

دوره آموزش

مبانی اتوماسیون در برق

(تولید-انتقال-توزیع-توزیع) (An Introduction to Power SubStation Automation)

مجمع عالی آموزشی پژوهشی آذربایجان

بنام خدا
1400

معرفی مدرس دوره آموزشی : استاد امین صدیقی

لیسانس مهندسی برق از دانشگاه علم و صنعت و فوق لیسانس از دانشگاه صنعتی شریف

مدرس دانشگاه در شیراز - دروس : (آمار و احتمالات مهندسی - کنترل پروژه - کنترل سیستمهای
بلادرنگ - مهندسی صنایع - بهره برداری برق - نرم افزار مثلث در مهندسی برق - آمار توصیفی - پستها
و خطوط برق - تحقیق در عملیات و ...)

مدرس دوره های کوتاه مدت صنعت برق برای

استانهای فارس - آذربایجان - کرمانشاه - بوشهر - عسلویه - ذوب آهن پاسارگاد
(بهره برداری - PLC - Data in Power SubStation - اتوماسیون - Scada - DCS - RTU - استانداردها در برق IEC -

بازنشسته وزارت نیرو از برق منطقه ای فارس - مجری طرحهای دیسپاچینگ و مخابرات و فیبر نوری -
مدیر بهره برداری انتقال برق شمال فارس - مدیر بهره برداری شمال شیراز - مجری طرح دیسپاچینگ
انتقال و فوق توزیع برق فارس و بوشهر

کارشناس رسمی دادگستری در رشته فن آوری اطلاعات و ارتباطات

آدرس دریافت جزوه درسی www.aminsedighi.ir

آدرسهای ارسال پیامهای اشکالات درسی sedighias220@yahoo.com

(بدون سیم کارت 09397602588) :

نمره شما: جمع موارد ذیل

- + حضور فعال سرکلاسی و پاسخ به سوالات و حل تکالیف در هر روز +
- + شرکت در امتحانات مختلف در همین دوره
- + امتحان آخرین روز کلاس

در هر حرفه ای که هستید نه اجازه دهید که به بدبینیهایی بیحاصل آلوده شوید و نه بگذارید که بعضی لحظات تاسف بار که برای هر ملتی پیش می آید شما را به یاس و ناامیدی بکشاند. در آرامش حاکم بر آزمایشگاهها و کتابخانه هایتان زندگی کنید .
نخست از خود بپرسید : " برای یادگیری و خودآموزی چه کرده ام ؟ "
سپس همچنان که پیشتر میروید بپرسید : " من برای کشورم چه کرده ام ؟ "
و این پرسش را آنقدر ادامه دهید تا به این احساس شادیبخش و هیجان انگیز برسید که شاید سهم کوچکی در پیشرفت و اعتلای بشریت داشته اید.
اما هر پاداشی که زندگی به تلاشهایمان بدهد یا ندهد هنگامی که به پایان تلاشهایمان نزدیک میشویم هر کدامان باید حق آن را داشته باشیم که با صدای بلند بگوییم " من آنچه در توان داشته ام انجام داده ام " لوئی پاستور 1895

=====

استاد امین صدیقی

شیراز 1399

بدیهی است این جزوه خالی از اشکال نیست، خواهشمند است اشکالات را به آدرس زیر ارسال فرمایید، تا در نسخ بعدی تصحیح گردد.

Sedighias220@yahoo.com

.....

مقدمه:

انرژی الکتریکی یکی از انرژی‌هایی با مزایای خوب می‌باشد که از محل تولید تا مصرف راندمان بالایی دارد و به راحتی قابل تبدیل به دیگر انرژی‌ها می‌باشد

روش های تولید انرژی الکتریکی

(1) سیم پیچ (هادی) و میدان مغناطیسی و حرکت بین هادی و میدان ، باعث تولید انرژی الکتریکی در دو سر سیم میشود

ساخت سیم پیچ و میدان ساده ولی تولید حرکت در هر یک از این موارد ذیل پیچیدگیهایی دارد (مثل نحوه ایجاد حرکت در: دینام خودرو (باسوخت بنرین، گازوئیل، گاز) - دینام دوچرخه- ژنراتورهای دیزلی - توربین‌های نیروگاه فسیلی (گاز، گازوئیل) - توربین بخار- انرژی هسته‌ای- توربین بادی- توربین آبی - و ...)

(2) تولید برق با استفاده از انرژی خورشید (تابش خورشید به صفحاتی با مواد مخصوص)

(3) تولید برق با استفاده از فعل و انفعال شیمیایی (باتری)

(4) تولید برق در ترموکوپل (حرارت به محل اتصال دو فلز غیر همنام)

(5) تولید برق با کریستال پیزو الکتریک (ولتاژ زیاد و لحظه‌ای)

(6) ...

از بین روشهای فوق سه روش اول بیشترین کاربرد در زندگی بشر داشته است و روش اول تاکنون بیشترین استفاده را در تامین برق مصرف کنندگان داشته است

با توجه به عدم تمرکز مصرف کنندگان و تلفات انرژی از تولید تا مصرف، نیاز به تولید برق در حوالی شهرها و جنب صنایع بزرگ به روش اول مطرح میگردد تا انتقال برق بنحویکه کمترین تلفات را داشته باشد مقرون به صرفه باشد، تا انرژی تولید شده و به مصرف کننده تحویل گردد. برای کم کردن تلفات خط، کاهش مقاومت سیم انتقال دهنده برق و بزرگ کردن سطح مقطع سیم و کاهش طول سیم و کاهش جریان در طول خط انتقال مطرح میشود برای نیل به این اهداف، نیاز به احداث ایستگاه برق افزاینده ولتاژ جنب نیروگاه و کاهنده ولتاژ جنب مصرف کننده و نیاز به خط انتقال برق با ولتاژ بالا می‌باشد.

ولتاژ بالا در ایستگاه برق نیاز به تجهیزات گرانیقیمت ترانسفورماتور و کلید و تجهیزات اندازه گیری و حفاظتی دارد

ولتاژ بالا در خط انتقال نیاز به طراحی و ابزار و وسائل خاص دارد.

$$P = V.I = ZI^2 \cong RI^2 = p \frac{L}{A} * I^2$$

ضریب دمایی α در دمایی 20°C بر حسب $10^{-6}/^{\circ}\text{C}$	مقاومت ویژه ρ در دمایی 20°C بر حسب $\mu\Omega \cdot \text{cm}$	
0.0039	2.83	آلومینیوم
0.0020	6.4-8.4	برنج
0.00382	1.77	مس آنیل شده
0.00393	1.72	مس سخت
0.0050	10.0	آهن
0.0038	1.59	نقره
0.001-0.005	12-88	فولاد

در این جزوه به بررسی اتوماسیون در صنعت برق میپردازیم.

دوره آموزشی اتوماسیون در برق

اسکادا – پی ال سی – RTU – DCS – مخابرات برق – مرکز کنترل دیسپاچینگ برق

مقدمه:

اتوماسیون چیست

(Automation) ترکیبی است از دو کلمه "Automatic" و "Operation" و به معنی عمل کردن بدون عامل خارجی (انسان) یا با کمترین تاثیر عامل خارجی است. عبارتی اتوماسیون یعنی خودکار شدن عملیات. خودکار سازی اداری مجموعه‌ای از روش‌ها برای ثبت و نمایش و مدیریت روندهای اداری، فنی و مالی می‌باشد. اغلب این راهکارها بر پایه این جمله بوجود آمده اند

سرعت پایین، افزایش بوروکراسی غیر نیاز، وابسته شدن سیستم به افراد و نیز عدم هماهنگی روش سنتی با نرم افزارها سبب افزایش قابل ملاحظه خطاهای انسانی و کاهش بهره وری در سازمانها گردید و در نتیجه

سازمانها تمایل به اتوماسیون اداری و مالی و فنی، یکپارچه، گرفتند که منجر به پیدایش Management Information System و باختصار MIS گردید

اتوماسیون اداری Office Automation

اتوماسیون اداری دربرگیرنده سیستم های مالی، پرسنلی، اداری، بایگانی و فنی می‌باشد و در یک مجموعه متمرکز و مرتبط قابل استفاده می‌باشد (سیستم ERP - Enterprise Resource Planning).

برنامه ریزی، سازماندهی، کنترل و نظارت بر عملکرد فعالیتهای درون سازمانی یکی از مهمترین معیارها و پیش نیازها در توسعه و کاربرد فناوری اطلاعات در سازمانهای امروزی محسوب میشود.

سازمانهای سنتی حتی موسسات موفق و مطرح جامعه، عملاً تنها از 30 درصد منابع انسانی خود استفاده میکنند و از 70 درصد دیگر غیر از اتلاف وقت و سربار هزینه چیزی عایدشان نمی‌شود.

در اتوماسیون اداری و مالی از سخت افزار و نرم افزارها الکترونیکی و دیجیتالی متنوعی، برای ایجاد، جمع آوری، ذخیره و تغییر داده های اداری به اطلاعات اداری مورد نیاز برای انجام کارهای اصلی سازمان، استفاده میشود.

اتوماسیون اداری و مالی نه تنها به خودکار سازی و بهینه سازی رویه‌های جاری سازمانها با دقت و سرعت بسیار زیاد کمک می‌کند، بلکه میتواند با توجه به آرشو و سوابق اطلاعات بشکل هوشمند تصمیم سازی برای آینده را ارائه دهد.

اتوماسیون صنعتی

اتوماسیون صنعتی به بهره گیری از نرم افزار و سخت افزار ها، بجای متصدیان انسانی برای کنترل دستگاه ها و فرایندهای صنعتی گفته میشود.

اتوماسیون یک گام فراتر از مکانیزه کردن است. مکانیزه کردن به معنی فراهم کردن متصدیان انسانی با ابزار و دستگاه هایی است که ایشان را برای انجام بهتر کارشان یاری میرساند. نمایانترین و شناخته شده ترین بخش اتوماسیون صنعتی ربات های صنعتی هستند.

امروزه کاربرد اتوماسیون صنعتی و ابزار دقیق در صنایع و پروسه های مختلف صنعتی به وفور به چشم میخورد. کنترل پروسه و سیستمهای اندازه گیری پیچیده ای که در صنایعی همچون آب، برق، نفت، گاز، پتروشیمی، صنایع شیمیایی، صنایع غذایی، صنایع خودرو سازی و غیره بکار می آید نیازمند ابزار آلات بسیار دقیق و حساس می باشند. پیشرفتهای تکنیکی اخیر در کنترل فرایند و اندازه گیری پارامترهای مختلف صنعتی از قبیل فشار، دما، فلوی آب، جریان، ولتاژ، وضعیت کلیدها و دریچه ها و غیره باعث افزایش کیفیت محصولات و کاهش هزینه های تولید گردیده است.

بعضی از مزایای اتوماسیون صنعتی:

- (1) تکرار پذیری فعالیتها و فرایندها
- (2) افزایش کیفیت محصولات تولیدی
- (3) افزایش سرعت تولید (افزایش کمیت تولید)
- (4) کنترل کیفیت دقیقتر و سریعتر
- (5) کاهش پسماندهای تولید (ضایعات)
- (6) واکنش های متقابل بهتر با سیستمهای بازرگانی و اداری و مالی و منابع انسانی
- (7) افزایش بهره وری واحدهای صنعتی
- (8) بالا بردن ضریب ایمنی برای نیروی انسانی و کاستن از فشارهای روحی و جسمی

لازمه افزایش کیفیت و کمیت یک محصول، استفاده از ماشین آلات پیشرفته و اتوماتیک می باشد. ماشین آلاتی که بیشتر مراحل کاری آنها به طور خودکار صورت گرفته و اتکای آن به عوامل انسانی کمتر باشد.

چنین ماشین آلاتی جهت کارکرد صحیح خود نیاز به یک بخش فرمان خودکار دارند که معمولاً از یک سیستم کنترل قابل برنامه ریزی (به عنوان مثال PLC=Programable Logic Control) یامدار منطقی قابل برنامه ریزی) استفاده میکنند.

جمع آوری اطلاعات در فرایندهای صنعتی با استفاده از سنسورها یا حسگرها صورت می گیرد. این حسگرها به منزله چشم و گوش یک سیستم کنترلی عمل می کنند. امروزه در بسیاری از ماشین آلات صنعتی استفاده از سنسورها امری متداول می باشد تا جاییکه عملکرد خودکار یک ماشین را می توان با تعداد سنسورهای موجود در آن درجه بندی کرد. وجود سنسورهای مختلف در فرایند اتوماسیون به اندازه ای مهم می باشد که بدون سنسور هیچ فرایند خودکاری شکل نمی گیرد بنابراین سنسورها یکی از اجزای لاینفک سیستمهای اتوماسیون صنعتی می باشند.

در گذشته نه چندان دور بسیاری از تابلوهای فرمان ماشین آلات صنعتی، برای کنترل پروسه های تولید از رله های الکترومکانیکی یا سیستمهای پنوماتیکی استفاده می کردند و اغلب با ترکیب رله های متعدد و اتصال آنها به یکدیگر منطق کنترل ایجاد می گردید. در بیشتر ماشین آلات صنعتی، سیستمهای تاخیری و شمارنده ها نیز استفاده میگردید و با اضافه شدن تعدادی Timer و شمارنده به تابلوهای کنترل حجم و زمان مونتاژ آن افزایش می یافت.

اشکال فوق با در نظر گرفتن استهلاک و هزینه بالای خود و همچنین عدم امکان تغییر در عملکرد سیستم، باعث گردید تا از دهه 80 میلادی به بعد اکثر تابلوهای فرمان با سیستمهای کنترلی قابل برنامه ریزی جدید یعنی PLC جایگزین گردند. در حال حاضر PLC یکی از اجزای

اصلی و مهم در پروژه های اتوماسیون می باشد که توسط کمپانیهای متعدد و در تنوع زیاد تولید و عرضه میگردد . به طور خلاصه سیستمهای نوین اتوماسیون و ابزار دقیق مبتنی بر PLC در مقایسه با کنترل کننده های رله ای و کنتاکتوری قدیمی دارای امتیازات زیر است :

- (1) هزینه نصب و راه اندازی آنها پایین می باشد.
- (2) برای نصب و راه اندازی آنها زمان کمتری لازم است .
- (3) اندازه فیزیکی کمی دارند.
- (4) تعمیر و نگه داری آنها بسیار ساده می باشد.
- (5) به سادگی قابلیت گسترش دارند .
- (6) قابلیت انجام عملیات پیچیده را دارند.
- (7) ضریب اطمینان بالایی در اجرای فرایندهای کنترلی دارند .
- (8) ساختار مدولار دارند که تعویض بخشهای مختلف آن را ساده میکند.
- (9) اتصالات ورودی - خروجی و سطوح سیگنال استاندارد دارند.
- (10) زبان برنامه نویسی آنها ساده و سطح بالاست.
- (11) در مقابل نویز و اختلالات محیطی حفاظت شده اند.
- (12) تغییر برنامه در هنگام کار آسان است.
- (13) امکان ایجاد شبکه بین چندین PLC به سادگی میسر است .
- (14) امکان کنترل از راه دور (به عنوان مثال از طریق خط تلفن یا سایر شبکه های ارتباطی) قابل حصول است
- (15) امکان اتصال بسیاری از تجهیزات جانبی استاندارد از قبیل چاپگر ، بارکد خوان و ... به PLC ها وجود دارد

مونیتورینگ در اتوماسیون

یکی دیگر از مباحث مهم و مرتبط با اتوماسیون صنعتی ، مانیتورینگ می باشد . امروزه مانیتورینگ یکی از نیازهای اساسی بسیاری از صنایع به خصوص صنایع بزرگ می باشد. بسیاری از صنایع بزرگ مانند صنایع برق، آب، پتروشیمی ، صنایع تولید انرژی ، صنایع شیمیایی و ... بدون استفاده از سیستم مونیتورینگ مناسب قادر به ادامه کار خود نیستند .
مونیتورینگ عبارت است از جمع آوری اطلاعات مورد نظر از بخشهای مختلف یک واحد صنعتی و نمایش آنها با فرمت مورد نظر برای رسیدن به اهداف ذیل :

- (1) نمایش وضعیت لحظه ای هر یک از ماشین آلات و دستگاهها
- (2) نمایش و ثبت پارمترهای مهم و حیاتی یک سیستم
- (3) نمایش و ثبت آلامهای مختلف در زمانهای بروز خطا در سیستم
- (4) نمایش محل خرابی و زمان وقوع ایراد در هر یک از اجزای سیستم
- (5) نمایش پروسه های تولید با استفاده از ابزارهای گرافیکی مناسب
- (6) تغییر و اصلاح Set Point ها حین اجرای پروسه تولید

(7) امکان تغییر برخی از فرایندهای کنترلی از طریق برنامه مونیتورینگ

(8) ثبت اطلاعات و پارامترهای مورد نظر مدیران از قبیل زمانهای کارکرد، میزان تولید ، میزان مواد اولیه مصرفی ، میزان انرژی مصرفی و ..



مفاهیم در کنترل صنعتی

سنسور دمای RTD

مقاومت الکتریکی یک جسم با دمای آن رابطه دارد. مقاومت الکتریکی بسیاری از فلزات، با افزایش دما افزایش و با کاهش آن کاهش مییابد. عملکرد RTD ها بر اساس همین موضوع میباشد. به عبارت دیگر در یک RTD با اندازه گیری مقاومت یک فلز، دمای آن تعیین میشود.

لودسل

سنسوری الکترونیکی هست که جهت اندازه گیری نیرو و وزن اجسام به کار گرفته میشود

ترانسمیتر:

ترانسمیتر از ترکیب دو کلمه ای انتقال (Transfer) و اندازه گیری (Metering) تشکیل شده است و به معنی تجهیز می باشد که بتواند کمیت فیزیکی را اندازه گیری کرده و سپس سیگنال اندازه گیری شده را برای کنترل کننده ارسال نماید. ترانسدیوسر - یک نمونه از ترانسمیتر میباشد

ترانسمیترها الکترونیکی و یا نیوماتیکی می باشند که در هر دو حالت، سیگنالی استاندارد را ارسال می نمایند که برای تجهیزاتی که در LOOP کنترل قرار دارند، قابل فهم می باشد. در ترانسمیتر های نوع الکترونیکی جریان ۴ تا ۲۰ میلی آمپر و در نوع نیوماتیکی فشار هوای ۳ تا ۱۵ PSI از سوی ترانسمیتر به کنترلرهای الکترونیکی و یا نیوماتیکی ارسال می شود.

ترانسمیتر های جریان (ترانسدیوسر جریانی)

با نصب ترانس های CT در داخل تابلو های قدرت، نمونه جریان اندازه گیری میشود که میتوان مقدار آنرا روی یک نمایشگر مشاهده نمود

ترانسمیتر های جریان CT نمونه ای از یک ترانس CT می باشد که ورودی آن جریانی مثلا صفر تا یک آمپر یا صفر تا ۵ آمپر بوده و خروجی آن سیگنال ۴ تا ۲۰ میلی آمپر میباشد .

از ترانسمیتر برای اندازه گیری و ذخیره و مونیتورینگ. جریان ورودی و خروجی یک سیستم (تابلو یا موتور) استفاده میشود که خروجی آن براحتی به کنترلر های مختلف نظیر PLC و نمایشگر ها وصل میشود

پوزیشنر

پوزیشنر یک دستگاه کنترل حرکت است که به صورت مداوم موقعیت یک تجهیز (مثلا یک دریچه) را با سیگنال ارسالی مقایسه میکند و تا زمانی موقعیت تجهیز با موقعیت درخواستی (که توسط سیگنال الکتریکی ارسال شده) برابر نشده باشد فشار ارسالی برای دیافراگم و یا پیستون اکچویاتور را تنظیم میکند تا موقعیت دریچه با موقعیت ارسالی یکی شود.

عملگر Actuator

همان عنصری هست که در آخر هر سیستم کنترلی قرار گرفته و عملیات و فعالیت مورد نظر را انجام می دهد



اینورتر VFD

اینورتر (VFD) یا VARIABLE FREQUENCY DRIVE نوعی کنترل کننده و راه انداز موتور است. که با تغییر دادن فرکانس و ولتاژ اعمال شده به الکتروموتور آن را به گردش در می آورد یا آن را راه اندازی میکند.

سرو موتور:



یک نوع موتور الکتریکی میباشد که به دلیل استفاده در پروژه های صنعتی به صورت حلقه بسته ، مجهز به سیستم های کنترل فیدبک دار شده است ، که متغیر کنترل شونده موقعیت، سرعت، گشتاور میباشد. لختی در این موتور ها بسیار پایین بوده و در نتیجه تغییر سرعت در این نوع موتور های بسیار سریع میباشد.

سرو موتور بصورت AC و DC میباشد،

سرو موتور های AC به دو صورت ۳ فاز و تک فاز میباشد از سرو موتور در تمام پروسه های کنترلی و عمومی که نیاز به موتور الکتریکی میباشد استفاده میشود (مثلا در پروسه - کنترل موقعیت - کنترل سرعت - کنترل گشتاور - کنترل دستی)

مانیتورینگ صنعتی

امروزه در کارخانجات و واحد های بزرگ صنعتی راهبری سیستمها و ماشین آلات به صورت محلی و توسط اپراتور خاص برای هر قسمت، به علت گستردگی سایت فاصله بین یونیت ها، حجم بالای تجهیزات و عدم امکان ایجاد هماهنگی های مورد نیاز بین واحد های مختلف، امکان پذیر نیست.

از مجموعه ای به نام سیستم کنترل و مانیتورینگ استفاده میشود. این مجموعه شامل دو بخش زیر میباشد :

سیستم کنترل:

متشکل از PLC/DCS و سخت افزارهای مربوطه که مستقیم با I/O های داخل فیلد در ارتباط هستند.

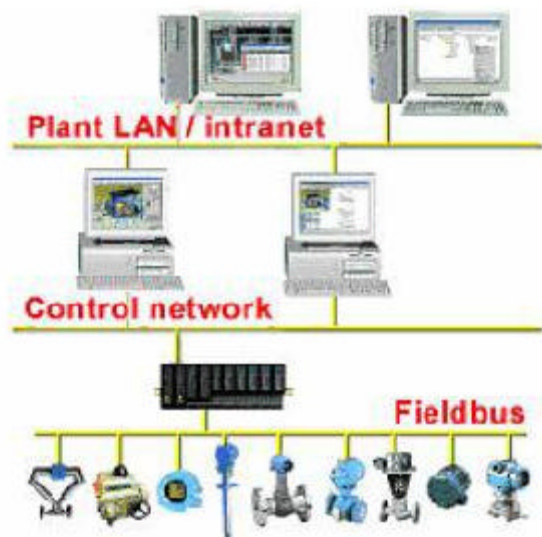
سیستم Operating و Monitoring :

این مجموعه در اتاقی به نام اتاق مرکزی یا CCR که مخفف Central control Room میباشد، نصب میگردد و اپراتورها از طریق این واسط ها کنترل واحد ها را انجام میدهند. از آنجاییکه این سیستم ها رابط بین کاربر و ماشین آلات موجود در سایت میباشند. به آنها اجمالا HMI یا رابط بین ماشین و انسان گفته میشود.

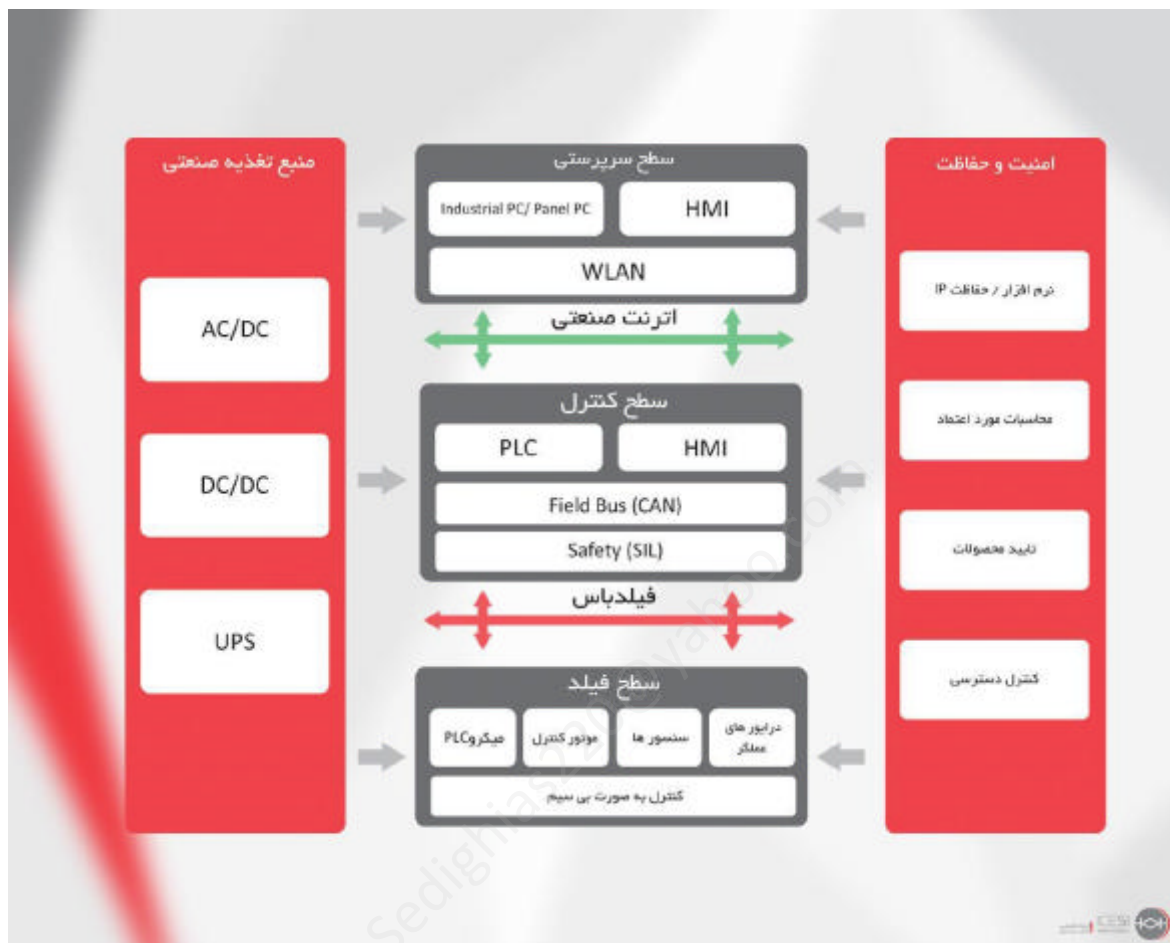
HMI : رابط بین ماشین و انسان است، سیستمی است که کاربر (اپراتور) میتواند یک صنعت را مشاهده و یا با فرمان کنترل نماید

نکته:

دو نام مشابه ولی با مفهوم متفاوت



PLC = Programmable Logic Control مدارات قابل برنامه ریزی دیجیتالی
 PLC = Power Line Carrier ارسال سیگنال (صوت و داده) روی سیم شبکه برق



اهمیت نگهداری ایستگاههای برق صنعت برق را به داشتن رله و حفاظت و وجود اپراتور در ایستگاه و ارسال داده های ایستگاه به مرکز کنترل دیسپاچینگ ملتزم مینماید
در این جزوه به بررسی اهمیت رویکرد به اتوماسیون در برق میپردازیم.

تعریف پست برق:

پست محلی است که تجهیزات انتقال انرژی در آن نصب و تبدیل ولتاژ انجام می شود و با استفاده از کلید ها امکان انجام مانور فراهم می شود در واقع کار اصلی پست تبدیل ولتاژ یا عمل کلیدزنی (سویچینگ) میباشد (در مواردی پست فقط شامل کلید میباشد (پست کلید زنی). ولی عمدتاً شامل ترانس قدرت و کلیدها و..... میباشد)

انواع پستهای فشار قوی از نظر عملکرد :

الف: پستهای افزایش ولتاژ

ب: پستهای کاهش ولتاژ

ج: پستهای کلیدی

انواع پستهای از نظر عایق بندی

الف: پستهای معمولی (AIS= Air Insulated Substation)

ب: پستهای گازی یا پستهای کپسولی (GIS= Gas Insulated Substation)

انواع پست از نظر سطح ولتاژ

پست های فشار قوی (HV SUBSTATION) (فوق توزیع و انتقال) پست توزیع

انواع پست از نظر شکل موج

پست فشارقوی با ولتاژ ورودی و خروجی متناوب AC

پست فشارقوی با ولتاژ ورودی و خروجی مستقیم DC

انواع پست از نظر اتوماسیون و فن آوری جدید

پست سنتی Conventional پست کنترل گسترده = DCS = Distributed Control System

وظیفه دیسپاچینگ

(مشاهده و کنترل شبکه برق از راه دور)

- 1- کنترل شبکه تحت پوشش ترانس 0 کابل - خط و تجهیزات و صدور دستور
- 2- ایجاد هماهنگی با مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه
- 3- اعمال کنترل صحیح خاموشی در زمان کمبود برق یا محدودیت ها
- 4- نظارت در کنترل بار و ولتاژ ترانس و کابل و خط
- 5- دریافت اطلاعات و گزارش و آمار و ارقام
- 6- کنترل و هماهنگی مانور منطقه ، دستور مانور ، ارزیابی تصمیم ، هماهنگی با توزیع توزیع منطقه
- 7- کنترل برنامه و روزانه تعمیراتی و اضطراری
- 8- هماهنگی با بهره برداری در صورت بروز حوادث
- 9- تهیه نقشه تک خطی
- 10- بررسی عملکرد تجهیزات

تعریف سطوح ولتاژ

انتقال 400 و 230 کیلوولت

فوق توزیع	132 و 63 کیلوولت
توزیع	33 و 20 و 11 کیلوولت
فشار قوی	کلیه ولتاژهای بالای 63KV و بالاتر
فشار متوسط	کلیه ولتاژهای بالای 11KV, 20KV, 33KV
فشار ضعیف	ولتاژ 220V, 380V

تعریف دیسپاچینگ

مشاهده و کنترل شبکه برق را دیسپاچینگ گویند

دیسپاچینگ ملی (سطح صفر) SCC = SYSTEM CONTROL CENTER

کنترل تولید نیروگاههای بزرگ (بیش از 100 مگاوات) ، ایستگاههای انتقال

دیسپاچینگ منطقه‌ای (سطح يك) AOC = AREA OPERATING CENTER

کنترل ایستگاهها و خطوط انتقال

دیسپاچینگ فوق توزیع (سطح دو) RDC = REGIONAL DISPATCHING CENTER

کنترل ایستگاهها و خطوط فوق توزیع

دیسپاچینگ توزیع (سطح سه) DCC = DISTRIBUTION CONTROL CENTER

کنترل شبکه توزیع برق

چند تعریف و اختصار

DCS = Distributed Control System
 PLC = Power Line Carrier
 PLC = Programmable Logic Control
 RTU = Remote Terminal Unit
 SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition
 IEDs = Intelligent Electronic Devices
 IEC = International Electrotechnical Commission
 EMS= Energy Management System
 SCC = System Control Center
 AOC = Area Operating Center
 RDC = Regional Dispatching Center
 DCC = Distribution Control Center
 HMI = Human Machin Interface
 MMI = Man Machin Interface
 LMU = Line Matching Unit
 LT = Line trap
 SA = Surge Arrester
 CT = Current Transformer
 PT = Potential Transformer
 CVT = Capacitor Voltage Transforme
 CC = Coupling Capacitor
 AIS = Air Insulated Substation
 GIS = Gas Insulated Substation
 GOOSE= Generic Object-Oriented Substation Event
 R-GOOSE=Routable-Generic Object Oriented Substation Event
 GSSE = Generic Substation State Events
 SV = Sample Value
 SMV = Sampled measured values
 R-SV= Routable-Sample Values
 MMS = Manufacturing Message Specification
 SMS = Short Message Service (SMS, mail when alarms or events Occurred)
 SCSM = Specific Communication Service Mapping
 SLD = Single Line Diagram
 OLTC = On Load Tap Changers
 NLTC = No load tap changer
 DTS=Dispatching Training Simulator
 OTS=Operator Training Simulator
 PAS = Power Advanced Software
 PM = Post Mortem
 PM = Preventive maintenance
 OPGW = Optical ground wire
 SG = Smart Grid
 WAMS = Wide Area Monitoring Systems
 DER = Distributed Energy Resources

EVs = Electric Vehicles
 PMUs= Phasor Measurement Units
 PDCs = Phasor Data Concentrators
 GPS = Global Positioning System
 MAC address = Media Access Control Address)
 MAC = Message Authentication Code
 HMAC = Hash based Message Authentication Code
 ICD files = IED Capability Description files
 CID file = Configured IED Description file
 SCT = System Configuration Tool
 SCL = Substation Configuration description Language
 SCD = Substation Configuration Description
 SSD = System Specification Description
 ICT= IED Configuration Tool/ Designer
 IID = Instantiated IED Description
 SED = System Exchange Description
 AI = Analog Input
 DI = Digital Input
 DO = Digital Output
 DES = Distributed energy systems
 Scada/EMS/WAMS
 WAMS = wide area measurement systems پایش گسترده

- Transient angle instability
- Small signal angle instability
- Frequency instability
- Short-term voltage instability
- Long-term voltage instability
- Cascading outages

PMUs = Phasor Measurement Units
 IGMC = Iran Grid Management Co. شرکت مدیریت شبکه برق ایران
 DDC = Direct Digital Control
 FCS = FieldBus Control System
 Reliability قابلیت اطمینان

$$A = \text{Availability} = \frac{\text{UpTime}}{\text{UpTime} + \text{DownTime}} * 100$$
 دسترسی

$$A_p = \frac{\text{MTBF}}{\text{UpTime} + \text{DownTime}} * 100 =$$
 میزان دسترسی پذیری قابل پیش بینی
 Maitainability تعمیر پذیری
 Security امنیت
 Data integrity تمامیت و یکپارچگی داده‌ها
 Performance کارایی
 MTBF = Mean Time Between Failure متوسط زمان بین دو خطا
 MTTR = Mean Time To Repair متوسط زمان برای بازیافت تجهیز
 MRT = Mean Repair Time متوسط زمان برای تشخیص خطا و تعمیر
 ASDU = Application Service Data Units
 TCS = Trip Circuit Supervision relay

اتوماسیون برق

اتوماسیون برق بهره گیری از تجهیزات واسط و میدلها و رله ها و با استانداردها و پروتکل ها و مسیر ارتباطی و مخابراتی مطمئن و نرم افزار و سخت افزار ها، برای مشاهده و کنترل رله ها و تجهیزات و وضعیت کلیدها و مقادیر سی تی و پی تی و تپ چنجر . و فرمان به تجهیزات، برای تامین برق مطمئن و پایدار در شبکه برق میباشد.

اتوماسیون در برق میتواند مجموعه کاملی از اتوماسیون پست و اتوماسیون نیروگاه و نرم افزار و سخت افزار مرکز کنترل دیسپاچینگ به یک شبکه برق سراسری هوشمند تبدیل شود تا به تامین برق با کیفیت و اقتصادی دست یابد

موضوعات: اتوماسیون پست و نیروگاه- دیسپاچینگ برق - بدون اپراتور کردن پست UnMan - اتوماسیون در نیروگاهها و پستهای با DCS - اتوماسیون پستها با RTU با وجود تشابهات یکسان نیستند

دستاوردهای ذیل حاصل از اتوماسیون برق میباشد

- (1) نمایش وضعیت لحظه ای هر یک کلیدها و بریکرها و تپ چنجر و ..
- (2) نمایش و ثبت مقادیر جریان و ولتاژها و بار اکتیو و راکتیو و در ورودی و خروجیها و دیگر محل ها و ..
- (3) نمایش و ثبت آلامهای مختلف در زمانهای بروز خطا و ..
- (4) الحاق برچسب زمانی Time Tag به وضعیت ها و آلامها و اندازه گیریها و فرامین
- (5) استفاده از برچسب زمانی برای مشخص نمودن اولین عملکرد و عملکردهای بعدی، در زمانی که یک حادثه منجر به گسترش حادثه شده است
- (6) استفاده از رنگها و پیام صوتی و نوشتاری برای اعلام هشدار
- (7) ثبت اطلاعات و گزارشگیری متنوع جهت تصمیم گیری مدیریتی
- (8) سیستم مدیریت انرژی (EMS = Energy Management System)
- (9) امکان پیش بینی اثرات تغییرات آینده قبل از اجرای واقعی آن (PAS=Power Advanced Software)
- (10) امکان بررسی وضعیت حوادث رخ داده در گذشته، با برگرداندن سیستم فعلی به صورت مجازی به شرایط قبل از حادثه (پست مورتم)
- (11) شبیه ساز آموزشی
- DTS=Dispatching Training Simulator
- OTS=Operator Training Simulator
- (12) مطالعه بار (جریان) Load Flow Study

برای دستیابی به اتوماسیون بایستی

مسیر مخابراتی مطمئنی داشت (مخابرات باسیم - بیسیم - فیبر نوری - PLC - ماهواره - وایرلس و ..) در خصوص مخابرات بایستی عدم وابستگی به دیگر سازمانها داشت در حقیقت تجهیزات در تملک و تعلق کامل برق باشد تبدیل سیگنالهای آنالوگ ولتاژ و جریان سمت فشار قوی به سیگنالهای کوچکتر و همگون نمودن آنها با استفاده از مبدلهایی مثل ترانسدیوسر ولتاژی و جریانی (کارتهای I و O) استفاده از تجهیزاتی جهت تبدیل وضعیتها و آلامرها و تپ ترانس به سیگنالهای دیجیتالی همچنین امکان ارسال فرامین به بریکر و تپ چنجر در خصوص نیروگاهها کلیه جریان آب و روغن و درجه حرارات و فشار آنها و وضعیت دریچه ها و گاورنرها بایستی مونیتر و کنترل شود امنیت اطلاعات از جهت نویز و پارازیت و تخریب نشدن اطلاعات و ریداندانسی اطلاعات و جلوگیری از نفوذ هکرها ویروسها و هر عاملی که بصورت سخت افزاری و نرم افزاری بخواهد سیستم را تحت تاثیر قرار دهد بنابراین در بکارگیری سخت افزار و نرم افزار و تجهیزات الکترونیکی دیجیتالی و کامپیوتری آرشیو اطلاعات و اپراتورها بایستی دقت کافی بعمل آید تا اطلاعات صحیح و کامل به مقصد برسد. جهت از دست رفتن اطلاعات بایستی از منابع تغذیه پشتیبان یو پی اس و باتریهای مطمئن که بصورت آنلاین در دسترس باشد استفاده شود

=====

اینترفیس در اسکادا

سیستم‌های اینترفیس در اسکادا جهت ارتباط دیتا بین مراکز دیسپاچینگ و پست‌های برق به کار می‌رود و پل ارتباطی بین تجهیزات اسکادا با تجهیزات پست‌ها می‌باشد.

اینترفیس در اسکادا شامل دو بخش می‌باشد:

الف) تابلوهای اینترفیس:



نمای یک تابلوی فرمان

این تابلوها در واقع محل جمع‌آوری اطلاعات ایستگاه‌ها می‌باشند که توسط پیمانکار با تجربه از یک سمت توسط کابل‌های استاندارد چند رشته به ترمینال‌های اسکادای تجهیزات پست و از طرف دیگر به تجهیزات ارسال اطلاعات متصل می‌شوند.

ب) مدارات اینترفیس در اسکادا:

این مدارات برقرار کننده ارتباط بین تجهیزات اسکادا و تجهیزات فیلد می‌باشند که طبق استاندارد های مربوطه توسط پیمانکار پست طراحی و راه‌اندازی می‌شوند.

اهمیت و نقش اینترفیس در سیستم دیسپاچینگ

در پروژه‌های دیسپاچینگ سرعت و سهولت در عیب‌یابی و نظارت بر سیستم یکی از اهداف مهم و اساسی می‌باشد لذا تجهیزات واسط اگر نقشه و استانداردهای لازم برای ایجاد دیتا را نداشته باشند نمی‌توانند به سرعت رفع عیب گردند و در سیستم SCADA مورد استفاده قرار بگیرند. شبکه نظارت و کنترل می‌بایست این قابلیت را در خود ایجاد کند تا بتواند در هر لحظه اطلاعات را تامین کرده و همچنین توانایی صدور فرمان را داشته باشد. تبادل اطلاعات مابین دو طرف از طریق تجهیزات اینترفیس به شرح زیر است:

انتقال اطلاعات

اطلاعات سیم بندی شده پس از خروج از سنسورهای تجهیزات فشار قوی وارد تابلوهای فرمان پست شده و در آنجا در ترمینالهای مربوط به اسکادا جمع آوری می گردند، در این مرحله با جمع آوری اطلاعات از نقشه های موجود در پست کار طراحی مدارات اینترفیس در اسکادا آغاز و کلیه دیتای ورودی و خروجی پست یا ایستگاه مربوطه در تابلوهای واسط (HVI و مارشال) ترمینال بندی و جمع آوری می شود سپس دیتای مورد نظر پس از تست وارد تابلو پایانه راه دور (RTU) شده و از طریق کانال مخابراتی (PLC ، فیبرنوری ، رادیو ، ...) به مرکز کنترل منتقل می شود.

Sedighias220@yahoo.com

انواع اطلاعات در سیستم اینترفیس

دیتای پست شامل دو بخش آنالوگ شامل مقادیر اندازه‌گیری و دیجیتال شامل وضعیت ورودی و خروجی می‌باشد که در ذیل به شرح چند نمونه می‌پردازیم:

کنترل

ارسال فرمان از طرف مراکز دیسپاچینگ برای کنترل یک فرآیند در ایستگاه مربوطه. فرمان‌های رسیده از مرکز کنترل پس از عبور از RTU وارد سیستم اینترفیس شده و باعث تحریک بوبین رله واسط می‌شوند که در نتیجه مدار فرمان وسیله مربوطه عمل می‌کند

ایندیکشن و آلارم

منظور ارسال وضعیت تجهیزات ایستگاه مربوطه می‌باشد مثل بریکر یا یک سکسیونر یا آلارمی که درون پست ایجاد شده است. به علت تعداد بالای آلارم در پست‌ها آنها را با استفاده از Guide Line استاندارد گروه بندی و ارسال می‌کنند.

مقادیر آنالوگ

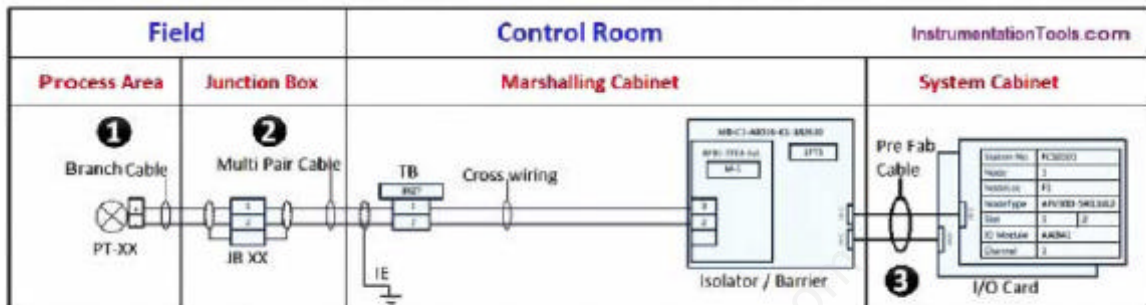
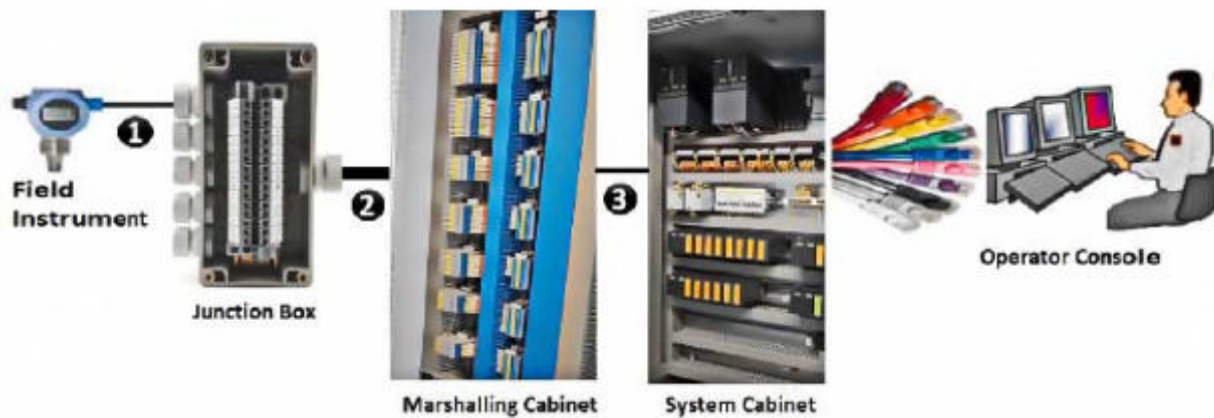
با استفاده از CT, PT درون پست می‌توان مقادیر مورد نیاز برای مراکز دیسپاچینگ را در تابلو HVI جمع‌آوری و سپس به وسیله ترانسدیوسر با ولتاژ مناسب به RTU متصل کرد.

تابلوهای مارشالینگ

تابلو مارشالینگ (Marshalling Cabinet or Marshalling Panel)، تابلو برقی است که رابطه بین تابلو کنترل مرکزی در اتاق کنترل و جعبه اتصال (Junction Box) در سایت را فراهم می سازد. کابل ها، بین Junction box، تابلو مارشالینگ و کارت های I/O در تابلو کنترل ارتباط برقرار می کنند.



تابلو مارشالینگ (Marshalling Panel)



مسیر کامل انتقال داده ها از ابزار دقیق به سیستم کنترل





رله تجهیزات HVI تعبیه شده در ترانس



تجهیزات ارتباطی و اسکادا

اکنون پس از آشنایی با تجهیزات ایستگاه به بحث در مورد تجهیزات ارتباطی ایستگاه با مرکز کنترل می پردازیم، تجهیزاتی که به ارسال اطلاعات ایستگاه به مرکز کنترل و دریافت فرامین از مرکز کنترل کمک میکنند. امروزه سیستم های کنترل از راه دور و تله متری نقش بسیار مهمی در صنعت ایفا میکنند و با پیشرفت تکنولوژی مدارهای مجتمع (IC) و نیز پیشرفت های قابل ملاحظه ای که در صنعت کامپیوتر (سخت افزار و نرم افزار) صورت گرفته این نقش هر روز برجسته تر میگردد. تکنولوژی کنترل و سنجش از راه دور در بسیاری از رشته های صنعتی و علوم کاربردی مانند هوا فضا، برق، صنایع نفت و پتروشیمی، مخابرات، هواشناسی و..... مورد استفاده قرار میگیرد برخی از دلایل کاربرد تله متری در صنعت به قرار زیر است:

- در دسترس نبودن مکان یا سخت بودن دسترسی (بعنوان مثال ایستگاههای هواشناسی که در کوهها و نقاط برفگیر وجود دارند یا محلهائی در کف دریا و....)
- اقتصادی نبودن حضور نفرات در محل (ایستگاه های فوق توزیع برق)
- دستیابی به اطلاعات صحیح و کامل در کوتاهترین زمان ممکن
- افزایش سرعت انجام مانور روی سیستم تحت کنترل
- خطرناک بودن یا غیرممکن بودن حضور افراد در محل (کارخانه های شیمیایی، جبهه های جنگ، کارخانه های اتمی و...)
- با توجه به موارد فوق طبیعتاً بحث مکانیزاسیون در صنعت برق نیز مطرح می شود و در همین راستا شاهد استفاده روز افزون از PLC در صنعت تولید انرژی و نیروگاهها می باشیم و در بحث انتقال انرژی نیز با توجه به بهم پیوسته بودن شبکه و اینکه مرکز کنترل دیسپاچینگ اصلی ترین وظیفه را جهت انتقال صحیح و مطمئن انرژی الکتریکی به عهده دارد، ضرورت وجود سیستم کنترل و جمع آوری اطلاعات SCADA بر همگان آشکار می شود.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition):

برای ایجاد سیستم کنترل از راه دور مکانیزه به سه عنصر نیازمندیم :

مرکز کنترل :

شبکه ای از کامپیوتر های قوی و مطمئن جهت دریافت اطلاعات از ایستگاههای تحت پوشش و انجام پردازش های مورد نظر و به نمایش در آوردن اطلاعات جهت دیسپاچرها و کارشناسان فنی و اجرای برنامه های کاربردی مانند PAS,Traning,....

محیط مخابراتی مطمئن:

در برق فارس عملاً محدود به PLC و Radio Modem هستیم و در حال حاضر امکان استفاده از OF (فیبر نوری) بعلت گرانی تکنولوژی و عدم وجود پس زمینه های لازم در کوتاه مدت، وجود ندارد .

ترمینال راه دور RTU (Remote Terminal Unit):

پایانه راه دور در محل ایستگاه فشار قوی نصب میشود و کلیه ی عملیات جمع آوری اطلاعات ایستگاه و اعمال فرامین مرکز را مدیریت می نماید.

RTU های جدید تاحدودی هوشمند می باشند و قابلیت پردازش اولیه اطلاعات به عنوان مثال MWh و MV به صورت نرم افزاری را نیز دارا می باشند.

کمیت های اسکادا:

در سیستم اسکادای ایستگاه ها با چهار نوع متفاوت داده (DATA) سر و کار داریم که عبارتند از:

-کنترل (Control):

منظور ارسال فرمان از طرف مراکز دیسپاچینگ برای ایستگاه های مربوطه است که منجر به تغییراتی در وضعیت آنها میگردد. به عنوان مثال فرمان وصل یا قطع یک بریکر .

-ایندیکیشن (Indication):

منظور وضعیت تجهیزات ایستگاه مربوطه از لحاظ عملکرد می باشد. به عنوان مثال اینکه یک بریکر یا یک سکسیونر هم اکنون باز یا بسته است .

-آلارم (Alarm):

منظور ارسال علامت یا سیگنالی است که در اثر ایجاد یک اتفاق یا یک تغییر در ایستگاه ایجاد می شود تا دیسپاچر از اتفاق افتاده با خبر شده و بتواند تصمیم گیری لازم جهت اقدامات بعدی را انجام دهد. به عنوان مثال آلارم مربوط به قطع بریکر یک خط در اثر عملکرد رله دیستانس .

- اندازه گیری (Measurand):

منظور اندازه گیری کمیت های آنالوگ لازم در ایستگاه ها می باشد، مثلاً اندازه گیری ولتاژ یک خط یا توان خروجی یک ترانس، که می توان این مورد را مهم ترین نوع داده در سیستم اسکادای ایستگاه به حساب آورد .

سیستم اینترفیس ایستگاه ها (Station Interface System):

این سیستم که در تمام پست ها و نیروگاهها می بایست وجود داشته باشد جهت تبادل اطلاعات بین مراکز دیسپاچینگ و ایستگاههای مربوطه به کار می رود در واقع پل ارتباطی تجهیزات اسکادا با ایستگاهها است. سیستم اینترفیس شامل دو بخش است:

ترمینالهای اینترفیس:

این ترمینال ها در واقع مجرای ورود و خروج اطلاعات و فرمانها در ایستگاهها می باشد که یک طرف آنها توسط کابل های مربوطه به تجهیزات پست یا نیروگاه متصل است و طرف دیگر آنها به تجهیزات اسکادا کابل کشی می شود . در بعضی از ایستگاهها این ترمینالها در یک یا چند کابینت مجزا تعبیه شده اند که به این کابینتها مارشالینگ راک می گویند.

مدارات اینترفیس :

این مدارات برقرار کننده ارتباط بین تجهیزات ایستگاه ها و ترمینالهای اینترفیس می باشد که طبق استانداردهای خاص طراحی و نصب می شوند.

ارتباط بین دو سیستم شبکه قدرت و مرکز کنترل و تبادل اطلاعات بین این دو از طریق اینترفیس شبکه صورت می پذیرد و نحوه این ارتباط به صورت زیر است:

الف- انتقال اطلاعات از ایستگاه به مرکز کنترل:

اطلاعات پس از خروج از تجهیزات فشار قوی از طریق مدارات و ترمینال های اینترفیس که در داخل تابلو مارشال قرار دارند، وارد سیستم رابط تجهیزات فشار قوی (HVI) شده و در صورت نیاز یک سری تغییرات اولیه بر روی آنها اعمال شده و سپس وارد بخش دیگری به نام پایانه راه دور (RTU) می شود و از طریق آن این اطلاعات به کمک کانال های مخابراتی (PLC، مایکروویو و...) به مراکز کنترل انتقال داده می شود .

ب- ارسال فرمان از مرکز کنترل به ایستگاه :

فرمانهای ارسالی از مرکز کنترل پس از ارسال، توسط RTU دریافت و وارد HVI می شود و در آنجا به کمک رله های مربوطه این فرمان وارد سیستم اینترفیس ایستگاه می شود و از این طریق به تجهیزات ایستگاه اعمال می شود .

تابلو مارشال (MR (Marshalling Rack

MR تابلویی است شامل تعدادی ترمینال که ورودی و خروجی های سیستم اسکادا در آن متمرکز می شوند (یک سری سیم از تجهیزات ایستگاه (فیلد) می آید و از آنجا به RTU می رود).



تابلو مارشال

این تابلو جهت سهولت امر تعمیر و نگهداری نصب می شود و کلیه سیگنالها از فیلد وارد این تابلو می شود و از آنجا به RTU و مرکز کنترل می رود.

آرایش مارشالینگ راک ها به دو صورت است، یا برای هر گروه از سیگنالها یک ترمینال بلاک در نظر گرفته شده یا برای هر شاخه (بی) که در نقشه ی تک خطی ایستگاه وجود دارد یک ترمینال بلاک در نظر گرفته شده است. ترمینالها به چند بلاک تقسیم شده که هر بلاک حاوی یک سری اطلاعات است که هر کدام از بلاکها مربوط به یک تجهیز است مثلاً B11I بلاک مربوط به ایندیکیشن (I)، بریکر (B) خط 11 کیلو ولت است.

ترمینال های مارشالینگ راک معمولاً شامل چهار دسته اطلاعات می باشند:

ترمینال هایی که جهت کنترل تجهیزات ایستگاه مورد استفاده قرار می گیرد .

ترمینال هایی که جهت مشخص کردن وضعیت عملکرد تجهیزات ایستگاه به کار می روند (ایندیکیشن)

ترمینال هایی که جهت انتقال آلام های ایستگاه به کار می روند.

ترمینال هایی که جهت انتقال کمیت های قابل اندازه گیری در ایستگاه به کار می روند .

ترمینالها انواع مختلف دارند، نوعی که در ایستگاه فلسطین استفاده شده از نوع لینکی است و با یک زبانه فلزی با دسته پلاستیکی ارتباط سمت فیلد و SCADA (RTU) برقرار میشود.



ترمینال های تابلو

شرایط خرید تابلوهای مارشال

- (1) تابلوها طرح ریتال و یکطرفه بوده و 15 دستگاه با ابعاد 80*80*220 و 15 دستگاه با ابعاد 120*80*220 می باشند.
- (2) رنگ تابلوها ضد خش مرکب پودری روی و آلومینیم و اپوکسی الکیدی با ضخامت 100 تا 200 میکرون و همرنگ با تابلوهای قبلی استفاده شده در ایستگاههای برق باشد.
- (3) کلیه تابلوها دارای هیتر و ترموستات و لامپ روشنایی کم مصرف و میکروسویچ و انجام وایرینگ داخلی مناسب باشند.
- (4) پریز AC و فیوز تندکار 220V AC ولت و 15 آمپر و نیز فیوز 48V DC ولت 5 آمپر هر دو از نوع مرغوب غیرچینی باشند.
- (5) شینه ارت و شینه نول و Document Holder هرکدام یک عدد جهت کلیه تابلوها.
- (6) تمامی تابلوها دارای پالت نو و سالم و قلاب سقفی باشند. بسته بندی تابلوها به نحوی صورت پذیرد که هیچگونه آسیبی در زمان حمل و نقل به تابلوها وارد نگردد.
- (7) کلیه تابلوها دارای 3 سینی نصب شده بر روی بدنه باشند. تعداد 9 شاخه داکت پلاستیکی 5 سانتیمتری و 10 شاخه ریل رله به همراه پرچهای مربوطه به صورت جداگانه درون تابلو قرار گیرد.
- (8) چهار عدد پیچ و مهره و واشر جهت Fix نمودن تابلوها به کف در محل نصب به صورت جداگانه درون تابلوها قرار گیرد.
- (9) لیبل فلزی MR بر روی کلیه تابلوها نصب شود. و نیز سه عدد قفل زبانه بلند صلیبی مرغوب بر روی تابلو نصب گردد و برای هر تابلو 2 کلید در نظر گرفته شود که به قلاب سقفی اویزان می گردد.
- (10) تعداد سوراخهای گنند کف تابلو در 80 سانت پنجاه عدد نمره 25 و در تابلو 120 سانت هشتاد عدد نمره 25 در نظر گرفته شود.
- (11) تعداد گنند درپوش دار متناظر جهت هر تابلو جداگانه در داخل تابلو قرار گیرد.
- (12) سازنده موظف است پس از ساخت یک نمونه آزمایشی از هر تابلو درخواست بازدید از تابلوها را ارائه نماید و پس از تایید کارفرما و با لحاظ نمودن کلیه نظرات کارفرما نسبت به ساخت مابقی اقدام نماید.
- (13) مدت زمان انجام کار 5 روز می باشد.

•HVI (High Voltage Interface)

جزء دیگری از سیستم اسکادا است که تشکیل شده از مجموعه رله ها و ترانسدیوسرها است. رله ها برای دو امر به کار می روند:

فرمان هایی را که از مرکز کنترل می آید به تجهیزات ایستگاه منتقل می کنند.

ایندیکیشن (وضعیت تجهیزات) ایستگاه را برای RTU و اسکادا انتقال می دهند.

ترانسدیوسرها یک نوع مبدل هستند که برای اندازه گیری (مژند) استفاده می شوند. ترانسدیوسرها به صورت خطی عمل می کنند و جریان و ولتاژ و همچنین مگاوات و مگاوار را تبدیل به میلی آمپر می کنند، چون در RTU مقادیر اندازه گیری باید به صورت میلی آمپر باشند.

تابلوهای HVI به دو صورت وجود دارند:

یا در یک تابلو متمرکز است، که در ایستگاههای انتقال فارس از این نوع استفاده شده است.

یا هر بی یک تابلو مجزا دارد، که در ایستگاههای فوق توزیع شیراز از این نوع استفاده شده است اما در آینده قرار است که در این ایستگاهها هم تابلوی HVI متمرکز استفاده شود.



نمونه هایی از تابلو HVI (متمرکز در یک تابلو) در



: RTU (Remote Terminal Unit)

- چهار کمیت در اسکادا وجود دارد:
- ایندیکیشن (Indication): که یک مقدار دیجیتال دارد (ON-OFF)
- مژرند (Measurand): که یک مقدار آنالوگ دارد.
- آلام ها
- کنترل (فرامین)
- کلیه ی RTU ها برای کار با اطلاعات فوق دارای واحدهایی هستند که از نظر اصول کار یکسان می باشند.
- در اینجا به اختصار به شرح واحدهای فوق می پردازیم :
- منبع تغذیه POWER SUPPLY:
- هر RTU دارای یک کارت منبع تغذیه (POWER SUPPLY) جهت تامین توان مورد نیاز کارت های داخلی می باشد .
- کارت اصلی:
- در بعضی از انواع RTU این کارت MAIN نام دارد و در بعضی دیگر CPU یا LB یا...
- کارت ارتباط داخلی:
- بسته به نوع RTU این کارت نیز به نام های مختلفی نامیده شده مانند I-COM, UIOC و...
- MODEM:
- وظیفه برقراری ارتباط RTU با مرکز کنترل یا RTU های دیگر به عهده این کارت می باشد در حقیقت MODEM دروازه ورود و خروج اطلاعات به RTU می باشد و وظیفه ایجاد پرتکل ارتباطی را بر عهده دارد.
- کارت های AI:
- جمع آوری مقادیر اندازه گیری (آنالوگ) وات، وار و ولتاژ و تبدیل آن به فرم دیجیتال توسط این کارت ها صورت میگیرد.
- کارت های DIGITAL INPUT:
- اطلاعات مربوط به وضعیت کلیدها و سکسیونرها و تپ ترانس ها به وسیله این کارت ها به ماژول های اصلی RTU تحویل داده می شود .
- در داخل RTU یک سری ترمینالهای است که رشته سیم هایی از فیلد وارد این ترمینالها شده است.
- RTU ایی که در این ایستگاه و ایستگاههای منطقه فارس و بوشهر استفاده شده از نوع TELEGYR است که شرکتی وابسته به زیمنس می باشد.
- این RTU ها به صورت ساب رک هستند یعنی میتوان هر رک را کامل بیرون آورد، بسته به حجم ایستگاه از یک تا سه ساب رک میتوان قرار داد. ساب رک ها با یک FLAT CABLE به هم وصل می شوند و کل اطلاعات آنها به ساب رک اصلی منتقل می شوند.
- این RTU ها به صورت ماژولار هستند یعنی میتوان به آنها کارتهایی اضافه و یا کم کرد.



RTU



ترمینالهای



نمای داخلی RTU)



کارت‌های RTU ایستگاه

اجزاء RTU :

اجزاء RTU این ایستگاه (فلسطین) عبارتند از:

منبع تغذیه

کارت CPU

کارت I-COM

کارت مودم

سه نوع کارت ارتباطی با فیلد

کارت‌های ارتباطی با فیلد عبارتند از:

DI : مقادیر دیجیتال یعنی ایندیکیشن و آلارم روی این کارت می آید.

CMD : فرمان روی این کارت می آید.

UPD : مقادیر آنالوگ یعنی مژندها روی این کارت می آید و یک مبدل آنالوگ به دیجیتال 12 بیتی دارد که

این مقادیر آنالوگ را به دیجیتال تبدیل می کند و برای مرکز کنترل ارسال می کند.

کارت CPU کل عملیات پردازشی را انجام میدهد.

ارتباط RTU با مرکز یعنی ارسال اطلاعات و دریافت فرامین به وسیله مودم انجام می شود بدین صورت که

مودم اطلاعات را مدوله می کند و به مرکز ارسال می کند و اطلاعاتی هم که از مرکز آمده دی مدوله می

کند و به کارت CPU و I-COM میدهد که کارت CPU نوع اطلاعات را تشخیص داده و پردازش می کند.

کارت I-COM یک کارت ارتباطی است و با وجود این کارت است که میتوانیم از کارت مودم استفاده کنیم.



کارت‌های شاسی



کارت‌های شاسی



به ترتیب از راست: کارت مودم، کارت I-



کارت‌های





کارت‌های آنالوگ و کارت

یک سری کلید هم در بالای RTU قرار دارند که عبارتند از :
کلید Remote/Local (R/L): این کلید در مواقع عادی روی حالت Remote قرار دارد اما در مواقعی که قرار است کاری روی RTU انجام شود کلید را، برای جلوگیری از اعمال فرمان از مرکز کنترل، روی وضعیت Local قرار می دهند.



کلید LoopTest: این کلید برای تست خط مخابراتی استفاده می شود و در حالت عادی روی Normal است و اگر روی حالت Test قرار گیرد ارتباط RTU با مرکز قطع می شود و Tx و RX

مودم به هم متصل میگردند و اصطلاحاً می شود و بدین ترتیب می توان خط مخابراتی را تست کرد.

تعدادی فیوز هم در داخل RTU هست که برای قطع و وصل کردن ولتاژ DC کارتهای مختلف و یا کل RTU استفاده میشود.

یک برکر مجازی هم در داخل RTU قرار دارد که برای تست استفاده می شود که مثلاً برای اینکه بفهمند به برکر فرمان میرسد یا نه به جای اینکه یک برکر واقعی ایستگاه را باز و بسته کنند روی این برکر مجازی فرمان ارسال می نمایند.



فیوزها

RTU با ولتاژ 48 ولت DC کار می کند و یک شارژر برای آن قرار داده میشود که این ولتاژ را تامین کند. پرتکل ارتباطی هر RTU به مرکز بسته به نوع آن فرق میکند مثلاً RTUهای هیتاچی دارای پرتکل ارتباطی هیتاچی میباشند و... اما استاندارد اسکادا در دنیا پرتکل IEC870-5-101 است و هر RTUای که خریده شود و این

پرتکل را ساپورت کند میتواند به سیستم اسکادای برق منطقه ای فارس متصل گردد مثلاً اگر در جایی RTU هیتاچی استفاده شود چون پرتکل خاص خودش را دارد قابلیت اتصال به سیستم اسکادای برق منطقه ای فارس را ندارد.

LED کارتهای RTU TG805E:

- کارت تغذیه:

این کارت که پهنای آن دو برابر بقیه کارتهاست (8subunit) فقط یک LED دارد به نام DCOK که اگر روشن باشد یعنی DC کارت تغذیه OK است و تامین می شود.

- کارت های آنالوگ:

هر کدام از این کارتها یک LED دارند به نام UPD که مرتب چشمک می زند و نشان دهنده این است که اطلاعات مرتب توسط سیستم در حال اسکن شدن است.

- کارت های command:

یک LED دارند به نام CMD که در حالت عادی خاموش است و فقط وقتی فرمان از مرکز به RTU اعمال شود یک لحظه چشمک میزند و بعد خاموش می شود.

- کارت های expansion:

همه شاسی های RTU در انتها یک کارت expansion (توسعه) دارند که وظیفه انتقال اطلاعات شاسی مربوطه (شاسی پایینی) را به شاسی بالایی و در نهایت به شاسی اصلی برعهده دارد و در شاسی بالایی هم متناظر آن یک کارت expansion دیگر وجود دارد که این کارتها بوسیله یک flat cable به هم وصل شده اند. در اغلب ایستگاههای منطقه فارس و بوشهر در RTU یک، دو یا حداکثر سه شاسی داریم و دو یا سه کارت expansion هم داریم که در ایستگاه فلسطین هم فقط دو کارت expansion داریم.

این کارتها هر کدام دارای سه LED هستند به نامهای: Access-Reset-1/N

Access: وقتی سیستم به شاسی پایینی دسترسی دارد این LED روشن است، در اینجا LED شاسی بالایی همیشه روشن است چون با شاسی پایینی همیشه در ارتباط است اما LED شاسی پایینی فقط وقتی کارتهای پایینی در حال اسکن شدن هستند چشمک می زند.

- کارت های دیجیتال:

این کارتها که برای دریافت و ارسال مقادیر دیجیتال هستند بسته به نوع کاربرد، تعداد زیادی LED دارند که هر کدام از این LEDها مربوط به وضعیت تجهیزات ایستگاه (کلیدها، سکسیونرها، تپ ترانسها) میباشند که هر کدام بسته به تعریفی که برای RTU شده مربوط به یکی از این تجهیزات می باشند. روی کارتهای دیجیتال 32، LED وجود دارد که LED شماره 30 همیشه روشن است و نشان دهنده برقرار بودن تغذیه کارتهاست.

کارت های اصلی RTU:

- کارت CPU:

این کارت اولین کارت کنار کارت تغذیه است که دو پورت دارد. دو شاسی هم به نامهای Reset و IR7 روی این کارت وجود دارد که شاسی Reset برای restart کردن CPU به جز در حالت test، استفاده می شود و دکمه IR7 هم فقط در حالت تست برای یافتن خطا استفاده می شود.

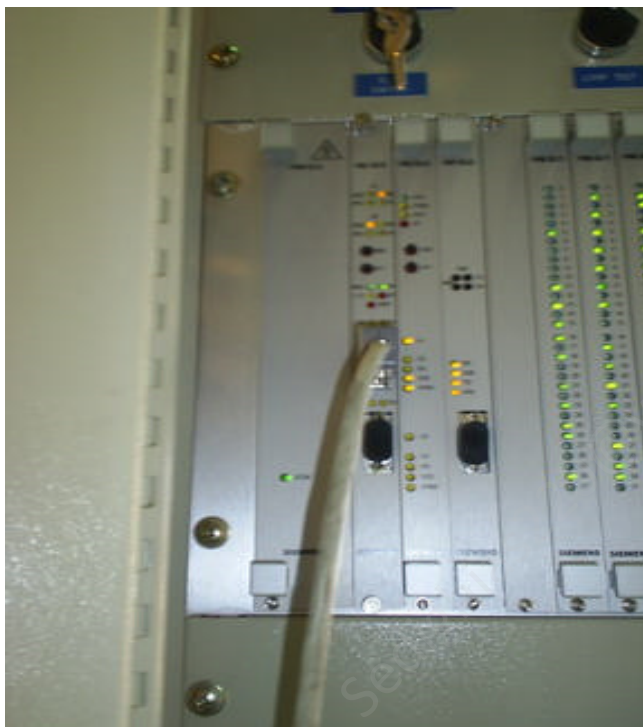
یک سری LED هم روی این کارت وجود دارد که عبارتند از:

RUN: که نشان دهنده روشن یا خاموش بودن CPU است که اگر روشن باشد نشان دهنده روشن بودن CPU است و بالعکس.

WD: مخفف WatchDog است که که نشان دهنده اجرای نرم افزار است (اگر خطایی در نرم افزار پیش بیاید عمل میکند و CPU را restart میکند).

TEST: اگر روشن باشد نشان دهنده این است که CPU در حالت test قرار دارد.
I/O: چشمک زدن این LED نشان دهنده اینست که CPU در حال تبادل اطلاعات با کارتهای I/O است.
CF: اگر روشن باشد نشان دهنده این است که ارتباط مختل شده است.
TD: چشمک زدن این LED نشان دهنده اینست که اطلاعات در حال فرستاده شدن است.
RD: چشمک زدن این LED نشان دهنده اینست که اطلاعات در حال دریافت شدن است.
RTS: چشمک زدن این LED نشان دهنده تقاضای ارتباط برای فرستادن اطلاعات است.
- کارت I-COM:

دو سری LED به نامهای LA و LB دارد یعنی RTU میتواند با دو محل ارتباط برقرار کند که تقریباً در تمامی ایستگاهها فقط با مرکز کنترل در ارتباط است و LA فعال است و LB غیر فعال.



نمونه کارتهای CPU، I-COM و مودم

چهار LED در زیر LA و LB قرار دارد به

نامهای: TD-RD-DCD-RTR2

TD و RD همان LEDهای مربوط به Send و Receive اطلاعات است که ابتدا اطلاعات را از مرکز می گیرد و RD چشمک می زند و بعد به درخواست مرکز پاسخ می دهد که TD چشمک می زند و این کار مرتب و پشت سر هم تکرار می شود.

DCD هم همان Data Carrier Detect است که در حالت معمول باید روشن باشد یعنی اگر ارتباط با مرکز به طور صحیح برقرار باشد این LED روشن است.

- کارت MODEM:

این کارت یک پورت سریال دارد و چهار LED و یک خروجی FSK که برای آنالیز وضعیت مخابراتی است.

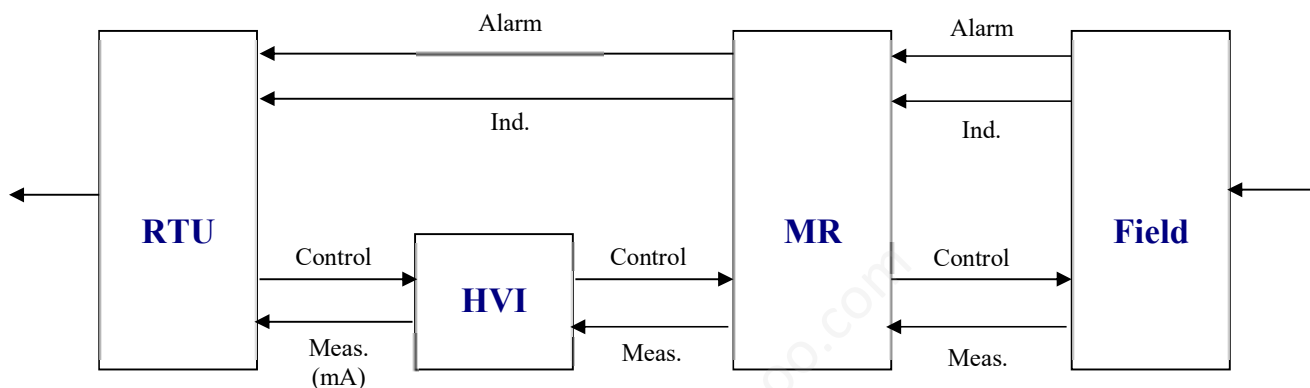
LEDها عبارتند از: RD-TD-RTS-DCD

RD و TD که همان دریافت و فرستادن اطلاعات است مرتب در حال چشمک زدن است.
RTS همان Request To Send است و DCD هم Data Carrier Detect است که این دو LED مرتب روشن است.

نحوه ارتباط RTU, MR, HVI در ایستگاههای انتقال و فوق توزیع:

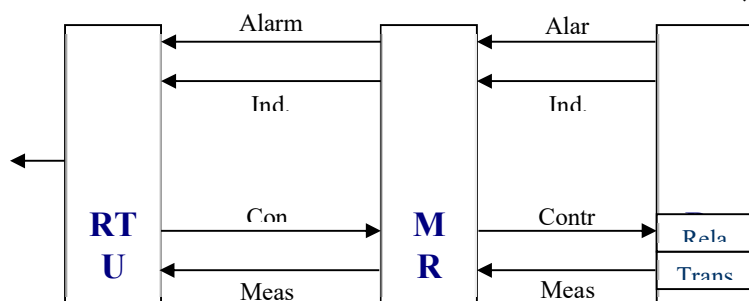
ایستگاههای انتقال:

در این ایستگاهها آلامها و ایندیکیشنهای از فیلد وارد تابلو مارشال شده و از آنجا مستقیماً به RTU می روند، اما مژندها از فیلد وارد HVI شده و از آنجا بعد از اینکه توسط ترانسدیوسرها تبدیل به میلی آمپر شدند به RTU میروند. سیگنالهای کنترلی هم که از مرکز به RTU آمده اند از RTU وارد HVI میشوند و از آنجا به MR رفته و به فیلد منتقل می شوند.



ایستگاههای فوق توزیع:

در این ایستگاهها تجهیزات HVI در بی های مربوطه تعبیه شده اند و تابلو جداگانه برای آن در نظر گرفته نشده، و ترانس دیوسر و رله ها در فیدرهای خروجی قرار گرفته اند و مژندها در همان جا وارد ترانس دیوسر می شوند و تبدیل به میلی آمپر شده و از آنجا به



MR رفته و بعد به RTU می رود و به مرکز ارسال می شود، سیگنالهای کنترلی هم از مرکز به RTU می آید و از آنجا به MR رفته و سپس وارد رله هایی میشود که در فیدرهای خروجی تعبیه شده اند و از آنجا به تجهیزات اعمال می شود. آلامها و ایندیکیشنهای هم از همان فیدرها وارد MR می شوند و از آنجا به RTU رفته و به مرکز ارسال می شوند.



تجهیزات HVI ترا



رسانه مغناطیسی

یکی از راحت‌ترین روش‌ها برای انتقال داده‌ها از یک رایانه به رایانه دیگر حتی پیش از تولد مفهوم شبکه‌بندی این بوده است که اطلاعات را روی نوعی رسانه ذخیره‌سازی قرار می‌دادند و آن را به صورت فیزیکی از یک ایستگاه به ایستگاه دیگر می‌بردند. با این که این روش ممکن است در دنیای امروز با اینترنت پرسرعت، قدیمی به نظر برسد؛ اما زمانی که اندازه داده‌ها بسیار زیاد باشد، رایانه مغناطیسی همچنان یک گزینه کاربردی است.

برای نمونه فرض کنید یک بانک می‌خواهد حجم بالایی از داده‌های مشتریان را به دلایل امنیتی و همچنین مقابله با حوادث غیرمترقبه طبیعی به صورت یک پشتیبان به مکان جغرافیایی دوری انتقال دهد. اگر این بانک بخواهد حجم بالایی از داده‌های پشتیبان را انتقال دهد، در این صورت انتقال از طریق اینترنت پاسخگو نیست. لینک‌های WAN ممکن است از سرعت بالا پشتیبانی نکنند و حتی اگر چنین قابلیت‌هایی نیز داشته باشند، هزینه بسیار بالایی خواهند داشت.

در چنین حالتی پشتیبان داده‌ها روی نوارهای مغناطیسی یا دیسک‌های مغناطیسی ذخیره می‌شود و سپس به صورت فیزیکی به مکان‌های دور دست انتقال می‌یابد.

یکی از نیازهای اساسی انتقال اطلاعات، مسیر مخابراتی است

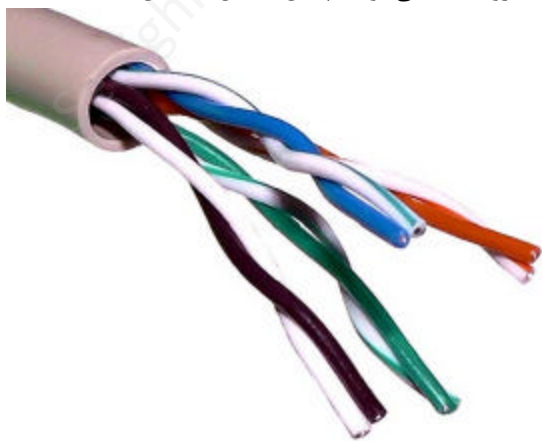
مسیر مخابراتی بیسیم (رادیو بیسیم - میکروویو - وایرلس - ماهواره - GSM و ..)

مسیر مخابراتی باسیم

مسیر مخابراتی فیبر نوری

کابل زوج به هم تابیده

یک کابل زوج به هم تابیده از دو سیم مسی با عایق پلاستیکی تشکیل یافته است که با همدیگر رسانه انتقال را تشکیل می‌دهند. از میان این دو سیم تنها یکی سیگنال واقعی را انتقال می‌دهد و سیم دیگر برای اتصال زمین است. این پیچش سیم‌ها برای کاهش نویز (تداخل الکترومغناطیسی) و همچنین تداخل سیگنال مفید است.



دو نوع کابل زوج به هم تابیده وجود دارد:

کابل زوج به هم تابیده شیلددار (STP)

کابل زوج به هم تابیده بدون شیلد (UTP)

کابل‌های STP به صورت یک جفت سیم به هم پیچیده شده در فویل فلزی ارائه می‌شوند. در شبکه‌های کامپیوتری، غالباً کابل‌های Cat-5، Cat-5e و Cat-6 استفاده می‌شوند. کابل‌های UTP به وسیله کانکتورهای RJ45 متصل می‌شوند.

کابل کواکسیال

کابل کواکسیال دو سیم از جنس مس دارد. سیم مرکزی در مرکز کابل قرار می‌گیرد و از جنس رسانای صلب ساخته شده است. سیم مرکزی به وسیله یک غلاف عایق پوشش یافته است. سیم دوم پیرامون این غلاف پیچیده شده است و به نوبه خود به وسیله غلاف عایق پوشش یافته است. همه این سیم‌ها درون یک پوشش پلاستیکی هستند.



کابل کواکسیال به دلیل ساختار خود توانایی حمل سیگنال‌های با فرکانس بالاتری نسبت به کابل زوج به هم تابیده دارد. ساختار به هم پیچیده آن محافظ خوبی در برابر نویز و تداخل سیگنال است. کابل‌های کواکسیال نرخ پهنای باند بالاتری تا 450 مگاهرتز بر ثانیه دارند.

سه دسته کابل‌های کواکسیال به نام‌های RG-59 (کابل تلویزیون)، RG-58 (اترنت نازک)، و RG-11 اترنت ضخیم) وجود دارند. RG مخففی برای عبارت «حاکمیت رادیویی (Radio Government)» است. کابل‌ها با استفاده از کانکتور BNC و BNC-T به هم اتصال می‌یابند. پایانه BNC برای دو انتهای کابل استفاده می‌شود.

خطوط برق

ارتباط از طریق خطوط برق (PLC)

ارتباط از طریق خطوط برق (PLC) یک فناوری لایه اول (لایه فیزیکی) است که در آن از کابل‌های برق برای انتقال سیگنال‌های داده استفاده می‌شود. در PLC داده‌های مدولاسیون شده روی کابل‌ها ارسال می‌شوند. گیرنده در انتهای دیگر کابل برق داده‌ها را از حالت مدوله خارج ساخته و آن‌ها را تفسیر می‌کند.

فیبر نوری

فیبر نوری بر اساس خصوصیات نور کار می‌کند. زمانی که اشعه نور به یک لبه تند برخورد می‌کند، در زاویه 90 درجه بازتاب می‌یابد. این خصوصیت موجب می‌شود که فیبر نوری بتواند به درستی کار کند. هسته فیبر نوری از شیشه یا پلاستیک با کیفیت بالا ساخته شده است. از یک انتها نور ارسال می‌شود و با گذر از فیبر نوری در انتهای دیگر دتکتور، جریان نوری را تشخیص داده و آن را به داده‌های الکتریکی تبدیل می‌کند.

فیبر نوری بالاترین سرعت انتقال داده را دارد. فیبر نوری دو نوع دارد که یکی فیبر تک حالتی و دیگری فیبر چندحالتی است. فیبر تک حالتی می‌تواند یک اشعه نور را انتقال دهد؛ در حالی که فیبر چندحالتی ظرفیت انتقال چند اشعه نوری را دارد.



فیبر نوری با قابلیت‌های غیر جهت‌دار و دوطرفه ارائه می‌شود. برای اتصال و استفاده از فیبر نوری به دتکتورهای نوع خاصی نیاز داریم. این دتکتورها از نوع (SC) Straight Tip یا MT-RJ هستند.

شبکه دیتا رایانه ای

شبکه رایانه‌ای باعث تسهیل ارتباط میان کاربران شده و اجازه می‌دهد تا کاربران منابع خود را به اشتراک بگذارند.

انواع شبکه های رایانه‌ای از نظر وسعت:

WAN: شبکه محیط گسترده (Wide Area Network)

MAN: شبکه محیط کلان شهری (Metropolitan Area Network)

LAN: شبکه محیط محلی (Local Area Network)

WLAN: شبکه محیط محلی بی سیم (Wireless Local Area Network)

و ...

انواع شبکه های رایانه‌ای از نظر توپولوژی:

Star - Bus - Ring - Mesh - Extended Star

انواع شبکه های رایانه‌ای از نظر نقش کاربر:

نظیر به نظیر: هم کاربر سرویس می‌دهد و هم سرویس می‌گیرد.

کلاینت سرور: سرور (سرویس دهنده) عمل سرویس دهی را انجام می‌دهد و کلاینت (مشتری) فقط سرویس می‌گیرد.

هدف شبکه رایانه‌ای

شبکه‌های رایانه‌ای را می‌توان برای اهداف مختلف استفاده کرد:

کنترل فرایند: تسهیل ارتباطات: اشتراک گذاری سخت افزارها: اشتراک گذاری پرونده‌ها، اشتراک گذاری نرم افزارها:

سیستم مخابراتی شبکه فشار قوی

موارد استفاده مخابرات در شبکه برق:

- 1) برای ارسال پیام صوتی (تلفنی) جهت مانور قطع و وصل خط و پست و تجهیزات همچنین تبادل صوتی آخرین اطلاعات از آمار و ارقام و آلامها و وضعیت کلیدها و اندازه گیری ها
- 2) دریافت و ارسال داده های دیجیتالی و آنالوگ جهت اتوماسیون و جهت دیسپاچینگ و شبکه هوشمند
- 3) جهت حفاظت از راه دور با استفاده از داده های رله دیستانس

سیستمهای مخابراتی مورد استفاده در شبکه برق

- 1) حامل خط فشار قوی (PLC)
- 2) فیبرنوری (- SDH - PDH - Access) (فیبر پسیو و تجهیزات اکتیو (مبدل نور به الکتریک))
- 3) رادیو میکروویو
- 4) رادیو بیسیم - وایرلس
- 5) تلفن مستقیم DTS - تلفن معمولی (ثابت) - تلفن همراه (GSM)
- 6) ماهواره
- 7) زوج سیم (Leased Line)
- 8)

سیستم مخابرات در هادیهای برق فشار قوی Power Line Carrier

آشنایی با سیستم PLC

- 1- معرفی سیستم
- 2- انواع کوپلاژ
- 3- مزایا و محدودیتها
- 4- کاربردها
- 5- اطلاعات مورد نیاز برای طراحی سیستم

اجزاء، سیستم

- 1- ترمینال PLC
- 2- خازن کوپلاژ
- 3- موجگیر Line Trap
- 4- واحد تطبیق امپدانس LMU

تلفات

- 1- عوامل مؤثر در تلفات
- 2- محاسبه تلفات مسیر
- 3- نویز
- 4- محاسبه توان ترمینال PLC

حفاظت

- 1- حفاظت خط و ترانس و ..
- 2- شرایط ارسال و دریافت فرامین حفاظتی

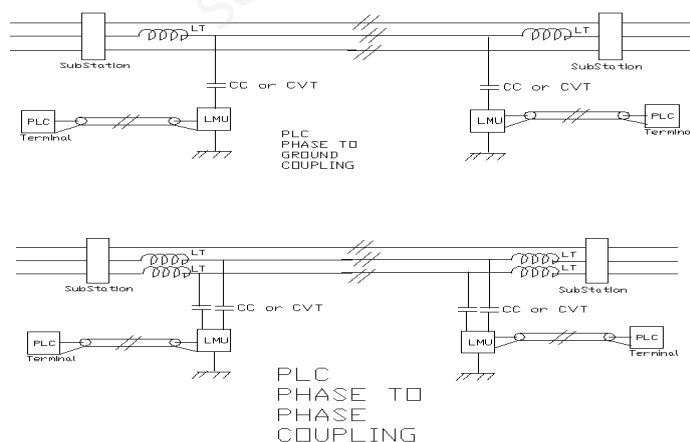
ترمینال PLC

- 1- مدار داخلی و قسمتهای تشکیل دهنده PLC
- 2- روش تست PLC و تله پروتکشن

سیستم مخابراتی شبکه فشار قوی PLC

- 1) محیط انتقال : خطوط فشار قوی
- 2) فرکانس کار : 40KHZ - 400KHZ
- 3) محدودیت ها : قیمت ، محدودیت ، تضعیف خطوط
- 4) مدولاسیون : SSB
- 5) نحوه ارتباط : DUPLEX
- 6) پهنای باند هر کانال 4KHZ جهت صحبت - داده - سیگنالینگ - سیگنال حفاظت

انواع کوپلاژ :



- 1) فاز به زمین
- 2) فاز به فاز
- 3) بین دو مدار

اجزاء PLC

- 1) ترمینال PLC (فرستنده رادیویی با مدولاسیون دامنه SSB و با فرکانس 40 کیلوهرتز تا 400 کیلوهرتز با توان حدود 10 وات تا 40 وات)
- 2) واحد تطبیق امپدانس LMU (Line Matching Unit) (تطبیق امپدانس کابل کواکسیال به امپدانس سیم برق)
- 3) خازن کوپلینگ Coupling Capacitor (فیلتر عبور فرکانس 40 KHZ-400 KHZ و عدم عبور 50 HZ)
- 4) تله موج Line Trap (فیلتر عدم عبور فرکانس 40 KHZ-400 KHZ و عبور 50 HZ بسمت ترانس قدرت ایستگاه)
- 5) کابل کواکسیال

مزایا :

- 1- استفاده از محیط انتقال موجود
- 2- تلفات کم و امکان انتقال سیگنال مخابراتی در فواصل زیاد بدون نیاز به تکرار کننده
- 3- قابلیت مخابره سیگنالهای مختلف صحبت - داده - حفاظت با قابلیت اطمینان بالا
- 4- دسترسی و کنترل انحصاری سیستم مخابراتی PLC توسط دست اندرکاران و بهره‌برداران شبکه فشار قوی

محدودیت :

محدود بودن طیف فرکانسی

کاربردها:

- 1- انتقال صحبت ، برقراری ارتباط شبکه تلفنی اختصاصی وزارت نیرو
- 2- انتقال اطلاعات و فرمانهای دیسپاچینگ فوق توزیع
- 3- برقراری ارتباط DTS دیسپاچینگ ملی منطقه‌ای
- 4- ارسال سیگنالهای حفاظت در خطوط شبکه انتقال

تلفات کوپلاژ:

- 1- تلفات تجهیزات کوپلاژ و کابل کواکسیال یا زوج سیم
- 2- تلفات ناشی لاین تراپ Trapping Loss و از فازهای بدون لاین تراپ
- 3- تلفات ناشی از کوپلاژ چند ترمینال به یک خط

سیستم مخابرات فیبر نوری

محیط مخابراتی فیبرنوری خطوط انتقال برق که فیبر داخل سیم فاز یا عمدتاً فیبر داخل سیم گارد می باشد

نحوه ارسال و دریافت

برای ارسال و دریافت سیگنالهای الکتریکی از طریق فیبر نوری بایستی سیگنال الکتریکی با مبدلهایی به نور تبدیل شود (و بالعکس) که این سیگنالهای متفاوت از رله ها و اندازه گیریهایی ناشی **CT** ها و **PT(CVT)** ها و تماسهای صوتی و داده های متفاوت و ... بایستی بنوعی باهم ترکیب و به نور تبدیل شود این مهم در تجهیزهایی بنام **ACCESS** و **SDH** صورت میگیرد.

سپس با استانداردهایی از طریق فیبر نوری **OPGW** بسمت مقابل ارسال و دریافت گردد. برد تجهیزات فیبرنوری حداکثر حدود 100 کیلومتر می باشد سپس باید با نصب تکرار کننده برای فواصل بیشتر اقدام نمود

تاریخچه فیبر نوری

به دلیل کمبود ظرفیت کانال ها در فرکانسهای میکروویو نسبت به احتیاج روزانه، می توان فکر استفاده از حامل با فرکانسهای بالاتر را ایجاد نمود.

اولین بار در سال 1960 پیشنهاد استفاده از محیط انتشار مناسب برای انتقال نور و هدایت آن از طرف دانشمند ژاپنی بنام "کائو" مطرح شد و شیشه را برای این محیط معرفی نمود و اعلام کرد که ماکزیمم میزان تضعیف باید **20db/km** باشد تا بتوان حداقل یک درصد انرژی منتقل گردد و چهار سال بعد، یعنی در سال 1964، شیشه ای با ضریب تضعیف **16db/km** ساخته شد و از آن به بعد مخابرات نوری شروع به پیشرفت کرد.

به عبارتی، فیبر نوری یک موجبر نوری می باشد که وظیفه اصلی آن انتقال اطلاعات و داده ها به وسیله سیگنال های نوری است. در سال 1970 با ساخته شدن لیزرهای نیمه هادی که در دمای اتاق کار می کردند استفاده از فیبر نوری به طور گسترده امکان پذیر شد و بدین ترتیب فیبر در مخابرات، شبکه های داخلی کامپیوتر و صنعت برق جهت ارسال و دریافت اطلاعات با سرعت بالا و برای مسافت های طولانی تر مورد استفاده قرار گرفت.

مزایای فیبر نوری در قیاس با دیگر محیط های انتقال

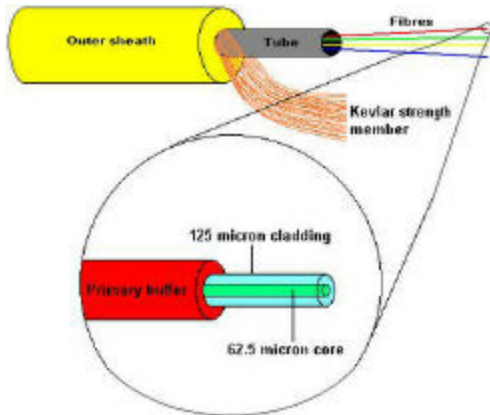
- 1- ایمنی بالا در مقابل تداخل امواج الکترومغناطیسی
- 2- فواصل انتقال طولانی تر
- 3- ظرفیت بالا (پهنای باند وسیع)
- 4- امنیت بالا و خطای ناچیز
- 5- ضریب اطمینان و کیفیت انتقال بالا
- 6- ابعاد کوچکتر و وزن کمتر
- 7- قیمت مناسب
- 8- غیر اشتعال زا (با توجه به عدم وجود الکتریسیته، امکان بروز آتش سوزی وجود نخواهد داشت).
- 9- انعطاف پذیرتر
- 10- استفاده از فن آوریهای جدیدتر
- 11- عدم جاذبیت برای سارقان جهت سرقت فیبر

اجزای تشکیل دهنده فیبر نوری

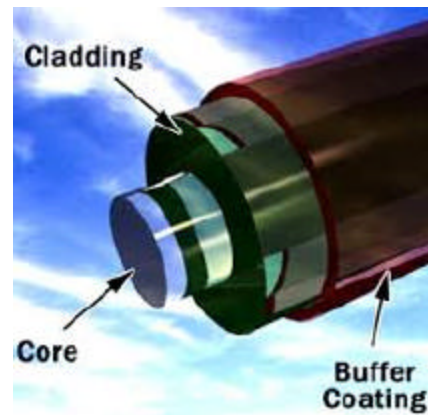
یک فیبر نوری از سه بخش اصلی تشکیل شده است:

1- هسته (**Core**): شیشه‌ای بسیار نازک (با ضخامتی معادل تار موی انسان) از جنس سیلیس در مرکز فیبر که سیگنال‌های نوری در آن حرکت می‌نمایند. در داخل هسته از دیودها و یا لیزرهای انعکاسی استفاده می‌شود تا مانع از خروج پرتوهای نور از کابل شود.

2- روکش (**Cladding**): بخش خارجی فیبر بوده که دور تا دور هسته را احاطه کرده و باعث برگشت نور منعکس شده به هسته می‌گردد. پوشش هسته به منحرف نشدن پرتوها کمک می‌کند. ضریب انعکاس روکش از هسته کمتر بوده و موجب شکست کامل نور تابیده شده به دیواره هسته می‌شود.



3- بافر رویه (**Buffer Coating**): روکش پلاستیکی که باعث حفاظت فیبر در مقابل رطوبت و سایر موارد آسیب‌پذیر است. بیشتر لایه‌ها در فیبر نوری به منظور محافظت از هسته در نظر گرفته می‌شوند.



انواع فیبرهای نوری

فیبرهای نوری از لحاظ ساختار تولید به دو دسته تقسیم می‌شوند:

- 1- فیبرهای تک‌مدی
- 2- فیبرهای چندمدی

تعریف Mode در فیبرهای نوری

مد در واقع تعداد مسیری است که نور می‌تواند جهت انتشار در فیبرهای نوری برگزیند. بنابراین نور در فیبرهای تک‌مدی تنها می‌تواند از یک مسیر انتشار یابد و در فیبرهای چندمدی نور می‌تواند چندین مسیر را برای انتشار برگزیند. بطور خلاصه در مخابرات نوری از طول موج‌های نزدیک اشعه مادون قرمز و دامنه بین 800 الی 1600 نانومتر استفاده می‌گردد که البته به علت ملاحظات فنی فقط در سه طول موج 850، 1300 و 1550 نانومتر اقدام به انتقال اطلاعات می‌گردد. از فیبرهای مولتی مد در برق در داخل یک ایستگاه در ارتباط رله‌ها که دارای پورت نوری هستند و این رله‌ها فاصله کوتاهی باهم دارند استفاده می‌شود نور در این فیبرها مرئی و قابل رویت است البته نگاه به سطح مقطع سیم حاوی نور لیزر برای سلامتی چشم مناسب نیست از فیبرهای سینگل مد در ارتباطات ایستگاه برق با یکدیگر و با مرکز دیسپاچینگ که دارای فواصل بیشتری است استفاده می‌شود

انواع کابل فیبر نوری

کابل‌های نوری را می‌توان نسبت به شرایط محیطی که مورد استفاده قرار می‌گیرند، به دو گروه عمده بیرونی و داخلی تقسیم بندی نمود.

کابل‌های بیرونی نیز به سه دسته تقسیم می‌شوند :

کابل‌های زمینی

کابل‌های هوایی OPGW

کابل‌های زیردریایی

ساختار شبکه برق با وجود دکل‌ها، تیرهای توزیع و پایه‌های روشنایی برای کابل‌های هوایی مناسب به شمار می‌آید. کاربردی ترین و پر مصرف ترین ساختار هوایی در صنعت برق کابل OPGW می‌باشند. با توجه به اینکه دکل‌های برق برای مقاومت در برابر زلزله بیشتر از 8 ریشتر طراحی می‌شود، آسیب پذیری فیبر در زمان زلزله نیز بسیار کم است.

کابل OPGW(Optical Ground Wire)

جایگزینی سیستم زمین موجود با این کابل تاریخ طولانی دارد که از سال 1978 شروع شده است.

امروزه، کابل OPGW مهمترین و بهترین فن‌آوری مورد قبول برای تجهیز خطوط فشار قوی با قابلیت انتقال محسوب می‌شود. کابل OPGW باید دو نیاز را تامین کند. اول باید بعنوان هادی زمین جریان‌های اتصال کوتاه ناشی از اتصال فاز به زمین و یا جریان‌های القایی ناشی از صاعقه را به زمین هدایت کند و دوم آنکه از فیبرهای نوری در مقابل نیروهای خارجی و شرایط سخت محیطی مانند تغییرات شدید درجه حرارت، بارگذاری یخ و باد حفاظت نماید. با تامین این دو نیاز تا حد زیادی از بارگذاری روی دکل‌ها کاسته می‌شود. به دلیل کاربرد زیاد کابل OPGW در صنعت برق به شرح ساختار این نوع از کابل‌های نوری هوایی می‌پردازیم:

ساختار کابل نوری OPGW

فیبرهای نوری درون تیوب‌های فلزی یا پلاستیکی با روکش فلزی قرار می‌گیرند. قطر تیوب‌های فلزی حداکثر 6 میلیمتر و تیوب‌های پلاستیکی از 3/5 تا 8 میلیمتر است. تیوب‌های فلزی از جنس فولاد یا آلومینیوم هستند و برای جلوگیری از نفوذ آب و هیدروژن و عدم برخورد فیبرها به دیواره تیوب، از ژل یا مواد ترکیبی و ضد آب ویژه‌ای پر می‌شوند. تیوب‌های فولادی بدلیل استحکام بیشتر از قطر و ضخامت کمتری برخوردارند.

کلیات سیستم SDH

با توجه به اینکه هدف سیستم‌های مخابراتی، انتقال هرچه بیشتر اطلاعات بر روی یک کانال بوده است، این مساله مستلزم جمع آوری تعدادی از کانالهای تلفنی مختلف با هم، انتقال آنها با هم، و سپس جدا کردن آنها از یکدیگر و انتقال هر کدام از آنها به گیرنده‌های مربوطه می‌باشد. یکی از روشهای مورد استفاده **FDM** و یا مالتی پلکس به روش تقسیم فرکانسی می‌باشد که در این روش مجموعه‌ای از کانالهای تلفنی با فرکانسهای کاربر مختلف به منظور انتقال سیگنالها به باند فرکانسی مختلف، با یکدیگر مدوله می‌شوند.

امروزه جهت انتقال سیگنالهای دیجیتال از روش سلسله مراتبی استفاده می‌شود که بر اساس سه استاندارد اروپایی، آمریکایی و ژاپنی تدوین شده‌اند. خروجی این سیستمها اصطلاحاً سیگنال **PDH** یا سیگنال سلسله مراتبی غیر همزمان نامیده میشود. اما این روشها قادر به انتقال همه سیگنالها نیستند با توجه به این موضوع و نیز ویژگیهایی دیگر این سیستم، سیستمهای **SDH** و یا سلسله مراتبی همزمان مورد استفاده قرار گرفت.

نرخ بیت سیگنال SDH

شبکه **SDH** یک شبکه همزمان میباشد که کلیه اجزا آن از یک کلاک واحد برای همزمانی استفاده می‌کنند. نرخ بیت پایه در این شبکه **155.52Mb/s** میباشد که به آن **STM-1** گفته می‌شود. برای دسترسی به نرخ بیت بیشتر از حالت مالتی پلکس سیگنال پایه **STM-1** استفاده می‌شود.

مقادیر استاندارد شده برای مقادیر برای بیتهای بالاتر عبارتند از :

Mb/s = 620	STM-4	Mb/s = 155	STM-1
Gb/s = 10	STM-64	Gb/s = 2.5	STM-16
		Gb/s = 40	STM-256

نکته مهم: در صنعت برق در داخل سیم‌های گارد با فیبرنوری **OPGW**. هر چند یک زوج فیبر برای ارسال و دریافت نه تنها سیگنالهای برق کافی است بلکه میتوان سیگنالهای چندین کانال صوت و تصویر تلویزیونی روی یک زوج تار نیز ارسال نمود اما بدلیل صرفه اقتصادی و واگذاری به دیگر سازمانها، در سیم گارد حدود 24 تار نوری برای کاربردهای متنوع و استفاده کننده های متفاوت طراحی و تولید نمود. ضمن اینکه از جهت الکترونیکی روی هر زوج فیبر نوری با عمل مدولاسیون نور **DWDM = Dense wavelength division multiplexing** میتوان سیگنالهای بیشتری ارسال نمود

سیستم کنترل راه دور و تله متری

امروزه سیستمهای کنترل راه دور و تله متری نقش بسیار مهمی در صنعت ایفا میکنند و با پیشرفت تکنولوژی مدارهای مجتمع IC و پیشرفتهای قابل ملاحظه سیستمهای کامپیوتری سخت افزار و نرم افزار صورت گرفته ، نقش این سیستم کنترل و تله متری برجسته تر میگردد.

تکنولوژی کنترل و سنجش از راه دور در بسیاری از رشته های صنعتی و علوم کاربردی مانند هوافضا ، برق ، صنایع پتروشیمی ، مخابرات ، هواشناسی ، مورد استفاده قرار میگیرد
برخی از کاربردهای تله متری در صنعت به قرار ذیل است.

- (1) در دسترس نبودن مکان یا سخت بودن دسترسی (بعنوان ایستگاههای هواشناسی که در کوهها و نقاط برفگیر وجود دارند
- (2) اقتصادی نبودن حضور نفرات در محل (مثلا ایستگاههای فوق توزیع برق)
- (3) دستیابی به اطلاعات صحیحی و کامل در کوتاهترین زمان ممکن
- (4) افزایش سرعت انجام مانور روی سیستم تحت کنترل
- (5) خطرناک بودن یا غیر ممکن بودن حضور افراد در محل (کارخانه های شیمیایی، جبهه های جنگ ، کارخانه های اتمی و ..)

با توجه به موارد فوق طبیعتا بحث مکانیزاسیون در صنعت برق نیز مطرح میشود و در همین راستا شاهد استفاده روزافزون از PLC در صنعت تولید انرژی و نیروگاهها میباشیم و در بحث انتقال انرژی نیز با توجه به بهم پیوسته بودن شبکه و اینکه مرکز کنترل دیسپاچینگ ، اصلی ترین وظیفه را جهت انتقال صحیح و مطمئن انرژی الکتریکی بعهدہ دارد ، ضرورت وجود سیستم کنترل و جمع آوری اطلاعات SCADA بر همگان آشکار میشود

سیستم کنترل از راه دور مکانیزه SCADA

Supervisory Control And Data Acquisition

سیستم اسکادا وظیفه جهت کنترل و جمع آوری اطلاعات سیستمهای انرژی الکتریکی بعهدہ دارد شامل عناصر ذیل است

(1) مرکز کنترل

شبکه ای از کامپیوترهای قوی و مطمئن جهت دریافت اطلاعات از ایستگاههای تحت پوشش و انجام پردازشهای مورد نظر و بنمایش درآوردن اطلاعات جهت دیسپاچرها و کارشناسان فنی و اجرای برنامه های مانند PAS و Training و ...

(2) محیط مخابراتی مطمئن

شامل PLC و رادیو مودم ها و خطوط مستقیم Leased Line و خطوط تلفن و فیبر نوری Optical Fiber و شبکه های بیسیم و مخابرات ماهواره ای و .. که انتخاب هرکدام با توجه به قیمت و هزینه های تکنولوژی آن و امکانات محل قابل بررسی است

ترمینال راه دور RTU (Remote Terminal Unit)

پایانه راه دور در محل ایستگاه فشار قوی نصب میگردد و کلیه عملیات جمع آوری اطلاعات ایستگاهها و اعمال فرامین مرکز را مدیریت مینماید.

RTU های جدید تا حدودی هوشمند میباشند و قابلیت پردازش اولیه اطلاعات ، بعنوان مثال MWH و MVARH را نیز دارا میباشند

داده ها در سیستم اسکادا

در سیستم اسکادا ایستگاهها با چهار نوع متفاوت داده Data سر و کار داریم که عبارتند از:

(1) Indication : وضعیت بریکرها (باز و بسته بودن و خارج از سلول بودن بریکر) و وضعیت سکسیونر و وضعیت تپ ترانس ها

(2) Alarm : آلامهای گوناگونی که در اثر وقایع مختلف در تجهیزات ایستگاه ظاهر میگردند مثل آلام درجه حرارت ترانس و آلام قطع AC و ..

(3) Control : دستوراتی که از مرکز به RTU ارسال میشوند جهت باز و بسته نمودن کلیدها یا تغییر تپ ترانس ها و ..

(4) Measurand : مقادیر ولتاژ خطوط و باس ها و MW و MVAR خطوط و ترانسها که میتوان این مورد را مهمترین نوع داده در سیستم اسکادای ایستگاه بحساب آورد

اسکادا (SCADA) :

سامانه سرپرستی و گردآوری داده یا اسکادا (SCADA) به سامانه‌های کنترل و اندازه‌گیری در مقیاس بزرگ اطلاق می‌شود. معمولاً منظور از اسکادا یک سامانه مرکزی است که نظارت و واپایی یک سایت یا سیستم گسترده در فواصل زیاد (در حد چندین کیلومتر) را بر عهده دارد.

در یک سیستم اسکادا اتاق کنترل می‌تواند بر پایه داده‌های بدست‌آمده دستورهای لازم را صادر کند. همچنین این داده‌ها در یک سیستم ثبت اطلاعات یا سیستم مدیریت پایگاه داده ذخیره می‌شوند که معمولاً قابلیت ترسیم نمودار و تحلیل اطلاعات را هم دارد.

سیستم‌های اسکادا برای مونیتور کردن یا کنترل فرایندهای شیمیایی، حمل و نقل، سیستم‌های آبرسانی شهری، کنترل تولید و توزیع انرژی الکتریکی و در خطوط نفت و گاز و سایر فرایندهای گسترده و توزیع یافته استفاده می‌شود.

اسکادا یا **Supervisory Control And Data Acquisition** به سامانه گردآوری داده از نقاط گوناگون و مانیتورینگ ،

کنترل آن می باشد. اسکادا از بنیاد کلی دستگاه های کنترل پراکنده (Disctributed Control Systems) پیروی می

کند. گرچه هر دو سامانه بر پایه یک هدف بنا شده اند، تفاوت‌های برجسته ای نیز باهم دارند. از این تفاوتها می توان نوع کاربرد و کارایی این سامانه ها را نام برد. سامانه SCADA همانگونه که از نام آن پیداست یک دستگاه کنترل کامل نیست بلکه برای

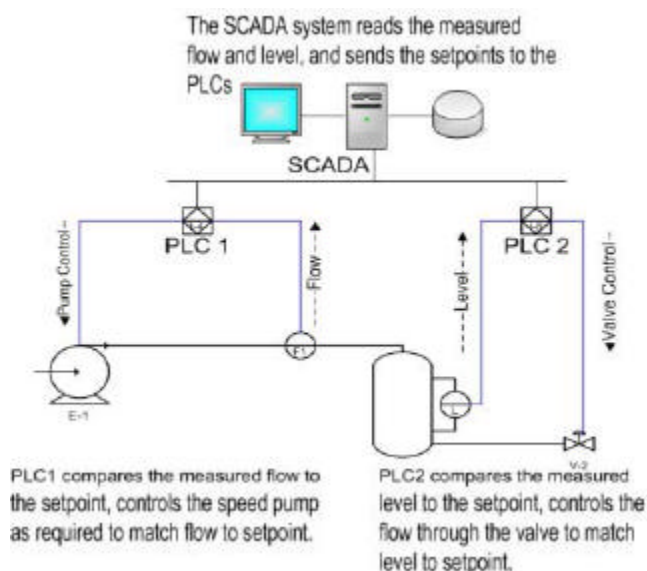
انجام سرپرستی بررسی بر کنترل و گرد آوری اطلاعات پی ریزی شده و خواسته های اولیه و طراحی و پدیدآوری آن پایش

(Monitoring)، سرپرستی در تصمیم گیری در کنترل و هشدار و آژیر (Alarm Handling) در زمان های مورد نیاز از راه یک کیان یکتا و جامع می باشد.

هسته بنیادی این سامانه بسته های نرم‌افزاری پیشرفته ای هستند که بروی سخت افزار های استوان و مشخصی همچون PLC ها و یا RTU نهاده شده اند.

ساختار سخت افزاری اسکادا

در (dispatching center)، یک رایانه با نام **Master 1** و یک رایانه با نام **Standby** و یا **Master 2** به کار گرفته می شود. اگر



به هر دلیلی رایانه **Master 1** از کار بیفتد بی درنگ رایانه **Master 2** جایگزین آن می شود و از اینرو، هیچگونه ایست (Intrupt) در کار نرم افزار پدید نمی آید هر دو رایانه **Master** از راه شبکه به یکدیگر پیوسته هستند. رایانه های نام برده شده برای **Master** از نوع رایانه سازپردازی **Industrial Computer** می باشند. دو رایانه دیگر نیز بعنوان **workstation** انگاشته شده اند که میانرخ نمایشی (GUI) روی آنها کار گذاشته می شود. از راه هر دو **Workstation** می توان به گزیدار بنیادی (main menu) نرم افزار میانرخ دسترسی پیدا کرد و دگرگونی و تغییر لازم را پدید آورد. آفریدن و یا دگرگونی نگاره های نمایشی تنها از راه **Workstation** ها انجام پذیر است. رایانه های **Workstation** نیز از راه شبکه به

رایانه های **Master** همبند هستند. چاپگرها نیز به رایانه های **Master** همبند می باشند چاپگر متصل به رایانه روشن **Master 1**, **Master 2** فهرست رخدادها را چاپ می کند، چند چاپگر رنگی به تعداد مورد نیاز نیز به **Workstation** ها پیوسته است و توانایی چاپ رنگی از نگاره های نمایشی فراهم می باشد.

دو لایه بنیادی در دستگاه **SCADA** به اینگونه ند: **Client Layer - 1** که یک راه گفت و شنود بین کاربر و رایانه فراهم می کند **Data Server Layer - 2** که بیشتر داده های فرایند های کنترل را اداره می کند. این **Data Server** با کالا های میدان (Field) پیوند برقرار می کنند و کنترلرهای فرایند و **PLC** یگراست و یا از راه شبکه ها یا فیلد باسها ی سفارشی (siemens H1) و یا غیر اختصاصی (Profibus) به آن می رسند. **Data Server** ها یا به یکدیگر یا از راه شبکه اترنت (Ethernet LAN) به ایستگاههای **Client** پیوند دارند.

ساختار نرم‌افزاری اسکادا

نرم‌افزارهای دستگاه SCADA بر پایه تکنولوژیهای **Multitasking** و **Real Time** استوار شده است و بنشت پایگاه داده‌های آن نیز **RTDB(Real-Time DataBase)** نام دارد که بر روی یک یا چند **Server** همزمان پیاده‌سازی و انجام داده می‌شود. دستگاه **Server** وظیفه پاسخگویی به کارهای ویژه‌ای مانند: **alarm, polling controllers, logging and archiving, calculation, checking** را بر دوش دارد. از سوی دیگر امکان واگذاری یک رسیدار (**Server**) به کارهای خاصی مانند **Alarm checking, historian, datalogger** هست.

مشخصات فنی که در انتخاب نرم‌افزار مرکز کنترل بایستی مد نظر داشت

ردیف	امتیاز
1	سخت افزار مرکز کنترل شامل:
1-1	SCADA Server
2-1	FEP
3-1	LAN Equipments
4-1	Routers
5-1	MMIs (The maximum number of monitor)
6-1	Remote(Engineering) Workstation
7-1	Printers
8-1	Back-up storage devices
9-1	Modems
10-1	Time and frequency system
11-1	Cabinets
12-1	Other equipment
2	نرم افزار مرکز کنترل شامل:
1-2	Base SCADA software
2-2	Communication protocol to connect to other dispatching centers
3-2	Communication protocol to connect to RTU
4-2	Operating system (OS) for SCADA
5-2	Operating system(OS) for MMI
6-2	IEC 61970 standard
7-2	Ability to connect to PSI , SINAUT Spectrum, Hitachi dispatching centers
8-2	Redundancy of system (servers ,FEP,LAN, . . .)
9-2	Redundancy of communication channel between RTU's and control centers
10-2	Redundancy of communication channel between RTU's and control centers
11-2	Ability of extend the system
12-2	The maximum number of points that the system support
13-2	Synchronization of system
14-2	Specification of LAN
	The maximum number of MMIs can add in system
15-2	SCADA database
16-2	Specification of archive's database

17-2	Capacity of archive's database	
	Load balancing	
18-2	Distributed FEP	
19-2	The performance of each FEP in island status	
20-2	The maximum number of FEP can add in system	
21-2	The performance of system in Peak Load (Max. CPU Loading , Response Time)	
22-2	The performance of system in Over Load (Max. CPU Loading , Response Time)	
23-2	Mode of the system(test mode , study mode , . . .)	
24-2	Post Mortem analysis	
25-2	Inter-centre communications software	
	Inter-centre communications protocol	
26-2	Report Manager	
27-2	Ability to report on Microsoft office excel and word	
28-2	Ability to online filtering	
29-2	EMS	
30-2	Other software	
31-2	User friendly operating environment(ability to copy/paste and Drag/Drop)	
32-2	User friendly engineering environment (ability to copy/paste and Drag/Drop)	
3	سابقه نصب نرم افزار	
1-3	سابقه نصب نرم افزار در برق	
2-3	سابقه نصب سیستم در دیگر کشورها	

مشخصات فنی نرم افزار مرکز کنترل دیسپاچینگ

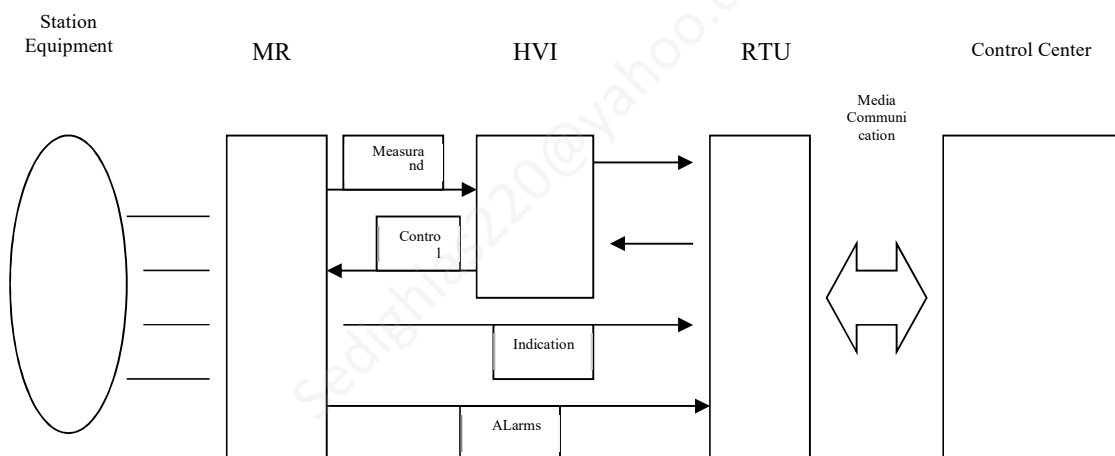
- 1- داشتن ماژولهای EMS
- 2- قابلیت Report گیری از سیستم راحت و قابل تنظیم و تعریف باشد
- 3- چگونگی عملکرد سیستم در مد Post Mortem
- 4- دارا بودن قابلیت فیلترینگ به صورت online و امکان and و or در log
- 5- امکان نمایش رویت پذیری سیستم با توجه به تعداد نقاط تعریف شده در سیستم
- 6- مدت زمان نگهداری دیتاها قبل از ارسال به آرشیو
- 7- تعداد نقاطی که تاکنون بر روی سیستم تعریف شده و به صورت واقعی زیر بار می باشد
- 8- سابقه نصب سیستم در برق
- 9- سابقه نصب ماژولهای EMS
- 10- کاربر پسند بودن محیط اپراتوری برای دیسپاچر
- 11- انجام تمامی عملیات اپراتوری در یک صفحه جهت بالا رفتن سرعت بهره برداری از سیستم
- 12- ساختار منوها و home page کاربر پسند نمی باشد
- 13- کیفیت گرافیکی نقشه ها و رنگ استفاده شده در سیستم
- 14- کاربر پسند بودن سیستم برای مهندس سیستم
- 15- توزیعی بودن FEP ها
- 16- نحوه عملکرد سیستم در زمان Island شدن
- 17- قابلیت Copy و Paste برای کشیدن نقشه ها
- 18- قابلیت Drag /Drop در محیط اپراتوری و مهندسی سیستم
- 19- قابلیت Import و Export در Excel
- 20- داشتن مدهای مختلف
- 21- امکان انجام تغییرات بر روی سیستم (مثلا کشیدن نقشه) و قابلیت اعمال آن روی دیتا بیس در هر زمان
- 22- امکان نمایش logهای سیستم (مربوط به سخت افزار، شبکه و ...) به صورت جداگانه
- 23- محدود نبودن تعداد نقاط قابل تعریف در سیستم
- 24- داشتن قابلیت AutoCAD Import
- 25- داشتن امکان انتخاب job در هنگام اعمال تغییرات بر روی data base به صورت online
- 26- داشتن امکان select/undo روی data base و data model
- 27- داشتن ماژول SMS جهت ارسال اتوماتیک پیام

دستگاه پایانه راه دور RTU=Remote Terminal Unit

امروزه نظارت و کنترل پستهای برق در بسیاری از نقاط جهان توسط سیستم‌های کامپیوتری انجام می‌گیرد. کامپیوتر علاوه بر افزایش سرعت عمل و قابلیت اطمینان می‌تواند با اجرای برنامه‌های تحلیل شبکه، سریعاً اپراتور را در اتخاذ تصمیم یاری نماید. بدین ترتیب نظارت بر شبکه آسان‌تر و مطمئن‌تر خواهد بود. برای این کار لازم است تا کلیه اطلاعات شبکه برق در پستهای مختلف جمع‌آوری گردند. این اطلاعات شامل مقادیر آنالوک (نظیر ولتاژ، جریان) و مقادیر دیجیتال (نظیر وضعیت کلیدها و سکسیونرها) می‌باشد. بهمین منظور پروژه طراحی و ساخت **REMOTE TERMINAL UNIT (RTU)** بعنوان بخشی از یک شبکه کامپیوتری کنترل و نظارت بر شبکه برق تعریف و اجرا گردیده است. سیستم **RTU** حاصل از این پروژه یک دستگاه میکروپروسسوری با سخت‌افزار کاملاً مدولار مبتنی بر باس‌ها و پروتکل‌های استاندارد است که به نرم‌افزاری مدولار و انعطاف پذیر نیز مجهز گردیده است. این سیستم می‌تواند اطلاعات آنالوگ و دیجیتال را از پست انتقال نیرو اخذ نموده و توسط مدم (**MODEM**) از طریق مدارهای مخابراتی به یک ایستگاه مرکزی (**MASTER STATION**) ارسال نماید. بدین ترتیب مجموعه‌ای شامل بیش از شانزده **RTU** قادر هستند کلیه اطلاعات جمع‌آوری شده از پستهای مربوطه را به یک مرکز کنترل بفرستند، این ایستگاه مرکزی (به اختصار **MS**) می‌تواند بکمک اطلاعات دریافت شده از پستهای مختلف تصمیمات مقتضی را اتخاذ نموده و فرامین لازم را صادر کند. این فرامین که ماهیت دیجیتال و آنالوگ دارند از طریق کانال ارتباطی به سیستمهای **RTU** موردنظر رسیده **RTU** می‌تواند بکمک سخت‌افزار و نرم‌افزار خود آن را بطور دقیق و اطمینان بخش در پست اجرا نماید. مدولار بودن سیستم **RTU** سبب گشته تا به نسبت وسعت پست مورد نظارت و کنترل، سخت‌افزار لازم را بتوان با هزینه‌ای مناسب و بسادگی هرچه تمامتر تهیه و نصب کرد و بدین ترتیب **RTU** را در پستهای مختلف شبکه مورد استفاده قرار داد. در سیستم **RTU** نرم‌افزار نظارت داخلی و خود عیب یابی نیز جهت بالا بر قابلیت اطمینان سیستم پیش بینی شده است. **RTU** می‌تواند اطلاعات جمع‌آوری شده از پست را به یک میکروکامپیوتر محلی نیز ارسال دارد. در نتیجه اطلاعات و وضعیت چند دقیقه قبل پست در حافظه‌های این کامپیوتر محلی واقع در پست ذخیره می‌گردد تا در صورت نیاز در اختیار اپراتور محلی قرار گیرد.

مشخصات RTU

- کلیه RTU ها دارای اصول کار یکسان بوده و دارای یک نرم افزار و همه در داشتن کارتهای زیر مشترک میباشند
- (1) منبع تغذیه **Power Supply**
 - (2) کارت اصلی **CPU - Main**
 - (3) کارت ارتباط داخلی (کارتهای مشترک) **ICOM - UIOC** و ...
 - (4) مودم **Modem** وظیفه برقراری ارتباط با مرکز کنترل یا **RTU** های دیگر
 - (5) کارتهای **Analogue Input - AI** جمع آوری مقادیر اندازه گیری وات وار ولتاژ و ... و تبدیل به فرم دیجیتال
 - (6) کارتهای **Digital Input - DI** جمع آوری وضعیت کلید و سکسیونر و تپ ترانس
 - (7) کارتهای **Digital Output - DO** ارسال فرمان به کلید و به تپ ترانس
 - (8) تابلو **MR** تعدادی ترمینال ورودی و خروجی سیستم اسکادا - اطلاعات وضعیتها (**indication**) و آلامها مستقیما به کارتهای **DI** وارد میشوند و تعدادی کارت دیگر



شرایط حداقلی پایانه راه دور

- (1) قابلیت اتصال به مراکز کنترل دیسپاچینگ موجود
- (2) دارا بودن **LED** بر روی کارتهای دیجیتال
- (3) قابلیت قرائت مقادیر اندازه گیری و محاسبه به صورت 16 و 32 بیت از **IED** و ارسال آن با تایپ **IT** به مرکز
- (4) پیکر بندی پایانه با پورت شبکه صورت پذیرد.
- (5) هرکارت **I/O** بدون تنظیم آدرس از طریق سخت افزار بایستی قابل تعویض با سایر کارتها باشد.
- (6) قابلیت **DAYLIGHT SAVING** بایستی از طریق نرم افزار پیکربندی قابل فعال / غیرفعال سازی باشد.
- (7) پایانه بایستی از آدرس دهی **Structured 3 Octet** پشتیبانی نماید.
- (8) قابلیت ارسال فرمان از طریق نرم افزار پیکر بندی پایانه بدون نیاز به نرم افزار جانبی
- (9) پایانه بایستی دارای لیسانس پروتکل های **101 Master/slave** و **104** و **Modbus** باشد.
- (10) دارا بودن گواهینامه تایپ تست از مراجع معتبر (**KEMA** و **TUV** و **CESI** و ...)
- (11) تعداد نقاط ورودی خروجی به شرح ذیل

Ref.	Points Type	Min Number of points
1	DI	256
2	DO	64
3	AI	32mA's

- (12) - کابینت **RTU** از نوع **Swing Door** با مشخصات ذیل:

مشخصات کابینت RTU

Cabinet Specifications	QTY	Notes
RTU Cabinet	1	Swing Door Platform
Thermostat	1	
Heater	1	
220 AC Outlet	1	
Dummy Breaker Relays	2	
Telephone Socket	1	
Micro Switch	1	
Florescent Lamp	1	
48Volt DC Lamp	1	
Alarm Signal Lamp	1	
R/L Switch	1	
Loop Test Switch	1	
1 Pole DC Fuse for DI and DO Group	2	
2 Pole DC Fuses for Connection of RTU to 48 Volt DC	1	
AC Fuse	1	
AC & DC Terminals	4P/AC,5P/DC	
I/O Common Terminals	Per Cards + 20%	
ModBus Terminal	One Pair	
PLC Terminal	2 Pairs	

اتوماسیون ایستگاههای انتقال برق

تعریف :

اتوماسیون ایستگاهها یعنی یک سیستم برای مدیریت، کنترل و حفاظت سیستمهای قدرت می باشد این با در دست داشتن اطلاعات در زمان واقعی **real-time** از سیستم حاصل میشود و حاصل آن داشتن امکان کنترل محلی و راه دور و حفاظت پیشرفته تجهیزات میباشد.

این اتوماسیون ایستگاههای برق به ولتاژهای زیاد و کم میتواند کاربرد داشته باشد

در مفهوم عمومی اتوماسیون یعنی پروسس اطلاعات میباشد

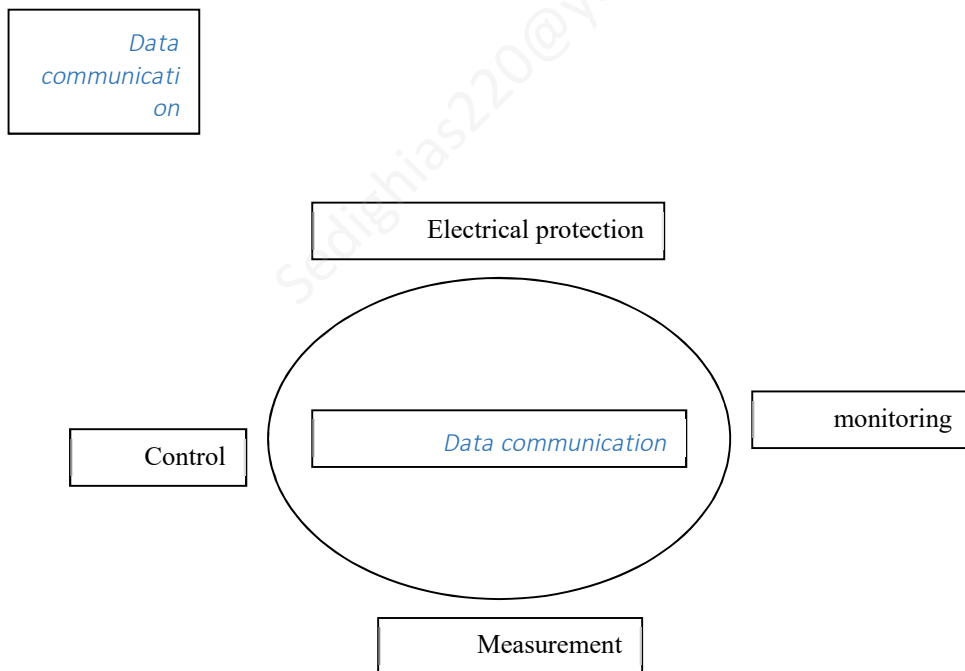
مفهوم اتوماسیون ایستگاههای انتقال از این حقیقت ناشی میشود که تجهیزاتی که هسته این سیستم را تشکیل میدهند در یک ایستگاه یا اتاق

کنترل قرار دارند و این تجهیزات مدرن هوشمند مطمئن میسازد که حضور و مداخله نیروی انسانی در ایستگاه کاهش مییابد

هدف سیستم اتوماسیون ایستگاه عبارت از حفاظت ، مونیتور و کنترل یک ایستگاه میباشد

اتوماسیون ایستگاهها چیست

اتوماسیون ایستگاهها از اجزاء زیر متشکل است



حفاظت الکتریکی : Electrical Protection

حفاظت الکتریکی یکی از مهمترین تجهیزات یک سیستم الکتریکی میباشد و در ازا، یک خطای الکتریکی برای موارد ذیل میباشد :

حفاظت تجهیزات ، حفاظت نیروی انسانی ، محدود نمودن عیب

حفاظت الکتریکی یک عمل محلی است و بایستی بتواند مستقل از اتوماسیون ایستگاه کار کند هر چند این قسمت مهمی از اتوماسیون میباشد.

ضمناً بایستی توسط سیستم اتوماسیون هیچ محدودیتی برای آن ایجاد شود

کنترل Control

کنترل شامل کنترل محلی و از راه دور میباشد کنترل محلی شامل عملهای واحد کنترلی که بوسیله خودشان کنترل میشوند مثلاً اینترلاکها ، ترتیب انجام عملیات ، چک سنکرونایزینگ.

که اینگونه کارها از بروز خطای انسانی چه بصورت عمدی چه بصورت غیر عمدی جلوگیری مینماید.

کنترل محلی بایستی حتی بدون نیاز سیستم اتوماسیون براحتی کار کند

فرامین میتواند به واحدهای قابل کنترل اعمال شود مثلاً قطع و وصل بریکر . تنظیم رله ها از طریق این سیستم میتواند تنظیم شود و از سیستم اسکادا تقاضای اطلاعات مطمئن نماید

که این کار باعث عدم نیاز به حضور اپراتور برای رفتن بایستگاه مینماید و سرعت در عملیات بیشتر خواهد بود که در زمانهای اضطراری بسیار مهم خواهد بود

کارگران با ایمنی بیشتر کار میکنند

و از بسیاری موارد اسراف آمیز جلوگیری میکند

حضور اپراتور و مهندس در ترمینال سیستم اسکادا یک نمای از کل سیستم مشاهده میکند و در نتیجه کیفیت تصمیم گیری را بهبود میدهد.

اندازه گیری Measurement

حجم زیادی اطلاعات در زمان واقعی خود از یک ایستگاه حاصل میشود که در مونیتور نمایش و در بانک اطلاعاتی ذخیره میشود . اندازه گیری شامل موارد ذیل خواهد بود

- ◀ اندازه گیری الکتریکی (شامل میترینگ) - ولتاژ ، جریان ، قدرت ، ضریب قدرت ، هارمونیک ها
- ◀ اندازه گیری آنالوگ - درجه حرارت ترانسفورماتور و موتورها ..
- ◀ ثبت خطا از ثبات خطا

که در نتیجه از ورود اپراتور به ایستگاه برای جمع آوری اطلاعات بی نیاز میسازد در نتیجه یک محیط کار ایمن تر بوجود میآورد

حجم زیاد اطلاعات در زمان واقعی میتواند مطالعات شبکه و جریان بار را کمک زیادی نماید

برنامه ریزی پیش گیرانه و ممانعت از آسیب های بزرگ در شبکه قدرت باعث بالا رفتن بهره وری از سیستم میگردد

مونیتورینگ Monitoring

مشاهده ترتیب ثبت وقایع

وضعیت و موقعیت مشاهده مواردی چون اطلاعات تعمیرات ، تنظیم رله ها و ..

این اطلاعات کمک به تحلیل حوادث میکند و تعیین اینکه چه اتفاق افتاده و چه موقع و کجا و با چه ترتیبی

این باعث افزایش راندمان و کارایی سیستم قدرت و سیستم حفاظت می‌گردد
با توجه به مشاهده اطلاعات حاصله ، رویه تعمیرات پیش گیرانه حاصل خواهد شد

مخابره داده Communication Data

مخابره داده هسته سیستم اتوماسیون ایستگاه را تشکیل می‌دهد و در حقیقت نقطه پیوند دهنده سیستم به هم می‌باشد . بدون مخابره داده کارها بصورت محلی می‌تواند انجام شود. تجهیزات محلی ممکن است مقداری داده در خود نگه دارد اما کاری جهت اتوماسیون نمیتوان انجام داد.
فرم مخابره داده بستگی به معماری سیستم و بستگی به سیستم مخابراتی در دسترس دارد.



Sedighias220@yahoo.com

سیستمهای کنترل گسترده DCS = Distributed Control Systems

در مسیر رشد تکنولوژی دیجیتال، تجهیزات میکروپروسسوری جایگزین تجهیزات الکترومکانیکی می شوند. این تجهیزات هوشمند از توانائی و امکانات بسیار زیادی نسبت به تجهیزات الکترومکانیکی برخوردارند. در مقوله پست های برق سهولت تبادل دیتا بین تجهیزات و پست ها، مقدمات یک سیستم اتوماسیون کاملاً توزیع شده را فراهم نموده است. با عنایت به روند رو به رشد و سریع تکنولوژی اتوماسیون، در این مقاله به طور مختصر به پدیده اتوماسیون، ظهور آن در صنعت برق، مزایا، معایب و چالش های پیش روی پست های انتقال در این زمینه خواهیم پرداخت .

مقدمه:

در جهان امروز اتوماسیون عرصه های مختلفی را تحت پوشش قرار می دهد. سهولت کار، انجام عملیات پیچیده، انعطاف پذیری، ایمنی، صرفه جویی در مصرف انرژی، حفظ محیط زیست و آسایش از دستاوردهای مفید اتوماسیون است. در دهه اخیر رشد فن آوری تجهیزات الکترونیکی باعث شده است که سازندگان تجهیزات پست، محصولات خود را به صورت هوشمند تر ارائه نمایند تا بتوانند با مخابره اطلاعات، امکانات و بستر مناسبی را برای ایجاد یک سیستم اطلاعاتی و تصمیم گیری در پست فراهم کنند. با ظهور نسل هوشمند تجهیزات کنترل و حفاظت پست، شرکت های برق منطقه ای که مشتریان همیشگی این تجهیزات هستند و سالانه هزینه های سرسام آوری را برای توسعه شبکه های انتقال صرف خرید این تجهیزات می نمایند، با مسائل مختلفی مواجه شدند. شرکت های پیشگام در زمینه ساخت این تجهیزات، از یک سو همگام با رشد تکنولوژی، برخی از محصولات نسل قدیمی خود را از چرخه تولید خارج شده، شرکت های برق منطقه ای سالانه به دفعات با لیست تجهیزاتی مواجه می شوند که از لیست تولید یا خدمات پشتیبانی خارج می شوند و از سوی دیگر شرکت های مزبور با رویکرد سریع خود اقدام به تولید تجهیزات نسل نوین نمودند که دارای قابلیت های کاملاً متفاوتی با نسل قدیم هستند. بدین ترتیب شرکت های برق منطقه ای خواسته یا ناخواسته پذیرای تکنولوژی نوین پست ها هستند. این تجهیزات علی رغم ویژگی های بسیار خود، چالش هایی را به همراه داشته است که در ادامه به آن خواهیم پرداخت.

DCS چیست ؟

در پست های انتقال، DCS مخفف کلمه Distributed Control System (سیستم کنترل گسترده) میباشد و منظور از آن این است که کلیه مراحل کنترل، مانیتورینگ، و فرمان توسط یک یا دو سرور اصلی که به صورت مستقل عمل می نمایند انجام میشود. این سرورها level station را می سازند و در این محیط کلیه تجهیزاتی که به سیستم DCS متصل میشوند تعریف میگردند.

اتوماسیون (AUTOMATION)

اتوماسیون به معنای کنترل و هدایت یک دستگاه به صورت خود کار است و مشخصه سیستم هایی است که تصمیم برای انجام فعالیت یا فعالیت هایی به جای انسان توسط دستگاه های خودکار صورت می پذیرد. بدین معنی که ابزارهای کنترلی مثل کامپیوتر و ابزار مکانیکی مثل ربات یا ماشین های الکتریکی جایگزین قدرت تفکر و نیروی انسانی می شوند. مساله اتوماسیون زمانی مطرح می شود که به انجام کاری به صورت مکرر، نظارتی مستمر و دقیق، فعالیتی خطر آفرین و یا کارهایی با دقت یا سرعت فوق العاده زیاد نیاز داریم. به عبارت دیگر هنگامی که انسان در فعالیتی احساس ضعف و ناتوانی می کند، با استفاده از ابزار کنترلی و مکانیکی و بایاری جستن از اتوماسیون، بر مشکل خویش فایده می آید. به همین دلیل پدیده اتوماسیون در بخش صنعت اهمیتی فوق العاده دارد و توجه ویژه به آن باعث شده به سرعت گام در راه تکامل نهاده و بیش از پیش بخش های زندگی انفرادی و اجتماعی انسان را تحت تاثیر قرار دهد.

اتوماسیون در صنعت

به دلیل اینکه در بخش صنعت با محصولات بسیار متنوع و با فرایندهای بسیاری روبرو هستیم، لذا در این بخش اهداف اتوماسیون دارای جنبه های متفاوتی است. مثلا در صنایع تولیدی افزایش کیفیت محصول و انعطاف پذیری خط تولید (به این معنی که برای تغییر محصول مجبور به تغییر تمامی خط تولید نباشیم) اهداف عمده اتوماسیون هستند. در صنایع اتمی و شیمیایی به دلیل وجود محیط های آلوده و خطرناک برای پرسنل، هدف اصلی از اتوماسیون حفظ جان انسان است.

اتوماسیون در سطح مدیریتی، به ویژه به کمک دستگاه های کامپیوتری این امکان را فراهم نموده است تا به سرعت اطلاعات لازم جمع آوری و هماهنگ سازی و نمایش داده شوند و با تجزیه و تحلیل اطلاعات راهکارهای جدید به وجود آید.

در اوایل دهه 1960 ادوات و کنترلرهای الکترونیکی که از سرعت و دقت زیاد و حجم کمی برخوردار بودند پا به عرصه صنعت نهادند. طولی نکشید که کامپیوترهای دیجیتالی که توانایی پردازش متغیرهای ورودی را داشتند، جایگزین کنترلرهای الکترونیکی شدند. با ظهور کامپیوتر، سیستم کنترلی (Direct Digital Control) به وجود آمد. این سیستم شامل یک کامپیوتر مرکزی بود که تمام متغیرهای کنترلی از طریق ورودی ها و دستورات صادره اپراتور از طریق صفحه کلید به آن وارد و مطابق برنامه کنترلی تعریف شده، این اطلاعات پردازش و دستورات لازم صادر می شد. اشکال این سیستم محدودیت ورودیها، کاهش سرعت و کارایی کامپیوتر با توجه به حجم عظیم اطلاعات و از کار افتادن کل سیستم کنترلی در صورت خرابی کامپیوتر مرکزی بود.

سیستم کنترلی DCS (Distributed Control System) در واقع تکمیل شده سیستم کنترل مرکزی یا همان DDC است. بدین معنی که سطوح کنترلی در آن بیشتر و به صورت توزیع یافته در بخش های مختلف سیستم است. در سیستم DCS از کار افتادن هر یک از قسمت های کنترل تاثیر آنچنانی بر پروسه کنترل نداشته و حتی با از کار افتادن سطوح بالا، سطوح پایین می توانند کار کنترل را ادامه دهند.

سیستم کنترلی FCS (Fieldbus Control System) جدیدترین تکنولوژی سیستم کنترل در دنیا است که بعد از DCS به بازار آمده است. سیستم FCS دارای قابلیت های کنترلی زیادی است ضمن اینکه تجهیزات بکار رفته در آن نسبت به سیستم DCS از پیچیدگی بیشتری برخوردار است و در کارخانجات وسیع و عظیم که از دستگاه های بی شماری برخوردارند بکار برده می شود.

اتوماسیون در صنعت برق:

وسایل الکترومکانیکی، که زمانی وظیفه حفاظت و کنترل را در سیستم های انتقال ایفا کردند، دارای ضعف هایی بودند که موارد عمده آن عبارت بودند از: عدم امکان ذخیره داده ها، عدم امکان ثبت وقایع و حوادث، عدم امکان چک کردن خود و عدم امکان ارتباطات مخابراتی وسیع. در دهه 70 میلادی با پیدایش میکرو پروسور، وسایل الکترومکانیکی جای خود را به وسایل الکترونیکی دادند. رله های الکترونیکی در مسیر پیشرفت و تکامل خود تبدیل به رله های الکترونیکی هوشمند یا IED (Intelligent Electronic Device) شدند. سالها پس از بکارگیری سیستم های کنترلی توزیع شده در صنایع بزرگ و پر اهمیتی نظیر صنایع نفت و گاز و یا نیروگاه های تولید انرژی، بنظر می رسد که اکنون سازندگان و بهره برداران صنعت برق جهت گیری خود را بسوی بکارگیری این تکنولوژی در پست های انتقال و توزیع آغاز نموده اند. DCS مخفف کلمات Distributed Control System است و در برخی از کتابهای فنی به جای کلمه Distributed Digital نیز بکار می رود و همانگونه که پیشتر گفته شد به معنای سیستم های کنترلی توزیع شده یا گسسته است. به عبارتی در سیستم DCS بخش نظارتی (و حفاظتی) که مجموعه ای از IED ها است، به صورت توزیع شده در بخش های مختلف سیستم بکار گرفته می شود. صرفنظر از اینکه شرکت های برق چه نوع دیدگاهی در خصوص تکنولوژی DCS دارند، بنا به دلایل عمده ذیل می توان به صراحت گفت که مجبور به پذیرش این تکنولوژی هستند. اولاً تجهیزات کنترلی قبلی توسط سازندگان آن تولید نمیشود و به ناچار باید با بازار تولید و تکنولوژی جدید هماهنگ شد. ثانیاً تکنولوژی و اطلاعات مهندسی روز را باید انتقال داد و نیروی متخصص تربیت نمود. ثالثاً قابلیت ها و امکانات فراوانی که در تجهیزات نوین وجود دارد و هزینه زیادی که برای خریداری آنها پرداخت می شود، موجب می شود تا نهایت استفاده از این قابلیت ها به عمل آید. رابعاً برای رقابت مهندسی برق با سطح بین المللی و بازارهای جهانی لازم است به تکنولوژی نوین مجهز شد.

تاریخچه ی پست های DCS در ایران:

اولین پست DCS در ایران مربوط به پست 230/63 کیلو ولت پردیس (شرق تهران) است که تجهیزات آن از شرکت ALESTOM (AREVA ی کنونی) در سال 1380 به بهره برداری رسید. سپس پست های نیروگاهی کازرون، آبادان، دماوند و هرمزگان با تجهیزات شرکت SIEMENS در سال 1381 به بهره برداری رسیدند. پست های دانیال، سوادکوه و اهواز 3 با تجهیزات شرکت ABB در سال 1385 به بهره برداری رسیدند. هم اکنون در سطوح مختلف ولتاژی دهها پست با سیستم DCS در حال ساخت هستند و تمام شرکت های برق منطقه ای در حال بهره برداری و احداث پست DCS هستند.

ساختار کلی پست های انتقال:

مهمترین مشخصه پست های Conventional یا اصطلاحاً سنتی این است که اولاً کلیه ارتباط های میان تجهیزات بیرونی یا همان تجهیزات موجود در محوطه ایستگاه از طریق کابل مسی انجام میشود، ثانیاً تجهیزاتی که وظیفه نظارت و کنترل را برعهده دارند و بر روی تابلوی کنترل و حفاظت نصب می شوند به صورت الکترومکانیکی پیاده سازی می شوند، ثالثاً تمامی منطق های کنترلی و عملکردهای کنترلی به صورت سخت افزاری اجرا می شود و از همدیگر مستقل هستند.

ساختار سیستم:

- (1) اتوماسیون (کنترل در سطح بی و ایستگاه)
 - (2) کنترل و مدیریت (سرورها)
 - (3) واسطه بین انسان و ماشین HMI
 - (4) سیستم تشخیص دهنده خطا، آلام و اطلاعات هشدار دهنده (رله ها)
 - (5) شبکه اتصال دهنده (کابلها، فیبر نوری، و سوئیچ ها)
- مهمترین عملکردهای یک سیستم Conventional را می توان به 9 دسته تقسیم نمود، که شامل:
- (1) حفاظت تجهیزات فشار قوی
 - (2) کنترل عملکرد تجهیزات فشار قوی
 - (3) پیاده سازی منطق مناسب برای عملکرد صحیح تجهیزات (InterLock)
 - (4) ثبت وقایع و حوادث
 - (5) نظارت بر وضعیت عملکرد سیستم فشار قوی و ارائه هشدارهای لازم
 - (6) عملیات سنکرونایزینگ کلید قدرت
 - (7) ثبت مقادیر واقعی
 - (8) جمع آوری اطلاعات آماری برای تهیه جداول بهره برداری و تجهیزات و ارتباط با پست های مرتبط و دیسپاچینگ
 - (9) ارتباط با مراکز بالا دست و نظیر دیسپاچینگ و یا نیروگاهی

ساختار کلی پست های DCS

سیستم کنترل توزیع یافته (DCS) شامل مجموعه ای از IED هاست که با استفاده از میکرو پروسور و پورت های مخابراتی با همدیگر ارتباط دارند. IED ها قادرند داده ها و فرمان های کنترلی اصلی شامل مونیتورینگ، کنترل و اتوماسیون، ذخیره سازی و آنالیز داده ها را تبادل نمایند و به تجهیزات بالا دست خود ارسال کنند.

یکی از تفاوت های عمده پست های DCS و پست های Conventional در سطوح ولتاژ 400 و 230 کیلوولت این است که تابلوهای کنترل و حفاظت از حالت متمرکز خارج و تابلوهای مربوط به هر بی (Bay) در اتاق های موسوم به BCR = Bay Control Room توزیع می شوند. زیاد بودن تعداد پست های فوق توزیع، اهمیت بالای فاکتور اقتصادی، ابعاد کمتر این پست ها که موجب اشراف اپراتور به تمام تجهیزات بیرونی می شود، کم بودن تعداد کابل ها و کوتاه بودن مسیرهای کابل کشی با عث شده تا از لحاظ بهره برداری و اقتصادی پست های فوق توزیع فاقد BCR شوند.

سیستم کنترل پست های DCS بطور کلی دارای چهار سطح یا لایه کنترلی است.

Process Level

اولین لایه مربوط به سطح عملکرد (Process Level) است. مجموعه تجهیزات فشار قوی مستقر در سوئیچگیر سطح کنترلی عملکرد را تشکیل می دهند. این عملیات کنترلی توسط واحدهای پردازشگر هوشمند یا IED انجام می شود. لازم به توضیح است که در حال حاضر در

این سطح تجهیزات IED بر روی تجهیزات فشار قوی مثل بریکر، سکسیونر (دیسکانکت)، ترانس جریان، ترانس ولتاژ و ترانس قدرت مورد استفاده قرار نمی گیرد و کماکان به صورت Conventional عمل می شود.

Bay Level

دومین سطح کنترلی مربوط به سطح بی (Bay Level) است. در این سطح به ازای هر فیدر و یا چند فیدر یک واحد کنترل بی $BCU = Bay Control Unit$ در نظر گرفته می شود. BCU ها در BCR ها قرار دارند و وظیفه دریافت، پردازش و ارسال اطلاعات بی را برعهده دارند. همچنین ثبت وقایع و حوادث دریافت، محاسبه و ارسال پارامترهای الکتریکی، فراهم کردن امکان کنترل تجهیزات فیدر از BCR عملیات سنکرونایزینگ، دریافت پالس همزمانی، عمل نمودن به صورت واسطه هوشمند بین سطح عملکرد و سطح ایستگاه (Station Level) و ارتباط با BCU های مجاور نیز در سطح کنترلی انجام می شود.

Station Level

سطح ایستگاه (Station Level) سومین سطح کنترلی است. این سطح کنترلی در اتاق کنترل مرکزی ایستگاه صورت می پذیرد. هسته مرکزی نرم افزار اتوماسیون در این سطح قرار دارد. وظیفه اصلی این سطح ارتباط با اپراتور مرکز بالا دست، دریافت و توزیع سیگنال های همزمانی، مدیریت شبکه کنترلی کنترل بار ذخیره سازی اطلاعات و پردازش کلی اطلاعات مربوط به بی ها است. تجهیزات مرکزی کنترلی شامل Protocol Converter, GPS & Modem, GateWay & Printer, FrontEnd, Star Coupler, Router, LAN, HUB, HMI, SERVER در این سطح قرار می گیرند. آرایش تجهیزات کنترلی در سطح ایستگاه ممکن است به صورت توپولوژی خطی، ستاره ای یا حلقوی باشند و همین امر جزو عوامل تفاوت سیستم DCS پست ها است.

Network Level

چهارمین سطح کنترلی مربوط به سطح شبکه (NET WORK LEVEL) است. این سطح مربوط به ارتباط پست با پست های مجاور، بالا دست و مراکز دیسپاچینگ است. لازمه برقراری این ارتباط این است که بتوان ارسال و یا دریافت اطلاعات را با توجه به تنوع پروتکل های ارتباطی و آرایش های مختلف سیستم DCS بطور کامل و منطبق برقرار نمود.

ساختار سیستمهای اسکادا SCADA

SCADA مخفف Supervisory Control and Data Acquisition، به معنی سیستمهای کنترل و سرپرستی داده، امروزه به طور گسترده در صنایع مختلف از جمله صنایع نفت و گاز، پتروشیمی، و برق آبی، برای سرپرستی داده های صنعتی مورد استفاده قرار می گیرد. سیستم اسکادا، امکان مونیتور کردن و کنترل پروسسهایی که در سایتها دور دست قرار گرفته اند را به اپراتور می دهد. یک طراحی خوب سیستم اسکادا، با حذف نیاز بازرسی مکرر پرسنل از سایتها، باعث صرفه جویی زیادی در وقت و هزینه می گردد. در سالهای اخیر، این سیستمها از نظر کاربری، قابلیت گسترش، و کارایی پیشرفتهای چشمگیری نموده و حتی برای پیچیده ترین سیستمهای کنترلی، مانند آزمایشهای فیزیکی، نیز گزینه ای بسیار مناسب به شمار می روند.

در سالهای اخیر با گسترش مفهوم شبکه، و استفاده گسترده از آن در ساختار مخابراتی سیستمهای اسکادا، امنیت این سیستمها به مسئله مهمی تبدیل شده است. در بخشهای آتی ضمن بررسی این مسئله، راهکارهای عملی کلی برای مقابله با خطرات و آسیب پذیری ها، و همچنین پیشنهادات جزئی و دقیقتر برای ارتقاء امنیت سیستمهای اسکادا آورده شده است. در پایان نیز پس از خلاصه و نتیجه گیری پیشنهاداتی چند برای بهبود سیستمهای اسکادای فعلی، و آینده آمده است.

مجتمع کردن اتوماسیون پستها

در دهه 70 میلادی، با پیدایش میکرو پروسور، سازندگان تجهیزات (پستها) سعی کردند وسایل الکترومکانیکی را با وسایل نیمه هادی مجهز به میکروپروسور جایگزین کنند. این وسایل در صنعت به نام وسایل الکترونیکی هوشمند (IED) شناخته شدند. IED قابلیت‌ها و توانایی‌های اضافی به وسایل افزودند نظیر تشخیص خطا و چک کردن خودشان، داشتن رابط‌های مخابراتی و قابلیت ذخیره داده‌ها و وقایع سیستم. همچنین IEDها باعث شدند تا وسایل تکراری، حذف شوند چون قابلیت چندکار را داشتند.

مجتمع کردن سیستم کنترل ایستگاهی (به هم پیوستن) تمام IEDها به یک سیستم کنترل مجتمع پست (ISCS)، باعث کم شدن هزینه سیم‌کشی، ارتباط، نگهداری و بهره‌برداری می‌شود و کیفیت برق و قابلیت اطمینان آن را افزایش می‌دهد. با تمام این مزایا ISCS در آمریکای شمالی پیشرفت چشمگیری نداشته و یکی از دلایل عمده آن این است که رابط‌های سخت‌افزاری و پروتکل‌ها برای IEDها استاندارد نشده‌اند. البته زمان زیادی برای وضع استانداردها برای IEDها صرف شده است اما علیرغم فوری بودن این مساله هنوز توسط صنایع، استاندارد مشخصی پذیرفته نشده است.

برخی استانداردها در این زمینه عبارتند از (UCA2.0)، Profibus (از IEC) و (DNP3.0).

به جای استفاده از یک سخت‌افزار جانبی و یک پروتکل برای هر IED می‌توان از Gateway استفاده کرد. Gateway به عنوان یک مبدل پروتکل عمل می‌کند. با استفاده از gateway می‌توان IEDهای شرکت‌های مختلف را به هم مربوط کرد.

مثلاً رله‌های حفاظتی از یک شرکت، سیستم مونیتورینگ از شرکت دیگری سیستم‌های PLC از شرکت دیگری باشد. موضوع مهمی که در مجتمع کردن IED در یک سیستم کنترل دستگاهی باید مورد توجه قرار گیرد این است که بسیاری از IEDها تنها دارای یک پورت ارتباطی هستند و موقع ارسال فرمان توسط کاربر یا عامل به IED، داده‌های دیگر برای IED قابل دسترس نیستند. این وضعیت برای حالتی که این داده‌ها برای عملیات زمان حاضر لازم باشند، یک وضعیت بحرانی است. سیستم باید بتواند این شرایط را تشخیص داده و به دیگر عاملان سیستم اعلام کند.

در حال حاضر بسیاری از سازندگان IED محصولات خود را با دو پورت (ورودی - خروجی) تولید می‌کنند تا از این مشکل جلوگیری شود. در ISCS نیاز به یک شبکه ارتباطی داریم و شبکه محلی (LAN) توپولوژی مناسبی است. در یک شبکه محلی سرعت مسیر ارتباطی باید بالا باشد. برای حفاظت ایستگاه، زمان انتقال باید 2 تا 4 میلی‌ثانیه باشد و باید زمان انتقال بدترین حالت، محدود و قابل پیش‌بینی باشد. (دقت در حد میلی ثانیه بندرت در پروتکل‌های LAN سطح بالا رعایت می‌شود). LAN باید قابلیت سنکرون کردن را داشته باشد. این یک قابلیت حیاتی برای سیستم‌های امروزی است تا بتوانند حوادث گذشته را تحلیل کنند و ترتیب اتفاقات (متوالی) در یک سیستم را مشخص کنند. رابطه انسان و ماشین شاید مهمترین قسمت در کل ISCS باشد. اطلاعات باید به صورت واضح و با یک روش مناسب، بدون هیچ خطا و ابهامی برای کاربر بیان شود. در حال حاضر PC برای این کار انتخاب شده است.

آنچه سرمایه‌گذاری برای ISCS را توجیه می‌کند این است که بتواند از نرم‌افزارهای نگهداری و بهره‌برداری به خوبی استفاده کند. نرم‌افزارهای در دسترس یا در حال توسعه تحت این عناوین طبقه‌بندی می‌شوند:

- 1) برای افزایش بازدهی نظیر کاهش VAR متعادل کردن بار فیدر و بار انتقالی
- 2) برای قابلیت اطمینان نظیر تشخیص خطا، مدیریت بار و کلیدزنی خازنها و بار انتقالی
- 3) برای کاهش نگهداری سیستم نظیر ثبت دیجیتالی خطاها و ضبط ترتیب حوادث و وقایع
- 4) پیش‌بینی قانونمند نگهداری سیستم که این مورد هنوز یک فن‌آوری نوظهور است.

در ISCS به دلیل قابلیت اطمینان باید سیستم تغذیه مجهز به UPS باشد و وسایل و تجهیزات حیاتی از پشتیبان همزمان و موازی برخوردار باشند. (Redundancy)

سیستمهای کامپیوتری اتوماسیون پستها، برای پاسخگویی به برخی مسائل نظیر ایمنی کارکنان که باطیف وسیعی از تجهیزات برقی سروکار دارند. افزایش بازده کاری و صرفه جویی در سرمایه باعث شده تا بسیاری از شرکتها به سیستمهایی با رابط تصویری (CRT) برای کاربران رو بیاورند.

PMI (Person Machine Interface) برای کاربران به عنوان یک جایگاه عملیاتی است تا هم شرایط پستها را نظارت کنند و هم از طریق آن عملیات معمول یا اضطراری مربوط به کلیدها را انجام دهند.

در حقیقت PMI تنها قسمتی از یک سیستم کنترل مجتمع اتوماسیون یک پست برق است و سایر قسمتها عبارتند از:

وسایل الکترونیکی هوشمند IED، شبکه های ارتباطی، سایت های کامپیوتر و سیستم های عامل.

حرکت به سمت استفاده بدون خطر از تجهیزات به خاطر اینکه هر وسیله، مشخصات فنی خاص خود را دراد و صنعت برق در بسیاری از جاها با طیف وسیعی از تجهیزات برقی مربوط به سالهای مختلف روبروست و به لحاظ ایمنی کارکنان عملیاتی سیستم، به خصوص در محدوده پستها، این کارکنان تنها روی چند وسیله محدود کار می کنند (تا خوب به آن مسلط باشند). این مساله باعث می شود که قابلیت انعطاف سیستم اداری کارکنان کم شود، یعنی شرایط استخدام مشکلو هزینه آموزش و تربیت نیروی ماهر زیاد می شود. پیش بینی می شود که پیشرفت شغلی آن دسته از کارکنانی که آموزشهای اضافی (و به روز) می بینند، محدود شده و این باعث افزایش خطرپذیری آنها در کارهای عملیاتی شود.

برخی شرکت های برق برای انجام عملیات در محوطه پست ها، یک PMI در اختیار کارکنان قرار می دهند تا کارکنان بتوانند از طریق آن به قطع کننده ها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات فرمان قطع و وصل بدند. PMI اپراتور را از حرکت در اطراف پست بی نیاز می کند و در نتیجه خطراتی که متوجه افراد است را کاهش می دهد.

مزایای واقعی

به خاطر هزینه زیاد تجهیزات و (معمولاً) رشد کم تقاضای (مصرف) سیستم، کمتر اتفاق می افتد که تجهیزات دو پست کاملاً یکسان باشد. بنابراین اگر تجهیزات از سازندگان مختلفی تهیه شوند که تکنولوژی، رابطها و پیکربندی وسایل آنها با یکدیگر اختلاف داشته باشد، امری عادی است. حتی برای تجهیزات یکسان، تنظیم های عملیاتی (مانند محدود کننده های بار و تنظیم های حفاظت) برای هر وسیله به صورت اختصاصی تنظیم می شود. در نتیجه به خاطر ایمنی کارکنان عملیاتی سیستم، به خصوص در محدوده پستها، آنها تنها روی چند وسیله محدود کار می کنند (تا خوب به آن مسلط باشند). PMI اپراتور را از حرکت در اطراف تجهیزات بی نیاز می کند و در نتیجه خطرات را کاهش می دهد این بحث در سالهای آینده یکی از مباحث مهم ایمنی و سلامت شغلی است. به خصوص در پستهای قدیمی که قطع کننده های مدار برای فرونشاندن قوس ناشی از قطع کننده ها، امکانات کافی ندارند.

با بالا رفتن سرعت و صحت عمل کارکنان، شرکتها می توانند از کارکنان خبره در قسمتهای دیگر سیستم نیز استفاده کنند و بازده کاری افراد بالا می رود.

تابلوهای mimic که فن آوری قبلی مورد استفاده در پستها بود، دو اشکال اساسی دارند. یکی اینکه آنها از تعداد زیادی اجزای جداگانه تشکیل شده است که نیاز به نگهداری زیادی دارد. دیگر اینکه اضافه کردن یک نمایشگر یا کنترل کننده به سیستم خیلی پرهزینه است.

PMI این معایب را ندارد، میزان خرابی نرم افزار و سخت افزار مربوط به آن (پس از نصب و آزمایش) خیلی کم است. تنها قسمتی که احتمال بیشترین خرابی را دارد صفحه نمایش است. اما چون در مواقعی که استفاده نمی شود معمولاً خاموش است. در مقایسه با صفحات نمایش با کاربردهای معمول، عمر بیشتری دارد. همچنین در مقایسه با روش تابلو mimic از نظر فضا صرفه جویی زیادی دارد و اگر برای اتوماسیون یک

پست جدید از این روش استفاده کنیم. از نظر کار ساختمانی نیز صرفه جویی اساسی می شود. با واگذاری عملیاتی نظیر تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور و مدیریت بار به نرم افزار، کاهش بیشتری در تعداد تجهیزات امکان پذیر می شود. کمتر شدن تجهیزات نظارت و کنترل به معنی کاهش هزینه های نگهداری است.

اتوماسیون پستهای مبتنی بر نرم افزار، می تواند فرصت خود چک کردن و تشخیص خطای قابل ملاحظه ای را فراهم کند. مثلاً اشکالات ولتاژ را تشخیص دهد و به سایر اپراتورهای محلی یا دورتر اعلام کند. از دیگر امکانات PMI بیان راحت و ساده امکانات تصویری مانند طرح و صفحه تصویر رنگها، قلمها، نشانه های تجهیزات و متحرک سازی (برخی فرایندهای سیستم) است.

اپراتورهای پستهای امروزی، ممکن است فردا اپراتورهای مرکز کنترل باشند، لذا کار روزمره با PMI حداقل فایده ای که برای شرکت و خود او دارد، آمادگی بیشتر برای آموزشهای آینده است. اپراتورهای پستهای امروزی، ممکن است فردا اپراتورهای مرکز کنترل باشند. لذا کار روزمره با PMI حداقل فایده ای که برای شرکت و خود او دارد، آمادگی بیشتر برای آموزشهای آینده است.

در بعضی از سیستمها، می توان در یک زمان اطلاعات سیستم را هم به سیستم محلی و هم به ایستگاه مرکزی ارسال کرد. در این حالت ایمنی ذاتی سیستم به خاطر اینکه دو اپراتور به اطلاعات یکسانی از سیستم دسترسی دارند بیشتر می شود. البته دو اپراتوری بودن سیستم همه جا مناسب نیست. پارامترهایی مانند مباحث کاری، ظرفیت و انعطاف پذیری ایستگاه اصلی و نرم افزار ایستگاه فرعی، پروتکل ارتباط و محدودیتهای باند فرکانسی مهمترین مباحثی هستند که در هر وضعیت و حالتی باید مورد توجه قرار گیرد.

معایب

با گسترش ایستگاههای کامپیوتری، شرکتها مجبورند افرادی را که توانایی نگهداری و ایجاد سیستم (یا حداقل توانایی تغییر پیکربندی سیستم) را دارند به کار گیرند. افرادی با این مهارتها طبیعتاً خیلی ماندگار نیستند و این در درازمدت ممکن است به یک مشکل تبدیل شود و شرکتها مجبور شوند از افراد یکدیگر به صورت نوبت کار استفاده کنند.

PMI برخی هزینه های کوچک به سیستم تحمیل می کند نظیر هزینه های سخت افزار PC، هزینه طراحی اولیه و هزینه نگهداری بعدی از سیستم PMI، اما این هزینه ها با مزایای آن جبران می شود. ضمن اینکه افزایش سرعت عملیاتی، ایمنی و قابلیت اطمینان که به خاطر استفاده از PMI حاصل می شود، ممکن است فواید پنهان دیگری نیز در برداشته باشد.

کنترل از راه دور ایستگاهها و تجهیزات آن:

کنترل از راه دور ایستگاهها از دهه 1960 شروع شد و در حدود دهه 70، جایگزینی وسایل الکترومکانیکی با ابزارهای نیمه هادی در مرحله ابتدایی و مقدماتی بود.

یک طرح اتوماسیون پست، قبل از دهه 90 به طور معمول شامل سه ناحیه عملیاتی اصلی بود: کنترل نظارتی و جمع آوری داده ها (Scada) کنترل پست شامل اندازه گیری و نمایش، حفاظت، نمایی از این سیستم در جدول 1 دیده می شود. تجهیزات اتوماسیون مورد استفاده در هر یک از نواحی به طور عمده شامل وسایل الکترومکانیکی نظیر وسایل اندازه گیری، رله ها و وسایل حفاظت، زمان سنجها، شمارنده ها و وسایل نمایش آنالوگ و دیجیتال بود. سیستم های آنالوگ و دیجیتال اطلاعات در این سیستمها را در محل وسایل و یا روی پانلهای مدل سیستم نمایش می دهند. همچنین در این پانلها سوئیچهای الکترومکانیکی قرار داشت که اپراتورهای پست برای کنترل وسایل اولیه داخلی پست استفاده می کردند. معمولاً برای نمایش تجهیزات مربوط به هر یک از سه ناحیه عملیات اصلی قسمتی از پانل کنترل اختصاص داده شده بود.

با ظهور ریزپردازنده‌ها در دهه 70، شرایط عوض شد. سازندگان تجهیزات پست‌ها جایگزینی وسایل الکترومکانیکی ساخت خود را با وسایل نیمه‌هادی شروع کردند. این وسایل مبتنی بر ریزپردازنده که بعداً در صنعت به وسایل الکترونیکی هوشمند (IED) معروف شدند، مزایای چندی نسبت به وسایل قدیمی داشتند. آنها قابلیت‌های اضافی نظیر تشخیص خطا، خود چک کردن توانایی ذخیره داده‌ها و ثبت وقایع، رابط‌های مخابراتی و واحد ورودی خروجی مجتمع با قابلیت کنترل از راه دور داشتند. همچنین به خاطر اینکه چندین قابلیت را می‌توان در یک IED فشرده ساخت، می‌توان وسایل جانبی را حذف کرد. برای مثال، وقتی IED به یک ترانسفورماتور ولتاژ و جریان در مدار وصل است. این وسیله می‌تواند همزمان وظیفه حفاظت، اندازه‌گیری و کنترل از راه دور را به عهده بگیرد.

از امتیازات جالب توجه IED قابلیت اطمینان، راحتی نگهداری و سرعت مشکل‌دهی و پیکربندی سیستم است. دهه 70 و اوایل دهه 80 که این وسایل عرضه شدند به خاطر شک و تردید در مورد قابلیت اطمینان آنها و همچنین هزینه زیاد، از آنها استقبال نشد. اما با کمتر شدن قیمت و پیشرفت در قابلیت اطمینان و اضافه شدن قابلیت‌ها، آنها پذیرش بیشتری پیدا کردند.

در همین حال، شرکت‌های برق جایگزین کردن PLC را به جای رله‌های الکترومکانیکی (که در منطقه رله‌ای و منطق کنترل حفاظت در تابلوهای تجاری و معمول کنترل پستها به کار می‌رفتند) شروع کردند. البته فروشندگان تجهیزات هنوز این روند را متوقف نکرده‌اند. آنها همچنین زیر سیستم رابط گرافیکی کاربر را گسترش دادند. به طوری که اکنون روی یک سکوی کامپیوتری ارزان قیمت متکی به PC قابل اجراست. این سکوها گرافیکی برای برقراری یک رابط انسان ماشین (PMI) پیشرفته‌تر (نسبت به اندازه‌گیری‌های قدیمی آنالوگ و صفحات نمایش دیجیتال) از واحدهای کنترل از راه دور و PLC استفاده کردند. هر چه توابع و فعالیت‌های اتوماسیون پستها در یک دستگاه تنها فشرده‌تر می‌شد، مفهوم یک IED گسترش می‌یافت. این کلمه هم‌اکنون در مورد یک وسیله مبتنی بر ریزپردازنده با یک درگاه ارتباطی (مخابراتی). که همچنین شامل رله‌های حفاظت، اندازه‌گیرها، واحدهای خروجی، PLCها، ثبت‌کننده‌ها دیجیتالی خطا و ثبت‌کننده ترتیب وقایع نیز می‌شود، به کار می‌رود.

نکته‌ها:

IED اولین سطح فشرده‌سازی اتوماسیون است. اما حتی با استفاده گسترده از آن نیز تنها جزیره‌هایی از اتوماسیون در بین پست‌های مختلف پراکنده می‌شوند. صرفه‌جویی بیشتر موقعی حاصل می‌شود که تمام IEDها در یک سیستم کنترل ایستگاه‌های متمرکز (ISCS) قرار گیرند. تحقق سیستم‌های کنترل کاملاً مجتمع، هزینه‌های سیم‌کشی، تعمیر و نگهداری، مخابراتی و عملیاتی را کاهش و کیفیت برق و قابلیت اطمینان سیستم را افزایش می‌دهد.

اگر چه این مزایا ارزشمند است اما مجتمع کردن سیستم اتوماسیون ایستگاه‌ها (مثلاً در آمریکای شمالی) پیشرفت کمی داشته است و دلیل عمده آن این است رابط‌های سخت‌افزاری و پروتکل‌ها برای IED استاندارد نیستند. تعداد پروتکل‌ها برابر تعداد سازندگان وسایل و یا بلکه بیشتر، به خاطر اینکه تولیدات یک کارخانه نیز اغلب پروتکل‌های مختلفی دارند.

یک راه‌حل برای این مشکل نصب و برقراری یک gateway است که به عنوان یک سخت‌افزار و رابط پروتکل بین IED و یک شبکه عمل می‌کند. gateway به شرکت برق اجازه می‌دهد تا با اجزای یک شبکه و پروتکل ارتباطی مشترک، وسایل مختلف را با هم روی یک ایستگاه مجتمع کند. gateway به یک رابط فیزیکی بین IED و استانداردهای الکتریکی شبکه و همچنین به یک مبدل پروتکل بین آنها است. Gateway باعث می‌شود تمام IEDها از دیدگاه شبکه مورد استفاده در پست، از نظر ارتباطی یکسان به نظر برسند. از آنجا که برای هر IED یک نرم‌افزار نوشته شده این وضعیت نرم‌افزار نیز کار را پیچیده‌تر و مشکل‌تر کرده است. برای مثال ممکن است یک شرکت بخواهد تعدادی رله حفاظت از نوع DEL، رله‌های حفاظت فیدر از نوع ABB، مونیتورهای با کیفیت بالای GE Multilim اندازه‌گیرهای

PML و یک PLC نوع Modicon را در سیستم کنترلی ایستگاهی خود مجتمع کند. رله‌های SEL برای ارتباط از یک فرمت ASCLL که توسط SEL پشتیبانی می‌شود استفاده می‌کند. رله‌های ABB و GE پروتکل DNP3.0 را مورد استفاده قرار می‌دهند و اندازه‌گیری‌های PML نیز از همین پروتکل استفاده می‌کنند. در حالی که PLC برای ارتباط از پروتکل Modbus که Modicon تهیه کرده است، استفاده می‌کند. برای داشتن تمام این IED ها و پروتکل‌های نامتجانس آنها روی یک سکوی کامپیوتری، استفاده از درگاه بهترین راه حل است.

درگاه نه تنها به عنوان یک رابطه بین لایه فیزیکی شبکه محلی و درگاه‌های RS232/RS485 روی IED ها هستند عمل می‌کند بلکه به عنوان یک مبدل پروتکل، پروتکل‌های خاص هر IED را (مانند SEL DNP3.0 یا Modbus) به پروتکل استاندارد مورد استفاده شبکه محلی نصب شده ترجمه می‌کنند.

درگاه‌ها GateWay

دو روش در استفاده از درگاه برای ارتباط دادن وسایل با شبکه ایستگاهی مورد توجه است. در یک روش برای وسیله هوشمند یک درگاه ارزان قیمت تک ارتباطی استفاده می‌شود و در روش دوم از یک درگاه که دارای چندین گذرگاه است برای ارتباط با چندین IED استفاده می‌شود (شکل 1). اینکه کدام روش اقتصادی تر است به محل استقرار IED ها بستگی دارد. اگر آنها در یک محل مرکزی جمع شده باشند روش استفاده از چند درگاه مطمئناً مناسبتر است.

یک مشکل دیگر که هنگام مجتمع کردن IED ها باید مورد توجه قرار گیرد پیکربندی تجهیزات است. تعداد زیادی از IED ها تنها یک درگاه ارتباطی دارند که دو منظور را پشتیبانی می‌کند. یکی دریافت داده‌های گذشته و داده‌های زمان حاضر سیستم و دیگری خواندن و چندین کانال به صورت ترتیبی کار کند. اگر IDE ها در تمام ایستگاه پخش شده باشند، هزینه کابل کشی ممکن است خیلی سنگین شود. همبند شدن قسمتهای منطقی و هماهنگ عمل کردن، به یک کابل کشی مخرب نیاز دارد. چرا که معمولاً ورودیها به صورت سخت‌افزاری به محلهای مناسب وسیله متصل می‌شوند. این ارتباط می‌تواند به صورت یک شبکه محلی (LAN) به عنوان یک نوع مسیر ارتباطی خوب برقرار شود.

سرعت مسیر ارتباطی برای انتقال اطلاعات حفاظت پست باید بالا باشد (با زمان انتقال 2-4 میلی‌ثانیه و این مقدار اجباری است) یعنی بدترین محدودیت قابل پیش‌بینی زمان انتقال منظور شود

برای جایگزینی و تعویض کابل کشی شبکه باید قابلیت‌های اضافه‌تری در مواجهه با تغییرات محیطی (فیزیکی و الکتریکی) و تاخیر در پردازش و فراخوانی داده و قابلیت سنکرون شدن داشته باشد. سنکرون شدن در شبکه‌های کنترل ایستگاهی، برای تحلیل وقایع گذشته و تعیین ترتیب وقایع در یک سیستم حادثه دیده حیاتی است. اما دقت در حد میلی‌ثانیه که مناسب این نوع کارها باشد، به ندرت در پروتکل‌های شبکه‌های سطح بالا پیش‌بینی شده است. اگر چه به نظر می‌رسد به خاطر این مشکلات استفاده از LAN روش خوبی نیست، اما به کمک ماهواره می‌توان به وسایل مورد نیاز، سیگنال سنکرون کننده (زمان یکسان) ارسال کرد و مشکل سنکرون نبودن سیستم را برطرف کرد.

در سیستمهای آینده مبتنی بر استانداردهای باز LAN دسترسی به قسمت سوم تجهیزات و مجموعه‌های مهارتی آسانتر است. استفاده گسترده‌تر و معمولتر از استاندارد باعث می‌شود تا قسمت سوم تجهیزات به سازگار بودن محصولاتشان با محصولات یکدیگر مطمئن شوند و به عنوان آخرین مزیت، این برای سرمایه‌گذاران اشتغال خوبی است که به سادگی تجهیزات خود را با یکی از تجهیزات بزرگ موجود و پایه‌سازگار کنند.

جدا از بحث مربوط به نیازهای یک شبکه، در حال حاضر دو شبکه استاندارد وجود دارد. حداقل آنها در بین شرکت‌ها و سازندگان آمریکا و اروپا بیشتر از همه مورد توجه هستند. این دو عبارت‌اند از: اترنت و پروفیبوس. هیچکدام از آنها تمام نیازهای پیش‌گفته را برآورده نمی‌کنند، اما هر دو راه‌حلهای تجاری خوبی هستند.

مزیت بزرگ، اترنت این است که سخت‌افزار و امکانات آن را سازندگان زیادی عرضه می‌کنند، از کاربردهای چند لایه پشتیبانی می‌کند، کیفیت مناسب دارد پشتیبانی پروتکل شبکه مطابق با استانداردهای صنعتی و کمیت ناچیز وسایل آزمایش است. اما مهمترین نقص آن برای استفاده در پست، طبیعت احتمالی و غیرقطعی است که در نسخه استاندارد استفاده شده است (البته روشهایی برای رفع این مشکل ابداع شده است) از شبکه پروفیبوس برای فرآیندهای صنعتی در اروپا خیلی وسیع استفاده می‌شود و قطعی و غیر احتمالی گزارش شده است. اما پروتکل‌های شبکه و لایه‌های کاربردی تنها به استانداردهای تعریف شده پروفیبوس محدود می‌شود و تجهیزات و سخت‌افزار اضافی آزمایش خیلی بیشتر از آنهایی است که برای اترنت در دسترس است.

به فرض اینکه تمام مشکلات و مباحث مربوط به سخت‌افزار IED، تکنولوژیهای LAN و پروتکل IED و LAN حل شده باشد، سوال بعدی این است که تمام این اطلاعات مجتمع را به چه روش اقتصادی و مناسبی برای اپراتور پست نمایش دهیم. رابطهای غیرمبهم مناسب کاربر:

رابطه انسان – ماشین (PMI) شاید مهمترین قسمت در کل ISCS باشد. از طریق این رابط است که اپراتور پست باید کل پست را نظارت و کنترل کند.

داده‌ها باید برای اپراتور با دقت و آشکار بیان شود. امکان خطا و یا ابهام نباید وجود داشته باشد. چرا که عملیات اپراتور روی تجهیزات سیستم مهم و حساس است، همان طور که ایمنی افراد اهمیت دارد.

تکنولوژی انتخاب شده در اینجا PC است. PC یک مرکز کامپیوتری قوی برای کاربردها فراهم می‌کند. نرم‌افزارهای گرافیکی برای ارتباط با کاربر PC را قادر می‌کند که به صورت یک وسیله پیشرفته نظارت و کنترل برای اپراتورهای پست باقی بماند. کارت‌های شبکه زیادی برای ارتباط PC با شبکه LAN در دسترس است. همچنین محدوده انتخاب کامپیوترهای قوی گسترده است.

در یک دستگاه کامپیوتری، نرم‌افزارهای کنترل نظارتی و ثبت اطلاعات، داده‌های سیستم را از طریق اطلاعات، داده‌های سیستم را از طریق IEDهای اصل به شبکه جمع‌آوری و در یک پایگاه داده مرکزی ذخیره می‌کند. سپس داده‌ها به راحتی توسط نرم‌افزارهای کاربردی و رابطهای گرافیکی در دسترس کاربر هستند. عملیات SCADA می‌تواند هر دستور کنترلی اجرا شده به وسیله اپراتور را به IED مورد نظر بفرستد. در حال حاضر بسیاری از نرم‌افزارهای گرافیکی به اپراتورها کمک می‌کنند تا کار نظارت و کنترل پستها را با راندمان بالایی انجام دهند. وضوح تصویر خوب و قابلیت کامل گرافیکی بسیاری از نرم‌افزارها به اپراتورها امکان می‌دهد تا اطلاعات را به صورت‌های مختلف ببینند (به صورت جدولی، شماتیکی و یا هر نوع روش مناسب دیگر). حتی برخی بسته‌های نرم‌افزاری قوی توانایی این را دارند که بسیاری از فرآیندهای داخل یک پست را با متحرک‌سازی نمایش دهند.

پیشرفت در اقتصادی شدن طرح:

طرح iscs که از IEDها، LANها، پروتکلها، رابطهای گرافیکی کاربران (PMI) و کامپیوترهای ایستگاهی تشکیل شده، پایه و اساس پستها و ایستگاهها خودکار است. اما بلوکهای ساختمانی کاربردی (که متشکل از نرم‌افزارهای عملیاتی و نگهداری است). باعث سوددهی و تولید نتایج مطلوب شده و سرمایه‌گذاری در یک iscs را توجیه می‌کند. کاربردهای در دسترس یا در حال تولید امروزی که باعث افزایش ظرفیت و سود سیستم می‌شوند تحت عناوین زیرند:

- برای بازده عملیات: کاهش ولتاژ، کاهش VAR، متعادل کردن بار ترانسفورمرها و متعادل کردن بار فیدرها
 - برای قابلیت اطمینان عملیاتی: تشخیص خطا، مجزا کردن خطا و اصلاح سیستم، مدیریت بار، بارزدایی، کلیدزنی راکتور و خازن و انتقال بار.
 - برای کاهش نگهداری: نظارت مدار شکن‌ها، نظارت ترانسفورمرها، ضبط دیجیتالی خطاها و ضبط ترتیب وقایع
 - نگهداری بر اساس پیش‌بینی به کمک قوانین
- این موارد آخری اگر چه هنوز یک تکنولوژی نوظهور است، اما قادر است آنقدر قابلیت اطمینان سیستم را بالا ببرد که به تنهایی سرمایه‌گذاری در یک ICS را از نظر اقتصادی توجیه کند.
- لزوم وجود پشتیبان برای سیستم:

هر چه تعداد عملیات بیشتری بر روی یک سیستم تنها متمرکز شود، اهمیت قابلیت اطمینان سیستم افزایش پیدا می‌کند. برای مثال مشکلات کامپیوتر با قطع برق، ممکن است اجزایی از سیستم را به طور موقت از کار خارج کند. در یک طراحی خوب برای سیستمهای کنترل مجتمع ایستگاهی باید امکان خرابی تجهیزات سیستم را در نظر داشت و سیستمهای کنترلی و نظارتی پشتیبان کافی قرار داد. بنابراین باید همه تجهیزات و عملیاتهای مهم از پشتیبان برخوردار باشند. یک سیستم کنترل و حفاظت پشتیبان که به عملیات سیستم کامپیوتری وابسته نباشد، باید برای انجام عملیات مناسب وجود و سیستم برای قطع ناگهانی برق آمادگی داشته باشد.

بررسی سایر موانع:

در مجموع یک ICS از یک سکوی کامپیوتری پشتیبانی می‌کند تا تمام فعالیتهای یک پست برق در یک سیستم منفرد هوشمند و خودکار مجتمع شود. شرکتهای هم‌هنگ با این محیط رقابتی به چند فایده دست پیدا می‌کنند. صرفه‌جویی در هزینه‌های عملیات و نگهداری افزایش قابلیت اطمینان و معماری مدولار و قابل انعطاف که در نتیجه به نیازهای مشتری سریعتر پاسخ می‌دهد و سرویسهای مشتری بهتری فراهم می‌کند.

با وجود این قبل از پیاده سازی اتوماسیون کامل پستها، مهندسان شرکت با مشکلات چندی روبرو هستند. یک بررسی که اخیراً شرکت تحقیقی نیوتن - ایوان انجام داده است این موارد را به ترتیب اهمیت و اندازه به صورت زیر فهرست می‌کند.

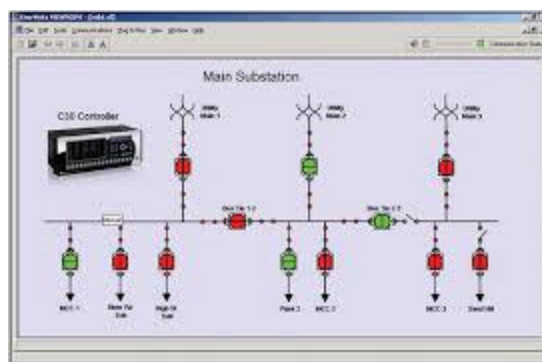
توجیهی نبودن کامل درستی پروژه، کمبود نقدینگی، عدم اعتقاد مدیریت به فلسفه کار، کمبود مهارت مورد نیاز در شرکت، نبود تکنولوژی مناسب و اهمیت هزینه‌های تغییرات مورد نیاز سیستم برای بعضی از مدیران. معمولاً دو مانع اول وابسته هستند، به این معنی که سرمایه‌گذاری موقعی انجام می‌شود که بتوان ثابت کرد نسبت سود به هزینه مثبت است. اما در شرکت‌های کوچک شده امروزی پیدا کردن وقت و منابع مالی کافی برای توجیه این کار بسیار سخت است. به خصوص اگر دانش داخلی مجموعه ناکافی باشد. در این حالت تعدادی از مشاوران فنی کار آزموده می‌توانند در طرح و توسعه یک پروژه معقول و گویا کمک کنند. همچنین برخی از سازندگان رده اول تجهیزات اتوماسیون پستها می‌توانند از نظر دانش فنی نیز به خریداران برای توجیه و نصب سیستم کمک کنند.

مزایای پست های DCS :

مهمترین مزایای پست های DCS عبارتند از:

- (1) کمک به روند خصوصی سازی صنعت برق: به دلیل سهولت دسترسی و تبادل کلیه اطلاعات پست و فراهم شدن امکان مدیریت بهینه تر شبکه برق و کوتاه شدن زمان و دفعات خاموشی ها

- (2) کاهش در تجهیزات پست: با وجود تجهیزات نیومریک نوین نیازی به تابلوهای اسکادا، ثبات حادثه و خطا، تابلوهای اینترفیس، اندازه گیری و کنترل سنتی نیست
- (3) کاهش در هزینه های بهره برداری: به دلیل توانمندی تجهیزات نیومریک نوین، امکان شناسایی سریع خطا و محل آن (Self Cheking) جریان ردیابی نرم افزاری لاجیک پست و امکان انجام مانورهای پیچیده فراهم شده است
- (4) کاهش هزینه های نگهداری: به دلیل اینکه عیب یابی و رفع آن سریعتر انجام می شود و تعمیر و نگهداری تجهیزات نیومریک در کل راحت تر است
- (5) کاهش هزینه های نصب: استفاده از فیبر نوری بجای سیم مسی برای ارتباط تجهیزات کنترل و حفاظت موجود در BCR تا اتاق کنترل مرکزی، موجب کاهش زمان نصب و هزینه های مربوطه می شود. حذف برخی از تجهیزات (مطابق آیتم شماره 2) نیز موجب کاهش زمان و هزینه های نصب می شود. همچنین به دلیل اینکه حجم عظیمی از بخش توسعه را با تغییرات نرم افزاری سیستم DCS انجام می شود، هزینه توسعه پست نیز کاهش می یابد
- (6) قابلیت ارسال سیگنال های الارم و ایونت در حجم زیاد
- (7) قابلیت ذخیره و آرشیو سیگنال ها به مدت طولانی
- (8) قابلیت تغییر SETTING رله ها از اتاق کنترل مرکزی توسط رابط انسان و ماشین یا HMI= Human Machin Interface: منظور مونیتور و صفحه کلید و تجهیزات در مفهوم عام است
- (9) امکان عملیات مهندسی بر روی سیستم حتی موقع کار سیستم
- (10) امکان ایجاد یک مرکز کنترل و کنترل چند پست از یک محل
- (11) امکان ایجاد چند سطح دسترسی که باعث بالا رفتن قابلیت اطمینان و پایداری سیستم DCS می شود



معایب و مشکلات پست های DCS

علیرغم قابلیت ها و ویژگی های بارز سیستم DCS، هنگام استفاده از آن با مشکلاتی روبرو خواهیم بود. مهمترین آنها عبارتند از:

کم بودن متخصص (طراح، مشاور، بهره بردار): با توجه به نوپا بودن سیستم DCS در صنعت برق و همچنین پیچیدگی ویژگی های این سیستم، نیروی متخصص نسبتاً کمی در این زمینه وجود دارد.

بیگانه بودن اپراتورها نسبت به سیستم DCS و عادت داشتن به سیستم قدیمی: به دلیل اینکه پست های مرسوم (CONVENTIONAL) سال های زیادی است که در حال بهره برداری هستند، می توان گفت بهره بردار با این سیستم ها عادت کرده و با چگونگی عملکرد آن آشنایی کافی دارد. از طرفی تجهیزات سیستم DCS از ماهیت میکروپروسسوری برخوردارند و دارای دو جنبه سخت افزار و نرم افزاری هستند که از لحاظ قابلیت و نحوه عملکرد و نوع ارتباط با سایر تجهیزات پست از مبحثی کاملاً جدید برخوردارند. از اینرو با تجهیزات پست های مرسوم کاملاً متفاوت هستند. لذا با قاطعیت می توان گفت که برای بهره برداری از پست های DCS گذراندن دوره های آموزشی و کسب دانش سیستم DCS امری کاملاً واضح است.

ناهمانگی در به روز شدن سیستم برق از جمله دیسپاچینگ: با توجه به اینکه تجهیزات پست ها ارتباطات وسیعی با مراکز دیسپاچینگ دارند، در صورت استفاده از سیستم DCS که از لحاظ ارتباط با پست های بالادست و مراکز دیسپاچینگ از تکنولوژی نوین برخوردار است، لازمه برقراری این ارتباط این است که در سیستم دیسپاچینگ پست ها نیز تجهیزات هماهنگ با سیستم DCS بوجود آید.

عدم هماهنگی بین سازندگان تجهیزات نیومریک مختلف: سیستم های اتوماسیون پست توسط سه دسته از شرکت ها ساخته می شوند. نخست شرکت هایی هستند که از دیر باز سازنده تجهیزات فشارقوی بوده و در زمینه اتوماسیون صنعتی و اسکادای برق نیز دارای سابقه کار هستند. دسته دوم شرکت هایی هستند که سازنده تجهیزات فشار قوی نبوده، اما در زمینه اسکادای برق و ارتباطات بین شرکتی با سازندگان تجهیزات فشار قوی دارای سابقه زیادی هستند. دسته سوم شامل شرکت هایی است که از صنعت اسکادای گاز و آب و اتوماسیون پروسه های صنعتی، در زمینه پست نیز فعال شده اند. بنابراین با محدوده وسیعی از سیستم های اتوماسیون پست با قیمت های متفاوت روبرو هستیم. سیستم های فوق از لحاظ نرم افزار، سخت افزار (تجمع یا عدم تجمع تجهیزات کنترلی در یک IED)، پروتکل های ارتباطی و مخابراتی، توپولوژی (آرایش شبکه ای تجهیزات) و ... با یکدیگر متفاوتند. شرکت های پیشگام در زمینه اتوماسیون پست عبارتند از: SIEMENS, ABB, AREVA, GE, ARTECHE و VATECH. برخی از شرکت های فوق در زمینه اتوماسیون ساختارهای مختلفی را ارائه می نمایند. بطور مثال شرکت SIEMENS سیستم های SICAMPAS, SINAUT-LSA و ... را ارائه نموده است. این امر مشکلاتی را از لحاظ بهره برداری، تعمیر و نگهداری و ارتباط بین پست ها را بوجود آورده است.

نیاز به طراح متخصص برای هرگونه تغییر یا توسعه در سیستم: به دلیل قدمت اندک این تکنولوژی در کشورمان، بدون شک یکی از مهمترین مشکلات سیستم های DCS این است که دانش تخصصی آن را فقط در معدود شرکت هایی می توان یافت. چنانچه مجبور به تغییر یا توسعه ای در شبکه انتقال باشیم، به علت اینکه ارتباطات بالادست، تنظیمات کنترلی و حفاظتی دستخوش تغییر خواهند شد و از این لحاظ می باید در ارتباطات نرم افزاری و سخت افزاری سیستم DCS تغییراتی بوجود آید، لذا به دلیل پیچیدگی کار چنین امری بدون حضور متخصصین امر تقریباً محال است و حتی در مواردی حضور کارشناسان و متخصصان خارجی این سیستم ها احساس می شود. شرکت های برق منطقه ای در این زمینه دارای نقطه ضعف هستند و به همین دلیل برخی اوقات رفع مشکل پیش آمده در سیستم DCS روزها و هفته ها به طول می انجامد و از لحاظ پایداری شبکه و فروش برق شرکت های برق متحمل خسارت هایی می شوند.

عدم ماندگاری افراد متخصص در شرکت های برق: با ورود تکنولوژی DCS، شرکت های برق مجبورند افرادی را به منظور بهره برداری و نگهداری سیستم به نحو مطلوب و با صرف هزینه های زیادی آموزش دهند. افرادی که این مهارتها را کسب می کنند، به دلیل آنچه که پیشتر

در خصوص کمبود نیروی متخصص گفته شد این امکان به وجود می آید که با حقوق و مزایای بیشتر جذب شرکت های خصوصی شوند و این موضوع در دراز مدت ممکن است به یک مشکل بزرگ تبدیل شود. (نمونه بارز این موضوع برخی از پرسنلی هستند که در پست DCS نیروگاه گازی آبادان آموزش دیده اند.)

فیبر نوری و علت استفاده از آن در سیستم های DCS :

یکی دیگر از کابلهای مورد استفاده در شبکه های کامپیوتری کابل فیبر نوری می باشد که در این کابل به جای استفاده از فلز از شیشه برای انتقال داده ها استفاده میشود . که این شیشه را داخل غلافی از جنس پلاستیک قرار میدهند و از ژل به عنوان محافظ فیبر در اطراف آن استفاده می شود که برای کار در محیط های خطرناک و در مقابل ضربات مکانیکی آن را مقاوم میکنند.

علت استفاده از فیبر نوری در این سیستم آن است که میدان مغناطیسی روی آنها اثر نمی گذارد و دارای سرعت بالا برای انتقال داده ها می باشد و تضعیف سیگنال در آنها کم است . این کابل توانایی انتقال داده در یک جهت را دارد و برای دریافت و ارسال اطلاعات باید از دو رشته مجزا استفاده کرد.

صفحات کاربری که بر روی مانیتور وجود دارد عبارتند از :

(این صفحه دارای ویژگی های زیر است: substation overview الف- صفحه:)

- 1- در این صفحه نمای تک خطی پست و ارتباط تجهیزات وجود دارد.
- 2- وضعیت بازو بسته بودن کلید ها مشخص است .
- 3- تجهیزات و خطوط برقدار و بی برق به رنگهای مختلف نمایش داده شده .
- 4- قابلیت دسترسی سریع به صفحات دیگر
- 5- پارامترها و مقادیر اندازه گیری شده نیز وجود دارد.
- 6- فرمان قطع و وصل کلیدهای مختلف در این پنجره انجام می شود که با کلیک کردن بر روی کلید موردنظر میتوان کلید را باز و بسته کرد.

ب- صفحه **Event** : که تمامی حوادث مهم و غیر مهم در آن ثبت و ضبط می شود که این حوادث شامل تمام آلام ها ، خطاها ، مانورها ، و تغییر وضعیت کلید ها و حتی خاموش و روشن کردن مانیتور نیز می شود . و زمان حادثه ، محل حادثه و نوع حادثه را نمایش میدهد . و قابلیت ضبط این اطلاعات برای زمان طولانی را دارد.

ج) صفحه **Alarm** : که فقط حوادث خیلی مهم در آن ثبت و ضبط می شود . نظیر قطع ترانس و خطوط و کلید ها. این صفحه همانند صفحه **event** زمان و محل و نوع حادثه را نمایش میدهد و قابلیت ضبط این اطلاعات را برای زمان طولانی دارد .

د) صفحه **Inter Lock** : بعضی اوقات با فرمان دادن به یک کلید جهت باز یا بسته کردن آن. کلید مورد نظر فرمان نمی گیرد و یک منو ظاهر می شود که نشان از وجود اینترلاک در مسیر کلید دارد . با کلیک کردن بر روی این منو صفحه ای باز می شود به نام صفحه **inter lock** که در آن تمامی اینترلاک های موجود بر سر راه کلید مورد نظر نوشته شده که در ابتدا به رنگ قرمز است و پس از برطرف شدن به رنگ سبز در می آید و زمانی که همگی اینترلاک ها به رنگ سبز در آید کلید قابلیت فرمان پیدا می کند. این صفحه به منظور جلوگیری از اشتباهات اپراتور در حین قطع و وصل کلید در نظر گرفته شده است.



پروتکل:

یک پروتکل شبکه، زبانی است که سیستم های متفاوت از آن استفاده می کنند تا با یکدیگر ارتباط برقرار کنند. پروتکلها، زبان ارتباطی بین لایه های هفتگانه شبکه میباشد که در هر مورد میتواند متفاوت باشد. پروتکلهایی نظیر Fieldbus, Industrial Ethernet, Profibus, Hostlink, DNP3, Modbus, Asibus, Lon, CAN, NetDevice, PLC Bus, X10, RS232- RS485, ...

در صنعت برق بعنوان مثال اگر یک شرکت یک رله دیستانس تولید میکند امکان ارتباط این رله با تجهیزات ساخت کارخانجات دیگر را با پشتیبانی از پروتکل ها را ذکر مینماید.

استاندارد ها

یک استاندارد، توافقی بر اساس یک پروتکل است. در روزهای آغازین شبکه های کامپیوتری، هر سازنده کامپیوتر پروتکل های شبکه بندی مختص خود را ایجاد میکرد. در نتیجه، امکان ترکیب قطعات از سازندگان مختلف در یک شبکه وجود نداشت. بنابراین استاندارد ها بوجود آمدند. استاندارد ها پروتکل های تعریف شده در مقیاس صنعتی هستند که به یک سازنده خاص محدود نمیشوند. با پروتکل های استاندارد، میتوانید قطعات ساخت سازندگان مختلف را با همخوانی کامل استفاده کنید. تا زمانی که قطعه ای از استاندارد های خاص پیروی کند، میتواند درون شبکه قرار گرفته و کار کند. سازمانهای بسیاری در رابطه تهیه استاندارد های شبکه بندی فعالیت میکنند که پنج سازمان از مهمترین سازمانهای استاندارد سازی را معرفی میکنیم :

- (1) انستیتوی استانداردهای ملی امریکا : *ANSI* : سازمان رسمی استانداردها در ایالات متحده.
- (2) سازمان بین المللی استاندارد سازی : *ISO* : تشکیلاتی متشکل از بیش از 100 سازمان استانداردسازی از سطح جهان.
- (3) انستیتوی مهندسی الکتریک و الکترونیک : *IEEE* : سازمانی بین المللی که چندین استاندارد کلیدی شبکه را منتشر کرده است. استاندارد رسمی برای سیستم شبکه بندی اترنت که بطور رسمی *IEEE 802.3* نام گرفته است، از این جمله میباشد.
- (4) *IEC, ISA* و

یکی از استانداردهای دیسپاچینگ و تله متری، پروتکل تبادل اطلاعات و فرامین بین مرکز و ایستگاهها جهت ارسال و دریافت میباشد که منجر به تدوین پروتکل استاندارد IEC 60870-5-101 اختصاراً IEC101 و سپس بروی شبکه LAN و WAN که منجر به پروتکل IEC 60870-5-104 شد

استاندارد IEC-61850 استاندارد اتوماسیون در ایستگاه برق
استاندارد IEC-60870 استاندارد دیسپاچینگ و تله متری برق
این دو استاندارد مکمل هم برای اتوماسیون در شبکه صنعت برق میباشد



امروزه در سامانه توزیع برق عموماً قابلیت کنترل مرکزی وجود دارد. در این سامانه ها کامپیوترها و برنامه های کاربردی خاصی وجود دارد که مدیریت را بهبود بخشیده و تأثیر عوامل انسانی را کاهش می دهد.

در گذشته یکپارچه سازی سیستم های اتوماسیون برق بسیار پیچیده و بعضاً غیر ممکن می نمود، به طوریکه هر شرکت فعال در این حوزه بروی تجهیزاته از پروتکل مخصوص خود استفاده می کرد و استانداردهای عمومی مشخصی برای یکپارچه سازی یا همگام سازی بین تجهیزات از برندهای مختلف وجود نداشت اما امروزه سیستم ها هوشمندتر شده اند بنابراین نیاز به تجهیزاتی یا استانداردهایی جامع و عمومی تر وجود دارد که جانشین پروتکل های محدود گذشته گردد تا تمامی تجهیزات از برندهای مختلف که در ایستگاههای مختلف استفاده می شود به وسیله انطباق با این استانداردهای عمومی با یکدیگر یکپارچه گردند

در صنعت برق یکی از جدیدترین استانداردهایی که برای ارتباط با این ویژگی تدوین شده IEC-61850 است. در این پروتکل مانیتور کردن همزمان دستگاه ها و مدیریت از یک مرکز کنترل ممکن می گردد. همچنین این استاندارد، توانایی انطباق با تغییرات سریع، حفاظت، ارتباط و کنترل ایستگاه های برق را دارد. IEC-61850 از پروتکل های MMS، GOOSE و SMV و به زودی از Web Services استفاده میکند. این پروتکل ها ارتباط را روی شبکه TCP/IP با سرعت زیاد برقرار می نماید.

Sedighias220@yahoo.com

در تهیه این جزوه از مسئولین بهره برداری برق منطقه فارس و صفحات اینترنت و اطلاعات شخصی خودم استفاده شده است

پایان

.....

در هر حرفه ای که هستید نه اجازه دهید که به بدبینیهای بیحاصل آلوده شوید و نه بگذارید که بعضی لحظات تاسف بار که برای هر ملتی پیش می آید شما را به یاس و ناامیدی بکشاند. در آرامش حاکم بر آزمایشگاهها و کتابخانه هایتان زندگی کنید .

نخست از خود پرسید : " برای یادگیری و خودآموزی چه کرده ام ؟ "

سپس همچنان که پیشتر میروید پرسید : " من برای کشورم چه کرده ام ؟ "

و این پرسش را آنقدر ادامه دهید تا به این احساس شادابخش و هیجان انگیز برسید که شاید سهم کوچکی در پیشرفت و اعتلای بشریت داشته اید.

اما هر پاداشی که زندگی به تلاشهایمان بدهد یا ندهد هنگامی که به پایان تلاشهایمان نزدیک میشویم هر کدامان باید حق آن را داشته باشیم که با صدای بلند بگوییم " من آنچه در توان داشته ام انجام داده ام " لوئی پاستور 1895

Sedighias220@yahoo.com