

SID



سرویس های ویژه



سرویس ترجمه تخصصی



کارگاه های آموزشی



بلاگ مرکز اطلاعات علمی



سامانه ویراستاری STES



فیلم های آموزشی

کارگاه های آموزشی مرکز اطلاعات علمی



مقاله نویسی علوم انسانی



اصول تنظیم قراردادها



آموزش مهارت های کاربردی در تدوین و چاپ مقاله

برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک و توأم شبکه‌های توزیع اولیه و ثانویه

احمد کاظمی، حیدرعلی شایانفر

دانشکده مهندسی برق

دانشگاه علم و صنعت ایران

تهران، ایران

مصطفی اسماعیلی

دانشکده مهندسی صنایع و کامپیوتر

دانشگاه صنعتی بیرجند

بیرجند، ایران

محمودرضا حقی فام

دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

دانشگاه تربیت مدرس

تهران، ایران

۱. مقدمه

برنامه‌ریزی سیستم توزیع الکتریکی یک از مهم‌ترین موضوعات در مطالعات سیستم قدرت می‌باشد. سیستم توزیع از شبکه‌های اولیه یا فشار متوسط (MV) و ثانویه یا فشار ضعیف (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 MV است به گونه‌ای 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، غیر خطی و دارای متغیرهای گسسته باشد که یافتن پاسخ بهینه آن بسیار دشوار می‌باشد. با وجود این که حل مجزای مسئله‌های برنامه‌ریزی شبکه‌های LV و MV، دقت پاسخ به دست آمده را کاهش می‌دهد اما به دلیل پیچیدگی مسئله، بسیاری از محققین در زمینه برنامه‌ریزی سیستم توزیع، برنامه‌ریزی شبکه‌های MV یا LV را به طور مستقل از یکدیگر مورد توجه قرار داده‌اند [۱-۳] و تنها تعداد اندکی از محققین به

چکیده — سیستم توزیع از شبکه‌های اولیه یا فشار متوسط و ثانویه یا فشار ضعیف تشکیل شده است که برنامه‌ریزی آن یک مسئله غیر خطی بسیار پیچیده است. اگر چه به دلیل پیچیدگی مسئله بیشتر محققین به بهینه‌سازی شبکه‌های اولیه و ثانویه به طور مجزا پرداخته‌اند اما حل مجزای آن‌ها دقت پاسخ به دست آمده را کاهش می‌دهد و لازم است برنامه‌ریزی توأم آن‌ها مورد توجه بیشتر قرار گیرد. از طرف دیگر، پیامدها و آثار نامطلوب ناشی از عدم قطعیت‌ها که از آن به عنوان ریسک تعبیر می‌شود، چالش‌های جدیدی در برنامه‌ریزی سیستم توزیع ایجاد کرده است. در این مقاله مسئله برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک به صورت توأم در شبکه‌های توزیع اولیه و ثانویه در دو حالت متوالی و هم‌زمان بررسی شده است که در آن عدم قطعیت برخی پارامترهای مسئله به‌عنوان عوامل ریسک و پیامدهای حاصل از وقوع آن‌ها به عنوان ریسک‌های فنی و اقتصادی در نظر گرفته شده‌اند. مدل پیشنهادی بر روی یک سیستم نمونه پیاده‌سازی شده و کارایی روش پیشنهادی مورد بررسی قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی — برنامه‌ریزی سیستم توزیع؛ ترانسفورماتور؛ عدم

قطعیت؛ فیدرهای توزیع؛ مدیریت ریسک.

مدل‌سازی هزینه‌های مختلف شبکه‌های اولیه و ثانویه و به طور ویژه مدل‌سازی هزینه خسارت ریسک‌هایی فنی می‌باشد. در بخش چهارم، روش پیشنهادی بر روی یک سیستم نمونه مطالعه و حالت‌های مختلف بررسی می‌گردد. در پایان نیز، جمع‌بندی از مباحث مطرح شده ارائه می‌گردد.

۲. روش برنامه‌ریزی پیشنهادی

۲.۱. برنامه‌ریزی توأم پیشنهادی

برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع شامل حل دو مسئله جایابی ترانسفورماتورهای توزیع که از طریق فیدرهای فشارضعیف نقاط بار را تغذیه می‌کنند و مسئله مسیریابی فیدرهای فشار متوسط که متصل کننده ترانسفورماتورهای توزیع به پست‌های فوق توزیع هستند، می‌باشد. حل توأم این دو مسئله را می‌توان به دو صورت متوالی و هم‌زمان انجام داد که هر یک از این روش‌ها مزایا و معایبی دارند. مهم‌ترین مزیت روش متوالی کاهش حجم محاسبات و حل سریع مسئله می‌باشد اما دقت پاسخ به دست آمده نسبت به روش هم‌زمان کم‌تر می‌باشد. هر چه هزینه بخش MV درصد بزرگ‌تری از هزینه کل باشد، معایب روش متوالی نسبت به هم‌زمان بیشتر آشکار می‌گردد.

در روش متوالی ابتدا مسئله جایابی ترانسفورماتورهای توزیع حل شده و ظرفیت و محل بهینه ترانسفورماتورهای توزیع تعیین می‌گردد. سپس این ترانسفورماتورها به عنوان 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 آن هم برای ساختار نهایی اجرا می‌شود. این امر سبب کاهش قبل توجه حجم و زمان محاسبات می‌گردد. برای پیاده‌سازی این روش کافی است گام‌های متوالی زیر اجرا کنیم.

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 ذخیره شده 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 مبتنی بر الگوریتم ژنتیک [۸] و برای حل مسئله مسیریابی فیدرهای MV از روش تعویض شاخه [۱۱] استفاده می‌شود. در برنامه‌ریزی هم‌زمان، مسئله برنامه‌ریزی شبکه‌های MV و LV در قالب یک مسئله واحد بهینه‌سازی می‌گردد یعنی روش‌های الگوریتم ژنتیک و تعویض شاخه به صورت ترکیبی و هم‌زمان، مطابق با روندنمای نشان داده شده در شکل ۱، استفاده می‌شوند.

برنامه‌ریزی هم‌زمان هر دو شبکه به صورت یک طرح جامع پرداخته‌اند [۴]. در [۵] یک روش برنامه‌ریزی خطی برای برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های توزیع اولیه و ثانویه به کار گرفته شده است. اگر چه این روش‌ها به عنوان یک روش تحلیلی به خوبی شناخته شده‌اند اما با مشکلاتی نظیر عدم همگرایی، پیچیدگی الگوریتم و کنترل متغیرها مواجه هستند. در [۶] یک روش بهینه‌سازی اجتماعی ذرات (PSO) برای حل مسئله بهینه‌سازی برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع MV و LV به کار گرفته شده و هدف اصلی آن یافتن محل و ظرفیت بهینه ترانسفورماتورها و پست‌ها و همچنین مسیر و نوع فیدرهای فشار متوسط می‌باشد. البته در آن از عدم قطعیت‌های موجود در سیستم صرف نظر شده است و مسئله در قالب برنامه‌ریزی قطعی مورد بررسی قرار گرفته است.

رفتار احتمالاتی پارامترها باعث بروز ریسک‌های اقتصادی و فنی در برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع می‌شود [۷]. ریسک‌های اقتصادی مربوط به تحمیل هزینه‌هایی بیش از مقدار مورد انتظار و ریسک‌های فنی نیز مربوط به تجاوز از قیود مسئله برنامه‌ریزی در برخی سناریوهای ممکن می‌باشد که می‌تواند موجب خسارت به تجهیزات شبکه یا مشترکین گردد [۸]. با این وجود، در بین مطالعات صورت گرفته در زمینه برنامه‌ریزی شبکه توزیع، مطالعات بسیار اندکی به مباحث مرتبط با ریسک اختصاص داده شده است [۹]. همچنین بیشتر مطالعات صورت گرفته در زمینه برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک، تنها به یک جنبه از ریسک‌های فنی یا اقتصادی پرداخته‌اند [۱۰]. از طرف دیگر، در مطالعاتی که به مدیریت ریسک‌های فنی در شبکه توزیع پرداخته‌اند، مسئله به صورت چند هدفه مدل شده است و تصمیم‌گیری درباره سطح قابل قبول ریسک بر اساس پاسخ‌های کارا و ترتیب‌دهی نامغلوبی می‌باشد [۷] که باعث پیچیدگی در انتخاب پاسخ بهینه می‌گردد.

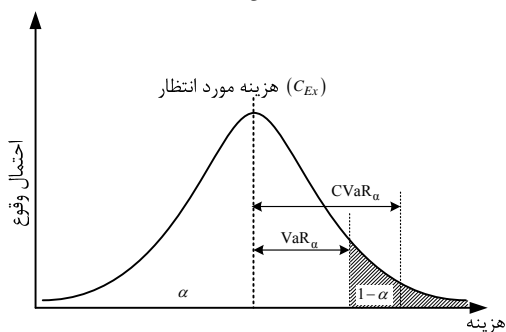
در این مقاله به برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های LV و MV که از آن به برنامه‌ریزی جامع^۱ یا برنامه‌ریزی توأم سیستم توزیع تعبیر می‌شود، پرداخته می‌شود و با در نظر گرفتن عدم قطعیت پارامترها، یک مدل مبتنی بر ریسک برای حل مسئله پیشنهاد می‌گردد. تجاوز از قیود بارگذاری ترانسفورماتورها و خطوط و همچنین تغییرات غیرمجاز ولتاژ به عنوان ریسک‌های فنی در نظر گرفته شده‌اند. با مدل‌سازی هزینه خسارت ناشی از ریسک‌های فنی، این ریسک‌ها در قالب یک عبارت پولی بیان شده‌اند که با قرارگیری آن در کنار دیگر هزینه‌های شبکه در یک تابع هدف واحد، امکان حل مسئله برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک شبکه‌های توزیع به صورت تک‌هدفه فراهم شده است.

در بخش دوم این مقاله روش برنامه‌ریزی پیشنهادی شامل نحوه پیاده‌سازی برنامه‌ریزی توأم و مبانی برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک ارائه می‌گردد. در بخش سوم، مدل‌سازی ریاضی مسئله ارائه می‌گردد که شامل

¹ Integral Planning

انتخاب ساختار بهینه شبکه توزیع بر اساس کمینه سازی مقدار این تابع در رخدادهای شدید صورت می‌گیرد. رخدادهای شدید، اگر چه معمولاً احتمال وقوع کمی دارند اما پیامدهای ناشی از آنها قابل توجه می‌باشد. برای توجه بیشتر به این رخدادهای در فرآیند تصمیم‌گیری، به ابزارهای اندازه‌گیری ریسکی که روی این گونه رخدادهای تمرکز کنند، نیاز می‌باشد. در این مقاله برای اندازه‌گیری ریسک، از شاخص ارزش در معرض ریسک مشروط $(CVaR)$ که در مطالعات اقتصادی شناخته شده است، استفاده می‌شود.

برای معرفی شاخص $CVaR$ لازم است ابتدا شاخص ارزش در معرض ریسک (VaR) تعریف گردد. شاخص VAR_{α} ، به عنوان هزینه اضافه بر هزینه مورد انتظار (C_{Ex}) تعریف می‌شود که در α درصد از تمام سناریوهای مورد بررسی از آن تجاوز نخواهد شد. این به این معنی است که در $\alpha\%$ از مواقع، هزینه کمتر از $C_{Ex} + VAR_{\alpha}$ خواهد بود. مقدار متداول برای α ، ۹۵٪ می‌باشد اگرچه ۹۹٪ نیز استفاده شده است [۱۲]. مقدار $CVAR_{\alpha}$ امید ریاضی هزینه‌هایی است که بیش از $C_{Ex} + VAR_{\alpha}$ است و به عنوان هزینه مورد انتظار مشروط تحت این وضعیت تعریف می‌گردد. مقادیر VAR_{α} ، $CVAR_{\alpha}$ و هزینه مورد انتظار در شکل ۲ نشان داده شده است.



شکل ۲: نمایش مقادیر VAR_{α} ، $CVAR_{\alpha}$ و هزینه مورد انتظار.

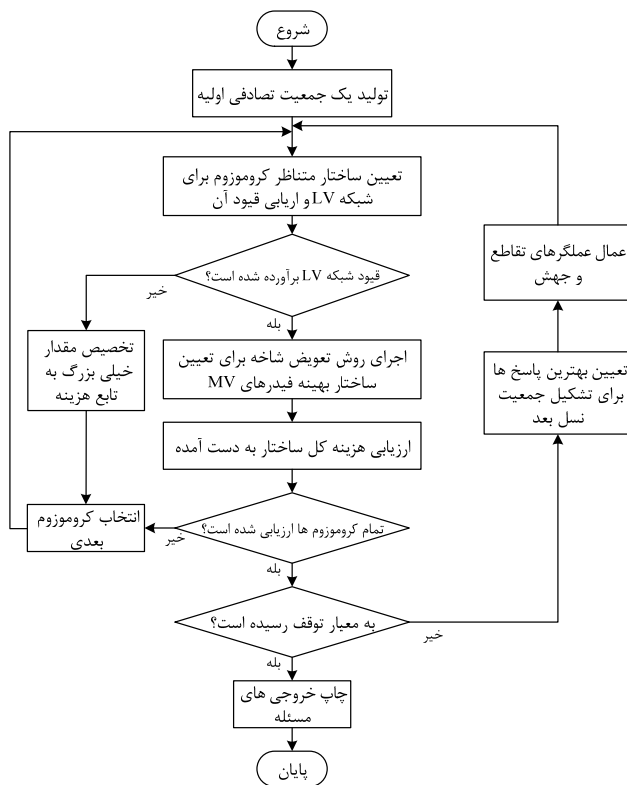
$CVAR_{\alpha}$ مقدار مورد انتظاری است که باید در طی $1-\alpha$ درصد از سناریوهای با بیشترین هزینه، علاوه بر هزینه مورد انتظار پرداخت شود. با مدل‌سازی VAR_{α} و $CVAR_{\alpha}$ در چارچوب پیشنهادی برای برنامه‌ریزی شبکه توزیع و بر اساس روابط ارائه شده در [۱۳]، مقدار $CVAR_{\alpha}$ به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$CVaR_{\alpha}(C_{Tot}^s) = VaR_{\alpha}(C_{Tot}^s) + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s \in N_R} \rho^s (C_{Tot}^s - C_{Ex} - VaR_{\alpha}(C_{Tot}^s)) \quad (1)$$

که در آن ρ^s احتمال وقوع سناریو s می‌باشد.

در محاسبه $CVAR_{\alpha}$ تنها سناریوهایی در نظر گرفته می‌شوند که مقدار هزینه آنها بیش از $C_{Ex} + VAR_{\alpha}$ باشد. از این رو، مجموعه N_R به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$C_{Tot}^s \geq C_{Ex} + VaR_{\alpha}(C_{Tot}^s), \forall s \in N_R \quad (2)$$



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

همان گونه که در این شکل مشاهده می‌شود، برای هر کروموزوم تولید شده توسط الگوریتم ژنتیک، ساختار متناظر آن که نشان دهنده ترانسفورماتورهای انتخاب شده 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 فیدرهای 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 شامل عملگرهای تقاطع و جهش، تولید می‌شوند. این فرآیند به طور پیوسته تا زمان رسیدن به شرط توقف تکرار می‌گردد و در هر تکرار پاسخ مسئله نسبت به قبل بهبود می‌یابد.

۲.۲. برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک

در برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک به دنبال کمینه کردن ریسک پرداخت هزینه‌های زیاد یا ریسک خسارت به تجهیزات و مشترکین در برخی سناریوهای محتمل هستیم. از طریق مدل‌سازی اقتصادی خسارت‌های تجهیزات و مشترکین، یک تابع اقتصادی تعریف می‌گردد. در این روش،

گرفتن هزینه خسارت ناشی از ریسک‌های فنی، ریسک فنی به ریسک اقتصادی تبدیل شده است. در این صورت، هزینه کل مسئله در سناریوی S با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های ناشی از آن‌ها به صورت رابطه (۷) بیان می‌گردد.

$$C_{Tot}^S = C_{LV}^S + C_{DT}^S + C_{MV}^S + C_{TR}^S \quad (۷)$$

هدف مسئله در برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک، کمینه‌سازی هزینه‌های مربوط به شدیدترین سناریوها می‌باشد. در این مقاله برای شناسایی شدیدترین سناریوها از شاخص $CVaR_{0.95}$ استفاده شده است. به این منظور هزینه مسئله به ازای تمام سناریوها محاسبه می‌گردد، سپس با شناسایی ۵ درصد از سناریوهای با بیشترین هزینه از طریق شاخص $CVaR_{0.95}$ و محاسبه امید ریاضی سناریوها (C_{Ex})، مقدار تابع هدف مسئله مشخص می‌گردد. رابطه (۸) بیان ریاضی توضیحات فوق می‌باشد.

$$OF = C_{Ex} + CVaR_{0.95}(C_{Tot}^S) \quad (۸)$$

۳.۲. مدل هزینه ریسک‌های فنی

همان گونه که در بخش قبل بیان شد، با در نظر گرفتن رفتار احتمالاتی پارامترها و تعریف سناریوهای ممکن، مشاهده می‌شود که در برخی از سناریوها احتمال دارد از قیود فنی تجاوز و موجب خسارت به تجهیزات یا مشترکین گردد که این احتمال و نتایج آن به عنوان ریسک فنی تعریف شد. در صورتی که خسارت ناشی از وقوع ریسک‌های فنی را در نظر بگیریم، می‌توان در نهایت آن را در قالب یک زیان اقتصادی مطرح نمود. ریسک‌های در نظر گرفته شده در این مطالعه شامل ریسک اضافه بار ترانسفورماتور، ریسک اضافه بار خطوط و ریسک تغییر ولتاژ شدید در نقاط بار می‌باشد.

مهم‌ترین پیامد حاصل از اضافه‌بار ترانسفورماتورهای توزیع، داغ شدن بیش از حد سیم‌پیچ ترانسفورماتور و آسیب رسیدن به عایق‌ها و در نتیجه کاهش عمر مفید ترانسفورماتور می‌باشد [۱۵]. برای هر سناریو تعریف شده در این مقاله، یک احتمال اضافه بار وجود دارد که کاهش عمر (LOL) متناظر با آن (بر حسب سال) به عنوان تابعی از اضافه بار ترانسفورماتور با استفاده از داده‌های گزارش شده در [۱۶] تعیین شده است. سپس هزینه خسارت با توجه به هزینه سالانه ترانسفورماتور که با تقسیم ارزش فعلی آن بر ضریب هزینه سالانه (acf) به دست می‌آید، تعیین می‌شود. هزینه خسارت اضافه بار ترانسفورماتور t در سناریو s مطابق رابطه (۹) می‌باشد [۸].

$$C_{OL}^{t,s} = LOL_t^s acf^{-1} TIC_t \quad (۹)$$

$$acf = \frac{1 - (1 + r_d)^{-lifetime}}{r_d} \quad (۱۰)$$

که در آن TIC_t هزینه احداث ترانسفورماتور t و r_d نرخ تنزیل می‌باشد.

۳. معرفی مدل پیشنهادی

۳.۱. مدل‌سازی هزینه‌ها

برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع شامل طراحی هر دو شبکه LV و MV می‌گردد. هزینه‌های مربوط به این شبکه‌ها را می‌توان به سه بخش شامل هزینه فیدرهای LV (C_{LV})، هزینه ترانسفورماتورهای توزیع (C_{DT}) و هزینه فیدرهای MV (C_{MV}) تقسیم نمود. در هر کدام از این بخش‌ها، هزینه‌های مربوط به احداث ($C_{Inv}^{(.)}$)، نگهداری ($C_M^{(.)}$)، تلفات ($C_{Loss}^{(.)}$) و قابلیت اطمینان ($C_{Int}^{(.)}$) در نظر گرفته می‌شود. البته با توجه به مجازی بودن مسیر فیدرهای LV [۸]، هزینه قابلیت اطمینان برای بخش LV در نظر گرفته نشده است. در این مطالعه از مدل برنامه‌ریزی استاتیک استفاده شده است و هدف از بهینه‌سازی، حداقل ساختن هزینه‌های مربوط به سال افق و مدل ریاضی هزینه‌ها به صورت روابط زیر می‌باشد:

$$C_{Tot} = C_{LV} + C_{DT} + C_{MV} \quad (۳)$$

$$C_{LV} = C_{Inv}^{LV} + C_M^{LV} + C_{Loss}^{LV} \quad (۴)$$

$$C_{DT} = C_{Inv}^{DT} + C_M^{DT} + C_{Loss}^{DT} + C_{Int}^{DT} \quad (۵)$$

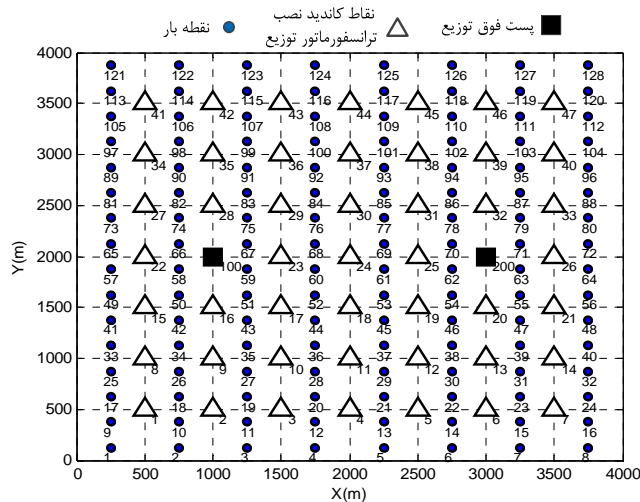
$$C_{MV} = C_{Inv}^{MV} + C_M^{MV} + C_{Loss}^{MV} + C_{Int}^{MV} \quad (۶)$$

در روابط فوق، مدل مربوط به مؤلفه‌های هزینه ترانسفورماتورهای توزیع و فیدرهای LV در [۸] و مدل مربوط به مؤلفه‌های هزینه فیدرهای MV در [۱۴] به تفصیل معرفی شده است.

رفتار احتمالاتی سیستم قدرت منشأ اصلی ریسک می‌باشد. در این مقاله مطابق با مدل پیشنهادی در [۸]، ماهیت احتمالی نرخ و مدت خرابی تجهیزات و عدم قطعیت‌های پیش‌بینی بار و قیمت تلفات به عنوان عوامل ریسک در نظر گرفته شده‌اند. با مدل‌سازی رفتار احتمالاتی این پارامترها از طریق یک مجموعه سناریو، هزینه‌های مربوط به مسئله که در روابط (۳) تا (۶) تعریف شدند، به جای یک مقدار معین با یک توزیع احتمالی توصیف می‌گردد و مقدار مربوط به آن‌ها در سناریوهای مختلف متفاوت می‌باشد [۸]. افزایش قابل توجه این هزینه‌ها در برخی سناریوهای محتمل موجب بروز ریسک‌های اقتصادی در برنامه‌ریزی سیستم توزیع می‌گردد. علاوه بر این مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع در معرض قیودی از جمله محدودیت‌های بارگذاری ترانسفورماتورها، ظرفیت حرارتی خطوط و افت ولتاژ نقاط بار می‌باشد که در برخی از سناریوها ممکن است از این قیود تجاوز گردد و موجب خسارت به تجهیزات یا مشترکین می‌گردد. این رخداد احتمالی به عنوان ریسک فنی در نظر گرفته می‌شود. در این مقاله، به منظور گنجاندن ریسک‌های اقتصادی و فنی در یک تابع هدف واحد، با در نظر

۴. مطالعات عددی و نتایج

مدل پیشنهادی در یک ناحیه نمونه نسبتاً بزرگ به مساحت ۱۶ کیلومتر مربع با تقاضای بار ۱۵۴۶۰ kVA در سال افق پیاده‌سازی شده است. فرض شده است که این ناحیه می‌تواند از طریق دو پست فوق توزیع تغذیه شود و ۴۷ نقطه کاندیدا برای نصب ترانسفورماتورهای توزیع در نظر گرفته شده است. موقعیت پست‌های فوق توزیع و نقاط کاندیدای نصب ترانسفورماتور توزیع در شکل ۳ نشان داده شده است. مشخصات فنی و اقتصادی ترانسفورماتورها و هادی‌های قابل استفاده برای هر یک از موقعیت‌های کاندیدا در این مطالعه به ترتیب در [۸] و [۱۴] ارائه شده است.



شکل ۳: ناحیه مورد مطالعه برای برنامه‌ریزی توأم شبکه‌های توزیع.

نقاط بار نشان داده در شکل ۳، 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 به عنوان نماینده تقاضای مشترکین در نظر گرفته شده است. اطلاعات تقاضای نقاط بار در [۱۸] ارائه شده است. مدل پیشنهادی با استفاده از نرم‌افزار MATLAB برای نواحی مورد مطالعه شبیه‌سازی شده و پاسخ بهینه مسئله برنامه‌ریزی در دو حالت برنامه‌ریزی متوالی و هم‌زمان تعیین شده است.

۴.۱. برنامه‌ریزی متوالی شبکه‌های LV و MV

در برنامه‌ریزی متوالی ابتدا مسئله جایابی مبتنی بر ریسک ترانسفورماتورهای توزیع حل شده و سپس با استفاده از نتایج آن مسئله مسیریابی مبتنی بر ریسک فیدرها حل می‌گردد. برای یافتن پاسخ بهینه مرحله اول یعنی جایابی ترانسفورماتورها از روش GA استفاده شده است. در این مرحله تعداد، محل و ظرفیت بهینه ترانسفورماتورهای توزیع و نقاط بار تخصیص یافته به آن‌ها مشخص می‌گردد. نتایج به دست آمده در این

تحلیل اضافه بار به هادی‌ها منجر به بالا رفتن بیش از حد دمای آن می‌گردد که ممکن است موجب برخی تأثیرات مکانیکی و الکتریکی گردد که مهم‌ترین آن‌ها افت استقامت هادی می‌باشد [۱۷]. به منظور محاسبه هزینه خسارت ناشی از افت استقامت فیدرهای MV، ارزش پولی کاهش عمر هادی ناشی از اضافه بار با استفاده از مدل ارائه شده در [۱۴]، محاسبه می‌گردد. در این مدل، هزینه خسارت ریسک اضافه بار فیدرهای MV تابعی از جریان فیدر می‌باشد که به صورت $LL_b(I_b^s)$ بیان می‌گردد و هزینه ریسک اضافه بار شاخه b در سناریو s با رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$C_{OC}^{b,s} = \begin{cases} LL_b(I_b^s) \cdot FIC_b & I_b^s > I_b^{rated} \\ 0 & otherwise \end{cases} \quad (11)$$

که در آن FIC_b هزینه احداث شاخه b می‌باشد. با توجه به رابطه فوق، در سناریوهایی که جریان فیدر کم‌تر از مقدار نامی آن باشد، ریسک اضافه بار مطرح نبوده و هزینه آن صفر می‌باشد.

در این مقاله، فرض شده است که محدوده قابل قبول برای ولتاژ گره‌ها بین ۰/۹ تا ۱/۱ در مبنای واحد باشد ولی برای ولتاژهایی که به این حدود نزدیک شوند، جریمه‌های در نظر گرفته می‌شود. اگر ولتاژ در نقاط بار از ۵٪ مقدار نامی تجاوز کنند، جریمه‌ها آغاز خواهند شد. در این مطالعه فرض شده است که جریمه‌ای در قالب مقررات مبتنی بر عملکرد (PBR) برای تغییرات ولتاژ در نقاط بار تعریف گردد. میزان این جریمه بر اساس خسارت وارد شده به مشترکین مطابق با مدل ارائه شده در [۱۴] تعیین می‌گردد. در این مدل، افت ولتاژ شبکه تا ۵٪ مجاز شمرده شده است و هیچ جریمه‌ای به آن تعلق نمی‌گیرد و مقدار تابع جریمه تغییرات ولتاژ که آن را به صورت $FP(V_n^s)$ نشان می‌دهیم، برابر صفر است. به ازای افت ولتاژ ۱۰٪ و بیشتر حداکثر خسارت لحاظ شده و مقدار $FP(V_n^s)$ برابر با یک می‌باشد. به ازای افت ولتاژهای بین این دو مقدار، تابع جریمه به صورت خطی فرض شده است. با در نظر گرفتن PNL^{\max} به عنوان بیشینه جریمه خسارت به بارهای مشترکین، تابع جریمه تغییرات ولتاژ گره n در سناریو s به صورت زیر تعریف می‌گردد [۱۴]:

$$C_{UV}^{n,s} = PNL^{\max} \cdot D_n \cdot \cos \phi \cdot FP(V_n^s) \quad (12)$$

که در آن D_n تقاضای بار گره n بر حسب VA و $\cos \phi$ ضریب توان مشترکین می‌باشد.

با توجه به مدل‌سازی‌ها و توضیحات فوق، هزینه ریسک فنی مربوط به اضافه بار ترانسفورماتورها، اضافه بار خطوط و تغییرات ولتاژ شدید در نقاط بار در سناریوهای مختلف با رابطه (۱۳) تعیین می‌گردد.

$$C_{TR}^s = \sum_{t=1}^{N_t} C_{OL}^{t,s} + \sum_{b=1}^{N_b} C_{OC}^{b,s} + \sum_{n=1}^{N_n} C_{UV}^{n,s} \quad (13)$$

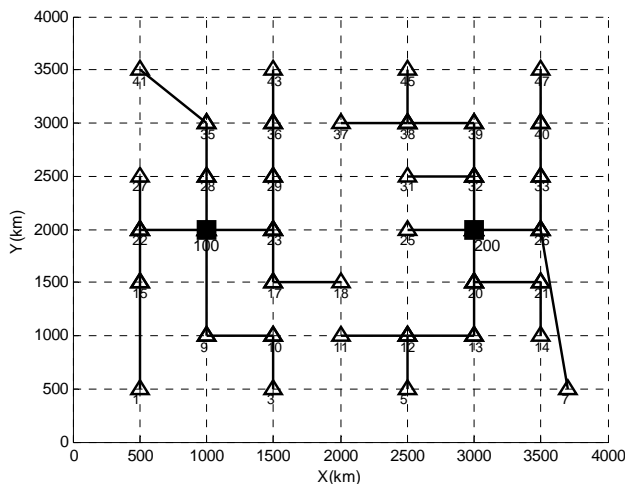
۴.۲. برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های MV و LV

برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های MV و LV مطابق روندنمای ارائه شده در شکل ۱ صورت می‌گیرد. پاسخ برنامه‌ریزی هم‌زمان از برنامه‌ریزی متوالی دقیق‌تر می‌باشد چرا که ممکن است در طرح به دست آمده برای موقعیت ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی متوالی، هزینه شبکه MV متناظر با آن، آن قدر زیاد باشد که در صورت انتخاب طرح دیگری برای ترانسفورماتورها، هزینه کل شبکه توزیع کم‌تر گردد.

مسئله برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک هم‌زمان شبکه‌های MV و LV برای ناحیه مورد مطالعه حل شده است. مشخصات ترانسفورماتورهای انتخاب شده و میزان بارگذاری آن‌ها در سال افق در جدول ۲ و ساختار بهینه به دست آمده برای شبکه توزیع در شکل ۵ ارائه شده است.

جدول ۲: نتایج جایابی ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی توأم هم‌زمان.

| محل نصب (%) | ظرفیت (kVA) | بارگذاری (%) | محل نصب (%) | ظرفیت (kVA) | بارگذاری (%) | محل نصب (%) | ظرفیت (kVA) | بارگذاری (%) |
|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۳ | ۸۹ | ۳۱۵ | ۱۸ | ۸۶ | ۸۰۰ | ۱ |
| ۱۰۰ | ۵۰۰ | ۳۵ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۰ | ۸۰ | ۸۰۰ | ۳ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۲۶ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۲۱ | ۸۰ | ۸۰۰ | ۵ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۷ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۲ | ۷۴ | ۸۰۰ | ۷ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۸ | ۷۵ | ۸۰۰ | ۲۳ | ۱۰۰ | ۵۰۰ | ۹ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۹ | ۷۵ | ۸۰۰ | ۲۵ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۰ |
| ۶۸ | ۳۱۵ | ۴۰ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۶ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۱ |
| ۸۶ | ۸۰۰ | ۴۱ | ۸۱ | ۸۰۰ | ۲۷ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۲ |
| ۸۰ | ۸۰۰ | ۴۳ | ۸۹ | ۳۱۵ | ۲۸ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۳ |
| ۸۰ | ۸۰۰ | ۴۵ | ۸۹ | ۳۱۵ | ۲۹ | ۶۸ | ۳۱۵ | ۱۴ |
| ۷۴ | ۸۰۰ | ۴۷ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۳۱ | ۸۱ | ۸۰۰ | ۱۵ |
| | | | ۸۹ | ۳۱۵ | ۳۲ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۱۷ |
| | | | ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۳ | | | |



شکل ۵: ساختار بهینه شبکه‌های توزیع در برنامه‌ریزی هم‌زمان.

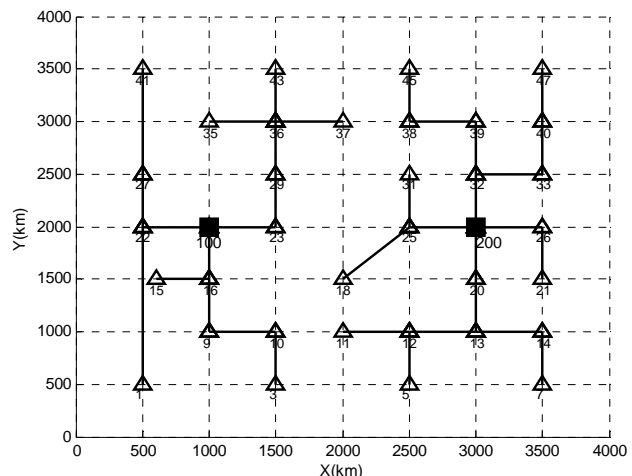
همان گونه که مشاهده می‌شود، ساختار شبکه نسبت به برنامه‌ریزی متوالی تغییر کرده است و ترانسفورماتورهای توزیع انتخاب شده متفاوت از

مرحله شامل مشخصات ترانسفورماتورهای انتخاب شده و میزان بارگذاری آن‌ها در سال افق در جدول ۱ ارائه شده است.

جدول ۱: نتایج جایابی ترانسفورماتورهای توزیع در برنامه‌ریزی توأم متوالی.

| محل نصب (%) | ظرفیت (kVA) | بارگذاری (%) | محل نصب (%) | ظرفیت (kVA) | بارگذاری (%) | محل نصب (%) | ظرفیت (kVA) | بارگذاری (%) |
|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| ۱۰۰ | ۵۰۰ | ۳۵ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۱۸ | ۸۶ | ۸۰۰ | ۱ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۲۶ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۰ | ۸۰ | ۸۰۰ | ۳ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۷ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۲۱ | ۸۰ | ۸۰۰ | ۵ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۸ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۲ | ۷۴ | ۸۰۰ | ۷ |
| ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۹ | ۷۵ | ۸۰۰ | ۲۳ | ۱۰۰ | ۵۰۰ | ۹ |
| ۶۸ | ۳۱۵ | ۴۰ | ۷۵ | ۸۰۰ | ۲۵ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۰ |
| ۸۶ | ۸۰۰ | ۴۱ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۶ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۱ |
| ۸۰ | ۸۰۰ | ۴۳ | ۸۱ | ۸۰۰ | ۲۷ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۲ |
| ۸۰ | ۸۰۰ | ۴۵ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۲۹ | ۷۹ | ۳۱۵ | ۱۳ |
| ۷۴ | ۸۰۰ | ۴۷ | ۷۰ | ۸۰۰ | ۳۱ | ۶۸ | ۳۱۵ | ۱۴ |
| | | | ۸۹ | ۳۱۵ | ۳۲ | ۸۱ | ۸۰۰ | ۱۵ |
| | | | ۷۹ | ۳۱۵ | ۳۳ | ۸۹ | ۳۱۵ | ۱۶ |

پس از محاسبه موقعیت بهینه ترانسفورماتورهای توزیع و بارگذاری آن‌ها، نتایج به دست آمده به عنوان ورودی‌های مسئله در مرحله بعد استفاده می‌شوند. در این مرحله، ترانسفورماتورهای انتخاب شده به عنوان 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 متصل کننده ترانسفورماتورها به پست فوق توزیع و شبکه بالادستی هستند، مشخص گردیده است. ساختار بهینه به دست آمده برای شبکه توزیع در شکل ۴ نشان داده شده است.



شکل ۴: ساختار بهینه شبکه‌های توزیع در برنامه‌ریزی متوالی.

در این حالت مقدار تابع هدف مسئله $(C_{EX} + CVaR_{0.95})$ که نشان دهنده هزینه طرح به دست آمده در سال افق در ۵ درصد از بدترین سناریوها می‌باشد برابر با ۱/۱۴ میلیون دلار می‌باشد.

مدل پیشنهادی نشان می‌دهد که بهینه‌سازی هم‌زمان شبکه‌های توزیع نسبت به بهینه‌سازی متوالی آن‌ها پاسخ بهتری را مشخص می‌کند اگر چه زمان محاسبه مسئله به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد. هر چه هزینه بخش MV درصد بزرگ‌تری از هزینه کل باشد، معایب روش متوالی نسبت به هم‌زمان بیشتر آشکار می‌گردد.

منابع

- [1] C. K. Gan, P. Mancarella, D. Pudjianto, and G. Strbac, "Statistical appraisal of economic design strategies of LV distribution networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1363-1372, 2011.
- [2] R. C. Lotero and J. Contreras, "Distribution system planning with reliability," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, pp. 2552-2562, 2011.
- [3] A. Cossi, L. Da Silva, R. Lazaro, and J. R. S. Mantovani, "Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 6, pp. 274-284, 2012.
- [4] M. Yosef, M. Sayed, and H. K. Youssef, "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, pp. 100-112, 2015.
- [5] P. Paiva, et al., "Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1134-1143, 2005.
- [6] I. Ziari, G. Ledwich, and A. Ghosh, "Optimal integrated planning of MV-LV distribution systems using DPSO," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 1905-1914, 2011.
- [7] M.-R. Haghifam, H. Falaghi, and O. Malik, "Risk-based distributed generation placement," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, pp. 252-260, 2008.
- [8] M. Esmaceli, A. Kazemi, H. Shayanfar, M.R. Haghifam, and P. Siano, "Risk-based planning of distribution substation considering technical and economic uncertainties," *Electric Power Systems Research*, vol. 135, pp. 18-26, 2016.
- [9] P. S. Georgilakis and N. D. Hatzigiorgiou, "A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research," *Electric Power Systems Research*, vol. 121, pp. 89-100, 2015.
- [10] M. E. Samper and A. Vargas, "Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—Part I: Model formulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 2331-2340, 2013.
- [11] S. K. Goswami, "Distribution system planning using branch exchange technique," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 718-723, 1997.
- [12] K. Alvehag, "Risk-based methods for reliability investments in electric power distribution systems," 2011.
- [13] R. Jabr, "Robust self-scheduling under price uncertainty using conditional value-at-risk," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1852-1858, 2005.
- [14] M. Esmaceli, A. Kazemi, H. Shayanfar, G. Chicco, and P. Siano, "Risk-based Planning of the Distribution Network Structure Considering Uncertainties in Demand and Cost of Energy," *Energy*, 2016.
- [15] W. Fu, J. D. McCalley, and V. Vittal, "Risk assessment for transformer loading," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, pp. 346-353, 2001.
- [16] P. K. Sen, "Transformer Overloading and Assessment of Loss-of-Life for Liquid-Filled Transformers," *Power Systems Engineering Research Center*, 2011.
- [17] H. Wan, J. D. McCalley, and V. Vittal, "Increasing thermal rating by risk analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 815-828, 1999.

[۱۸] مصطفی اسماعیلی شاهرخت، "برنامه‌ریزی مبتنی بر ریسک شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی"، رساله دکتری، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۹۴.

طرح قبل می‌باشد. در این طرح اگر چه موقعیت ترانسفورماتورهای توزیع بهترین حالت ممکن نمی‌باشد اما با توجه به هزینه شبکه MV، هزینه کل شبکه توزیع برای رخدادهای شدید کم‌ترین مقدار ممکن می‌باشد. در جدول ۳، ویژگی‌های ساختار به دست آمده برای شبکه توزیع و هزینه‌های مربوطه در طراحی متوالی و هم‌زمان با یکدیگر مقایسه شده است.

جدول ۳: مقایسه مؤلفه‌های هزینه برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های توزیع (دلار).

| برنامه‌ریزی متوالی | برنامه‌ریزی هم‌زمان | |
|--------------------|---------------------|--|
| ۱۹۸۱۰ | ۱۹۶۴۰ | مجموع ظرفیت نصب شده ترانسفورماتورهای توزیع (kVA) |
| ۳۴ | ۳۵ | تعداد ترانسفورماتورهای توزیع نصب شده |
| ۱۹ | ۲۰ | مجموع طول فیبرهای شبکه MV (km) |
| ۹۶۲۸۱۰ | ۹۷۰۳۷۰ | مقدار تابع هدف برای شبکه LV (دلار) |
| ۱۷۷۲۱۰ | ۱۶۲۵۱۰ | مقدار تابع هدف برای شبکه MV (دلار) |
| ۱۱۴۰۰۰۰ | ۱۱۳۳۹۰۰ | مقدار تابع هدف برای کل شبکه (دلار) |
| ۸ | ۱۷۰ | زمان حل مسئله (دقیقه) |

همان گونه که مشاهده می‌شود، بهینه‌سازی هم‌زمان شبکه‌های توزیع نسبت به بهینه‌سازی متوالی آن‌ها پاسخ بهتری را مشخص می‌کند اگر چه زمان محاسبه مسئله به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد. نکته‌ای که در نتایج فوق قابل تأمل است، افزایش هزینه شبکه LV در حل هم‌زمان با وجود کاهش ظرفیت نصب شده ترانسفورماتورهای توزیع می‌باشد که علت آن افزایش مجموع هزینه‌های مربوط به احداث، نگهداری، تلفات، قابلیت اطمینان و ریسک می‌باشد. در مورد هزینه شبکه MV نیز مشاهده می‌شود که با وجود طولانی‌تر شدن شبکه MV در برنامه‌ریزی هم‌زمان نسبت به حالت متوالی، اما مجموع هزینه‌های شبکه MV (شامل هزینه‌های احداث، نگهداری، تلفات، قابلیت اطمینان و ریسک) در این آرایش کاهش یافته است. این رفتار دوگانه و در ظاهر متناقض، دلیل روشی بر پیچیدگی مسئله برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع می‌باشد.

۵. نتیجه‌گیری

سیستم توزیع الکتریکی به طور کلی از شبکه‌های LV و MV ساخته شده است. به دلیل پیچیدگی مسئله برنامه‌ریزی شبکه توزیع معمولاً بهینه‌سازی شبکه‌های LV و MV به صورت مجزا از یکدیگر انجام می‌شود اما این امر باعث کاهش دقت پاسخ مسئله می‌گردد.

در این مقاله یک مدل ریاضی مبتنی بر ریسک برای برنامه‌ریزی هم‌زمان شبکه‌های LV و MV ارائه گردید که با استفاده از آن در زمان منطقی و قابل قبولی می‌توان پاسخ بهینه مسئله را تعیین نمود. روش پیشنهادی بر روی یک ناحیه نمونه پیاده‌سازی شد و تأثیر برنامه‌ریزی هم‌زمان و متوالی بر روی پاسخ به دست آمده بررسی گردید. نتایج مطالعات عددی ضمن تأیید کارایی

SID



سرویس های ویژه



سرویس ترجمه تخصصی



کارگاه های آموزشی



بلاگ مرکز اطلاعات علمی



سامانه ویراستاری STES



فیلم های آموزشی

کارگاه های آموزشی مرکز اطلاعات علمی



مقاله نویسی علوم انسانی



اصول تنظیم قراردادها



آموزش مهارت های کاربردی در تدوین و چاپ مقاله