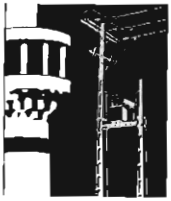


پنجمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق

دیدگاههای مهم برنامه‌ریزی کوتاه مدت در سیستمهای توزیع

محمد هادی ایزدی ــ آرمین دباغچی ــ تینا راجیان
شرکت سهامی خدمات مهندسی برق (مشانیر)

چکیده:

مطالب ارائه شده در این مقاله پیرامون اصول و دیدگاههایی است که در کنار مباحث کلاسیک مهندسی برق قرار داشته و برنامه‌ریز و یا تحلیل‌گر سیستم می‌بایست برای حصول به طرح جامع مورد نظر و داشتن تحلیلی درست از سیستم خود به آنها توجه نموده و آشنا باشد. در تمام مباحث سعی گردیده عوامل مؤثر در اقتصادی بودن نتیجه بررسیها در حد توان مقاله معرفی گردند. در میان عوامل مطرح در این امر، سعی گردیده مهم‌ترین آنها مد نظر قرار گیرد که عبارتند از: نکاتی در ارتباط با تحلیل بار، نکاتی در مورد ظرفیت، قابلیت اطمینان و ولتاژ، نکاتی در بررسی توان راکتیو، راه‌اندازی موتورها و نهایتاً نکاتی در مورد توسعه راه‌حلها و انتخاب طرح نهایی. مطالعه مقاله می‌تواند برای کسانی که که در این زمینه فعالیت دارند به عنوان مکمل اطلاعات و برای آنان که تازه در این زمینه فعالیت می‌نمایند یک نقطه شروع مناسب باشد.

شرح مقاله:

اصول کلی حاکم بر برنامه‌ریزی توزیع:

برنامه‌ریزی کوتاه مدت یکی از فعالیتهای مهم برای هر شرکت توزیع می‌باشد که هدف اصلی آن عبارت است از:

" توسعه اقتصادی سیستم توزیع همگام با رشد بار و هماهنگ با حفظ قابلیت اطمینان در سیستم "

هر شرکت توزیع ممکن است برنامه‌ریزی کوتاه مدت خویش را با اندک تفاوتی تفسیر نماید، اما همه آنها اهداف و وظایف مشابهی را دنبال می‌نمایند.

بهبود بخشیدن به نحوه برنامه‌ریزی و تکنیکهای تحلیل سیستم، این توانایی را به شرکت توزیع خواهد داد که با تعریف پروژه‌ها و بهره‌برداری به موقع از آنها، بتواند هزینه‌ها را به تأخیر انداخته و از فلسفه "درست و به موقع" پیروی نماید.

اگر چه رعایت جنبه‌های اقتصادی توام با حفظ قابلیت اطمینان در سیستم در دو شکل متضاد و مقابل هم ظاهری می‌شوند. اما بهبود تکنیک برنامه‌ریزی می‌تواند این اطمینان را ایجاد نماید که قابلیت اطمینان لازم قبلاً در طرح یک سیستم توزیع اقتصادی جاسازی شده است.

سیستم توزیع تأمین‌کننده انرژی الکتریکی برای تعداد زیادی از مشترکین خانگی، تجاری، صنعتی و ... است و رشد سالیانه در تعداد این مشترکین، بهینه‌سازی سیستم موجود و توسعه آنرا می‌طلبد.

معیار برنامه‌ریزی کوتاه مدت نیازهای سیستم را به صورت زیر مشخص می‌نماید:

۱) تأمین ظرفیت مناسب برای پشتیبانی بارهای اضافه شده جدید.

۲) تأمین قابلیت اطمینان لازم در سیستم برای ارائه سرویس به مشترکین.

داشتن تحلیلی کامل از سیستم توزیع فعلی که در آن مطالعات قابلیت اطمینان نیز منظور شده باشد. یک جزء لازم در فرآیند برنامه‌ریزی است و در این میان معیار برنامه‌ریزی فقط به عنوان خطوط و علائم راهنما برای نحوه مطالعه نیازهای بعدی ناحیه عمل می‌نماید. اساس فرآیند بر قضاوت مناسب مهندسی قرار دارد که حصول به این هدف نیز خود منوط به شناسایی دقیق مشکلات و نیازها است و در پی آن ارائه راه‌حلهای مختلف و ارزیابی کامل هر طرح هنگامی که تحلیل سیستم کامل شد، نتایج برنامه‌ریزی کوتاه مدت در قالب یک طرح جامع توسعه ۵ ساله سیستم توزیع که شامل برنامه پیش‌بینی بودجه و ساختار و ترکیب سیستم

نیز هست، ارائه می‌گردد.

اگر چه طرح برنامه‌ریزی کوتاه مدت برای یک دوره ۵ ساله توسعه ارائه می‌گردد، اما سخت‌گیری‌ها و محدودیتها در بودجه و تخمین هزینه‌های ساخت معمولاً فقط برای اولین سال یا دومین سال کامل و ارائه می‌گردد.

همچنین در برخی موارد که توسعه سیستم توزیع مستلزم اضافه شدن و توسعه امکانات سیستم انتقال باشد، ممکن است برنامه و طرح بودجه نیز تا ۵ سال یا بیشتر ارائه گردد.

با توجه به آنچه گفته شد می‌توان گفت که برنامه‌ریزی کوتاه مدت سیستم توزیع عبارت است از تحلیل کاملی که دو دیدگاه زیر را تعقیب می‌کند:

۱) سیستم فعلی : (existing system)

بدین معنی که این سیستم هم اکنون پیکربندی شده و بارگذاری گردیده است و باید همواره اصل بهینه‌سازی در آن مد نظر باشد.

۲) سیستم آینده : (future system)

بدین معنی که این سیستم باید طراحی شده و در آینده نزدیکی پیکربندی و بارگذاری شود و به شبکه موجود ضمیمه گردد.

دیدگاههای اساسی در این تحلیل عبارتند از:

۱) بررسی رفتار بار سیستم و پارامترهای آن

۲) ظرفیت سیستم و قابلیت اطمینان آن

۳) بررسی مشکلات فنی و رفع آنها

۴) ارائه و توسعه راه‌حلها

۱ ـ بار :

۱ ـ ۱ ـ پیش‌بینی بار *(Load Forecasting)*:

دو نوع پیش‌بینی بار در طرحهای توسعه سیستم وجود دارد. نوع اول عبارت است از پیش‌بینی بار کل ناحیه به صورت کلی (Global) و نوع دوم عبارت از پیش‌بینی بار جزء به جزء (Local) بدین معنی که بار کلی به قسمتهای کوچک‌تری در ناحیه تقسیم شده و مستقلاً پیش‌بینی می‌گردد که در تحلیل سیستم توزیع نوع اول قابل استفاده نبوده و فقط از پیش‌بینی بار به صورت نوع دوم برای طراحی آینده سیستم توزیع می‌توان استفاده کرد (چه در برنامه‌ریزی بلند مدت و چه در برنامه‌ریزی کوتاه مدت) بنابراین باید به چنین پیش‌بینی باری دسترسی داشته باشیم.

۲ـ۱ـ معتبرسازی بار (Load Validation):

دسته‌بندی و معتبرسازی اطلاعات بار یک مرحله بحرانی در فرآیند بررسی است. بارهای معتبرسازی شده بلوکهای ساختمانی اساسی در برنامه‌ریزی سیستم هستند.

آثار ناشی از استفاده از بارهای نادرست سریعاً قابل مشاهده نیست ولی هزینه‌های یک شرکت توزیع را به مرور و نا بجا افزایش می‌دهد. برای مثال فرض کنید اطلاعات بار (بار پیش‌بینی شده) نیاز به یک سری امکانات جدید برای افزایش ظرفیت یک ناحیه را نشان دهد. بعدها به علت کمبود بار در پست آشکار می‌کرد که ظرفیت موجود قبلی برای پاسخگویی به بار ناحیه کافی بوده است و فقط هزینه اضافی به سیستم تحمیل شده است (و یا برعکس) در حالی که اگر در ابتدا اطلاعات بار درست می‌بود با به اصطلاح معتبرسازی می‌شد از این سرمایه‌گذاری و اتلاف آن جلوگیری می‌شد.

در تحلیل الکتریکی شبکه موجود جهت یافتن نقاط ضعف شبکه نیز با دسترسی با بار واقعی فیدرها می‌توان از بروز "overdesign" و یا "underdesign" در قسمتهای مختلف شبکه جلوگیری کرد و در مدلسازی‌ها حداقل خطا را مرتکب شد و نتایج نزدیک به واقعیت (قوت یا ضعف سیستم) را بدست آورد.

۳ـ۱ـ مدلسازی بار (Load modeling):

امروزه برنامه‌های کامپیوتری تحلیل سیستمهای توزیع یک جزء لازم در زمینه برنامه‌ریزی این سیستم می‌باشند. اکثر المانهای سیستم توزیع قابل مدل شدن و نگهداری در پایگاه اطلاعاتی کامپیوتری هستند. در میان تمام متغیرهای سیستم و المانهای آن، دینامیکی‌ترین متغیر همان بار سیستم است. معمولاً به هنگام مدل‌سازی بار توزیع، بار کامل و ضریب قدرت برای مصرف‌کنندگان بزرگ از سیستم اطلاعاتی مشترکین موسوم به "CIS" Customer Information System بدست می‌آید. اگر چه همه بارها از لحاظ دیماند و ضریب قدرت اندازه‌گیری نمی‌شوند ولی بارهای بزرگی که مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرند را می‌توان به صورت بارهای نقطه‌ای Spot - load مدل نمود. در صورتی که امکانات فوق میسر نباشد می‌بایست بار فیدر از حیث دیماند و ضریب قدرت اندازه‌گیری و در سراسر فیدر تخصیص داده شود که در قسمت بعد روش آن ارائه گردیده است. بارها را در سیستم توزیع می‌توان به دسته‌بندی‌های مختلفی مدل نمود که رایج‌ترین آنها عبارتند از:

۱) بار با توان ثابت (Constant KW and KVAR)

۲) بار با جریان ثابت (Constant Current)

۳) بار با امپدانس ثابت (Constant Impedance)

۴) ترکیبی از حالتهای قبلی (Combined)

از آنجا که بارهای نوع اول و سوم دارای کثرت بیشتری می‌باشند، لذا در مدل‌سازی بار سیستم بیشتر مورد استفاده هستند در مورد بارهای با توان ثابت، قدرت مصرفی مستقل از نوسانات ولتاژ است که می‌توان لامپهای فلورسنت، موتورهای سنکرون و القائی را به عنوان نمونه از این نوع برشمرد. در عوض بارهای با امپدانس ثابت مستقل از ولتاژ نبوده و قدرت مصرفی آنها با ولتاژ تغییر می‌کند مقاومتهای حرارتی نمونه خوبی از این دسته بارها است. در مورد ترکیب این بارها روی فیدرها اجباراً تقریبهایی می‌بایست بکار برده شود زیرا آنها با توجه به محل جغرافیایی و زمان سال تغییر می‌کنند ولی در هر صورت هر چقدر ترکیب سیستم مورد نظر واقعی‌تر در محاسبات منعکس گردد نتایج نیز به همان نسبت دقیق‌تر خواهند بود در صورتی که هیچ اطلاعاتی در دست نباشد می‌توان برای فیدرهای خانگی ۵۰٪ بار اندازه‌گیری شده فیدر را به عنوان بار با توان ثابت و ۵۰٪ آن را به عنوان بار با امپدانس ثابت در نظر گرفت و در صورتی که فیدر صنعتی باشد باید درصد بار با توان ثابت را متناسب با صنایع منطقه بیشتر انتخاب نمود.

(۱ ـ ۱) تخصیص بار روی فیدر (LOAD ALLOCATION):

قبل از شروع مطالعات حالت دائمی سیستم می‌بایست اطلاعاتی در مورد بارگذاری فیدرها در دست داشت. برخی از شرکتهای توزیع دارای پایگاه اطلاعاتی حاوی شناسایی هر مشترک و ترانسفورماتوری که از آن تغذیه می‌شود، می‌باشند که با استفاده از سیستم صورتحساب می‌توان میزان حداکثر KWH تغذیه شده برای هر ترانسفورماتور را در یک دوره مثلاً یک ماهه محاسبه نمود که با روابط مربوطه و استفاده از ضریب بار می‌توان KWH حاصله را به یک پیک کیلوواتی غیر همزمان تبدیل نمود و برای هر ترانسفورماتور منظور کرد و نیز با داشتن ضریب قدرت بار ترانسفورماتور (و یا میزان میانگین ضریب قدرت بارها) می‌توان پیک غیر همزمان KVA را برای همه ترانسفورماتورهای موجود روی فیدر توزیع محاسبه نمود. در این حالت اگر ناهمزمانی نادیده گرفته شود می‌توان از این بارها برای تحلیل بدترین وضعیت سیستم استفاده نمود. برای به حساب آوردن ناهمزمانی می‌بایست پیک ناهمزمان بار فیدر در پست اندازه‌گیری گردد وقتی که این مقدار شناسایی گردید بار هر ترانس که در همین زمان اندازه‌گیری شده است روی آن تخصیص داده می‌شود به طوری که رابطه زیر صادق باشد:

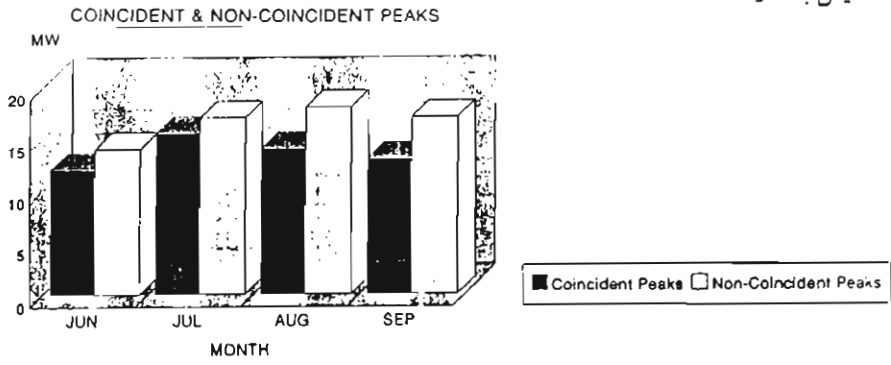
$$\text{بار کل فیدر} = \Sigma \text{ بار ترانسفورماتورها} + \Sigma \text{ تلفات فیدر}$$

اگر هیچ گونه اطلاعاتی در مورد بار ترانسفورماتورها موجود نباشد در این حالت KVA ترانسفورماتور با در نظر گرفتن یک ضریب قدرت مناسب به عنوان بار ترانس در نظر گرفته می‌شود و دوباره بار اندازه‌گیری شده فیدر در پست با استفاده از مقادیر نامی توان ترانسها روی ترانسها تخصیص داده می‌شود بطوری که رابطه فوق همچنان برقرار بماند.

البته روشهای دیگری نیز وجود دارند که نیاز به اطلاعات بیشتر داشته و بکار بردن آنها مشکل‌تر است و نیاز به امکانات دارند. در هر صورت چنانچه روش فوق درست و دقیق اعمال گردد نتایج بار حاصله به اندازه کافی دقیق هستند.

(۲ ـ ۱) توجه به پیک بار:

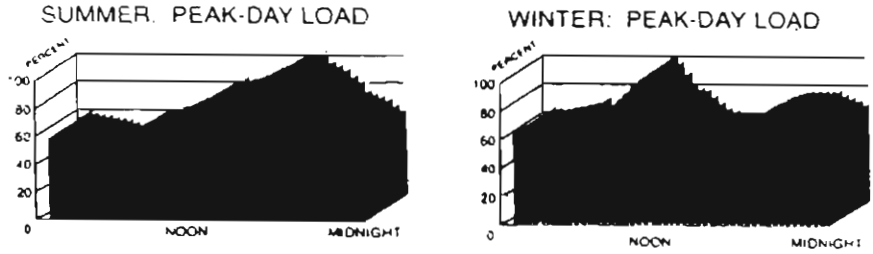
تحلیل کامل رفتار بار سیستم موجود با استفاده از پیک بارهای همزمان و غیر همزمان گذشته المانها و کل سیستم تکمیل می‌گردد. استفاده از پیک بارهای غیر همزمان در سیستم، بدترین حالت مدل بار که سیستم تحت فشار زیاد قرار می‌گیرد را ایجاد می‌کند بطوری که در شکل ۱ برای یک ترانسفورماتور مشاهده می‌گردد در مقایسه با مدل حاصل از پیک بارهای همزمان دارای سطح بالاتری هستند و حد اشباع نهایی و پاسخگویی سیستم را می‌توانند به نمایش بگذارند.



« شکل ۱ »

برخی وقایع ویژه نیز ممکن است بارهای اضافی را برای مدت کوتاهی به سیستم تحمیل و اضافه نمایند که در نظر گرفتن ظرفیت رزرو در شبکه را لازم می‌آورند همچنین بار برخی صنایع ویژه ممکن است فصلی باشند که این نوع بارها مستقل از شرایط آب و هوایی و برنامه‌های توسعه هستند. سیستم توزیع نسبت به نوسانات بار بسیار حساس است. لذا بارهای تابستانی و زمستانی و پروفیلهای بار برای سالهای مورد بررسی برنامه باید مورد مطالعه قرار

گیرند. شکل ۲ یک نمونه پروفیل بار تابستانی و زمستانی در روز پیک برای یک ناحیه را نشان می‌دهد. از آنجاکه مقادیر نامی تجهیزات در تابستان، به علت بالاتر بودن درجه حرارت محیط کمتر از زمستان است، لذا پیک بارهای تابستانی ترانسفورماتورهای پستها را باید مبنای مطالعه قرار داد. مگر آنکه پیک بار زمستانی در سیستم داشته باشیم (با توجه به محل جغرافیایی) بنابراین برای داشتن نتیجه هر چه دقیق‌تر می‌بایست یک تحلیل بار زمستانی ـ تابستانی در سیستم داشته باشیم تا بتوانیم محدوده نوسانات بار سیستم را دقیقاً شناسایی کنیم.



« شکل ۲ »

۲ ـ ظرفیت ـ قابلیت اطمینان ـ ولتاژ :

در بخش مهندسی سیستم در برنامه‌ریزی الکتریکی توزیع باید اهداف زیر را مد نظر داشته باشد:

A) **ظرفیت** : تأمین ظرفیت مناسب اضافی برای قسمتهایی از سیستم که به علت رشد بار به آن نیازمند هستند.

B) **قابلیت اطمینان** : حتی‌الامکان کاهش زمان خروج و تأمین یک منبع تغذیه اضافی مناسب و اقتصادی برای تغذیه مدارها جهت استفاده در حالتهای بروز خطا و یا خروج‌هایی از قبیل :
- خروج ترانسفورماتورهای پست توزیع
- بی‌برق شدن نقطه تغذیه فیدر یا هر قسمت دیگر آن

C) **ولتاژ** : حصول اطمینان از اینکه ولتاژ در قسمتهای مختلف سیستم مخصوصاً روی فیدرها، چه در حالت عادی و چه در حالتهای اضطراری در محدوده استاندارد تغییرات، باقی می‌ماند.

۱ـ۲ـ تأمین قابلیت اطمینان :

۱ـ۱ـ۲ـ بررسی حالت اضطراری منفرد "Single Contingency Analysis":

حالت خروج یک ترانسفورماتور و یا یک مدار تغذیه اصلی را یک حالت خروج اضطراری نخستین می‌نامند و خروج یک ترانسفورماتور دیگر یا یک مدار تغذیه دیگر را حالت خروج اضطراری ثانوی نامیده و به همین ترتیب. طراحی اکثر سیستمهای توزیع براساس تأمین ظرفیت لازم در طول اولین خروج اضطراری بنا نهاده شده است. یک سیستم توزیع بطور کلی عبارت است از آرایشی از مدارها و پستها. پستها عموماً از طریق سوئیچ‌هایی که معمولاً باز هستند (ایجاد سیستم شعاعی) به همدیگر اتصال دارند. برای تأمین ظرفیت همراه با پایداری قابلیت اطمینان می‌بایست اولین خروج اضطراری رخ داده و بررسی گردد.

برای خروج یک مدار در سیستم می‌باید سوئیچ‌هایی که بطور عادی باز هستند بسته و آنها که بسته هستند باز شوند و سپس بارهای روی چنین مداری بوسیله یک یا چند فیدر احاطه‌کننده تغذیه شوند. چنین سوئیچ‌هایی باید روی فیدر اصلی و برای ایجاد حالت تقسیم بار نیز نصب گردند. شاخص‌های مناسب قابلیت اطمینان در برنامه‌ریزی کوتاه مدت عبارتند از SAIFI و CAIDI که در زیر هر یک تعریف شده‌اند:

(CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index)

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{مجموع طول زمان قطعی مشترکین}}{\text{کل تعداد مشترکین قطعی داده شده در زمانی معین}} \quad \text{(در یک پریود معین)}$$

(SAIFI = System Average Interruption Frequency Index)

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{تعداد کل قطعی‌های مشترکین}}{\text{تعداد کل مشترکین}} \quad \text{(در یک پریود معین)}$$

CAIDI متوسط زمان قطع مشترک بر تعداد قطعی‌ها است و نمایانگر طول متوسط مدت خروج‌ها می‌باشد و SAIFI متوسط تعداد قطعی‌های مشترک بر تعداد کل مشترکین بوده و تعداد خروج‌ها را نشان می‌دهد. (سایر شاخصهای مطرح در قابلیت اطمینان سیستم را فقط نام می‌بریم که در بررسی قابلیت اطمینان در برنامه‌ریزی بلند مدت مورد استفاده هستند: (SAIDI-CAIFI-ASAI-ASUI-ALII-ASCI-ACCI) طراحی سیستم فیدر بسیار متأثر از این دو شاخص می‌باشد. برای مثال اگر تعداد فیدرهای کافی برای اتصال قابل دسترس باشند تا سریعاً سرویس را پس از یک خروج بازیابی نمایند، در این حالت زمان خروج کاهش می‌یابد و

برعکس. اولین قدم در استفاده از این شاخص‌ها داشتن میزان و معیار برای آنها مثلاً داشتن یک متوسط ۵ ساله برای هر شاخص است. در این صورت هر فیدر یا ناحیه‌ای از سیستم که دارای یک مبنای افزایشی باشد باید بیشتر مورد توجه و بررسی قرار گیرد، قبل از شروع تحلیل حالت اضطرار باید خطوط راهنما در کلیدزنی حالت اضطراری بیشتر مشخص گردد. این خطوط راهنما و نقطه نظرات برای انعکاس بیشتر امکانات کلیدزنی اضطراری در "جهان واقعی" و اطمینان حاصل کردن از حداقل شدن زمان بازیابی و اینکه یک سطح قابل حصول از قابلیت اطمینان در سیستم باقی می‌ماند، طراحی شده‌اند.

شرکتهای توزیع دارای درجات مختلفی از اتوماسیون توزیع می‌باشند ولی سوئیچ‌های موجود در شبکه عموماً به صورت دستی عمل می‌کنند. به همین دلیل خطوط راهنما نیز برحسب درجه اتوماسیون بکار گرفته شده در سیستم تغییر می‌نماید.

در زیر یک نمونه از خطوط راهنما برای چگونگی روبرو شدن با اولین حالت اضطرار و به عنوان نمونه در مورد یک سیستم توزیع با ساختار ۱ یا ۲ ترانسفورماتور 63/20 کیلوولت هر یک به ظرفیت 30 MVA و چهار فیدر برای هر ترانسفورماتور، آورده شده است در ضمن ترانسفورماتورها می‌توانند از طریق یک سوئیچ روی باس 20 کیلوولت (که معمولاً باز است) به همدیگر متصل شوند و نیز سیستم طوری طراحی نشده که در شرایط پیک دارای ترانسفورماتور اضافی باشد.

A) در یک پست دارای دو ترانسفورماتور :

۱ ـ برای خروج یک ترانسفورماتور، نباید بیشتر از دو فیدر دارای ولتاژ 20کیلوولت سوئیچ شوند. که این محدودیت معمولاً به دلیل ظرفیت نامی تجهیزات پست است.

۲ ـ همه فیدرها باید دارای این قابلیت باشند که در خارج از پست بوسیله سوئیچ در صورت بروز عیب در پست، از آن جدا گردند.

B) یک فیدر می‌بایست حداکثر به دو قسمت تقسیم گردد، که برای این منظور حداقل ۴ عمل کلیدزنی لازم است. انجام عمل کلیدزنی بیشتر، مبنای شاخص قابلیت اطمینان CAIDI را افزایش می‌دهد.

C) فیدر مجاوری که بار آن برداشته شده است حداکثر باید به دو قسمت تقسیم گردد.

برای مثال به علت خروج تغذیه فیدر X، 100% بار این فیدر به فیدر Y منتقل می‌گردد برای کاهش بار فیدر Y نیز حدود 25% بار آن به فیدر Z منتقل می‌شود که در این حالت نیز حداقل ۴ عمل کلیدزنی لازم است.

D) بارهایی که منتقل می‌شوند باید حداکثر از ۲ پست آن طرف تر از اولین ترانسفورماتوری باشد که دچار حالت اضطرار شده در مثال بالا فیدر ترانسفورماتور Z حداکثر می‌تواند ۲ پست آن طرف تراز فیدر ترانسفورماتور X است.

E) اگر می‌بایست تمام چهار فیدر روی یک ترانسفورماتور 30 MVA به دو قسمت تقسیم شوند هر گونه کلیدزنی بیشتر باید مورد مطالعه و تحلیل بیشتر واقع شود.

F) هنگامی که فواصل زیاد و یا مشکلات جغرافیایی روی زمان لازم برای دسترسی و کلیدزنی تأثیر می‌گذارند میزان تقسیم و بی‌بار کردن فیدرها می‌بایست در حداقل نگهداری گردد. با توجه به مطالب فوق طراح سیستم فیدر باید مشخصات آن را طوری در نظر بگیرد که نکات فوق در آن منظور شده باشد.

۲ ـ ۱ ـ ۲ ـ محدودیتهای ولتاژ:

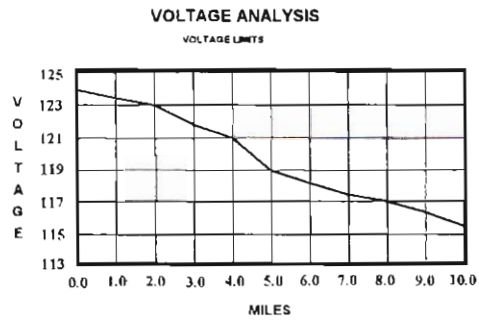
سیستم توزیع طوری طراحی می‌شود که ولتاژ سرویس در محدوده معین خود چه در حالت عادی و چه در حالت اضطراری، باقی بماند.

برخی از محدوده‌های نوعی که برای بیشتر از مدت ۵ دقیقه تعریف شده‌اند عبارتند از:

۱) برای سرویس مشترکین خانگی ولتاژ سرویس نباید بیش از ±5% ولتاژ نامی تغییر نماید.

۲) برای سرویس مشترکین تجاری یا صنعتی بزرگ، ولتاژ در نقطه تحویل نباید حداکثر بیش از ±7.5% ولتاژ نامی تغییر نماید.

۳) ماکزیمم عدم تعادل ولتاژ فازها برای یک سیستم سه فاز 2.5% می‌باشد شکل ۳ یک پروفیل ولتاژ از یک فیدر نوعی را نشان می‌دهد. با افزایش طول فیدر و بار آن دامنه ولتاژ به مرور افت می‌نماید. جهت جبران این افت ولتاژ در پست با استفاده از تپ ترانسها و در خارج آن با استفاده از خازنهای موازی (و یا رگولاتور خط که در ایران زیاد مرسوم نیست) می‌توان این افت را جبران نمود.



« شکل ۳ »

۳ـ۱ـ۲ـ تحلیل شعاعی **(Radial Analysis)**:

به علت آنکه سیستمهای توزیع ساختار شعاعی دارند، توانایی سیستم برای تغذیه بارهای تغذیه نشده و تأثیر آنها روی قابلیت اطمینان باید بررسی گردد. به دلیل خروج هر قسمت از یک فیدر در طول شعاعی مدار، مشترکینی که در آن طرف محل خطا واقع شده‌اند می‌بایست بی‌برق شوند.

بنابراین مطالعات در جهت یافتن توانایی اتصال به مدار دیگر جهت بازیابی سرویس لازم به نظر می‌رسد. برای ارزیابی اثرات ایجاد حلقه "Looping" در شبکه‌های شعاعی مشخصات زیر در این گونه شبکه‌ها باید بررسی شوند:

۱) پیک دیماند

۲) بار متصل به سیستم

۳) تعداد مشترکین

۴) نوع بار

۵) نوع ساختار سیستم (خط هوایی ـ زیرزمینی)

۶) محدودیتهای جغرافیایی محل

۷) دسترسی به امکانات

۸) تعداد و طول زمان خروجها (شاخصهای قابلیت اطمینان)

هر شاخه می‌بایست براساس اصول مجزا مورد ارزیابی قرار گیرد. فرآیند ارزیابی، اظهار نظر مهندسی و نقطه نظرات توسعه برای تبدیل سیستم شعاعی به صورت حلقه را نهایتاً یکی خواهد نمود. بطور خلاصه اگر مشترکین در یک ناحیه تعداد قطعی‌های بیشتر و طولانی‌تر را اضافه بر معیارهای محاسبه شده SAIFI و CAIDI در آن ناحیه تحمل نمایند، در این حالت باید مطالعات و تحلیلهای بیشتری برای ایجاد شبکه "Loop" در آن منطقه منظور گردد.

۴ـ۱ـ۲ـ محدودیت بارگذاری تجهیزات:

به همان اندازه که دسترسی به بار درست و معتبر برای مدل‌سازی در محاسبات اهمیت دارد و دقت در آن می‌تواند نتایج نزدیک به واقع را بدست دهد، انتخاب ظرفیت مناسب المان‌های شبکه برای مدل‌سازی نیز برای حصول به نتایج درست، حاوی اهمیت است. توجه به مقادیر نامی تجهیزات و سفارشهای سازنده یکی از مهم‌ترین قسمتهای برنامه‌ریزی توزیع و تعیین نقاط ضعف سیستم می‌باشد. بطوری که حداکثر ظرفیت نامی یک پست یا فیدر به حداکثر ظرفیت نامی سایر المان‌های آن محدود می‌گردد. بنابراین توجه به این نکته هم برای

برنامه‌ریزان و هم برای بهره‌برداران سیستم می‌تواند مفید باشد.

۱) ترانسفورماتورها :

در حالتهای اضطراری ترانسفورماتورها را می‌توان در حدود ۲۰ تا ۲۵ درصد تحت اضافه بار موقت قرار داد ولی باید توجه داشت که میزان قدرت نامی ترانسفورماتور (بخصوص ترانس‌های توزیع) در تابستان و زمستان با یکدیگر تفاوت دارد (مخصوصاً در مناطق گرمسیری) و نیز ممکن است سایر تجهیزات پست فقط برای بار نامی آن در نظر گرفته شده باشند نکته حائز اهمیت دیگر آنکه اضافه بار شدن ترانسها از عمر مفید آنها می‌کاهد. بنابر آنچه گفته شدن برای مدل کردن ترانس با توجه به شرایط زمانی که مطالعات برای آن انجام می‌گردد می‌بایست ظرفیت واقعی ترانس با توجه به درجه حرارت، عمر ترانس و شرایط آب و هوایی محل تعیین و در محاسبات منظور گردد و اکتفا نمودن به میزان نامی آن ممکن است در نتایج ناهماهنگی ایجاد نماید.

۲) هادی‌ها :

دقیقاً بحث فوق در مورد هادی‌های سیستم و به خصوص کابلهای زیرزمینی نیز مطرح است و می‌باید ظرفیت قابل دسترسی آنها در محاسبات تحلیل شبکه مد نظر قرار گیرد نه میزان نامی چرا که ظرفیت نامی براساس شرایط و طول عمر المان تغییر می‌نماید، بدین وسیله می‌توان تصویر واقعی‌تری از سیستم را در محاسبات مدل‌سازی نمود. در بارگذاری کابلهای زیرزمینی تعداد و نحوه آرایش در کانالهای باید مد نظر باشد. بنابراین در محاسبات همیشه نمی‌توان به مقادیر نامی تجهیزات متکی شد چرا که نتیجه محاسبات نمی‌تواند در این حالت انعکاس‌دهنده واقعی شرایط سیستم باشد، لذا در تعیین مقادیر نامی کلیه تجهیزات می‌بایست به عوامل زیر توجه نمود و اطلاعات درست از آنها تهیه کرد.

۱) طول عمر المان
۲) درصد استهلاک
۳) درجه حرارت محیط
۴) وضعیت آب و هوایی محل نصب
۵) شرایط بارگذاری و درصد آن
۶) میزان تلفات انرژی

۳) بررسی توان راکتیو در سیستم :

با یک مطالعه و مرور سالیانه می‌توان حداقل میزان کیلووار خازنی لازم در طول دوره پیک سیستم را برای هر پست جهت ثابت نگه داشتن ضریب قدرت مشخص شده تعیین نمود.

در این مطالعات همانطور که میدانیم اهداف زیر نیز حاصل می‌گردد:

۱) کاهش تلفات سیستم

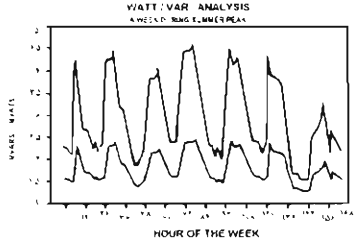
۲) افزایش بهره‌برداری از سیستمهای توزیع و انتقال و ظرفیت پستها

۳) پشتیبانی ولتاژ

اهداف ۱ و ۲ نتیجه کاهش فلوی قدرت راکتیو در سیستم توزیع و انتقال و پستها است. اضافه نمودن خازن به سیستم "وار" مورد نیاز بارهای اندوکتیو پیشرفته امروزی را تأمین نموده و جریان مغناطیس‌کننده لازم برای هسته‌های آهن بکار رفته در این گونه بارها را تأمین می‌نماید.

در سراسر سیستم، نقاط افت و خیز زیادی در منحنی بار مشاهده می‌گردد که امر نگهداری ضریب قدرت نزدیک ۱ را مشکل می‌سازد. یک منحنی WATT/VAR نمونه برای یک فیدر در شکل ۴ نشان داده شده است. اگر در طول دوره پیک ضریب قدرت یک یا نزدیک به یک حاصل شود در طول دوره حداقل بار احتمال رخ دادن اضافه تصحیح ضریب قدرت بسیار زیاد می‌گردد. در این حالت تلفات زیاد شده و ولتاژها اضافه خواهند شد. در چنین وضعیتی می‌بایست برای جلوگیری از سرمایه‌گذاری غیرضروری و هزینه‌های اضافه تعمیر و نگهداری، یک تحلیل کامل انجام گردد. نتایج حاصل از محاسبات حالت پیک و بار حداقل می‌تواند بطور کامل میزان خازنهای ثابت و متغیر سیستم را تعیین و تفکیک نماید. لازم به ذکر است خازنهای متغیر می‌توانند با زمان، ولتاژ، وار، درجه حرارت و یا ترکیبی از این متغیرها کنترل گردند.

نکته قابل ذکر دیگر در مورد خازن‌گذاری آنکه بیشتری استفاده مفید از خازن در سیستم هنگامی حاصل می‌گردد که بانکهای خازنی تا آنجا که ممکن است نزدیک بارهای سیستم توزیع نصب گردند و این اقتصادی‌ترین حالت خازن‌گذاری را براساس هزینه برای هر "KVAR" به دنبال دارد.



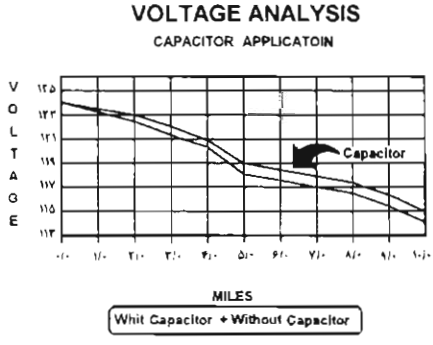
« شکل ۴ »

۴) بررسی ولتاژ (Voltage Analysis):

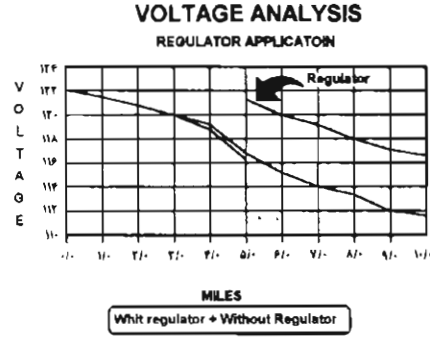
فرآیند برنامه‌ریزی و طراحی سیستم توزیع می‌بایست شامل توصیه‌هایی برای استفاده از خازن یا رگولاتور در مکانهایی که مشکل ولتاژ دارند باشد. در این قسمت تأثیر استفاده از خازن و رگولاتور برای جبران ولتاژ تشریح می‌گردد لازم به ذکر است که استفاده از رگولاتور در ایران زیاد مرسوم نبوده ولی در اینجا به عنوان ابزار جدید معرفی می‌گردد.

نصب خازن و یا رگولاتور ولتاژ بستگی مستقیم به پروفیل ولتاژ فیدر دارد. بوسیله برنامه‌های کامپیوتری تحلیل‌گر سیستم محاسبات پخش بار در دو حالت پر باری و کم باری با منظور نمودن خازن و بدون منظور نمودن خازن انجام می‌گردد. خازنهای موازی افت ولتاژ و جریان کم را در قسمت مابین محل خازن و منبع تغذیه قدرت بهبود می‌بخشند. تأثیر کاربرد خازن را می‌توان در شکل ۵ مشاهده نمود. همانگونه که در قسمت قبل گفته شد جهت استفاده حداکثر از خازن می‌بایست تا جایی که ممکن است این المان نزدیک به بار نصب گردد. همچنین باید به این نکته توجه نمود که توانایی خازن در شرایط افت ولتاژ زیاد محدود است و جبران ولتاژ توسط خازن تا حد خاصی مقدور و مفید و مقرون به صرفه است.

زمانی که یک خط توزیع افت ولتاژ زیادی از خود نشان می‌دهد یک روش تصحیح استفاده از رگولاتور ولتاژ است. رگولاتورهای خط اتو ترانسفورماتورهایی دارای تپ مجزا روی سیم‌بندی سری هستند. نوعاً سیم‌بندی سری طوری طراحی شده است که بتواند ولتاژ را به اندازه 10± درصد تغییر دهد. در شکل شماره ۶ تأثیر کاربرد رگولاتور روی پروفیل ولتاژ یک فیدر نشان داده شده است.



« شکل ۵ »



« شکل ۶»

رگولاتورها دارای دو مد عملکرد هستند: دستی و اتوماتیک.

در برخی نواحی روستایی فیدرها اغلب کم بار و طولانی هستند در چنین حالتی عمل کلیدزنی و انتقال بار روی چنین فیدرهایی برای بازیابی سیستم در اثر یک خروج، ایجاد افت ولتاژ خارج از حدود استاندارد می‌نماید که در چنین حالتی یکی از آلترناتیوها استفاده از خازن و یا رگولاتور فقط برای خروج‌های اضطراری است. در پایان این بحث لازم است بطور کلی اشاره گردد که در کاربردهای عادی در سیستم توزیع استفاده از خازن بسیار مقرون به صرفه‌تر است زیرا قیمت بانکهای خازنی بسیار ارزانتر از رگولاتورهای ولتاژ می‌باشد. در شرایطی که خازن جهت جبران افت ولتاژ نمی‌تواند جوابگو باشد راه دوم استفاده از رگولاتور خط و اگر نخواهیم راه سوم تغییر در ساختار شبکه و تقویت آن است.

۵ـ بررسی راه‌اندازی موتورها (Motor Starting):

"Voltage Flicker" عبارت است از افت ولتاژ لحظه‌ای که معمولاً توسط تجهیزاتی که بطور ناگهانی و مکرر بارشان تغییر می‌کند به شبکه تحمیل می‌گردد. نوعاً این پدیده به هنگام راه‌اندازی موتورها و به علت جریان هجومی زیاد آنها "Inrush Current" ایجاد می‌گردد.

از آنجا که کنترل و محدود نمودن تغییرات ولتاژ یکی از قوانینی است که باید توسط برنامه‌ریزان و مهندسین سیستم رعایت گردد، تأثیر راه‌اندازی موتورها نیز روی سیستم توزیع می‌باید جزیی را تحلیل و بررسی سیستم باشد. دو نوع اصلی موتورهای مورد استفاده در سیستمهای توزیع عبارتند از موتورهای سنکرون و موتورهای القایی، موتورهای سنکرون در سرعت ثابت عمل نموده و ضریب قدرت آنها با تغییرات بار تغییر می‌نماید. موتورهای القایی نیز به عنوان محرک استفاده بسیار زیادی در صنعت دارند که دارای ساده‌ترین ساختار در موتورهای قدرت می‌باشند و نیز ارزان و محکم می‌باشند. همچنین دارای راندمان بالا و ضریب قدرت قابل قبول نیز هستند. با استفاده از برنامه‌های کامپیوتری در شرایط راه‌اندازی موتور بارتور قفل شده می‌توان افت ولتاژ راه‌اندازی موتور را محاسبه نمود. که نتایج این بررسی ممکن است ایجاد افت ولتاژ خارج از حدود قابل قبول را به هنگامی که موتور در معرض ولتاژ کامل قرار داشته و راه‌اندازی می‌گردد، نشان دهد.

سایر روشهای راه‌اندازی نیاز به مطالعه و کاهش ولتاژ راه‌اندازی برای به حداقل رساندن Flicker ولتاژ دارد.

راه‌اندازی کننده ممکن است یکی از انواع زیر باشد:

- اتو ترانسفورماتور در 80% ولتاژ کامل.
- اتو ترانسفورماتور در 65% ولتاژ کامل.

ـ اتو ترانسفورماتور در 50% ولتاژ کامل.

و سایر روشهایی که باید ارزیابی شوند عبارتند از تقویت هادی و یا ترانسفورماتور تغذیه‌کننده موتور. عدم تعادل ولتاژ برای موتورهای سه فاز مسئله مطرحی است. بطوری که در چنین حالتی و به هنگام بار کامل موتور یکی از فازها جریان بیشتر کشیده و دچار اضافه حرارت می‌گردد. در نتیجه عمر آن کمتر می‌گردد.

۶ ـ توسعه راه‌حلها :

هنگامی که مشکلات سیستم شناسایی و تحلیل شد، راه‌حلهای متنوع می‌بایست تحت بررسی، محاسبه و توسعه قرار گیرند. آشنایی با شبکه محل، کلید ارزشمندی در این راستا است.

آشنایی به سیستم محل شامل موارد زیر است:

۱) شناسایی قسمتهای ضعیف سیستم توزیع

۲) محدودیتهای جغرافیایی محل

۳) عامل تسریع‌کننده توسعه بار در ناحیه

۴) قابلیت دسترسی به زمین و سایر نیازها برای توسعه امکانات سیستم

۵) پشتیبانی کافی از طرف سیستم انتقال

۶) نرخ بلند مدت و کوتاه مدت رشد برای ناحیه

۷) طرح بلند مدت برای ناحیه (تفصیلی)

راه‌حلهای ممکن برای تصحیح شکل اولین حالت اضطرار نیز عبارتند از:

۱) انتقال بارها به مدارهای با بار کمتر

۲) نصب سوئیچ جهت ایجاد امکان انتقال بار و افزایش قابلیت مانور بیشتر

۳) نصب خازن یا رگولاتور ولتاژ

۴) توسعه امکان اتصال فیدرها جهت افزایش قابلیت انتقال بار

۵) تقویت قسمتهای مختلف فیدر برای افزایش ظرفیت آن

۶) نصب مدار جدید از یک پست موجود

۷) تقویت ترانسفورماتورهای موجود

۸) اضافه کردن ترانسفورماتور دوم در یک پست موجود

۹) ساخت یک پست جدید

بین حالتهای مختلف پروژه عموماً براساس اصولی چون قابلیت اطمینان، اقتصادی بودن

و مشکلات اجرایی آن قضاوت می‌شود. منظور از مشکلات اجرایی مشکلات در ارتباط با محیط است مانند نواحی حفاظت شده ملی جابجایی یا قطع درختان و کوهستانی بودن محل و...

در هر صورت هنگامی که طرحهای ارائه شده در شرایط مساوی توانستند مشکلات الکتریکی سیستم را حل نمایند حل اقتصادی‌تر انتخاب می‌شود. هزینه‌های پروژه و کار لازم برای ساخت و اجرای پروژه به همراه ارزیابی اقتصادی در طول فرآیند برنامه‌ریزی تخمین زده می‌شوند که باید در این تخمین‌ها مواردی از قبیل هزینه مواد، هزینه کار، هزینه حمل و نقل و تخمین نفر ساعت منظور گردد. تا بتوان طرحها را از لحاظ ملاک اقتصادی در هر زمان با هم دیگر مقایسه نمود.

نتیجه گیری :

در این مقاله سعی گردید با توجه به فرصت بسیار کم و فراوانی مطالب یک مرور کلی روی دیدگاههای اساسی در فرآیند برنامه‌ریزی کوتاه مدت توزیع ارائه گردد. مطالب مورد بحث پیرامون معتبرسازی بار و توسعه یک مدل خوب از سیستم توزیع براساس قضاوتهای مهندسی بود. همچنین روش مطالعات ظرفیت و قابلیت اطمینان سیستم جهت ایجاد زمینه در طراح و معرفی این زمینه‌ها به او برای توسعه بهتر طرح و دادن ایده به شخص برنامه‌ریز تا حد امکان معرفی گردید و تأکید بیشتر روی ایجاد تعادل بین حصول به اهداف فنی با رعایت اصول اقتصادی بود. درک این المان اساسی می‌تواند در ایجاد یک طرح توسعه کوتاه مدت بسیار مفید و مؤثر باشد. نکاتی که در سراسر مقاله به آنها اشاره گردید هم برای افرادی که در برنامه‌ریزی اشتغال دارند و هم برای افرادی که در زمینه بهره‌برداری فعالیت دارند می‌تواند قابل استفاده باشد و در کنار اصول محاسباتی مهندسی برق پیرامون مسائل مطرح شده ابزار کامل‌تری را ارائه نماید.

منابع :

1) Electric power Distribution Systems. (Pabla) Tata - McGRAW - HILL 1983.

2) Power Distribution Planning - IEEE Tutorial course 1992.

۳) تجربیات اجرایی در پروژه‌های توزیع در شرکت مشانیر.

۴) طرح جامع توزیع تهران ـ شرکت مشانیر ـ جلد دوم ـ سیستم پلانینگ.