

برنامه‌ریزی احتمالاتی توأم شبکه‌های توزیع اولیه و ثانویه با استفاده از روش ابتکاری- ترکیبی با الگوریتم ژنتیک

سجاد گلشن‌نواز^{۱*}، مصطفی اسماعیلی^۲

^۱استادیار گروه مهندسی برق قدرت، دانشگاه ارومیه، ارومیه، ایران

s.golshannavaz@urmia.ac.ir

^۲استادیار دانشکده مهندسی کامپیوتر و صنایع، دانشگاه صنعتی بیرجند، بیرجند، ایران

esmaeeli@birjandut.ac.ir

چکیده: برنامه‌ریزی سیستم توزیع یک مسئله پیچیده، غیرخطی و دارای متغیرهای گسسته است. اگرچه به دلیل پیچیدگی مسئله بیشتر محققین به بهینه‌سازی شبکه‌های اولیه و ثانویه به‌طور مجزا پرداخته‌اند، اما حل مجزای آن‌ها دقت پاسخ به‌دست‌آمده را کاهش می‌دهد و لازم است برنامه‌ریزی توأم آن‌ها مورد توجه بیشتر قرار گیرد. برای حل مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع، روش‌های مختلفی ارائه شده است که یکی از پرکاربردترین آن‌ها، روش‌های مبتنی بر الگوریتم ژنتیک است. با توجه به عدم قطعیت موجود در پارامترهای شبکه توزیع، روش الگوریتم ژنتیک، متداول برای برنامه‌ریزی احتمالاتی شبکه‌های بزرگ، بسیار زمان‌بر و بعضاً غیر کارآمد است. در این مقاله، با الهام از یک شیوه سنتی در جایابی ترانسفورماتورهای توزیع و ترکیب آن با الگوریتم ژنتیک، یک روش ابتکاری ارائه شده است که با محدود کردن فضای پاسخ مسئله، در یافتن پاسخ بهینه برنامه‌ریزی احتمالاتی، بسیار کارآمد است. برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های موجود در شبکه، یک مجموعه سناریو بر اساس توزیع احتمالی پارامترها تعریف می‌گردد. مدل پیشنهادی بر روی دو سیستم نمونه با ابعاد متفاوت پیاده‌سازی شده و کارایی روش پیشنهادی، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی احتمالاتی توأم، ترانسفورماتور، سیستم توزیع، عدم قطعیت، فیدرهای توزیع.

* نویسنده مسئول

و غیرخطی بودن تابع هدف و قیود مسئله می‌تواند به‌راحتی در فرمول‌بندی مسئله گنجانده شود. علاوه بر این، روش‌های بهینه‌سازی ابتکاری معمولاً مقاوم هستند و پاسخ‌های نزدیک به بهینه‌ای را برای مسائل پیچیده و بزرگ فراهم می‌کنند. اگرچه هیچ تضمینی وجود ندارد که این روش‌ها پاسخ بهینه کل را بیابند. در سال‌های اخیر، روش‌های ابتکاری متعددی برای حل مسئله DSP پیشنهاد شده است و هر سال بر تعداد این روش‌های ابتکاری افزوده می‌شود. مهم‌ترین روش‌های ابتکاری استفاده‌شده برای حل مسئله DSP شامل الگوریتم ژنتیک^۱ (GA) [۱۰]، جستجوی تابو [۱۱]، بهینه‌سازی اجتماع ذرات [۶] و سیستم کلونی مورچگان [۱۲] می‌باشند. البته در سال‌های اخیر روش جستجوی غذای باکتری‌ها [۱۳]، الگوریتم تبرید شبیه‌سازی‌شده یا سرد کردن تدریجی فلزات [۱۴] و کلونی مصنوعی زنبورعسل [۱۵] برای حل مسئله DSP استفاده شده‌اند. از بین روش‌های ابتکاری فوق، روش GA متداول‌تر می‌باشد و به‌طور گسترده برای حل مسئله DSP استفاده شده است [۱۰، ۱۶].

از ترکیب روش‌های ابتکاری با روش‌های کاربردی، الگوریتم‌های ابتکاری کاربردی پدید آمده است. این الگوریتم‌ها روش‌هایی هستند که متناسب با اهداف مسئله برای حالت خاصی پیشنهاد شده و موجب بهبود فرایند یافتن پاسخ بهینه مسئله می‌گردند. مسئله DSP با الگوریتم‌های کاربردی متنوعی حل شده است. یک روش درخت پوشای کمینه، مسئله مسیریابی فیدرها را در شبکه‌های توزیع حل می‌کند [۱۷]. در مرجع [۱]، یک الگوریتم ابتکاری، برای حل مسئله DSP توسعه داده شده است تا بهترین استراتژی طراحی را برای شبکه‌های LV شناسایی کند. در مرجع [۱۸]، نواحی جغرافیایی شبکه توزیع ثانویه به چند ناحیه کوچک‌تر تقسیم شده است و مسئله DSP شبکه LV به‌طور مستقل در هر ناحیه با ترکیب روش‌های ابتکاری و تکنیک‌های دسته‌بندی حل شده است.

نویسندگان این مقاله، برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع LV و MV را به صورت مجزا به ترتیب در مراجع [۱۹، ۱۶] ارائه کرده‌اند. از آنجا که شبکه‌های فوق بر یکدیگر تأثیر متقابل دارند لازم است که برنامه‌ریزی آن‌ها به صورت هم‌زمان صورت گیرد. اگرچه حجم و گستردگی متغیرهای مسئله، ماهیت و تعدد قیود سبب شده است که پژوهشگران اغلب با صرف‌نظر از خطای فوق به برنامه‌ریزی مجزای شبکه‌های فوق بپردازند. در تکمیل مطالعات قبلی و به‌منظور در نظر گرفتن اثر متقابل شبکه‌های LV و MV، در این مقاله به برنامه‌ریزی هم‌زمان این

مطالعات برنامه‌ریزی سیستم قدرت در سطوح مختلف تولید، انتقال و توزیع انجام می‌پذیرد [۱]. برنامه‌ریزی سیستم توزیع^۱ (DSP) یکی از مهم‌ترین موضوعات در مطالعات سیستم قدرت می‌باشد. سیستم توزیع از شبکه‌های اولیه یا فشار متوسط^۲ (MV) و ثانویه یا فشار ضعیف^۳ (LV) تشکیل شده است. هدف از فرایند برنامه‌ریزی شبکه LV تعیین محل، تعداد و ظرفیت بهینه ترانسفورماتورهای توزیع و تخصیص نقاط بار به ترانسفورماتورها و هدف از برنامه‌ریزی شبکه MV تعیین محل و ظرفیت بهینه پست‌های فوق توزیع و فیدرهای^۴ MV است به‌گونه‌ای که هزینه‌های مربوط به آن‌ها حداقل گردد. علاوه بر این باید قیدها و محدودیت‌های مسئله برنامه‌ریزی برآورده گردند. مجموعه ویژگی‌های فوق، سبب می‌شود که مسئله برنامه‌ریزی یک مسئله بسیار پیچیده، غیرخطی و دارای متغیرهای گسسته باشد که یافتن پاسخ بهینه آن بسیار دشوار می‌باشد. باوجوداینکه حل مجزای مسئله‌های برنامه‌ریزی شبکه‌های LV و MV، دقت پاسخ به‌دست‌آمده را کاهش می‌دهد اما به دلیل پیچیدگی مسئله، بسیاری از محققین در زمینه برنامه‌ریزی سیستم توزیع، برنامه‌ریزی شبکه‌های MV و LV را به‌طور مستقل از یکدیگر مورد توجه قرار داده‌اند [۳، ۲] و تنها تعداد اندکی از محققین [۴-۶] به برنامه‌ریزی هم‌زمان هر دو شبکه به‌صورت یک طرح جامع پرداخته‌اند. هرچند در این مطالعات، از عدم قطعیت‌های موجود در سیستم صرف‌نظر شده است و مسئله در قالب برنامه‌ریزی قطعی مورد بررسی قرار گرفته است.

روش‌های مختلفی تاکنون برای حل مسئله DSP پیشنهاد شده است که به‌طور کلی می‌توان آن‌ها را به دو دسته روش‌های عددی و روش‌های ابتکاری تقسیم نمود. روش‌های عددی دارای این مزیت هستند که پاسخ بهینه، معمولاً دقیق و زمان محاسبه آن کم است. از سوی دیگر، معایب این روش‌ها این است که برای متغیرهای زیاد و مسائل بزرگ امکان دارد که مسئله به یک پاسخ بهینه همگرا نشود [۷]. روش‌های عددی که برای حل مسئله DSP پیشنهاد شده است به‌طور کلی شامل روش‌های مبتنی بر برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط^۵ (MILP) [۲]، برنامه‌ریزی غیرخطی^۱ (NLP) [۸] و برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط^۶ (MINLP) [۹] می‌باشند. روش‌های ابتکاری به‌راحتی قابل استفاده هستند

1. Distribution System Planning
2. Medium Voltage
3. Low Voltage
4. Feeders
5. Mixed Integer Linear Programming
6. Non-Linear Programming
7. Mixed Integer Non-Linear Programming

متوالی^۲ و هم‌زمان^۳ حل کرد. مهم‌ترین مزیت روش متوالی، کاهش حجم محاسبات و حل سریع مسئله می‌باشد اما دقت پاسخ به دست آمده نسبت به روش هم‌زمان، کم‌تر می‌باشد.

در روش متوالی، ابتدا مسئله جایابی ترانسفورماتورهای توزیع حل شده و ظرفیت و محل بهینه این ترانسفورماتورها تعیین می‌گردد. سپس این ترانسفورماتورها به‌عنوان نقاط بار، برای شبکه MV در نظر گرفته می‌شوند و مسیر بهینه بین آن‌ها و پست‌های فوق توزیع، تعیین می‌گردد. در این روش تنها یک بار مسئله بهینه‌سازی مسیر فیدرها و آن‌هم برای ساختار نهایی اجرا می‌شود. این امر سبب کاهش قابل توجه حجم و زمان محاسبات می‌گردد. برای پیاده‌سازی این روش کافی است گام‌های متوالی زیر اجرا گردد.

گام ۱: حل مسئله برنامه‌ریزی شبکه LV شامل مکان‌یابی ترانسفورماتورهای توزیع و تخصیص نقاط بار.
گام ۲: ذخیره مختصات مکانی و بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع.
گام ۳: استفاده از مقادیر ذخیره‌شده در گام ۲ برای مشخصات نقاط بار.

گام ۴: حل مسئله برنامه‌ریزی شبکه MV و تعیین مسیر و نوع فیدرها. در این مطالعه برای حل مسئله برنامه‌ریزی شبکه LV از روش ابتکاری ترکیبی با الگوریتم ژنتیک (بخش ۲.۲) و برای حل مسئله مسیریابی فیدرها MV از روش تعویض شاخه [۲۰] استفاده می‌شود. در برنامه‌ریزی هم‌زمان، مسئله برنامه‌ریزی شبکه‌های MV و LV در قالب یک مسئله واحد، بهینه‌سازی می‌گردد یعنی روش ابتکاری مبتنی بر الگوریتم ژنتیک و روش تعویض شاخه به‌صورت ترکیبی و هم‌زمان، مطابق با روندنمای نشان داده شده در شکل (۱)، استفاده می‌شوند. همان‌گونه که در این شکل مشاهده می‌شود، برای هر کروموزوم تولیدشده توسط الگوریتم ژنتیک، ساختار متناظر آن که نشان‌دهنده ترانسفورماتورهای انتخاب‌شده است تعیین و کفایت این ترانسفورماتورها برای تأمین نقاط بار با توجه به محدودیت‌های مسئله، بررسی می‌شود. در این مرحله، برنامه‌ریزی شبکه LV شامل جایابی ترانسفورماتورهای توزیع و تخصیص نقاط بار به آن‌ها می‌باشد. در صورت قابل قبول بودن طرح جایابی ترانسفورماتورها، مسیرهای بهینه فیدرها MV که این ترانسفورماتورها را به پست‌های فوق توزیع، متصل می‌کنند با استفاده از روش تعویض شاخه، تعیین و هزینه متناظر با این کروموزوم، مشخص می‌گردد. این روند، برای تمام کروموزوم‌ها تکرار می‌شود. پس از ارزیابی تمام اعضای جمعیت، تعداد معینی از بهترین پاسخ‌ها به نسل بعد منتقل می‌شوند و بقیه اعضای جمعیت این نسل، با استفاده از عملگرهای ژنتیک

شبکه‌ها که از آن به برنامه‌ریزی جامع یا برنامه‌ریزی توأم^۱ سیستم توزیع تعبیر می‌شود، پرداخته می‌شود و با در نظر گرفتن عدم قطعیت پارامترها، یک مدل احتمالاتی برای حل مسئله پیشنهاد می‌گردد. بهینه‌سازی بخش LV بر اساس یک روش ابتکاری کاربردی در ترکیب با الگوریتم ژنتیک صورت می‌گیرد که با توجه به سرعت همگرایی این روش و کوچک‌تر شدن فضای پاسخ مسئله، احتمال گیرافتادن در نقاط بهینه محلی کم‌تر است. این ویژگی مهم حتی می‌تواند موجب یافتن پاسخ بهتری نسبت به GA متداول در زمان بسیار کم تری گردد. بهینه‌سازی مسیر فیدرها MV بر اساس نسخه اصلاح‌شده‌ای از روش تعویض شاخه می‌باشد که با روش ابتکاری فوق، قابل ادغام بوده و در برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع استفاده می‌گردد. مهم‌ترین دستاوردهای مقاله، شامل موارد زیر می‌گردد:

- ارائه یک روش ابتکاری-ترکیبی با الگوریتم ژنتیک برای جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع.
 - بهبود سرعت حل مسئله برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع با یک رویکرد پیشنهادی جدید.
 - ارائه یک مدل احتمالاتی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مربوط به پیش‌بینی بار، قیمت تلفات، نرخ و مدت خرابی تجهیزات.
- ادامه مقاله به‌صورت زیر سازمان‌دهی شده است. در بخش دوم این مقاله روش برنامه‌ریزی پیشنهادی شامل نحوه پیاده‌سازی برنامه‌ریزی توأم و سازوکار روش برنامه‌ریزی پیشنهادی ارائه می‌گردد. در بخش سوم، مدل‌سازی ریاضی مسئله ارائه می‌گردد که شامل مدل‌سازی تابع هدف و قیود، مدل‌سازی سناریوها و معرفی مدل هزینه‌های مختلف شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط هست. در بخش چهارم، روش پیشنهادی بر روی دو سیستم نمونه در حالت‌های مختلف بررسی می‌گردد. در پایان، جمع‌بندی از مباحث مطرح‌شده ارائه می‌گردد.

۲. روش برنامه‌ریزی پیشنهادی

۲.۱. برنامه‌ریزی توأم پیشنهادی

هدف مسئله برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع، بهینه‌سازی شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط به‌عنوان یک مسئله واحد می‌باشد. این مسئله شامل حل دو زیر مسئله است. در زیر مسئله اول جایابی ترانسفورماتورهای توزیع که از طریق فیدرها فشار ضعیف، نقاط بار را تغذیه می‌کنند انجام می‌گیرد. در زیر مسئله دوم مسیریابی فیدرها فشار متوسط که متصل‌کننده ترانسفورماتورهای توزیع به پست‌های فوق توزیع است انجام می‌گیرد. در برنامه‌ریزی توأم، این دو مسئله را می‌توان به دو صورت

1. Integrated Planning

2. Sequentially 3. Simultaneously

می‌شود اما در روش ابتکاری پیشنهادی، ساختار کروموزوم بر اساس نقاط کانیدها برای نصب ترانسفورماتورهای توزیع، تعریف می‌گردد.

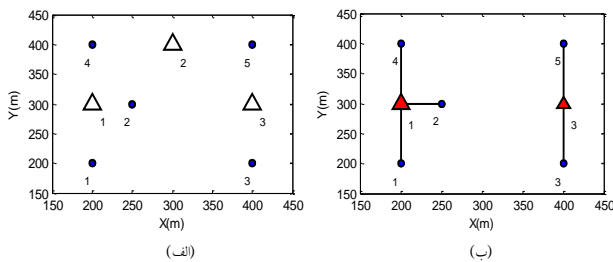
الف) روش متداول به کارگیری الگوریتم ژنتیک

در این روش، هر کروموزوم دارای یک ساختار خطی است که نشان‌دهنده تعداد نقاط بار می‌باشد [۲۱، ۱۶]. هر آرایه از کروموزوم که ژن نامیده می‌شود، یک نقطه بار را نشان می‌دهد. به دلیل ساختار شعاعی شبکه توزیع، هر نقطه بار می‌تواند تنها به یک ترانسفورماتور متصل گردد. بنابراین، هر ژن می‌تواند تنها یک عدد صحیح اتخاذ نماید که تعیین‌کننده ترانسفورماتور متصل به نقطه بار می‌باشد. ساختار کروموزوم در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل (۲): ساختار کروموزوم در روش GA متداول.

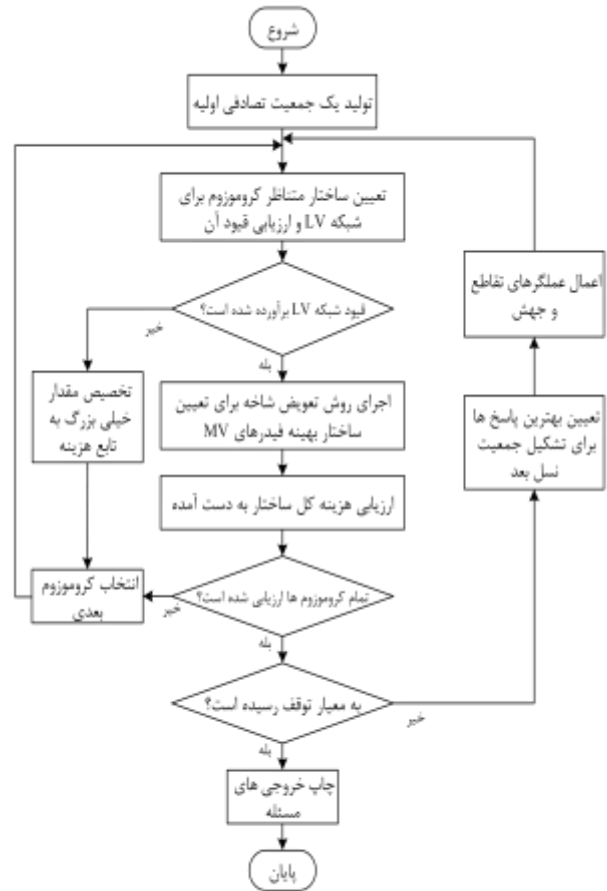
یک کروموزوم، نشان می‌دهد که هر نقطه بار به کدام ترانسفورماتور متصل است. مقداری که هر ژن کروموزوم به خود گرفته است، یک محل انتخاب شده برای نصب ترانسفورماتور را نشان می‌دهد. چندین نقطه بار، می‌توانند به یک ترانسفورماتور متصل شوند هنگامی که ژن متناظر با این نقاط بار، مقدار یکسانی داشته باشند. بعد از شناسایی ترانسفورماتورها و نقاط بار متصل به آنها، تعداد و ظرفیت ترانسفورماتورها تعیین می‌گردد. برای روشن شدن این روش، شکل (۳-الف) که شامل ۵ نقطه بار و سه موقعیت کانیدها برای نصب ترانسفورماتور می‌باشد را در نظر بگیرید.



شکل (۳): مثالی ساده برای روشن ساختن روش GA.

تقاضای بار نقاط ۱ تا ۵ به ترتیب ۵۰، ۶۰، ۷۰، ۸۰ و ۹۰ kVA فرض شده است. همچنین فرض شده است که بتوان از بین ترانسفورماتورهای توزیع با ظرفیت‌های ۱۸۰ و ۲۵۰ kVA یکی را برای نصب در موقعیت‌های کانیدها انتخاب نمود. حال فرض می‌شود که یکی از کروموزوم‌های جمعیت اولیه برای این شبکه که به صورت تصادفی تعیین شده است، ساختاری مطابق با شکل (۴) داشته باشد. با توجه به کروموزوم نشان داده شده در این شکل، نقاط بار ۱، ۲ و ۴

شامل عملگرهای تقاطع و جهش، تولید می‌شوند. این فرآیند، به‌طور پیوسته تا زمان رسیدن به شرط توقف، تکرار می‌گردد و در هر تکرار، پاسخ مسئله نسبت به قبل، بهبود می‌یابد.



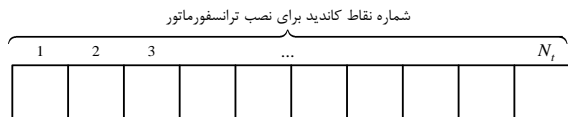
شکل (۱): روندنمای روش برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های LV و MV.

۲.۲. بهینه‌سازی شبکه فشار ضعیف با روش ابتکاری

ترکیبی با ژنتیک

الگوریتم ژنتیک یکی از پذیرفته‌شده‌ترین روش‌ها در حل مسائل بهینه‌سازی می‌باشد که در مرجع [۱۶] نیز برای حل مسئله DSP مورد استفاده قرار گرفته است. در این الگوریتم، ابتدا یک جمعیت اولیه که هر یک از اعضای آن کروموزوم نامیده می‌شود، به صورت تصادفی تولید می‌شود. سپس نسل‌های بعدی این جمعیت، با توجه به تابع هدف مسئله و عملگرهای الگوریتم مطابق توضیحات بخش قبل، تولید می‌شوند. اساس روش ابتکاری پیشنهادی در این مقاله، به چگونگی تعریف کروموزوم برای مسئله جایابی ترانسفورماتورهای توزیع برمی‌گردد که در روندنمای نشان داده شده در شکل (۱) با عنوان «تعیین ساختار متناظر کروموزوم برای شبکه LV» مشخص شده است. در روش متداول، ساختار کروموزوم بر اساس نقاط بار، تعریف

نشان‌دهنده تعداد نقاط کاندیدای نصب ترانسفورماتور است، مشخص می‌گردد. هر ژن از کروموزوم یک متغیر دودویی است که تعیین‌کننده وجود یا عدم وجود ترانسفورماتور در این نقطه کاندیدا می‌باشد. ساختار پیشنهادی برای کروموزوم در شکل (۵) نشان داده شده است. در این روش، یک کروموزوم نشان می‌دهد که چند ترانسفورماتور در کجا نصب شده‌اند.

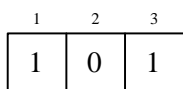


شکل (۵): ساختار کروموزوم در روش GA ترکیبی با روش ابتکاری.

برای تعیین ظرفیت ترانسفورماتورها از یک روش سنتی که بیانگر اتصال نقاط بار به نزدیک‌ترین ترانسفورماتور است، استفاده می‌شود. اما با این شیوه اتصال، ممکن است به یک ترانسفورماتور بیش از حداکثر ظرفیت آن، بار اختصاص داده شود. در این صورت، با انجام گام‌های زیر، بار اختصاص داده شده به ترانسفورماتور برای ایجاد یک پاسخ ممکن قابل‌بررسی، اصلاح می‌گردد:

- گام ۰: بررسی کفایت تعداد ترانسفورماتورها برای تغذیه نقاط بار در صورتی که تعداد و ظرفیت ترانسفورماتورها کافی نباشد این ساختار غیرممکن تشخیص داده شده و مقدار تابع هدف متناظر آن، برابر با یک مقدار خیلی بزرگ می‌گردد تا از فرآیند بررسی، حذف گردد.
- گام ۱: شناسایی ترانسفورماتورهای دارای بار بیش از ظرفیت مجاز.
- گام ۲: مرتب کردن بارهای متصل به ترانسفورماتور از بزرگ به کوچک.
- گام ۳: حذف کوچک‌ترین بار متصل به ترانسفورماتور دارای اضافه‌بار.
- گام ۴: اتصال نقطه بار حذف‌شده به نزدیک‌ترین ترانسفورماتور بعدی.
- گام ۵: تکرار گام‌های ۱ تا ۵ تا زمانی که هیچ ترانسفورماتوری دارای بارگذاری غیرمجاز نباشد.

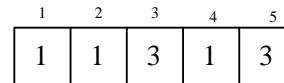
به این ترتیب بر اساس کروموزوم داده‌شده، یک ساختار ممکن برای شبکه توزیع ایجاد و مقدار تابع هدف برای این ساختار محاسبه می‌گردد. این فرآیند برای تمام اعضای جمعیت انجام می‌شود و مقدار تابع هدف متناظر با آن‌ها، تعیین می‌گردد. سپس الگوریتم GA نسل بعدی را تولید می‌کند و این فرآیند تا زمان رسیدن به پاسخ بهینه تکرار می‌گردد. برای شبکه مثال رسم شده در شکل (۳)، ساختار کروموزوم در این روش مطابق شکل (۶) خواهد بود.



شکل (۶): کروموزوم پیشنهادی برای شبکه آزمایشی در روش ابتکاری ترکیبی.

در این روش، هر آرایه از کروموزوم یک متغیر دودویی است که

به ترانسفورماتور شماره ۱ و نقاط بار ۳ و ۵ به ترانسفورماتور شماره ۳ متصل می‌شوند و ترانسفورماتور شماره ۲ انتخاب نمی‌شود. توانی که از سوی هر ترانسفورماتور توزیع می‌شود، برابر با مجموع تقاضای بار ناحیه سرویس‌دهی آن می‌باشد. به عبارت دیگر، بارگذاری ترانسفورماتور شماره ۱ برابر با مجموع تقاضای نقاط بار ۱، ۲ و ۴ (۱۹۰kVA) و بارگذاری ترانسفورماتور شماره ۳ برابر با مجموع تقاضای نقاط بار ۳ و ۵ (۱۶۰kVA) می‌باشد. شبکه متناظر با این کروموزوم در شکل (۳-ب) نشان داده شده است.



شکل (۴): کروموزوم پیشنهادی برای شبکه آزمایشی در روش GA متداول.

نوع و ظرفیت ترانسفورماتورها با توجه به میزان بارگذاری آن‌ها تعیین می‌گردد. در مثال فوق، ترانسفورماتور ۱ از نوع دوم و ترانسفورماتور ۳ از نوع اول خواهد بود. با مشخص شدن تعداد و ظرفیت ترانسفورماتورها، هزینه متناظر با هر کروموزوم از جمعیت می‌تواند از طریق فرمول‌بندی ارائه شده در بخش بعد، محاسبه گردد.

ب) روش ابتکاری ترکیبی با الگوریتم ژنتیک

در روش GA متداول، هر ژن از کروموزوم می‌تواند N_f (تعداد نقاط کاندیدای نصب ترانسفورماتور) مقدار مختلف اختیار کند. با توجه به تعداد ژن‌ها که برابر با N_f (تعداد نقاط بار) می‌باشد، $N_f^{N_f}$ پاسخ ممکن برای مسئله وجود دارد که با توجه به در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های مسئله، هر پاسخ ممکن باید در N_s سناریو بررسی گردد. برای یک ناحیه با ۴۲ نقطه بار و ۱۸ نقطه کاندیدای نصب ترانسفورماتور، تعداد پاسخ‌های ممکن برابر با $5/3 \times 10^{52}$ خواهد بود که هر کدام باید در N_s سناریو بررسی گردند. این وسعت فضای پاسخ مسئله سبب می‌شود که برای رسیدن به پاسخ بهینه، زمان محاسبه زیادی نیاز باشد. در صورتی که بخواهیم مسئله‌های جایابی ترانسفورماتورهای توزیع و مسیریابی فیدرهای MV را به‌طور هم‌زمان با این روش حل نماییم، این پیچیدگی بیشتر شده و زمان حل مسئله برای رسیدن به پاسخ بهینه غیرقابل‌پذیرش خواهد بود. از این رو، یک روش ابتکاری ترکیبی با GA برای حل مسئله جایابی ترانسفورماتورهای توزیع در این مقاله پیشنهاد می‌شود که با توجه به سرعت آن در دستیابی به پاسخ بهینه، برای حل هم‌زمان مسئله‌های جایابی ترانسفورماتورهای توزیع و مسیریابی فیدرهای MV بسیار مفید می‌باشد.

اساس این روش مبتنی بر ترکیب یک روش سنتی با روش GA می‌باشد. به این صورت که هر کروموزوم با یک ساختار خطی که

برنامه‌ریزی شبکه LV نمی‌باشد و نقاط باری که در نظر گرفته می‌شود در حقیقت اجتماعی از مشترکین می‌باشند. از این رو نقاط بار دارای ماهیتی فرضی بوده و در این مدل، فیدرهای LV به‌عنوان یک فیدر مجازی مطرح می‌گردند که نماینده‌ای از فیدر واقعی می‌باشند [۲۲]. بنابراین، مسیریابی دقیق شبکه LV مدنظر نمی‌باشد و فرض می‌شود که هر نقطه بار مستقیماً به ترانسفورماتور توزیع مربوطه متصل است. لذا شعاعی بودن شبکه فشار ضعیف بر اساس ساختار انتخاب شده برای کروموزوم‌ها تضمین می‌گردد چراکه ساختار کروموزوم به‌گونه‌ای است که هر نقطه بار الزاماً به یک ترانسفورماتور متصل می‌گردد. در شبکه فشار متوسط نیز قید شعاعی بودن، با استفاده از روش تعویض شاخه که تنها اجازه تولید ساختارهای شعاعی را می‌دهد، برآورده می‌گردد.

در این مقاله، بارگذاری ترانسفورماتورها مطابق با روش پیشنهادی در مرجع [۲۲] می‌باشد. در این روش، جریان باری که به ترانسفورماتور اعمال می‌شود، در بخشی از دوره بیش از ظرفیت نامی ترانسفورماتور می‌باشد. مطابق با استاندارد IEC60076-7 [۲۳] این رویکرد بارگذاری، بر روی نرخ پیری حرارتی نسبی ترانسفورماتورها، تأثیری ندارد، چراکه جریان بار در طول بقیه دوره بارگذاری، پایین است.

تغییرات ولتاژ، باید به‌گونه‌ای باشد که ولتاژ شین‌های مربوط به ترانسفورماتورها و نقاط بار بین سطوح استاندارد قرار گیرد.

$$V_{\min} \leq V_{\text{bus}} \leq V_{\max} \quad (2)$$

جریان فیدرها باید کم‌تر از جریان نامی هادی مورداستفاده در فیدر، که با توجه به حد حرارتی آن تعیین می‌گردد، باشد.

$$I_f \leq I_f^{\text{rated}} \quad (3)$$

۲.۳. مدل‌سازی سناریوها

به دلیل عدم قطعیت‌های پیش‌بینی تقاضای بار و قیمت تلفات و همچنین ماهیت تصادفی نرخ و مدت خرابی تجهیزات، برنامه‌ریزان سیستم توزیع الکتریکی با یک چالش مهم در مکان‌یابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع و مسیریابی بهینه فیدرها مواجه می‌شوند. از این رو تصمیم‌گیری در مسئله برنامه‌ریزی باید در حضور عدم قطعیت‌ها صورت گیرد. یک مدل عدم قطعیت برای متغیرهای سیستم می‌تواند از طریق حالت‌های گسسته‌ای که سناریو نامیده می‌شوند، ارائه گردد. این سناریوها، برای بهینه‌سازی مسئله DSP تحت عدم قطعیت استفاده می‌شوند، چراکه به

با توجه به تعداد آرایه‌های کروموزوم، 3^N پاسخ ممکن برای مسئله وجود دارد. این تعداد در مقایسه با روش متداول که $N_f^{N_f}$ پاسخ ممکن بود، به میزان قابل‌توجهی کاهش یافته است. به‌عنوان مثال، برای یک ناحیه با ۴۲ نقطه بار و ۱۸ نقطه کاندیدای نصب ترانسفورماتور، تعداد پاسخ‌های ممکن از $5/3 \times 10^{52}$ به $2/6 \times 10^5$ کاهش می‌یابد. این امر موجب همگرایی بسیار سریع‌تر به پاسخ بهینه و کاهش زمان محاسبات می‌گردد. استفاده از روش پیشنهادی، اگرچه ممکن است باعث از دست رفتن برخی پاسخ‌ها گردد اما با توجه به سرعت همگرایی آن و کوچک‌تر شدن فضای پاسخ مسئله، احتمال گرفتادن در نقاط بهینه محلی کم‌تر است. به‌عبارت‌دیگر، با روش پیشنهادی یک سری جواب‌های غیربهینه، از فضای پاسخ خارج شده‌اند و فضای پاسخ کوچک شده است. این ویژگی حتی می‌تواند موجب پاسخ بهتر نسبت به GA متداول گردد.

۳. معرفی مدل احتمالاتی پیشنهادی

۱.۳. تابع هدف و قیود

مدل پیشنهادی در این مقاله به دنبال حداقل‌سازی هزینه کل دوره برنامه‌ریزی می‌باشد. هزینه‌های مسئله برنامه‌ریزی شامل هزینه‌های احداث، تعمیر و نگهداری، تلفات و قابلیت اطمینان شبکه‌های فشار ضعیف و فشار متوسط می‌باشد که مدل‌سازی مربوط به این هزینه‌ها در بخش‌های بعدی بررسی می‌گردد. تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع بسته به استراتژی که اتخاذ می‌شود، متفاوت می‌باشد. در برنامه‌ریزی قطعی، امید ریاضی یا مقدار موردانتظار پارامترهای احتمالاتی در برنامه‌ریزی استفاده می‌شود و تنها یک سناریو وجود دارد. تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی، هزینه قطعی کل (C_{Dt}) می‌باشد. در برنامه‌ریزی احتمالاتی مجموعه‌ای از سناریوها وجود دارند که مطابق با توزیع احتمالاتی پارامترها تعریف شده‌اند. تابع هدف مسئله در این حالت، امید ریاضی هزینه کل می‌باشد که به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$C_{Ex} = \sum_{s \in N_s} \rho^s \times C_{Tot}^s \quad (1)$$

که در آن C_{Tot}^s هزینه کل در سناریو s ، ρ^s احتمال وقوع هر سناریو و N_s تعداد سناریوها می‌باشد.

قیود این مسئله بهینه‌سازی مربوط به ساختار شعاعی شبکه توزیع، محدودیت بارگذاری ترانسفورماتور، محدودیت تغییرات ولتاژ و حد حرارتی خطوط می‌باشد. با توجه به تعداد زیاد مشترکین، امکان در نظر گرفتن هر یک از مشترکین به‌عنوان یک نقطه بار در مسئله

مشترکین (\$)، بالانویس s نشان دهنده هزینه مربوط به سناریو s و r_d نرخ تنزیل (%) می باشد. در این مقاله برنامه ریزی سیستم توزیع بر مبنای مدل استاتیک برای سال افق می باشد. با توجه به این که در برنامه ریزی سال افق هزینه سرمایه گذاری مربوط به کل دوره مطالعه می باشد، از این رو با استفاده از ضریب هزینه سالانه (acf)، هزینه سرمایه گذاری معادل سالانه، به دست آمده است تا در محاسبات سال افق استفاده شود.

الف) هزینه های شبکه فشار ضعیف

هزینه احداث شبکه فشار ضعیف شامل سرمایه گذاری لازم برای نصب ترانسفورماتورها و ساخت فیدهای LV می گردد. هزینه احداث، به ویژگی های طرح پیشنهادی بستگی دارد. با توجه به این که یک طرح در تمام سناریوها یکسان است، هزینه احداث نیز در تمام سناریوها مقدار یکسانی دارد و مطابق با رابطه (۱۳) تعیین می گردد.

$$C_{Inv}^{LV} = \sum_t \sum_n \gamma_{t,n} \cdot DTIC_n + LVLIC \sum_t \sum_l L_{tl} \cdot \beta_{tl} \quad (13)$$

که در آن، $\gamma_{t,n}$ متغیر باینری تعیین کننده نوع (n) ترانسفورماتور توزیع t هزینه احداث ترانسفورماتور توزیع نوع n (\$)، $LVLIC$ هزینه احداث فیدر LV (\$/km)، L_{tl} فاصله بین ترانسفورماتور کاندیدای t و نقطه بار l (km) و β_{tl} متغیر تصمیم گیری برای اتصال ترانسفورماتور کاندیدای t به نقطه بار l می باشد. هزینه تعمیرات شبکه فشار ضعیف، شامل هزینه های تعمیر و نگهداری مربوط به ترانسفورماتورهای توزیع و فیدهای LV می گردد و به ویژگی های طرح پیشنهادی بستگی دارد. بنابراین در تمام سناریوها مقدار یکسانی دارد و مطابق رابطه (۱۴) تعریف می شود.

$$C_M^{LV} = \sum_t \sum_n \gamma_{t,n} \cdot DTMC_n + LVLMC \sum_t \sum_l L_{tl} \cdot \beta_{tl} \quad (14)$$

که در آن، $DTMC_n$ هزینه تعمیر و نگهداری ترانسفورماتور توزیع نوع n (\$)، $LVLMC$ هزینه تعمیر و نگهداری فیدر LV (\$/km) می باشد. با توجه به تغییر میزان تقاضای بار و همچنین تغییر قیمت تلفات در سناریوهای مختلف، هزینه تلفات در سناریوهای مختلف طی دوره برنامه ریزی تغییر می کند و با یک توزیع احتمالی مشخص می گردد. برای محاسبه هزینه تلفات شبکه فشار ضعیف بایستی تلفات فیدهای LV، تلفات مسی و تلفات آهنی ترانسفورماتورهای توزیع محاسبه شود.

$$\begin{aligned} C_L^{LV,s} &= FLOSS^s + TCUL^s + TIRL^s \\ &= (K_{pl}^s + K_{el}^s \times LSF \times 8760) \cdot \sum_t \sum_l L_{tl} \cdot \beta_{tl} \cdot \frac{\eta}{V^2} \cdot (D_t^s)^2 \\ &\quad + (K_{pl}^s + K_{el}^s \times LSF \times 8760) \cdot \sum_t \sum_n \gamma_{t,n} \cdot P_n^{Cu} \cdot \left(\frac{S_t^s}{S_n^{rated}} \right)^2 \\ &\quad + (K_{pl}^s + K_{el}^s \times 8760) \cdot \sum_t \sum_n \gamma_{t,n} \cdot P_n^{Fe} \end{aligned} \quad (15)$$

دلیل بار محاسباتی، در نظر گرفتن تمام حالت های ممکن به صورت پیوسته دشوار می باشد. مطابق روشی که در مرجع [۲۴] پیشنهاد شده است، مجموعه های توزیع احتمالی گسسته برای تقاضای بار (ψ_{DI})، نرخ خرابی (ψ_{Rf})، مدت خرابی (ψ_{Df}) و قیمت تلفات انرژی (ψ_{Ep}) می تواند به صورت روابط زیر تعریف گردد:

$$\psi_{DI} = \left\{ (DI^1, \rho_{DI}^1), (DI^2, \rho_{DI}^2), \dots, (DI^{nDI}, \rho_{DI}^{nDI}) \right\} \quad (4)$$

$$\rho_{DI}^1 + \rho_{DI}^2 + \dots + \rho_{DI}^{nDI} = 1$$

$$\psi_{Rf} = \left\{ (Rf^1, \rho_{Rf}^1), (Rf^2, \rho_{Rf}^2), \dots, (Rf^{nRf}, \rho_{Rf}^{nRf}) \right\} \quad (5)$$

$$\rho_{Rf}^1 + \rho_{Rf}^2 + \dots + \rho_{Rf}^{nRf} = 1$$

$$\psi_{Df} = \left\{ (Df^1, \rho_{Df}^1), (Df^2, \rho_{Df}^2), \dots, (Df^{nDf}, \rho_{Df}^{nDf}) \right\} \quad (6)$$

$$\rho_{Df}^1 + \rho_{Df}^2 + \dots + \rho_{Df}^{nDf} = 1$$

$$\psi_{Ep} = \left\{ (Ep^1, \rho_{Ep}^1), (Ep^2, \rho_{Ep}^2), \dots, (Ep^{nEp}, \rho_{Ep}^{nEp}) \right\} \quad (7)$$

$$\rho_{Ep}^1 + \rho_{Ep}^2 + \dots + \rho_{Ep}^{nEp} = 1$$

$$S = \psi_{DI} \times \psi_{Rf} \times \psi_{Df} \times \psi_{Ep} \quad (8)$$

$$\sum_{s \in S} \rho_{DI}^s \rho_{Rf}^s \rho_{Df}^s \rho_{Ep}^s = 1$$

در روابط فوق، ρ نشان دهنده احتمال متناظر با تقاضای بار، نرخ خرابی، مدت خرابی و قیمت تلفات می باشد. برای تولید ψ_{DI} ، ψ_{Rf} ، ψ_{Df} و ψ_{Ep} مجموعه ای از سناریوهای ممکن (S) باید استخراج شوند. توزیع احتمالی متغیرهای فوق و تعداد سناریوهای در نظر گرفته شده در این مقاله مطابق با مرجع [۱۹] می باشد.

۳.۳. مدل سازی هزینه ها

همان گونه که بیان شد، مسئله DSP دارای پارامترهای احتمالاتی است. به منظور در نظر گرفتن رفتار احتمالاتی این پارامترها، تعدادی سناریو با احتمال وقوع مشخص، تعریف می شوند. هزینه مربوط به هر سناریو از طریق رابطه (۹) تا (۱۲) محاسبه می گردد:

$$C_{Tot}^s = C_{LV}^s + C_{MV}^s \quad (9)$$

$$C_{LV}^s = acf^{-1} \times C_{Inv}^{LV} + C_M^{LV,s} + C_L^{LV,s} + C_{Int}^{LV,s} \quad (10)$$

$$C_{MV}^s = acf^{-1} \times C_{Inv}^{MV} + C_M^{MV,s} + C_L^{MV,s} + C_{Int}^{MV,s} \quad (11)$$

$$acf = \frac{1 - (1 + r_d)^{-lifetime}}{r_d} \quad (12)$$

که در آن، $C_{Inv}^{(.)}$ هزینه سرمایه گذاری (\$)، $C_M^{(.)}$ هزینه تعمیر و نگهداری (\$)، $C_L^{(.)}$ هزینه تلفات (\$)، $C_{Int}^{(.)}$ هزینه خاموشی

که در آن، FIC_b هزینه احداث بخش b از فیدرهای MV (\$/km)، L_b طول بخش b از فیدرهای MV (km)، N_b تعداد بخش‌های شبکه توزیع می‌باشد. هزینه‌های تعمیر و نگهداری شبکه فشار متوسط، مربوط به هزینه سالانه فیدرهای MV می‌گردد که مطابق رابطه (۱۹) بیان می‌شود. هزینه‌های مربوط به پایش و بررسی فیدرها نیز در این هزینه‌ها دیده شده است.

$$C_M^{MV} = \sum_{b=1}^{N_b} FMC_b \cdot L_b \quad (19)$$

که در آن، FMC_b هزینه تعمیر و نگهداری بخش b از فیدرهای MV (\$/km) می‌باشد.

هزینه تلفات هر بخش از فیدرهای فشار متوسط، بر اساس جریان عبوری از آن و مقاومت هادی انتخاب‌شده برای آن تعیین می‌گردد. لذا تلفات فیدرهای MV مطابق رابطه (۲۰) تعیین می‌گردد. در این رابطه، باید توجه داشت که با توجه به تغییر قیمت تلفات انرژی و همچنین جریان عبوری در سناریوهای مختلف، هزینه تلفات نیز در سناریوهای مختلف تغییر می‌کند و به‌صورت یک توزیع احتمالی تعیین می‌گردد.

$$C_L^S = (K_{pl}^S + K_{el}^S \times LSF \times 8760) \cdot \sum_{b=1}^{N_b} \eta_b \cdot L_b \cdot (I_b^S)^2 \quad (20)$$

که در آن، I_b^S جریان عبوری از بخش b در سناریو s (A)، η_b مقاومت هادی مورداستفاده در بخش b (Ω/km) می‌باشد.

هزینه قابلیت اطمینان بر اساس هزینه خاموشی مشترکین برآثر خروج فیدرهای MV از مدار می‌باشد. در محاسبه این هزینه، رفتار احتمالاتی نرخ و مدت خرابی در قالب تعریف سناریوها در نظر گرفته شده است. بنابراین، هزینه قابلیت اطمینان در سناریوهای مختلف تغییر می‌کند و به‌صورت رابطه (۲۱) تعریف می‌گردد. در این رابطه باید توجه داشت که در اثر خرابی بخش b ، تمام نقاط پایین دست آن قطع می‌شوند. بنابراین هزینه خاموشی با استفاده از مجموع تقاضای تمام نقاط پایین دست بخش b محاسبه می‌گردد.

$$C_{Int}^S = \sum_{b=1}^{N_b} \lambda_b^S \cdot L_b \cdot r_b^S \cdot LF \cdot \sum_{n \in DN_b} D_n^S \cdot \cos \phi \cdot oc_n \quad (21)$$

که در آن، λ_b^S نرخ خرابی بخش b در سناریو s (خرابی در سال)، r_b^S مدت خرابی بخش b در سناریو s (ساعت)، LF ضریب بار شبکه، D_n^S تقاضای بار گره n در سناریو s (kVA)، DN_b گره‌های پایین دست بخش b و oc_n هزینه خاموشی در گره n (\$/kWh) می‌باشد.

که در آن، K_{pl}^S صرفه‌جویی ناشی از هر kW کاهش در بار اوج در سناریو s ، K_{el}^S قیمت تلفات انرژی الکتریکی در سناریو s ، LSF ضریب تلفات بار، D_l^S بار بیشینه نقطه بار l در سناریو s و ولتاژ نامی شبکه فشار ضعیف (r_l ، (kV)، مقاومت هادی فیدرهای فشار ضعیف (kΩ/km)، P_n^{Cu} تلفات مسی ترانسفورماتور توزیع نوع n در توان نامی، S_l^S بیشینه بارگذاری ترانسفورماتور توزیع t در سناریو s (kVA)، S_n^{rated} ظرفیت نامی ترانسفورماتور توزیع n (kVA) و P_n^{Fe} تلفات آهنی ترانسفورماتور توزیع نوع n می‌باشد.

در این مقاله، هزینه قابلیت اطمینان بر اساس هزینه خاموشی ناشی از خروج ترانسفورماتورهای توزیع محاسبه می‌گردد و با توجه به مجازی بودن مسیر فیدرهای LV [۹]، خاموشی ناشی از خرابی فیدرهای LV در نظر گرفته نشده است. نرخ خرابی و مدت خرابی تجهیزات، پارامترهایی ذاتاً تصادفی هستند که برای سهولت در محاسبات، معمولاً از مقدار متوسط یا موردانتظار آن‌ها استفاده می‌شود. در نظر گرفتن رفتار احتمالاتی این پارامترها، موجب افزایش دقت محاسبات قابلیت اطمینان می‌گردد. هزینه خاموشی بر اساس تابع خسارت مشترکین (CDF) تعیین می‌گردد. بر اساس این تابع میزان خسارت با توجه به نوع مشترکین و مدت زمان خاموشی محاسبه می‌گردد. هزینه خاموشی oc_l از روی CDF مربوطه و با استفاده از طول مدت خاموشی rt_l تعیین می‌گردد [۹].

$$C_{Int}^{LV,s} = \sum_t \lambda_t^S \cdot LF \cdot \sum_l \beta_{lt} \cdot D_l^S \cdot \cos \phi \cdot oc_l^S \quad (16)$$

$$oc_l^S = CDF(rt_l^S, l) \quad (17)$$

که در آن، oc_l^S هزینه خاموشی نقطه بار l ناشی از خرابی ترانسفورماتور t در سناریو s ، LF ضریب بار شبکه، λ_t^S نرخ خرابی ترانسفورماتور توزیع t در سناریو s ، rt_l^S زمان تعمیر ترانسفورماتور توزیع t در سناریو s می‌باشد.

ب) هزینه‌های شبکه فشار متوسط

هزینه‌های شبکه فشار متوسط شامل هزینه احداث فیدرهای MV، هزینه تعمیر و نگهداری این فیدرها، هزینه تلفات و هزینه‌های قابلیت اطمینان می‌گردد. هزینه احداث فیدرهای MV مطابق رابطه (۱۸) تعیین می‌شود. در این رابطه، باید توجه داشت که برای هر بخش می‌توان از هادی‌های مختلفی استفاده نمود، لذا هزینه احداث بخش‌های مختلف با توجه به نوع هادی مورداستفاده که در مرحله پخش بار تعیین می‌گردد، متفاوت خواهد بود.

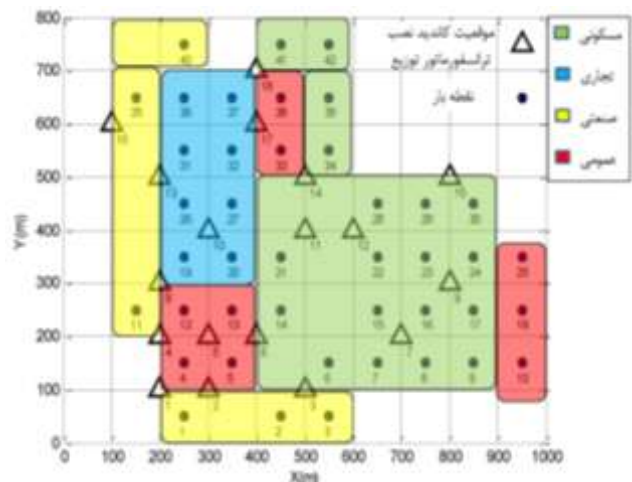
$$C_{Inv}^{MV} = \sum_{b=1}^{N_b} FIC_b \cdot L_b \quad (18)$$

۴. مطالعات عددی و نتایج

برای بررسی کارایی روش پیشنهادی، مدل ارائه شده بر روی دو سیستم نمونه پیاده سازی شده است. سیستم نمونه اول، مربوط به یک ناحیه کوچک به مساحت حدود یک کیلومتر مربع می باشد که برای ارزیابی کارایی مدل ابتکاری ارائه شده برای جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع، استفاده می شود. سیستم نمونه دوم، مربوط به یک ناحیه نسبتاً بزرگ به مساحت ۱۶ کیلومتر مربع است که در آن با استفاده از مدل پیشنهادی، برنامه ریزی توأم شبکه های توزیع LV و MV مورد بررسی قرار گرفته است. مدل های پیشنهادی از طریق نرم افزارهای MATLAB و GAMS در رایانه ای با پردازنده ۴ هسته ای ۲/۹ GHz و با حافظه دسترسی تصادفی ۴ GB شبیه سازی شده اند.

۱.۴. مطالعه موردی ۱

روش ابتکاری پیشنهادی، برای جایابی ترانسفورماتورهای توزیع روی شبکه نمونه نشان داده شده در شکل (۷)، پیاده سازی شده است. اطلاعات مربوط به این شبکه، در مرجع [۹] ارائه شده است. مدل پیشنهادی در دو حالت برنامه ریزی قطعی و احتمالاتی برای دوره ۲۰ ساله مورد بررسی قرار گرفته است.



شکل (۷): شبکه نمونه مورد مطالعه کوچک.

الف) حالت ۱: برنامه ریزی قطعی

در این حالت، از عدم قطعیت های موجود صرف نظر شده و تابع هدف مسئله برنامه ریزی، حداقل ساختن هزینه قطعی (C_{Dr}) مسئله می باشد. در این رویکرد برنامه ریزی هدف، برآورد هزینه قطعی کم تر بدون توجه به عدم قطعیت های احتمالی می باشد. در این بخش، مسئله با هر دو روش GA متداول و ترکیبی پیشنهادی حل شده است. همچنین برای اطمینان از صحت عملکرد GA در یافتن پاسخ بهینه، پاسخ های به دست آمده با حل مسئله از طریق روش های تحلیلی ریاضی نرم افزار GAMS، در جدول (۱) مقایسه شده است.

جدول (۱): مقایسه پاسخ های جایابی ترانسفورماتورها با روش حل های مختلف.

ترکیبی پیشنهادی	GA متداول	حل عددی با GAMS	پاسخ مسئله (دلار)
۹۱۱۱۰۰	۹۷۱۴۶۰	۹۱۸۷۹۰	۱۵
۱۶	۳۹۶۰		زمان محاسبه (ثانیه)
(۵۰ تکرار)	(۲۰ هزار تکرار)		

همان گونه که مشاهده می شود، پاسخ های به دست آمده با روش های GA به پاسخ های نرم افزار GAMS نزدیک است که نشان دهنده صحت عملکرد GA می باشد. علاوه بر این، مشاهده می شود که پاسخ GA ترکیبی پیشنهادی نسبت به GA متداول، بسیار بهتر و سریع تر می باشد. علت این امر، فضای جستجوی بسیار محدودتر و در نتیجه سرعت همگرایی بیشتر است که سبب می شود ضمن گرفتار نشدن در نقاط بهینه نسبی، زودتر به پاسخ بهینه برسد. نتایج جایابی ترانسفورماتورهای توزیع و نقاط بار تخصیص یافته به هر ترانسفورماتور در جدول (۲) نشان داده شده است.

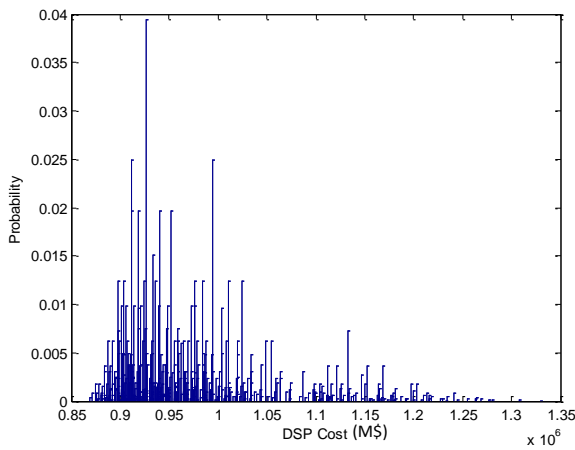
بارگذاری ترانسفورماتورها در ساعات اوج بیش از ظرفیت نامی آن ها، مطابق با روش پیشنهادی در مرجع [۲۲] بوده و روی نرخ پیری حرارتی آن ها، تأثیر گذار نیست.

جدول (۲): بارگذاری ترانسفورماتورها بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت ها.

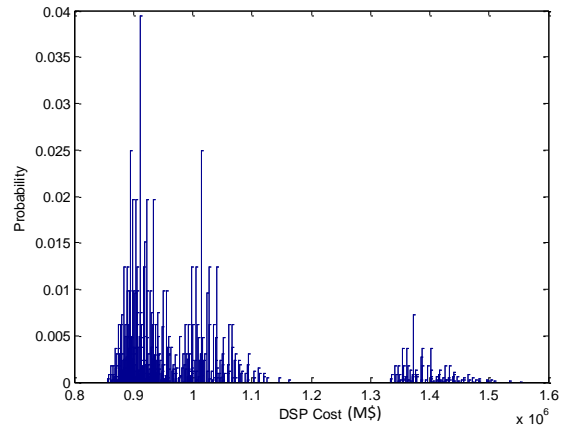
ترانسفورماتور نصب شده	نقاط بار متصل	ظرفیت (kVA)	بارگذاری اوج (%)	بارگذاری کم باری (%)
# ۵	۱، ۲، ۴، ۵، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۱۴، ۱۹	۵۰۰	۸۱	۴۱
# ۷	۳، ۶، ۷، ۸، ۹، ۱۰، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۱۸	۵۰۰	۹۶	۴۸
# ۱۳	۲۶، ۲۷، ۳۱، ۳۵	۵۰۰	۹۵	۴۸
# ۱۵	۱، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹	۵۰۰	۱۰۳	۵۲
# ۱۷	۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۷	۸۰۰	۸۴	۴۲
# ۱۸	۴۰، ۴۱، ۴۲	۵۰۰	۹۸	۴۹

در این حالت، عدم قطعیت ها در نظر گرفته نشده اند، در حالی که در یک سیستم توزیع واقعی عدم قطعیت وجود دارد. برای بررسی کارایی طرح به دست آمده، این طرح در سناریوهای مختلف ارزیابی شده است. توزیع احتمالی هزینه DSP در شکل (۸) نشان داده شده است. هر میله نشان دهنده هزینه مربوط به یک سناریو و احتمال وقوع متناظر آن می باشد.

ترانسفورماتورهای قرار گرفته در موقعیت شماره ۹ و ۱۴ جایگزین ترانسفورماتورهای قرار گرفته در موقعیت شماره ۱۵ و ۱۷ شده‌اند. ظرفیت انتخابی برای ترانسفورماتورها نیز تغییر کرده است، به گونه‌ای که مجموع ظرفیت نصب شده افزایش یافته است. مقدار تابع هدف مسئله (C_{Ex})، برای طرح انتخابی در این حالت برابر با ۹۶۵ هزار دلار و C_{DI} مربوط به آن برابر با ۹۲۷ هزار دلار می‌باشد. توزیع احتمالی هزینه کل DSP به ازای سناریوهای مختلف در شکل (۹) نشان داده شده است. مقایسه کاملی بین مؤلفه‌های مختلف تشکیل‌دهنده هزینه مسئله برنامه‌ریزی در جدول (۴) صورت گرفته است. بررسی نتایج ارائه‌شده در این جدول نشان می‌دهد که اگرچه هزینه قطعی در برنامه‌ریزی احتمالاتی نسبت به حالت برنامه‌ریزی قطعی که در آن عدم قطعیت‌ها دیده نشده است، اندکی افزایش یافته است اما هزینه موردانتظار در سناریوهای احتمالی کاهش یافته است و در بدترین سناریو میزان کاهش بیش از ۱۴٪ است. بنابراین شرکت‌های توزیع با پرداخت اندکی هزینه اضافی در زمان احداث شبکه توزیع، می‌توانند هزینه موردانتظار شبکه توزیع در سناریوهای مختلف را کاهش دهند و طراحی شبکه را به گونه‌ای انتخاب کنند که پایداری بهتری نسبت به پارامترهای احتمالی مؤثر بر عملکرد شبکه‌های توزیع داشته باشد.



شکل (۹): توزیع احتمالی هزینه مسئله با روش پیشنهادی در برنامه‌ریزی احتمالاتی



شکل (۸): توزیع احتمالی هزینه مسئله با روش پیشنهادی در برنامه‌ریزی قطعی.

همان‌گونه که مشاهده می‌شود، در تعداد زیادی از سناریوها هزینه‌ای بیش از C_{DI} رخ می‌دهد و در بدترین حالت مقدار هزینه به ۱/۵۵ میلیون دلار می‌رسد. بنابراین ممکن است که شرکت‌های توزیع، هزینه اضافی قابل توجهی طی بهره‌برداری واقعی، متحمل شوند.

(ب) حالت ۲: برنامه‌ریزی احتمالاتی

در این حالت، تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی، حداقل ساختن هزینه موردانتظار (C_{Ex}) مجموعه سناریوها می‌باشد. نتایج مربوط به این حالت، در جدول (۳) ارائه شده است که ضمن تعیین نقاط بار اختصاص‌یافته به هر ترانسفورماتور، تعداد، ظرفیت، شماره ترانسفورماتورهای انتخاب‌شده و میزان بارگذاری آن‌ها نیز مشخص است.

همان‌گونه که در جدول فوق مشاهده می‌شود، طرح بهینه به‌دست‌آمده نسبت به برنامه‌ریزی قطعی تغییر کرده است.

جدول (۳): بارگذاری ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی احتمالاتی.

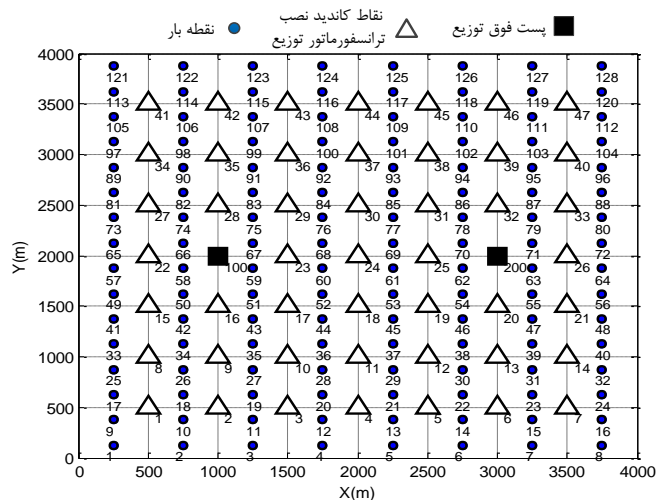
ترانسفورما تور نصب‌شده	نقاط بار متصل	ظرفیت (kVA)	بارگذاری اوج (%)	بارگذاری کم باری (%)
۵ #	۱، ۲، ۴، ۵، ۱۱، ۱۲، ۱۳	۵۰۰	۷۵	۳۸
۷ #	۳، ۶، ۷، ۸، ۹، ۱۰، ۱۵	۳۱۵	۹۲	۴۶
۹ #	۱۷، ۱۸، ۲۳، ۲۴، ۲۵	۸۰۰	۸۲	۴۱
۱۳ #	۲۱، ۲۸، ۳۳، ۳۴، ۳۹	۸۰۰	۶۹	۳۵
۱۴ #	۲۶، ۲۷، ۳۱، ۳۲، ۳۵	۵۰۰	۸۹	۴۵
۱۸ #	۳۶، ۳۷، ۳۸، ۴۰، ۴۱، ۴۲	۸۰۰	۸۹	۴۵

جدول (۴): مقایسه مؤلفه‌های هزینه برنامه‌ریزی در حالت‌های مختلف (دلار)

برنامه‌ریزی	برنامه‌ریزی	مؤلفه‌های هزینه
احتمالاتی	قطعی	
۷۰۳۳۵۰	۶۸۷۹۵۰	هزینه احداث ترانسفورماتورها و فیدرهای LV
۳۱۰۸۶	۳۰۳۷۱	هزینه تعمیر و نگهداری تجهیزات
۳۳۰۰۵۰	۳۴۸۳۱۰	بیشینه هزینه تلفات
۲۰۰۹۴۰	۱۷۳۰۴۰	بیشینه هزینه قابلیت اطمینان
۹۲۶۵۵۰	۹۱۱۱۰۰	هزینه کل بدون لحاظ کردن عدم قطعیت (C_{Dr})
۹۶۴۵۶۰	۹۷۴۴۸۰	هزینه کل مورد انتظار (C_{Ex})
۱۳۳۰۰۰۰	۱۵۵۲۸۰۰	هزینه بدترین سناریو

۲.۲.۴. مطالعه موردی ۲

روش برنامه‌ریزی احتمالاتی پیشنهادی در یک ناحیه نمونه نسبتاً بزرگ به مساحت ۱۶ کیلومترمربع با تقاضای بار ۱۵۴۶۰ kVA با رویکرد برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های MV و LV پیاده‌سازی شده است. فرض می‌شود که این ناحیه می‌تواند از طریق دو پست فوق توزیع، تغذیه شود و ۴۷ نقطه کاندیدا برای نصب ترانسفورماتورهای توزیع، موجود است. موقعیت پست‌های فوق توزیع و نقاط کاندیدای نصب ترانسفورماتور توزیع در شکل (۱۰) نشان داده شده است. مشخصات فنی و اقتصادی سیستم‌های مورد مطالعه به ترتیب در مراجع [۱۶] و [۱۹] ارائه شده است.



شکل (۱۰): ناحیه مورد مطالعه برای برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع.

نقاط بار نشان داده در شکل (۱۰)، در واقع نماینده اجتماعی از مشترکین می‌باشند. هر چه تعداد نقاط بار بیشتر باشد، مدل‌سازی بخش LV دقیق‌تر است اما پیچیدگی محاسبات افزایش می‌یابد. در این مطالعه، توزیع چگالی بار در سطح ناحیه مورد مطالعه، متغیر فرض شده و ۱۲۸ نقطه بار به‌عنوان نماینده تقاضای مشترکین در نظر گرفته شده است. اطلاعات تقاضای نقاط بار در جدول (۵) ارائه شده است. مدل پیشنهادی برای ناحیه مورد مطالعه، شبیه‌سازی شده و پاسخ بهینه مسئله برنامه‌ریزی

احتمالاتی در دو حالت برنامه‌ریزی متوالی و هم‌زمان تعیین شده است.

جدول (۵): اطلاعات نقاط بار (kVA) در ناحیه مورد مطالعه دوم

شماره	بار	شماره	بار	شماره	بار
۱	۸۰	۴۴	۱۳۰	۸۷	۱۳۰
۲	۸۰	۴۵	۱۳۰	۸۸	۱۲۰
۳	۸۰	۴۶	۱۳۰	۸۹	۱۲۰
۴	۸۰	۴۷	۱۳۰	۹۰	۱۳۰
۵	۸۰	۴۸	۱۲۰	۹۱	۱۳۰
۶	۸۰	۴۹	۱۳۰	۹۲	۱۳۰
۷	۸۰	۵۰	۱۵۰	۹۳	۱۳۰
۸	۸۰	۵۱	۱۵۰	۹۴	۱۳۰
۹	۹۵	۵۲	۱۵۰	۹۵	۱۳۰
۱۰	۱۲۰	۵۳	۱۵۰	۹۶	۱۲۰
۱۱	۱۲۰	۵۴	۱۵۰	۹۷	۹۵
۱۲	۱۲۰	۵۵	۱۵۰	۹۸	۱۲۰
۱۳	۱۲۰	۵۶	۱۳۰	۹۹	۱۲۰
۱۴	۱۲۰	۵۷	۱۳۰	۱۰۰	۱۲۰
۱۵	۱۲۰	۵۸	۱۵۰	۱۰۱	۱۲۰
۱۶	۹۵	۵۹	۱۵۰	۱۰۲	۱۲۰
۱۷	۹۵	۶۰	۱۵۰	۱۰۳	۱۲۰
۱۸	۱۲۰	۶۱	۱۵۰	۱۰۴	۹۵
۱۹	۱۲۰	۶۲	۱۵۰	۱۰۵	۹۵
۲۰	۱۲۰	۶۳	۱۵۰	۱۰۶	۱۲۰
۲۱	۱۲۰	۶۴	۱۳۰	۱۰۷	۱۲۰
۲۲	۱۲۰	۶۵	۱۳۰	۱۰۸	۱۲۰
۲۳	۱۲۰	۶۶	۱۵۰	۱۰۹	۱۲۰
۲۴	۹۵	۶۷	۱۵۰	۱۱۰	۱۲۰
۲۵	۹۵	۶۸	۱۵۰	۱۱۱	۱۲۰
۲۶	۱۲۰	۶۹	۱۵۰	۱۱۲	۹۵
۲۷	۱۲۰	۷۰	۱۵۰	۱۱۳	۹۵
۲۸	۱۲۰	۷۱	۱۵۰	۱۱۴	۱۲۰
۲۹	۱۲۰	۷۲	۱۳۰	۱۱۵	۱۲۰
۳۰	۱۲۰	۷۳	۱۳۰	۱۱۶	۱۲۰
۳۱	۱۲۰	۷۴	۱۵۰	۱۱۷	۱۲۰
۳۲	۹۵	۷۵	۱۵۰	۱۱۸	۱۲۰
۳۳	۱۲۰	۷۶	۱۵۰	۱۱۹	۱۲۰
۳۴	۱۳۰	۷۷	۱۵۰	۱۲۰	۹۵
۳۵	۱۳۰	۷۸	۱۵۰	۱۲۱	۸۰
۳۶	۱۳۰	۷۹	۱۵۰	۱۲۲	۸۰
۳۷	۱۳۰	۸۰	۱۳۰	۱۲۳	۸۰
۳۸	۱۳۰	۸۱	۱۲۰	۱۲۴	۸۰
۳۹	۱۳۰	۸۲	۱۳۰	۱۲۵	۸۰
۴۰	۱۲۰	۸۳	۱۳۰	۱۲۶	۸۰
۴۱	۱۲۰	۸۴	۱۳۰	۱۲۷	۸۰
۴۲	۱۳۰	۸۵	۱۳۰	۱۲۸	۸۰
۴۳	۱۳۰	۸۶	۱۳۰		

الف) برنامه‌ریزی احتمالاتی متوالی شبکه‌های LV و MV

در برنامه‌ریزی متوالی ابتدا مسئله جایابی احتمالاتی ترانسفورماتورهای توزیع حل شده و سپس با استفاده از نتایج آن مسئله مسیریابی احتمالاتی فیدرها حل می‌گردد. برای یافتن پاسخ بهینه

در این حالت مقدار تابع هدف مسئله که نشان‌دهنده هزینه موردانتظار طرح به‌دست‌آمده در سال افق به ازای سناریوهای تعریف‌شده می‌باشد، برابر با ۸۵۳ هزار دلار می‌باشد.

ب) برنامه‌ریزی احتمالاتی هم‌زمان شبکه‌های MV و LV

برنامه‌ریزی احتمالاتی هم‌زمان شبکه‌های LV و MV مطابق روندنمای ارائه شده در شکل (۱) صورت می‌گیرد. در این روندنما، در بخش ارزیابی هزینه هر ساختار، هزینه بر اساس هزینه موردانتظار با توجه به سناریوهای تعریف‌شده، تعیین می‌گردد. پاسخ برنامه‌ریزی هم‌زمان از برنامه‌ریزی متوالی دقیق‌تر می‌باشد چراکه ممکن است در طرح به‌دست‌آمده برای موقعیت ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی متوالی، هزینه شبکه MV متناظر با آن، آن‌قدر زیاد باشد که در صورت انتخاب طرح دیگری برای ترانسفورماتورها، هزینه کل شبکه توزیع، کم‌تر گردد.

مسئله برنامه‌ریزی احتمالاتی هم‌زمان شبکه‌های MV و LV برای ناحیه مورد مطالعه، حل شده است. مشخصات ترانسفورماتورهای انتخاب‌شده و میزان بارگذاری آن‌ها در سال افق در جدول (۷) و ساختار بهینه به‌دست‌آمده برای شبکه توزیع در شکل (۱۲) ارائه شده است.

جدول (۷): نتایج جایابی ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی احتمالاتی هم‌زمان.

محل نصب	ظرفیت (kVA)	بارگذاری (%)	محل نصب	ظرفیت (kVA)	بارگذاری (%)
۱	۸۰۰	۷۴	۲۶	۸۰۰	۷۰
۳	۸۰۰	۸۰	۲۷	۸۰۰	۸۱
۵	۸۰۰	۸۰	۲۸	۳۱۵	۸۹
۷	۸۰۰	۷۴	۳۰	۸۰۰	۷۰
۸	۵۰۰	۹۳	۳۱	۳۱۵	۸۹
۱۰	۵۰۰	۱۰۰	۳۲	۳۱۵	۸۹
۱۲	۵۰۰	۱۰۰	۳۳	۳۱۵	۷۹
۱۴	۵۰۰	۹۳	۳۵	۵۰۰	۱۰۰
۱۵	۵۰۰	۱۰۶	۳۷	۵۰۰	۱۰۰
۱۷	۸۰۰	۷۰	۳۸	۳۱۵	۷۹
۱۹	۸۰۰	۷۰	۴۰	۵۰۰	۹۳
۲۰	۳۱۵	۸۹	۴۱	۸۰۰	۸۶
۲۱	۳۱۵	۷۹	۴۲	۳۱۵	۱۰۲
۲۲	۸۰۰	۷۰	۴۴	۸۰۰	۸۰
۲۳	۸۰۰	۷۵	۴۶	۸۰۰	۸۰
۲۵	۸۰۰	۷۵	۴۷	۳۱۵	۸۶

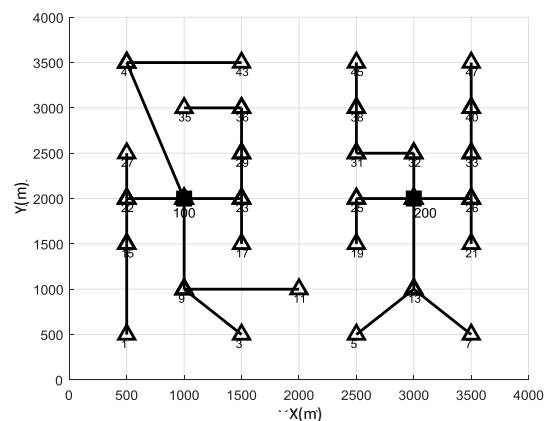
همان‌گونه که مشاهده می‌شود، ساختار شبکه نسبت به برنامه‌ریزی متوالی، تغییر کرده است و ترانسفورماتورهای توزیع انتخاب‌شده متفاوت از طرح قبل می‌باشد. در این طرح اگرچه موقعیت ترانسفورماتورهای توزیع، بهترین حالت ممکن نمی‌باشد اما با توجه به هزینه شبکه MV، هزینه موردانتظار برای کل شبکه توزیع، کم‌ترین

مرحله اول یعنی جایابی ترانسفورماتورها، از روش ابتکاری پیشنهادی استفاده شده است. در این مرحله، تعداد، محل و ظرفیت بهینه ترانسفورماتورهای توزیع و نقاط بار تخصیص‌یافته به آن‌ها بر اساس سناریوهای تعریف‌شده، مشخص می‌گردد. نتایج به‌دست‌آمده در این مرحله، در سال افق در جدول (۶) ارائه شده است.

جدول (۶): نتایج جایابی ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی احتمالاتی متوالی.

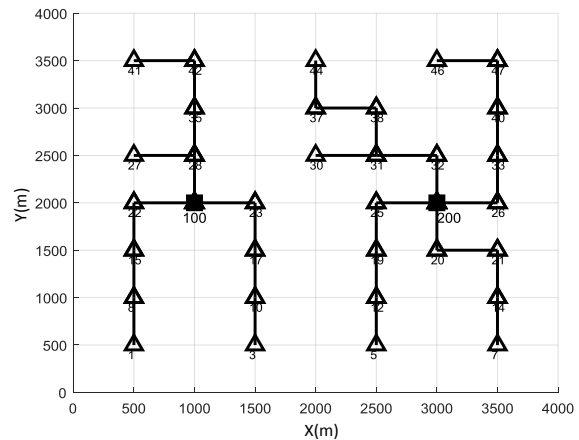
محل نصب	ظرفیت (kVA)	بارگذاری (%)	محل نصب	ظرفیت (kVA)	بارگذاری (%)
۱	۸۰۰	۸۶	۲۶	۸۰۰	۷۰
۳	۸۰۰	۸۰	۲۷	۸۰۰	۸۱
۵	۸۰۰	۸۰	۲۹	۸۰۰	۷۰
۷	۸۰۰	۸۶	۳۱	۸۰۰	۷۰
۹	۵۰۰	۱۰۰	۳۲	۳۱۵	۸۹
۱۱	۵۰۰	۱۰۰	۳۳	۳۱۵	۷۹
۱۳	۵۰۰	۱۰۰	۳۵	۵۰۰	۱۰۰
۱۵	۸۰۰	۸۱	۳۶	۳۱۵	۷۹
۱۷	۸۰۰	۷۰	۳۸	۵۰۰	۱۰۰
۱۹	۸۰۰	۷۰	۴۰	۵۰۰	۹۳
۲۱	۸۰۰	۸۱	۴۱	۸۰۰	۸۶
۲۲	۸۰۰	۷۰	۴۳	۸۰۰	۸۰
۲۳	۸۰۰	۷۵	۴۵	۸۰۰	۸۰
۲۵	۸۰۰	۷۵	۴۷	۸۰۰	۷۴

پس از محاسبه موقعیت بهینه ترانسفورماتورهای توزیع و بارگذاری آن‌ها، نتایج به‌دست‌آمده به‌عنوان ورودی‌های مسئله در مرحله بعد استفاده می‌شوند. در این مرحله، ترانسفورماتورهای انتخاب‌شده به‌عنوان نقاط بار در مسئله مسیریابی بهینه فیدرهای توزیع، در نظر گرفته شده‌اند. مسئله با استفاده از روش تعویض شاخه، حل شده و مسیر بهینه فیدرهای MV که متصل‌کننده ترانسفورماتورها به پست فوق توزیع و شبکه بالادستی هستند، مشخص گردیده است. ساختار بهینه به‌دست‌آمده برای شبکه توزیع، در شکل (۱۱) نشان داده شده است.



شکل (۱۱): ساختار بهینه شبکه‌های توزیع در برنامه‌ریزی احتمالاتی متوالی.

مقدار ممکن می باشد. در جدول (۸)، ویژگی های ساختار به دست آمده برای شبکه توزیع و هزینه های مربوطه در طراحی متوالی و هم زمان با یکدیگر مقایسه شده است.



شکل (۱۲): ساختار بهینه شبکه های توزیع در برنامه ریزی احتمالاتی هم زمان.

جدول (۸): مقایسه مؤلفه های هزینه برنامه ریزی احتمالاتی توأم شبکه های توزیع.

مقدار نسبی (%)	برنامه ریزی هم زمان	برنامه ریزی متوالی	
۹۸	۱۸۱۳۵	۱۹۱۴۵	مجموع ظرفیت ترانسفورماتورها (kVA)
۱۱	۳۲	۲۸	تعداد ترانسفورماتورهای توزیع
۴			
۸۲	۱۶	۱۹/۵	مجموع طول فیدرهای شبکه MV (km)
۱۰	۷۲۶۱۷۰	۷۱۹۶۲۰	مقدار تابع هدف برای شبکه LV (دلار)
۱			
۸۶	۱۱۴۱۲۰	۱۳۳۴۵۰	مقدار تابع هدف برای شبکه MV (دلار)
۹۹	۸۴۰۲۹۰	۸۵۳۰۷۰	مقدار تابع هدف برای کل شبکه (دلار)
-	۹۵	۱۷	زمان حل مسئله (دقیقه)

می باشد. در مورد هزینه شبکه MV مشاهده می شود که علاوه بر کوتاه تر شدن شبکه MV در برنامه ریزی هم زمان نسبت به حالت متوالی، مجموع هزینه های شبکه MV (شامل هزینه های احداث، نگهداری، تلفات و قابلیت اطمینان) در این آرایش کاهش یافته است. اگرچه در سیستم مورد مطالعه در این مقاله، کاهش هزینه ها یا بهبود آن در طراحی هم زمان نسبت به طراحی متوالی یا غیر هم زمان شبکه ها چندان قابل توجه نیست (یک درصد بهبود)، اما باید توجه داشت که مسئله برنامه ریزی شبکه های توزیع، کاملاً به سیستم مطالعه وابسته است و ممکن است در برخی موارد میزان بهبود، قابل توجه باشد. علاوه بر این از آنجاکه در مطالعات طراحی، زمان عنصر محدودکننده ای نیست و از طرف دیگر هزینه های شبکه های توزیع در شهرهایی با وسعت چندین کیلومتر مربع بسیار قابل توجه می باشد، حتی یک درصد بهبود در هزینه ها، رقم قابل توجهی می تواند باشد که افزایش زمان محاسبات و پیچیده تر شدن مسئله برنامه ریزی شبکه های توزیع در طراحی هم زمان را توجیه پذیر می نماید.

۵. نتیجه گیری

سیستم توزیع الکتریکی به طور کلی از شبکه های LV و MV ساخته شده است. به دلیل پیچیدگی مسئله برنامه ریزی شبکه توزیع، معمولاً بهینه سازی شبکه های LV و MV به صورت مجزا از یکدیگر انجام می شود اما این امر باعث کاهش دقت پاسخ مسئله می گردد. در این مقاله، یک روش ابتکاری برای برنامه ریزی هم زمان شبکه های LV و MV ارائه گردید که با استفاده از آن در زمان منطقی و قابل قبولی می توان پاسخ بهینه مسئله را تعیین نمود. همچنین رفتار احتمالاتی سیستم توزیع، با استفاده از یک مجموعه سناریو در نظر گرفته شد و مسئله برنامه ریزی سیستم توزیع در دو حالت قطعی و احتمالاتی مطالعه گردید. روش پیشنهادی بر روی دو ناحیه نمونه پیاده سازی شد و کارایی روش پیشنهادی و تأثیر برنامه ریزی هم زمان و متوالی بر روی پاسخ به دست آمده بررسی گردید.

نتایج مطالعات عددی ضمن تأیید کارایی مدل پیشنهادی، نشان می دهد که بهینه سازی هم زمان شبکه های توزیع نسب به بهینه سازی متوالی آن ها، پاسخ بهتری را مشخص می کند اگرچه زمان محاسبه مسئله به میزان قابل توجهی افزایش می یابد. نکته ای که در نتایج فوق قابل تأمل است، افزایش هزینه شبکه LV در حل هم زمان با وجود کاهش ظرفیت نصب شده ترانسفورماتورهای توزیع می باشد که علت آن افزایش مجموع هزینه های مربوط به احداث، نگهداری، تلفات و قابلیت اطمینان

همان گونه که مشاهده می شود، بهینه سازی هم زمان شبکه های توزیع نسب به بهینه سازی متوالی آن ها، پاسخ بهتری را مشخص می کند، اگرچه زمان محاسبه مسئله به میزان قابل توجهی افزایش می یابد. نکته ای که در نتایج فوق قابل تأمل است، افزایش هزینه شبکه LV در حل هم زمان با وجود کاهش ظرفیت نصب شده ترانسفورماتورهای توزیع می باشد که علت آن افزایش مجموع هزینه های مربوط به احداث، نگهداری، تلفات و قابلیت اطمینان

- (۱) محسنی، عادل؛ عابدی، مهرداد؛ قره‌پتیان، گئورک، «برنامه‌ریزی توسعه تولید انرژی الکتریکی و جایابی نیروگاه بر پایه الگوریتم ژنتیک ارتقا یافته و فرآیند تحلیل سلسله مراتبی»، مجله مهندسی و مدیریت انرژی، دوره ۳، شماره ۲، صفحه ۲-۱۳، ۱۳۹۶.
- 2) Lotero, R. C., Contreras, J., "Distribution System Planning with Reliability," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 4, pp. 2552-2562, 2011.
- 3) Cossi A., Da Silva, L., Lazaro, R., Mantovani, J. R. S., "Primary Power Distribution Systems Planning Taking into Account Reliability, Operation and Expansion Costs," Generation, Transmission & Distribution, IET, Vol. 6, No. 3, pp. 274-284, 2012.
- 4) Yosef, M., Sayed, M., Youssef, H. K., "Allocation and Sizing of Distribution Transformers and Feeders for Optimal Planning of MV/LV Distribution Networks using Optimal Integrated Biogeography based Optimization Method," Electric Power Systems Research, vol. 128, No. 11, pp. 100-112, 2015.
- 5) Paiva, et al., "Integral Planning of Primary-Secondary Distribution Systems using Mixed Integer Linear Programming," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, pp. 1134-1143, 2005.
- 6) Ziari, I., Ledwich, G., Ghosh, A., "Optimal Integrated Planning of MV-LV Distribution Systems using DPSO," Electric Power Systems Research, Vol. 81, No. 10, pp. 1905-1914, 2011.
- 7) Georgilakis P. S., Hatziargyriou, N. D., "A Review of Power Distribution Planning in the Modern Power Systems Era: Models, Methods and Future Research," Electric Power Systems Research, Vol. 121, No. 4, pp. 89-100, 2015.
- 8) Fletcher, R. H., Strunz, K., "Optimal Distribution System Horizon Planning—part I: Formulation," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, pp. 791-799, 2007.
- 9) Esmaeeli, M., Kazemi, A., Shayanfar, H., Haghifam, M.R., "Multistage Distribution Substations Planning Considering Reliability and Growth of Energy Demand," Energy, Vol. 84, No. 5, pp.357-364, 2015.
- 10) Turkay, B., Artac, T., "Optimal Distribution Network Design using Genetic Algorithms," Electric Power Components and Systems, Vol. 33, No. 5, pp. 513-524, 2005.
- 11) Ramírez-Rosado, I. J., Domínguez-Navarro, J. A., "New Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power Distribution Systems," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, pp. 224-233, 2006.
- 12) Favuzza, S., Graditi, G., Ippolito, M. G., Sanseverino, E. R. "Optimal Electrical Distribution Systems Reinforcement Planning using Gas Micro Turbines by Dynamic Ant Colony Search Algorithm," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, pp. 580-587, 2007.
- 13) Singh, S., Ghose, T., Goswami, S., "Optimal Feeder Routing based on the Bacterial Foraging Technique," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, No. 1, pp. 70-78, 2012.
- 14) Nahman, J. M., Peric, D. M., "Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, pp. 790-795, 2008.
- 15) El-Zonkoly, A. M., "Multistage Expansion Planning for Distribution Networks Including Unit Commitment," IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 7, No. 7, pp. 766-778, 2013.
- 16) Esmaeeli, M., Kazemi, A., Shayanfar, H., Haghifam, M.R., Siano, P., "Risk-based Planning of Distribution Substation Considering Technical and Economic Uncertainties," Electric Power Systems Research, Vol 30, No. 6, pp. 18-26, 2016.
- 17) Kumar, D., Samantaray, S., Joos, G., "A Reliability Assessment based Graph Theoretical Approach for Feeder Routing in Power Distribution Networks Including Distributed Generations," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 57, No. 5, pp. 11-30, 2014.
- 18) Navarro A., Rudnick, H., "Large-Scale Distribution Planning—Part I: Simultaneous Network and Transformer Optimization," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, pp. 744-751, 2009.
- 19) Esmaeeli, M., Kazemi, A., Shayanfar, H., Chicco, G., Siano, P., "Risk-based Planning of the Distribution Network Structure Considering Uncertainties in Demand and Cost of Energy," Energy, Vol. 119, No. 1, pp. 578-587, 2017.
- 20) Goswami, S.K., "Distribution System Planning using Branch Exchange Technique," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, pp. 718-723, 1997.
- 21) Kalesar, B.M., Seifi, A.R., "Optimal Substation Placement and Feeder Routing in Distribution System Planning using Genetic Algorithm," Elixir Elec. Engg, Vol. 37, No. 1, pp. 3908-3915, 2011.
- 22) Esmaeeli, M., Kazemi, A., Shayanfar, H., Haghifam, M.R., "Sizing and Placement of Distribution Substations Considering Optimal Loading of Transformers," International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol 25, No. 11, pp. 2897-908, 2015.
- 23) IEC 60076-7, Power Transformers; Part 7: Loading Guide for Oil-immersed Power Transformers," 1st ed. 2005-12.
- 24) Saber, A.Y., Venayagamoorthy, G.K., "Resource Scheduling under Uncertainty in a Smart Grid with Renewables and Plug-in Vehicles," IEEE Systems Journal, Vol. 6, No. 1, pp. 103-109, 2012.