_1 مقدار بالاتر تابع هدف O_2 را در پی خواهد داشت. بهینه‌سازی همزمان این هدف‌ها جهت به دست آوردن یک مجموعه‌ای از راه‌حل‌های غیر غالب، اصطلاحاً مجموعه تقریب پارتو نامیده می‌شود و با استفاده از اصل

سلطه‌گری پارتو انجام می‌گیرد. استراتژی حل استفاده‌شده در این کار، الگوریتم PSO می‌باشد. از آنجاکه این استراتژی یک الگوریتم جستجوی چندنقطه‌ای است، می‌تواند مجموعه‌ای از راه‌حل‌های غیر غالب را در اختیار قرار دهد.

در PSO هر راه‌حل توسط یک ذره نشان داده می‌شود. i امین ذره به صورت $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id})$ نشان داده می‌شود. در این فرمول، d ، بعد فضای جستجو می‌باشد. هر ذره بهترین مقادارش به صورت $(P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{id})$ و بهترین موقعیت سراسری ذره به صورت $pg = (Pg_1, Pg_2, \dots, Pg_d)$ نشان داده می‌شود. شتاب هر ذره به صورت $V_i = (V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{id})$ بیان می‌شود. در نهایت ذرات به یکدیگر متصل می‌شوند و تشکیل یک ساختار کامل را می‌دهند و در هر تکرار الگوریتم، شتاب و موقعیت ذره با روابط زیر به‌روزرسانی می‌شوند.

$$V_{id}(t) = wv_{id}(t-1) + C_1r_1(p_{id} - x_{id})(t-1) + C_2r_2(p_{gd} - x_{id})(t-1) \quad (15)$$

$$x_{id}(t) = x_{id}(t-1) + v_{id}(t) \quad (16)$$

N اندازه جمعیت، X ضرب انقباضی است که شتاب ذره را کنترل می‌کند. W ضریب اینرسی است که جستجو و اکتشاف در فضای جستجو را کنترل می‌کند. این ضریب می‌تواند عددی ثابت باشد یا به صورت خطی یا غیرخطی با زمان تغییر کند. R_1 و R_2 متغیرهای تصادفی بین ۰ و ۱ هستند (میشرا، پاندا و مجھی، ۲۰۱۴).

در مجموعه پارتو غالب یک مسئله بهینه‌سازی M هدفه، یک راه‌حل به راه‌حل دیگر غلبه می‌کند اگر:

$$\forall i f_i(p) \leq f_i(q), \quad \text{and } \exists j, \quad \text{such that } f_j(p) < f_j(q) \quad (17)$$

که $f_i \mid i=1, \dots, M$ توابع هدف هستند (ساهو، جانگولی و داس، ۲۰۱۱). مجموعه راه‌حل‌های غیر غالب بهینه به‌عنوان مجموعه بهینه پارتو نام‌گذاری می‌شود که در آن، همه راه‌حل‌ها از درجه اهمیت یکسانی برخوردارند و هیچ‌یک نسبت به دیگری برتری ندارد. دو هدف اصلی مبتنی بر پارتو، به دست آوردن همگرایی و تنوع بهتر در بین جواب‌ها هست. یکی از روش‌ها برای برآورده کردن این هدف‌ها، انتخاب راهنماست. انتخاب راهنما یعنی:

$$PV_{i\theta}^{iter+1} = PV_{i\theta}^{iter} + \phi_1 r_1 (pbest_{i\theta}^{iter} - X_{i\theta}^{iter}) + \phi_2 r_2 (nbest_{i\theta}^{iter} - X_{i\theta}^{iter}) \quad (18)$$

از آنجاکه در یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه، چندین هدف وجود دارد، هیچ‌یک از اهداف نمی‌تواند به‌عنوان فیتنس یک ذره استفاده شود. در SPEA2، یک مقدار فیتنس (FITNESS) بر اساس قدرت غیر غالبش و تراکم اطرافش انتخاب می‌گردد (ساهو، جانگولی و داس، ۲۰۱۱، زیزلر، لاومان و تیل، ۲۰۰۱). در SPEA2_MOPSO به‌منظور حفظ کردن راه‌حل‌های غیر غالب یافته شده توسط الگوریتم بهینه‌سازی، یک آرشیو نخبه ایجاد می‌شود. انتخاب راهنما در SPEA2_MOPSO با مقدار فیتنس هر ذره از طریق استفاده از توپولوژی همسایگی انجام می‌شود. به‌طور مثال در توپولوژی بهترین سراسری بهترین ذره بر اساس مقدار فیتنس، به‌عنوان راهنما برای تمام ذرات در نظر گرفته می‌شود. در توپولوژی بهترین محلی راهنما برای یک ذره بر اساس مقادیر فیتنس ذرات همسایه‌اش انتخاب می‌شود. SPEA2 دو جمعیت را کنترل می‌کند، یعنی آرشیو نخبه (A) و جمعیت MOPSO تکرار کنونی (B). گام‌های انتخاب FITNESS به‌صورت زیر می‌باشند. قدرت هر عضو به‌صورت زیر تعریف می‌شود (ساهو، جانگولی و داس، ۲۰۱۲):

$$\delta(i) = \sum_{j \in (A+B)} h_{ij} \quad (19)$$

مجموع قدرت سلطه‌گر به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\xi_R(i) = \sum_{j \in (A+B) \wedge i > j} \delta(i) \quad (20)$$

در نهایت فیتنس هر عضو از جمع فیتنسش و تراکم اطرافش محاسبه می‌شود. تراکم هر عضو $\xi(i)$ به‌صورت عکس فاصله نزدیک‌ترین نقطه تعریف می‌گردد. فیتنس عضو I ام به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\gamma(i) = \xi_R(i) + \zeta(i) \quad (21)$$



مراحل اصلی الگوریتم SPEA2-MOPSO در حل مسئله TEP در ادامه بیان می‌گردد.

- جمعیت آرشیو نخبه ($A = \emptyset$) و جمعیت MOPSO موردنظر (B) را مقداردهی اولیه نمایید.
- پارامترهای حداکثر تکرار الگوریتم، اندازه جمعیت و اندازه آرشیو نخبه را تنظیم نمایید.
- از جمعیت B، راه‌حل‌های غیر غالب را پیدا کنید و سپس آن‌ها را به ماتریس A منتقل نمایید.
- راه‌حل‌های غیر غالب نتیجه را تعیین کنید و سپس ماتریس A را به روز رسانی نمایید.
- با استفاده از روابط (۱۹ تا ۲۱)، تابع فیتنس همه اعضای ماتریسهای A و B را به دست بیاورید.
- در صورتی که اندازه ماتریس A بزرگ‌تر از اندازه آرشیو نخبه باشد، فواصل اقلیدسی بین تمامی راه‌حل‌های همسایه (τ) را محاسبه کنید و آن‌ها را به صورت صعودی مرتب‌سازی نمایید.
- تعداد راه‌حل‌های ماتریس A با τ کم‌تر را حذف کنید.
- در صورتی که اندازه ماتریس A کوچک‌تر از اندازه آرشیو نخبه باشد، آن‌گاه راه‌حل‌های غالب با بهترین فیتنس را وارد کنید.
- استراتژی‌های اقدامات اصلاحی را تعیین نمایید:

۱) بر اساس راه‌حل‌های TEP یافته شده، جبهه پارتو بهینه را برای شبیه‌سازی کردن پخش بار مقید شده با مشارکت منابع DR استفاده کنید. به منظور برآورده کردن محدودیت امنیتی سیستم، توزیع تولید ژنراتورها به‌عنوان حالت عملکرد اولیه سیستم در نظر گرفته می‌شود.

۲) برای هر رخداد احتمالی برنامه‌ریزی مجدد تولید با استفاده از رابطه (۵) انجام می‌گیرد.

۳) اگر همچنان محدودیت‌های سیستم نقض شده‌اند، کاهش (حذف) بار با استفاده از رابطه (۵) انجام می‌شود. توجه شود که این پروسه بر اساس حداقل سازی حذف بار کلی می‌باشد نه بر اساس حداقل سازی هزینه ژنراتورها.

➤ اگر شرایط خاتمه الگوریتم محقق شده است (که در اینجا رسیدن به حداکثر تکرار می‌باشد)، آنگاه توقف کنید، در غیر این صورت به تکرار بعدی بروید.

همانطور که در شکل ۱ دیده می‌شود، تصمیم‌گیری توسعه خط η به صورت کدهای با عدد صحیح نمایش داده می‌شوند. عدد ۰ یعنی هیچ خط جدیدی ساخته نشود. حداکثر خط جدید ساخته شده به صورت موازی، ۳ در نظر گرفته می‌شود.

دو خط در مسیر سوم افزوده شود

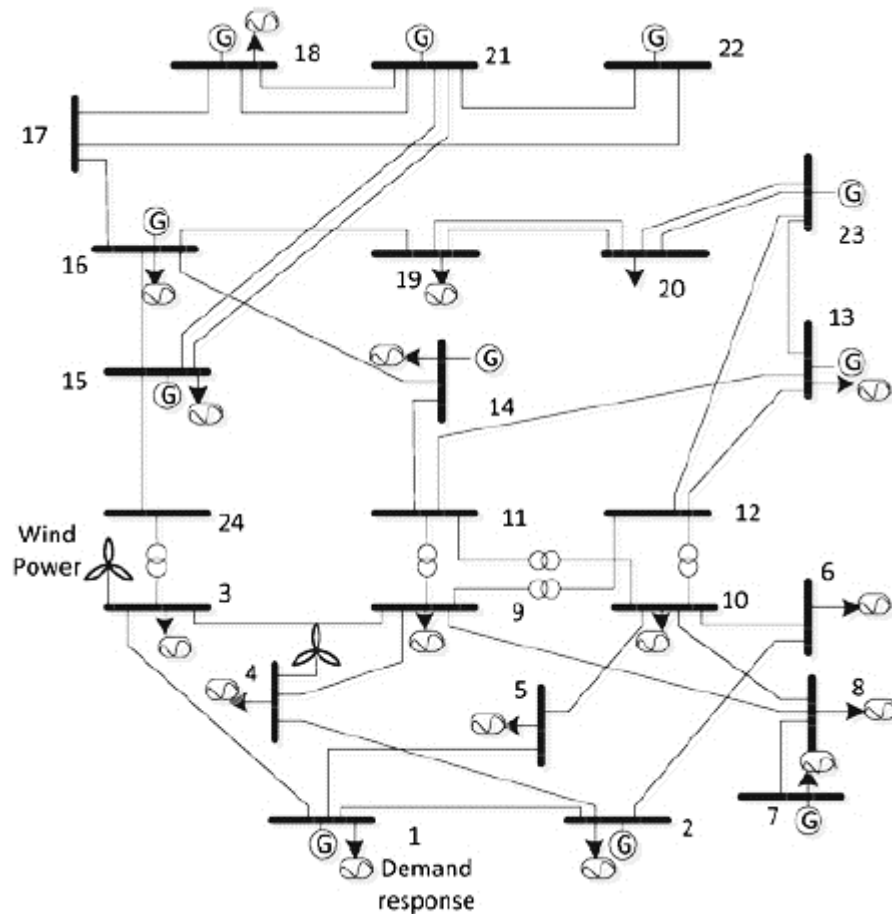


شکل ۱- تصمیم‌گیری توسعه خط به صورت کد.

۴- نتایج شبیه‌سازی

مدل TEP پیشنهادی بروی سیستم ۲۴ باسه IEEE-RTS آزمایش می‌شود (کیو و همکاران، ۲۰۱۶). دیاگرام تک‌خطی این سیستم در شکل ۲ نشان داده شده است. پیک بار، 3090 MW و ظرفیت کل ژنراتور، 4900 MW می‌باشد. دو مزرعه بادی با سطح نفوذ ۱۰٪ (490MW) در باس‌های ۳ و ۴ قرار داده شده‌اند. سرعت Cut-in، Cut-out و نامی توربین‌ها به ترتیب ۵، ۲۵ و ۱۵ متر بر ثانیه می‌باشد. منابع DR در تمام باس‌ها در نظر گرفته شده‌اند و قیمت میانگین در لی و همکاران (۲۰۱۵)

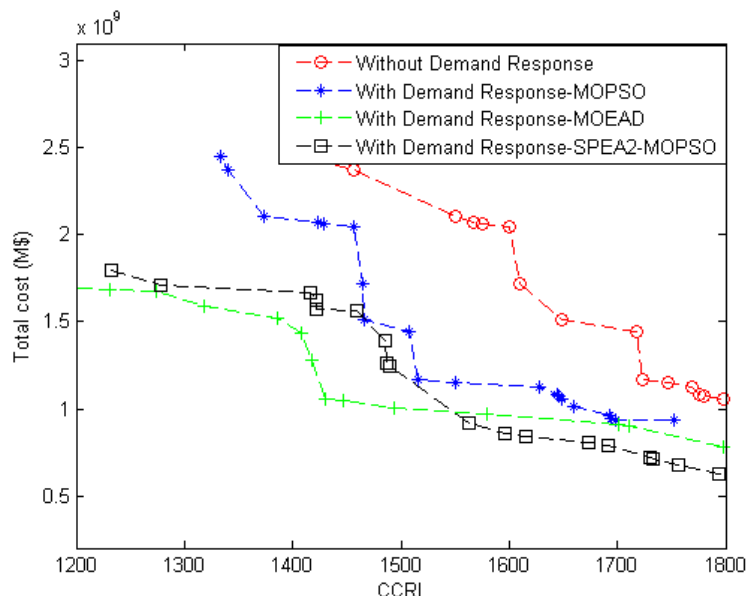
قابل مشاهده است. فرض می‌کنیم که توسعه شبکه برای ۵ سال و نرخ رشد بار سالانه ۰.۵٪ است. ظرفیت خطوط جدید ۱۲۰ MVA و هزینه سرمایه‌گذاری خط $50 \text{ M}\$/100\text{km}$ فرض می‌شود. احتمال رخداد تمامی حوادث برابر ۰.۰۱ فرض شده است.



شکل ۲- سیستم ۲۴ باسه IEEE-RTS با منابع پاسخگو به بار.

به منظور بررسی تاثیر پاسخگویی بار بر مدل TEP، نتایج با و بدون در نظرگیری هزینه منابع پاسخگو به بار ارائه می‌شود. نتایج حاصل از رابطه بین دو تابع هدف یعنی هزینه کل و شاخص CCR، با استفاده از روش بهینه‌سازی چندهدفه MOEA/D، MOPSO و روش پیشنهادی SPEA2-MOPSO در شکل ۳ نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که CCRI کمتر، متناسب است با هزینه کل بالاتر. برای رسیدن به یک سطح ریسک مشابه، هزینه کل با در نظرگیری منابع DR کمتر از هزینه کل بدون در نظرگیری منابع DR است. بدون در نظرگیری منابع DR، محدوده شاخص CCRI بین ۱۳۹۰ تا ۱۸۰۰ می‌باشد در حالی که محدوده هزینه کل ۳۰۵۳ تا ۹۳۸ M\$ است. با در نظرگیری منابع DR و با استفاده از روش MOPSO، محدوده شاخص CCRI بین ۱۳۳۳ تا ۱۷۵۲ است و هزینه کل مرتبط با آن در محدوده ۲۴۵۳ تا ۹۳۱ M\$ است. با در نظرگیری منابع DR و با استفاده از روش MOEA/D محدوده CCRI بین ۱۰۸۶ تا ۱۷۹۸ و هزینه کل مرتبط با آن در محدوده ۲۲۱۱ تا ۶۸۲ M\$ است. در نهایت با در نظرگیری منابع DR و روش پیشنهادی SPEA2-MOPSO، CCRI در محدوده ۱۸۶۲ تا ۱۲۳۳ و هزینه کل مرتبط با آن در محدوده ۱۸۰۵ تا ۴۹۵ M\$ می‌باشد.





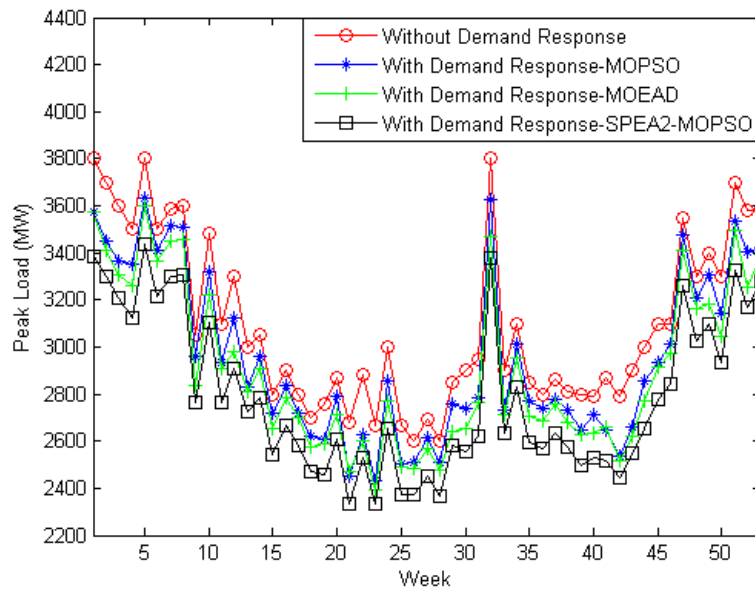
شکل ۳- رابطه بین CCRI و هزینه کل با و بدون در نظرگیری منابع DR، با استفاده از سه روش MOEA/D، MOPSO و SPEA2-MOPSO.

نتایج خطوط اضافه شده با و بدون در نظرگیری DR و سه روش بهینه سازی در جدول ۱ آورده شده است. دیده می شود که بدون در نظرگیری DR و به منظور جذب ظرفیت مزارع بادی واقع در باس های ۳ و ۴، نیاز است که توانایی ظرفیت انتقال شبکه افزایش یابد و خطوط جدیدتری در بخش های ضعیف شبکه افزوده شوند. در ضمن تکرار خطوط در هر حالت، نشان دهنده اهمیت آن در بهبود وضعیت شبکه می باشد.

جدول ۱- نتایج برنامه ریزی خطوط اضافه شده با و بدون در نظرگیری منابع DR، با استفاده از سه روش MOEA-D، MOPSO و SPEA2-MOPSO.

DR بدون	خطوط اضافه شده جدید پیشنهادی
MOPSO و روش DR با	$\eta_{1-2} = 1, \eta_{2-4} = 2, \eta_{5-10} = 3, \eta_{9-12} = 1, \eta_{10-11} = 1, \eta_{3-9} = 1,$ $\eta_{8-7} = 2, \eta_{2-6} = 1, \eta_{16-17} = 1$
MOEA/D و روش DR با	$\eta_{2-4} = 2, \eta_{3-9} = 1, \eta_{8-9} = 1, \eta_{9-12} = 1, \eta_{12-23} = 1, \eta_{16-17} = 1,$
MOEA/D و روش DR با	$\eta_{16-17} = 1, \eta_{3-9} = 2, \eta_{12-23} = 2, \eta_{2-4} = 1, \eta_{1-2} = 1$
SPEA2-MOPSO و روش DR با	$\eta_{2-4} = 1, \eta_{19-20} = 1, \eta_{6-10} = 1, \eta_{16-17} = 1, \eta_{1-2} = 1$

برای بررسی پروفیل های روزانه بار و DR، مقادیر میانگین سالیانه بار، هزینه DR و سرعت باد در ۲۴ ساعت را در نظر می گیریم (کیو و همکاران، ۲۰۱۵). معمولاً پاسخگویی بار در ساعات اوج مصرف (۷ بعد از ظهر) اتفاق می افتد ولی با این حال به منظور متعادل سازی توان بادی، پاسخگویی به ابر می تواند در دیگر ساعات هم اتفاق بیفتد. با توجه به نوسانی بودن توان بادی، به منابع رزرو و کنترلی پشتیبانی نیاز می باشد که این خود باعث افزایش هزینه اقدامات کنترلی و پیچیدگی سیستم می شود. نتایج کاهش پیک بار هفتگی در شکل ۴ نشان داده شده است. بدون DR، پیک بار 3812 MW بوده و با در نظرگیری DR با استفاده از روش MOPSO، ۳۶۳۱ مگاوات، با استفاده از روش MOEA/D، ۳۵۹۷ مگاوات و با استفاده از روش SPEA2-MOPSO، ۳۴۳۶ مگاوات به دست می آید. در مقایسه با دیگر روش ها، روش SPEA2-MOPSO کاهش پیک بار بیشتری را منجر می شود چون آن راه حل های پارتو بهینه تری را نتیجه می دهد. بنابراین روش پیشنهادی می تواند به طور مؤثرتری توسعه شبکه انتقال را به تعویق بیندازد و کارآمدی سیستم را ارتقاء دهد.



شکل ۴- کاهش پیک بار هفتگی با استفاده از سه روش MOPSO، MOEA-D، SPEA2-MOPSO.

با توجه به حضور مزارع بادی، تاثیر سطح نفوذ آن‌ها را نیز در مدل TEP خود بررسی نمودیم. این نتایج در جدول ۲ آورده شده‌اند. دیده می‌شود که افزایش ظرفیت مزارع بادی ضرورتاً باعث کاهش بیشتر پیک بار نمی‌شود اما در سطح نفوذهای بالاتر، هزینه‌های مرتبط با سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و پاسخگویی به بار به همراه شاخص امنیت CCRI افزایش قابل‌ملاحظه‌ای می‌یابند. با افزایش سطح نفوذ توان بادی، به خطوط بیشتری برای جذب توان بادی نیاز می‌باشد که این باعث افزایش هزینه سرمایه‌گذاری خطوط می‌شود. از طرفی دیگر با توجه به نوسانی بودن توان بادی، عدم قطعیت بیشتری در عملکرد ژنراتورها خواهیم داشت و هزینه منابع پاسخگو به بار بخصوص در دوره کمبود توان بادی افزایش می‌یابد و مقدار ریسک امنیتی اقدامات کنترلی CCRI نیز افزایش خواهد یافت. با استفاده از روش SPEA2-MOPSO، با افزایش سطح نفوذ توان بادی از ۱۰٪ به ۳۰٪، هزینه کل از ۵۸۰٫۶۶ به ۶۹۷٫۸ و شاخص CCRI از ۱۲۷۷٫۶ به ۱۴۰۵٫۴ افزایش می‌یابد. این در حالی است که با استفاده از روش MOEA/D هزینه کل از ۱۰۵۰٫۱ به ۱۲۶۰٫۱ و شاخص CCRI از ۱۳۱۷٫۵ به ۱۶۰۲٫۷ و با روش MOPSO، هزینه کل از ۱۰۸۰٫۸ به ۱۲۹۷ و شاخص CCRI از ۱۴۶۶٫۷ به ۱۶۱۳٫۴ افزایش می‌یابند.

جدول ۲- نتایج در سطح نفوذهای بادی مختلف.

پیک بار (مگاوات)	CCRI	هزینه کل M\$	موارد	درصد نفوذ بادی %
۳۸۱۲	۱۴۵۷	۲۳۷۵٫۱	بدون DR	
۳۶۳۱	۱۴۶۶٫۷	۱۰۸۰٫۸	MOPSO	۱۰
۳۵۹۷	۱۳۱۷٫۵	۱۰۵۰٫۱	MOEA-D	
۳۴۳۶	۱۲۷۷٫۶	۵۸۰٫۶۶	SPEA2-MOPSO	
۳۸۱۲	۱۵۲۹٫۹	۲۶۱۲	بدون DR	
۳۶۳۱	۱۵۴۰	۱۱۸۸٫۹	MOPSO	۲۰
۳۵۹۷	۱۳۸۳٫۴	۱۱۵۵٫۱	MOEA-D	
۳۴۳۶	۱۳۴۱٫۵	۶۳۸٫۷۲	SPEA2-MOPSO	
۳۸۱۲	۱۶۰۲٫۷	۲۸۵۰٫۱	بدون DR	
۳۶۳۱	۱۶۱۳٫۴	۱۲۹۷	MOPSO	۳۰
۳۵۹۷	۱۴۴۹٫۳	۱۲۶۰٫۱	MOEA-D	
۳۴۳۶	۱۴۰۵٫۴	۶۹۷٫۸	SPEA2-MOPSO	



در این مقاله یک مدل برنامه ریزی توسعه شبکه انتقال چندهدفه ارائه شد که در آن هزینه مرتبط با سرمایه گذاری جدید و هزینه عملکرد سیستم با در نظرگیری منابع پاسخگو به بار و نیز شاخص تعیین امنیت سیستم لحاظ می شود. با توجه به اینکه با افزایش هزینه ها، ریسک ناامن شدن سیستم کاهش می یابد، لذا یک روش مصلحت جویانه بنام الگوریتم تکاملی قدرت پارتو مبتنی بر روش بهینه سازی چندهدفه اجتماع ذرات SPEA2-MOPSO جهت انتخاب راه حل های بهینه پارتو بر اساس اولویت های اپراتور (هزینه یا ریسک) پیشنهاد شد. در مدل TEP، عدم قطعیت بار و مزارع بادی به همراه مشارکت منابع پاسخگویی به بار در نظر گرفته شد. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که مشارکت در پاسخگویی به بار باعث کاهش هزینه های سرمایه گذاری و عملکرد و بهبود امنیت سیستم می شود. بعلاوه، کارآمدی الگوریتم پیشنهادی با نتایج حاصل از الگوریتم های MOEA/D و MOPSO مورد مقایسه قرار گرفت. بنابراین مدل TEP پیشنهادی می تواند ابزاری سودمند جهت تصمیم گیری های انعطاف پذیر برای برنامه ریزان انتقال در شبکه های هوشمند باشد.

منابع انگلیسی

- Garver, L. L. (1970). Transmission network estimation using linear programming. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, (7), 1688-1697.
- Li, C., Dong, Z., Chen, G., Luo, F., & Liu, J. (2015). Flexible transmission expansion planning associated with large-scale wind farms integration considering demand response. *IET generation, transmission & distribution*, 9(15), 2276-2283.
- Roscoe, A. J., & Ault, G. (2010). Supporting high penetrations of renewable generation via implementation of real-time electricity pricing and demand response. *IET renewable power generation*, 4(4), 369-382.
- Aalami, H. A., Moghaddam, M. P., & Yousefi, G. R. (2010). Modeling and prioritizing demand response programs in power markets. *Electric power systems research*, 80(4), 426-435.
- Xu, Y., Dong, Z. Y., Zhang, R., Wong, K. P., & Lai, M. (2014). Solving preventive-corrective SCOPF by a hybrid computational strategy. *IEEE transactions on power systems*, 29(3), 1345-1355.
- Silva, I. D. J., Rider, M. J., Romero, R., & Murari, C. A. (2006). Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE transactions on power systems*, 21(4), 1565-1573.
- Alizadeh, B., Dehghan, S., Amjady, N., Jadid, S., & Kazemi, A. (2013). Robust transmission system expansion considering planning uncertainties. *IET generation, transmission & distribution*, 7(11), 1318-1331.
- Luo, F., Zhao, J., Qiu, J., Foster, J., Peng, Y., & Dong, Z. (2014). Assessing the transmission expansion cost with distributed generation: An Australian case study. *IEEE transactions on smart grid*, 5(4), 1892-1904.
- Orfanos, G. A., Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2013). Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration. *IEEE transactions on power systems*, 28(2), 1355-1362.
- Khodaei, A., Shahidehpour, M., Wu, L., & Li, Z. (2012). Coordination of short-term operation constraints in multi-area expansion planning. *IEEE transactions on power systems*, 27(4), 2242-2250.
- Arabali, A., Ghofrani, M., Etezadi-Amoli, M., Fadali, M. S., & Moeini-Aghaie, M. (2014). A multi-objective transmission expansion planning framework in deregulated power systems with wind generation. *IEEE transactions on power systems*, 29(6), 3003-3011.
- Cabrera, N. G., & Jimenez, J. T. (2017). Transmission expansion planning systems using algorithm genetic with multi-objective criterion. *IEEE latin america transactions*, 15(3), 563-568.
- Hajebrahimi, A., Abdollahi, A., & Rashidinejad, M. (2017). Probabilistic multiobjective transmission expansion planning incorporating demand response resources and large-scale distant wind farms. *IEEE systems journal*, 11(2), 1170-1181.
- Li, C., Dong, Z., Chen, G., Luo, F., & Liu, J. (2015). Flexible transmission expansion planning associated with large-scale wind farms integration considering demand response. *IET generation, transmission & distribution*, 9(15), 2276-2283.
- Qiu, J., Dong, Z. Y., Meng, K., Xu, Y., Zhao, J., & Zheng, Y. (2016). Multi-objective transmission expansion planning in a smart grid using a decomposition-based evolutionary algorithm. *IET generation, transmission & distribution*, 10(16), 4024-4031.
- Mishra, S. K., Panda, G., & Majhi, R. (2014). A comparative performance assessment of a set of multiobjective algorithms for constrained portfolio assets selection. *Swarm and evolutionary computation*, 16, 38-51.
- Sahoo, N. C., Ganguly, S., & Das, D. (2011). Simple heuristics-based selection of guides for multi-objective PSO with an application to electrical distribution system planning. *Engineering applications of artificial intelligence*, 24(4), 567-585.
- Zitzler, E., Laumanns, M., & Thiele, L. (2001). SPEA2: Improving the strength Pareto evolutionary algorithm. *TIK-report*, 103.
- Sahoo, N. C., Ganguly, S., & Das, D. (2012). Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating sectionalizing switches and tie-lines using particle swarm optimization. *Swarm and evolutionary computation*, 3, 15-32.