



دانشگاه زنجان

ارسال سریال سیگنال های اسکادای نیروگاه از DCS به RTU

استاد راهنما: دکتر ابوالفضل جلیوند

دانشجو: غزل صالحی

۸۷۴۴۲۱۵۴

دیماه ۱۳۹۱

با تشکر فروان از استاد گرامی

جناب آقای دکتر جلیوند

مدیر گروه ابزار دقیق شرکت مینا (توسعه ۱)

جناب آقای مهندس بلدی

و تمامی دوستانی که در به ثمر رسیدن این پروژه صمیمانه یاری نموده اند.

فهرست مطالب

عنوان

صفحه

۱. چکیده

۷

۲. مقدمه

۸

۳. فصل اول : سیستم های اسکادا

۹

۳.۱ اسکادا چیست؟

۹

تعریف اسکادا

ساختار یک سیستم اسکادا

۳.۲ سیستم های زمان واقعی

۱۱

تخمین فاصله های مرور

۱۴

۳.۳ مخابرات

تبدیل آنالوگ به دیجیتال

اجزای سیستم مخابراتی

پروتکل ها

مودم ها

۳.۴ پایانه راه دور (RTU)

۱۷

اتصالات مخابراتی

نمایش سیگنال های سریال

۳.۵ پایانه مرکزی (MTU)

۲۱

صفحه

عنوان

۲۶

۴. فصل دوم : DCS

۲۶

۴.۱ ساختار سیستم های DCS

ساختار متمرکز

ساختار غیر متمرکز

۳۰

۴.۲ مدل های مختلف ارتباطی

۳۲

۵. فصل سوم : تجهیزات اینترفیس

۳۲

۵.۱ کارت های I/O

۳۴

۵.۲ مارشالینگ

۳۶

HVI ۵.۳

۳۹

۶. فصل چهارم : پروتکل ها

۳۹

۶.۱ IEC 60870

۳۹

IEC - 60870 - 5 - 101

IEC - 60870 - 5 - 104

۴۴

۶.۲ IEC 61850

۴۸

DNP3 ۶.۳

۴۹

Modbus ۶.۴

۵۲

TCP/IP ۶.۵

۵۴

RS - 232 ۶.۶



۷. عنوان

صفحه

۷.۱ RS - 485

۵۶

۷.۲ SPPA - T3000

۵۶

۷.۳ راه حل انتقال جدید در سیستم های کنترلی از زیمنس

۶۱

۸. فصل پنجم: نحوه پیکر بندی سیستم در گذر زمان

۶۴

۸.۱ پیکر بندی به سبک قدیمی

۶۴

۸.۲ پیکر بندی به سبک امروزی

۶۵

۸.۳ رویکرد جدید

۶۵

۹. جمع بندی

۶۷

۱۰. تعاریف

۶۹

۱۱. منابع

۷۰

۱. چکیده

سیستم های کنترل و کسب اطلاعات نظارتی اسکادا^۱ اطلاعات را از حسگر های مختلف در کارخانه، نیروگاه، یا دیگر مناطق دور دست جمع آوری کرده و به کامپیوتر اصلی که مدیریت و کنترل داده ها را انجام میدهد می فرستند. به طور سنتی اسکادا برای قرار گرفتن در یک شبکه خصوصی با استفاده از ارتباطات خط طراحی شده بود. با بزرگتر شدن حوزه و غیر عملی شدن ارتباطات خط، ارتباط خطی یکپارچه برای اسکادا معرفی گردید. این تحقیق یک واسطه جدید برای حذف سخت افزار های متعدد در اسکادا معرفی می کند. با برنامه ریزی کردن این تجهیز بیشتر قسمت های کنترلی و انتقال دهنده های سیگنال به داده های باینری تبدیل شده و در نتیجه بسیار راحت تر و سریع تر قابل پردازش می گردند

۲. مقدمه

روش تولید نیرویی که بررسی آن در این پروژه مد نظر است نیروگاه ها و روند انتقال داده و کنترل آن می باشد. تعداد نیروگاه های که در کل کشور احداث شده اند به ۱۱۸ عدد می رسد که شامل ۲۳ نیروگاه بخار، ۱۲ نیروگاه سیکل ترکیبی، ۴۹ نیروگاه گازی، ۲۳ نیروگاه آبی و ۱۱ نیروگاه سوخت های قابل تجدید است. برای کنترل و مدیریت تمام نیروگاه ها مرکز دیسپاچینگ قرار دارد. ابزاری که دیسپاچینگ برای کنترل به کار می برد استفاده از کنترل سوپروایزری یا اسکادا^۱ می باشد.

شرکت سهامی مدیریت شبکه ایران^۲ یک مرکز اصلی کنترل^۴ که همان دیسپاچینگ است و یک مرکز پشتیبان کنترل^۵ ایجاد کرده است. این سیستم ها سابقا به ترتیب در تهران و اصفهان تحت نظارت شرکت ABB و در حال حاضر در تهران و زنجان برقرار است. وظیفه مرکز اصلی کنترل و مرکز پشتیبان کنترل مدیریت سیستم نیروی اصلی شامل شبکه انتقال 400kv، 230kv و تعدادی شبکه زیر انتقال 132kv است. در نگاه کلی دیسپاچینگ که کنترل کل کشور را بر عهده دارد به مراکز اپراتور محلی^۶ متصل است. هر کدام از این اپراتور ها مربوط به قسمتی از کشور می باشد.

بر اساس افق های زمانی فعالیت ها، وظایف عموما به توابع پیش د^۷ یسپاچ یا فعالیت های برنامه ریزی، توابع دیسپاچینگ یا مانیتورینگ آنلاین زمان واقعی و فعالیت های کنترلی تقسیم می شوند. از آنجائیکه امکان برقراری و استفاده از سرویس اینترنت در سایت های نیروگاهی پرهزینه و از طرفی ناامن و نفوذ پذیر می باشد استفاده از سیستم اسکادا راه حل مناسبی به نظر می آید.

SCADA^۲

IGMC^۳

SCC^۴

BSCC^۵

AOC^۶

۳. فصل اول : سیستم های اسکادا

۳.۱ اسکادا چیست؟

تکنولوژی که امکان جمع آوری اطلاعات از تاسیسات دور دست و ارسال دستورالعمل های کنترلی به آنها را برای کاربر فراهم می کند، اسکادا نامیده می شود. اسکادا کاربر را از اقامت در محل تاسیسات و یا بازدید از آنها در هنگام کار نرمال بی نیاز می کند. اسکادا شامل رابط اپراتور و به کار بری داده های اطلاعات مرتبط است اما به این محدود نمی شود.

تعریف اسکادا

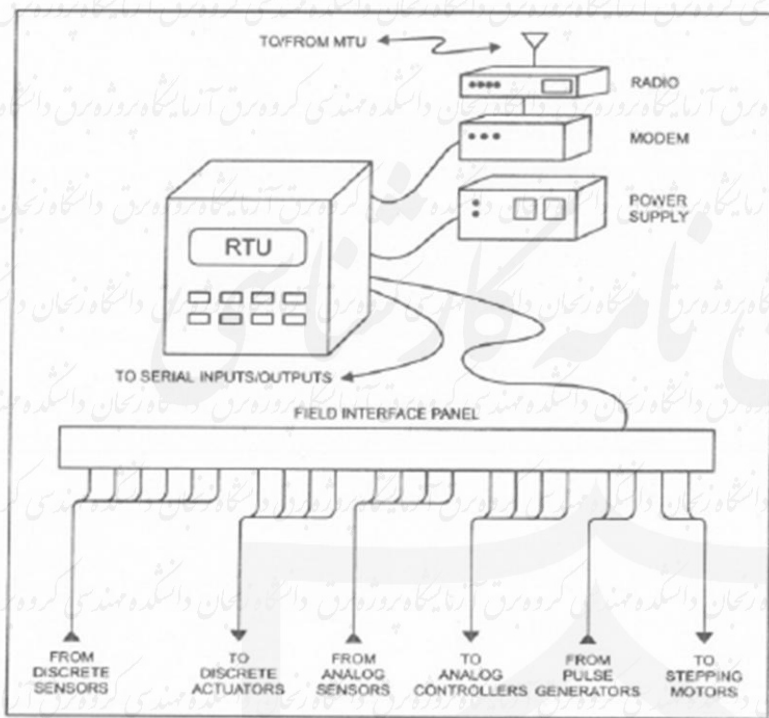
اسکادا به اپراتور مرکزی یک سیستم توزیع شده مانند تاسیسات گاز، نفت، خطوط لوله، یا نیروگاه ها امکان تنظیم کنترلر ها، باز و بسته کردن شیرها و کلید ها، نمایش آلام ها و جمع آوری اطلاعات اندازه گیری شده را فراهم می آورد. هنگامی که ابعاد تاسیسات گسترش می یابد و صدها و یا هزاران کیلومتر بین یک نقطه تا نقطه دیگر فاصله می افتد. با کاهش هزینه بازدید های متناوب مزایای اسکادا خود را نشان خواهد داد.

ساختار یک سیستم اسکادا

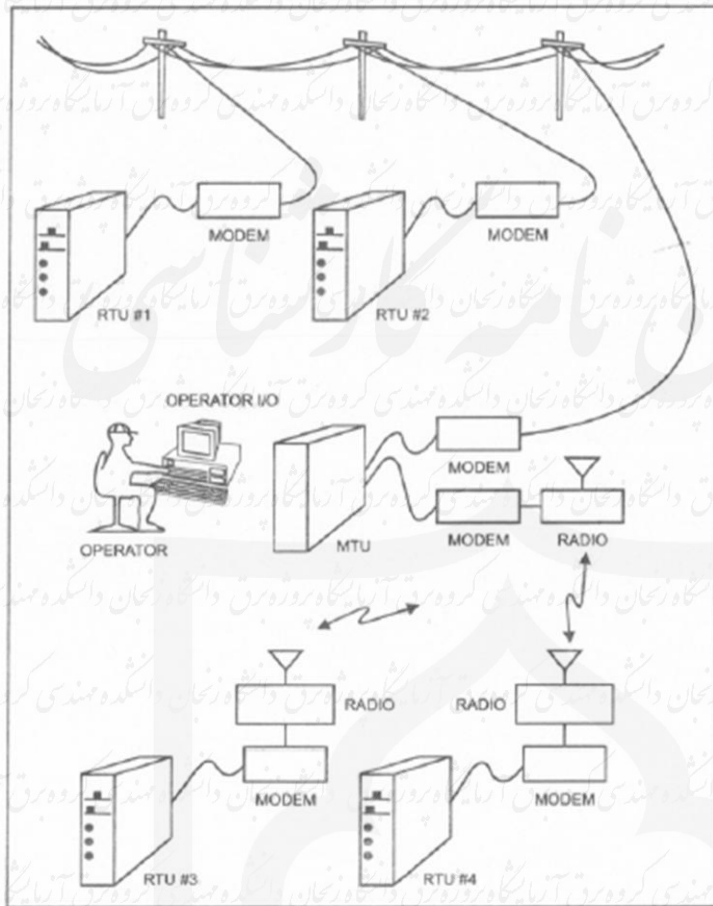
شکل ۱-۱-۳ ساختار یک سیستم اسکادا را نشان می دهد. در مرکز این طرح اپراتور قرار دارد که از طریق وسایل ارتباطی به سیستم دسترسی و این وسایل گاهی کنسول اپراتور نامیده می شود. خروجی اپراتور که در واقع همان خروجی سیستم به اپراتور است معمولاً یک مانیتور است. اپراتور با پایانه مرکزی که مرکز کنترل سیستم است ارتباط برقرار می کند. این مرکز عموماً یک کامپیوتر است. این مرکز میتواند وظایف مانیتورینگ و کنترل را در غیاب اپراتور نیز انجام دهد. این کار از طریق توابع زمان بندی شده ای که برای تکرار دستورالعمل ها برنامه ریزی شده اند امکان پذیر است. دو روش معمول برای برقراری ارتباط وجود دارد که در شکل ۱-۱-۳ نمایش داده شده اند. خطوط زمینی ماند فیبر نوری، کابل، خطوط خصوصی و ارتباط رادیویی. در صورت لزوم یک مودم بر ای مدوله و دمدوله کردن سیگنال بر روی یک کریر نیاز است. تعداد محدودی از سیستم های اسکادا از جمله تاسیسات

الکتريکی نیاز به ارسال اطلاعات با سرعت بیش از ۲۴۰۰ bps دارند. این سرعت، استفاده از خطوط تلفن و بسیاری از سیستم های رادیویی را مجاز می کند. شکل ۱-۲-۳ یک پایانه راه دور و اتصالات مختلف آن را نشان میدهد. همانطور که نشان داده شده است پایانه های راه دور با پایانه مرکزی از طریق کابل و یا رادیو ارتباط برقرار می کند. یک سیستم می تواند یک و یا چند صد پایانه راه دور داشته باشد. هر پایانه راه دور باید قابلیت دریافت پیام، رمز گشایی پیام، پردازش پیام و ارسال پاسخ لازم و برگشت به حالت انتظار پیام جدید را داشته باشد. بخاطر پیچیدگی عمل پایانه های راه دور، در اکثر آنها از کامپیوتر استفاده می شود.

اتصال بین پایانه راه دور و تجهیزات سایت معمولا از طریق کابل صورت میگیرد و ت غذیه محرک ها و سنسورها نیز از طریق پایانه راه دور تامین می شود. با توجه به اهمیت پروسه، جهت اطمینان بیشتر ممکن است UPS نیز در سیستم نصب شود تا قطع جریان برق در سیستم اشکالی ایجاد نکند. همانطور که پایانه مرکزی هر کدام از پایانه های راه دور را نظارت می کند، هر پایانه راه دور نیز سنسورها و محرکهای متصل شده به خود را تحت پوشش دارد. این نظارت در زمانبندی خیلی سریعتری نسبت به زمانبندی پایانه صورت می گیرد.



شکل ۱-۱-۳



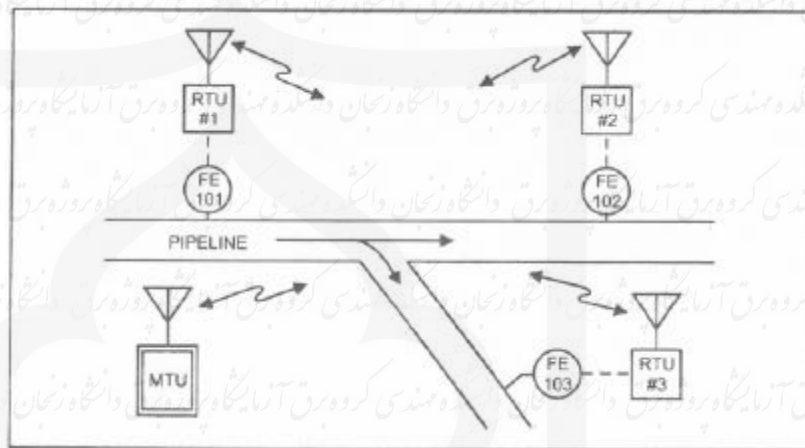
شکل ۲-۱-۳

۳.۲ سیستم های زمان واقعی

عبارت زمان واقعی به معنای "وابسته به عملکرد یک محاسبه در طول زمان واقعی که فرآیند فیزیکی وابسته رخ دهد" می باشد. در زمینه اسکادا این مفهوم به پاسخ سیستم کنترل به تغییرات در فرآیند اشاره می کند. در عبارات جدی تر، یک سیستم کنترل زمان واقعی آنی است که هیچ تاخیر زمانی یا زمان از دست رفته ای بین پذیرفتن اندازه گیری فرآیند و خروجی یک سیگنال کنترل را در خود نداشته باشد. در واقع، تقریباً تمام سیستم های کنترل باید اندکی تاخیر زمانی داشته باشند. آن دسته ای که میزان تاخیرشان تاثیر قابل اندازه

گیری ای ندارند سیستم کنترل زمان واقعی^۷ نامیده می شوند. در مقابل مفهوم کنترل زمان واقعی، کنترل باب دسته ای قرار دارد.

شکل ۱-۲-۳ یک سیستم اسکادای ساده با یک MTU^A که RTU^A ۳ را مرور می کند نشان می دهد. MTU از RTU شماره یک برای جریان اطلاعات در مورد FE – 101 سوال می کند، سپس از هر RTU درباره جریان از طریق اجزای جریانی شان سوال می کند. فاصله مرور (یا بعضی اوقات دوره مرور) زمان بین مکالمه بایک RTU و مکالمه بعدی با همان RTU است. واضح است که محدودیت های سیستم اسکادا و روش سرعت پایین مرور آن یک تاخیر زمانی معرفی می کند



شکل ۱-۲-۳ MTU از هر RTU درباره جریان داده سوال می کند

شکل ۲-۲-۳ تاخیر را نمایش می دهد. تصمیم اینکه آیا کنترل فاصله مرور را تحت تاثیر قرار دهد یا نه تنها توسط شخصی آشنا با فرآیند گرفته می شود. در مراحل ابتدایی طراحی سیستم اسکادا، فاصله مرور می تواند برای تخفیف دادن به تاثیرات تاخیر زمانی انتخاب شود.

real-time^۷
Main Terminal Unit^A
Remote Terminal Unit^A

۸. جمع بندی

تکنولوژی همواره در جهت بهینه سازی نیروی انسانی، مواد اولیه و منابع اقتصادی پیش رفته است. با توجه به آنکه روش های جدید با هدف سرعت بخشیدن به انتقال و پردازش اطلاعات هر روزه در حال تغییر و تحول هستند، در این پروژه بر آن شدیم تا به معرفی تجهیز جدیدی در سیستم کنترلی نیروگاه بپردازیم

سیستم کنترل سوپروایزری اسکادا مفیدترین سیستمی است که در کنترل سایت های دور و با شرایط سخت به کار می آید. از بین زیر مجموعه های اسکادا تمرکز این پروژه بر روی RTU، MTU و نحوه ارتباط مخابراتی بین این دو تجهیز است. اطلاعات آنالوگ از سر تاسر نیروگاه جمع آوری، به سیگنال های دیجیتال تبدیل شده و از طریق مودم و پروتکل های مورد نیاز به MTU یا RTU ی دیگری در جای دیگر فرستاده می شود. در مرحله بعدی DCS را در نیروگاه و پست داریم که روش کنترلی سیستم های امروزی است. یک DCS دارای ۳ مرتبه است: در این سلسله مراتب تجهیز ات به سیستم کنترل و سپس به واحد مانیتورینگ متصل می شوند.

پروتکل های تله کنترلی مجموعه قوانین استاندارد هستند که برای ارتباطات بین این اجزای کنترلی توسط جامعه بین المللی تعریف شده اند. هر کدام از این پروتکل ها دارای مراتب و لایه های تعریف شده ی خود هستند. پروتکلی که در این جا بسیار کاربرد دارد IEC 60870 – 5 – 101 است. از آنجائیکه هدف سریال سازی و کم کردن هرچه بیشتر واسط هاست این پروتکل به جهت سریال بودن آن بسیار مفید است. پروتکل دیگر IEC 61850 است که پایه طراحی نیروگاه بر اساس آن ریخته شده است.

هیچ گاه در هیچ جایی از سیستم هیچ سیگنالی نمی تواند به خودی خود انتقال پیدا کند. جهت این انتقال اینترفیس هایی تعریف شده اند. واحد های ولتاژ بالا و مارشالینگ در این راستا در مسیر سیگنال های ورودی و خروجی که از کارت های I/O رد می شوند قرار دارند. وظیفه اصلی مارشالینگ سریال سازی است و بدلیل ایزوله بودن، تست سیستم در صورت تعمیر یا خرابی یا هر دلیلی که نیاز به تست سیگنال ها داشته باشد بسیار آسان خواهد بود. علاوه بر آن سیگنال های ورودی این اینترفیس تفکیک شده بوده و برای تست

یک سیگنال نیازی به قطع کردن کل سیستم نبوده و می توان تنها سوئیچ یک سیگنال را بررسی کرد . در واحد ولتاژ بالا یا HVI شاهد تقویت و حفاظت سیگنال هستیم . سیگنالی که از CPU ی درون RTU میاید مانند پاسخ یک مدار کلکتور باز است و با عبور آن از یک واحد ولتاژ بالا می توان آنرا تقویت کرد . رله های موجود در این اینترفیس نیز وظیفه حفاظت سیگنال را دارند.

نقطه عطف این پروژه بررسی نحوه پیکر بندی سیستم کنترلی نیروگاه است . در ابتدایی ترین مرحله در نیروگاه و پست، هر دو RTU و واحد های اینترفیس قرار داشته اند . سیگنال دیسپاچینگ از نیروگاه و سیگنال دیسپاچینگ محلی نیز از پست مخابره می شده است . از آنجائیکه بین این دو قسمت یک ارتباط متقابل وجود دارد کابل کشی ها بسیار زیاد و گران تمام می شده اند. این کابل کشی از RTU یک بخش به مارشالینگ بخش دیگر و بالعکس انجام می شده است.

در حرکت بعدی سیستم های DCS وارد شدند و در نیروگاه قرار گرفتند . RTU از پست حذف شد و بین این دو بخش ارتباط از طریق کابل سریال RS – 485 و استفاده از پروتکل IEC 60870 – 5 – 101 برقرار می شود. DCS از طریق خروجی gateway می تواند از طریق آن با RTU ارتباط سریال برقرار کند. در این پیکربندی سیگنال دیسپاچینگ و دیسپاچینگ محلی هر دو از RTU نیروگاه مخابره می شود. در این حالت دیگر نیازی به کابل کشی بین پست و نیروگاه نبوده یک سیگنال سریال نقش آنرا بازی خواهد کرد.

استفاده از تجهیزاتی که معرفی می شود می تواند علاوه بر حذف کابل کشی، اینترفیس ها و کارت های I/O را نیز حذف کند. ارتباطات به کل از طریق CM104 و کابل های سریال و پروتکل های سریال برقرار خواهد شد. تحت نظر گرفتن سیستم به سادگی استفاده از یک لپ تاپ و پردازش این سیگنال سریال تسهیل می شود و این جایگزینی صرفه جویی بسیاری در هزینه ها می کند. در این پیکر بندی در ازای حذف بسیاری از اینترفیس ها تنها یک تجهیز به سیستم اضافه خواهد شد.

۹. مراجع

- WWW.SIEMENS.COM
- www.elsevier.com
- **SCADA: SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION - 3rd EDITION**
By Stuart A. Bayer - Iliad Engineering Inc.
- **AN AQUINTANCE TO DECENTRALIZED CONTROL SYSTEMS**
NEDA INDUSTRIAL GROUP
- **REVIEW OF SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION**
KEN BARNES ; BRIAM JOHNSON ; REVA NICKELSON
JANUARY 2004
Idaho National Engineering and Environmental Laboratory Bechtel BWXT Idaho,
LLC
- **Integration of auxiliary power supply in SPPA-T3000 based on IEC 61850**
TECHNICAL DESCRIPTION – SIEMENS
- **Ministry of Energy , Iran Grid Management Company (IGMC)**
TERMINAL UNIT (RTU)
TECHNICAL SPECIFICATION
- SIEMENS PRESS
- PCS7.2 CATALOG
SEPTEMBER 2010
- **INTEGRATION OF AUXILIARY POWER SUPPLY IN SPPA – T3000 BASED ON IEC 61850**
TECHNICAL DESCRIPTION
APRIL 2009
- **CM104 MB300 ABB ADVANT PCS7 COMMUNICATION CATALOG**
- MAPNA MD1 DOCUMENTS
- IEC 60870 – 5 – 101 COMMUNICATION PROTOCOL MANUAL; ABB ADVANT
- IEC 60870 – 5 – 104 COMMUNICATION PROTOCOL MANUAL; ABB ADVANT
- INTERNATIONAL STANDARDS; IEC 60870 – 5 – 101 :104
- DNP3 COMMUNICATION PROTOCOL MANUAL ; ABB ADVANT
- IEC 61870
- Tyco, ENERGY DIVISION; RS – 485 & MODBUS GUIDE
- KeyMaster SYSTEMS; WIRING RS – 232 NETWORK
- AD , AMERICAN DYNAMICS ; RS – 232/RS – 485 COMMUNICATION PROTOCOL
- TCP/IP TUTORIAL AND TECHNICAL OVERVIEW
IBM REDBOOKS

۱۰. تعاریف

SCC	SYSTEM CONTROL CENTER
AOC	AREA OPERATING CENTER
SCADA	SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION
RTU	REMOTE TERMINAL UNIT
MTU	MAIN TERMINAL UNIT
DCS	DECENTRALIZED CONTROL SYSTEM
DTS	DISPATCH TELEPHONE SYSTEM
UART	Universal Asynchronous Receiver Transmitter
DTE	DATA TERMINAL EQUIPMENT
DCE	DATA COMMUNICATION EQUIPMENT
PP	POWER PLANT
SS	SUBSTATION
CCC	COMMISSIONING COMPLETION CERTIFICATE
ECC	ERECTION COMPLETION CERTIFICATE
HVI	HIGH VOLTAGE INTERFACE
ANSI	AMREICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE
ASDU	APPLICATION-LAYER SERVICE UNIT
DNP3	DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOL
EMC	ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY
EPA	ENHANCED PERFORMANCE ARCHITECTURE
HMI	HUMAN MACHINE INTERFACE
IED	INTELIGENT ELECTRONIC DEVICE
LHMI	LOCAL HUMAN MACHINE INTERFACE
CRC	CYCLIC REDUNDANCY CHECK
AGC	AUTOMATIC GENERATION CONTROL
LTE	LINE TREATMENT EQUIPMENT
DI	DIGITAL INPUT
AI	ANALOGUE INPUT
DO	DIGITAL OUTPUT
AO	ANALOGUE OUTPUT