98-F-PDS-0488

جایابی بهینهٔ کلید و انتخاب مانور در شبکه‌های توزیع با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده

احمد جاوید غنی زاده
دانشجوی کارشناسی ارشد برق قدرت
javid_ghanizadeh@yahoo.com

رضا قاضی
استاد گروه برق قدرت
rghazi@um.ac.ir

دانشکده مهندسی- دانشگاه فردوسی مشهد- ایران

واژه‌های کلیدی: جایابی کلید، شبکه توزیع، هزینه‌ی انرژی فروخته نشده، تولید پراکنده، خطوط مانور

چکیده

وسعت زیاد و گستردگی شبکه‌های توزیع باعث شده که این بخش از سیستم قدرت سهم قابل توجهی از خطاها را به خود اختصاص دهد. از اینرو چنانچه بر اثر رخداد خطا، برق مشترکان قطع شود و انرژی مورد نیاز آنها تأمین نشود، مجموعه صنعت برق از نظر اقتصادی دچار ضرر و زیان شده و همچنین رضایتمندی مشترکین تأمین نخواهد شد. لذا لازم است به نوعی تعداد و مدت زمان این وقفه‌ها کاهش یابد. یکی از عمده‌ترین راهکارها جهت حصول به این امر استفاده از تجهیزات کلیدزنی در شبکه‌های توزیع است. از سوی دیگر با حرکت سیستم‌های قدرت از ساختار سنتی به سوی سیستم تجدید ساختار شده، استفاده از واحدهای تولید پراکنده روندی رو به رشد پیدا کرده است. در این مقاله با استفاده از روش بهینه‌سازی الگوریتم ژنتیک مسأله تعیین همزمان تعداد و مکان بهینهٔ کلیدها در شبکه‌های توزیع غیر شعاعی با وجود منابع تولید پراکنده ارائه شده است. در این بهینه‌سازی در تکمیل مطالعات قبلی در این زمینه، تمامی عوامل اقتصادی مؤثر شامل اثرات قطعی برق برای مشترکین مختلف، هزینهٔ کلیدها، احداث خطوط مانور، بهره‌برداری و نگهداری شبکه و همچنین ظرفیت باردهی خطوط مانور در جهت رسیدن به ماکزیمم سود برای شرکت‌های توزیع بطور همزمان لحاظ شده است. همچنین در شرایطی که یک فیدر امکان مانور با چند فیدر دیگر را داشته باشد الگوریتم پیشنهادی، مانور بهینه را انتخاب می‌کند. در این مقاله جهت مدلسازی تولیدات پراکنده و تعیین ظرفیت باردهی خطوط مانور از نرم‌افزار DIgSILENT استفاده شده است.

۱- مقدمه

در یک شبکه توزیع، همانگونه که تلفات انرژی موجب زیان شرکت‌های توزیع می‌شود، عدم فروش انرژی در اثر بروز خطا در سیستم و قطع برق مشترکین نیز می‌تواند باعث کاهش سود حاصل از فروش برق شود و ضرری اقتصادی را به شرکت‌های توزیع تحمیل نماید. لذا با توجه به ماهیت و ساختار شبکه‌های توزیع، استفاده از کلیدها برای محدودسازی

ناحیه خطا دیده و کاهش خاموشی‌ها اجتناب ناپذیر است. قابلیت اطمینان از جمله مقوله‌هایی است که با این‌گونه رخدادها در شبکه سروکار دارد و از آنجا که یکی از مهمترین اهداف شرکت‌های توزیع تأمین برق مورد نیاز مشترکین با کیفیت و قابلیت اطمینان مطلوب و حداقل هزینه می‌باشد لذا بایستی به طریقی، تعداد و مکان بهینهٔ کلیدها را انتخاب کرد تا به رضایت‌مندی مشترکین منجر شود و از سوی دیگر باعث کسب وجه مناسبی برای شرکت‌های توزیع و درآمد بیشتر برای آنها شود. از روش‌ها و الگوریتم‌های بهینه‌سازی گوناگونی مانند الگوریتم ژنتیک[۱]، آبکاری فولاد[۲]، برنامه-ریزی دودوئی[۳]، اصل بهینه‌سازی بلمن[۴]، الگوریتم مورچگان[۵]، الگوریتم ایمنی[۶]، PSO [۷]، برای حل مسأله مکان‌یابی کلیدها در شبکه‌های توزیع و در جهت بهبود قابلیت اطمینان استفاده شده است. در سالهای اخیر استفاده از منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع روندی رو به رشد پیدا کرده است و انتظار می‌رود نقش مهم و اساسی در صنعت برق ایفا نمایند، از اینرو نیاز به مطالعات بیشتری در این زمینه احساس می‌شود. مرجع [۸] به مسألهٔ مکان‌یابی ریکلوزرها در شبکهٔ توزیع دارای DG، بمنظور بهبود اندیس‌های قابلیت اطمینان می‌پردازد. در کارهای انجام شده تاکنون، مجموعه عوامل فنی و اقتصادی مؤثر در تعیین تعداد و مکان بهینهٔ کلیدها و با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده و خطوط مانور در شبکهٔ توزیع، بصورت یکجا مورد بررسی قرار نگرفته است. از طرف دیگر در کارهایی که جایابی را با در نظر داشت خطوط مانور انجام داده‌اند، ظرفیت باردهی خط مانور در نظر گرفته نشده است که این مطالعه جهت بررسی ظرفیت باردهی خطوط مانور و تعیین محدودهٔ جزیره تغذیه شده با DG از مطالعات پخش بار استفاده می‌کند. همچنین در کارهای انجام شده تاکنون، جهت محاسبهٔ میزان خسارت وارده به مشترکین مختلف، یک زمان برای شناسایی و رفع خطا در سکشن‌های مختلف یک فیدر در نظر گرفته شده است، که این مقاله زمان‌های مختلفی را برای آنها در نظر می-گیرد.

۲- مدل‌سازی مسأله

بعد از رخ دادن خطا در سیستم توزیع آن قسمت از شبکه که در پایین دست کلید قطع کننده قرار دارد تغذیه خود را به خاطر عمل کردن کلید از دست می‌دهد. ملاحظات قابلیت اطمینان شبکه ایجاب می‌کند که هر چه زودتر تغذیه تمام بارهای قطع شده، بوسیلهٔ عملیات مانور یا ایجاد جزیره عمدی، برقرار شود و تنها ناحیهٔ آسیب دیده و قسمت‌هایی که امکان تغذیه آنها بوسیله منابع پشتیبان وجود ندارد، تا رفع عیب بی‌برق باشند. هر چه تعداد کلیدها بیشتر باشد خاموشی‌ها کمتر خواهد بود و قابلیت اطمینان بیشتر می‌شود ولی به همان اندازه هزینهٔ نصب، تعمیر و نگهداری کلیدها نیز افزایش می‌یابد. در اینجا هدف این است که تعداد و محل کلیدها در شبکهٔ توزیعی که دارای منابع تولید پراکنده و خطوط مانور است، چنان انتخاب شود که مجموع هزینه انرژی توزیع نشده و هزینه‌های نگهداری وسرمایه‌گذاری حداقل شود و در نتیجه سود شرکت حداکثر گردد.

۲-۱- تابع هدف

تابع هدف در نظر گرفته شده در این مقاله، سود ناشی از کلیدگذاری است که در اثر کاهش هزینهٔ ناشی از قطعی برق برای مصرف‌کنندگان مختلف (ECOST)[1] بدست می‌آید. همچنین در آن هزینه‌های نصب و احداث کلیدها، هزینهٔ تعمیر و نگهداری هر کلید، هزینه جابجایی کلیدها و هزینه احداث خط مانور منظور شده است. در اینجا برای بررسی خسارت ناشی از قطع برق، مشترکین مطابق با استاندارد SIC[2] به ۷ دسته شامل مشترکین بزرگ و عمده، صنعتی، تجاری، کشاورزی، خانگی، دولتی و اداری تقسیم شده‌اند که با توجه به مدت زمان خاموشی و توابع خسارت مشترکین (CDF)[3]، میزان خسارت هر گروه بدست می‌آید.

1. Expected Outage Cost
2. Standard Industrials Classification
3. Customer Damage Functions

مقدار سودی که شرکت توزیع بازای نصب تعدادی کلید در شبکه در مقایسه با حالت بدون کلید در سیستم، بدست می آورد عبارت است از میزان صرفه‌جویی حاصل شده در اثر کاهش انرژی توزیع نشده (ECOST)، منهای مجموع هزینه-های صرف شده برای انجام این کار ($\sum Cost$). لذا تابع هدف مسأله مطابق رابطه (۱) بیان می‌شود.

$$\text{Max Benefit} = K.Ben(Ecost) - K.\sum Cost \quad (۱)$$

$$\sum Cost = Icost+Mcost+Rcost+Tcost$$

که در این رابطه:

Ben(Ecost): صرفه‌جویی حاصل شده در اثر کاهش انرژی توزیع نشده

Icost: هزینه‌های نصب و احداث کلیدها

Mcost: هزینهٔ تعمیر و نگهداری هر کلید

Rcost: هزینه جابجایی کلیدها

Tcost: هزینه احداث خط مانور

K: ضریبی که هزینه‌های جاری مربوط به سال i ام را به ارزش کنونی تبدیل می‌کند که در رابطهٔ زیر تعریف شده است.

$$K=(1+\alpha)^i/(1+\beta)^i \quad (۲)$$

که در آن:

α: نرخ تورم

β: نرخ بهره

در این مسأله علاوه بر قیود پخش بار، کلیدهایی که برای تعیین محدودهٔ تغذیه شده بوسیلهٔ خط مانور و تعیین جزیرهٔ ایجاد شده بوسیلهٔ DG در شبکه نصب می‌شوند، نیز بعنوان یک قید مطرح می‌گردند.

۲-۲- محاسبه هزینه انرژی توزیع نشده

مطالعات انجام گرفته نشان می‌دهد که هزینهٔ قطعی برق برای مشترکین مختلف دارای محدوده وسیعی می‌باشد. همانطور که در شکل (۱) دیده می‌شود، هزینه‌های تحمیل شده به مشترکین مختلف، به مدت زمان قطع برق وابسته است. در این مقاله با تکمیل تابع ECOST معرفی شده در مرجع [۲] که متأثر از توپولوژی سیستم، مدت زمان قطعی برق مشترکین، تغییرات بارها و نرخ خرابی قطعات می‌باشد، زمانهای شناسایی و رفع خطا و همچنین مقدار بار قطعی داده شده در طی این زمانها، در محاسبهٔ هزینهٔ خاموشی منظور شده است و لذا تابع فوق به شکل زیر فرموله می‌شود:

$$ECOST = \sum_{i=1}^{N_{sec}} \lambda_i L_i \left[\sum_{j=1}^{N_{sw}^i} P_j C_j(t_{sw}) + \sum_{j=1}^{N_{rep}^i} P_j C_j(t_{rep})\right] \quad (MW\text{-}\$/KW\text{-}yr) \quad (۳)$$

که در آن:

N_{sec} : تعداد سکشن‌های فیدر.

P_j : متوسط بار در نقطه بار j بر حسب کیلو وات

L_i : طول سکشن i ام بر حسب کیلومتر

λ_i : نرخ سالانه وقوع خطا در سکشن i ام فیدر

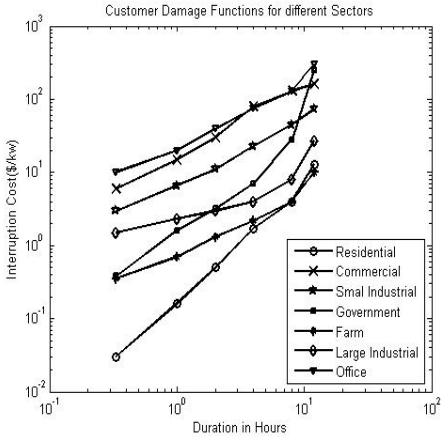
N_{sw}^i : تعداد نقاط باری که پس از وقوع خطا در سکشن i ام تا زمان کلیدزنی و انجام مانور یا ایجاد جزیره بی‌برق هستند.

N_{rep}^i : تعداد نقاط باری که پس از وقوع خطا درسکشن i ام تا زمان تعمیر بخش آسیب دیده بی‌برق هستند.

t_{sw} : مدت زمان شناسایی خطا و انجام عملیات کلیدزنی از زمان وقوع خطا (بر حسب ساعت)

t_{rep} : مدت زمان تعمیر بخش آسیب دیده بر حسب ساعت

$C_j(t)$: هزینه خروج سرویس($/kw) برای مصرف کننده بار j ام بخاطر بروز خطا با مدت زمان خرابی t



شکل۱- تابع هزینه قطعی برای مشترکین مختلف

۲-۳- مدلسازی تولیدات پراکنده

حضور DG در شبکه به عنوان یک منبع پشتیبان می تواند در کاهش انرژی توزیع نشده و خسارات مربوطه مؤثر باشد. بدین صورت که قسمتی از بارهای قطع شده را بصورت جدا از سیستم اصلی تغذیه کند که اصطلاحاً به آن جزیره گفته می شود. بطور کلی ژنراتورهای تولید پراکنده بسته به نوع وضعیت کنترل، می‌توانند در یکی از سه مد زیر مورد بهره‌برداری قرار گیرند[۹] :

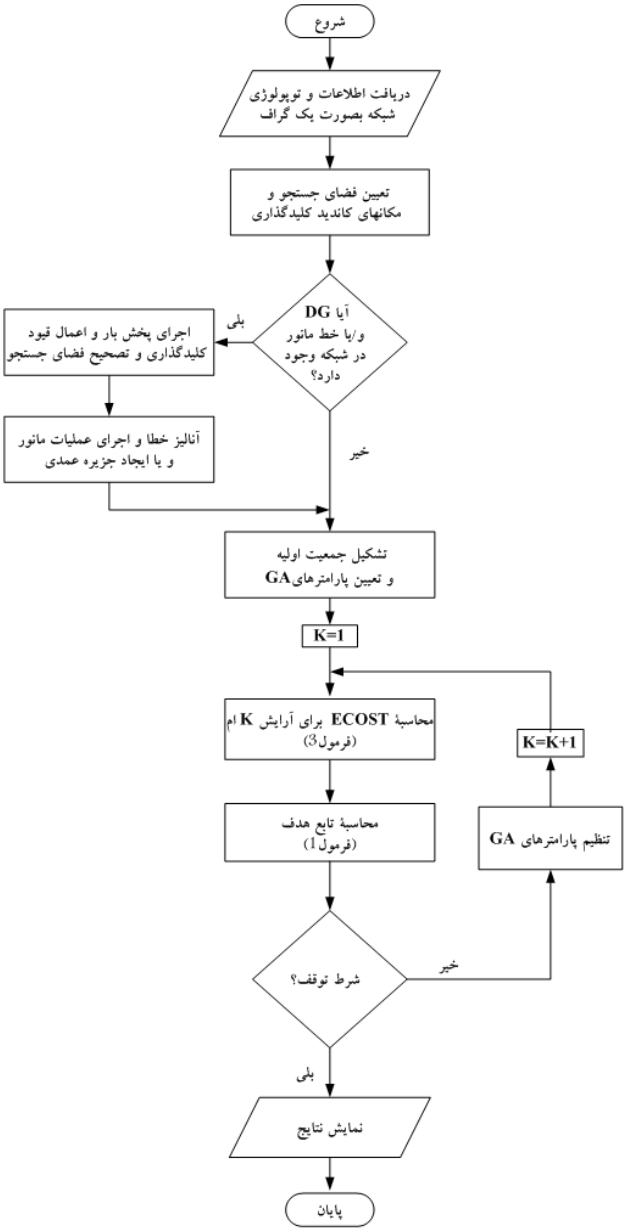
- بهره برداری بصورت موازی با فیدر، که ژنراتور DG با توان اکتیو و راکتیو ثابت، وظیفهٔ تأمین درصدی از بار فیدر را بر عهده دارد.
- بهره‌برداری از واحد DG در یک توان و ضریب توان ثابت
- بهره برداری از واحدDG در توان و ولتاژ ثابت و معلوم

در دو حالت نخست، باسهای تولید در برنامه پخش بار می‌توانند بخوبی بصورت باسهای PQ نمایش داده شوند که مدلسازی آنها شبیه مدلسازی بارهای توان ثابت می‌باشد با این استثنا که جریان به داخل باس تزریق می‌گردد. اما در حالت سوم، باس‌های تولید می‌بایست بعنوان باس PV مدل شوند. روش‌های استفاده شده برای نگهداری دامنه ولتاژ باس‌های PVمی‌بایست بر اساس توانایی تولید توان راکتیو ژنراتورها باشد. اگر توان راکتیو محاسبه شده در هر مرحله خارج از محدودهٔ مجازش قرار بگیرد، در این صورت توان راکتیو در همان حد ماکزیمم و یا مینیمم ثابت می‌شود و این باس به عنوان شین PQ تلقی خواهد شد. در اینجا DGها بفرم باسPV مدل شده‌اند و برای تعیین ناحیهٔ تغذیه شده بوسیلهٔ آنها از نرم‌افزارDIgSILENT جهت محاسبات پخش بار استفاده شده است.

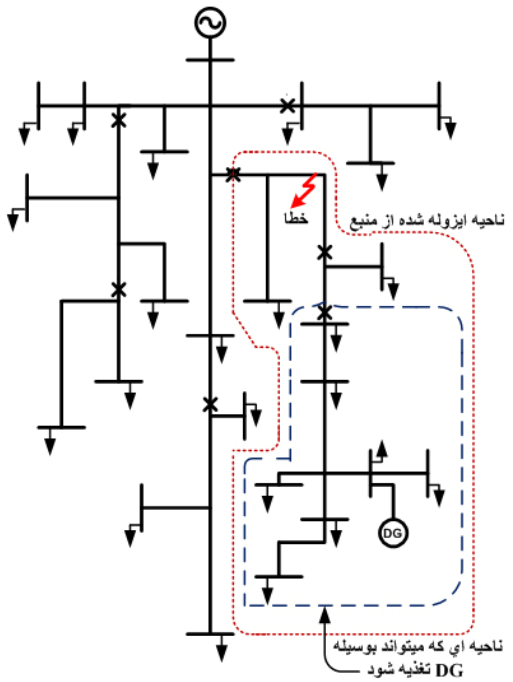
۳- روش حل

جهت تعیین تعداد و مکان بهینهٔ کلیدها و محاسبهٔ شاخص قابلیت اطمینان و صرفه‌جویی حاصل شده ناشی از نصب آنها در شبکهٔ توزیع، چندین برنامه و تابع با نرم‌افزار MATLAB نوشته شده است. لذا نخستین گام، معرفی توپولوژی شبکه بصورت یک گراف می‌باشد که بوسیلهٔ یک فایل ورودی از طریق روش گره مبدأ، گره مقصد صورت پذیرفته است. از طرف دیگر میزان صرفه جویی حاصل شده به عوامل اقتصادی و فنی وابسته می‌باشد که این اطلاعات نیز بعنوان ورودی به برنامه داده شده‌اند. از عوامل فنی می‌توان به اطلاعات بارها، نوع مشترکین، نرخ وقوع خطا در هر سکشن، مدت زمان لازم برای عملیات شناسایی و تعمیر خطا نام برد. از عوامل اقتصادی می‌توان به قیمت کلید، طول دوره مطالعه، هزینهٔ تعمیر و نگهداری کلیدها، هزینهٔ احداث خط مانور و هزینهٔ جابجایی کلیدهای موجود اشاره کرد. در بدست آوردن کلیهٔ هزینه‌های فوق باید از هزینه‌های واقعی که دو عامل نرخ تورم سالیانه و نرخ بهره در آن مؤثر است، استفاده کرد. حال با توجه به فایل ورودی می‌توان ماتریس تلاقی شبکه را تعیین و از روی آن درخت اصلی شبکه را تشکیل داد. این درخت از پست تغذیه اصلی آغاز و تا تمام نقاط بار ادامه می‌یابد. دو طرف هر یک از سکشن‌ها، بشرط آنکه محدودیت خاصی چه از نظر موقعیت جغرافیایی و یا دیگر ملاحظات عملی وجود نداشته باشد، می‌تواند بعنوان مکان کاندید کلیدگذاری مطرح گردد. ابتدای سکشن اول، بدلیل نصب کلید قدرت در پست فوق توزیع و همچنین انتهای سکشن‌هایی که نقاط بار در آن قرار دارند و بعد از آنها سکشنی وجود ندارد از مجموعهٔ مکانهای کاندید برای کلیدگذاری حذف می‌شوند. حال برای محاسبهٔ انرژی تغذیه نشده در اثر بروز خطا، ناحیهٔ خطا دیده را ایزوله نموده و سپس درختهای مختلف شبکه که امکان تغذیه از پست اصلی و یا سایر منابع پشتیبان (خط مانور یا DG) را دارند، تشکیل می‌شوند. با وجود این منابع پشتیبان دو حالت بوجود می‌آید، یا آنها قادر به سرویس‌دهی به تمام بارهای باقیمانده هستند یا تنها میتوانند قسمتی از بارها را تغذیه نمایند. لذا برای تشخیص محدودهٔ تغذیه شده بوسیلهٔ DG و یا خط مانور و برای حفظ قیود شبکه، نیاز است که محاسبات پخش بار شبکه‌های توزیع انجام شود که در اینجا از نرم‌افزار DIgSILENT برای این منظور استفاده شده است. پس از مشخص شدن ناحیهٔ تغذیه شده بوسیله منابع پشتیبان، نیاز است که کلید یا کلیدهایی در این مرزها نصب شود که محل این کلیدهای ثابت شده بعنوان یک قید برای برنامه GA بکار می‌رود. شکل(۲) مراحل بهینه‌سازی مسأله را

نشان می‌دهد. پس با وجود DGها, بجای ایزوله کردن آنها از سیستم در شرایط خطا، می‌توان بوسیلهٔ باز کردن کلیدها و ایجاد یک ناحیهٔ ایزوله شده, از DG جهت تغذیه و پشتیبانی آن ناحیه استفاده کرد. شکل(۳) بیانگر این مطلب می‌باشد. بدیهی است نقاط باری که امکان تغذیه از پست فوق توزیع و یا یکی از منابع پشتیبان را داشته باشند، تنها به مدت زمان کلیدزنی و نقاطی که امکان تغذیه از هیچ یک از منابع را نداشته باشند، به اندازه زمان تعمیر بی برق خواهند بود. حال با توجه به غیر خطی و گسسته بودن تابع هدف، از الگوریتم ژنتیک برای یافتن جواب بهینه استفاده شده است. در استفاده از الگوریتم ژنتیک، حالات مختلف تعداد و مکان کلیدها روی یک فیدر با استفاده از رشته‌های باینری مطابق شکل(۴) کد بندی شده است که تعداد اعضای کروموزوم برابر مکانهای ممکن جهت استقرار تجهیزات کلیدزنی می‌باشد که مقدار یک برای یک ژن بمعنی نصب کلید و صفر به معنی عدم نصب کلید در آن محل است.



شکل۲- فلوچارت مراحل بهینه سازی مسأله



شکل۳-دیاگرام تک خطی شبکهٔ توزیع با ایجاد یک جزیره عمدی

۰	۱	۰	. . .	۱

شکل۴- کدبندی حالات مختلف کلیدها

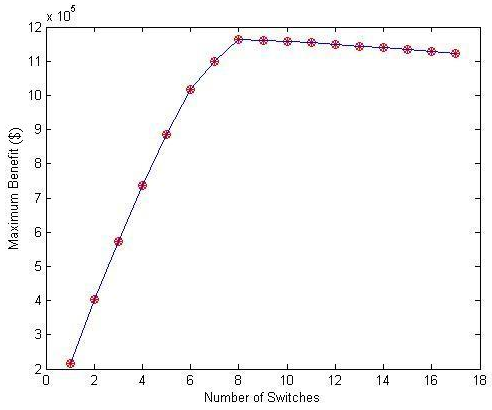
۴- مطالعات عددی

برای انجام مطالعات از سیستم توزیع باس شماره ۴ شبکه استاندارد RBTS که آرایشی از سیستم شهری است و شامل بارهای تجاری، صنعتی، مسکونی و دولتی می‌باشد، استفاده شده است[۱۰]. در اینجا هزینهٔ سرمایه‌گذاری یک کلید ۴۷۰۰ دلار، هزینهٔ جابجایی کلید موجود از یک مکان به مکان دیگر در شبکه و هزینهٔ تعمیر و نگهداری کلید بترتیب ۱۰ درصد و ۲ درصدِ هزینه سرمایه‌گذاری کلید در نظر گرفته شده است. برای محاسبه هزینهٔ انرژی توزیع نشده بازای مشترکین مختلف از تابع ضرر مصرف‌کننده (CDF) که هزینهٔ قطعی C_j هر مصرف‌کننده را با توجه به مدت زمان قطعی آن یعنی r_j محاسبه می‌کند، استفاده شده است. برای یک دوره مورد مطالعهٔ ۵ ساله، نرخ بهره و نرخ تورم به ترتیب، ۱۶٪و ۱۷٪ در نظر گرفته شده‌اند.

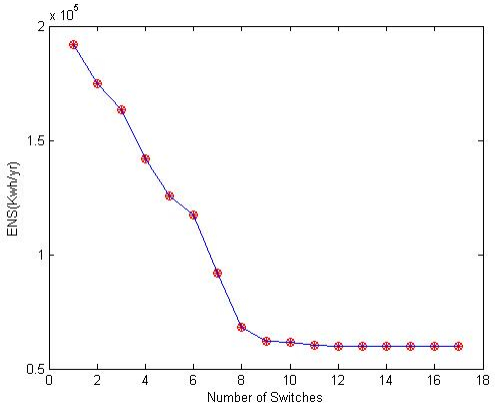
برای بررسی شرایط مختلف، آزمایش‌های متعددی طراحی و انجام شد که عبارتند از:

۴-۱- تأثیر تعداد کلیدها در افزایش سود

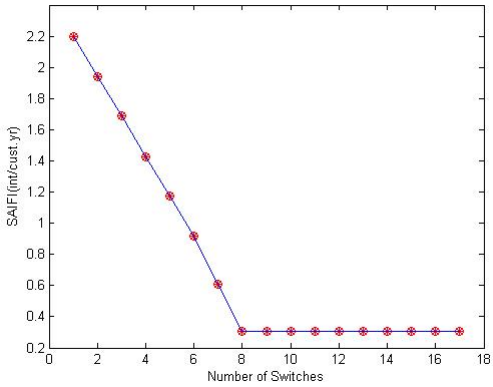
برای مشاهده تأثیر تعداد کلیدها بر روی افزایش سودِ ناشی از کاهش انرژی توزیع نشده و بهبود اندیس‌های قابلیت اطمینان SAIDI و SAIFI و ENS یکی از فیدرهای شبکهٔ تست RBTS-BUS4 بعنوان مثال فیدر F4 انتخاب شد و شبیه سازی‌ها بر روی آن انجام گرفت. در این فیدر کلاً ۱۷ مکان کاندید برای کلیدگذاری وجود دارد. واضح است هر چه تعداد کلیدها افزایش یابد، مقدار انرژی توزیع نشده کاهش پیدا می‌کند و قابلیت اطمینان سیستم بهبود می‌یابد از طرف دیگر همانطور که در شکل(۵) دیده می‌شود بیشترین سود با نصب ۸ کلید در این فیدر بدست آمده است. از آن به بعد هر چه تعداد کلیدها بیشتر شود، قابلیت اطمینان سیستم بهبود پیدا می‌کند ولی از لحاظ اقتصادی به صرفه نیست. شکل‌های(۶) الی (۸) بیانگر این مطلب می‌باشند.



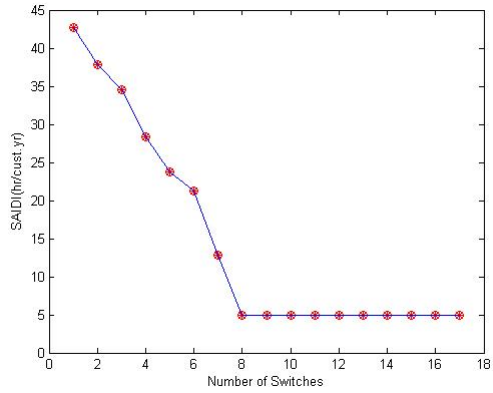
شکل۵- تأثیر تعداد کلیدها در سود حاصله



شکل۶- تأثیر تعداد کلیدها در کاهش ENS



شکل۷- تأثیر تعداد کلیدها در بهبود اندیس قابلیت اطمینان SAIFI



شکل۸- تأثیر تعداد کلیدها در بهبود اندیس قابلیت اطمینان SAIDI

۴-۲- تأثیر DG و ظرفیت باردهی خط مانور

در این آزمایش برای نشان دادن اثر ظرفیت باردهی خط مانور در تعیین تعداد و مکان بهینهٔ کلیدها در شبکهٔ توزیع، دو فیدر F1 و F7 از شبکهٔ RBTS-BUS4 انتخاب شده‌اند و چند حالت مختلف مطابق زیر شبیه‌سازی شده است. نتایج جایابی برای فیدرF1 که در صورت بروز خطا در آن، از طریق خط مانور می‌تواند با فیدر F7 عملیات مانور انجام دهد، در جدول(۱) آورده شده است. با توجه به اینکه در هر شاخه دو مکان کاندید برای نصب کلید وجود دارد، برای نمایش آنها از شمارهٔ سکشن و یکی از حروف U برای سمت منبع و D برای سمت بار استفاده شده است. همچنین برای نمایش کلیدی که ناشی از قیود مسأله می‌باشد، از حروف سیاه استفاده شده است.

الف) خط مانور بین دو فیدر از لحاظ ظرفیت باردهی محدودیتی ندارد.

ب) اگر حداکثر ظرفیت باردهی خط مانور ۱۵۰A باشد.

ج) اگر حداکثر ظرفیت باردهی خط مانور ۱۰۰A باشد.

د) اگر احداث یک خط مانور جدید که قادر به سرویس تمام بارها باشد، مد نظر باشد. در صورتی که هزینه احداث هر کیلومتر خط جدید ۸۰۰۰$ فرض شود.

ه) با حضور خط مانور و DG.

جدول۱- تأثیر DG و ظرفیت باردهی خط مانور

حالت‌های مطالعه	مکان‌های بهینهٔ پیشنهادی نصب کلید	سود حاصله ($)
(الف)	۲U-۴U-۶U-۱۰D-۱۰U-۱۱U-۱۲U	۱۱۴۹۰۴۵,۲۵
(ب)	**۳D**-۵U-۷D-۸U-۹U-۱۰D-۱۲U	۱۰۲۷۰۸۸,۶۷
(ج)	۲U-**۷D**-۸U-۹U-۱۰U-۱۰D-11U	۱۰۸۷۵۸۷,۶۴
(د)	۲U- ۴U-۶U-۸U-۹U-۱۱U-۱۲U	۸۷۹۶۶۶,۷۳
(ه)	**۳D**-۵D-۷D-۸U-۹U-۱۰U-۱۰D	۱۰۲۷۲۵۲,۴۲

همانطور که از جدول(۱) مشخص است، بیشترین سود وقتی حاصل شده است که در صورت بروز خطا در فیدر F1، خط مانور از لحاظ ظرفیت باردهی محدودیتی نداشته باشد. در حالت‌های دیگر که خط مانور دارای محدودیت باردهی می‌باشد، با توجه به اینکه برای تعیین حداکثر محدودهٔ تغذیه شده بوسیله‌ی خط مانور از یک کلید استفاده شده است لذا این مکان بعنوان یک قید در برنامه GA بکار رفته است. مثلاً در حالت (ب) باید یک کلید در انتهای سکشن۳ و در حالت (ج) یک کلید در انتهای سکشن۷ قرار گیرد. با نظر داشت به این قیود، برخلاف تصور، حالتی که ظرفیت باردهی خط مانور کمتر بود، سود حاصله برای شرکت توزیع بیشتر بدست آمده است که دلیل آن قیود حاکم بر شبکه می‌باشد، چرا که ممکن است این کلیدهای حدی در جایی نصب شوند که از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نباشند. همچنین در حالتی احداث یک خط مانور جدید پیشنهاد شود، برنامه

با مقایسهٔ هزینه‌ها و سود حاصله، بهترین حالت را انتخاب می‌کند. در حالت(ه) در صورت بروز خطا در شبکه، DG با ایجاد یک جزیره به تغذیه بارهای درون ناحیهٔ ایزوله شده می‌پردازد. لذا باعث می‌شود که بارهای بیشتری از شبکه تغذیه شوند و بدین طریق قابلیت اطمینان شبکه افزایش می‌یابد.

۵- نتیجه‌گیری

جایابی کلید در شبکه از یک سو باعث بهبود قابلیت اطمینان و کاهش تعداد و مدت تداوم خاموشی در سیستم توزیع می‌شود که رضایت مندی مشترکین را در بر خواهد داشت و از سوی دیگر باعث کسب وجه مناسبی برای شرکت‌های توزیع و درآمد بیشتر برای آنها می‌گردد. با توجه به اینکه میزان صرفه جویی حاصل شده به عوامل اقتصادی و فنی وابسته می‌باشد، حل این مسأله را پیچیده کرده است. در این مقاله با توجه به عوامل اقتصادی، شامل تأثیر مدت زمان قطع برق در خسارت وارد شده به مشترکین مختلف، قیمت کلیدها و هزینهٔ جابجایی آنها از یک مکان به مکان دیگر، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری شبکه و احداث خطوط مانور، مسأله مکان‌یابی کلید در شبکه‌های توزیع با حضور تولید پراکنده و خطوط مانور، جهت رسیدن به ماکزیمم سود برای شرکت‌های توزیع، با استفاده از الگوریتم ژنتیک حل گردید. برای محاسبهٔ هزینهٔ انرژی توزیع نشده، با وارد نمودن زمانهای شناسایی و رفع خطا، تابع ECOST تکمیل گردید. در نهایت با انجام آزمایش‌های مختلف تأثیر تولیدات پراکنده، خطوط مانور و میزان ظرفیت باردهی آنها در جایابی بهینهٔ کلید در شبکه‌ی توزیع مورد بررسی قرار گرفت و ملاحظه شد که با افزایش تعداد کلیدها شاخص‌های قابلیت اطمینان بهبود می‌یابند ولی به موازات آن میزان هزینه در شبکه نیز افزایش می‌یابد لذا نیاز است که نقطهٔ بهینهٔ قابلیت اطمینان پیدا شود.

مراجع

[1] G.Levitin, Mazal-Tov and D.Elmakis, "Optimal Sectionalizer Allocation in Electric Distribution Systems by Genetic Algorithm", *Electric Power System Research, Vol. 31, pp.97-102, November 1994.*

[2] R.Billinton and S.Jonnavithula, "Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution System", *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.11, No.3, pp.1646 -1651, July 1996.*

[3] F.Soudi and K.Tomsovic, "Optimized Distribution Protection Using Binary Programming", *IEEE Transactions on Power Delivery,Vol.13, No.1, pp.218-224,Jan. 1998.*

[4] G.Celli and F.Pilo, "Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks", *IEEE Transactions on power Delivery, Vol.14, No.3, pp.1167-1172, July 1999.*

[5] Jen-Hao Teng, "A Novel ACS-Based Optimum Switch Relocation Method", *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.1, February 2003.*

[6] Chao-Shun Chen, Chia-Hung Lin and et.al, "Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems using Immune Algorithm", *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, No.3, August 2006.*

[7] A.Moradi and M.Fotuhi-Firuzabad, "Optimal Switch Placement in distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm", *IEEE Transactions on Power delivery, Vol.23, No.1, January 2008.*

[8] A.Pregelj, M.Begović and Rohatgi, "Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, No.3, August 2006.*

[۹] نیکنام طاهر، رنجبر علیمحمد، "اثر تولیدات پراکنده بر پخش بار سه‌فاز نامتقارن در سیستم‌های توزیع برق"، *هفدهمین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران، آبان ۱۳۸۱.*

[10] R.N.Allan, R.Billinton, I.Sjarief, L.Goel, and K.S.So, "A Reliability Test System for Educational Purposes–Basic Distribution System Data and Results", *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp.813–820, May 1991*

پیوست

جدول۲- اطلاعات بار باس ۴ RBTS

شماره فیدر	نقاط بار	میانگین بار فیدر MW	ماکزیمم بار فیدر MW	تعداد مشترکین
F1	۱ تا ۷	۳/۵۱	۵/۷۰۴	۱۱۰۰
F2	۸ تا ۱۰	۳/۵۰	۵/۷۰۵	۳
F3	۱۱ تا ۱۷	۳/۴۶۵	۵/۶۳۱	۱۰۸۰
SP1 Totals		۱۰/۴۷۵	۱۷/۰۴۰	۲۱۸۳
F4	۱۸ تا ۲۵	۴/۰۱	۶/۵۱۸	۱۳۰۰
F5	۲۶ تا ۲۸	۳/۰	۴/۸۹۰	۳
SP2 Totals		۷/۰۱	۱۱/۴۰۸	۱۳۰۳
F6	۲۹ تا ۳۱	۳/۵	۵/۷۰۵	۳
F7	۳۲ تا ۳۸	۳/۵۹۵	۵/۸۴۷	۱۲۹۰
SP3 Totals		۷/۰۹۵	۱۱/۵۵۲	۱۲۹۳
BUS 4 TOTALS		۲۴/۵۸	۴۰/۰۰	۴۷۷۹

جدول ۳- انواع فیدر و طول آن ها در باس ۴ RBTS

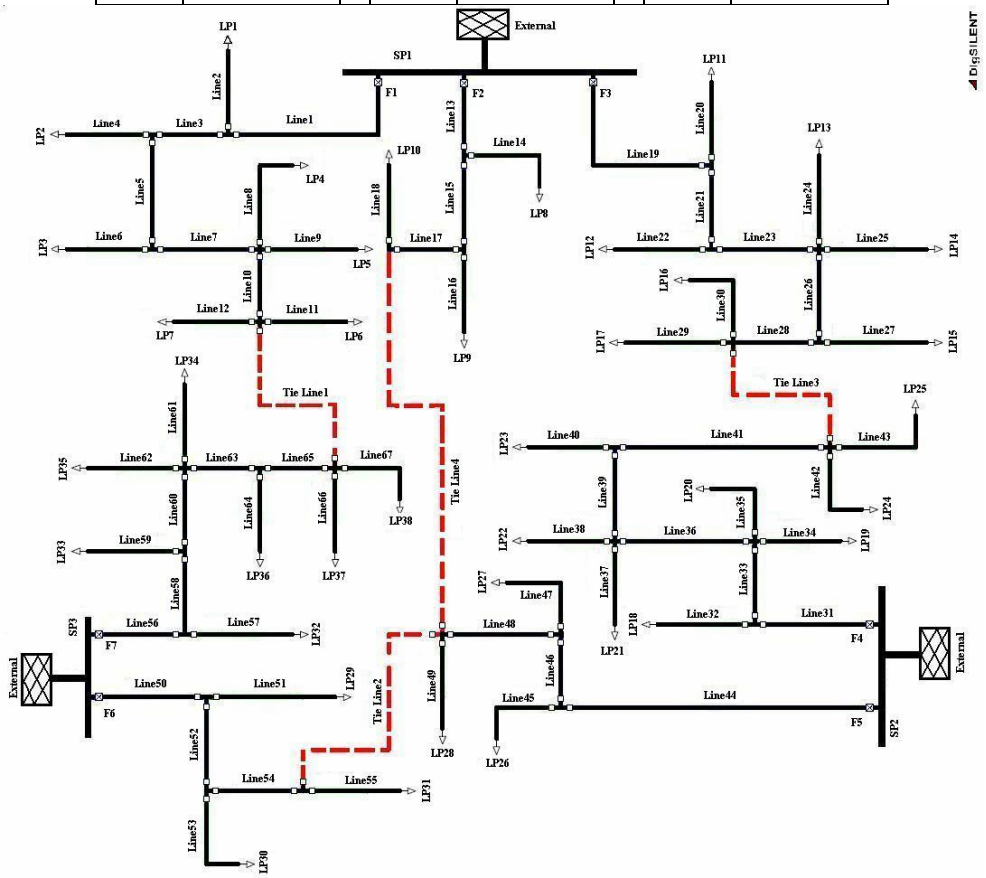
نوع فیدر	طول km	شماره بخش فیدر
۱	۰/۶۰	۴۶ – ۴۳ – ۴۱ – ۳۸ – ۳۴ – ۳۰ – ۲۸ – ۲۵ – ۲۱ – ۱۷ – ۱۴ – ۱۰ – ۶ – ۲ ۶۷ – ۶۴ – ۶۱ – ۵۸ – ۵۵ – ۵۱ – ۴۹ –
۲	۰/۷۵	۳۷ – ۳۵ – ۳۲ – ۲۹ – ۲۷ – ۲۴ – ۲۲ – ۱۹ – ۱۶ – ۱۲ – ۹ – ۷ – ۴ – ۱ ۶۵ – ۶۳ – ۶۰ – ۵۶ – ۵۳ – ۵۰ – ۴۸ – ۴۵ – ۴۲ – ۴۰
۳	۰/۸۰	۳۹ – ۳۶ – ۳۳ – ۳۱ – ۲۶ – ۲۳ – ۲۰ – ۱۸ – ۱۵ – ۱۳ – ۱۱ – ۸ – ۵ – ۳ ۶۶ – ۶۲ – ۵۹ – ۵۷ – ۵۴ – ۵۲ – ۴۷ – ۴۴ –

جدول ۴- اطلاعات مشترکین باس ۴ RBTS

تعداد مشترکین	پیک بار MW	میانگین بار MW	نوع مشترک	شماره نقاط بار	تعداد نقاط بار
۲۲۰	۰/۸۸۶۹	۰/۵۴۵	مسکونی	۱-۴ و۱۱-۱۳ و۱۸-۲۱ و ۳۲-۳۵	۱۵
۲۰۰	۰/۸۱۳۷	۰/۵۰۰	مسکونی	۵ و۱۴ و۱۵ و ۲۲ و ۲۳ و۳۶ و۳۷	۷
۱	۱/۶۳	۱/۰۰	مشترکین کوچک	۸ و۱۰ و ۲۶-۳۰	۷
۱	۲/۴۴۵	۱/۵۰	مشترکین کوچک	۹ و۳۱	۲
۱۰	۰/۶۷۱۴	۰/۴۱۵	تجاری	۶ و۷ و۱۶ و۱۷ و۲۴ و۲۵ و۳۸	۷
۴۷۷۹	۴۰/۰۰	۲۴/۵۸	–	–	جمع

جدول ۵- نرخ وقوع خطا در سال (λ) در باس ۴ RBTS.

نقطه بار	$\lambda\left[f/yr\right]$	نقطه بار	$\lambda\left[f/yr\right]$	نقطه بار	$\lambda\left[f/yr\right]$
۱	۰/۲۹۵	۱۴	۰/۲۸۵	۲۷	۰/۱۹۲
۲	۰/۳۰۵	۱۵	۰/۲۹۵	۲۸	۰/۱۷۹
۳	۰/۲۹۵	۱۶	۰/۲۸۵	۲۹	۰/۱۹۲
۴	۰/۳۰۸	۱۷	۰/۲۹۵	۳۰	۰/۲۰۲
۵	۰/۳۰۵	۱۸	۰/۳۱۱	۳۱	۰/۱۹۲
۶	۰/۳۰۸	۱۹	۰/۳۰۱	۳۲	۰/۳۰۲
۷	۰/۳۰۵	۲۰	۰/۳۱۱	۳۳	۰/۳۰۲
۸	۰/۱۸۲	۲۱	۰/۳۱۱	۳۴	۰/۲۸۹
۹	۰/۱۹۲	۲۲	۰/۳۰۱	۳۵	۰/۳۰۲
۱۰	۰/۱۹۵	۲۳	۰/۳۱۱	۳۶	۰/۲۸۹
۱۱	۰/۲۹۸	۲۴	۰/۳۱۱	۳۷	۰/۳۰۲
۱۲	۰/۲۹۵	۲۵	۰/۳۰۱	۳۸	۰/۲۸۹
۱۳	۰/۲۹۵	۲۶	۰/۱۸۹		



شکل ۹- شبکه مورد بررسی، باس شماره ۴ شبکه استاندارد RBTS