

بررسی اتوماسیون فیدرهای توزیع و تاثیر آن در افزایش قابلیت اطمینان شبکه های توزیع

بهزاد کیوانی

دانشگاه صنعتی مالک اشتر

behzad.keyvani@gmail.com

امیر صباغ الوانی

گروه مهندسی برق - دانشکده فنی

دانشگاه تربیت معلم آذربایجان

Amir_7960@yahoo.com

چکیده: با ورود کامپیوترها و دیگر تجهیزات الکترونیکی به عرصه سیستم های قدرت انتظارات مصرف کنندگان برق روز به روز در حال افزایش است. با توجه به چنین توقعاتی راه حل هایی همچون اتوماسیون فیدرهای توزیع برای داشتن انرژی برق بی وقفه و کاهش زمان خاموشی مشتریان اجتناب ناپذیر است. شرکت های توزیع کشورمان نیز با اجرای طرح مکانیزاسیون سیستم توزیع گام های نخستین را برای اتوماسیون شبکه های توزیع برداشته و اجرای اتوماسیون در برخی قسمتهای آن به مورد اجرا گذاشته شده است. این مقاله با بررسی امکانات لازم برای اتوماسیون فیدر، تاثیر اتوماسیون را در کاهش زمان خاموشی مصرف کنندگان و سیستم های ارتباطی و مخابراتی SCADA و پروتکل های استاندارد در این زمینه را جهت اتوماسیون فیدر تشریح می کند.

کلمات کلیدی: اتوماسیون، زمان خاموشی، سکشنالایزر، کلید باز بست

۱- مقدمه:

یکی از فاکتورهایی که شرکت های توزیع سعی در بهبود آن دارند، کاهش زمان خاموشی (Outage) Time و افزایش قابلیت اطمینان توان تحویلی به مشتریان می باشد. امروزه برای حصول به این مهم از روش های اتوماسیون برای کنترل و بازیابی سیستم استفاده می گردد. در این مقاله سعی شده است با برشمردن مراحل لازم برای اتوماسیون شبکه توزیع، تاثیر استفاده از تجهیزاتی چون کلیدهای باز بست (ریکلوزر) و سکشنالایزرها (که در اتوماسیون شبکه به کار می رود) در افزایش قابلیت اطمینان و کاهش زمان خاموشی مشترکین به صورت آماری مورد مقایسه قرار گیرد. در این مقایسه از نتایج عملی قرار دادن تجهیزات در فیدرها در طول سال استفاده شده است و کاهش زمان قطع مشتریها با قرار گرفتن هر یک از این تجهیزات ملموس می باشد. در ادامه نیز

سیستم های مخابراتی مورد استفاده در اتوماسیون شبکه های توزیع که طبق پروتکل های استاندارد در دنیا استفاده می شود بیان گردیده است و مزایا و معایب انتخاب هر یک از این پروتکلها در استفاده در اتوماسیون شبکه های توزیع کشور بیان شده است.

۲- شمای کلی اتوماسیون شبکه توزیع

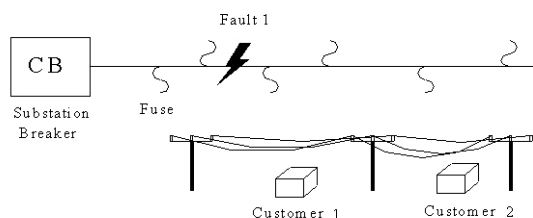
یکی از مهمترین ملزومات اتوماسیون شبکه، داشتن اطلاعات دقیق از تکه فیدرها، میزان مصرف توان اکتیو و راکتیو آنها در طول شبانه روز همچنین در فصول مختلف سال، همچنین داشتن اطلاعات دقیق از بازیابی شبکه حین وقوع خطا می باشد. ورود اطلاعات شبکه به صورت دقیق و به روز می تواند از طریق پروژه مکانیزاسیون سیستم توزیع در دسترس باشد. پس از داشتن این اطلاعات می توان پست های نمونه ای را که می تواند اتوماسیون در آنها انجام پذیرد، انتخاب

جدول ۱ شمای کلی از اتوماسیون سیستم توزیع [۲]

کارایی سیستم				
کیفیت توان				
مطالعه امکان و به صرفه بودن اتوماسیون	بهبود قابلیت اطمینان سیستم (RCM)	دوباره آرای فیدر و تعادل بار ترانسفورماتور (FRTB)	کنترل ولتاژ و توان راکتیو	جداسازی قسمت معیوب و بازگرداندن توان (FLSIR)
سیستم SCADA برای فیدر (کلید کنترل شونده از راه دور خط (RCLS)، کلید باز بست کنترل شونده از راه دور خط (RCLR)، سکشنالایزرها، خازن کنترل شونده از راه دور خط (RCLC)، تنظیم کننده از راه دور خط (RCLReg)		سیستم SCADA برای پست (سیستم کنترل پست (SCS)، واحد ترمینال از راه دور (RTU)، تنظیم کننده ولتاژ، تپ چنجر بار (LTC))		
مرکز اصلی SCADA/DA				
مرکز کنترل سیستم مخابراتی				

- بررسی شبکه نمونه:

سیستم نمونه ای در شکل شماره ۱ نشان داده شده است. فرض ما بر این است که کاهش زمان خاموشی برای هر دو مصرف کننده شماره ۱ و ۲ مهم است. همچنین فرض ما چنین است که خطاها در کل فیدر توزیع شده اند و بازگشت انرژی در وقوع خطای دائم یک ساعت طول خواهد کشید و فیدر در طول سال ۶ خطای دائم را تجربه می کند. با استفاده از این اطلاعات می توانیم دقایق خاموشی در هنگام بروز خطای ۱ و کل دقایق خاموشی را برای هر دو مشتری محاسبه کنیم [۳]. (جدول ۱)



شکل شماره ۱

وتجهیزات لازم برای اتوماسیون در آنها تعبیه گردند [۱].

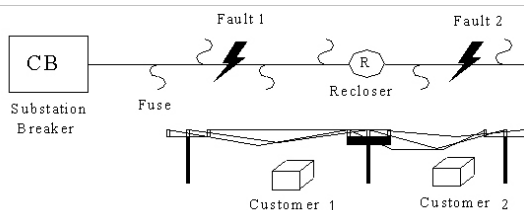
جدول ۱ شمای کلی اتوماسیون سیستم توزیع را نشان می دهد. همانگونه که در این جدول ملاحظه می گردد، افزایش کارایی سیستم اتوماسیون از طریق بهبود کیفیت توان و افزایش قابلیت اطمینان فیدر صورت می پذیرد. مرحله بعد، استفاده از تجهیزات کنترل شونده از راه دور برای فیدرها و پستها می باشد. این تجهیزات در ردیف سوم جدول ۱ نشان داده شده است. این تجهیزات شامل کلید های کنترل شونده، کلیدهای بازبست، سکشنالایزرها، خازن های کنترل شونده، تنظیم کننده های از راه دور خط و در بخش دیگر شامل سیستم های SCADA برای پست ها، واحدهای ترمینال های از راه دور، تنظیم کننده ها و تپ چنجرهای بار می باشد. در مرحله بعد طراحی مرکز کنترلی است که اطلاعات پستهایی که اتوماسیون در آنها اجرا شده است، توسط نرم افزارهایی مورد ارزیابی قرار گرفته و تصمیمات لازم جهت کنترل سیستم در این مرکز صادر گردد. مرحله آخر ایجاد یک سیستم مخابراتی منسجم می باشد تا اطلاعات تجهیزات پستها و فیدرها به مرکز کنترل انتقال و دستورات و فرمانهای صادر شده از این مرکز توسط این سیستم به پستها انتقال و اجرا شود. سیستم ارتباطی SCADA برای کنترل تجهیزات از راه دور مورد استفاده قرار می گیرد که در قسمت دیگر مقاله به تفصیل مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

همانگونه که در جدول بالا ملاحظه می گردد تجهیزات مورد استفاده برای نصب در فیدرها شامل کلیدهای بازبست، سکشنالایزرها و کلید های مدار شکن نوین می باشد. در ادامه با قرار گرفتن هر یک از این تجهیزات در فیدر، تاثیر آنها در افزایش قابلیت اطمینان شبکه مورد مقایسه قرار خواهد گرفت.

۴-۲ استفاده از کلید بازبست به همراه فیوز آشکار ساز در فیدر:

برای برخی فیدر ها هر چه سریعتر رفع شدن خطا مهم خواهد بود حتی در صورتیکه یک فیوز داخلی وظیفه آشکارسازی خطا را بر عهده داشته باشد. این عمل زمان خاموشی را برای کل مشتریان فیدر کاهش می دهد. برای مثال، طرح آشکار سازی فیوز هنگامی استفاده می شود که خاموشی لحظه ای نسبت به دیسپاچینگ خط برای ما از اهمیت کمتری برخوردار باشد [۶].

برای بررسی تاثیر قرار گرفتن کلید باز بست در فیدر توزیع، مدار مثال قبل با حضور کلید باز بست در شکل شماره ۲ نشان داده شده است. دوباره فرض ما بر این است ۶ خطای دائم به طور متوسط به صورت توزیع شده در کل فیدر اتفاق می افتد به طوری که ۳ خطا در نقطه ۱ و ۳ خطا در نقطه ۲ رخ می دهد. اثر بخشی قرار گرفتن کلید باز بست در کاهش دقایق خاموشی در جدول شماره ۲ نشان داده شده است [۳].



شکل شماره ۲

جدول شماره ۲

	کل دقایق خاموشی	دقایق خاموشی در خطای ۲	دقایق خاموشی در خطای ۱
مشتري ۱	۱۸۰	۰	۱۸۰
مشتري ۲	۳۶۰	۱۸۰	۱۸۰

ملاحظه می شود که کاهش در دقایق خاموشی مصرف کننده شماره ۲ ایجاد نشده است ولی مصرف کننده شماره ۱ از بهبود ۵۰٪ در کاهش زمان خاموشی بر خوردار است.

۵- سکشنالایزرها و تاثیر آنها بر کاهش دقایق خاموشی در فیدر مورد نظر:

جدول شماره ۱

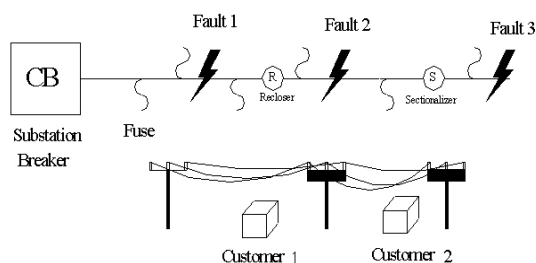
	کل دقایق خاموشی	دقایق خاموشی در خطای ۱
مشتري ۱	۳۶۰	۳۶۰
مشتري ۲	۳۶۰	۳۶۰

۴- کلید های باز بست و تاثیر آنها بر روی دقایق خاموشی شبکه مورد مطالعه:

بر اساس آمار، بیش از ۷۰٪ خطاهای خطوط هوایی سیستم توزیع از نوع گذرا می باشد که این خطاها غالبا در اثر افتادن اجرامی چون شاخه های درختان و یا وزش بادهای شدید اتفاق می افتد. بنابراین لزوم استفاده از تجهیزاتی چون کلیدهای بازبست می تواند نقش مهمی در بازیابی شبکه پس از وقوع چنین عیبهایی گردد و استفاده از این تجهیزات در سیستمهای نوین توزیع انرژی الکتریکی موجب افزایش قابلیت اطمینان و کاهش قطعیهای ناخواسته برق گردیده است [۴]. این کلیدها وظیفه ایجاد وقفه با قابلیت جدا کردن خط معیوب در مواقع نیاز را دارند. کلید های باز بست به صورت یکپارچه با قابلیت نصب آسان به کار برده می شوند و به خوبی در بالای دکل های خطوط توزیع نصب می شوند. این کلید ها باید با تجهیزاتی مانند مدار شکن پست و فیوز های خط هماهنگی کامل داشته باشند. برای این منظور دو راهکار وجود دارد:

۴-۱ استفاده از کلید بازبست به همراه فیوز نگهدارنده در فیدر:

با استفاده از این فیوز، کلید باز بست می تواند عملکرد متعددی داشته باشد. در نتیجه خطاهای موقتی که توسط حیوانات و شاخه های درختان ایجاد می شوند قبل از عملکرد فیوز توسط کلید باز بست آشکار شود. این آشکار سازی توسط کلید باز بست در خطای موقت مانع از ادامه خاموشی می شود و همچنین از هزینه های دیسپاچینگ غیر ضروری پرسنل خط برای رفع قطعی جلوگیری می کند. برای خطاهای دائمی کلید باز بست خیلی آرامتر عمل میکند و به فیوز اجازه می دهد که عمل و خطای دائمی را از مدار جدا کند [۵].



شکل شماره ۳

جدول شماره ۳

	خاموشی در خطای ۱	خاموشی در خطای ۲	خاموشی در خطای ۳	کل دقایق خاموشی
مشتري ۱	۱۲۰	۰	۰	۱۲۰
مشتري ۲	۱۲۰	۱۲۰	۰	۲۴۰

اگر قابلیت اطمینانی فراتر آنچه که در مثالهای قبل مطرح شد مد نظر باشد از شبکه توزیع حلقوی با دو فیدر استفاده می کنیم. در این حالت باید کلیدی را در وضعیت Normal Open (NOP) در مدار قرار دهیم تا در هنگام وقوع خطای دائم توان از سمت دیگر به مصرف کنندگان برسد. در این حالت در جریان خطای دائم تجهیزات خط خطا را آشکار سازی می کنند و قسمت معیوب را جدا می کنند. در حین این عملیات کلید NOP بسته است و توان در شبکه جاری است [۷].

شکل شماره ۴ مدار نمونه ای برای مطالب فوق می باشد. در شکل کلید NOP ملاحظه می گردد. مراحل عملکرد سیستم برای خطای واقع شده در نقطه ۱ چنین است:

۱- خطای نقطه ۱ توسط مدار شکن پست حس و آشکار سازی می شود.

۲- کلید بازبست شماره ۱ باز می شود.

۳- کلید NOP بسته می شود و توان در مدار توسط فیدر ۲ جاری می شود. [۳]

با فرضیات قبلی در مورد تعداد خطاهای وقوعی در سال و زمان رفع عیب در خطاهای دائم جدول شماره ۴ را برای این مدار داریم. ملاحظه می شود که یک

سکشنالایزرها در فیدر های توزیع به عنوان تاثیر گذارترین تجهیزات در کاهش هر چه بیشتر قطعی مشتریان در هنگام خطاهای دائم هستند. سکشنالایزرها وظیفه ایجاد وقفه در هنگام خطا را ندارند ولی در هماهنگی کامل با عملکرد کلید باز بست در هنگام وقوع عیب عمل می کنند [۱۳]. عملکرد سکشنالایزر در مدار شکل شماره ۳ نشان داده شده است. در این مثال سکشنالایزر یک تنظیم شمارنده برای نقطه شماره ۲ دارد. در هنگام وقوع خطا در نقطه شماره ۳ روند کار سیستم حفاظتی چنین است:

۱- خطای نقطه ۳ توسط کلید باز بست حس میشود. ۲- سکشنالایزر وقفه حاصله را حس و شمارنده را به عدد ۱ افزایش می دهد.

۳- کلید باز بست مدار را دوباره می بندد. ۴- تا زمانی که خطا دائمی است کلید باز بست دستور تریپ می دهد.

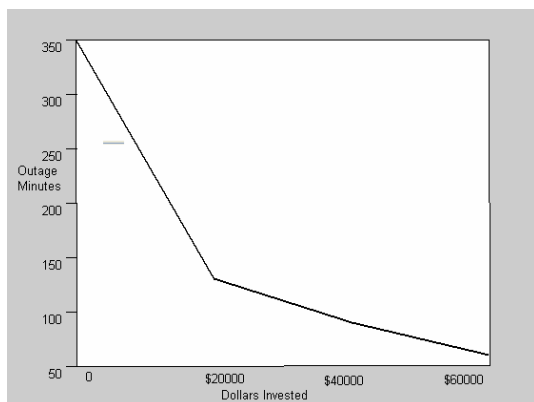
۵- سکشنالایزر شمارنده را به عدد ۲ افزایش می دهد. ۶- تا وقتی که کلید بازبست باز است، سکشنالایزر نیز به تبع آن باز باقی می ماند.

۷- کلید باز بست بسته می شود و توان در شبکه برقرار می شود.

باید توجه شود که در هنگام وقوع خطا در نقطه شماره ۱ سکشنالایزر نباید شماره بیاندازد. برای سیستم نمونه اضافه کردن سکشنالایزر به مدار جهت افزایش قابلیت اطمینان شبکه بوده است و با فرضیات قبل برای تعداد خطاها و مدت زمان رفع خطای دائم جدول شماره ۳ را برای این مدار داریم [۳].

ملاحظه می شود با نصب کلید باز بست و سکشنالایزر بر روی خط، یک اصلاح ۶۶٫۶٪ در زمان خاموشی مصرف کننده شماره ۱ و اصلاح ۳۳٫۳٪ در زمان خاموشی مصرف کننده شماره ۲ نسبت به نتایج جدول شماره ۱ ایجاد می شود.

۶- استفاده از کلید های در وضعیت Normal Open به همراه کلید بازبست و سکشنالایزر تاثیر آنها در کاهش زمان خاموشی فیدر:



شکل شماره ۵ [۶]

در انتخاب استراتژی اتوماسیون یاری می دهد [۶]. طرح مکانیزاسیون شبکه توزیع کشور که از چند سال پیش آغاز و با پیشرفت خوبی نیز همراه بوده است در راستای اجرای اتوماسیون سیستم توزیع می باشد. در شرکت های توزیع ایران برنامه MODEC و یا نرم افزارهای جامع دیگری چون CYME و ... می تواند جهت ورود اطلاعات شبکه و انجام محاسبات سیستم به کار رود. این برنامه ها در راستای مکانیزه کردن محاسبات شبکه توزیع مورد استفاده قرار می گیرد و محاسباتی مانند پخش بار، افت ولتاژ شینه ها، توان جاری بین شینه ها و ... را انجام می دهد [۸].

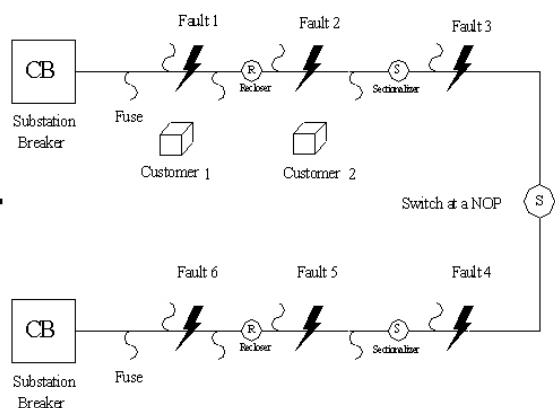
۷- سیستم های ارتباطی لازم برای اتوماسیون فیدر:

انتخاب نوع ارتباطات تجهیزات فیدر مستلزم منظور داشتن فاکتور های مختلفی است. برای نمونه در برخی موارد حالت عملکرد کلید باز بست به عنوان ورودی تجهیزات SCADA/DMS در نظر گرفته می شود. توسعه تجهیزات فیدر اتوماسیون شده از قبیل کلید های باز بست، کلید ها و سگشنالایزرها به سیستم DMS وابسته به فاکتورهای زیر است:

- پروتکل انتخاب شده: این واحد باید قادر به برقراری ارتباطات با پروتکل استاندارد برای شرایط کنونی یا توسعه آتی باشد. - استراتژی اتوماسیون: بکار گیری این مورد برای مشکلات جزئی فیدر و توسعه عملکرد سیستم لازم است.

- ارتباطات واسط قابل استفاده: دانستن اینکه امکان چه نوع ارتباطاتی از قبیل ارتباطات رادیویی، فیبر

بهبود ۸۳/۳٪ در دقایق خاموشی مشتری شماره ۱ در هنگام وقوع خطا در نقطه ۱ ایجاد شده است.

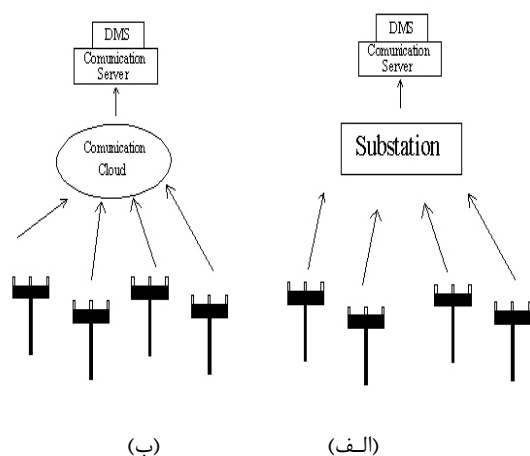


شکل شماره ۴

جدول شماره ۴

کل دقایق خاموشی	خاموشی در خطای ۱ تا ۶	خاموشی در خطای ۲	خاموشی در خطای ۱	مشتري
۶۰	۰	۰	۶۰	مشتري ۱
۶۰	۰	۶۰	۰	مشتري ۲

انتخاب یک راه حل اتوماسیون فیدر متضمن یک مهندسی ارزیابی برای طرح های مناسب در مقابل هزینه های صرف شده است. برای سیستم نمونه شکل شماره ۴ هزینه واصلح قابلیت اطمینان درنموداری در شکل شماره ۵ نشان داده شده است. پس انتخاب استراتژی مناسب برای اتوماسیون فیدر مستلزم مشخص بودن درخواست میزان قابلیت اطمینان مشتریان می باشد. فاکتور های دیگری مانند اینکه کدام فیدرها مناسب برای اتوماسیون است یا انتخاب تجهیزات، جایابی تجهیزات در فیدر باید مورد ملاحظه قرار گیرد. یک شبکه MV (Medium Voltage) نیاز به یک برنامه آنالیز شبکه دارد. یک نوع از آنالیز، آنالیز هوشمند است که برای نمونه می توان به برنامه اجرایی شرکت ABB اشاره کرد. این برنامه ها موضوعاتی چون فرکانس خاموشی، فرکانس و میزان افت ولتاژ را در نقاط تعیین شده شبکه توزیع با روش های هوشمند محاسبه می کند و این نتایج ما را



شکل شماره ۶ [۱۶]

اطلاعات بکار گرفته شده است. در این مثال DCD2000 وسیله کنترلی اطلاعات در حقیقت یک شبکه میکرو پروسوسوری است که می تواند تحت پروتکل های Modbus یا DNP 3.0 کار کند. این وسیله بیش از ۴ ورودی ارتباطی RS-232 (که دو تا از این ورودی ها می تواند در آرایش RS-485 کار کند) و یک دریچه فیبر نوری تشکیل یافته است. DCD2000 همچنین شامل ۱۰۰ مودم برای استفاده در پست می باشد [۱۲].

یکی از مواردیکه در آینده در مورد اتوماسیون فیدرها مهم خواهد بود توسعه تکنولوژی های ارتباطی کم هزینه ناحیه ای است. می توان پیش بینی کرد که بیش از ۷۰٪ از تجهیزاتی که از تکنولوژی بی سیم استفاده می کنند جایگزین تجهیزات کنونی شوند. از دیگر راه حل هایی که برای ارتباطات کم هزینه ایجاد خواهد شد می توان به GSM و CDPD و ارتباط ماهواره های اشاره کرد. از طرف دیگر با استفاده از اطلاعات جمع آوری شده توسط میکروپرسور ها اطلاعاتی از قبیل مونتورینگ کیفیت توان، زمانهای خاموشی، اندازه گیری ها، ثبت خطا ها، موقعیت خطا ها، اطلاعات اسیلوگرافیک و سایر اطلاعات فیدر پرسنل تجهیزات به راحتی تصمیمات لازم را اتخاذ کنند [۱۵].

نوری و... وجود دارد از دیگر نیازهای لازم برای توسعه تجهیزات به سمت DMS است [۹].

۸- پروتکل ارتباطات:

پروتکل های IEC 870, DNP 3.0 یا Modbus غالباً در اتوماسیون تجهیزات مورد استفاده قرار می گیرد. پروتکل Modbus توسط شرکت Modicon برای سیستم های کنترل عددی قابل برنامه ریزی (PLC) تکمیل گردیده است و پر استفاده ترین پروتکل به خاطر ساختار ساده اش می باشد. Modbus میتواند در مد ASCII یا RTU (باینری) مورد استفاده قرار گیرد ولی غالباً در مد RTU اجرا می گردد و به سیستم باینری SCADA انتقال می یابد [۱۰]. DNP 3.0 پروتکل پیچیده ای است و توسط شرکت Harris گسترش یافته است و به طور قابل ملاحظه ای در صنعت قدرت مورد استفاده قرار می گیرد [۱۱]. IEC 870 نیز ساختاری شبیه DNP 3.0 دارد و غالباً در اروپا مورد استفاده قرار می گیرد [۹].

۹- استراتژی اتوماسیون و واسطه ارتباطی:

استراتژی اتوماسیون نوع سیستم ارتباطی را مشخص می کند. دو نوع دستور العمل اجرایی در شکل شماره ۶ نشان داده شده است. شکل الف یک شبکه عریض مانند شبکه بی سیم را نشان می دهد و شکل ب یک شبکه بی سیم محلی را با یک واحد مرکزی نشان می دهد که ممکن است در پستی که متصل به فیدر های توزیع است قرار گیرد. برای یک واسطه ارتباطی معلوم بودن هدف اتوماسیون فیدر مهم خواهد بود. در روش اول یک سیستم بی سیم متمرکز و بزرگ مورد استفاده قرار می گیرد و عملکرد همه تجهیزات فیدر به پردازشگر مرکزی انتقال می یابد. در روش دوم اتوماسیون برای یک ناحیه خاص انجام می پذیرد. در این مورد بهتر خواهد بود ارتباطات از طریق رادیو های محلی مانند MDS 9810 انجام پذیرد. کانال ارتباطی می تواند به وسیله خط تلفنی که در پست وجود دارد نیز برقرار شود. این سیستم ارتباطی برای سیستمهای کوچک اقتصادی تر می باشد.

[5] R. Billinton & S. Jonnavithula, "Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems", IEE Trans. On Power Delivery, Vol. 11, No.3, July 1996.

[2] G. Hart, W. Peterson, D. Uy, J. Schneider, D. Novosel, R. Wright David "Tapping protective relays for power quality information", IEEE Computer Application in Power.vol.13.no.1 January 2000.

[3] D. G. Hart, B.Ackerman, R. Wright, and Brian Johnson, "Integrated Substation and Feeder Automation", DistribuTech Conference Proceeding, February 1999.

[4] S. Nosaki, F.A. Fernandes and R Torrezan, "Optimization in the Application of Reclosers", IEE Conference Publication No. 483 CIRED 97, 2-5 June.

[5]"Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers Tutorial Course", IEEE Power Engineering Society, 1980.

[6] Ying He, "Sensitivity Analysis of Effect of Remote and Automatic Control on Reliability of Distribution Systems", Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.

[7] R. E. Borown, "Electric Power Distribution Reliability", Marcel Dekken Inc, Newyork, Basel, 2002.

[۸] "آشنایی با نرم افزار MODEC و برنامه های کاربردی آن"، مجموعه جزوات، مهندسین مشاور قدس نیرو، ۱۳۸۰.

[9] His, P. H., Chen, S. L., "Distribution Automation Communication Infrastructure", IEEE Trans. On PWRD, Vol. 13, No. 3, July 1998.

[10]"Modicon Modbus Protocol Refrence Guide", PI_MBUS_300.Modicon.Inc., 1994.

[11]"DNP 3.00 Basic Four Documentation".DNP User's Group.1993.

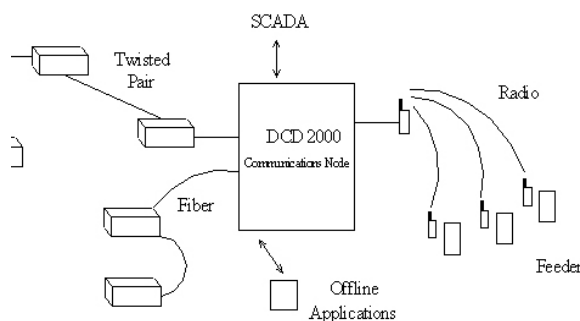
[12]"DCD2000 Instruction Manual ", ABB IB 38-300-1.

[13]"PCD2000 Recloser Controller ".ABB IB 38-737-1.

[14]"SCD Switch Controller".ABB(in press).

[15]"DPU2000R Relay".ABB IB 7.11.1.7-4.

[16] IEEE Communication Protocols Subcommittee, "IEEE Tutorial Course Communication Protocol", IEEE, 1995.



شکل شماره ۷ [۱۶]

۱۰- نتیجه گیری:

با توجه به نتایج حاصله از قرار گرفتن تجهیزات حفاظتی مانند کلیدهای باز بست و سکشنالایزرها (که از عناصر کنترل شونده از راه دور برای سیستمهای اتوماسیون شده می باشند) در کاهش زمان خاموشی و افزایش قابلیت اطمینان شبکه های توزیع لزوم استفاده و به کارگیری مناسب از این تجهیزات و مکان یابی بهینه آنها در شبکه های توزیع آشکار می شود. همچنین استفاده از سیستمهای مخابراتی و پروتکل های مورد اطمینان در اتوماسیون شبکه می تواند ارتباطات لازم برای این امر را جهت کنترل از راه دور شبکه هموار سازد.

مراجع:

۱- یوسف دیواری، امیر اعتمادی، "استفاده از نتایج اجرای طرح مکانیزاسیون توزیع در بهینه سازی شبکه و بستر سازی برای اتوماسیون"، نهمین کنفرانس شبکه های توزیع ایران، زنجان، ۱۳۸۳.

[2] Habib Salehi, Ali Naderian, Arman Vakilian, Saeed Jalilzadeh, " A Novel Approach to Distribution Automation", 2nd International Conference on Technical & Physical Problems on Power Engineering (TPE), Tabriz, Iran, 2004

[3] David G Hart, David Uy James Northcote-Green, Carl LaPlace, damir Novosel, "Automated Solution for Distribution Feeder", IEEE Trans. on Computer Application in Power volume 13 number 4, 2000.

[۴] علی رفیعی، صادق جمالی "جایابی و هماهنگی بهینه تجهیزات حفاظتی اضافه جریان در شبکه های توزیع"، دهمین کنفرانس مهندسی برق ایران، تبریز، ۱۳۸۱.