برنامه‌ریزی بلندمدت جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع به‌منظور بهبود قابلیت اطمینان و کیفیت توان با رویکرد کاهش هزینه و تلفات

حشمت‌الله نوری زاده[1]، دانش آموخته کارشناسی ارشد، محسن نیاستی[2]، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه سمنان- سمنان- ایران
Heshmat_Norizadeh@semnan.ac.ir
۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه سمنان - سمنان- ایران
Mniasati@Semnan.ac.ir

چکیده: **یکی از مسائل مهم و پیچیده در برنامه‌ریزی بلندمدت شبکه‌های توزیع، جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع می‌باشد. در این مقاله مکان‌یابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع بر اساس یک تابع چند هدفِ و کامل موردبررسی قرارگرفته است. در روش پیشنهادی، محل، ظرفیت بهینه و حوزه تحت سرویس با به حداقل رساندن هزینه‌ها (سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، قابلیت اطمینان) و بهبود پارامترهای قابلیت اطمینان و کیفیت توان (افت ولتاژ) با توجه به محدودیت‌های الکتریکی (ساختار شعاعی، افت ولتاژ و ظرفیت‌های تجهیزات) تعیین می‌گردد. با توجه به اینکه برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع به علت وجود متغیرهای تصمیم‌گیری متعدد و چندگانه در توابع هدف، دارای پیچیدگی خاصی می‌باشد. در این مقاله برای حل مسئله برنامه‌ریزی بلندمدت شبکه‌های توزیع، از الگوریتم جستجوی موجودات همزیست (SOS) به‌عنوان یک الگوریتم بهینه‌سازی اکتشافی جدید توسعه‌یافته استفاده گردید. به‌منظور ارزیابی عملکرد الگوریتم پیشنهادی، روش پیشنهادی بر روی یک شبکه نمونه آزمایش‌شده است. مقایسه نتایج الگوریتم پیشنهادی با نتایج مطالعات با الگوریتم‌های ژنتیک (GA)، بهینه‌سازی مبتنی بر جغرافیایی زیستی (BBO) و الگوریتم رقابت استعماری (ICA)، به‌خوبی کارایی و مزیت الگوریتم پیشنهادی نسبت به سایر الگوریتم‌ها را نشان می‌دهد.**

واژه‌های کلیدی: **ترانسفورماتورهای توزیع، مکان‌یابی بهینه، قابلیت اطمینان، کیفیت توان، افت ولتاژ، الگوریتم جستجوی موجودات همزیست(SOS).**

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۸/۰۶/۱۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۱۱/۰۸

نام نویسنده‌ی مسئول: محسن نیاستی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران، سمنان، روبروی پارک سوکان، پردیس شماره یک، دانشگاه سمنان، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

۱- مقدمه

طراحی و توسعه شبکه آینده یکی از پیچیده‌ترین مشکلات در مطالعه شبکه‌های توزیع است که با توجه به افزایش میزان مصرف انرژی با چالش‌های بسیاری مواجه است که نیازمند توجه فوری به رشد، توسعه و مدیریت انرژی است[۱]. با توجه به نقش مهم و حیاتی شبکه‌های توزیع برق در انتقال انرژی الکتریکی از منابع مختلف تأمین انرژی به مصرف‌کنندگان مختلف، برنامه ریزان شبکه‌های توزیع برق باید اطمینان حاصل کنند که ظرفیت پست‌ها (ظرفیت ترانسفورماتورها) و ظرفیت فیدرها (ظرفیت توزیع) برای برآورده کردن بار در افق برنامه‌ریزی مناسب می‌باشد.

با توجه به این‌که ترانسفورماتورهای توزیع یکی از مهم‌ترین و اساسی‌ترین اجزای شبکه توزیع می‌باشد در همین راستا، به‌منظور سرمایه‌گذاری بهینه، استفاده از حداکثر ظرفیت نصب‌شده، ترانسفورماتورها باید بر اساس نیاز و تراکم فضای موردنظر انتخاب شوند [۲]. از سوی دیگر، محل قرار گرفتن ترانسفورماتورهای توزیع به تغییرات آب و هوایی و تفاوت‌های فصلی، محدودیت‌های جغرافیایی و غیره در یک شبکه توزیع بزرگ، اندازه و موقعیت بارهای موجود در شبکه بستگی دارد. ازاین‌رو، جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع، مدیریت بخش تقاضا برای جبران کمبود انرژی الکتریکی، کاهش تلفات و بهبود قابلیت اطمینان و کیفیت توان (افت ولتاژ) در شبکه‌های توزیع برای به حداقل رساندن هزینه کلی سیستم ضروری می‌باشد.

از آنجا که مسئله برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع بسیار پیچیده، غیرخطی و گسسته است، لذا به‌کارگیری روش‌های بهینه‌سازی در برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع امری اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. تاکنون، مطالعات گسترده‌ای در این زمینه انجام‌شده است. یکی از روش‌هایی که در سال‌های اخیر مورد توجه زیادی قرارگرفته استفاده از الگوریتم‌های اکتشافی و فرا ابتکاری می‌باشد که ابزار مناسبی برای بهینه‌سازی توابع گسسته و غیرخطی می‌باشد[۳] تا [۵]. هر یک از این روش‌ها مزایا و معایب خاص خود را دارا می‌باشند که در ادامه به‌اجمال مورد بررسی قرار می‌گیرند.

در مراجع [۱] تا [۳]، بازبینی جامع از کلیات جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع ارائه‌شده است. تاکنون از روش‌های متعددی از قبیل الگوریتم تبرید شبیه‌سازی‌شده [۳]، کلونی [۴]، الگوریتم جستجوی ممنوعه [۵]، برنامه‌ریزی دینامیکی [۶]، الگوریتم ژنتیک[۷] و الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام پرندگان بهبودیافته (ANPSO)[۸] به‌منظور حل مسئله‌ی برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع، استفاده‌شده است. در مرجع [۹] مطالعه مربوط به ترانسفورماتورهای توزیع یکی از زمینه‌های ضروری برای بخش توزیع، ارائه‌شده است. کار پیشنهادی به بهینه‌سازی تابع هزینه مربوط به سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، نگهداری، بیمه و کاهش هزینه‌های شبکه‌های توزیع شهری می‌پردازد. در [۱۰] مطالعه بهینه‌سازی ترکیبی مبتنی بر موقعیت جغرافیایی با روش رقابت جمعیت (BBOPC) پیشنهادشده است. مزیت‌های اصلی این روش در مقایسه با الگوریتم‌های بهینه‌سازی تصادفی قبلاً منتشرشده این است که به هیچ داده خارجی نیاز ندارد. در مراجع [۱۱] تا [۱۴]، از روش‌های متعددی ازجمله (الگوریتم رقابتی استعماری (ICA)، برنامه‌ریزی خطی (LP)، نرم‌افزار CYMEDIST) برای تعیین نوع، ظرفیت و مکان بهینه ترانسفورماتورهای توزیع استفاده‌شده است که هدف نهایی آن کمینه کردن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری (شامل نمایش واقعی هر دو هزینه ثابت و متغیر) با در نظر گرفتن محدودیت‌های الکتریکی می‌باشد. علاوه بر این، این مشکل به‌عنوان یک برنامه‌نویسی عدد صحیح مختلط (MINLP) فرموله شده است که می‌تواند منجر به راه‌حل‌های بهینه محلی به علت غیرخطی سازی شود. در مراجع [۱۵] تا [۱۹] تأثیر دسته‌بندی مصرف‌کننده‌های شبکه‌های توزیع بر روی صحت پیش‌بینی قابلیت اطمینان و همچنین از جنبه های مختلف مانند کیفیت توان، بهره‌برداری اقتصادی و حفاظت مورد بررسی قرارگرفته است. در مرجع [۲۰] به ارائه روشی جدید درباره تحلیل هزینه خاموشی (هزینه ازدست‌رفته در بخش‌های تولید و انتقال) برق پرداخته‌شده است و هزینه‌های خاموشی در بخش توزیع برق موردبررسی قرارگرفته است.

در این مقاله یک تابع هدف چندمنظوره برای برنامه‌ریزی بهینه شبکه‌های توزیع، باهدف بهبود قابلیت اطمینان، کیفیت توان (افت ولتاژ) و به حداقل رساندن هزینه‌ها (شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و قابلیت اطمینان) ارائه می‌گردد و برای تحقق این امر از ۱۲ قید فنی حاکم بر شبکه استفاده خواهد شد. در مدل پیشنهادی، هزینه‌های نصب امکانات جدید (پست‌ها، فیدرها)، هزینه‌های احداث و نگهداری پست‌ها، هزینه تلفات توان و هزینه‌های بهره‌برداری اولیه از تجهیزات و هزینه‌های قابلیت اطمینان شامل هزینه انرژی تأمین نشده، هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه خسارت مشتری ناشی از وقفه‌های حاصله) مد نظر می‌باشد. علاوه بر این، برای نزدیک بودن روش به طرحهای واقعی از هر دو نوع پست هوایی و زمینی استفاده می‌شود. فرآیند بهینه‌سازی مسئله موجود با استفاده از الگوریتم جستجوی موجودات همزیست (SOS) انجام می‌گیرد و با نتایج حاصل از الگوریتم‌های دیگر (BBO،ICA،GA) به‌منظور بررسی کارایی و اثربخشی آن، مقایسه خواهد شد.

۲- الگوریتم جستجوی موجودات همزیست (SOS)

در چند سال اخیر با توجه به محدودیت‌های موجود در روش‌های حل دقیق، پژوهش‌های زیادی در زمینه استفاده از الگوریتم‌های فرا ابتکاری، به‌منظور جایابی بهینه ترانسفورماتور توزیع صورت پذیرفته است. یکی از کاربردی‌ترین روش‌های مورداستفاده در این زمینه، الگوریتم جست‌وجوی موجودات همزیست (SOS) است. این الگوریتم توسط چنگ و پرایوگو [۲۱] برای اولین بار در مجله کامپیوتر و

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

ساختارها معرفی شد. این روش یکی از جدیدترین روش‌های حل مسئله فرا ابتکاری است که رفتار تعاملی بین موجودات در طبیعت را شبیه‌سازی می‌کند. موجودات به‌ندرت تنها زندگی می‌کنند، چون برای تأمین مواد غذایی و حتی برای بقا به گونه‌های دیگر احتیاج دارند. این رابطه‌ی مبتنی بر وابستگی را همزیستی می‌نامند. روابط همزیستی ممکن است اجباری باشد، یعنی دو موجود برای بقا به یکدیگر وابسته‌اند، یا اختیاری باشد، به این معنی که رابطه‌ی غیرضروری بین دو موجود وجود دارد که برای هر دو سودمند است. روابط همیاری، هم‌سفرگی و انگلی رایج‌ترین روابط موجود در طبیعت هستند. در رابطه‌ی همیاری، تعاملات به نفع هر دو طرف است، در رابطه هم‌سفرگی، تعاملات به نفع یک‌طرف است و تأثیری برطرف دیگر ندارد و در رابطه‌ی انگلی، تعاملات به نفع یک‌طرف و به ضرر طرف دیگر است. در الگوریتم پیشنهادی، مانند دیگر الگوریتم‌های مبتنی بر جمعیت، در فرآیند یافتن جواب بهینه سراسری، از یک جمعیت کاندید از جواب‌ها به‌طور تکراری در نواحی نویدبخش فضای جستجو استفاده می‌شود تا جواب‌های جدیدی برای تکرار بعدی تولید گردد. در این الگوریتم، تقلید تعامل بیولوژیک بین دو موجود در اکوسیستم، بر تولید جواب تازه حاکم است. سه فاز معرفی می‌شوند که شبیه مدل تعامل بیولوژیک دنیای واقعی هستند: فاز همیاری، فاز هم‌سفرگی و فاز انگلی. هر موجود در تمام فازها با موجود دیگر تعامل می‌کند. این فرآیند تکرار می‌شود تا معیارهای خاتمه برآورده گردد.

۲-۱- فاز همیاری

در این فاز از الگوریتم که تقلیدی از رابطه همیاری است، x_i، iامین موجود اکوسیستم است. سپس، موجود دیگری، x_j به‌طور تصادفی از اکوسیستم انتخاب می‌شود تا با x_i تعامل کند. جواب‌های کاندید جدید برای x_i و x_j بر اساس همزیستی همیاری بین موجود x_i و موجود، x_j محاسبه می‌گردد، که در معادلات زیر مدل‌سازی شده است:

$$X_{inew} = x_i + rand(0.1)\,(X_{best} - Mutual_Vector \times BF_1) \quad (۱)$$

$$X_{jnew} = x_j + \mathrm{rand}(0.1)\,(X_{best} - \mathrm{Mutual_Vector} \times BF_2) \quad (۲)$$

$$\mathrm{Mutual_Vector} = \frac{x_i + x_j}{2} \quad (۳)$$

$X_{inew}.X_{jnew}$، $i.j$ امین موجود جدید در اکوسیستم در فاز همیاری می‌باشد. x_i، i امین موجود اکوسیستم است و x_j به طور تصادفی از اکوسیستم انتخاب می‌شود. $\mathrm{rand}(0.1)$ در معادله (۱) و (۲) بردار اعداد تصادفی است. بر اساس نظریه تکامل داروین، "تنها موجودات مناسب برتری خواهند یافت" همه موجودات مجبور به افزایش درجه سازگاری خود با اکوسیستم خود خواهند شد. در این میان برخی از آنها برای افزایش سازگاری بقا از روابط همزیستی با دیگر موجودات استفاده می‌کنند. کاربرد X_{best} در این بخش نمایان است زیرا X_{best} نشان دهنده بالاترین درجه سازگاری است. بردار Mutual_Vector رابطه بین ارگانیسم x_i و x_j را نشان می‌دهد. در خصوص نقش BF_1و BF_2 باید به این نکته اشاره نمود که در طبیعت، برخی از روابط متقابل ممکن است برای یک موجود نسبت به یک موجود دیگر دارای نفع بیشتری برای ماندن در اکوسیستم باشد. به عبارت دیگر موجود A ممکن است هنگام تعامل با موجود B نفع بیشتری را کسب نماید. به همین منظور، ضریبهای سود (BF2 و BF1) به طور تصادفی بین ۱ تا ۲ انتخاب می‌شوند (به طور مثال $BF_1 = 1. BF_2 = 2$)، این ضرایب نشان دهنده میزان سود هر کدام از دو موجود x_i و x_j است. در قسمت $(X_{best} - Mutual_Vector \times BF_2)$، تلاش موجودات برای رسیدن به بالاترین حد سازگاری موجود در طبیعت شبیه‌سازی می‌شود.

۲-۲- فاز هم‌سفرگی

مانند فاز همیاری، در فاز هم‌سفرگی یک موجود x_j به‌طور تصادفی از اکوسیستم انتخاب می‌گردد تا با x_i تعامل کند. جواب کاندید جدید i بر طبق همزیستی هم‌سفرگی بین موجود x_i و موجود x_j محاسبه می‌گردد که در معادله (۴) مدل‌سازی شده است.

$$X_{inew} = x_i + rand(-1.1)\,(X_{best} - x_j) \quad (۴)$$

که در این رابطه، $\mathrm{rand}(-1.1)$ در واقع محدوده شروع فاز هم سفرگی تعیین شده است. که درواقع بازه مقداردهی اولیه متغیرهای موجود در اکوسیستم در فاز همسفرگی را تعیین می‌کند و $(X_{best} - x_j)$، مزیت منفعتی تأمین‌شده توسط x_j برای کمک به x_i جهت افزایش دادن مزیت بقای آن در اکوسیستم را نشان می دهد.

۲-۳- فاز انگلی

در این فاز از الگوریتم، موجود x_i از طریق ایجاد انگلی مصنوعی به نام (بردار واسط انگل) نقشی شبیه پشه آنوفل دارد. با تکثیر موجود x_i در فضای جستجو، و سپس با استفاده از یک عدد تصادفی برای تعدیل ابعادی که به‌طور تصادفی انتخاب‌شده‌اند، بردار واسط انگل ایجاد می‌گردد. موجود x_j به‌طور تصادفی از اکوسیستم انتخاب می‌گردد و در نقش میزبان بردار انگل عمل می‌کند. بردار انگل تلاش می‌کند جایگزین x_j در اکوسیستم شود. سپس هر دو موجود برای اندازه‌گیری سازگاری‌شان ارزیابی می‌شوند. اگر مقدار سازگاری بردار انگل بیشتر باشد، موجود x_j را می‌کشد و جای آن را در اکوسیستم می‌گیرد و اگر مقدار سازگاری موجود x_j بیشتر باشد، موجود x_j در برابر بردار انگل ایمنی خواهد داشت و بردار انگل دیگر نمی‌تواند در اکوسیستم زندگی کنند.

۳- ارائه مدل ریاضی

برنامه‌ریزی بهینه برای جایابی ترانسفورماتورهای توزیع مهم‌ترین گام در فرآیند برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع محسوب می‌شود که ساختار پیشنهادی باید علاوه بر رعایت محدودیت‌های فنی، عملکرد بهینه

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

داشته باشد. این‌یک مسئله پیچیده است و الگوریتم‌های بهینه‌سازی کارآمد برای حل آن موردنیاز هستند در همین راستا منطقه شهری موردمطالعه به بسیاری از مناطق کوچک مربعی تقسیم‌شده است که چگالی بار آن‌ها با پیش‌بینی بار میان‌مدت و بلندمدت محاسبه می‌شود و بدین ترتیب مسئله جایابی بهینه پست‌های توزیع را می‌توان به‌صورت زیر مدل‌سازی نمود[۱۰] تا [۱۲]:

$$TCOP = min\sum_{i=1}^{N}(C_{Inv} + C_{Opa} + C_R) + \alpha\sum_{j=1}^{j}\sum_{i=1}^{I_J} IL_{ij} \quad (۵)$$

تابع هدف به‌صورت زیر می‌باشد که در آن $TCOP$ کل هزینه‌های جایابی بهینه و N تعداد کل توابع هدف و C_{Ive} مربوط به هزینه سرمایه‌گذاری (هزینه خرید زمین و هزینه مربوط به تجهیزات و ترانسفورماتورها و ساخت پست‌ها) و C_{Opa} مربوط به هزینه‌های بهره‌برداری (هزینه تلفات فیدر و تلفات آهنی و مسی و تعمیرات و نگهداری) و IL_{ij} شاخص تلفات در فیدر فشار ضعیف در بار بلوک i ام می باشد که بر اساس کمینه کردن تلفات است. با توجه به این که مقدار تلفات به صورت $R.I^2$ می باشد لذا برای کمینه کردن تلفات از ان جا که I متناسب با P_i و R متناسب $Dist_{ij}$ می باشد. بنابراین به‌صورت $P_i{}^2 Dist_{ij}$می‌باشد و C_R هزینه‌های مربوط به قابلیت اطمینان که شامل ۸ شاخص برای سنجش می‌باشد.

۳-۱- هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه‌های سرمایه‌گذاری به‌صورت زیر مدل‌سازی می‌شود:

$$C_{Inv} = C_{BL} + C_{PPe} + C_{InVflv} + C_{Dflv} + C_{Ins_trans} \quad (۶)$$

که به صورت:

$$C_{BL} = \sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i * C_{Bgi} * Dimensions \quad (۷)$$

$$C_{PPe} = \sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i . C_{Trans_eque} \quad (۸)$$

$$C_{InVflv} = \sum_{i=1}^{n_{sub}}\sum_{j=1}^{n_{loadi}} V_{mf} . Dist_{ij} \quad (۹)$$

$$C_{Dflv} = D_c(KVA) * 3 * R * \frac{{I_{LOADn}}^2}{1000} \quad (۱۰)$$

$$C_{Ins_trans} = \sum_{i=1}^{n_{Bloak}} CB_{PTi}\,(F_i(KVA) * W) \quad (۱۱)$$

که در آن C_{BL} هزینه مربوط به خرید زمین، C_{PPe} هزینه سرمایه‌گذاری اولیه تجهیز و ساخت پست‌ها، C_{InVflv} هزینه سرمایه‌گذاری اولیه فیدرهای فشارضعیف، C_{Dflv} هزنیه‌های مربوط به دیماند فیدر فشارضعیف، C_{Ins_trans} هزینه‌های مربوط به نصب ترانسفوماتورها می باشد. n_{Bloak} مربوط به تعداد کل بلوک‌های تحت مطالعه می‌باشد. δ_i متغیر تصمیم‌گیری بوده و مقدار آن درصورتی‌که پست i ام در بلوک وجود داشته باشد برابر ۱ در غیر این صورت صفر است. C_{Bgi} هزینه خرید هر مترمربع زمین در بلوک موردنظر $Dimensions$ ابعاد موردنیاز برای نصب و احداث پست iام می‌باشد. و C_{Trans_eque} هزینه خرید ترانسفورماتور و تجهیزات داخلی و مصالح ساختمان پست i ام است. n_{sub} تعداد پست توزیع پیشنهادی، n_{loadi} تعداد بار تغذیه‌شده از پست i ام، V_{mf} هزینه احداث یک متر از فیدرهای فشارضعیف (شامل هزینه یک متر کابل زمینی و یک متر حفاری جهت اجرای کابل کشی در خاک)، $Dist_{ij}$ فاصله بار jام از پست توزیع i ام می‌باشد و به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Dist_{ij} = \sqrt{\left(X_{subi} - X_{loadj}\right)^2 + \left(Y_{subi} - Y_{loadj}\right)^2} \quad (۱۲)$$

C_{PTi} هزینه خرید ترانسفورماتور خریده شده می‌باشد و همچنین $F_i(KVA)$ متوسط تقاضای بار که توسط ترانسفورماتور i ام تغذیه می‌شود. W ضریب اضافه‌بار است و به‌صورت زیر تعیین می‌گردد:

$$W = \frac{(1+G)^{Year}}{F_{LS} + F_{ols}} \quad (۱۳)$$

F_{LS} ضریب بار سیستم F_{ols} ضریب اضافه‌بار برای ترانسفورماتور G نرخ رشد سالیانه بار است. $Year$ سال مورد مطالعه در آینده می‌باشد.

۳-۲- هزینه‌ای بهره‌برداری

هزینه‌های بهره‌برداری به‌صورت زیر مدل‌سازی می‌شود:

$$C_{Opa} = C_{losses_{flv}} + C_{losses_{cu}} + C_{Losses_core} + C_{Rm_sub} + C_{Rm_feeder} \quad (۱۴)$$

که به‌صورت:

$$C_{losses_flv} = [\sum_{i=1}^{n_{sub}}\sum_{j=1}^{n_{loadi}} 3.zm_{ij}.{Im_{ij}}^2] LSF.\alpha.\sigma.\varphi \quad (۱۵)$$

$$C_{losses_cu} = [\sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i.P_{cui}.(F_{Oper})^2]\ LSF.\alpha.\sigma.\varphi \quad (۱۶)$$

$$C_{Losses_core} = [\sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i.P_{corei}]\ \alpha.\sigma.\varphi \quad (۱۷)$$

$$C_{Rm_sub} = 0.15 * [\sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i.V_{mf}]\ \alpha.\sigma.\varphi \quad (۱۸)$$

$$C_{Rm_{feeder}} = [\sum_{i=1}^{n_{sub}}\sum_{i=1}^{n_{loadi}} C_{ope-fdij}.Dist_{ij}].\varphi = \%20V_{mf} \quad (۱۹)$$

که درآن C_{losses_flv} هزینه تلفات در فیدرهای فشارضعیف، C_{losses_cu} هزینه تلفات مسی در پست‌ها، C_{Losses_core} هزینه تلفات هسته در پست‌ها، C_{Rm_sub} هزینه تعمیر و نگهداری از پست‌ها، C_{Rm_feeder} هزینه تعمیر و نگهداری از فیدرهای فشارضعیف می‌باشد. P_{cu} تلفات مسی پست توزیع i ام در شرایط نامی، Si توان بارگذاری شده بر روی پست توزیع i ام، S_{ni} ظرفیت نامی ظرفیت توزیع i ام، P_{corei} تلفات آهنی تلفات توزیع i ام، $C_{ope-subi}$ هزینه های سرویس و تعمیرات سالیانه برای پست i ام، $C_{ope-fdij}$ هزینه

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

سرویس و نگهداری سالیانه از فیدر تغذیه‌کننده بار j ام از پست i ام می‌باشد. Im_{ij} جریان تک فاز عبوری از بار j ام به سمت پست توزیع i ام، zm_{ij} مقاومت فیدر اتصال‌دهنده بار j ام به پست i ام، LSF ضریب تلفات، α ارزش‌تلفات، σ تعداد ساعات سال (۸۷۶۰ ساعت) می‌باشد، φ ضریب ارزش کنونی، جهت برگشت تمام هزینه‌های طول دوره مطالعاتی به زمان حال می‌باشد، $Intr$ نرخ بهره، $Infr$ نرخ تورم، F_{Oper} ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتور (پست)، $T = T_h * 365 *$ 24 زمان بر ساعت (برای برنامه ریزی کوتاه مدت $T_h = 5$ و برای برنامه ریزی بلند مدت $T_h = 10$) می باشد.

$$\varphi = \left(\frac{1+Infr}{1+Intr}\right)^T \quad (۲۰)$$

$$F_{Oper} = \frac{s_i}{s_{ni}} \quad (۲۱)$$

۳-۳- هزینه‌های قابلیت اطمینان

هزینه‌های قابلیت اطمینان به‌صورت زیر مدل‌سازی می‌شود:

$$\begin{aligned} C_{Reliability} = {} & C_{Inter\ SAIFI} + C_{Inter\ SAIDI} \\ & + C_{InterCAIDI} + C_{InterCAIFI} \\ & + C_{InterASAI} + C_{InterASUI} \\ & + C_{InterENS} + C_{Inter\ AENS} \end{aligned} \quad (۲۲)$$

شاخص‌های مربوط به مصرف‌کننده و سیستم به‌صورت زیر می‌باشد:

$$C_{Inter\ SAIFI} = (SAIFI * W_{SAIFI}) \quad (۲۳)$$

$$C_{InterSAIDI} = (SAIDI * W_{SAIDI}) \quad (۲۴)$$

$$C_{InterCAIDI} = (CAIDI * W_{CAIDI}) \quad (۲۵)$$

$$C_{InterCAIFI} = (CAIFI * W_{CAIFI}) \quad (۲۶)$$

$$C_{InterASAI} = (ASAI * W_{ASAI}) \quad (۲۷)$$

$$C_{Inter\ ASUI} = (ASUI * W_{ASUI}) \quad (۲۸)$$

در تمامی تابع هدف‌های موجود N_C تعداد مصرف‌کننده موجود در شبکه می‌باشد. C_{SAIFI} هزینه مربوط به متوسط تعداد وقفه‌ها در سیستم در یک سال، $W_{SAIFI} = C_{SAIFI} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $SAIFI$. C_{SAIDI} هزینه مربوط به متوسط وقفه‌های زمانی در سیستم در یک سال، $W_{SAIDI} = C_{SAIDI} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $SAIDI$. C_{CAIDI} هزینه مربوط به متوسط وقفه زمانی در مشترکین برق در یک سال، $W_{CAIDI} = C_{CAIDI} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $CAIDI$. C_{CAIFI} هزینه مربوط به متوسط تعداد قطعی مشترکین برق در یک سال، $W_{CAIFI} = C_{CAIFI} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $CAIFI$. C_{ASAI} هزینه مربوط به متوسط دسترس پذیری در طول یک سال، $W_{ASAI} = C_{ASAI} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $ASAI$. C_{ASUI} هزینه مربوط به متوسط عدم دسترس پذیری در طول یک سال، $W_{ASUI} = C_{ASUI} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $ASUI$ می باشد.

شاخص‌های مربوط به بار و انرژی به شرح زیر می‌باشد:

$$C_{InterENS} = (ENS * W_{ENS}) \quad (۲۹)$$

$$C_{InterAENS} = (AENS * W_{AENS}) \quad (۳۰)$$

که در آن C_{ENS} هزینه مربوط به انرژی تأمین نشده در یک سال، که، $W_{ENS} = C_{ENS} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص ENS. C_{AENS} هزینه مربوط به متوسط انرژی تأمین نشده در یک سال، N_C تعداد مصرف‌کننده موجود در شبکه، $W_{AENS} = C_{AENS} * N_C$ ضریب وزنی برای شاخص $AENS$ است.

۴-۳- معرفی قیود فنی حاکم بر شبکه

در مسئله جایابی بهینه پست‌های توزیع محدودیت‌های خاصی باید اعمال شوند. این محدودیت‌ها عبارت‌اند از:

۱- تغذیه شدن تمامی بارها

$$\left(\sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i . s_i\right) . cos\varphi = load_{total} \quad (۳۱)$$

که در آن n_{Bloak} مربوط به تعداد کل بلوک‌های تحت مطالعه، δ_i متغیر تصمیم‌گیری بوده و مقدار آن درصورتی‌که پست i ام در بلوک وجود داشته باشد برابر ۱ در غیر این صورت صفر، Si توان بارگذاری شده بر روی پست توزیع i ام، $cos\varphi$ ضریب توان شبکه و $Load\ total$ مجموع بار مصرفی تمام مشترکین می‌باشد.

۲- حد بارگذاری مجاز ترانسفورماتورها

$$s_{ni} . f_{ope_trans} \geq s_i \quad (۳۲)$$

که در آن S_{ni} ظرفیت نامی ظرفیت توزیع i ام، f_{ope_trans} ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها، Si توان بارگذاری شده بر روی پست توزیع i ام می‌باشد. فاصله ترانسفورماتور جدید بیشتر از 100 متر است. این قید باعث افزایش قابلیت اطمینان می‌شود.

۳- محدوده ظرفیت ترانسفورماتور

$$\%50 s_i < {s_i}^{Cap} < \%90 s_i \quad (۳۳)$$

که در آن s_i مجموع توان تزریقی مرتبط با ناحیه سرویس‌دهی پست توزیع i ام، ${s_i}^{Cap}$ ظرفیت پست توزیع i ام می‌باشد.

۴- حد بارگذاری مجاز خطوط فشار ضعیف

$$|I_{ij}| \leq |I_{max}| \quad (۳۴)$$

که در آن I_{ij} جریان عبوری از بار j ام به سمت پست توزیع i ام، I_{max} حداکثر جریان عبوری مجاز از فیدرهای فشار ضعیف می‌باشد.

۵- افت ولتاژ مجاز در محل بار

$$|\Delta v_{ij}| \leq |\Delta v_{max}| \quad (۳۵)$$

که در آن Δv_{ij} افت ولتاژ در محل بار مشترکین و Δv_{max} حداکثر افت ولتاژ در محل بار مشترکین می‌باشد.

۶- محدودیت تعداد نصب ترانسفورماتور

$$\sum_{i=1}^{n_{Bloak}} \delta_i \leq N_{MAX} \quad (۳۶)$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

که در آن n_{Bloak} مربوط به تعداد کل بلوک‌های تحت مطالعه، δ_i متغیر تصمیم‌گیری بوده و مقدار آن درصورتی‌که پست i ام در بلوک وجود داشته باشد برابر ۱ در غیر این صورت برابر صفر، N_{MAX} حداکثر تعداد مجاز ترانسفورماتورها می‌باشد.

۷- محدودیت تعداد فیدر خروجی از پست

$$NP_{ij} \le N_{ij_feeder} \qquad (۳۷)$$

که در آن NP_{ij} بار j ام تغذیه‌شده از پست توزیع i ام، N_{ij_feeder} حداکثر فیدر فشار ضعیف خروجی مجاز پست توزیع i ام به سمت بار j ام می باشد.

۸- ظرفیت گرمایی فیدر

$$s_{fi} < {s_{max}}^{f}{}_{i} \qquad (۳۸)$$

که درآن s_{fi} توان عبوری از فیدر بار j ام، ${s_{max}}^{f}{}_{i}$ حداکثر توان عبوری از فیدر بار j ام می باشد.

۹- پروفیل ولتاژ

$$0.95 < V_i < 1.05 \qquad (۳۹)$$

که در آن V_i حد مجاز ولتاژ در شبکه می‌باشد.

۱۰- شعاع تغذیه پست‌های توزیع

این قید برای جلوگیری از تغذیه بارها می‌باشد که خارج از شعاع سرویس‌دهی پست می‌باشد.

$$Dist_{ij} \le {R_{max}}^{i} \qquad (۴۰)$$

که درآن $Dist_{ij}$ فاصله بار j ام از پست توزیع i ام، ${R_{max}}^{i}$ حداکثر شعاع قابل‌قبول پست توزیع i ام که مصرف‌کننده را تغذیه می‌کند.

۱۱- محدوده طول فیدر فشار ضعیف

$$0 < L_f < 0.4 \qquad (۴۱)$$

۱۲- شرط شعاعی بودن شبکه

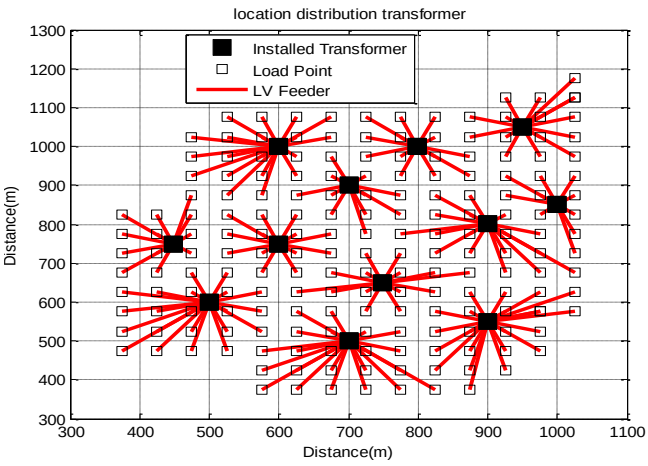
برای حفظ ساختار شعاعی شبکه توزیع باید هر نقطه بار متمرکز به‌طور کاملاً مستقیم و فقط از یک پست مشخص و معین تغذیه شود.

۴- پیاده‌سازی الگوریتم و تحلیل نتایج مطالعات

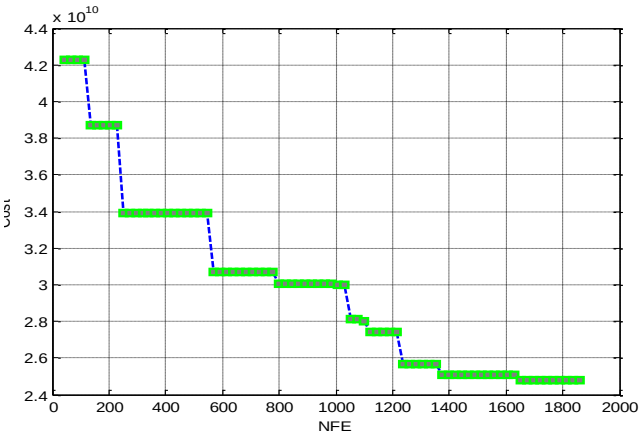
به منظور جایابی بهینه ترانسفورماتورها برآورد بار برای منطقه مورد مطالعه انجام شده است. داده‌ها و اطلاعات شبکه در زمان پیک مصرف و هم‌چنین سال نهایی برای برنامه‌ریزی‌داده‌شده به نقاط بار متمرکز (مرکز ثقل بارها) تبدیل می‌کند. به این منظور منطقه مورد مطالعه به چند بخش تقسیم می‌شود. ناحیه سرویس‌دهی پست‌ها با اختصاص این نقاط بار متمرکز به پست‌های توزیع تعیین می‌گردد. حال با توجه به مشخص شدن ناحیه سرویس‌دهی، بهترین مکان جهت احداث پست‌های توزیع انتخاب می‌گردد. با مشخص شدن ناحیه سرویس دهی بهینه، شاخص‌های فنی شبکه بهبود و هزینه‌ها کاهش یافته است. شبکه مورد مطالعه یک شبکه واقعی می‌باشد که دارای سه افق مختلف برنامه‌ریزی شامل دوره پایه، دوره ۵ ساله و دوره ۱۰ ساله می‌باشد[۲۲]. سیستم تحت مطالعه در حالت پایه یک منطقه با مساحت ۱۱۰۰*۱۳۰۰مترمربع، در حالت ۵ ساله یک منطقه با مساحت ۱۲۰۰*۱۴۰۰ مترمربع و در حالت ۱۰ساله یک منطقه با مساحت ۱۲۰۰*۱۶۰۰ مترمربع می‌باشد. فواصل قرارگیری مراکز بارها با فرض انجام برآورد بار ۵۰*۵۰ مترمربع انتخاب شده است. همچنین یک سری مختصات تحت عنوان مناطق مجاز و پیشنهادی برای جایابی بهینه ترانسفوماتورهای توزیع به الگوریتم داده شده است و مکان‌های غیرموجه جهت احداث پست‌ها شناسایی‌شده است. با توجه به روش بهینه سازی بهترین محل برای تغذیه بارها توسط پستهای توزیع تعیین می‌شود. حداکثر شعاع مجاز تغذیه بارها ۴۰۰ متر در نظر گرفته‌شده است.

۴-۱- نتایج مطالعات در حالت بار پایه

در مطالعات در حالت بار پایه شبکه، ۱۹۰ نقطه بار با مشخصات بیان‌شده و مختصات قرارگیری ترانسفورماتورها و مقدار آن‌ها نیز مشخص است. تعداد پست‌های توزیع انتخابی در این حالت ۱۲ عدد است. در حالت پایه تمام پست‌های انتخاب‌شده توسط الگوریتم بهینه‌ترین حالت می‌باشد که در آن هزینه و تلفات کاهش و سایر پارامترهای شبکه بهبود پیدا کرده است. شکل (۱) نتیجه شبیه‌سازی به همراه بار اختصاص داده‌شده به پست‌های توزیع در سال پایه و شکل (۲) روند اجرای الگوریتم حل را نشان می‌دهد.



شکل (۱): جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع برای حالت پایه (شعاع تغذیه ۴۰۰ متر و انتخاب ۱۲ دستگاه پست توزیع)



شکل (۲): روند اجرای الگوریتم برای بار پایه

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

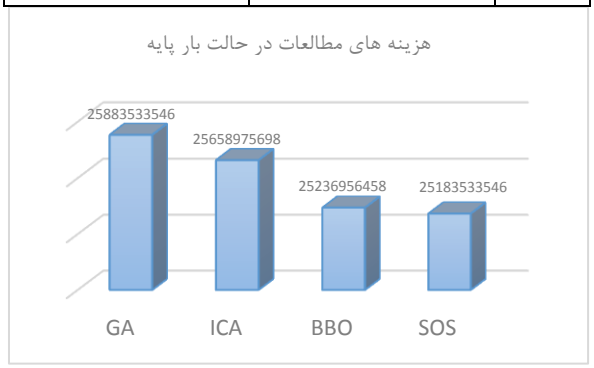
نتایج به‌دست‌آمده نشان‌دهنده بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان در شبکه مورد مطالعه در حالت بار پایه می‌باشد که نشان از جایابی و تعیین اندازه مناسب ترانسفورماتورهای توزیع دارد. حال با توجه به نتایج به‌دست‌آمده برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه ملاحظه می‌گردد که مقدار انرژی تأمین نشده سیستم از ۹۸.۴۲۱ کیلووات به ۵۸.۴۷۰ کیلووات (حدود۵۹.۴۰درصد میزان انرژی تأمین نشده سیستم) کاهش یافته و دیگر شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه نیز بهبود پیدا کرده است. همچنین هزینه کل بعد از جایابی همزمان، نیز حدود ۱۹ درصد کاهش پیداکرده است و در شبکه موجود (شرایط فعلی) افت ولتاژ تعدادی از فیدرها از محدوده مجاز (۵ ٪) تجاوز کرده که در شبکه اصلاح‌شده تمامی افت ولتاژها در محدود مجاز قرارگرفته است. در حالت پایه تلفات کل ۹۶.۲۳ کیلووات بوده که بعد از جایابی بهینه پست‌های توزیع مقدار تلفات شبکه اصلاح‌شده به مقدار ۴۶.۴۴ کیلووات (حدود ۵۱ درصد) کاهش یافته است. برای محاسبه‌ای درصد بارگذاری، بعد از جایابی بهینه ترانسفورماتورهای‌توزیع مقدار S_n توان نامی هر کدام از پست‌های انتخابی برحسب (KVA) و همچنین مقدار P_i بار متصل شده برحسب (kW) مشخص می‌شود که می‌توان با استفاده از رابطه $TL(S_n)=\frac{\sum_{i=1}^{N}P_i}{S_n cos\varphi}$ درصد بارگذاری را تعیین کرد.

پست‌های انتخابی	نوع پست	مقدار توان پست انتخابی (kVA)	مقدار بار متصل شده (kW)	درصد بارگذاری
۱	هوایی	۳۱۵	۱۹۱.۱۳	۶۰.۶۳
۲	هوایی	۳۱۵	۲۰۳.۱۲	۶۴.۴۸
۳	هوایی	۲۵۰	۱۷۴.۸۹	۶۹.۹۵
۴	هوایی	۲۵۰	۱۸۶.۸	۷۴.۴
۵	هوایی	۲۵۰	۱۲۳.۴۱	۵۶.۵۰
۶	هوایی	۲۰۰	۹۸.۹	۴۹.۴۵
۷	هوایی	۲۰۰	۱۲۷.۵	۶۳.۵
۸	هوایی	۲۰۰	۱۰۹.۸۶	۵۴.۹۳
۹	هوایی	۲۰۰	۱۳۹	۶۹.۵۱
۱۰	هوایی	۲۰۰	۱۳۶.۴	۶۸.۴
۱۱	هوایی	۲۰۰	۱۲۲.۹	۶۱.۴۱
۱۲	هوایی	۲۰۰	۸۴.۶	۴۲.۳

جدول (۱): جایابی بهینه پست‌های توزیع در حالت برآورد بار پایه

جدول (۲): شاخص‌های قابلیت اطمینان در حالت برآورد بار پایه

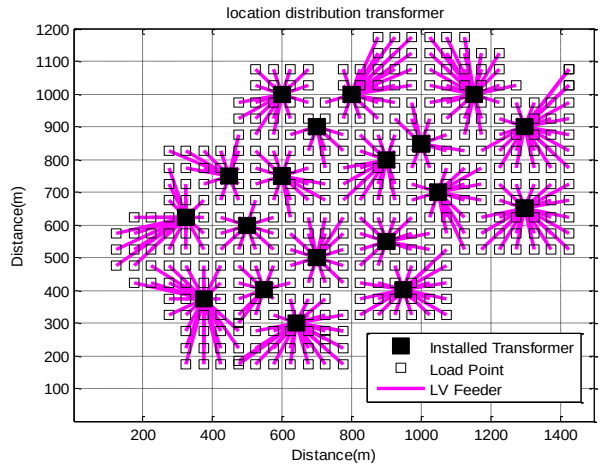
شاخص	قبل از جایابی پستهای توزیع	بعد از جایابی پستهای توزیع
SAIFI	۱.۵۶۹۸	۰.۷٤٤٥
SAIDI	۱.۲۱۹۲	۰.۸۲۳۱
CAIDI	۱.۵۵۵٤	۱.۱۰۵٦
CAIFI	۱.۵٤۲۳	۱.۲٦۱۵
ASAI	۰.۹۹۸۷٦	۰.۰.۹۹۹۵
ASUI	۰.۰۰۱۲٤	۰.۰۰۰٤٦۹۸
ENS	۹۸.٤۲۱	۵۸.٤۷۰
AENS	۰.۱۹۹۰	۰.۱۱۸۱



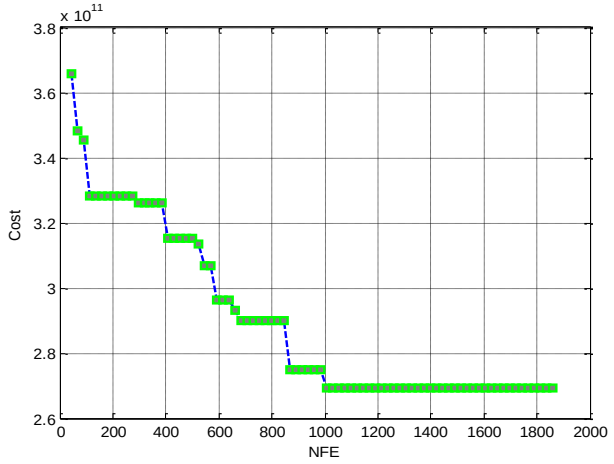
شکل (۳): مقایسه پاسخ‌های الگوریتم پیشنهادی با روش‌های حل مختلف برای بار پایه

۴-۲- نتایج مطالعات در حالت برآورد بار پنج‌ساله

در مطالعات در حالت برآورد بار پنج‌ساله، ۳۹۰ نقطه بار با مشخصات بیان‌شده و مختصات قرارگیری ترانسفورماتورها و مقدار آن‌ها مشخص‌شده است. تعداد پست‌های توزیع انتخابی در این حالت ۱۹ عدد است. نتایج مطالعات به کمک الگوریتم مکان‌یابی بهینه پست‌های توزیع در منطقه نمونه برای حالت برآورد بار پنج‌ساله، مطابق شکل (۴) و روند اجرای الگوریتم در شکل (۵) نشان داده است.



شکل (۴): جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع برای حالت برآورد بار پنج‌ساله (شعاع تغذیه ۴۰۰ متر و انتخاب ۱۹ دستگاه پست توزیع)



[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

شکل (۵): روند اجرای الگوریتم برای بار پنج ساله

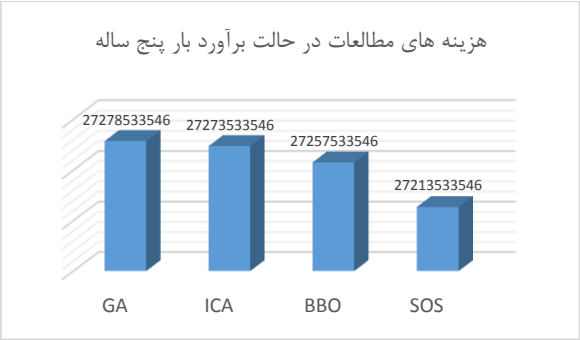
این شبکه در حالت برآورد بار پنج‌ساله، شاخص‌های قابلیت اطمینان بهبود پیداکرده به‌نحوی‌که مقدار انرژی تأمین نشده سیستم از ۳۱۰.۲۱ کیلووات به۲۴۶.۵۶کیلووات (حدود ۲۱ درصد میزان انرژی تأمین نشده سیستم) کاهش‌یافته است. همچنین دیگر شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه بهبود پیداکرده و هزینه کل بعد از جایابی همزمان، نیز حدود ۲۵ درصد کاهش پیداکرده است. هم‌چنین در شبکه موجود، افت ولتاژ تعدادی از فیدرها از محدوده مجاز (۵ %) تجاوز کرده که در شبکه اصلاح‌شده تمامی افت ولتاژها در محدود مجاز قرارگرفته است. در حالت برآورد بار پنج‌ساله تلفات کل ۳۱۳.۸۴ کیلووات بوده که بعد از جایابی بهینه پست‌های توزیع مقدار تلفات شبکه اصلاح‌شده به مقدار ۱۶۳.۱۴ کیلووات (حدود ۴۷ درصد) کاهش‌یافته است.

جدول (۳): جایابی بهینه پست‌های توزیع در حالت برآورد بار پنج‌ساله

پست‌های انتخابی	نوع پست	مقدار توان پست انتخابی (kVA)	مقدار بار متصل شده (kW)	درصد بارگذاری
۱	زمینی	۵۰۰	۴۰۲.۱۲	۸۰.۴۶
۲	زمینی	۵۰۰	۳۸۹.۹۱	۷۷.۹۸
۳	هوایی	۴۰۰	۲۹۶.۶۴	۷۴.۱۶
۴	هوایی	۳۱۵	۱۸۴.۷۸	۵۸.۶۶
۵	هوایی	۳۱۵	۲۰۹.۶۷	۶۶.۵۶
۶	هوایی	۲۰۰	۱۲۰.۳	۶۰.۱۵
۷	هوایی	۲۰۰	۱۵۱.۷	۷۵.۸۵
۸	هوایی	۲۰۰	۱۴۳.۲۳	۷۱.۶۱
۹	هوایی	۲۰۰	۱۲۹.۲۶	۶۴.۶۳
۱۰	هوایی	۲۰۰	۹۴.۴	۴۷.۳۱
۱۱	هوایی	۲۰۰	۱۰۷.۵۶	۵۳.۷۸
۱۲	هوایی	۲۰۰	۱۱۴.۲۳	۵۷.۱۱
۱۳	هوایی	۲۰۰	۱۴۲.۶۹	۷۱.۳۴
۱۴	هوایی	۲۰۰	۱۲۵.۶	۶۲.۸۰
۱۵	هوایی	۲۰۰	۱۱۲.۲۳	۵۶.۱
۱۶	هوایی	۲۰۰	۱۳۱.۲۵	۶۵.۶۲
۱۷	هوایی	۱۰۰	۶۳.۳	۶۳.۳
۱۸	هوایی	۱۰۰	۵۵.۴۴	۵۵.۴۴
۱۹	هوایی	۱۰۰	۷۹.۴۱	۷۹.۴۱

شاخص	قبل از جایابی پستهای توزیع	بعد از جایابی پستهای توزیع
SAIFI	۱.۴۷۹۸	۰.۷۶۹۳
SAIDI	۱.۱۴۹۸	۰.۹۱۰۱
CAIDI	۱.۴۲۵۴	۱.۱۰۴۱
CAIFI	۱.۷۴۱۵	۱.۲۹۶۱
ASAI	۰.۹۹۸۸	۰.۹۹۹۱
ASUI	۰.۰۰۱۲٤	۰.۰۰۰۹۳۷۰
ENS	۳۱۰.۲۱	۲۴۶.۵۶
AENS	۰.۱۱۷۴	۰.۰۹۳۴

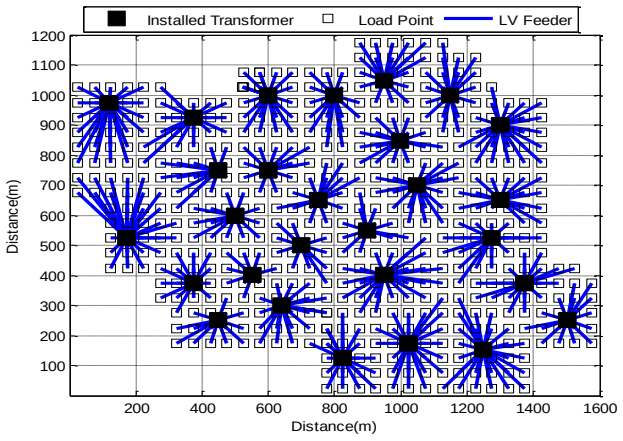
جدول (۴): شاخص‌های قابلیت اطمینان در حالت برآورد بار پنج‌ساله



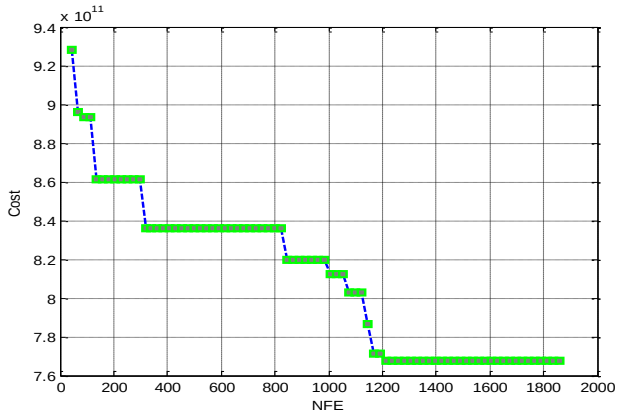
شکل (۶): مقایسه پاسخ‌های الگوریتم پیشنهادی با روش‌های حل مختلف در دروه پنج ساله

۴-۳- نتایج مطالعات در حالت برآورد بار ده‌ساله

برای مطالعات در حالت برآورد بار ده‌ساله، ۵۸۰ نقطه بار با مشخصات بیان‌شده، مختصات قرارگیری ترانسفورماتورها و مقدار آن‌ها مشخص‌شده است. تعداد ترانسفورماتورهای توزیع انتخابی در این حالت، ۲۸ دستگاه می‌باشد. در حالت برآورد بار ده‌ساله، تمام پست‌های انتخاب‌شده توسط الگوریتم در بهینه‌ترین حالت از دید کاهش هزینه و تلفات و بهبود سایر پارامترهای شبکه می‌باشند. شکل (۷) نتیجه شبیه‌سازی به همراه بار اختصاص داده‌شده به پست‌های توزیع در حالت برآورد بار ده‌ساله را نشان می‌دهد.



شکل (۷): جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع برای حالت برآورد بارده ساله (شعاع تغذیه ۴۰۰ متر و انتخاب ۲۸ دستگاه پست توزیع)



شکل (۸): روند اجرای الگوریتم برای حالت ده‌ساله

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

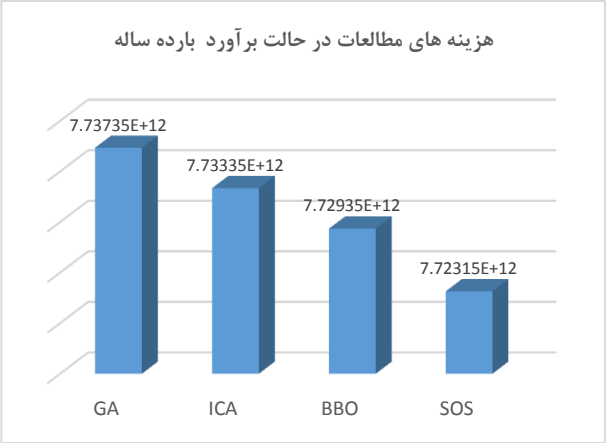
این شبکه در حالت برآورد ده‌ساله، شاخص‌های قابلیت اطمینان بهبود پیداکرده به‌نحوی‌که مقدار انرژی تأمین نشده سیستم از ۹۶۸.۳۶کیلووات به۴۹۴.۵۴ کیلووات (حدود ۴۹ درصد) کاهش‌یافته و دیگر شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه نیز بهبود پیداکرده است. هزینه کل بعد از جایابی همزمان، نیز حدود ۳۲ درصد کاهش‌یافته است. هم‌چنین در شبکه موجود، افت ولتاژ تعدادی از فیدرها از محدوده مجاز (۵ %) تجاوز کرده که در شبکه اصلاح‌شده تمامی افت ولتاژها در محدود مجاز قرارگرفته است.در حالت برآورد بار ده‌ساله، تلفات کل ۵۹۶.۴۵ کیلووات بوده که بعد از جایابی بهینه پست‌های توزیع مقدار تلفات شبکه اصلاح‌شده به مقدار ۳۳۴.۶۹ کیلووات (حدود ۴۳ درصد) کاهش‌یافته است.

جدول (۵): جایابی بهینه پست‌های توزیع در حالت برآورد بار ده‌ساله

پست‌های انتخابی	نوع پست	مقدار توان پست انتخابی (kVA)	مقدار بار متصل شده (kW)	درصد بارگذاری
۱	زمینی	۶۳۰	۵۰۷.۳	۸۰.۵۰
۲	زمینی	۶۳۰	۵۵۷.۱	۸۸.۴۰
۳	زمینی	۵۰۰	۴۰۶.۸	۸۱.۴۶
۴	زمینی	۵۰۰	۴۳۵.۸۸	۸۷.۱۷
۵	زمینی	۵۰۰	۳۷۱.۷	۷۴.۳۰
۶	زمینی	۵۰۰	۴۱۳.۲۳	۸۲.۶۴
۷	زمینی	۵۰۰	۴۳۱.۴	۸۶.۰۰
۸	زمینی	۵۰۰	۳۶۰.۹	۷۲.۱۰
۹	هوایی	۴۰۰	۲۸۳.۵	۷۰.۷۵
۱۰	هوایی	۴۰۰	۳۳۳.۶۶	۸۳.۴
۱۱	هوایی	۴۰۰	۳۰۵.۴۱	۷۶.۴۷
۱۲	هوایی	۴۰۰	۲۹۱.۹	۷۲.۹۷
۱۳	هوایی	۴۰۰	۳۳۶.۹	۸۴.۱۲
۱۴	هوایی	۴۰۰	۳۱۲.۴۷	۷۸.۰۸
۱۵	هوایی	۴۰۰	۳۴۱.۴	۸۵.۲۵
۱۶	هوایی	۴۰۰	۳۰۰.۶۱	۷۵.۱۲
۱۷	هوایی	۴۰۰	۲۹۰.۱۰	۷۲.۵۰
۱۸	هوایی	۳۱۵	۲۴۷.۳۴	۷۸.۲۵
۱۹	هوایی	۳۱۵	۲۱۳.۴۵	۶۷.۷۶
۲۰	هوایی	۳۱۵	۲۲۹.۲۶	۷۲.۷۶
۲۱	هوایی	۳۱۵	۲۵۲.۳۱	۸۰.۱۴
۲۲	هوایی	۳۱۵	۲۰۵.۲۳	۶۵.۱۵
۲۳	هوایی	۳۱۵	۱۹۸.۵۶	۶۳.۰۲
۲۴	هوایی	۲۵۰	۱۲۹.۶۷	۵۱.۸۶
۲۵	هوایی	۲۵۰	۱۴۱.۹۸	۵۶.۹۷
۲۶	هوایی	۲۵۰	۱۴۶.۳۹	۵۸.۵۵
۲۷	هوایی	۲۵۰	۱۸۳.۹	۷۳.۹۰
۲۸	هوایی	۲۵۰	۱۵۳.۳۵	۶۱.۲۹

جدول (۶): شاخص‌های قابلیت اطمینان در حالت برآورد بارده ساله

شاخص	قبل از جایابی پستهای توزیع	بعد از جایابی پستهای توزیع
SAIFI	۱.۸۹۷۴	۱.۰۹۸۱
SAIDI	۲.۱۳۲۵	۱.۲۰۸۱
CAIDI	۱.۹۸۵۶	۱.۱۰۰۲
CAIFI	۲.۴۱۵۴	۱.۸۵۱۵
ASAI	۰.۹۹۸۹	۰.۹۹۹۹
ASUI	۰.۰۰۰۱۲	۰.۰۰۰۰۷۹۱۶
ENS	۹۶۸.۳۶	۴۹۴.۵۴
AENS	۱.۹۵۶۲	۰.۹۹۹۱



شکل (۹): مقایسه پاسخ‌های الگوریتم پیشنهادی با روش‌های حل مختلف در دروه ده ساله

از نتایج حاصل‌شده می‌توان دریافت که الگوریتم پیشنهادی در حالات مختلف شبکه توزیع اعم از حالت بار پایه، حالت پیش‌بینی‌شده برای دوره ۵ سا له و حالت پیش‌بینی‌شده برای دوره ۱۰ ساله می‌تواند نتایج بهینه و عملی را برای برنامه‌ریزی بهینه شبکه توزیع آینده در جهت جایابی بهینه پست‌های توزیع ارائه دهد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، با ارائه‌ی یک مدل جامع چندمنظوره و هدفمند برنامه‌ریزی بهینه سیستم‌های توزیع سعی شد تا یک مدل جدید با در نظر گرفتن داده‌های واقعی برای جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع به‌منظور (تعیین ظرفیت، مکان بهینه و حوزه تحت سرویس) ارائه گردد که هدف آن، به حداقل رساندن تلفات و هزینه‌های (سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و قابلیت اطمینان) و بهبود قابلیت اطمینان و کیفیت توان (افت ولتاژ) و مدیریت ظرفیت ترانسفورماتورها برای برنامه‌ریزی بلندمدت با در نظر گرفتن ملاحظات اقتصادی و فنی در شبکه توزیع می‌باشد.

در این مقاله، برای رسیدن به این هدف و به‌منظور در نظر گرفتن شرایط واقعی شبکه و بالا بردن کیفیت، از الگوریتم جستجوی موجودات همزیست (SOS) برای حل مسئله جایابی بهینه ترانسفورماتورهای توزیع در شبکه توزیع بر اساس چگالی بار یکنواخت

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]

یا غیریکنواخت که یک مسئله پیچیده، غیرخطی و گسسته می‌باشد، استفاده‌شده است. تفاوت مهم بین الگوریتم پیشنهادی و الگوریتم‌های دیگر بهینه‌سازی، این است که بهینه‌سازی برای هردو نوع پست هوایی و زمینی و همچنین یک روش جدید برای اختصاص بارهای موجود به پست‌ها برای اولویت اتصال بار در نظر گرفته‌شده است.

در مدل پیشنهادی، محدودیت‌های اصلی برنامه‌ریزی بهینه شبکه‌های توزیع (مانند محدودیت‌های الکتریکی، جغرافیایی و سرمایه‌گذاری) در نظر گرفته‌شده است. با بررسی نتایج به‌دست‌آمده از جایابی بهینه ترانسفورماتورها در شبکه توزیع برای تغذیه مشترکین در افق‌های (پایه، پنج‌ساله، ده‌ساله)، برای دوره پایه ۱۲، برای دوره پنج‌ساله ۱۹ و برای دوره ده‌ساله ۲۸ پست توزیع زمینی و هوایی با ظرفیت‌های مختلف برای تغذیه تمام بارها در نظر گرفته‌شده که ضمن تغذیه مطمئن کلیه بارها، کاهش تلفات، هزینه، و بهبود کیفیت توان (افت ولتاژ) شبکه توزیع را به همراه دارد.

نتایج مسئله برنامه‌ریزی با نتایج الگوریتم ژنتیک (GA)، بهینه‌سازی مبتنی بر جغرافیایی زیستی (BBO) و الگوریتم رقابت استعماری (ICA) مقایسه شده که نشان می‌دهد الگوریتم جستجوی موجودات همزیست (SOS) عملکرد بهتری را ارائه می‌دهد و منجر به کم‌ترین هزینه کلی در همه موارد می‌شود. این امر می‌تواند کارایی و اثربخشی الگوریتم پیشنهادی را اثبات کند و این‌که این الگوریتم جدید ممکن است قادر به ارائه عملکرد بهتر در مقایسه با سایر الگوریتم‌های بهینه‌سازی در زمینه برنامه‌ریزی بهینه شبکه‌های توزیع باشد.

مراجع

[1] H. L. Willis and J. E. D. Northcote-Green, "*Comparison of several computerized distribution planning methods*," IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-104, no. 1, pp. 233–240, 1985.

[2] R. Sempértegui, J. Bautista, R. G. Cubero, and J. Pereira, "*Models and procedures for electric energy distribution planning. A review*," in IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline), 2002, vol. 15, no. 1, pp. 395–400.

[3] C.-T. Su, C.-S. Lee, and L.-L. Huang, "*Feeder reconfiguration employing simulated annealing for distribution systems*," Eur. Trans. Electr. Power, vol. 11, no. 5, pp. 341–347, Sep. 2001.

[4] H. Falaghi, S. Member, M. Haghifam, and S. Member, "*Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach*," ieeexplore.ieee.org, vol. 24, no. 1, pp. 268–276, 2009.

[5] A. Augugliaro, L. Dusonchet, and E. R. Sanseverino, "*Genetic, simulated annealing and tabu search algorithms: Three heuristic methods for optimal reconfiguration and compensation of distribution networks*," Eur. Trans. Electr. Power, vol. 9, no. 1, pp. 35–41, Jan. 1999.

[6] H. Zhu and G. H. Huang, "*Dynamic stochastic fractional programming for sustainable management of electric power systems*," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 53, no. 1, pp. 553–563, 2013.

[7] J. Salehi and M.-R. Haghifam, "*Determining the optimal reserve capacity margin of Sub-Transmission (ST) substations using Genetic Algorithm*," Int. Trans. Electr. Energy Syst., vol. 24, no. 4, pp. 492–503, Apr. 2014.

[8] Z.-F. Liu and J.-H. Zhang, "*Optimal planning of substation locating and sizing based on refined multi-team PSO algorithm*," Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings Chinese Soc. Electr. Eng., vol. 27, no. 1, pp. 105–111, 2007.

[9] S. Gaikwad, "*Optimal Placement and Sizing of Distribution Transformers of Existing Network using Genetic Algorithm and Simulated annealing*," ASIAN J. Converg. Technol. (AJCT)-UGC List., vol. 4, no. 1, 2018.

[10] L. L. Li, Y. F. Yang, C. H. Wang, and K. P. Lin, "*Biogeography-based optimization based on population competition strategy for solving the substation location problem*," Expert Syst. Appl., vol. 97, pp. 290–302, 2018.

[11] S. N. Ravadanegh, "*A multistage expansion planning method for optimal substation placement*," Iran. J. Electr. Electron. Eng., vol. 10, no. 1, pp. 65–74, 2014.

[12] T. H. M. El-Fouly, H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "*A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing*," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 30, no. 5, pp. 308–315, 2008.

[13] M. Al-Muhaini and G. T. Heydt, "*A novel method for evaluating future power distribution system reliability*," IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 3, pp. 3018–3027, 2013.

[14] P. Kos et al., "*A Reliability Test System for Educational Purposes-Basic Data*," IEEE Power Eng. Rev., vol. 9, no. 8, pp. 67–68, 2008.

[15] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, "V*alue-based distribution system reliability planning*," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 34, no. 1, pp. 23–29, 1998.

[16] A. M. Leite da Silva, A. Cassula, R. Billinton, and L. A. F. Manso, "*Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems*," IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib. vol. 149, no. 1, p. 1, 2002.

[17] Contreras; and Loreto, "*Distribution System Planning with Reliability Part I: Problem Formulation*," ieeexplore.ieee.org. .

[18] R. Allan and R. Billinton, "*Tutorial. Power system reliability and its assessment. Part 1: Background and generating capacity*," Power Eng. J., vol. 6, no. 4, p. 191, 2009.

[19] A. Etemadi and M. Fotuhi-Firuzabad, "*Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement*," IET Gener. Transm. Distrib. vol. 2, no. 5, p. 621, 2009.

[20] G. T. Heydt and T. J. Graf, "*Distribution system reliability evaluation using enhanced samples in a Monte Carlo approach*," IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 4, pp. 2006–2008, 2010.

[21] M. Cheng, D. P.-C. & Structures, and U. 2014, "*Symbiotic organisms search: a new met heuristic optimization algorithm*," *Elsevier*.

[۲۲] مهرداد مهر پور، مطالعه و جایابی بهینه پستهای توزیع با ترکیب الگوریتم ژنتیک(GA) و الگوریتم (MST) با اعمال روش بهینه تخصیص بار، کارشناسی ارشد، دانشگاه تبریز، تبریز،۱۲۹، ۱۳۸۸.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-09-12]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.5.3]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.49]