

دیسپاچینگ برق

(تولید - انتقال - فوق توزیع - توزیع)

استاد امین صدیقی

شیراز 1395

این جزوه با همکاری مهندس مهربابی و مهندس کوهبر مهندس شتابنده و دکتر قائدی و اینجانب صدیقی جمع آوری و تدوین شده است 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.

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

در این جزوه به بررسی مقررات بهره برداری ایستگاه انتقال میپردازیم.

تولید، انتقال، توزیع برق
اهمیت نگهداری از سیستم

فصل اول: تقسیم وظایف و مسئولیتها برای مسئولین بهره برداری از سیستم

بهره بردار

دیسپاچر (مرکز کنترل سیستم = دیسپاچینگ)
اپراتور (ناظر و عملگر نهایی)

فصل دوم: اصول بهره برداری از سیستمهای بهم پیوسته

روش عملیاتی هنگام بروز حادثه در سیستم
نحوه گزارش حوادث به مرکز کنترل سیستم
روشهای بهره برداری از سیستم هنگام افزایش ولتاژ
روشهای بهره برداری از سیستم هنگام کاهش ولتاژ
روشهای بهره برداری از سیستم هنگام افزایش جریان
روشهای بهره برداری از سیستم هنگام فرکانس غیر عادی

فصل سوم: دیاگرامهای تک خطی

مشخصات دیاگرامهای عملیاتی و تک خطی
گزارش ورودیها و خروجیها
انجام عملیات روی سکسیونرها در ایستگاه
علائم و شماره گذاری
علائم و پلاکها برای وسائل و تجهیزات الکتریکی و دکلها

فصل چهارم: استاندارد دستگاهها و عملیات

علائم و شماره گذاری
علائم و پلاکها برای وسائل و تجهیزات الکتریکی و دکلها
رنگهای استاندارد برای شینه ها با ولتاژهای مختلف
فواصل مجاز هنگام کار در نزدیکی دستگاهها
بهره برداری و نگهداری از باطریها در ایستگاهها

انرژی الکتریکی و مزایای آن

مزیت استفاده از انرژی الکتریکی:

ارزان بودن و قابلیت تغییر انرژی از یک حالت به حالت دیگر براحتی

روشهای تولید برق

- 1- تولید انرژی الکتریکی از روش الکترومغناطیسی: (اگر یک هادی مثلاً یک سیم در داخل میدان مغناطیسی به حرکت در آید در دو سر آن سیم جریان برق جاری میشود). پس با سه عامل 1-سیم پیچ 2-میدان 3-حرکت بین میدان و سیم پیچ که نهایتاً در دوسر سیم پیچ ولتاژ ایجاد میشود حرکت با استفاده از احتراق سوخت فسیلی (گازوئیل - گاز - بنزین - ..) - حرکت با استفاده از انرژی باد با برخورد به پرهها (توربین بادی) - حرکت با استفاده از انرژی پتانسیل سد با برخورد به پرهها (توربین آبی) - حرکت با استفاده از اهرمال حرکت بخار آب جوش به پرهها (حرکت بخار گرمای آب اطراف اگزور - آب سوخت اورانیوم ..) (توربین انرژی اتمی)
- 2- تولید انرژی الکتریکی به روش عملیات شیمیایی (باتری):
- 3- تولید انرژی الکتریکی با استفاده از انرژی خورشیدی: (سلولهای خورشیدی متاثر از نور خورشید)
- 4- تولید انرژی الکتریکی با استفاده از ترموکوپل (اعمال حرارت به نقطه اتصال دو فلز غیر همنام)
- 5- تولید برق با کریستال پیزو الکتریک (ولتاژ زیاد و لحظه‌ای)
- 6-

عیب نیروگاهها:

استهلاک و هزینه تعمیر نگهداری زیاد و استفاده از گاز یا گازوئیل و ...

علت استفاده از نیروگاههای بزرگ (بجای نیروگاههای کوچک) و نهایتاً شبکه سراسری

کاهش استهلاک و هزینه تعمیر نگهداری
کاهش تلفات خط انتقال یعنی کاهش تلف انرژی

انتقال انرژی الکتریکی

تولید انرژی الکتریکی هزینه دارد بنابراین بایستی انرژی الکتریکی از تولید با حداقل تلفات به مصرف کننده برسد

کاهش تلفات

تلفات در یک سیستم برقی و در خطوط انتقال برق غیر از تلفات امپدانسی، تلفات اهمی هم هست

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

بنابراین برای کاهش تلفات در سیمهای انتقال برق باید

کاهش p = مقاومت سیم کم باشد - جنس سیم مناسب (طلا نقره مس آلومینیم آهن)

کاهش L طول سیم کوتاه شود (مسیر مستقیم)

افزایش A قطر مقطع سیم بزرگتر شود (مثلاً باندل نمودن)

کاهش I (ترانس افزایش ولتاژ جنب تولید کننده - باعث کاهش جریان در خط میشود (در ترانس) و ترانس

$$V_1 * I_1 \cong V_2 * I_2 \quad \text{کاهنده نزدیک مصرف}$$

XX

استفاده صحیح از تجهیزات نصب شده در صنعت برق بطوریکه 1- سلامتی و ایمنی اپراتور 2- سلامتی و ایمنی گروه‌های تعمیرات 3- سلامت تجهیز را سبب میشود

صادر میشود

تعاریف تجهیزات

T	فیدر	F	ژنراتور	G	خط	L
SS	ترانس توزیع داخلی		ترانس خازنی	CVT	ترانس ولتاژ	PT-VT
.....			برقگیر	LA	ترانس نولساز	GT
						...

ولتاژ 400 کیلوولت	کد 9	ولتاژ 230 کیلوولت	کد 8
ولتاژ 132 کیلوولت	کد 7	ولتاژ 63-66 کیلوولت	کد 6
ولتاژ 20 کیلوولت	کد 4	ولتاژ 11 کیلوولت	کد 3

سکسیونر خط کد 3 بریکر کد 2 سکسیونر زمین کد 9

مثلا 6042 یعنی بریکر خط 604 که دارای ولتاژ 66kv میباشد

رنگ ولتاژ در هنگام رقص نقشه های شبکه برق

قهوه ای	بالای 400 کیلوولت
بنفش	400 کیلوولت
قرمز	230 کیلوولت
سبز	132 کیلوولت
آبی	66 و 63 کیلوولت
نارنجی	33 کیلوولت
زرد	11-20 کیلوولت
مشکی	11 کیلوولت به پایین

مقررات نگهداری از تجهیزات برق (تولید انتقال فوق توزیع توزیع)

وظیفه بهره‌بردار شبکه های برق ، نظارت مداوم بر کارکرد صحیح کلیه تجهیزات داخل اتاق فرمان و محوطه سویچ یارد و کلیه محلهای مرتبط و همینطور نظارت بر کار گروه تعمیرات و یادداشت کلیه اطلاعات و آمار و ارقام و حوادث و عملکرد تجهیزات و گزارش کامل و بموقع به مراجع ذیربط میباشد

قطع تجهیزات

1- دستی

2- اتوماتیک

قطع دستی

زمان انجام قطع دستی

- 1- زمانیکه دیسپاچینگ مشکلی در شبکه سراسری ببیند و به ایستگاه اعلام نماید
- 2- زمانیکه گروه تعمیرات طبق مجوز درخواست نماید
- 3- زمانیکه بار خطوط خروجی و ترانسفورماتور به 95٪ مقدار مجاز و ست set شده برسد
- 4- زمانیکه ولتاژ ورودی ایستگاه آنقدر زیاد شود که به غیر قابل تحمل برسد
- 5- زمانیکه ولتاژ خروجی ایستگاه کاهش یابد و به غیر قابل تحمل

نحوه انجام قطع دستی

- 1- هماهنگی با واحدهای پنج گانه جهت اعلام آمادگی برای قطع و دریافت مجوز خاموشی و صدور کارتها و فرمهای مخصوص (1- دیسپاچینگ 2- بهره‌برداری 3- ایستگاههای مبادی و واردکننده انرژی به این ایستگاه 4- ایستگاههای دریافت کننده و مصرف کننده و مقاصد انرژی از این ایستگاه 5- گروههای انسانی تعمیر و بازسازی و طرح)
- 2- قطع کلید و خارج نمودن تک به تک فیدهای خروجی سپس قطع کلید ورودی (چنانچه باشتباه و یکباره بار زیادی از تجهیز برداشته شود هم به کلید قدرت و هم در اثر اضافه ولتاژ ناشی از قطع کلید به عایقی تجهیزات آسیب میرسد)
- 3- اعلام زمان قطع به پنج واحد فوق و حصار کشی تجهیزات برقرار از بی برق (و تحویل به گروه تعمیرات و بازسازی و طرح)
- 4- پس از اتمام کار و دریافت کارتهای پایان کار و برداشتن حصار و هماهنگی کامل با واحدهای پنج گانه فوق ، برقرار نماید بترتیب زیر (کلیه خروجیها حتما قطع باشد - ورودی وصل گردد - خروجیها تک تک برقرار شوند)

توجه: هنگام قطع دستی کلید جهت گروه تعمیرات یک تجهیز ، بایستی پس از قطع کلید سکسیونر طرفین کلید باز گردد و سکسیونر زمین بسته شده و سکسیونر ها قفل و کلید آن قفل تحویل گروه تعمیرات گردد و در

انتهای هنگام بازگشت گروه تعمیرات و اتمام کار قفل ها باز و پس از اطمینان از اینکه کلید هنوز قطع است با هماهنگی امورهای ذیربط ، سکسیونر طرفین کلید را بسته و سپس کلید وصل نمایید

قطع اتوماتیک

هنگامیکه اتوماتیک یک خط خروجی قطع شود

- 1- کلیه علائم هشدار دهنده و آلارمها و وضعیت کلیدها یادداشت نماید
- 2- نام ایستگاه و زمان قطع و علت قطع و مقدار بار قطع شده و نام تجهیزات عمل کننده و عملکرد رله های حفاظتی و اینکه این قطع چه تاثیری بر شبکه گذاشته و چه حوادث طبیعی در منطقه بوده و اعلام نیاز به وصل مجدد به دیسپاچینگ و واحدهای ذیربط اعلام شود و در دفاتر ثبت گردد (هینطور اعلام اینکه همزمان با این قطعی چه حوادث دیگری همزمان رخ داده)
- 3- پس از اطمینان از رفع عیب در خطوط خروجی (یا اطمینان از اینکه عیب گذرا در طول خط بوده) با هماهنگی با امورهای مرتبط ، برقرار نماید

هنگامیکه اتوماتیک خط ورودی قطع شود و ایستگاه بی برق گردد

- 1- کلیه علائم هشدار دهنده و آلارمها و وضعیت کلیدها یادداشت شود
- 2- به امورهای ذیربط اطلاع دهد
- 3- کلیه کلیدهای خروجی قطع شود
- 4- با هماهنگی با امورهای مرتبط ، کلید ورودی وصل و تک به تک کلیدهای خروجی برقرار نماید

هنگامیکه اتوماتیک یک تجهیز قطع شود

- 1- کلیه علائم هشدار دهنده و آلارمها و وضعیت کلیدها یادداشت شود
 - 2- به امورهای ذیربط اطلاع دهد
 - 3- کلیه کلیدهای لازم قطع شود
- با هماهنگی با امورهای مرتبط ، کلیدهای لازم وصل و وضعیت تجهیز عادی گردد
- تذکر: در صورتیکه ترانسفورماتور قدرت با عملکرد رله دیفرانسیل و بوخهلتس از سرویس خارج شد بایستی گروه تعمیرات در محل حاضر گردد و بهیچوجه بدون تایید گروه تعمیر و بازدید کننده از ترانس قدرت نباید ترانس برقرار گردد.

مقررات حفاظت

کارتهای حفاظت

- 1- کارت حفاظت شخصی
- 2- کارت حفاظت دستگاه
- 3- کارت احتیاط
- 4- فرم تضمین

نحوه مانور وصل خط یا قطع ترانسفورماتور

- 1- بار یا مگاوات مصرفی خروجی باید قبلاً صفر شده باشد (قطع کلیدهای کلیه خروجی ها)
 - 2- زمین سکسیونر باز گردد
 - 3- سکسیونر طرفین بریکر بسته نموده
 - 4- بریکر مربوطه ببندید
- در کلیه موارد هماهنگی با دیسپاچینگ ناحیه الزامی است

نحوه مانور قطع خط یا قطع ترانسفورماتور

- 1- بار یا مگاوات مصرفی خروجی را یک یک قطع نموده بنحویکه از یک سمت هیچ باری گرفته نشود
- 2- بریکر مربوطه باز (بریکر = دژنکتور = کلید)
- 3- سکسیونر طرفین بریکر باز نموده
- 4- در صورت لزوم سکسیونر سمت بی برق شده زمین گردد

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 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
فشارقوی	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 منطقه ای (سطح یک) AOC = AREA OPERATING CENTER

کنترل ایستگاهها و خطوط انتقال

دیسپاچینگ فوق توزیع (سطح دو) = REGIONAL DISPATCHING CENTER

RDC

کنترل ایستگاهها و خطوط فوق توزیع

XX

دیسپاچینگ توزیع (سطح سه) DCC = DISTRIBUTION CONTROL CENTER

کنترل شبکه توزیع برق

محدوده ولتاژ انتقال (230kv- 400kv)

ولتاژ (230,400KV)	کاهش	وظیفه	افزایش	وظیفه
ولتاژ عادی $V_n * 0.98 < V < V_n * 1.02$	کاهش تا 2٪ ولتاژ نامی	-	افزایش تا 2٪ + ولتاژ نامی	-
ولتاژ بحرانی $V_n * 0.90 < V < V_n * 1.05$	کاهش تا 10٪ ولتاژ نامی	تصحیح با تپ و ورود خازن و خروج راکتور	افزایش تا 5٪ + ولتاژ نامی	تصحیح با تپ و خروج خازن و ورود راکتور
ولتاژ غیر قابل تحمل $V < V_n * 0.90$ $V > V_n * 1.05$	کاهش کمتر از 10٪ ولتاژ نامی	تصحیح ولتاژ به روش فوق و قطع خطوط خروجی کم اهمیت	افزایش بیش از 5٪+ ولتاژ نامی	تصحیح ولتاژ به روش فوق و قطع خطوط ورودی

محدوده ولتاژ فوق توزیع (63kv-132kv)

ولتاژ (63,66,132KV)	کاهش	وظیفه	افزایش	وظیفه
ولتاژ عادی $V_n * 0.95 < V < V_n * 1.05$	کاهش تا 5٪ ولتاژ نامی	-	افزایش تا 5٪ + ولتاژ نامی	-
ولتاژ بحرانی $V_n * 0.90 < V < V_n * 1.07$	کاهش تا 10٪ ولتاژ نامی	تصحیح با تپ و ورود خازن و خروج راکتور	افزایش تا 7٪ + ولتاژ نامی	تصحیح با تپ و خروج خازن و ورود راکتور
ولتاژ غیر قابل تحمل $V < V_n * 0.90$ $V > V_n * 1.07$	کاهش کمتر از 10٪ ولتاژ نامی	تصحیح ولتاژ به روش فوق و قطع خطوط خروجی خروجی کم اهمیت	افزایش بیش از 7٪+ ولتاژ نامی	تصحیح ولتاژ به روش فوق و قطع خطوط ورودی

محدوده ولتاژ توزیع (11kv-20kv-33kv)

عادی تا 5٪- و تا 5٪+ عادی $V_n * 0.95 < V < V_n * 1.05$

محدوده فرکانس

فرکانس عادی	کاهش تا 49.7 هرتز	افزایش تا 50.3	
-------------	----------------------	-------------------	--

فرکانس بحرانی	کاهش تا 49.5 هرتز		افزایش تا 50.5	
فرکانس غیر قابل تحمل	کاهش کمتر از 49.2 هرتز	مانور با دستور دیسپاچینگ ملی	افزایش تا 50.5	مانور با دستور دیسپاچینگ ملی

در صورت عملکرد رله بوخهلتس و دیفرانسیل ترانس های شبکه نبایستی قبل از بازدید گروه تعمیرات در سرویس قرار گیرد.

sedighias220@yahoo.com

باتریخانه و اهمیت نگهداری آن

جهت تغذیه رله و حفاظت و دیتا و فرامین و به تجهیزات زمانی که اصلاً برق موجود نباشد و دیزل هم از کار افتاده باشد از باتریخانه استفاده میشود

تجهیزات پست

مشخصه ترانسهای قدرت:

- 1- ظرفیت (قدرت)
- 2- ولتاژ اولیه و ثانویه (نسبت تبدیل)
- 3- چگونگی سیستم خنک کنندگی
- 4- چگونگی تپ (offload-onload)
- 5- وزن
- 6- گروه برداری (نوع اتصال)
- 7- فرکانس
- و

ترانس نولساز

ترانس توزیع داخلی

تپ چنجر

سرهای مختلف در ترانسفورماتور جهت افزایش تعداد دور سیم پیچ اولیه برای کاهش یا افزایش ولتاژ

خازن

راکتور

سی تی CT = ترانس جریان

سر اولیه این ترانس سری با خط حامل جریان سرهای ثانویه جهت اندازه گیری (میترینگ) و حفاظت توجه سر ثانویه ترانس جریان بهیچوجه باز نماند

پی تی PT - ترانس ولتاژ = سی وی تی CVT

سر اولیه ترانس PT موازی با خط حاوی ولتاژ سرهای ثانویه جهت حفاظت و میترینگ (در مواردیکه بخواهیم مخابرات هم روی سیم برق داشته باشیم حتما CVT که از سیستم خازنی برای کاهش ولتاژ جهت میترینگ و حفاظت و انتقال صوت و داده مخابراتی روی هادیهای برق استفاده میکنیم)
علت استفاده های از خط انتقال برق

- 1- جهت انتقال جریان و ولتاژ برق از تولید برای برطرف نمودن نیاز مصرف کننده
- 2- جهت تبادل اطلاعات و جهت تبادل پیام با نصب سیستم PLC برای تامین برق مطمئن و پایدار جهت که برطرف کننده نیاز ایستگاههای برق به تبادل اطلاعات با مراکز کنترل دیسپاچینگ بالاسر

وسایل ارتباطی متداول در یک ایستگاه

- 1- بیسیم
- 2- تلفن شهری
- 3- تلفن پی ال سی
- 4- فیبرنوری
- 5- میکروویو
- 6- زوج سیم

علت نصب راکتور مستقیماً روی خطوط 400 کیلوولت

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 خودکارشدن عملیات.

خودکارسازی 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). 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 آرشیو 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 ابزارآلات 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) تکرارپذیری 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) یا مدار 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 جایکه 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 .

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 مانیتورینگ 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 ..



ارسال شده) برابر نشده باشد فشار ارسالی برای دیافراگم و یا پیستون اکچویاتور را تنظیم میکند تا موقعیت درپچه 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 :

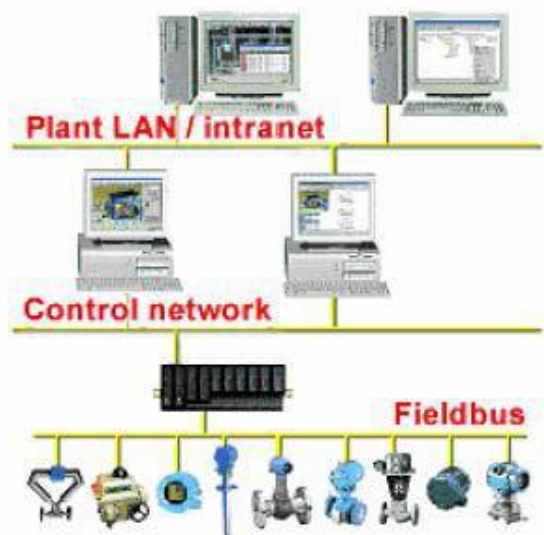
این مجموعه در اتاقی به نام اتاق مرکزی یا CCR که مخفف Central control Room میباشد، نصب میگردد و اپراتورها از طریق این واسطه ها کنترل واحد ها را انجام میدهند. از آنجاییکه این سیستم ها رابط بین کاربر و ماشین آلات موجود در سایت میباشند. به آنها اجمالاً HMI یا رابط بین ماشین و انسان گفته میشود. HMI : رابط بین ماشین و انسان است، سیستمی است که کاربر (اپراتور) میتواند یک صنعت را مشاهده و یا با فرمان کنترل نماید

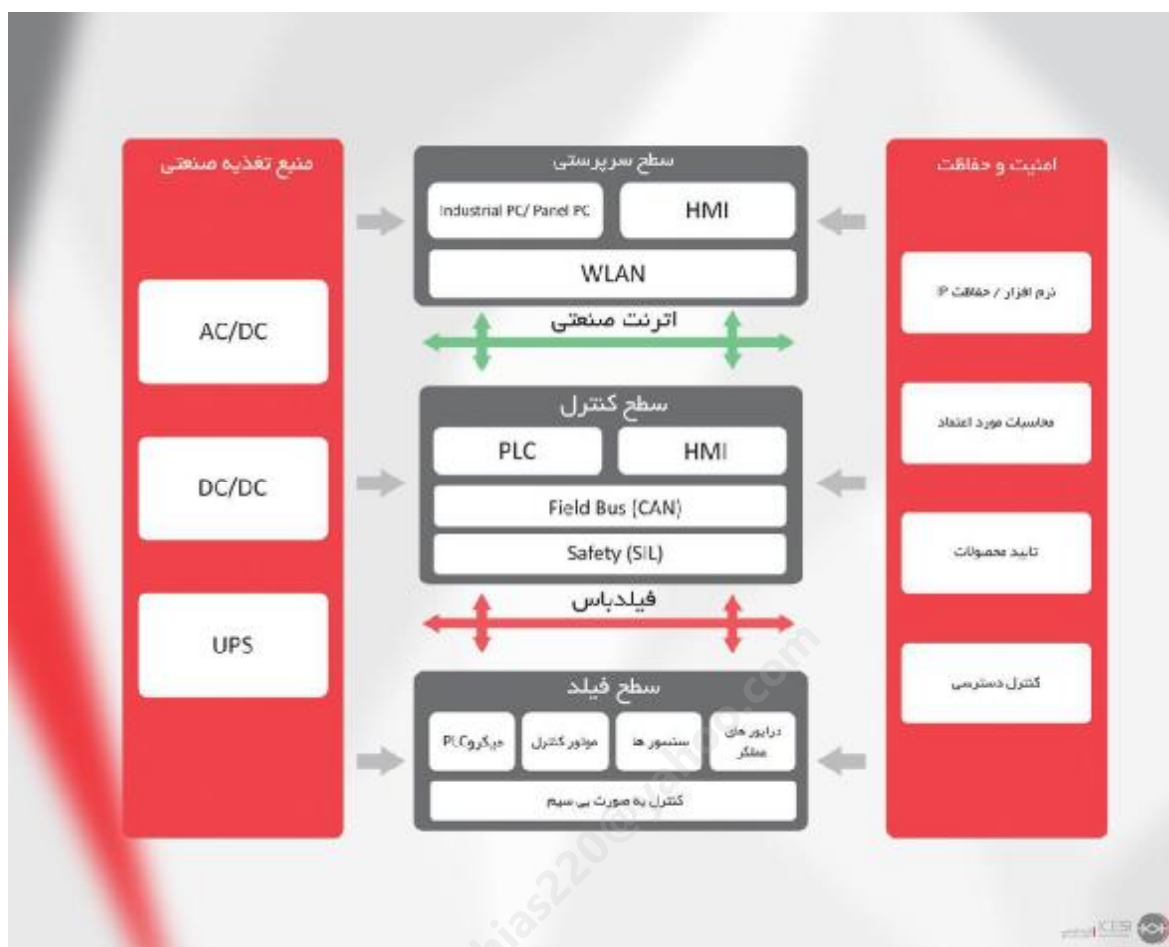
نکته:

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





اتوماسیون و دیسپاچینگ در برق

اتوماسیون برق بهره گیری از تجهیزات واسط و مبدلها 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 بصورت 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

اتوماسیون در برق:

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 Aquisition)

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 بعضی برق ها 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 MVarh 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 .

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 آلام 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 انتر فیس 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 اینترنت، شامل دو بخش است:

1- 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 (پاک می گویند).

2- 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). 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.

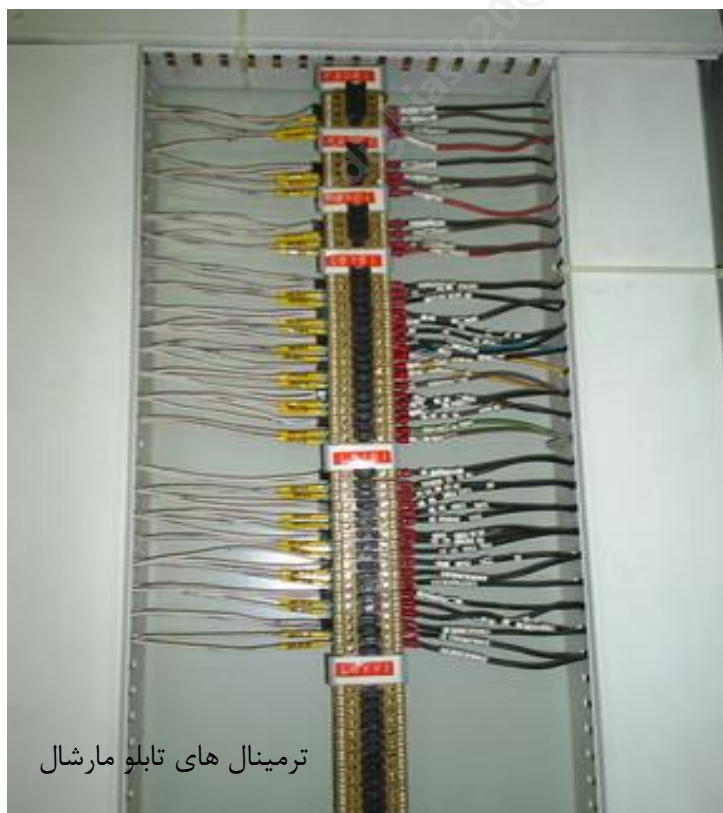
آرایش مارشالینگ راک ها به دو صورت است، یا برای هر گروه از سیگنالها یک ترمینال بلاک در نظر گرفته شده یا برای هر شاخه (بی) که در نقشه ی تک خطی ایستگاه وجود دارد یک ترمینال بلاک در نظر گرفته شده است. ترمینالها به چند بلاک تقسیم شده که هر بلاک حاوی یک سری اطلاعات است که هر کدام از بلاکها مربوط به یک تجهیز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

- 1- ترمینال هایی که جهت کنترل تجهیزات ایستگاه مورد استفاده قرار می گیرد .
 - 2- ترمینال هایی که جهت مشخص کردن وضعیت عملکرد تجهیزات ایستگاه به کار می روند (ایندیکیشن)
 - 3- ترمینال هایی که جهت انتقال آلام های ایستگاه به کار می روند.
 - 4- 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.



تابلو مارشال



ترمینال های تابلو مارشال



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 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.

: RTU (Remote Terminal Unit)

چهار کمیت در اسکادا وجود دارد:

- ایندیکیشن (Indication): که یک مقدار دیجیتال دارد (ON-OFF)
 - مژند (Measurand): که یک مقدار آنالوگ دارد.
 - آلامر 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.

XX

- 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 ای که در این ایستگاه و ایستگاههای منطقه 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



کارت‌های RTU ایستگاه



ترمینال‌های داخلی RTU



اجزاء RTU و یک کامپیوتر (رایانداگاه 230)

- 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 پایینی RTU



به ترتیب از راست: کارت مودم، کارت I-COM، کارت CPU، کارت



کارت‌های شاسی بالایی RTU



کارت‌های آنالوگ و کارت تغذیه شاسی پایینی



کارت‌های دیجیتال



به ترتیب از راست: کارت expansion و کارت‌های command



فیوزها و بریکر مجازی

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 میگردد و اصطلاحاً LOOP می شود و بدین ترتیب می توان خط مخابراتی را تست کرد.

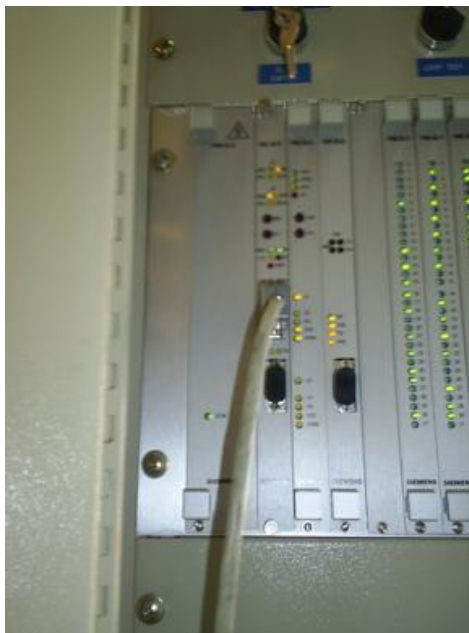


کلیدهای Remote/Local و Loop Test

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

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

RTU با ولتاژ 48 ولت DC کار می کند و یک شارژر برای آن قرار داده میشود که این ولتاژ را تامین کند.



نمونه کارتهای CPU، I-COM و مودم در RTU

پروتکل ارتباطی هر RTU به مرکز بسته به نوع آن فرق میکند مثلاً RTUهای هیتاچی دارای پروتکل ارتباطی هیتاچی میباشند و... اما استاندارد اسکادا در دنیا پروتکل IEC870-5-101 است و هر RTU ای که خریده شود و این پروتکل را ساپورت کند میتواند به سیستم اسکادای برق منطقه ای متصل گردد مثلاً اگر در جایی RTU هیتاچی استفاده شود چون پروتکل خاص خودش را دارد قابلیت اتصال به سیستم اسکادای برق منطقه ای را ندارد.

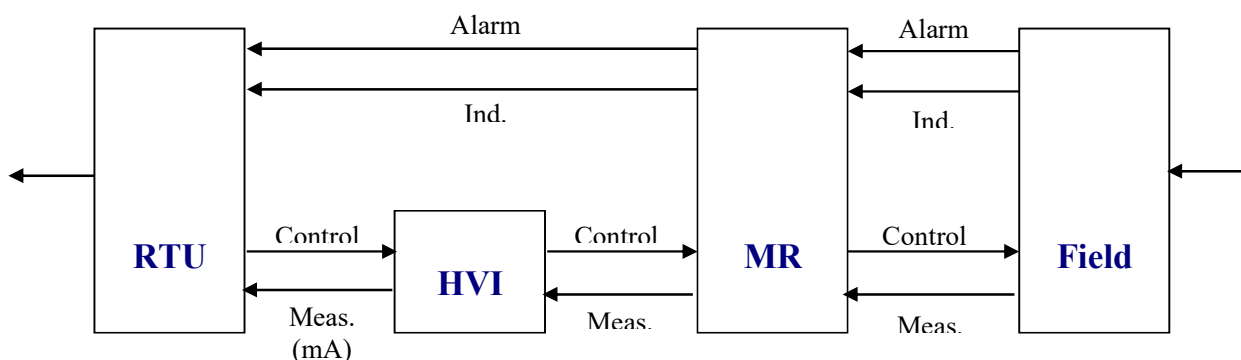
کارتهای RTU TG805E:

- کارت تغذیه:
- کارت های آنالوگ:
- کارت های command:
- کارت های expansion:
- کارت های دیجیتال:
- کارت CPU:
- کارت I-COM:
- کارت MODEM:

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

ایستگاههای انتقال:

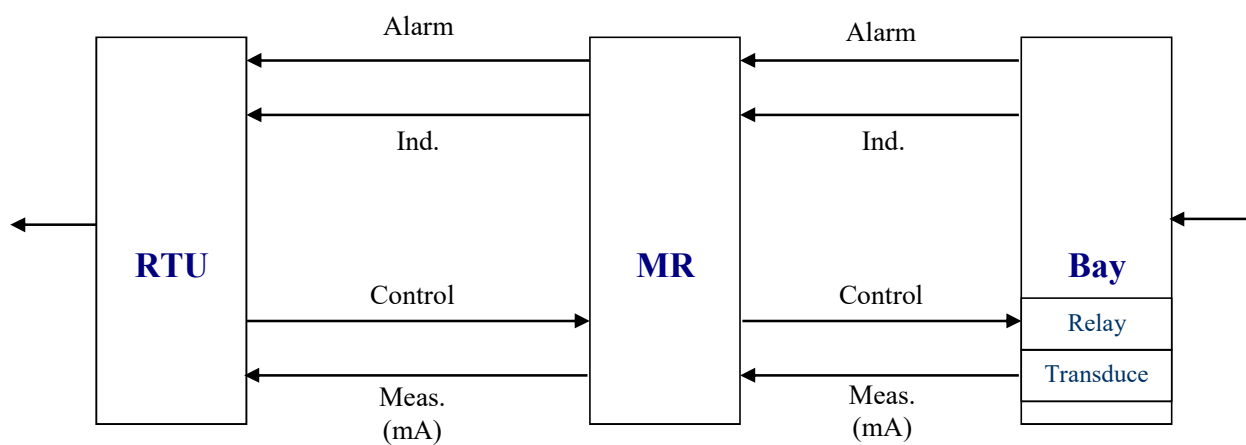
در این ایستگاهها آلارمها و ایندیکیشننها از فیلد وارد تابلو مارشال شده و از آنجا مستقیماً به RTU می روند، اما مژندها از فیلد وارد HVI شده و از آنجا بعد از اینکه توسط ترانسدیوسرها تبدیل به میلی آمپر شدند به RTU میروند. سیگنالهای کنترلی هم که از مرکز به RTU آمده اند از RTU وارد HVI میشوند و از آنجا به MR 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 ترانسدیوسر و رله ها در فیدرهای خروجی قرار گرفته اند و مژندها در همان جا وارد ترانسدیوسر می شوند و تبدیل به میلی آمپر شده و از آنجا به MR رفته و بعد به RTU میرود 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. آلارمها و ایندیکیشنهای هم از همان فیدرها وارد MR می شوند و از آنجا به RTU رفته و به مرکز ارسال می شوند.

sedighias220@yahoo.com



ترانسدیوسر تجهیزات HVI در فیدرهای خروجی رله ها



مقدمه ای بر سیستمهای PLC :

پس از اینکه اطلاعات توسط RTU جمع آوری شد باید به وسیله یک بستر مخابراتی به مرکز ارسال شود که یکی از این بسترهای مخابراتی، PLC می باشد. در زیر به توضیح مختصری در رابطه با این سیستم می پردازیم.

موارد زیر ضرورت ایجاد یک شبکه مخابراتی را به وضوح روشن میکند :

الف) شبکه های موجود مخابراتی در اکثر شرکت های برق منطقه ای جوابگوی نیازهای ارتباطی جهت بهره برداری مؤثر از شبکه فشار قوی نمیباشد .

ب) تبادل اطلاعات بین مراکز دیسپاچینگ و سایر پستها توسط یک شبکه مخابراتی مطمئن و اختصاصی از ضروریات اینگونه مراکز می باشند .

پ) با استفاده از یک شبکه مخابراتی پستها میتوانند به تجهیزات حفاظتی مجهز گردند که باعث قابلیت اعتماد بیشتر و بهره برداری مؤثرتر از شبکه می گردد .

ت) عدم وجود یک شبکه مخابراتی اختصاصی - ضعف ارتباط از طریق شبکه مخابراتی شرکت مخابرات - عدم دسترسی اکثر پستهای واقع در خارج شهر به خطوط ارتباطی PTT مشکلاتی هستند که در صورت وجود یک شبکه مخابراتی مطمئن بر طرف گشته است . میتوان با استفاده از سیستمهای PLC چنین شبکه های مخابراتی را برای استفاده در شبکه های برق رسانی طراحی نمود .

سیستم (Power Line Carrier) PLC:

در مجموع دو نوع PLC، دیجیتال و آنالوگ داریم.

اجزاء یک سیستم PLC عبارتند از:

- خازن کوپلاژ
- تله موج Line Trap
- واحد تطبیق امپدانس LMU

خازن کوپلاژ :

از اجزای تشکیل دهنده سیستم مخابراتی PLC میباشد که وظیفه انتقال سیگنال مخابراتی با ولتاژ کم را به خط فشار قوی و همچنین جلوگیری از عبور ولتاژ بالای خط فشار قوی به سیستم PLC را به عهده دارد. ضمناً خازن کوپلاژ به همراه LMU تشکیل یک فیلتر بالا گذر را میدهد . خازن کوپلاژ با ایزولاسیون مناسب با ولتاژ خط طراحی و ساخته میشود.



لاین تراب :

یکی از اجزای تشکیل دهنده سیستم مخابراتی PLC میباشد که به عنوان تجهیزات بیرونی محسوب گردیده و به صورت سری با خط در مدار قرار میگیرد. وظیفه اصلی آن عدم عبور سیگنال مخابراتی در جهت

ناخواسته و استفاده بهینه از انرژی سیگنال PLC در باند فرکانسی تعیین شده میباشد و از سه قسمت اصلی زیر تشکیل شده :

- 1- کوئل اصلی که جریان خط از آن عبور میکند .
- 2- Tuning Device که به همراه کوئل اصلی فرکانس لاین تراپ را تعیین میکند.
- 3- برق گیر

sedighias220@yahoo.com



LMU



نمای داخلی LMU

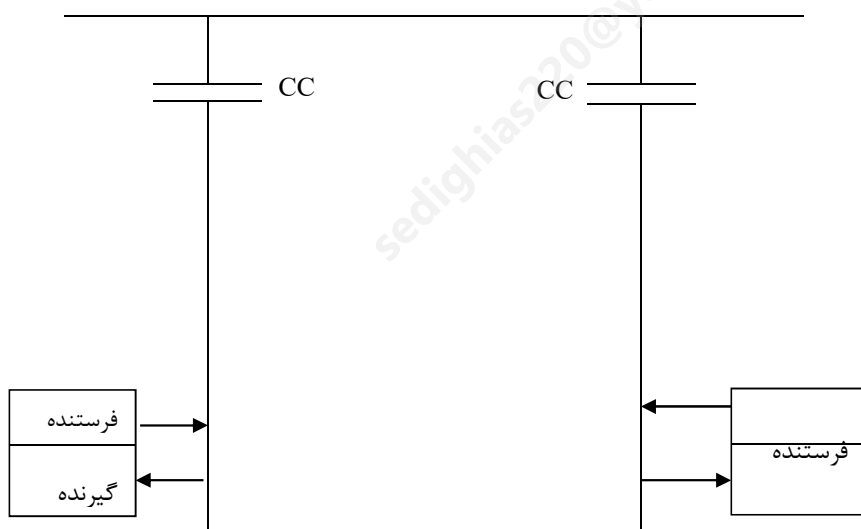
آرایش فیزیکی لاین تراپ ها در ورودی ایستگاه

LMU (Line Matching Units) :

از اجزای تشکیل دهنده سیستم PLC می باشد و وظیفه اصلی آن تطبیق امپدانس بین ترمینال PLC و خط به منظور انتقال توان ماکزیمم میباشد. همراه با خازن کوپلاژ تشکیل یک فیلتر بالا گذر می دهند که در مدل‌های مختلف کوپلاژ از قبیل فاز به زمین- فاز به فاز تک مداره- فاز به فاز بین مداری استفاده می شود.

PLC وسیله ای برای انتقال فرکانس بالا با استفاده از سیستم فشار قوی می باشد. در این سیستم برای ارتباط دو طرفه میان دو پست A, B یک زوج فرستنده و گیرنده در هر کدام از پست‌ها قرار می گیرد فرستنده A سیگنال فرکانس بالای خود را با فرکانس $F(A-B)$ بر روی خط فشار قوی واصل میان دو پست ارسال نموده و گیرنده موجود در پست B که بر روی فرکانس $F(A-B)$ تنظیم شده موج ارسالی از A را از خط فشار قوی گرفته و مورد استفاده قرار میدهد. بالعکس فرستنده B سیگنال خود را با فرکانس $F(B-A)$ ارسال نموده و گیرنده A نیز بر روی فرکانس $F(B-A)$ تنظیم شده به این ترتیب یک ارتباط دو طرفه میان دو نقطه A, B برقرار می شود.

دستگاه‌های فرستنده PLC را نمی توان مستقیماً به خط فشار قوی وصل کرد برای انجام این کار یک خازن بین خط انتقال و دستگاه PLC قرار میدهند تا هم سیگنال فرکانس بالای PLC را به خط کوپله نموده و هم مانع از اتصال مستقیم ولتاژ بالا به دستگاه‌های حساس PLC شود.



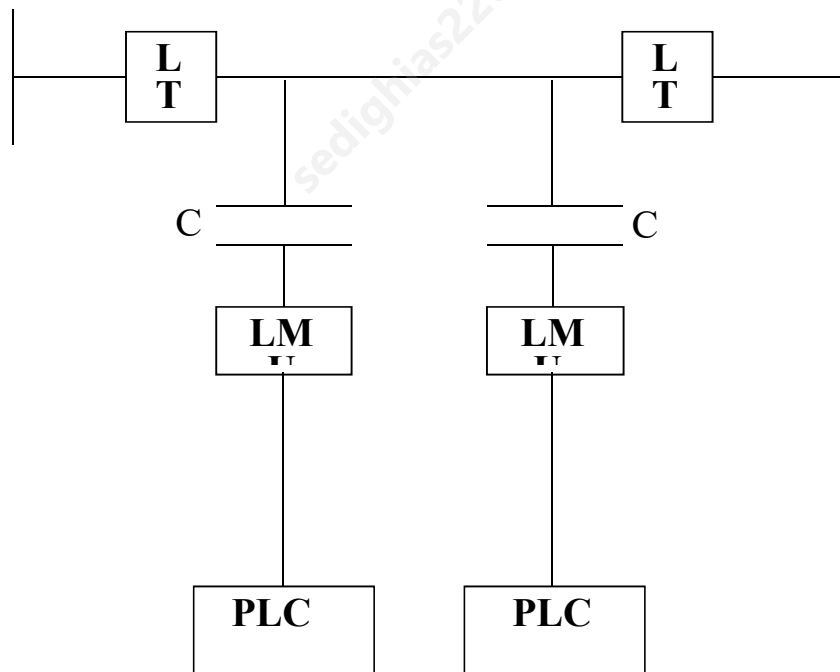
خازن‌های C_COUPLE در مسیر سیگنال فرکانس بالای PLC به خط انتقال فشار قوی در مقابل موج با ولتاژ بالا و فرکانس 50 هرتز امپدانس زیادی از خود نشان میدهند و مانع عبور آن به سمت دستگاه‌های PLC میشوند. بالعکس برای فرکانس بالای سیگنال PLC که گستره بین 40 الی 400 کیلوهرتز قرار دارد خازن کوپلاژ همانند اتصال کوتاه عمل میکند و سیگنال PLC به سمت خط فشار قوی هدایت می کند.

در پستهای فشار قوی برای اندازه گیری ولتاژ جریان خط از تقسیم کننده های ولتاژ خازنی بنام (CVT(Capacitive Voltage Transformers استفاده میشود، لذا از آنها می توان جهت خازن جدا کننده که خازنهای کوپلاژ نامیده می شود نیز استفاده نمود. چون خط انتقال فشار قوی تلفات نسبتاً زیادی برای سیگنالهای فرکانس بالای PLC ایجاد می کند پس لازم است که هنگام کوپله نمودن فرستنده PLC به خط فشار قوی حداکثر توان فرستنده به خط کوپله شده و توان برگشتی به حداقل خود برسد برای این کار بایستی بین خروجی فرستنده PLC و خط انتقال انرژی تطبیق امپدانس صورت گیرد. امپدانس مشخصه خطوط فشار قوی بین 400 الی 600 اهم می باشد در حالیکه امپدانس خروجی فرستنده و امپدانس ورودی گیرنده ها غالباً 50 اهم می باشد. پس باید مدار واسطه ای بین دستگاه PLC از یک طرف و یک سر خازن کوپلاژ از طرف دیگر قرار گرفته تا تطبیق امپدانس جهت انتقال حداکثر توان فرستنده به خط و از خط به گیرنده صورت گیرد. عمل تطبیق توسط واحد LMU صورت می گیرد.

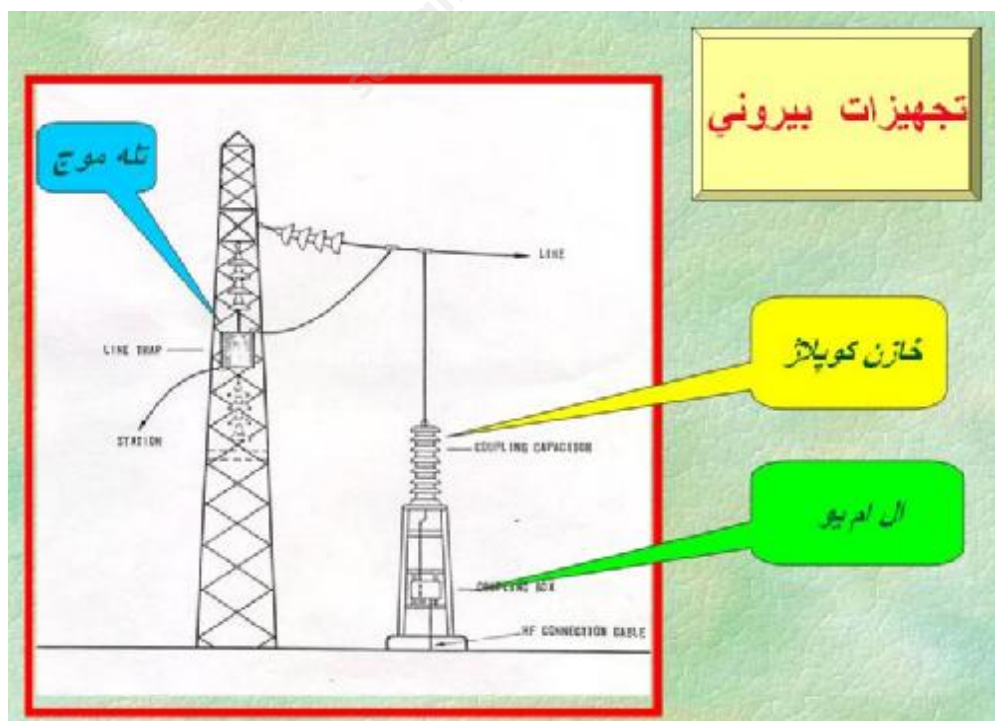
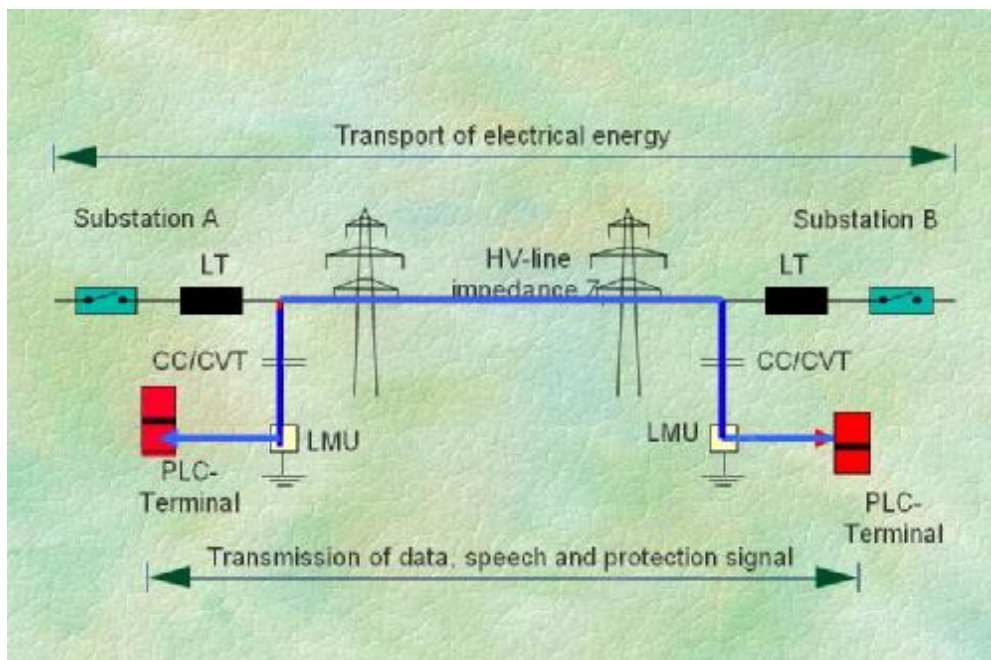
تله موج یا LT= Line-Trap

یک فیلتر است که

- (الف) در مقابل سیگنال بالای PLC مقاومت زیادی از خود نشان دهد (مثل مدار باز عمل کند)
(ب) در مقابل سیگنال فشار قوی 50 هرتز مثل اتصال کوتاه عمل کند.



با توجه به دو خصوصیتی که برای چنین مدارهایی ذکر گردید به نظر میرسد استفاده از دو عدد سلف سری با خط انتقال در پستهای A,B مسئله را حل می کند. چنین سلفی برای فرکانسهای بالای PLC دارای امپدانس زیاد بوده و همانند اتصال باز عمل می کند، در حالیکه برای فرکانس 50 هرتز دارای امپدانس پائینی بوده و به مثابه اتصال کوتاه می باشد، به چنین سلفهایی که بصورت سری با خط انتقال انرژی قرار می گیرند می گویند.



روشهای کوپلینگ :

خطوط انتقال انرژی میان دو پست فشار قوی از سه فاز تشکیل شده اند در صورتیکه خط انتقال از نوع تک مداره باشد دارای سه هادی خواهد بود و در صورتیکه خط انتقال از نوع دو مداره باشد تعداد هادی ها به شش می رسد .

روشهای کوپلینگ عبارتست از: فاز به زمین - فاز به فاز - بین دو مدار .

بدین ترتیب این سؤال مطرح میشود که برای کوپلینگ سیگنال PLC به خط فشار قوی از کدامیک از هادیها میتوان استفاده نمود . در صورتیکه خط تک مداره بوده و از 3 فاز تشکیل میشود , میتوان به هر یک از فازها به تنهایی سیگنال PLC را کوپله نمود . با بررسی و مطالعه چگونگی انتشار فرکانس بالا بر روی خطوط فشار قوی مشخص شده است که در صورتیکه کوپلینگ تنها توسط یک فاز انجام گیرد بهترین حالت استفاده از فاز وسط میباشد . این روش کوپلینگ را کوپلینگ فاز به زمین می نامند .

در کوپلینگ فاز به فاز به دو مجموعه تجهیزات کوپلینگ شامل تله موج، خازن کوپلاژ و LMU نیاز می باشد که در نتیجه هزینه در مقایسه با کوپلینگ فاز به زمین دو برابر خواهد شد . کوپلینگ همزمان سیگنال PLC به سه فاز در خطوط تک مداره نیز امکان پذیر است .

این نوع کوپلینگ اگر چه از قابلیت اطمینان بسیار بالایی برخوردار بوده و تضعیف کمتری نسبت به کوپلینگ فاز به فاز ایجاد میکند اما به جهت استفاده از سه مجموعه تجهیزات کوپلینگ از نظر اقتصادی گران بوده و بندرت از آن استفاده می شود .

در خطوط فشار قوی که دو مداره میباشند میتوان از کوپلینگ بین دو مدار (Inter circuit) استفاده نمود. بدین ترتیب که سیگنال PLC به طور همزمان به فاز های وسط هر یک از دو مدار کوپله می شود. در کوپلینگ بین دو مدار به تجهیزات کوپلینگ معادلی فاز به فاز میباشد . اما حسن بزرگ این نوع کوپلینگ در قابلیت اطمینان بالاتر آن است . زیرا حتی با قطع کامل یکی از مدارها ارتباط PLC از طریق مدار دیگر امکان پذیر میباشد .

کاربردهای PLC :

سیستمهای PLC اساساً جهت ارسال دو نوع اطلاعات بر روی خطوط فشار قوی به کار میرود:

- اطلاعات آنالوگ به شکل صحبت (Speech)

- اطلاعات آنالوگ یا دیجیتال به منظور تلگراف، کنترل از راه دور، data و غیره که اصطلاحاً SIGNAL گفته می شود.

در سیگنالهای PLC اطلاعات ارسالی (شامل صحبت به علاوه سیگنال) به صورت SSB (signal side band) مدوله شده و در پهنای باند 4 کیلو هرتز به کانالهای فرعی تقسیم شده و در هر کانال اطلاعات مربوط به یک نوع سیگنال گنجا داده میشود.

کاربردهای PLC عبارتند از:

- ارتباط تلفنی و صحبت :

از PLC برای ارتباط تلفنی مستقیم بین دو نقطه میتوان استفاده کرد. این نوع ارتباط بیشتر ما بین مرکز کنترل و دیسپاچینگ شبکه و پستهای مهم و نیروگاهها که عمدتاً در حلقه RING قرار میگیرند مورد استفاده قرار میگیرد. همچنین از کانالهای PLC برای ارتباط تلفنی میان مشترکین با مراکز تلفن که عمدتاً پستهای فاقد مرکز تلفن هستند و دارای ارتباط الکتریکی با یکی از پستهای دارای مرکز تلفن میباشند استفاده میگردد. کانالهای speech only عموماً اطلاعات صحبت را در محدوده 300 الی 3400 هرتز فرار میدهند، در صورتیکه به همراه صحبت اطلاعات دیگری نیز ارسال میگردد. طیف سیگنال صحبت بسته به تعداد سیگنالهای ارسالی و سرعت انتقال آنها از 400 الی 2400 یا 2000 هرتز خواهد بود.

- تلگراف و پست تصویری :

کانالهای PLC میتوانند امکانات تلگراف خصوصی و پست تصویری رانیز فراهم آورند. سرعت ارسال اطلاعات پست تصویری ممکن است بالاتر باشد.

- کنترل و نشاندگی از راه دور :

در شبکه های فشار قوی پیچیده کنترل و دیسپاچینگ شبکه حلقه بسته ای را تشکیل میدهند که در آن وضعیت دستگاههای بسیاری از نقاط مختلف و دور از هم شبکه در یک مرکز مشخص میشوند.

- حفاظت از راه دور :

به منظور حفظ جان پرسنل و پیشگیری از خسارت دستگاهها و همچنین تضمین پیوستگی و تداوم نیرو رسانی در شبکه های فشار قوی اینگونه سیستمها را بایستی در مقابل خطاهایی از قبیل اتصال کوتاه حفظ نمود.

حفاظت در برابر اتصال کوتاه به وسیله رفع آن با بی برق کردن خط معیوب توسط دستگاههای تشخیص اتصال کوتاه (رله های حفاظتی) امکان پذیر میباشد. برای پیشگیری از قطع شدن سایر کلیدها و رله های حفاظتی مربوط در شبکه برای برقراری مسیر ارتباط علائم حفاظتی ما بین رله های حفاظتی ضروری میباشد. جهت ارسال این علائم از یک کانال PLC اختصاصی استفاده نمود که به پهنای باندی حدود 2/5 کیلو هرتز احتیاج است. علائم حفاظتی را میتوان بر روی کانال PLC حامل صحبت و دیتا برای لحظه کوتاهی قطع شده و از کل باند 4 کیلو هرتز و حد اکثر توان فرستنده برای ارسال علائم حفاظتی استفاده نمود.

مزیت این روش استفاده مفیدتر از باند فرکانس قابل استفاده میباشد . اما عیب این روش آن است که ارسال اطلاعات صحبت و دیتا هر چند برای لحظه کوتاهی دچار وقفه شود ممکن است همین وقفه کوتاه خصوصاً در ارسال دیتا کنترل شبکه را دچار اشکال نماید .



نمونه ای از PLC آنالوگ



نمونه ای از PLC دیجیتال

در اغلب ایستگاههای 230kv و 400kv منطقه و از PLC های ساخت شرکت ABB (PLC نیمه دیجیتال) و در اغلب ایستگاههای 66kv از PLC های ساخت شرکت SELTA (PLC نیمه دیجیتال) استفاده شده است. در اینجا شرح مختصری در رابطه با یکی از PLC های ساخت شرکت ABB که در بیشتر ایستگاههای 230KV و 400KV منطقه استفاده شده می پردازیم.

ETL540 PLC:

PLC دارای امپدانس خروجی 75 اهم و توان خروجی 40 وات که قابل برنامه ریزی و تغییر است، می باشد. این PLC دارای کارت تغذیه، کارت فرستنده، کارت گیرنده، کارت هایبرید، کارت حفاظت، کارت LF و کارت پروسسور مرکزی می باشد.



از راست به چپ: کارت هایبرید، کارت Tx، کارت تغذیه



از راست به چپ: کارت Rx، کارت LF، کارت پروسیسور مرکزی، کارت حفاظت، کارت



نمای کلی کابینت PLC ایستگاه

تخصیص فرکانسی در سیستم های PLC:

همانطور که قبلاً گفته شد فرکانس PLC بین 40KH تا 400KH می باشد، که این فرکانس طبق استاندارد تخصیص فرکانس به ایستگاهها تخصیص داده میشود.

اولین گام برای راه اندازی PLC تعریف فرکانس برای T_x و R_x است. استاندارد تخصیص فرکانس به این صورت است که هنگامیکه بین ایستگاه A و B فرکانس خاصی به T_x و R_x اختصاص داده میشود این فرکانس تا دو ایستگاه بعد نمی تواند استفاده شود مگر اینکه به عنوان مثال بین ایستگاه A و B و C در ایستگاه B یک ترانس قرار داشته باشد که ولتاژ ایستگاه بعدی را تغییر دهد مثلاً اگر ولتاژ بین ایستگاه A و B، 230KV باشد و در ایستگاه B یک ترانس قرار داشته باشد و ولتاژ بین ایستگاه B و C، 66KV باشد، این ترانس خود به عنوان یک ایستگاه تلقی میشود و میتوان همان فرکانسی که به T_x و R_x ایستگاه A و B اختصاص داده شده به T_x و R_x یک ایستگاه بعد یعنی ایستگاه C و D اختصاص داد.

مرکز کنترل دیسپاچینگ برق:

کلیه اطلاعات ایستگاههای منطقه توسط کانالهای PLC به ایستگاه 400 شیراز منتقل و از آنجا بوسیله میکروویو به مرکز کنترل برق منطقه ای ارسال می شود. متناسب با هر ایستگاه یک کانال 6 سیمه در مرکز وجود دارد.

اطلاعات ارسالی شامل Data و Voice بوده که به اولین طبقه تجهیزات مرکز به نام VDF وارد میگردد. همان Voice Data Filter است که Voice و Data را از هم جدا نموده و Voice را به مرکز تلفن و Data را به مودم مرکز تحویل می دهد. سپس خروجی مودم توسط یک Adapter Panel به دو پورت RS232 تبدیل و به دستگاه TCR ها متصل می گردد.



MDF (کانالها)



VDF و مودم ها



مرکز تلفن DTS

در این مرکز دو TCR(Telecontrol Rack) به نامهای TCR1 و TCR2 وجود دارد که TCR2 به عنوان Back up برای TCR1 قرار داده شده است، وظیفه TCR اینست که پروتکل IEC101 را شناسایی و پردازشها و محاسبات لازم را روی آن انجام می دهد و در نهایت به TCS ها تحویل می دهد.

TCS (Telecontrol Interface Server) پروتکل IEC101 را دریافت کرده و آن را تبدیل به پروتکل TCP/IP که پروتکل استاندارد شبکه LAN است میکند و بر روی شبکه می فرستد. اطلاعات هنگامیکه بر روی LAN قرار گرفتند وارد سرور اصلی به نام COM(COM1-COM2) می شوند. این سرور اصلی ترین نقش را ایفا می کند و اطلاعات به صورت on line وارد آن میشوند و از آنجا به سرورهای دیگر و به MMI ها داده می شوند. اگر این سرور به دلایلی قطع شود کل شبکه دچار مشکل می شود.

بر روی سرور COM چهار مودم وجود دارد که دو عدد از این مودم ها برای ارتباط با SCC (دیسپاچینگ ملی تهران) و مودم دیگر برای ارتباط با E-SCC (دیسپاچینگ اصفهان) و مودم چهارم برای ارتباط و رد و بدل کردن اطلاعات با مناطق RDC قرار داده شده است.

سرورهای ADM و سرور PAS و MMI ها اطلاعات را از سرور COM میگیرند. سرور ADM(ADM1-ADM2) همان Administrator مرکز است که اگر ما بخواهیم تغییری را اعمال کنیم ابتدا روی این سرور تغییر اعمال می شود و بعد بر روی بقیه سیستمها کپی می شود اما وظیفه دیگر این سرور بایگانی کردن اطلاعات به روز و تاریخ است و هنگامی که سیستمهای مرکز شروع به کار میکنند ابتدا باید این سرور بالا بیاید و بعد بقیه سرورها، چون آخرین نسخه از اطلاعات روی این سرور بایگانی شده و قرار دارد.

یک مودم هم به سرور ADM وصل است که امکان وصل شدن از بیرون از شرکت به سیستم را بوجود می آورد.



TCR ها



تایپینگ و تایپینگ (استاد امین صدیقی)

مودم های ارتباطی

georgmas220@yahoo.com



سرورهای Back up



سرورهای Main



MMI ها و صفحه نمایش بزرگ



سرور دیگری که وجود دارد سرور PAS(Power Application Software) است که به صورت on line دیتا را می گیرد و محاسبات لازم را(مانند پیش بینی بار شبکه،پیش بینی اتفاقات احتمالی در شبکه با اعمال تغییرات و....)روی آن انجام می دهد.

در عمل دو LAN (شبکه) به نامهای LAN A و LAN B وجود دارد که اطلاعات از سرورها بر روی این LAN ها قرار می گیرند و سایر قسمتها این اطلاعات را دریافت می کنند. MMI(Man Machine Interface) همان رابط بین انسان و سیستم است که در اینجا چهار MMI وجود دارد که هر کدام از MMI ها از یک case، سه مانیتور و یک کیبورد تشکیل شده است. یکی از MMI ها مربوط به مهندس سیستم است که دسترسی مهندس سیستم مخصوصاً در محیط نرم افزاری SDM، از دسترسی سایر MMI ها بیشتر است به عبارتی سایر MMI ها به محیط نرم افزاری SDM که محیطی جهت طراحی و تعریف ایستگاههای جدید و مولفه های دیگر است، دسترسی ندارند و دسترسی آنها نسبت به مهندس سیستم محدود تر است.

یک صفحه نمایش بسیار بزرگ هم جهت نمایش وضعیت ایستگاهها روبروی اپراتورهای مرکز قرار دارد. تعدادی پرینتر و یک روتر و یک GPS از اجزاء دیگر مرکز هستند.



پرینترها

GPS یا Global Positioning System ساعت تمام ایستگاهها را با ساعت مرکز هماهنگ میکند تا ساعت تمام سیستم یکی باشد و زمانها با هم تفاوتی نداشته باشند.



GPS

سیستم عامل شبکه داخلی مرکز UNIX است اما سیستم عامل شبکه داخلی برق منطقه ای WINDOWS است، برای اینکه کامپیوترهای برق منطقه ای بتوانند به شبکه مرکز کنترل وصل شوند Router را قرار میدهند تا بوسیله آن دو شبکه بتوانند با هم در ارتباط باشند.



UPS و تابلو توزیع برق



باطری های تغذیه

یک UPS هم در مرکز قرار دارد که تغذیه کل مرکز بوسیله این UPS تامین می شود و تعدادی باتری هم به این UPS وصل است که هنگامی که برق قطع شود UPS از این باتری ها تغذیه مرکز را تامین میکند و باعث میشود مرکز همیشه برق دار باشد.

- عدم از دست دادن داده ها در صورت بروز یک خطا
 - حداقل زمان تعویض (دگرگیزی) با داشتن جانشین های زیاد
 - بهبود سریع ایراد اجزاء
 - از دست ندادن داده ها ولی کاهش وظیفه مندی به نسبت بروز خطاهای متعدد
 - CNM خصوصیات زیر را در بر دارد:
 - کنترل وضعیت شبکه کامپیوترها
 - ثبات (سازگاری) داده و پشتیبانی داده
 - Monitoring شبکه کامپیوتری
- SCADA**

1- Data Processing :

پردازش داده، داده های آماده شده توسط TCI را به کار می برد و وظیفه نمایش تغییرات داده، تعمیم داده ها به سایر Subsystem ها و وارد کردن داده ها به Data Base جاری را بر عهده دارد. محاسبات داده، ترکیبات داده و پردازش مخصوص برای نوع خاصی از داده توسط واحد پردازش داده انجام می شود. پردازش داده، دیتا های زیر را دریافت و پردازش می کند:

مقادیر آنالوگ، آکومولاتورها (انباشتگرها) ، پیامها

پردازش داده خواص زیر را فراهم می کند:

- پردازش پیامها
- پردازش مقادیر آنالوگ
- پردازش آکومولاتورها
- ترکیبات داده

2- Supervisory Control :

Supervisory Control مدیریت تقاضاهای اپراتور برای کنترل اجزاء سیستم قدرت و یا اعمال حالتیایی که بر روی عملیات اجزاء سیستم قدرت تأثیر می گذارد را بر عهده دارد. این تقاضاهای اپراتورها، فرمانهای کنترل نظارتی نامیده می شوند.

فرمانهای کنترل نظارتی تقسیم می شوند به :

دستورات کنترلی، Update کردن دستی، Tagging

مهمترین مشخصات و خصوصیات Supervisory Control عبارتند از :

- داشتن یک User Interface مشابه برای تمام فرمانهای کنترل نظارتی
- هر فرمان کنترل نظارتی روی هر کدام از میزکار اپراتورها قابل فعال شدن و نمایش دادن است.

- همه فرمانهای کنترل نظارتی می توانند در یک زمان و با هم نمایش داده شوند و هیچ تأثیری روی یکدیگر ندارند.

:(HFD) Historical and Future Data Management

HFD داده های سیستم قدرت را بر مبنای زمان جمع آوری و ذخیره می کند، داده ها بسته به نوع آنها در آرشیوهای متفاوت ذخیره می شوند. آرشیوها بوسیله ویرایشگرهای SDM تعریف می شوند. داده ها بوسیله اپراتوری که منوی کارکرد استاندارد را استفاده می کند قابل بازیابی است. HFD فضای بسیار زیادی برای ذخیره طولانی مدت اطلاعات فراهم می کند.

یک HFD موارد زیر را میسر می سازد:

- تعریف آرشیوها
- ذخیره داده بوسیله فیلترهای آرشیو داده
- بازیابی داده های ذخیره شده
- اصلاح داده های ذخیره شده
- ذخیره طولانی مدت داده ها بر طبق زمان

:(UI) User Interface

ماژول های UI تسهیلاتی برای دیسپاچر/ اپراتور جهت برقراری ارتباط با ایستگاههای قدرت از طریق میزکاری را فراهم می کند. این ماژول اطلاعات را روی مانیتورهای میز اپراتور نمایش می دهد (این اطلاعات قابل پرینت گرفتن است). انتخاب داده، وارد کردن مقادیر و شناسایی و پذیرش آلارم ها نیز توسط این ماژول انجام می شود.

سرور UI یک ایستگاه کاری است که کامپیوترهای میز اپراتورها را Support می کند، کامپیوتر اپراتورها هر کدام شامل یک کی بورد و حداقل یک CRT کاملاً گرافیکی است. هر User اختیارات و محدودیت های خاص و تعریف شده ای دارد.

اطلاعاتی که اپراتور در منوی Display می بیند عبارتند از: اطلاعات ایستگاه، مقادیر، علائم، خلاصه وقایع و آلارمها، فهرست مقادیر آنالوگ و آکومولاتورها و ...

در منوی UI دو مد وجود دارد: مد Real Time و مد SDM

در مد Real Time دیتای سیستم و وضعیت حال حاضر ایستگاهها را میتوان دید و در مد SDM کاربر می تواند (بسته به اینکه اجازه ورود داشته باشد) با Data Base کار کند.

UI شامل خصوصیات زیر است:

دسترسی از میزهای کاری، آلارم ها و عملیاتها، واقعه نگاری، یادداشتها، Online Help، گزارشها

: Data Acquisition

:TCI

TCI یک InterFace است برای وصل کردن RTU های سازنده های مختلف به نرم افزار Sinaut Spectrum.

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 آلامها 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 مونیتور و کنترل شود

امنیت اطلاعات از جهت نویز و پارازیت و تخریب نشدن اطلاعات و ریداندانسی اطلاعات و جلوگیری از نفوذ هکرها و 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 نرفتن اطلاعات بایستی از منابع تغذیه پشتیبان یو پی اس و باتریهای مطمئن که بصورت آنلاین در دسترس باشد استفاده شود

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 فیبر نوری

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

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 رله‌ها و اندازه گیریهایی ناشی CT ها و PT(CVT) ها و تماسهای صوتی و داده‌های 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 می‌باشد سپس باید با نصب تکرار کننده برای فواصل بیشتر اقدام نمود

تاریخچه فیبر نوری

به دلیل کمبود ظرفیت کانال‌ها در فرکانس‌های مایکروویو نسبت به احتیاج روزانه، می‌توان 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، شیشه‌ای 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 می‌باشد که وظیفه اصلی آن انتقال اطلاعات و داده‌ها به وسیله سیگنال‌های نوری است.

در سال 1970 با ساخته شدن لیزرهای نیمه هادی که در دمای اتاق کار می‌کردند استفاده از فیبر نوری به طور گسترده امکان پذیر شد و بدین ترتیب فیبر در مخابرات، شبکه‌های داخلی کامپیوتر و صنعت برق جهت ارسال و دریافت اطلاعات با سرعت بالا و برای مسافت‌های طولانی‌تر مورد استفاده قرار گرفت.

مزایای فیبر نوری در قیاس با دیگر محیط‌های انتقال

- 1- ایمنی بالا در مقابل تداخل امواج الکترومغناطیسی
- 2- فواصل انتقال طولانی‌تر
- 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).

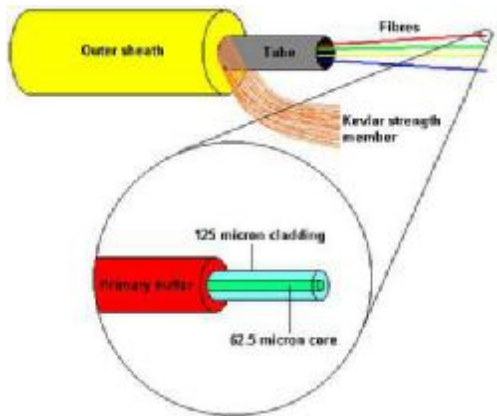
9- انعطاف پذیرتر

10- استفاده از فن‌آوریهای 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 دیوده‌ها و یا لیزرهای انعکاسی استفاده می‌شود تا مانع از خروج پرتوهای نور از کابل شود.

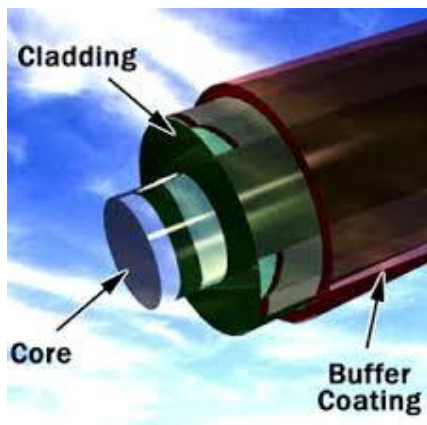


2- روکش (Cladding): بخش خارجی فیبر بوده که دور تا دور هسته را احاطه کرده و باعث برگشت نور منعکس شده به هسته می گردد. پوشش هسته به منحرف نشدن پرتوها کمک می کند. ضریب انعکاس روکش از هسته کمتر بوده و موجب شکست کامل نور تابیده شده به دیواره هسته می شود.

3- بافر رویه (Buffer Coating):

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

XX

ناشی از اتصال فاز به زمین و یا جریان‌های القائی 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 کاریر 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 شده اند. 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 نرخ 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

اکتیو فیبر نوری

در ارسال اطلاعات در بستر مخابراتی فیبر نوری، تجهیزاتی که برای عملکردشان نیاز به تغذیه الکتریکی دارند اکتیو گویند که بدلیل حساست دادهای موجود در این تجهیزات غیر از برق شهر، از برق اضطراری از یک یا دو UPS و باتریخانه مطمئنی استفاده میکنند

ضمناً بدلیل حساسیت دادها در ارسال دادهها از دو مسیر مختلف جغرافیایی بصورت رینگ (حلقه) استفاده میشود تا اگر یک مسیر پاسیو فیبر نوری (تارهای نوری)، آسیب ببیند یک مسیر پشتیبان (آنلاین) در دسترس باشد

ACCESS & SDH (PDH)

تجهیزات اکتیو فیبر نوری دارای دو قسمت میباشد قسمت دریافت و تجمیع سیگنالهای الکتریکی (Access) و قسمت تبدیل الکتریک به نور (SDH یا PDH) میباشد که ممکن است هر دو قسمت در یک باکس تعبیه شده باشند. بهتر است در هنگام خرید یک تجهیز، تعداد یونیتهای Access و پورتهای آن برای چند سال بعد هم پیش بینی شود

تجهیزات اکتیو فیبر نوری جهت اتصال تجهیزاتی نظیر اترنت، E1، T1، خط تلفن سمت مشترک FXS و سمت مرکز تلفن FXO و به آنها نیاز مند به پورتهایی برای دسترسی هستند که به آنها Access گویند چون ممکن است بعدها در ارسال دادها در ارسال از این مدیای مخابراتی فیبر ممکن است داده های خروجی از یک تجهیز صنعتی بخواهد ارسال شود که خروجی آن مثلاً T1 باشد لذا هنگام خرید باید دقت لازم در دارا بودن یا در امکان ارتقاء، در آن یونیت ACCESS وجود داشته باشد.

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 بعهده دارد ، ضرورت وجود سیستم کنترل و جمع آوری اطلاعات SCADA بر همگان آشکار میشود

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.

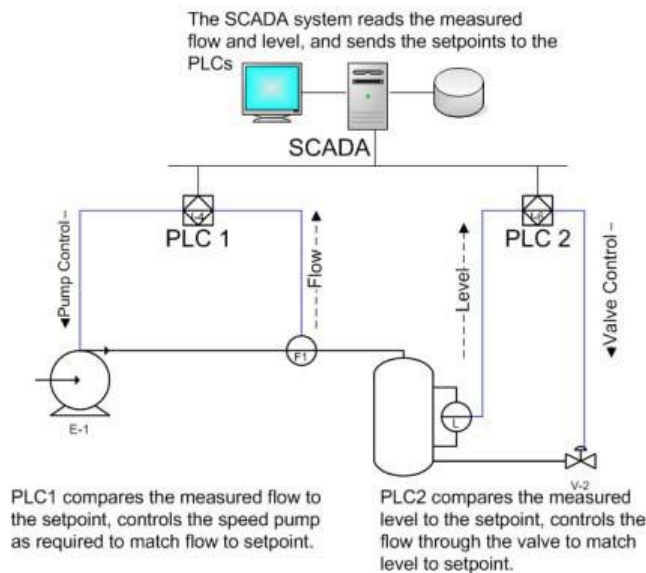
در یک سیستم اسکادا اتاق کنترل می‌تواند بر پایه داده‌های بدست‌آمده دستورهای لازم را صادر کند. همچنین این داده‌ها در یک سیستم ثبت اطلاعات یا سیستم مدیریت پایگاه داده ذخیره می‌شوند که معمولاً قابلیت ترسیم نمودار و تحلیل اطلاعات را هم دارد.

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 می‌باشد. اسکادا از بنیاد کلی دستگاه‌های کنترل پراکنده (**Disctributed Control Systems**) پیروی می‌کند. گرچه هر دو سامانه بر پایه یک هدف بنا شده‌اند، تفاوت‌های برجسته‌ای نیز باهم دارند. از این تفاوت‌ها می‌توان نوع کاربرد و کارایی این سامانه‌ها را نام برد. سامانه **SCADA** همانگونه که از نام آن پیداست یک دستگاه کنترل کامل نیست بلکه برای انجام سرپرستی بررسی بر کنترل و گردآوری اطلاعات پی‌ریزی شده و خواسته‌های اولیه و طراحی و پدیدآوری آن پایش (**Monitoring**)، سرپرستی در تصمیم‌گیری در کنترل و هشدار و آژیر (**Alarm Handling**) در زمان‌های مورد نیاز از راه یک کیان یکتا و جامع می‌باشد.

هسته بنیادی این سامانه بسته‌های نرم‌افزاری پیشرفته‌ای هستند که بر روی سخت‌افزارهای استوان و مشخصی همچون **PLC** ها و یا **RTU** نهاده شده‌اند.

ساختار سخت افزاری اسکادا



در (dispatching center)، یک رایانه با نام **Master 1** و یک رایانه با نام **Standby** و یک **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 2** , **Master 1** 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: 1- **Client Layer** که یک راه گفت و شنود بین کاربر و رایانه فراهم می کند 2- **Data Server Layer** 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** یکرست و یا از راه شبکه ها یا فیلد باسها ی سفارشی (siemens H1) و یا غیر اختصاصی (Profibus) به آن می رسند. و **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 **Real Time** و **Multitasking** استوار شده است و بنیشت 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: **logging and archiving, calculation, alarm checking, polling controllers** را بر دوش دارد. از سوی دیگر امکان واگذاری یک رسیدار (**Server**) به کارهای خاصی مانند **Alarm historian, datalogger, checking** هست.

دستگاه پایانه راه دور RTU=Remote Terminal Unit

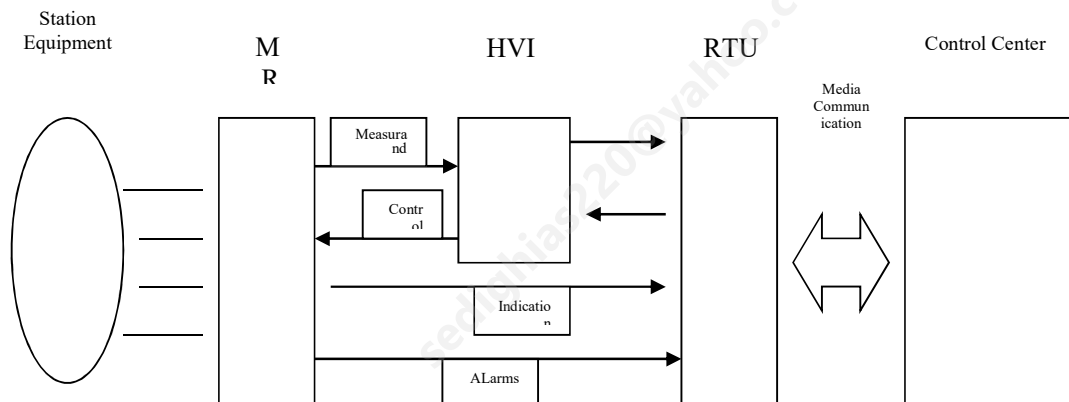
امروزه نظارت و کنترل پستهای برق در بسیاری از نقاط جهان توسط سیستم‌های کامپیوتری انجام می‌گیرد. کامپیوتر علاوه بر افزایش سرعت عمل و قابلیت اطمینان می‌تواند با اجرای برنامه‌های تحلیل شبکه، سریعاً اپراتور را در اتخاذ تصمیم یاری نماید. بدین ترتیب نظارت بر شبکه آسان‌تر و مطمئن‌تر خواهد بود. برای این کار لازم 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 گردیده‌است. 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 گردیده‌است. این سیستم می‌تواند اطلاعات آنالوک 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 آنالوک 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، سخت افزار 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 بردن 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.

XX

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 آلارمها مستقیما به کارتهای **DI** وارد میشوند و تعدادی کارت دیگر



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 هیج 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 مونیتر نمایش و در بانک اطلاعاتی ذخیره میشود . اندازه گیری شامل موارد ذیل خواهد بود
◀ اندازه گیری الکتریکی (شامل میتینگ) - 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

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 بهم
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.



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.

XX

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 فایق 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. مثلاً 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 پروسسور، 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 & Modem , GateWay & Printer, FrontEnd, Star Coupler, Router, LAN, HUB, HMI, SERVER Converter, GPS

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 سایتهای دوردست 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 داده ها 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 سیم کشی، ارتباط، نگهداری و بهره برداری می شود و کیفیت برق و قابلیت اطمینان آن را افزایش می دهد. با تمام این مزایا ISCS در آمریکای شمالی پیشرفت چشمگیری نداشته و یکی از دلایل عمده آن این است که رابطهای سخت افزاری و پروتکلها برای IED ها استاندارد نشده اند. 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 سخت افزار جانبی و یک پروتکل برای هر IED، می توان از Gateway استفاده کرد. Gateway به عنوان یک مبدل پروتکل عمل می کند. با استفاده از gateway می توان IEDهای شرکتی مختلف را به هم مربوط کرد.

مثلاً رله های 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 میلی‌ثانیه 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 صرفه‌جویی 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، شبکه‌های ارتباطی، سایتهای کامپیوتر و سیستم‌های عامل.

حرکت به سمت استفاده بدون خطر از تجهیزات به خاطر اینکه هر وسیله، مشخصات فنی خاص خود را دارد 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 می‌کنند (تا خوب به آن مسلط باشند). این مساله باعث می‌شود که قابلیت انعطاف سیستم اداری کارکنان کم شود، یعنی شرایط استخدام مشکلو هزینه آموزش و تربیت نیروی ماهر زیاد می‌شود. پیش‌بینی می‌شود که

پیشرفت شغلی آن دسته از کارکنانی که آموزشهای اضافی (و به روز) می‌بینند، محدود شده و این باعث افزایش خطرپذیری آنها در کارهای عملیاتی شود.

برخی شرکت‌های برق برای انجام عملیات در محوطه پست‌ها، یک PMI در اختیار کارکنان قرار می‌دهند تا کارکنان بتوانند از طریق آن به قطع‌کننده‌ها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات فرمان قطع و وصل بدهند. PMI اپراتور را از حرکت در اطراف پست بی‌نیاز می‌کند و در نتیجه خطراتی که متوجه افراد است را کاهش می‌دهد.

مزایای واقعی

به خاطر هزینه زیاد تجهیزات و (معمولاً) رشد کم تقاضای (مصرف) سیستم، کمتر اتفاق می‌افتد 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، تنظیم‌های عملیاتی (مانند محدودکننده‌های بار و تنظیم‌های حفاظت) برای هر وسیله به صورت اختصاصی تنظیم می‌شود. در نتیجه به خاطر ایمنی کارکنان عملیاتی سیستم، به خصوص در محدوده پست‌ها، آنها تنها روی چند وسیله محدود کار می‌کنند (تا خوب به آن مسلط باشند). PMI اپراتور را از حرکت در اطراف تجهیزات بی‌نیاز می‌کند و در نتیجه خطرات را کاهش می‌دهد این بحث در سالهای آینده یکی از مباحث مهم ایمنی و سلامت شغلی است. به خصوص در پستهای قدیمی که قطع‌کننده‌های مدار برای فرونشاندن قوس ناشی از قطع‌کننده‌ها، امکانات کافی ندارند.

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

تابلوهای mimic که فن‌آوری 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 کنترل‌کننده به سیستم خیلی پرهزینه است.

PMI این معایب را ندارد، میزان خرابی نرم‌افزار و سخت‌افزار 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 نمی‌شود معمولاً خاموش است. در مقایسه با صفحات نمایش با کاربردهای معمول، عمر بیشتری دارد. همچنین در مقایسه با روش تابلو mimic از نظر فضا صرفه‌جویی زیادی دارد و اگر برای اتوماسیون یک پست جدید از این روش استفاده کنیم. از نظر کار ساختمانی نیز صرفه‌جویی اساسی می‌شود. با واگذاری عملیاتی نظیر تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور و مدیریت بار به نرم‌افزار، کاهش بیشتری در تعداد تجهیزات امکان‌پذیر می‌شود. کمتر شدن تجهیزات نظارت و کنترل به معنی کاهش هزینه‌های نگهداری است.

اتوماسیون پستهای مبتنی بر نرم‌افزار، می‌تواند فرصت خود چک کردن و تشخیص خطای قابل ملاحظه‌ای 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، نشانه‌های تجهیزات و متحرک‌سازی (برخی فرایندهای سیستم) است.

اپراتورهای پستهای امروزی، ممکن است فردا اپراتورهای مرکز کنترل باشند، لذا کار روزمره با PMI حداقل فایده‌ای 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. اپراتورهای پست های 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) PMI 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 هزینههای کوچک به سیستم تحمیل می کند نظیر هزینههای سخت افزار PC، هزینه طراحی اولیه و هزینه نگهداری بعدی از سیستم PMI، اما این هزینهها 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. سیستمهای 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 ریزپردازنده ها در دهه 70، شرایط عوض شد. سازندگان تجهیزات پستها جایگزینی وسایل الکترومکانیکی ساخت خود را با وسایل نیمه هادی 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 داده ها 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 ماشینی (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 IEDها 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 که روی IEDها 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 اقتصادی‌تر است به محل استقرار IEDها 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 IEDها باید مورد توجه قرار گیرد پیکربندی تجهیزات است. تعداد زیادی از IEDها 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 IDEها در تمام ایستگاه پخش شده باشند، هزینه کابل‌کشی ممکن است خیلی سنگین شود. همبند شدن قسمت‌های منطقی و هماهنگ عمل کردن، به یک کابل‌کشی 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 کابل‌کشی 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.

رابطه‌های غیرمبهم مناسب کاربر:

رابطه انسان - ماشین (PMI) شاید مهمترین قسمت در کل ICS 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 واصل 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

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 می کند.

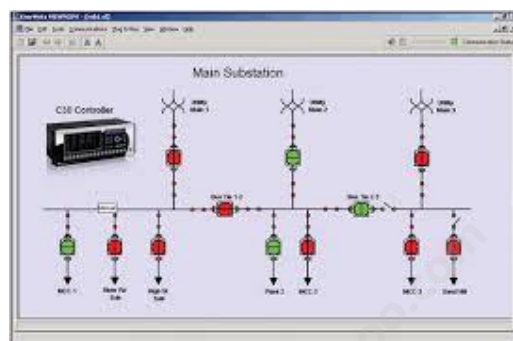
توجیهی نبودن کامل درستی پروژه، کمبود نقدینگی، عدم اعتقاد مدیریت به فلسفه کار، کمبود مهارت مورد نیاز در شرکت، نبود تکنولوژی مناسب و اهمیت هزینه های تغییرات مورد نیاز سیستم برای بعضی از مدیران. معمولاً دو مانع اول وابسته هستند، به این معنی که سرمایه گذاری موقعی انجام می شود که بتوان ثابت کرد نسبت سود به هزینه مثبت است. اما در شرکت های 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 می توانند در طرح و توسعه یک پروژه معقول و گویا کمک کنند. همچنین برخی از سازندگان رده اول تجهیزات اتوماسیون پستها می توانند 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 اطاق 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 می شود DCS



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: ABB، SIEMENS، 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 آلارم 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 پروتکلهای 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 802.3 *IEEE* 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 تجهیزاتی 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.