



WEBINAR

**AUTOMATIZACIÓN
DE SUBESTACIONES
IEC 61850**



Kamal Arreaza

Gerente de Ingeniería
y Construcción

Venezolano



Educación

Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Oriente (UDO), Venezuela. Con una Maestría en Ingeniería Eléctrica en la UNEXPO, Venezuela.

Experiencia



Catorce (14) años de experiencia en el diseño y construcción de grandes proyectos de Ingeniería para clientes en varios países de Latinoamérica incluyendo: Venezuela, Chile, Perú, México, Colombia y Ecuador. Ha revisado Ingeniería de líneas y subestaciones eléctricas en calidad de interventor para empresas de Estados Unidos.

NIVELES DE CONTROL EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS



Desde el punto de vista del control y automatización de subestaciones; se definen 4 niveles, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior.

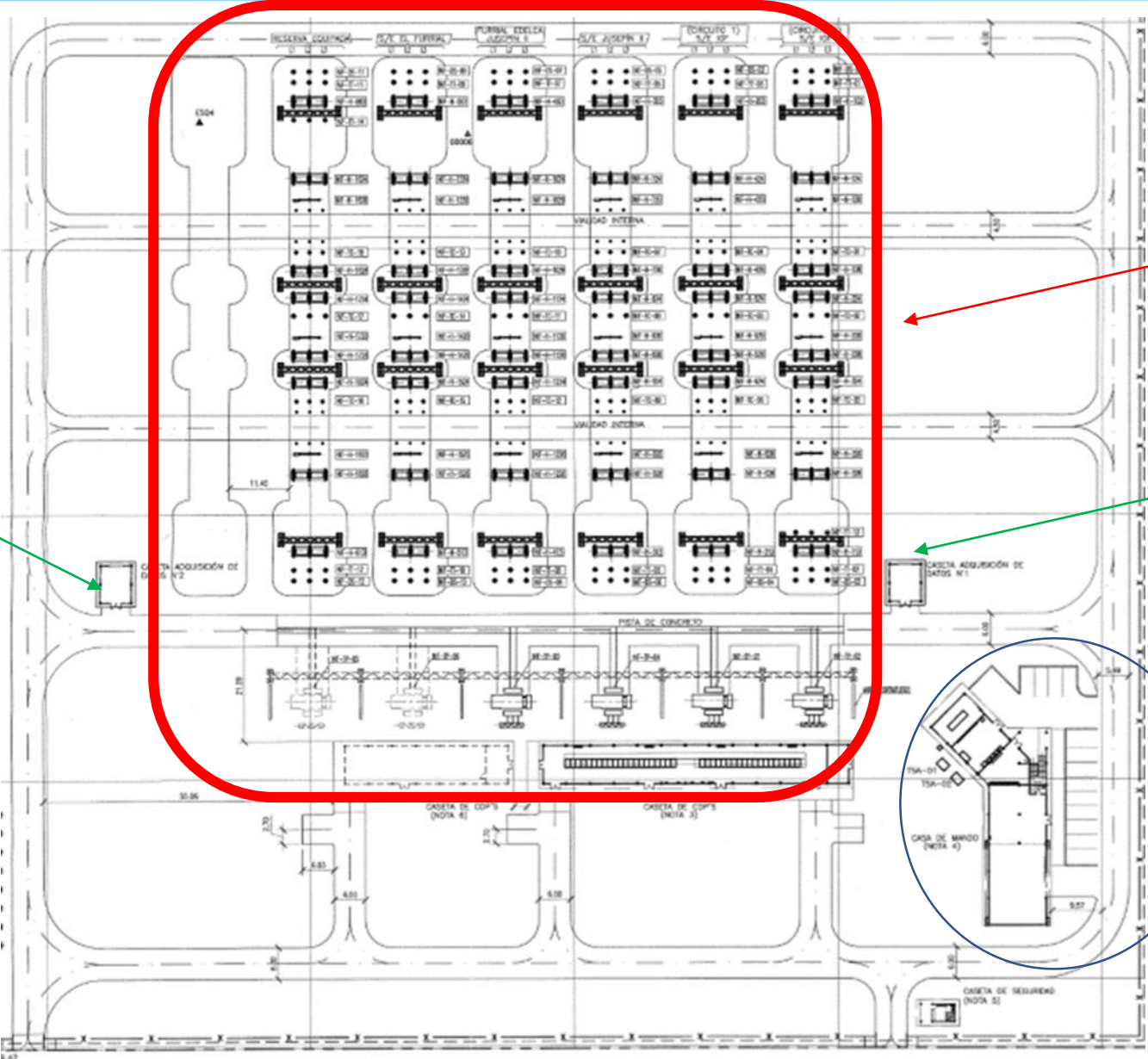
1 El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio o nivel de Procesos, en el cual se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores y seccionadores.

2 El segundo nivel (nivel 1), es el nivel de Bahía o IEDs, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo.

3 El tercer nivel (nivel 2), es el nivel de Subestación, en el cual desde un sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación.

4 El cuarto nivel (nivel 3), es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel.

Automatización de Subestaciones



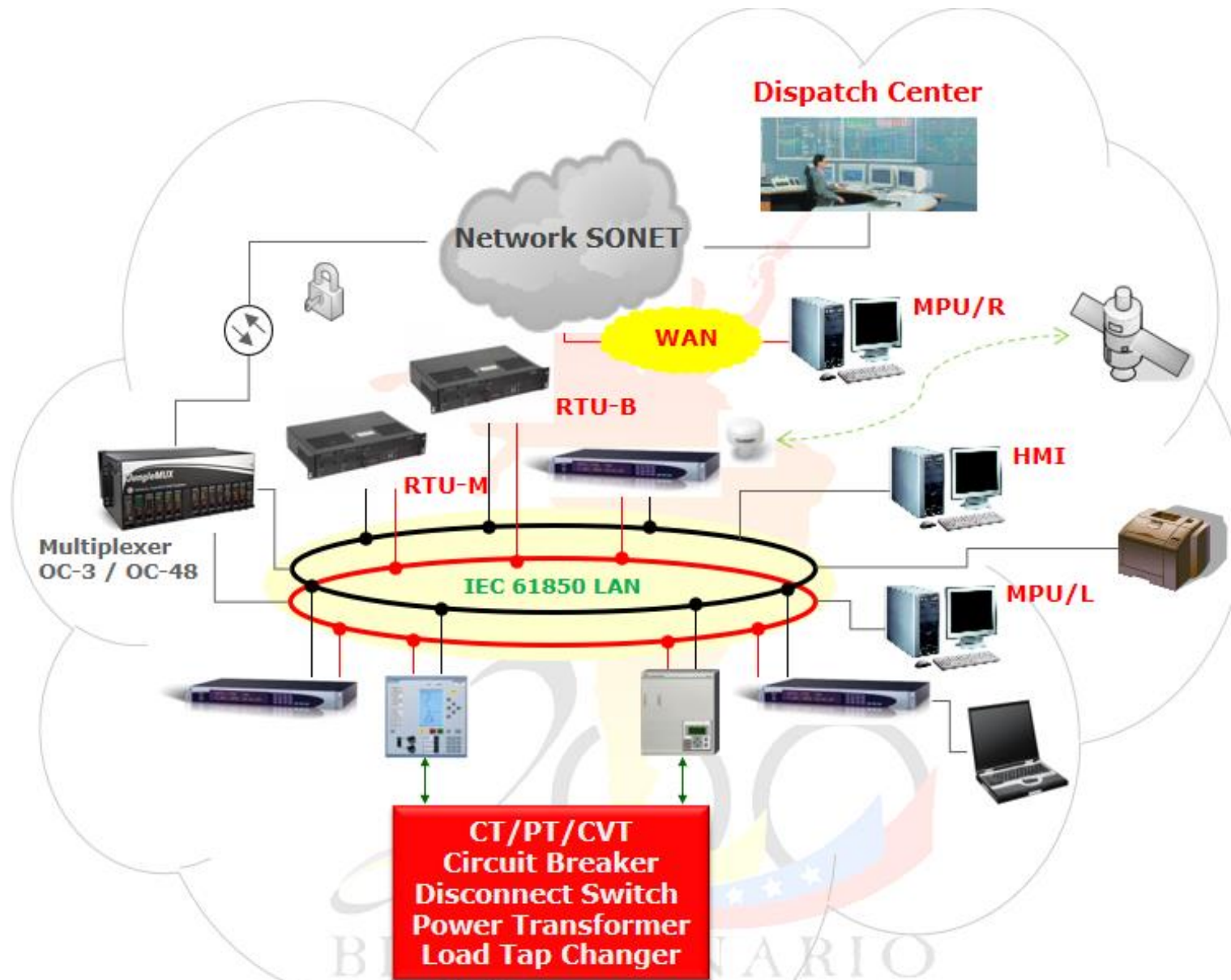
Nivel 1: CAD

Nivel 0

Nivel 1: CAD

Nivel 2: Casa de Mando

Substation Automation System





AUTOMATIZACIÓN Y SCADA



AUTOMATIZACION NIVEL 0

External, on a Circuit Breaker



Internal, old oil-type Circuit Breaker

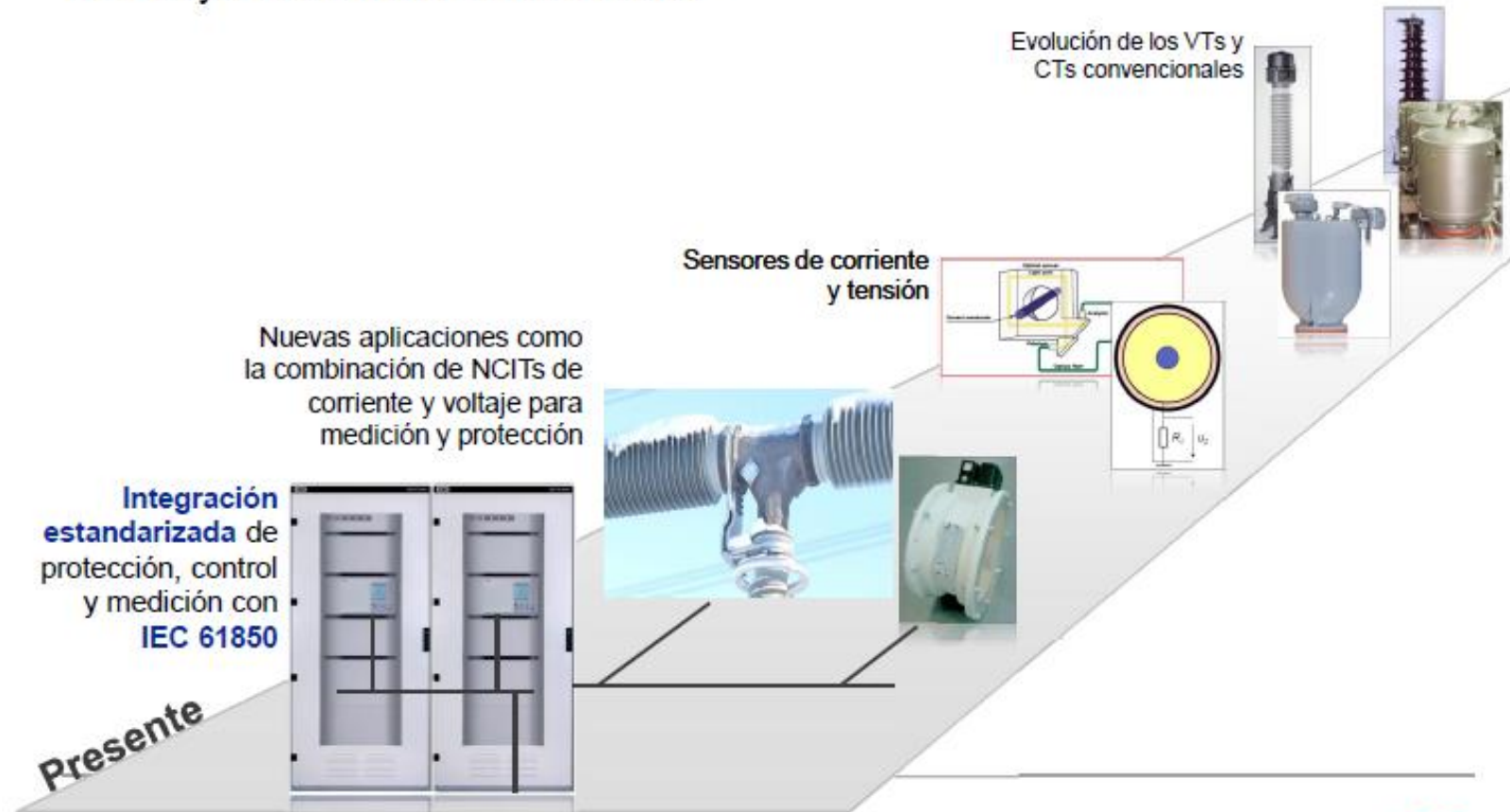


External, on a structure

External, below VT
marshalling box

Evolución de los transformadores de corriente y tensión.

De CTs y VTs convencionales a NCITs*



©ABB
September 3, 2018

*NCITs = transformadores de instrumentación no convencionales



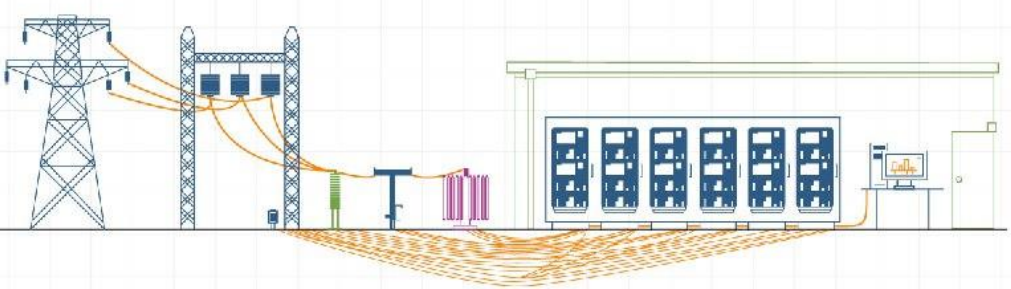
BENEFICIOS DE LA SUBESTACIÓN DIGITAL



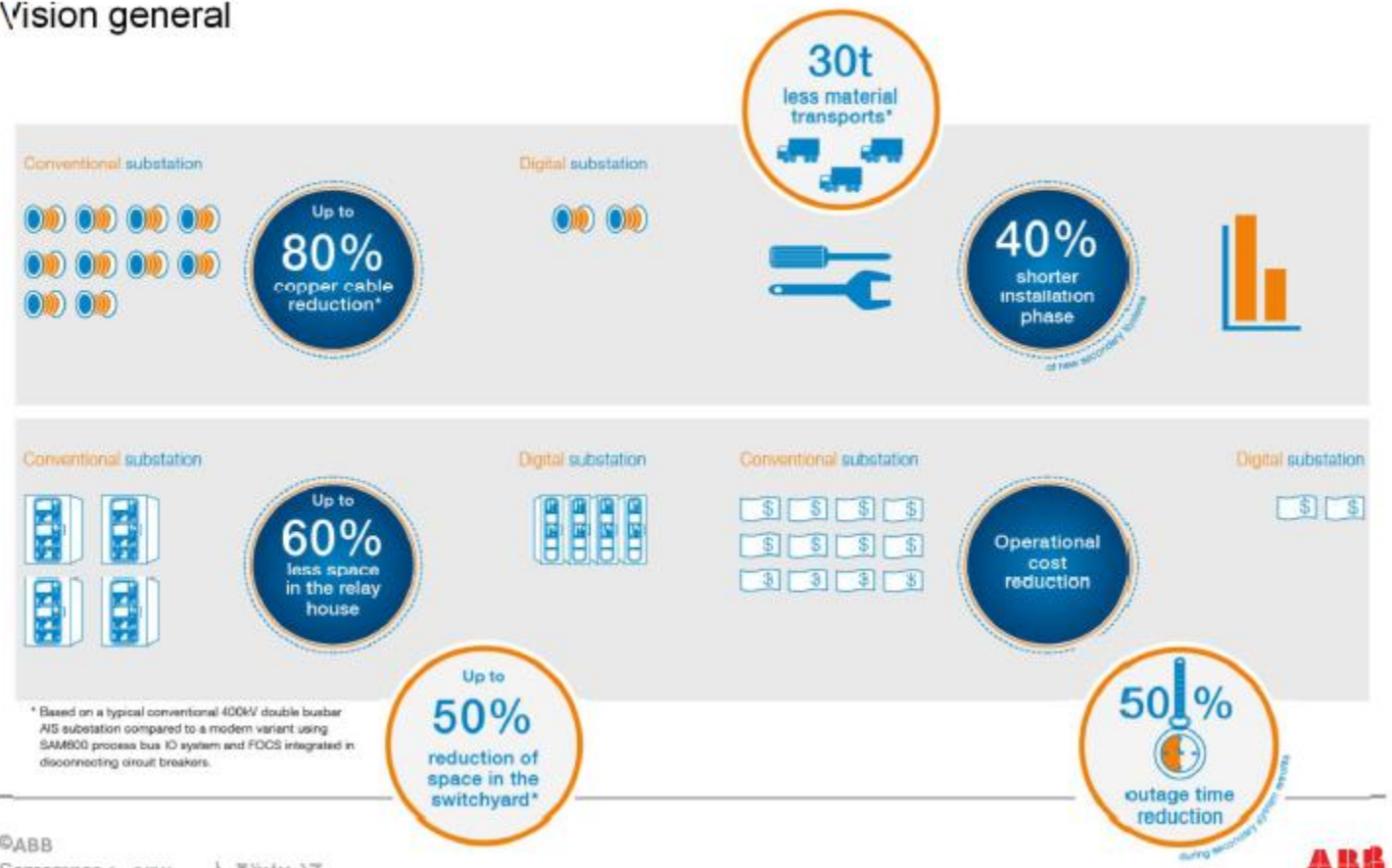
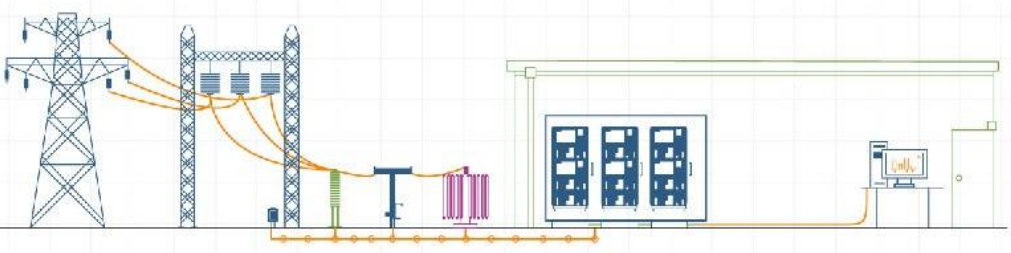
Beneficios de las subestaciones digitales

Vision general

Conventional Substation



Digital Substation



Beneficios de las subestaciones digitales

Fases de instalación y operación

Fase de instalación

Paneles estandarizados y con pruebas de fábrica

Edicios de construcción, e.g. Casetas IO analógicas y binarias



Ingeniería estandarizada para todos

Toda la comunicación digital se basa en la norma IEC 61850.

IEC 61850



Reducción de material

Menos paneles P&C, Ingeniería de cableado y cable Menos núcleos CT/VT, reducción de espacios.



Reducción de tiempo de corte

Instalación rápida a través del Sistema de bus de procesos pre-probado en FAT.



Fase de operación

Incremento en seguridad

La digitalización de todas las señales en su fuente reduce el riesgo de peligros eléctricos



Mantenimiento efectivo

Más supervisión → conociendo qué equipo falló y dónde.



Fácil mantenimiento

Actualización de equipos con menos necesidad de interrupciones



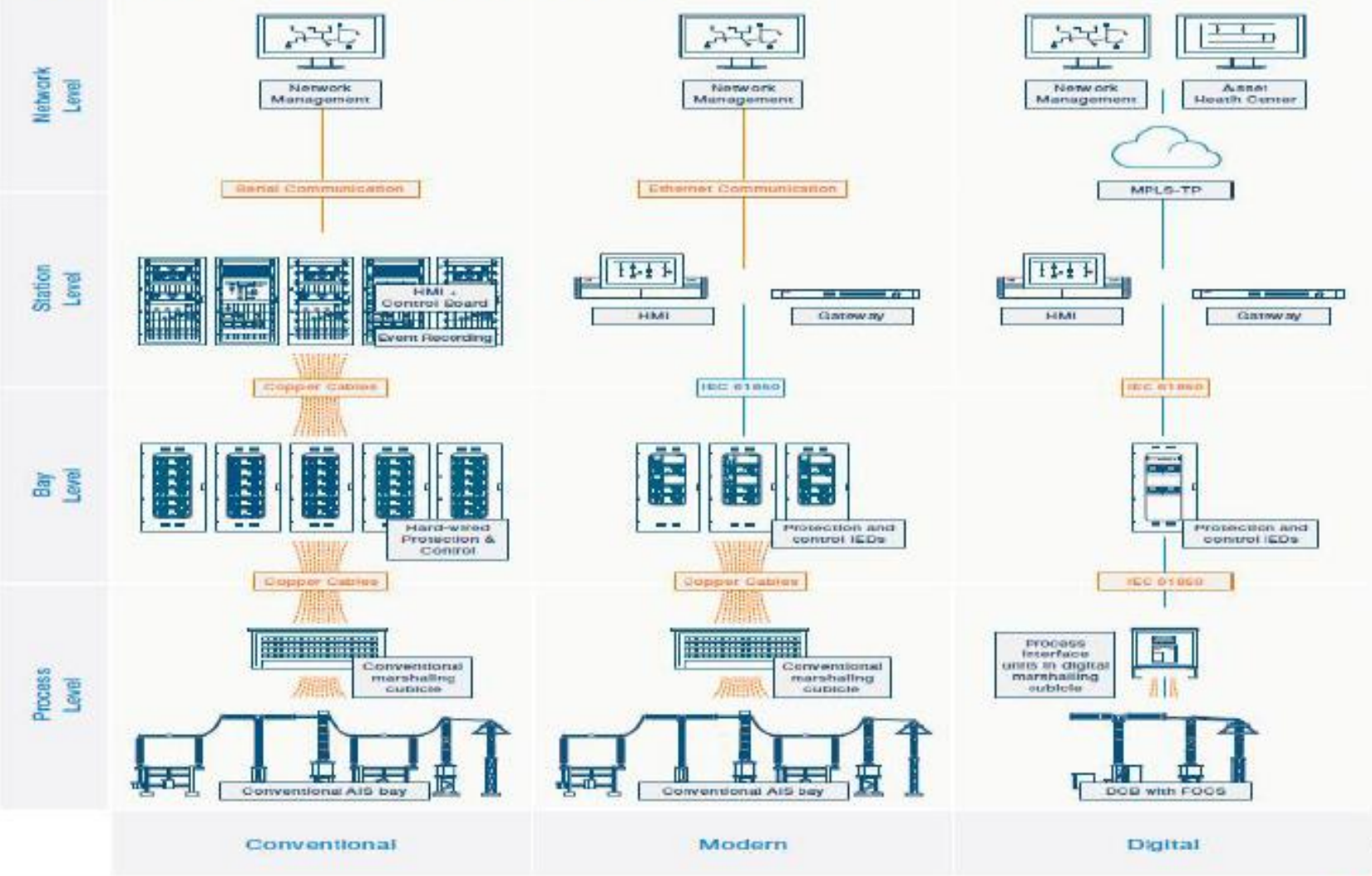
Interfaz de proceso estandarizada

Rápido reemplazo de la electrónica del proceso y la bahía durante el tiempo de vida del equipo primario.

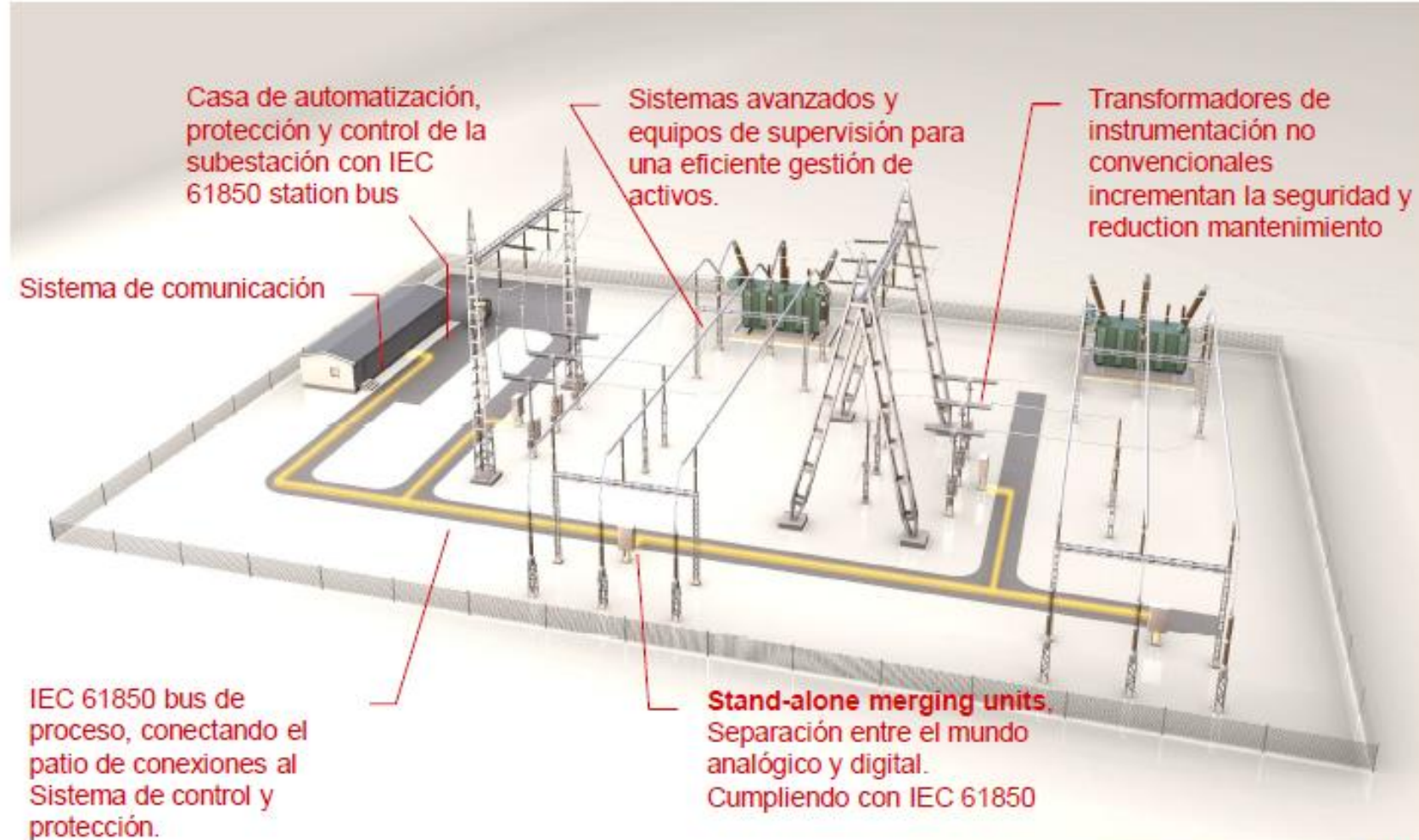


Automatización de Subestaciones

Evolución de las subestaciones

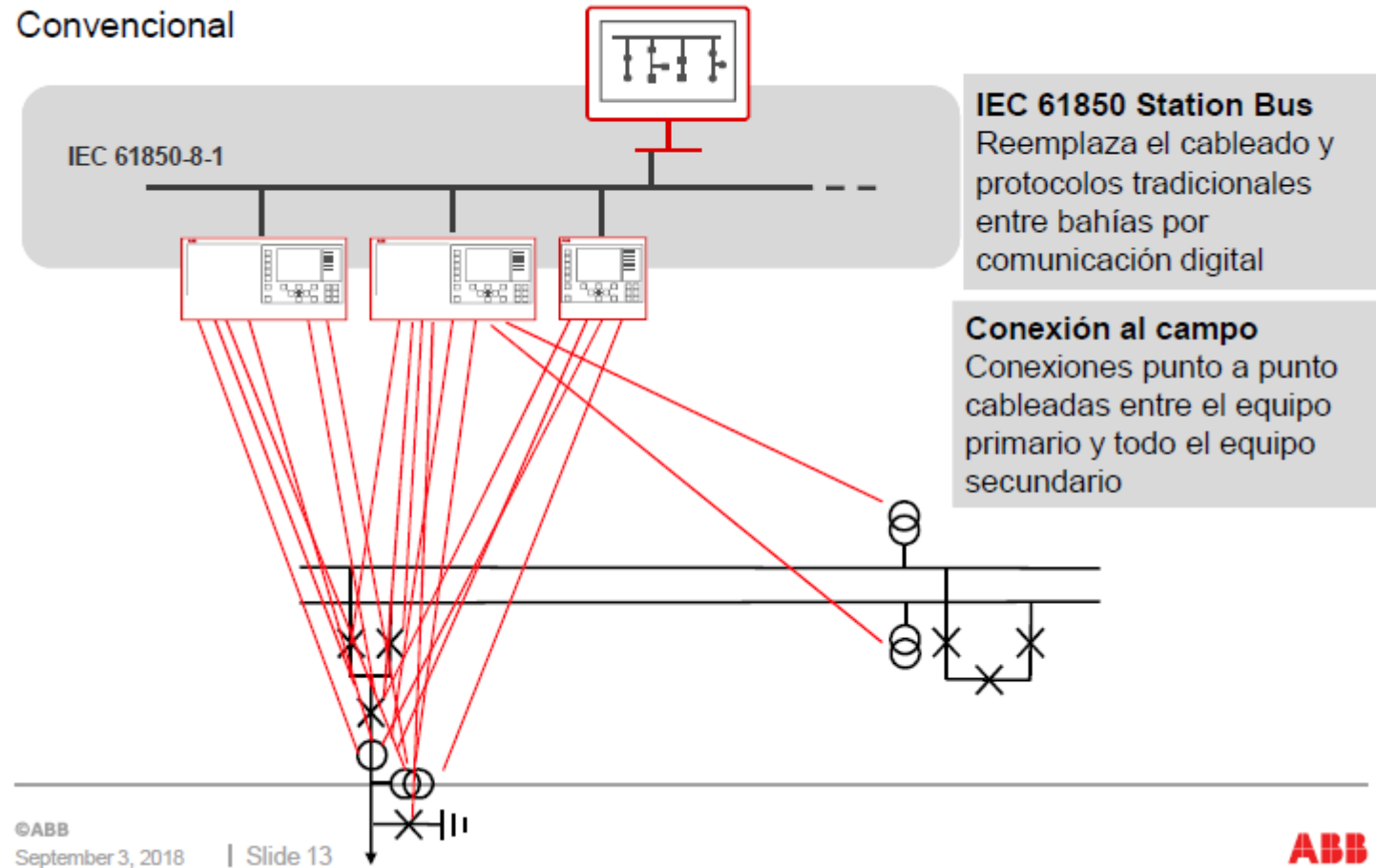


Qué es una subestación digital



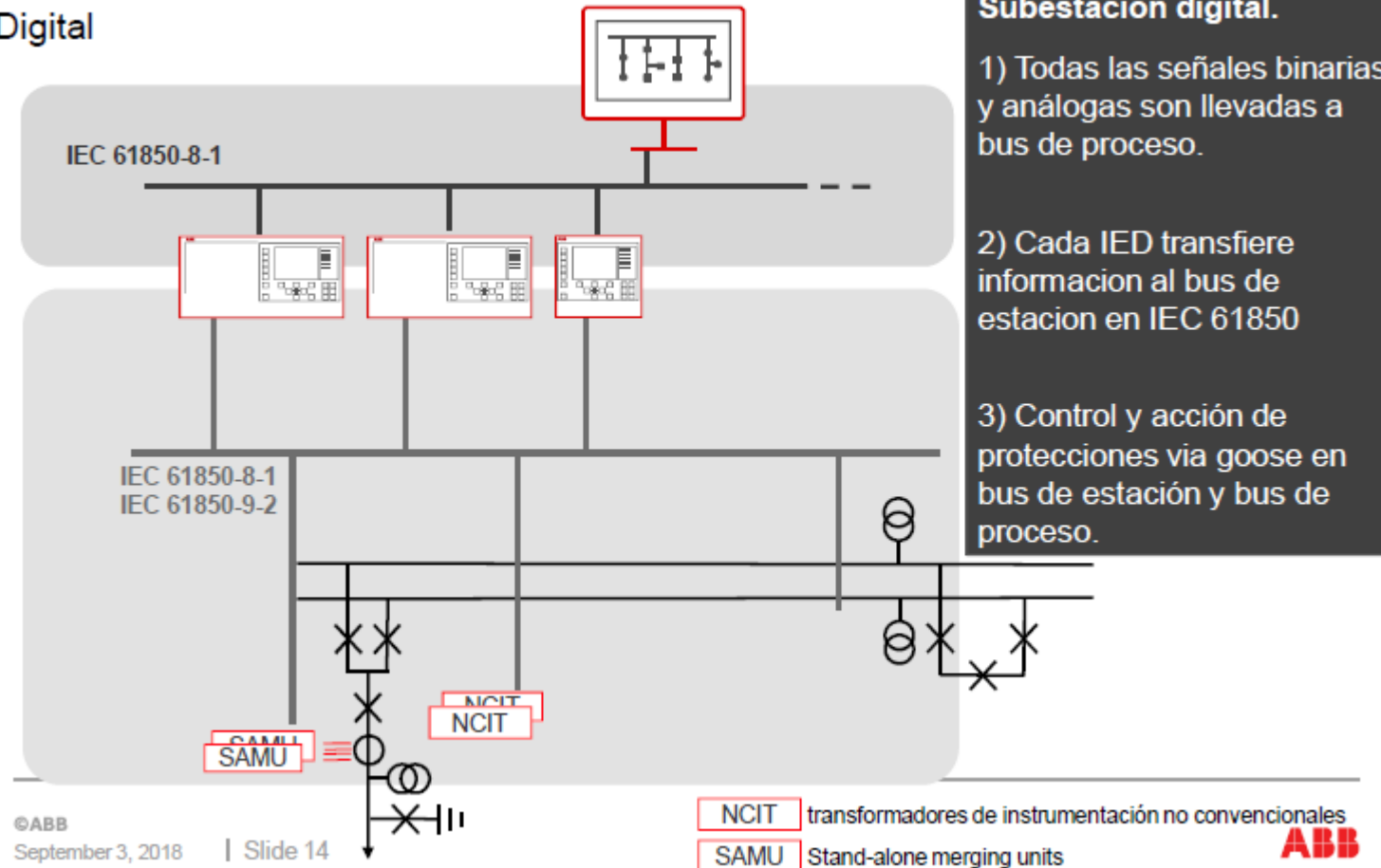
Subestación Digital e IEC61850-1

Convencional



Subestación Digital e IEC61850 Bus de Proceso.

Digital

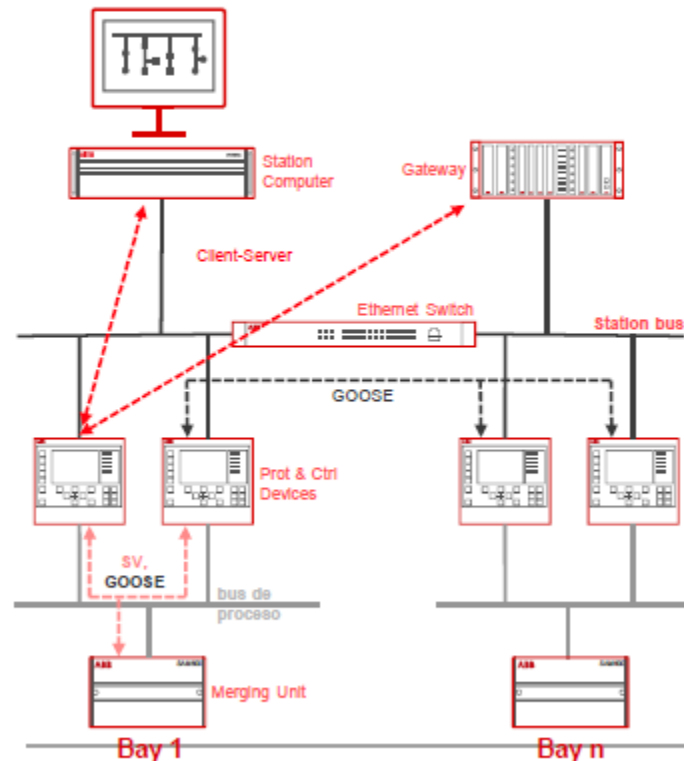


Subestación digital.

- 1) Todas las señales binarias y análogas son llevadas a bus de proceso.
- 2) Cada IED transfiere información al bus de estación en IEC 61850
- 3) Control y acción de protecciones via goose en bus de estación y bus de proceso.

Subestación Digital e IEC61850

Servicios de comunicación



Cliente-Servidor

- Sesiones de punto a punto fiables para el monitoreo central y el control
- Comandos, informes, registros, transferencia de archivos, ...

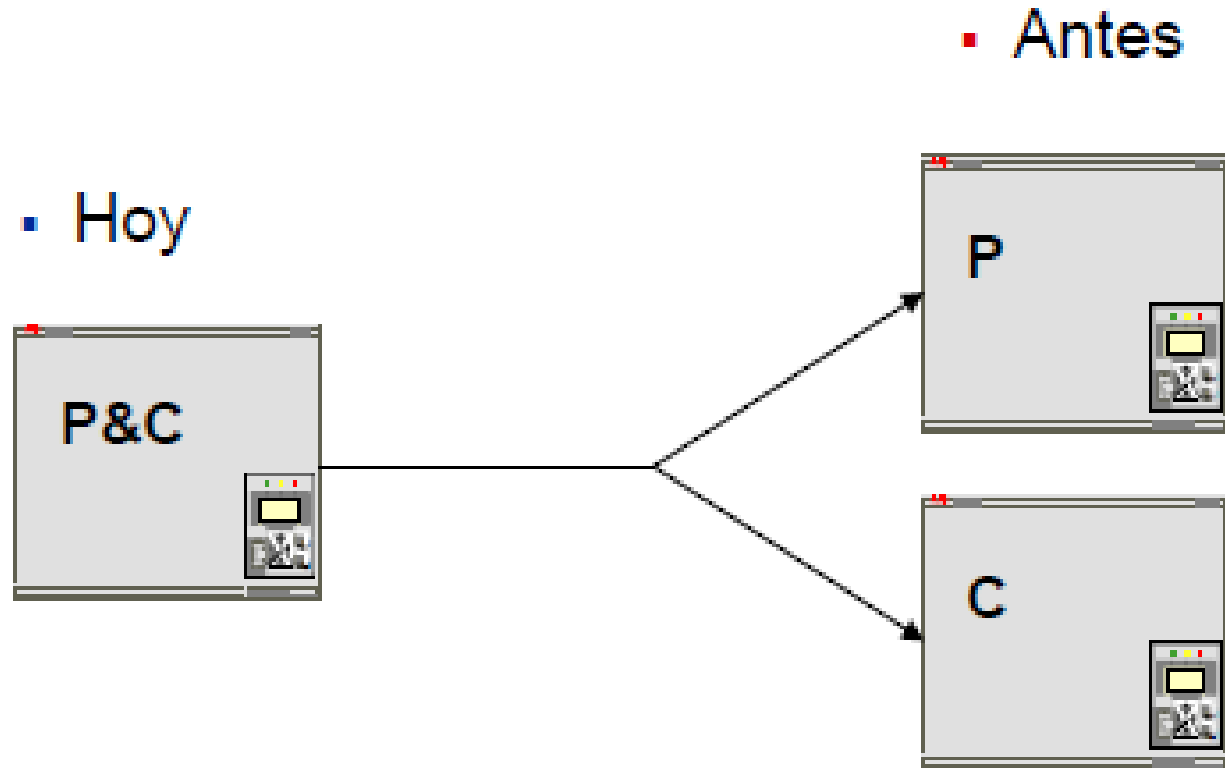
GOOSE

- Transmisión de datos en tiempo real para aplicaciones.
- Datos binarios, indicaciones, comandos

Sampled Values (SV)

- Transmisión de datos en tiempo real para obtener mediciones del proceso
- Valores muestrales análogos (Sampled values)

Automatización de Subestaciones



Protocolo de Comunicación



Emisor

Codifica la información a bits
 $30 \text{ kV} = 11111111$



Telegramas

Decodifica los bits nuevamente a la información
 $11111111 = 30 \text{ kV}$



Receptor



Es un conjunto de reglas establecidas para el intercambio de información entre dos entidades.

Tipos de Protocolo de Comunicación



- Centros de control (COES)

ICCP

- Centro de control (SCADA)
- Subestación (SAS)

IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, DNP 3.0, etc.

- Subestación (SAS)
- Bahías (UAD's)

IEC 61850, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, DNP 3.0, Profibus FMS, Profibus DP, Modbus RTU, LON, UCA 2, etc.

- Bahías (UAD's)
- Procesos (equipos de patio)

IEC 61850

STANDARD IEC 61850

Primera Edición (2003)

COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS IN SUBSTATIONS

Redes y sistemas de comunicación en subestaciones

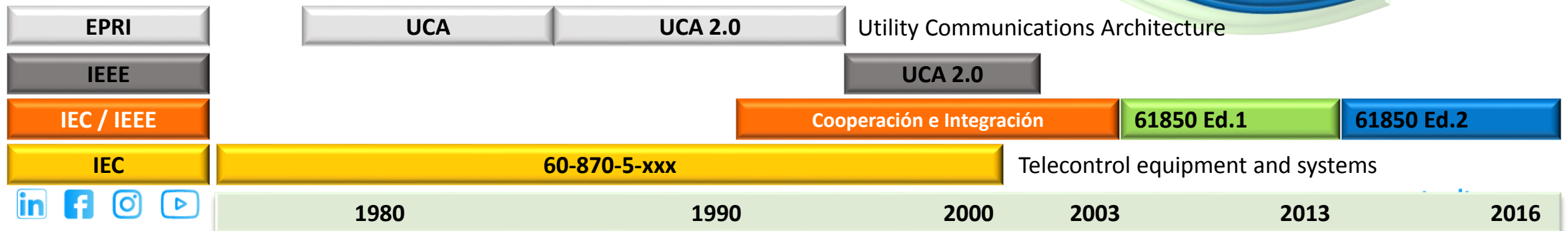
Aplica a Sistemas de Automatización en Subestaciones (SAS)

Segunda Edición (2013)

COMMUNICATION NETWORKS AND SYSTEMS FOR POWER UTILITY AUTOMATION

Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios de energía

Aplicable a Sistemas de Automatización para Servicios de Energía (PUAS)



Objetivo

Desarrollar un estándar de comunicaciones que cubra los requerimientos funcionales y de rendimiento, al tiempo que respalda los desarrollos tecnológicos futuros, basado en un consenso entre los fabricantes de IED y los usuarios, sobre el modo en que tales dispositivos pueden intercambiar información libremente (interoperatividad).

Alcance

Soportar las funciones de operación del sistema eléctrico, considerando los requisitos operativos, pero sin estandarizar ni limitar las funciones involucradas en su operación ni su asignación dentro del Sistema de Automatización. Las funciones de la aplicación se identificarán y describirán para definir su interfaz y luego sus requisitos de comunicación, mediante estándares y principios de comunicación e ingeniería aceptados.

Factibilidad

Fuerte desarrollo tecnológico con disponibilidad de microprocesadores avanzados, rápidos y potentes, que brinda la posibilidad de implementar sistemas de automatización, utilizando dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en las funciones requeridas de protección, medición, monitoreo y control en tiempo real.

Integración y Flexibilidad

Integra todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación.

Aborda requisitos generales, ingeniería, modelos de datos, soluciones de comunicación y pruebas de conformidad

Establece medios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad, enclavamiento y arrastre.

Impulsa el desarrollo de herramientas para migrar de SAS convencionales a otros sistemas de automatización basados en IEC 61850.

Gestión, Diseño e Ingeniería

Orientado a la automatización de Servicios de Energía.

Cubre el diseño y gestión de las subestaciones.

Lenguaje de Configuración común para intercambio de data entre proyectos

Cubre todos los aspectos comunes en una subestación.

Comunicaciones y Optimización

Estándar internacional para la comunicación en subestaciones.

Define protocolos de comunicación entre los distintos dispositivos de subestaciones eléctricas.

Introduce redes LAN con protocolos asumidos internacionalmente con distintos fines funcionales.

Cambio de soluciones cableadas a redes LAN que multiplica la capacidad de las instalaciones.

STANDARD IEC 61850

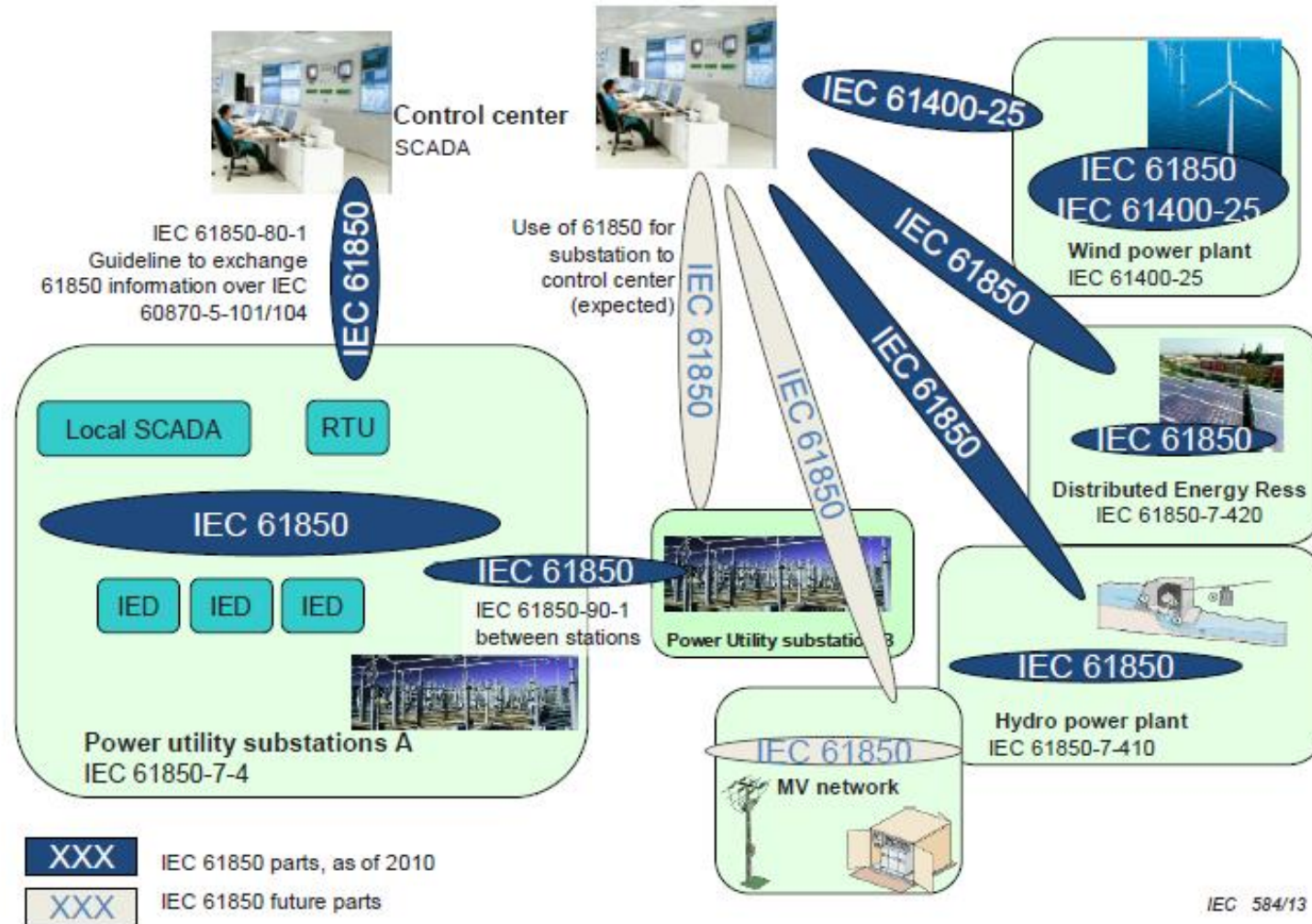


Figure 1 – Scope of application of IEC 61850

Arquitectura de Sistemas de Control de los Servicios de Energía

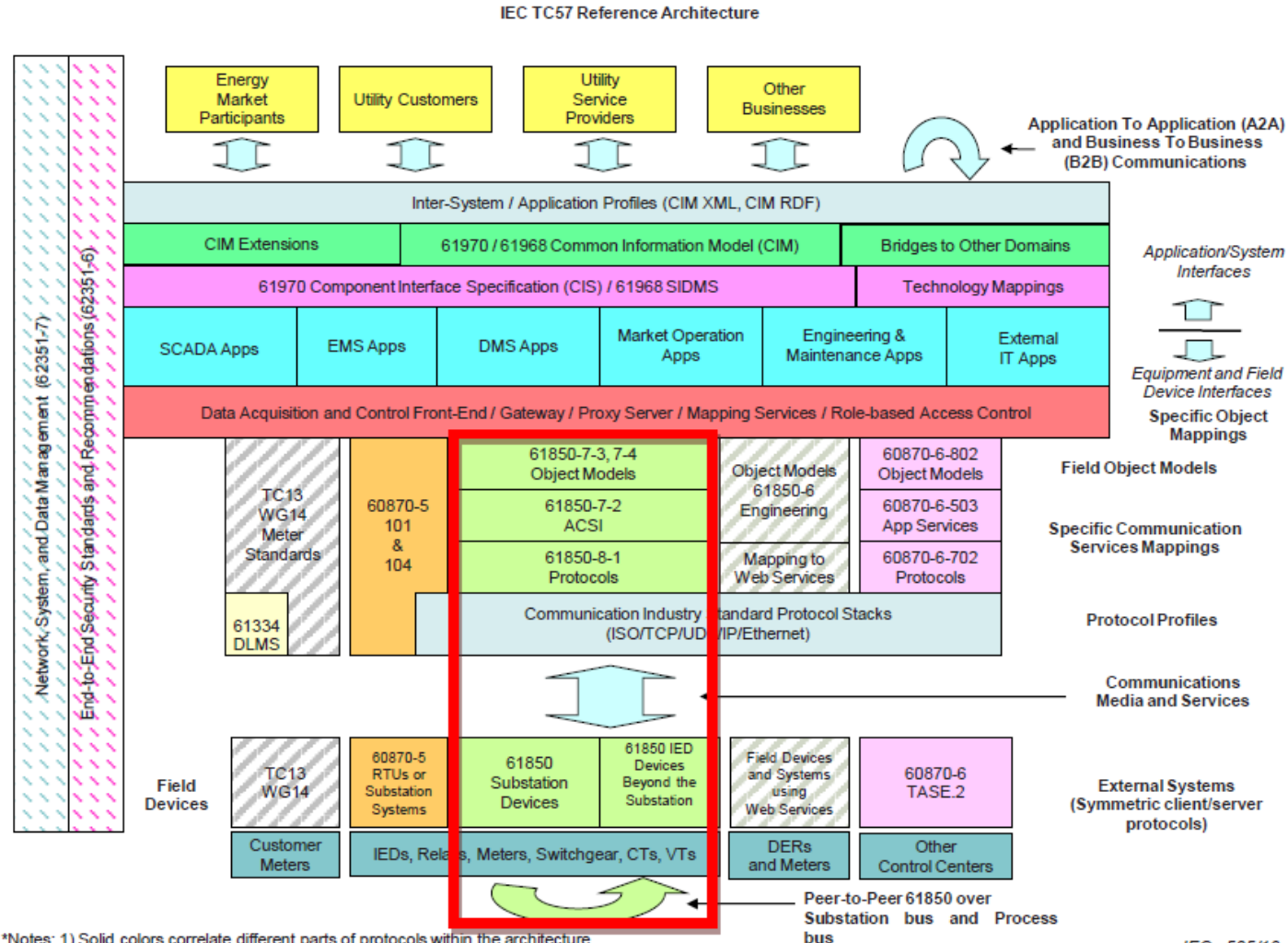
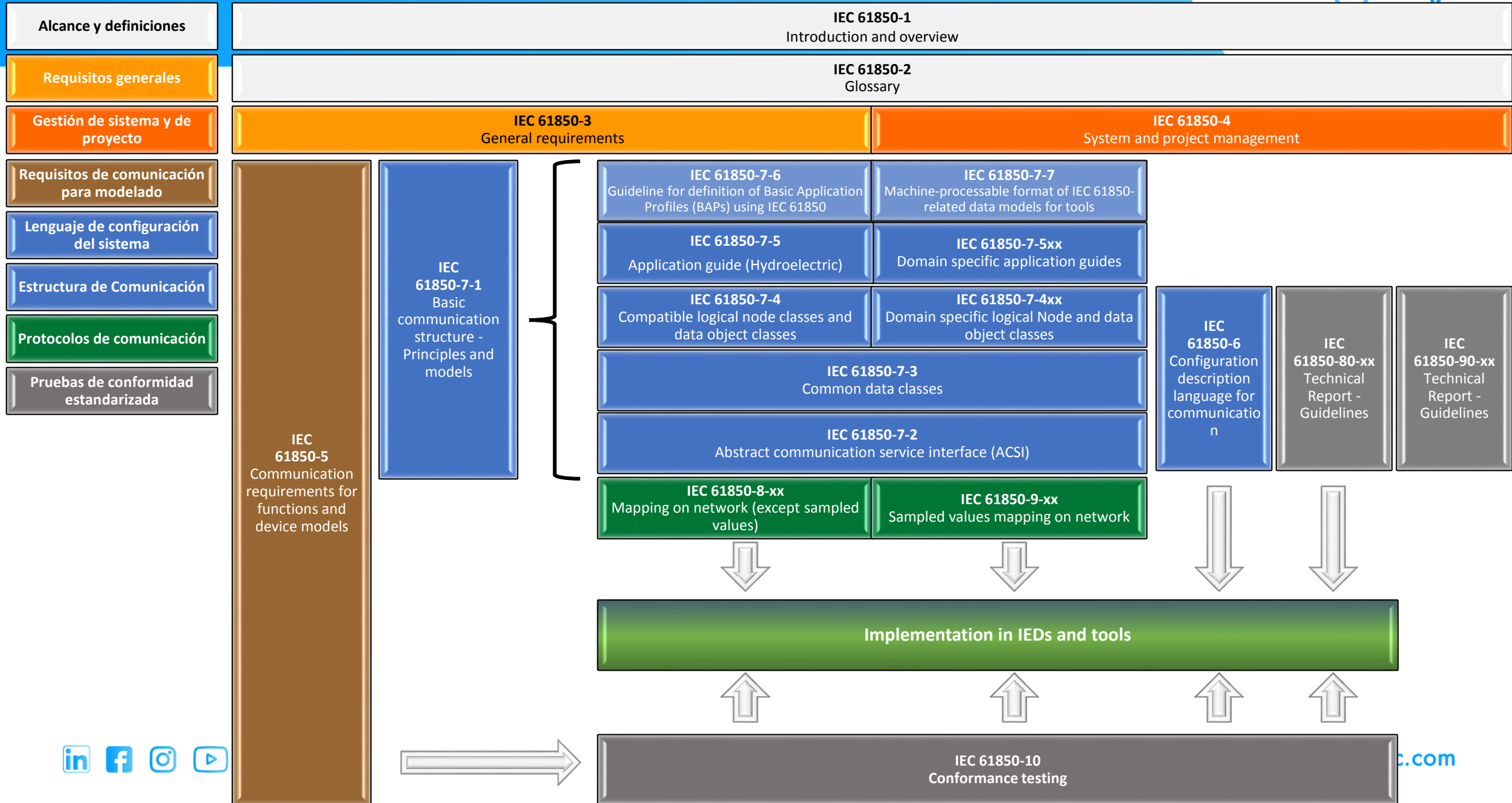


Figure 2 – Power utility control system reference architecture (IEC 62357)

Arquitectura del Estándar IEC 61850

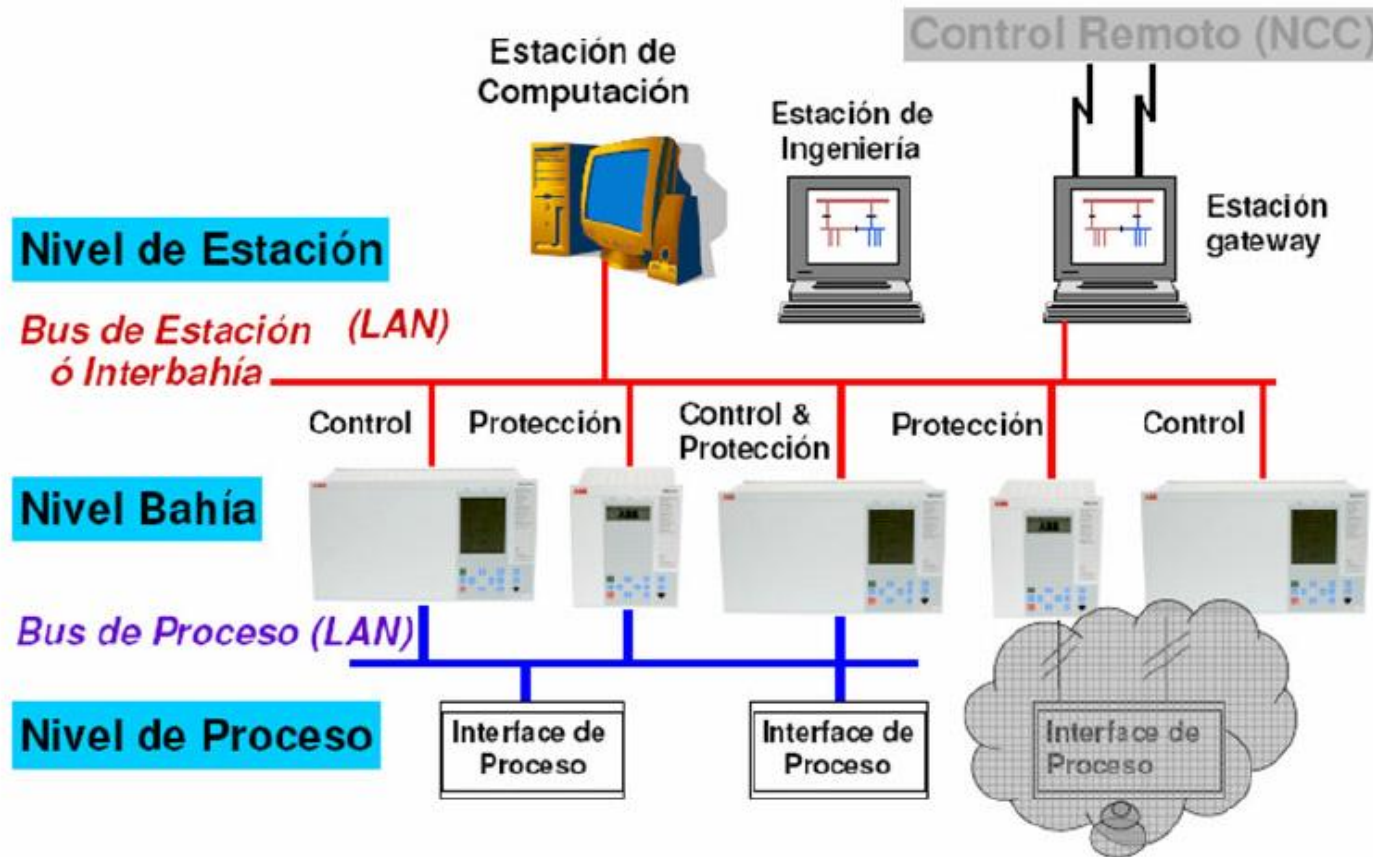


Parts of IEC 61850

1. **IEC TR 61850-1: 2013 - Introduction and overview**
 - IEC TS 61850-1-2: 2020 Guidelines on extending IEC 61850
2. **IEC TS 61850-2 : 2019 Glossary**
3. **IEC 61850-3: 2013 - General requirements**
4. **IEC 61850-4: 2011 - System and project management**
5. **IEC 61850-5: 2013 - Communication requirements for functions and device models**
6. **IEC 61850-6:2009+AMD1:2018 CSV Configuration description language for communication in power utility automation systems related to IEDs**
7. **IEC 61850-7-xx Basic communication structure - Principles and models**
 - IEC 61850-7-1: 2011 - Basic communication structure - Principles and models
 - IEC 61850-7-2: 2010+AMD1:2020 CSV Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI)
 - IEC 61850-7-3: 2010+AMD1:2020 CSV Basic communication structure - Common data classes
 - **IEC 61850-7-4: 2010+AMD1:2020 CSV Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes**
 - IEC 61850-7-410: 2012+AMD1:2015 CSV Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control)
 - IEC 61850-7-420: 2009 - Basic communication structure - Distributed energy resources logical nodes
 - IEC TR 61850-7-500: 2017 - Basic information and communication structure – Use of logical nodes for modeling application functions and related concepts and guidelines for substations.
 - IEC TR 61850-7-510: 2012 - Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Modelling concepts and guidelines
 - IEC TR 61850-7-6: 2019 - Guideline for definition of Basic Application Profiles (BAPs) using IEC 61850
 - IEC TS 61850-7-7: 2018 - Machine-processable format of IEC 61850-related data models for tools
8. **IEC 61850-8-x**
 - IEC 61850-8-1: 2011+AMD1:2020 CSV Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3)
 - IEC 61850-8-2: 2018 - Specific communication service mapping (SCSM) - Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP)
 - ❑ **IEC 61850-80-xx**
 - IEC TS 61850-80-1: 2016 - Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104
 - IEC TR 61850-80-3: 2015 - Mapping to web protocols - Requirements and technical choices
 - IEC TS 61850-80-4: 2016 - Translation from the COSEM object model (IEC 62056) to the IEC 61850 data model
9. **IEC 61850-9-xx**
 - IEC 61850-9-2: 2011+AMD1:2020 CSV Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3
 - IEC/IEEE 61850-9-3: 2016 - Precision time protocol profile for power utility automation
 - ❑ **IEC 61850-90-xx**
 - IEC TR 61850-90-1: 2010 - Use of IEC 61850 for the communication between substations
 - IEC TR 61850-90-2: 2016 - Using IEC 61850 for communication between substations and control centres
 - IEC TR 61850-90-3: 2016 - Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis
 - IEC TR 61850-90-4: 2020 - Network engineering guidelines
 - IEC TR 61850-90-5: 2012 - Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118
 - IEC TR 61850-90-6: 2018 - Use of IEC 61850 for Distribution Automation Systems
 - IEC TR 61850-90-7: 2013 - Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems
 - IEC TR 61850-90-8: 2016 - Object model for E-mobility
 - IEC TR 61850-90-10: 2017 - Models for scheduling
 - IEC TR 61850-90-12: 2015 - Wide area network engineering guidelines
 - IEC TR 61850-90-17: 2017 - Using IEC 61850 to transmit power quality data
10. **IEC 61850-10:2012 - Conformance testing**

Automatización de Subestaciones

IEC 61850: Automatización de Subestaciones



Comunicación de Datos en “términos humanos”

Estación de
Computación



En este ejemplo:

- El elemento de protección TimeOverCurrent tuvo un pick up
- El Circuit breaker está Cerrado
- La corriente en la Fase L1 es 200 A
- El voltaje en la Fase L1 es 26.3 kV



IED1

Protección
y Control



IED 1 Data

“TOC Pick-up”
“CB1 is Closed”
“I Phase L1 is 200A”
“V Phase L1 is 26.3kV”

CB1

Interface de Proceso

Comunicación de Datos usando IEC 61850

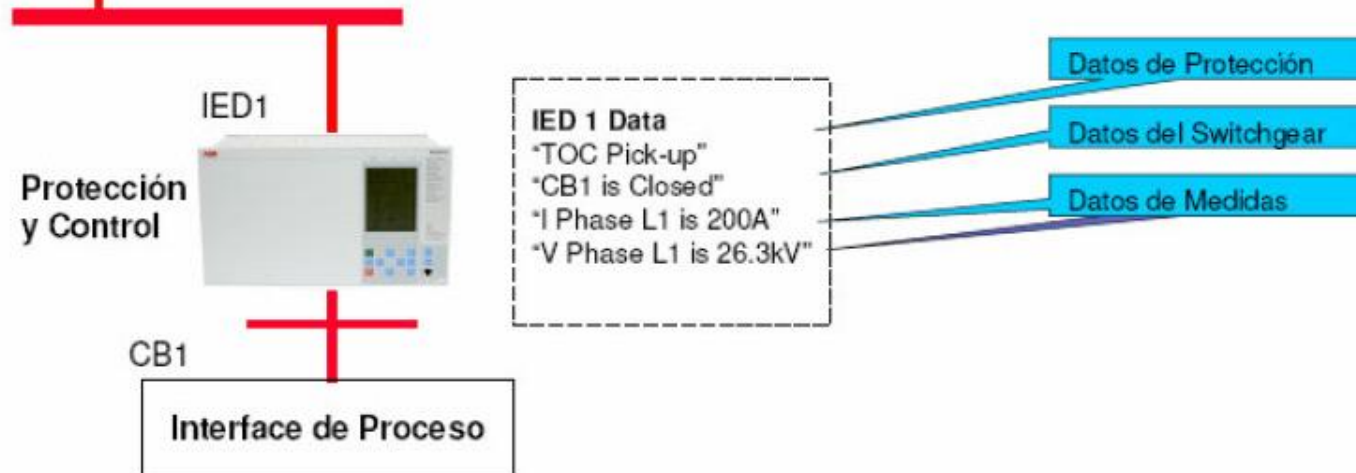
Estación de Computación



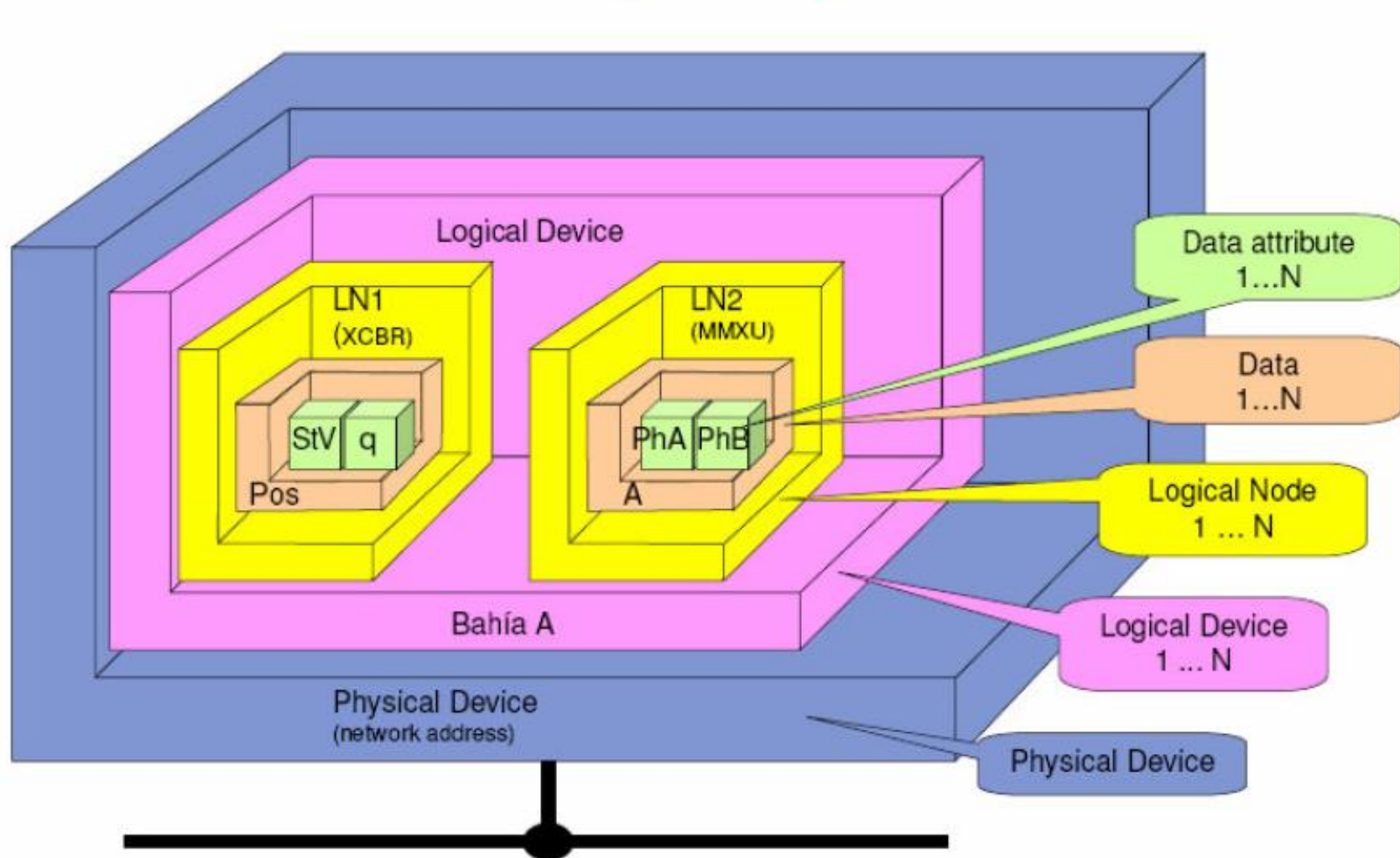
IEC 61850 divide los datos en grupos lógicos.
En este ejemplo:

- Datos de Protección (TimeOverCurrent tuvo Pick Up),
- Datos del Switchgear (CB1 está cerrado) y
- Datos de Medición (Los valores para V e I)

Este IED usa datos de tres grupos para supervizar el CB.

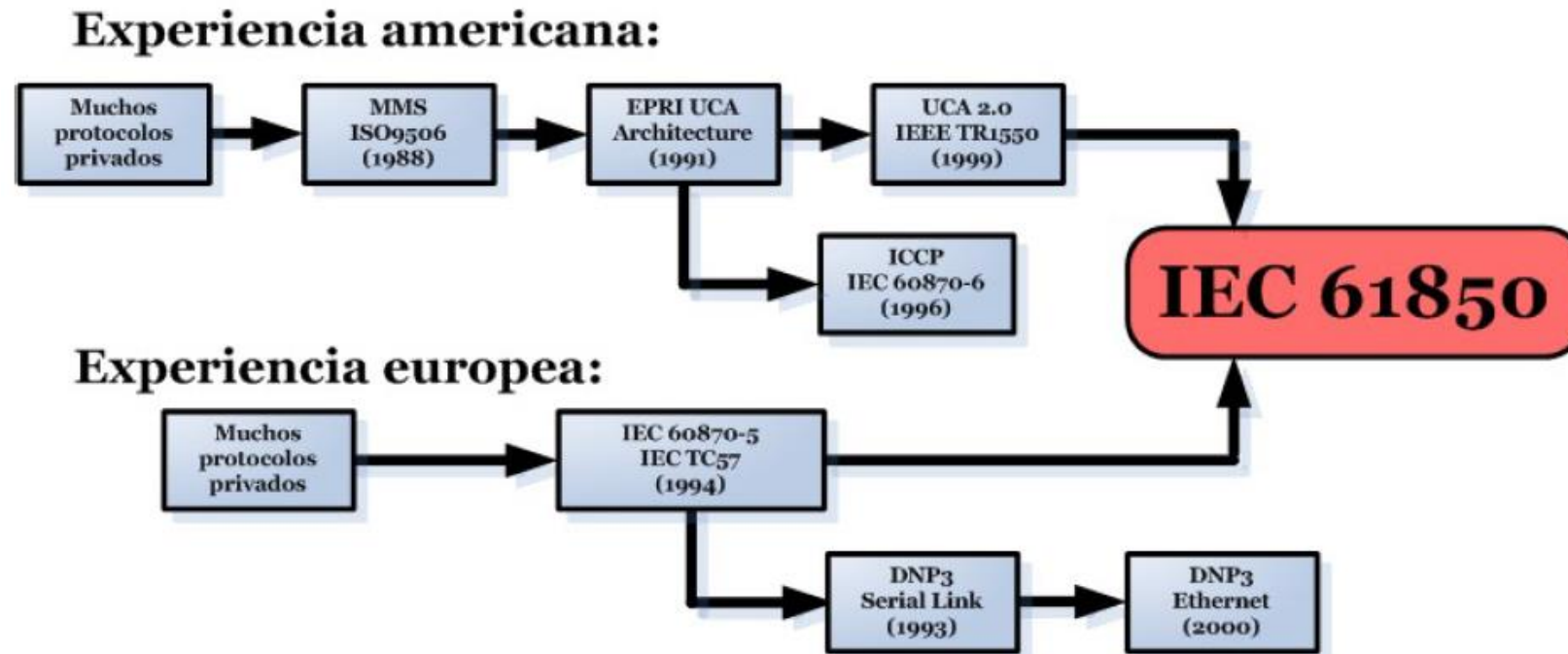


Grupos Lógicos



Evolucion historica

- 60-70's: protocolos simples propios de cada fabricante
- 80-90's: primeros protocolos no propietarios (Modbus o DNP)
- 90's:
 - EPRI desarrolla UCA
 - IEC desarrolla IEC 60870-5
- Necesidad de un único estándar internacional: IEC 61850, unión de los trabajos realizados en Europa (IEC) y América del Norte (EPRI).



Evolucion historica

IEC61850



IEC 61850

- Designed as a universal plug and play between manufactures
- Uses descriptions instead of registers
- **Generic Object Oriented Substation Event** – Messaging (GOOSE Messaging)
- Ethernet is required as part of IEC 61850

The phrase **“sixty-one-eight-fifty”** (sɪks'ti)(wʌn)(æt) (fɪfti) has become a designator for the **next generation substation secondary system** with a higher degree of integration, reduced cost, greater flexibility, communication networks replacing hard-wired connections, plug-and-play functionality, reduced construction and commissioning time, and other advantages

GSSE/GOOSE

GOOSE & GSSE Messaging

Multicast Message

Publisher / Subscribers



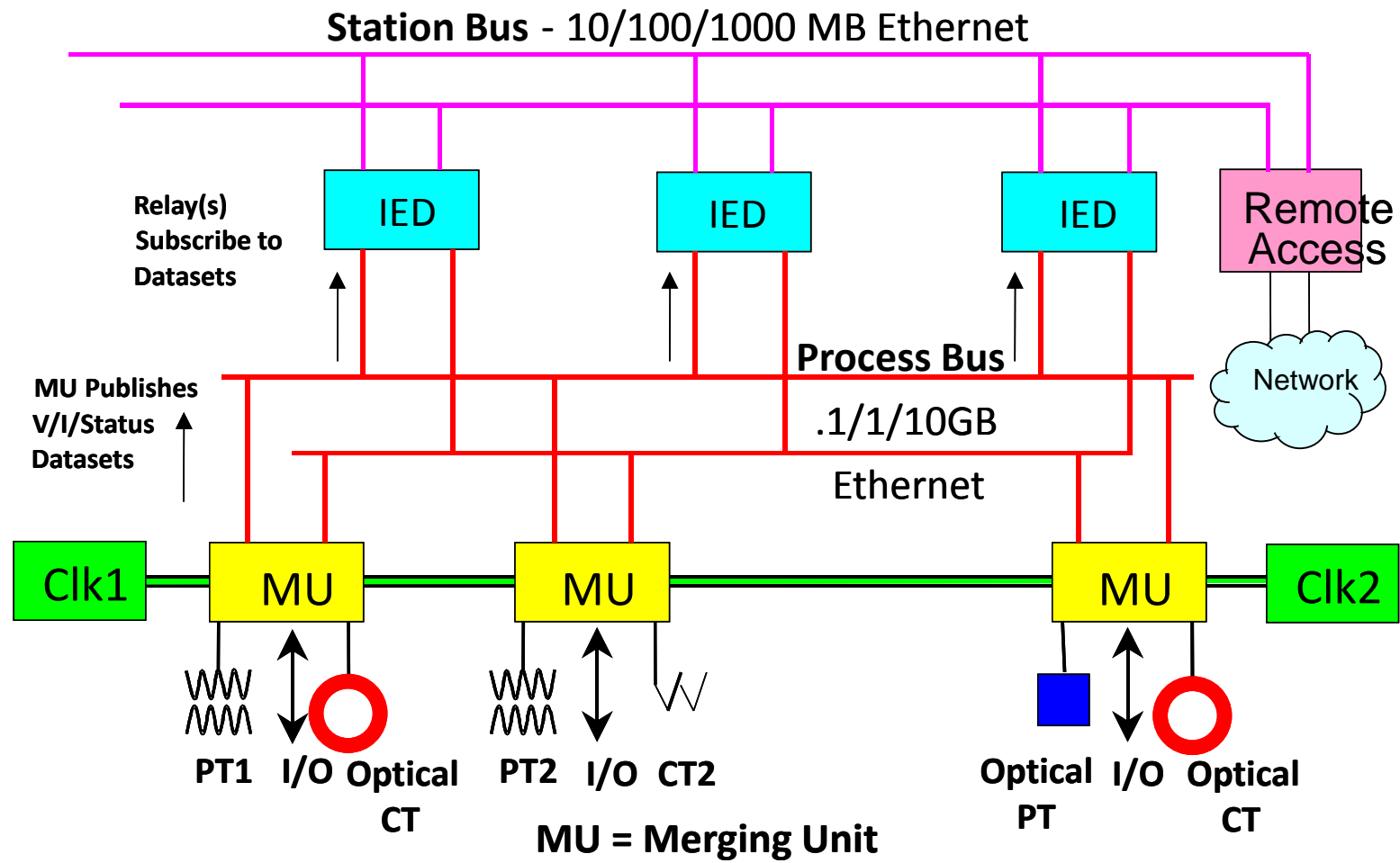
Any protective relay can **extract and store** the transmitting relay's relevant remote output status information in its local remote input memory area

The UR can store up to **32 remote outputs** from up to 16 different relays

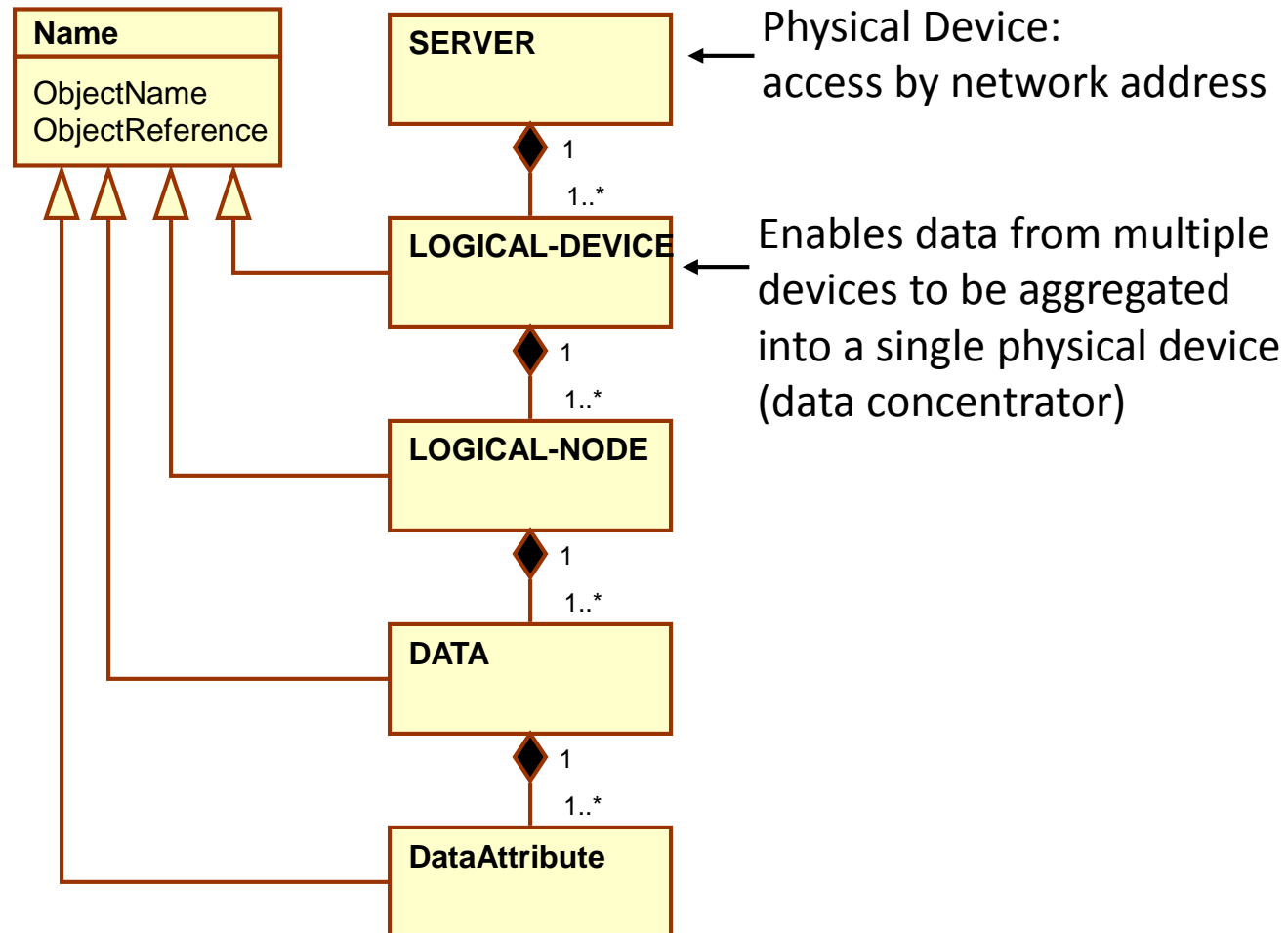
Typical **encoding, transmission, reception, and decoding time** is approx. 4 milliseconds

We have an example where we are sending a goose message from one relay to another relay that is 100 miles away and are making the second breaker trip within 8 ms.

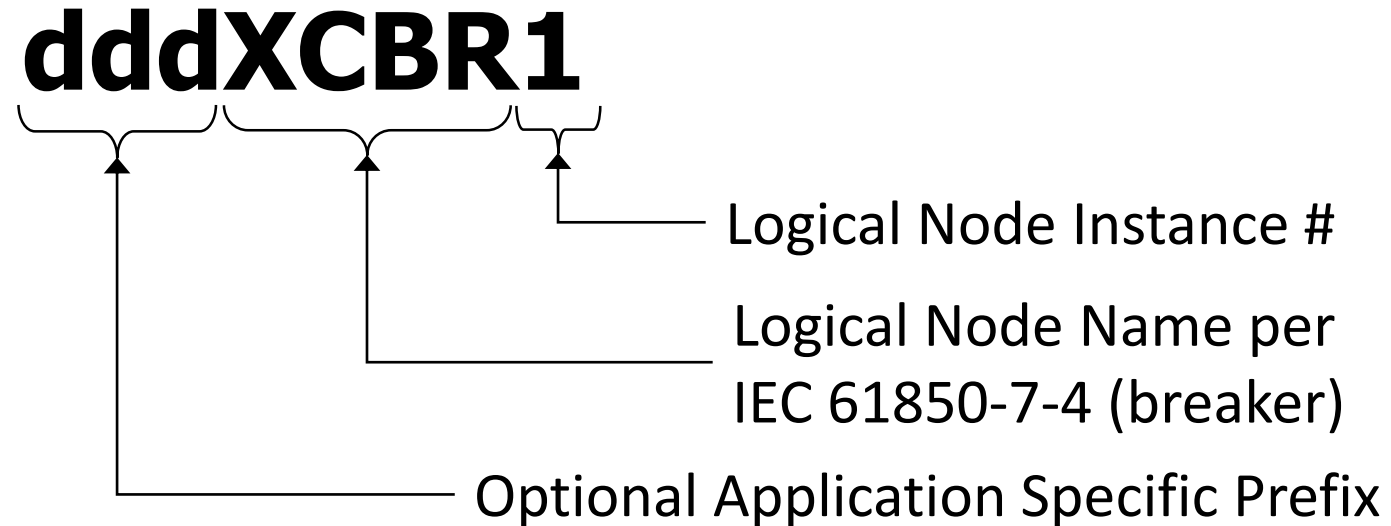
IEC61850 Substation Architecture



IEC61850 Class Model

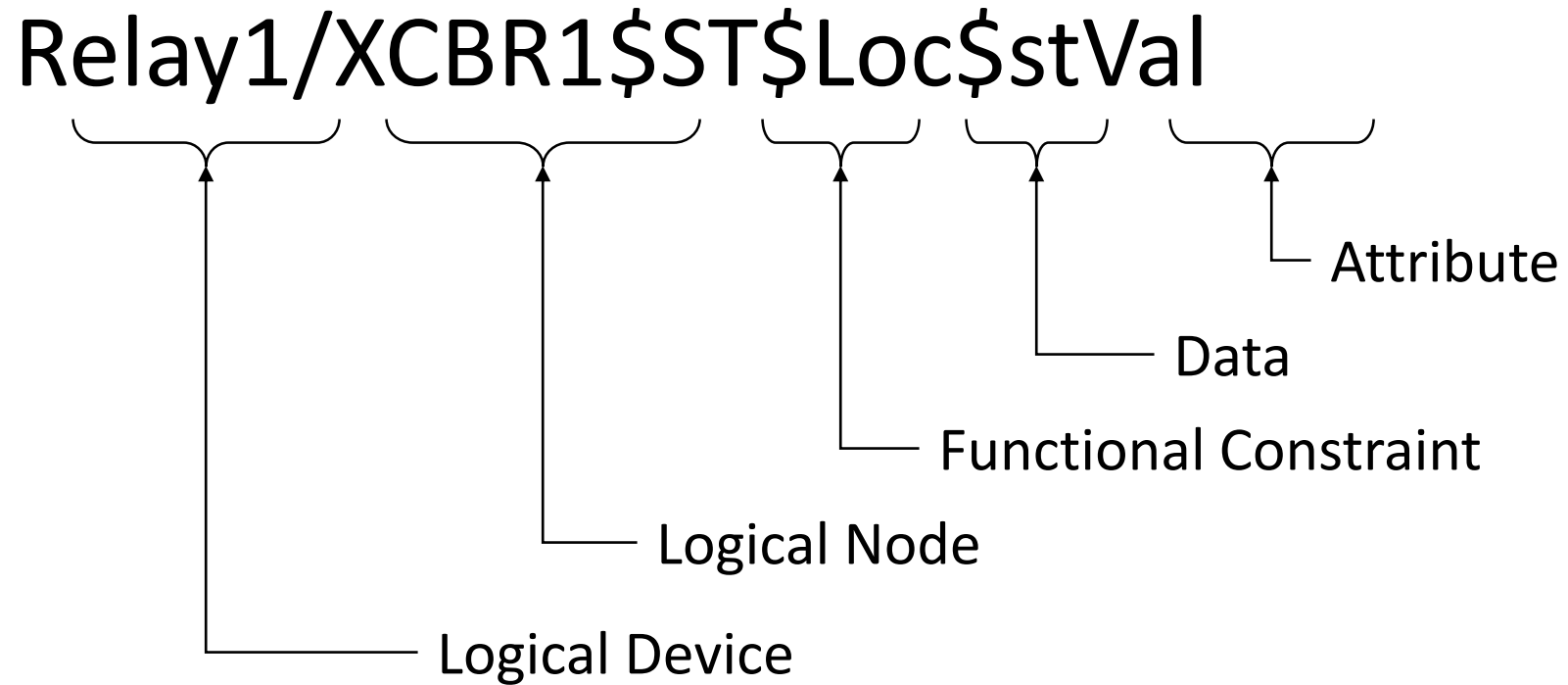


- A named grouping of data and associated services that is logically related to some power system function.



IEC61850-7-4 Logical Nodes

Name	Description
Axxx	Automatic Control (4). ATCC (tap changer), AVCO (volt. ctrl.), etc.
Cxxx	Supervisory Control (5). CILO (Interlocking), CSWI (switch ctrl), etc.
Gxxx	Generic Functions (3). GGIO (generic I/O), etc.
Ixxx	Interfacing/Archiving (4). IARC (archive), IHMI (HMI), etc.
Lxxx	System Logical Nodes (2). LLN0 (common), LPHD (Physical Device)
Mxxx	Metering & Measurement (8). MMXU (meas.), MMTR (meter.), etc.
Pxxx	Protection (28). PDIF, PIOC, PDIS, PTOV, PTOH, PTOC, etc.
Rxxx	Protection Related (10). RREC (auto reclosing), RDRE (disturbance)..
Sxxx	Sensors, Monitoring (4). SARC (archs), SPDC (partial discharge), etc.
Txxx	Instrument Transformer (2). TCTR (current), TVTR (voltage)
Xxxx	Switchgear (2). XCBR (breaker), XCSW (switch)
Yxxx	Power Transformer (4). YPTR (transformer), YPSH (shunt), etc.
Zxxx	Other Equipment (15). ZCAP (cap ctrl), ZMOT (motor), etc.
Wxxx	Wind (Set aside for other standards)
Oxxx	Solar (Set aside for other standards)
Hxxx	Hydropower (Set aside for other standards)
Nxxx	Power Plant (Set aside for other standards)
Bxxx	Battery (Set aside for other standards)
Fxxx	Fuel Cells (Set aside for other standards)



ESTRUCTURA DE OBJETOS

XCBR class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)		M
EEHealth	INS	External equipment health		O
EEName	DPL	External equipment name plate		O
OpCnt	INS	Operation counter		M
Controls				
Pos	DPC	Switch position		M
BlkOpn	SPC	Block opening		M
BlkCls	SPC	Block closing		M
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		O
Metered Values				
SumSwARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resetable		O
Status Information				
CBOpCap	INS	Circuit breaker operating capability		M
POWCap	INS	Point On Wave switching capability		O
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		O

Data Name

Common Data Class

Description

Mandatory/Optional

ESTRUCTURA DE OBJETOS

SPS class					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value Range	M/O/C
DataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)				
DataAttribute					
<i>status</i>					
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	TRUE FALSE	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
<i>substitution</i>					
subEna	BOOLEAN	SV			PICS_SUBST
subVal	BOOLEAN	SV		TRUE FALSE	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV			PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV			PICS_SUBST
<i>configuration, description and extension</i>					
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	O
dU	UNICODE STRING255	DC			O
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLN_M

Attribute Name

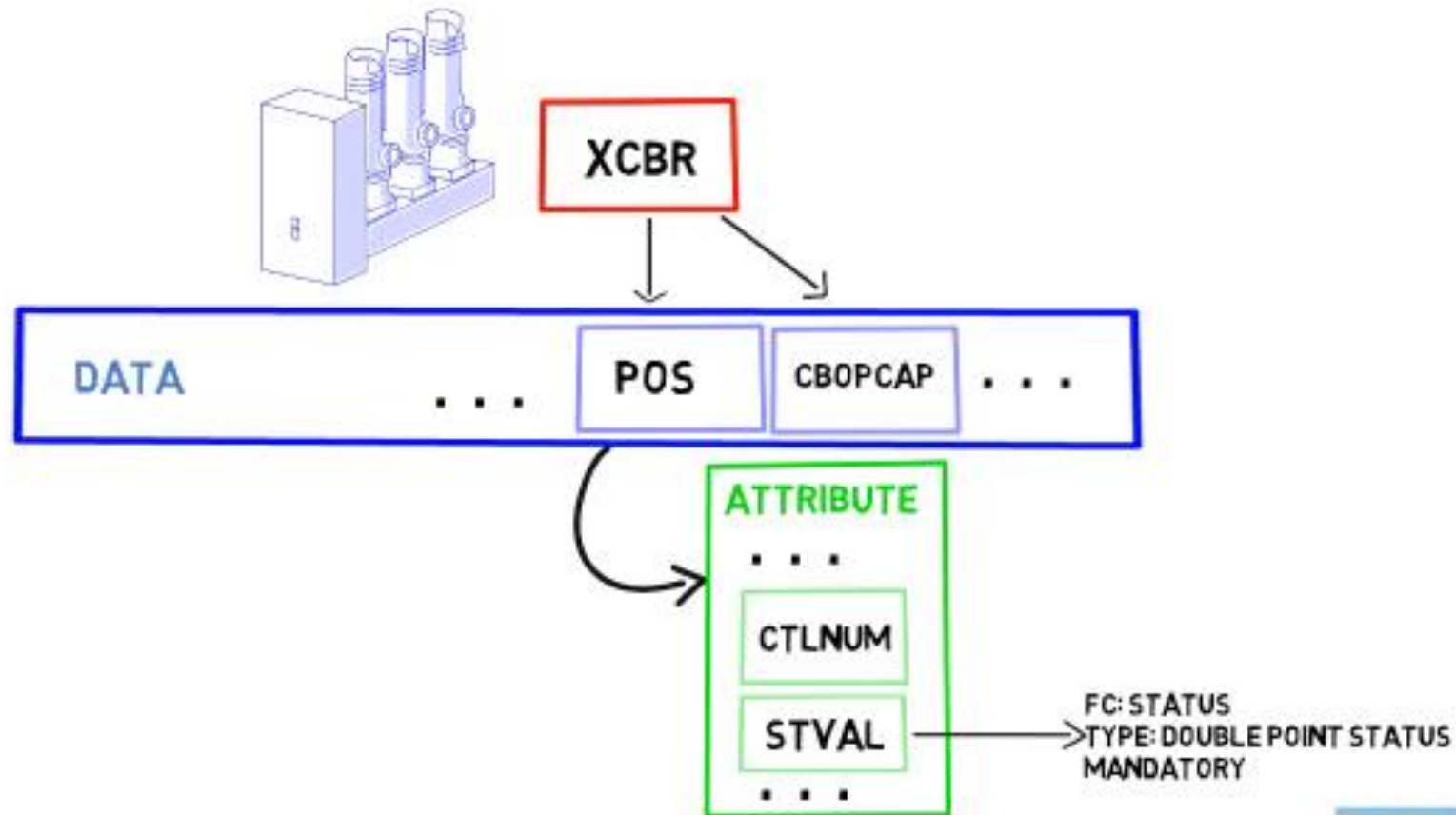
Type

Functional Constraint

Range of Values

Mandatory/Optional

ESTRUCTURA DE OBJETOS



XCBR1.POS.STVAL STATUS OF CB1 POSITION (CLOSED / OPEN / INTERMEDIATE)

Nomenclatura y Simbología – equivalencia entre la ANSI C37.2 y la IEC 61850-7-4

Table D.1—Relationship between IEEE Std C37.2 device function numbers and IEC 61850-7-4 logical nodes

Functionality	IEEE Std C37.2 reference	Modeled in IEC 61850-7-4	Comments
Transient earth fault		PTEF	
Directional earth fault wattmetric protection		PSDE	Sensitive ground fault protection
Checking or interlocking relay	3	CILO	
Zero speed and under speed	14	PZSU	
Security processing function	16EC or 16SC		VPN, encryption module, etc.
Firewall	16EF		Or message filtering function
Network managed function	16EM		(e.g., configured via SNMP)
Router	16ER		
Switch	16ES or 16SS		Example: Ethernet switch is 16ES, dial-up port switch is 16SS
Ethernet managed switch	16ESM		
Ethernet router with firewall, VPN for secure communications	16ERFCM		See Annex B, Figure B.2
Serial encrypting modem	16SCT		See Annex B, Figure B.1
Other serial communications components	16ST		Example: 16ST = Auto-answer modem or telephone switch
Distance	21	PDIS PSCH	IEC uses one instance per zone to build line-protection schemes
Volts per Hz	24	PVPH	
Synchronism-check	25	RSYN	
(Time) Under voltage	27	PTUV	
Directional power/reverse power	32	PDOP or PDUP	Directional over power Directional underpower Reverse power modeled by PDOP plus additional mode "reverse"
Undercurrent/underpower	37	PTUC PDUP	Undercurrent Underpower
Loss of field/Under excitation	40	PDUP	Directional underpower

Nomenclatura y Simbología – equivalencia entre la ANSI C37.2 y la IEC 61850-7-4

Functionality	IEEE Std C37.2 reference	Modeled in IEC 61850-7-4	Comments
Reverse phase or phase balance current	46	PTOC	Time overcurrent (PTOC) with three-phase information with sequence current as an input or even ratio of negative and positive sequence currents
Phase sequence voltage	47	PTOV	Three-phase information and processing
Motor start-up	49, 66 48, 51LR	PMRI PMSS	Motor restart inhibition Motor starting-time supervision
Thermal overload	49	PTTR	
Rotor thermal overload	49R	PTTR	Thermal overload
Stator thermal overload	49S	PTTR	Thermal overload
Instantaneous overcurrent or rate of rise	50	PIOC	
AC time overcurrent	51 (Inverse time) 50TD (Definite time)	PTOC	
Voltage controlled/dependent time overcurrent	51V	PVOC	
Circuit breaker	52	XCBR	
Power factor	55	POPF PUPF	Over power factor Under power factor
(Time) Over voltage	59	PTOV	Both for dc and ac
Voltage or current balance	60	PTOV PTUV	Over voltage or under voltage
Breaker failure protection	50BF or 62BF	RBRF	

Nomenclatura y Simbología – equivalencia entre la ANSI C37.2 y la IEC 61850-7-4

Earth fault/ground detection	64	PHIZ	
Rotor earth fault	64R	PTOC	Time overcurrent
Stator earth fault	64S	PTOC	Time overcurrent
Inter-turn fault	64W	PTOC	Time overcurrent
AC directional overcurrent	67	PTOC	Time overcurrent
Directional earth fault	67G ^a	PTOC, RDIR	Time overcurrent
Power swing detection/blocking	68	RPSB	
DC overcurrent	76	PTOC	overcurrent for dc
Phase angle or out-of-step	78	PPAM	
AC auto reclosing	79	RREC	
Frequency	81	PTOF PTUF PFRC	Over frequency Under frequency Rate of change of frequency
DC load measuring reclosing	82		
Pilot communications, carrier, or pilot-wire relay	85		
Lockout relay	86		
Differential	87	PDIF	

Nomenclatura y Simbología – equivalencia entre la ANSI C37.2 y la IEC 61850-7-4

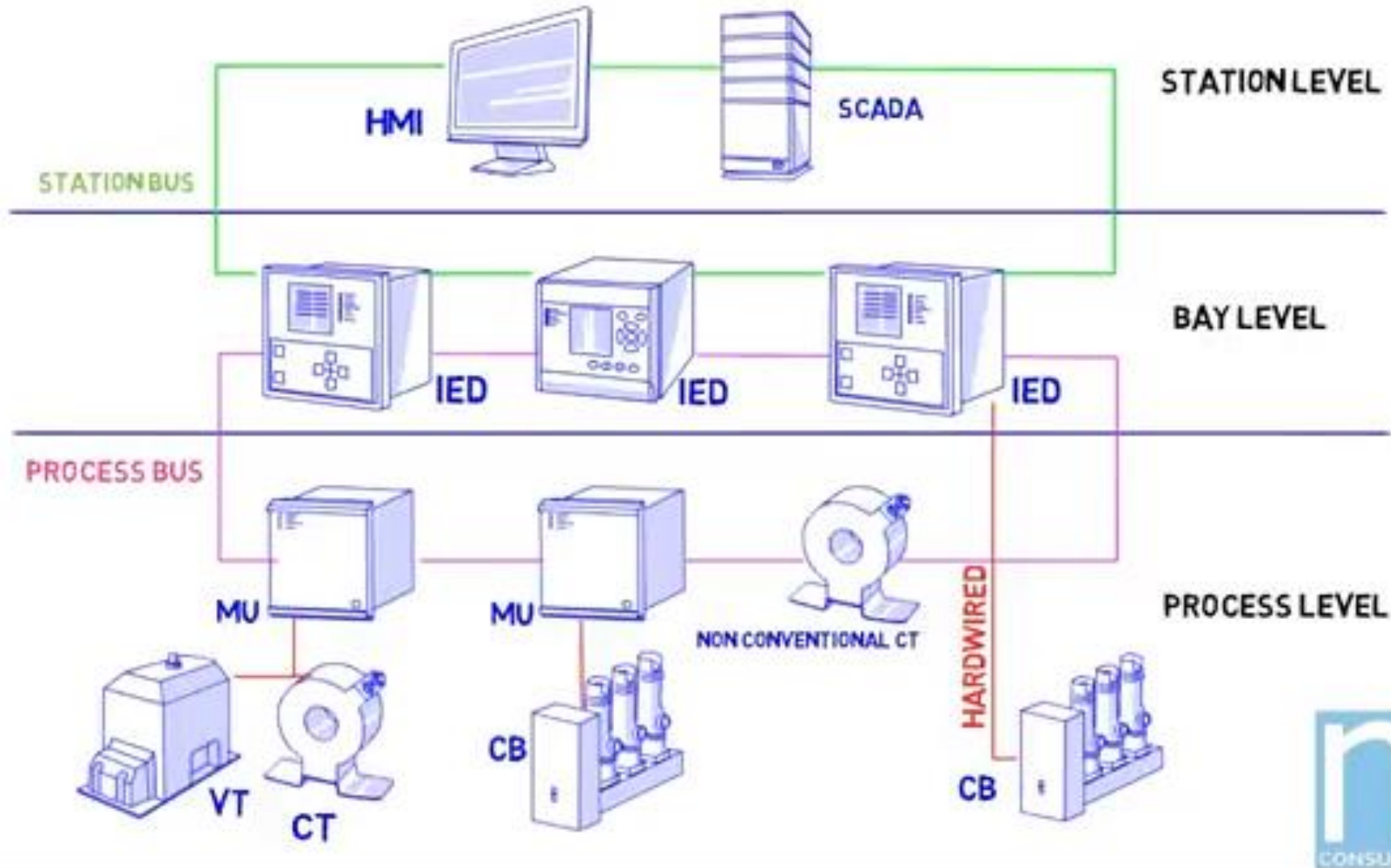
Functionality	IEEE Std C37.2 reference	Modeled in IEC 61850-7-4	Comments
Phase comparison	87P	PDIF	
Differential line	87L	PDIF	
Restricted earth fault	87N	PDIF	
Differential transformer	87T	PDIF PHAR	Differential transformer Harmonic restraint
Differential bus bar	87B	PDIF or PDIR	Bus bar differential or Fault direction comparison
Motor differential	87M	PDIF	
Generator differential	87G	PDIF	
Circuit switcher, isolating switch	89	XSWI	
Directional element		RDIR	Directional element for modelling directed protection with Pxyz nodes
Arc flash detector	AFD		
Clock (or timing source in IEEE Std C37.2)	CLK	Clock	GPS or IRIG receiver
Non fault disturbance recording digital fault recording	DDR DFR	RDRE RADR RBDR	Basic functionality (IEC) Analogue channel (IEC) Binary channel (IEC)
Environmental data	ENV		Weather, ice, geomagnetic disturbances, earthquakes, etc.

Nomenclatura y Simbología – equivalencia entre la ANSI C37.2 y la IEC 61850-7-4

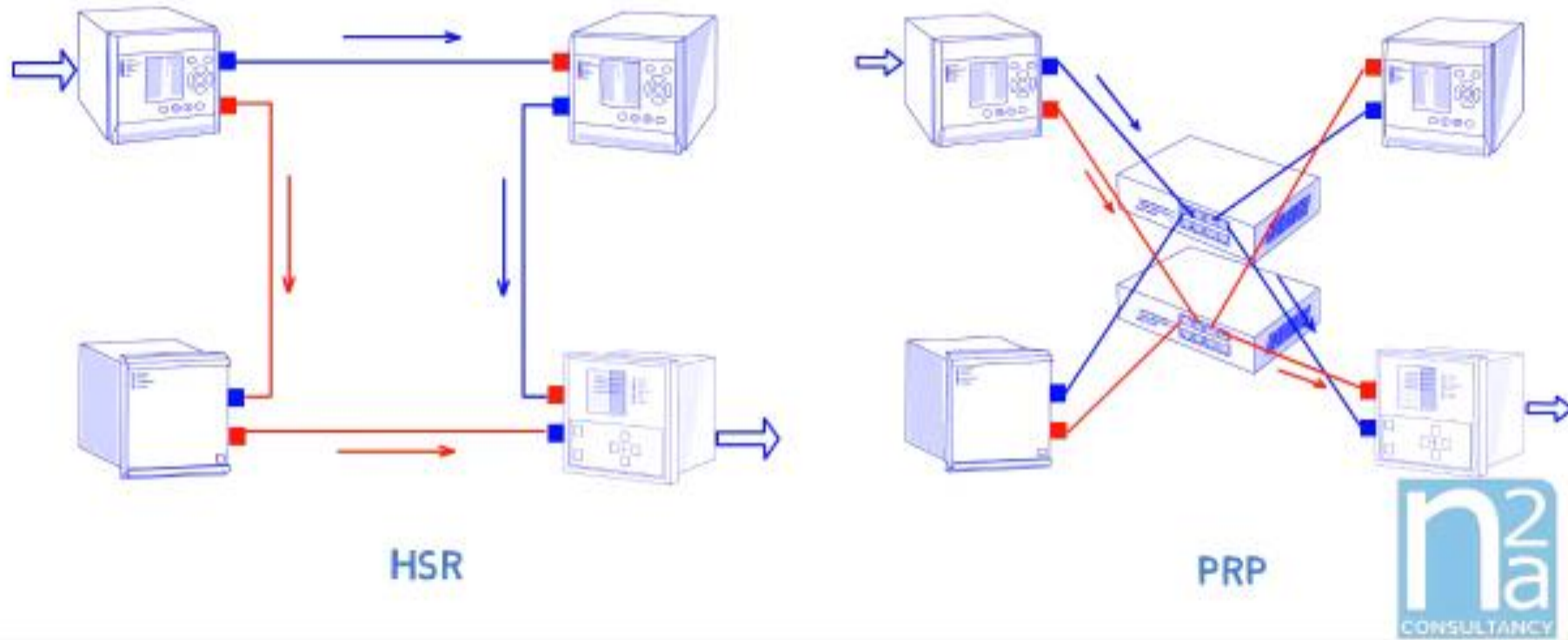
Fault Locator		RFLO	Calculates the location of the fault
High impedance fault detector	HIZ		On grounded systems
Historian	HST		Stores data
Human machine interface	HMI		Displays for operator control
Logic, scheme	LGC		For interlocking or remedial action schemes
Substation metering	MET	MMTR, MMXU	Energy, amps, volts, watts, vars, power factor, demand
Phasor data concentrator	PDC		Assembles and forwards PMU data
Phasor measurement unit	PMU		Calculates and stores synchrophasors
Power quality monitor	PQM		RMS and frequency variations, transients, harmonics
Remote input/output device	RIO		Substation data repository
Remote terminal unit	RTU		Also serves as data concentrator
Router	16ER		
Sequence of events recorder	SER		Time tagged event data
Trip circuit monitor	TCM		

³ Per 3.5, “The suffix G is preferred where the measured quantity is in the path to ground, or in the case of ground fault detectors, is the current flowing to ground.”

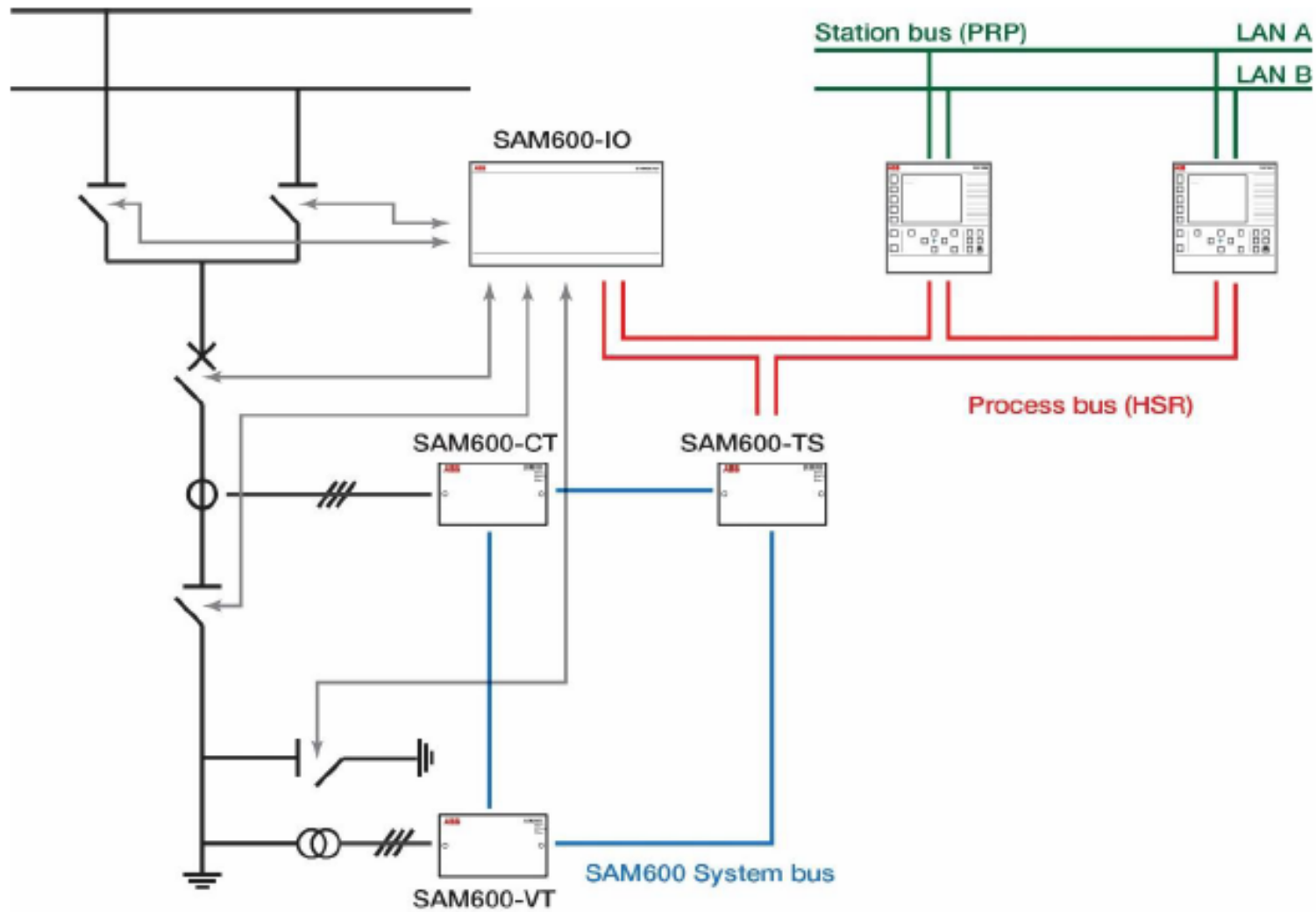
ARQUITECTURA DE COMUNICACION



"ZERO RECOVERY TIME"



ARQUITECTURA DE COMUNICACION



DIAGRAMAS BAJO IEC 61850

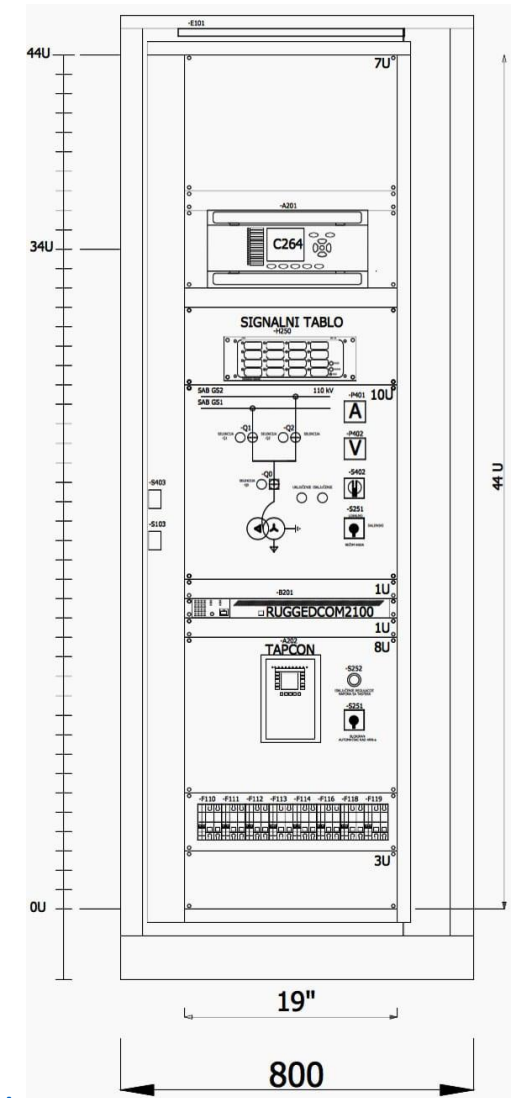
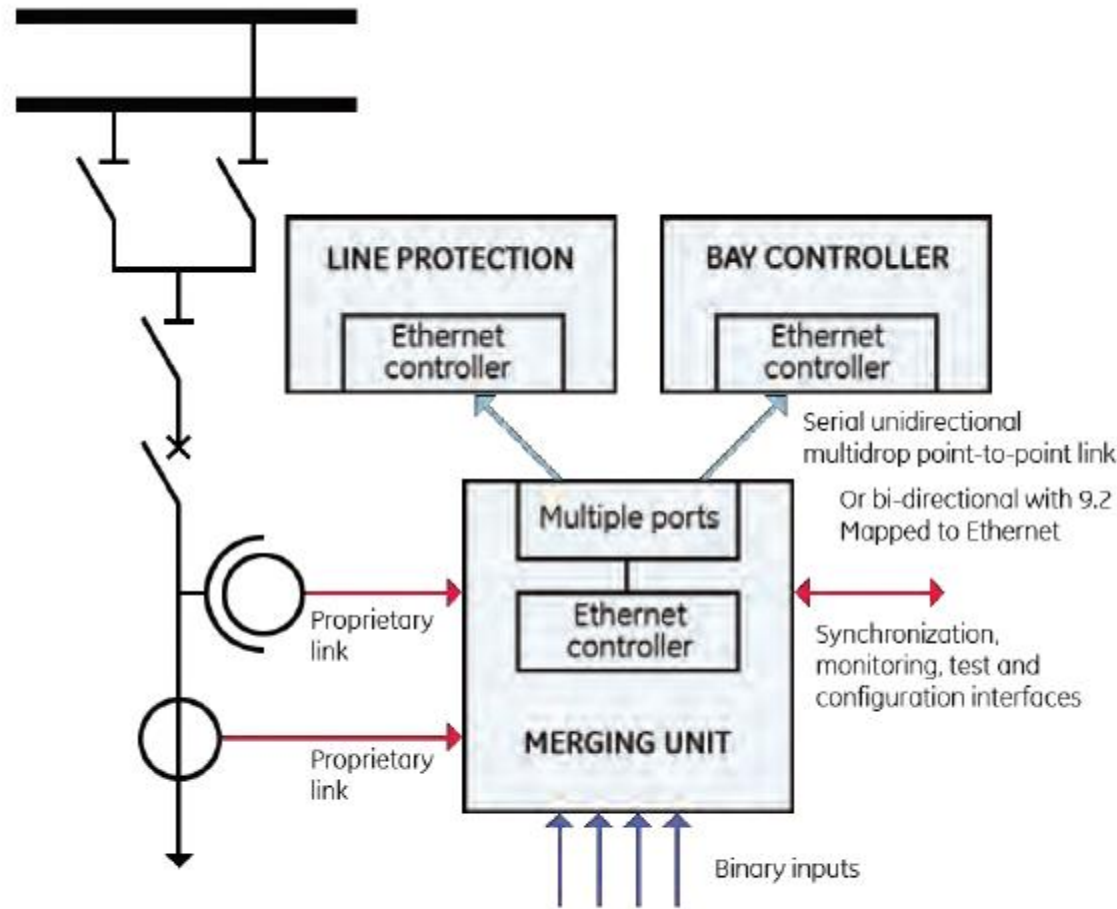
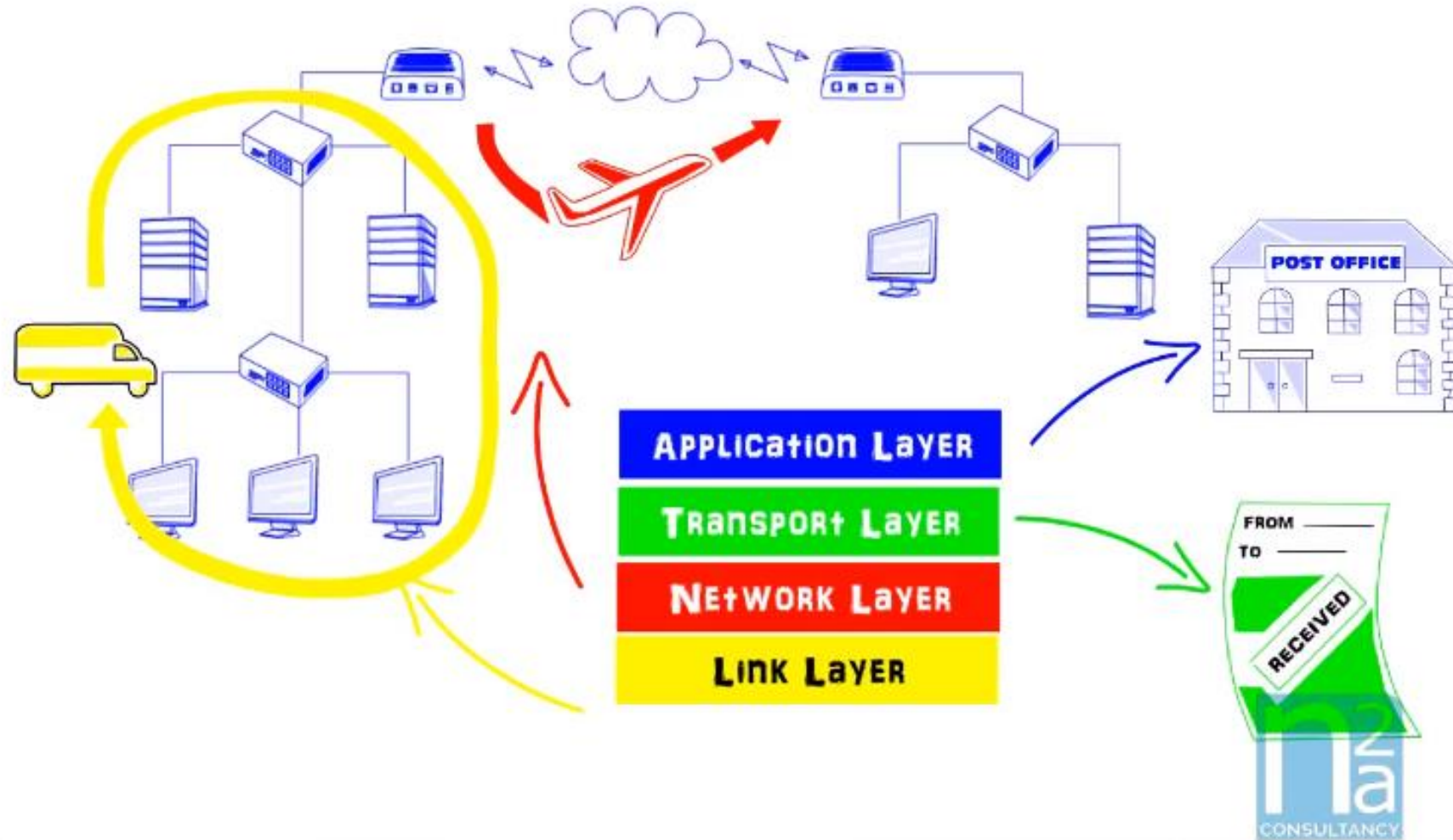


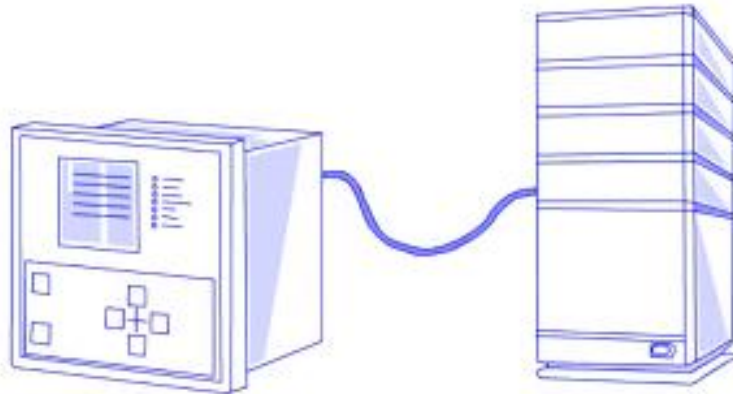
Figure 5.
Sample Measured Value Concept

ARQUITECTURA DE COMUNICACION



ARQUITECTURA DE COMUNICACION

APPLICATION LAYER	MMS
TRANSPORT LAYER	TCP
NETWORK LAYER	IP
LINK LAYER	LAN



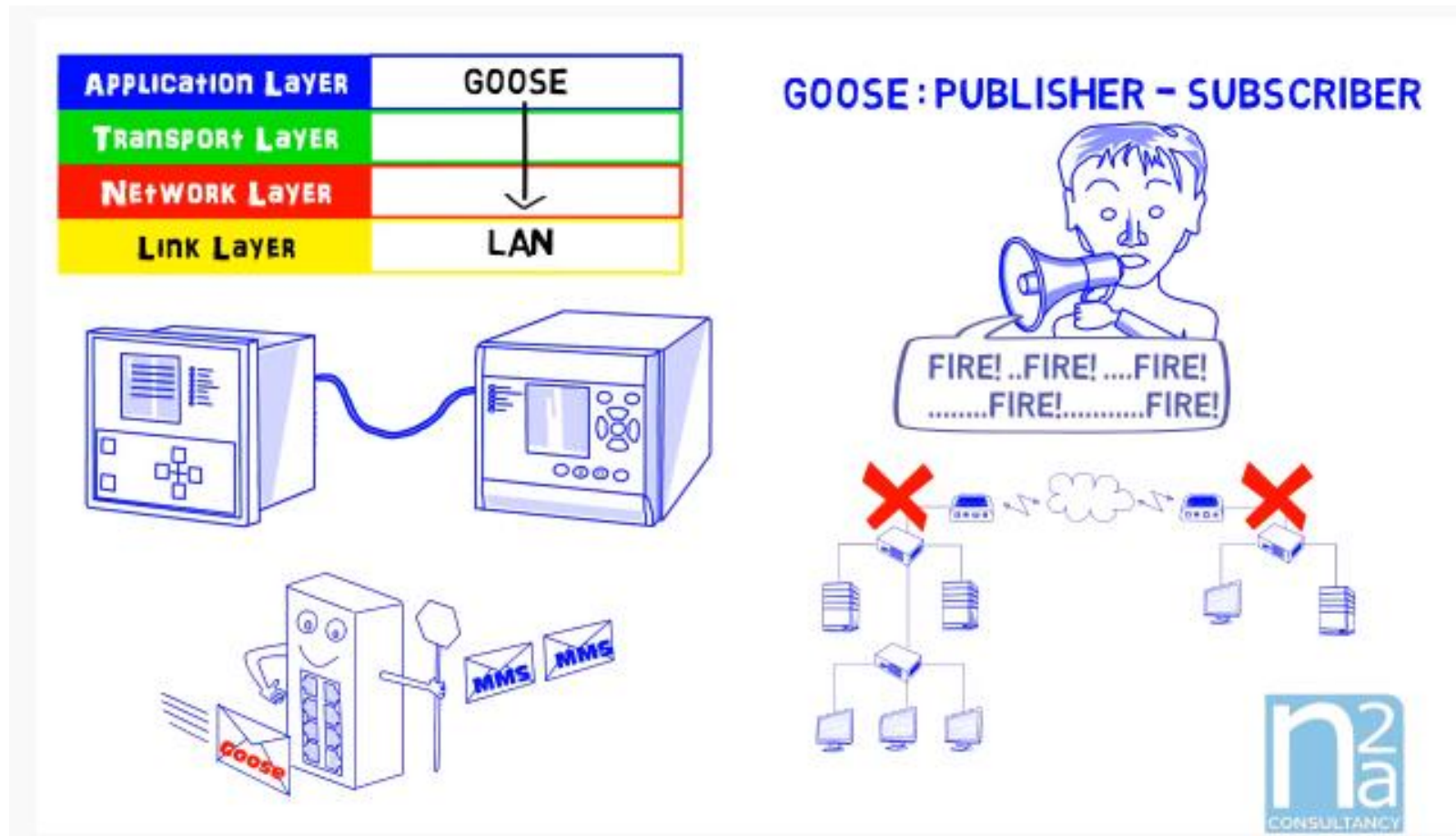
COMMUNICATION IED SYSTEM

MMS : CLIENT SERVEUR



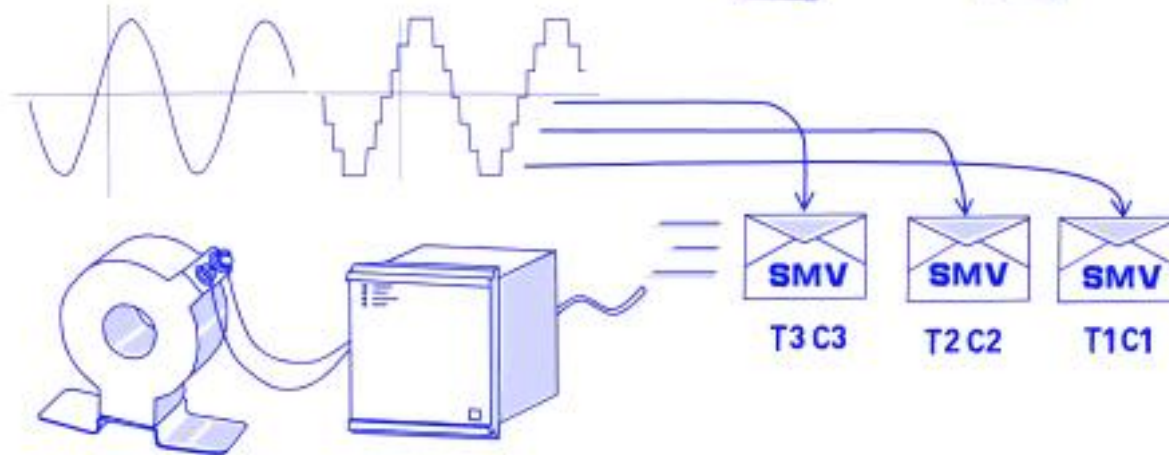
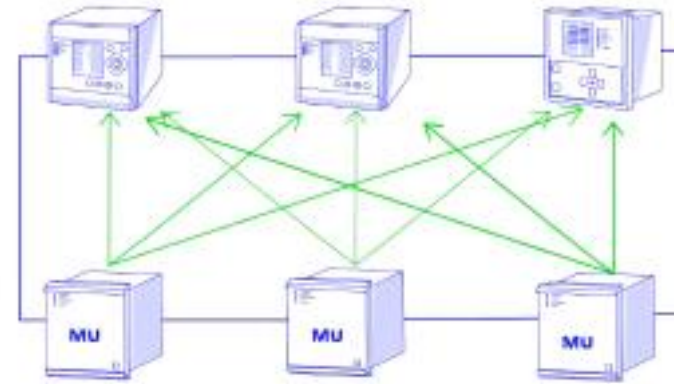
Comunicación entre IED y el SCADA

ARQUITECTURA DE COMUNICACION



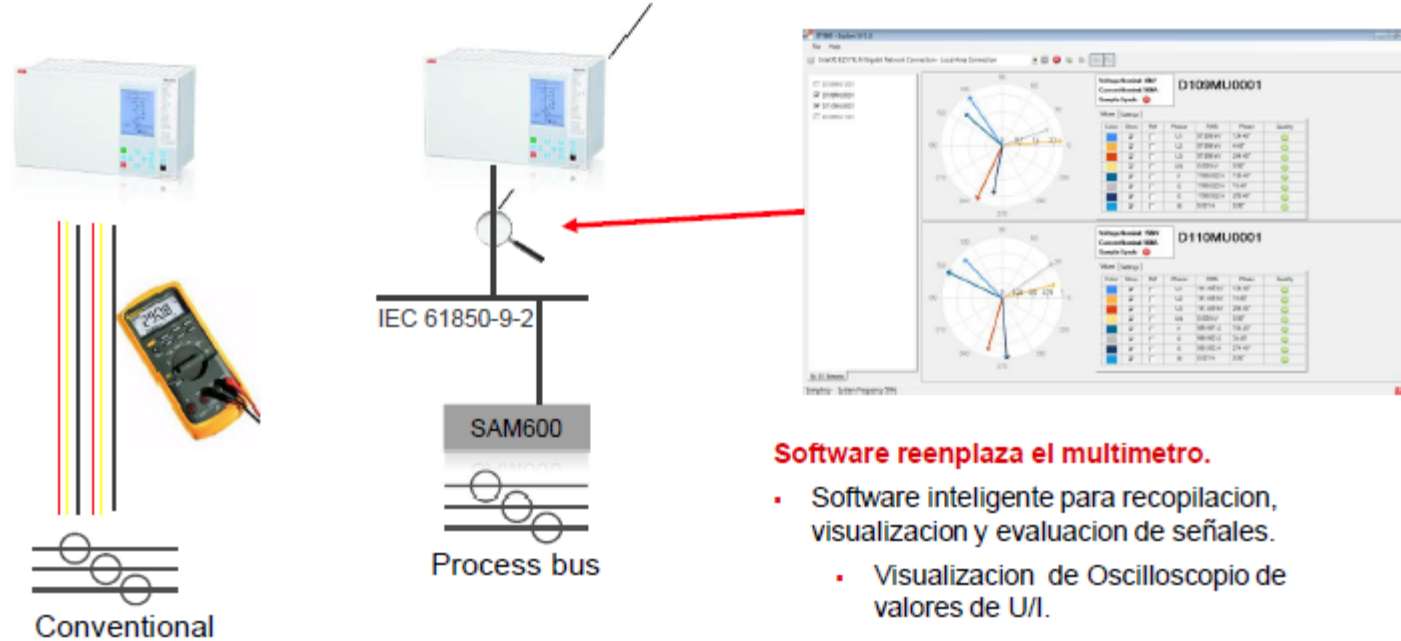
Mensajes en tiempo real 4ms para funciones de protección

ARQUITECTURA DE COMUNICACION



ITT600 SA Explorer

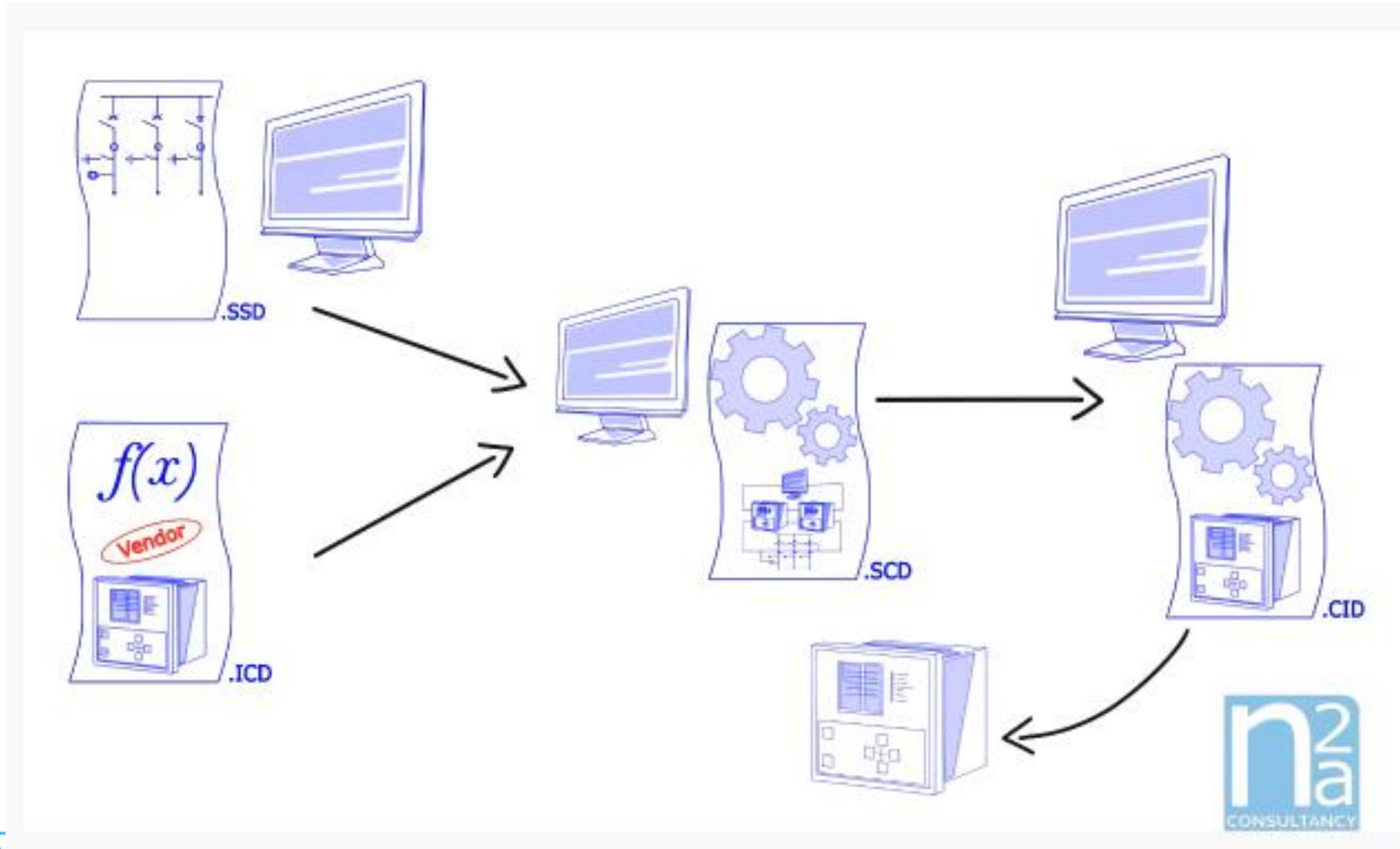
Pruebas de medidas de samples values



Software reemplaza el multímetro.

- Software inteligente para recopilación, visualización y evaluación de señales.
 - Visualización de Osciloscopio de valores de U/I.
 - Diagram fasorial.
 - Información de calidad de todos los valores.
 - Analisis en línea y fuera de línea

PROGRAMACION Y CONFIGURACION



SCL File Types

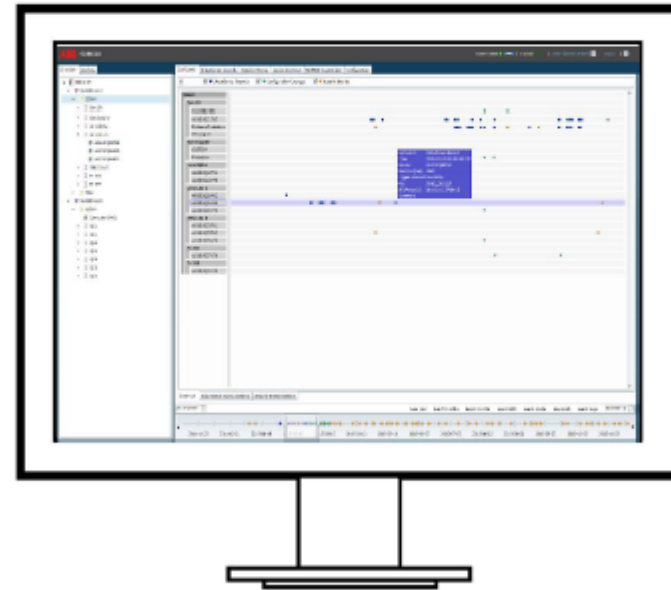
- **SSD: System Specification Description.**
XML description of the entire system.
- **SCD: Substation Configuration Description.**
XML description of a single substation.
- **ICD: IED Capability Description.**
XML description of items supported by an IED.
- **CID: Configured IED Description.**
XML configuration for a specific IED.

System Data Manager SDM600

Ver lo invisible desde una nueva perspectiva

SDM600 En pocas palabras

Una solución de software integral para la administración automática de datos y registros de fallas, servicio, ciberseguridad en subestaciones

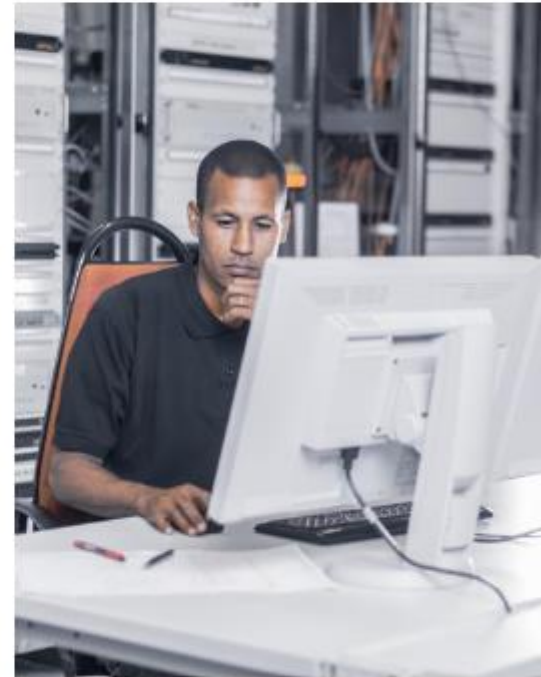


System Data Manager SDM600

Configuration

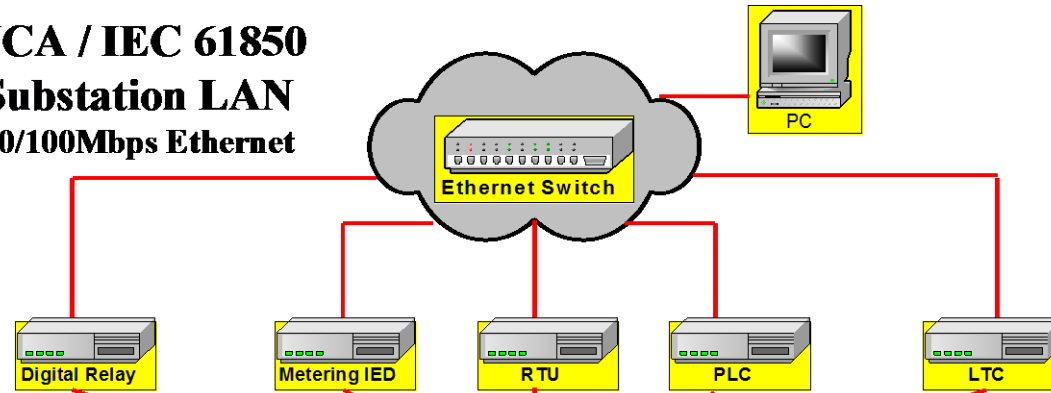
Facil configuracion

- Simple y rápido
- No se requieren herramientas adicionales, la configuración se realiza desde el navegador web.
- Flujo de trabajo guiado
- Reutilice los datos modificados importando la configuración desde Archivo .SCL IEC 61850 (incluida la sección Subestación para crear automáticamente la topología.
- Importación de archivo .CSV SDM600 dedicada para una configuración eficiente
Configuración manual de la estructura

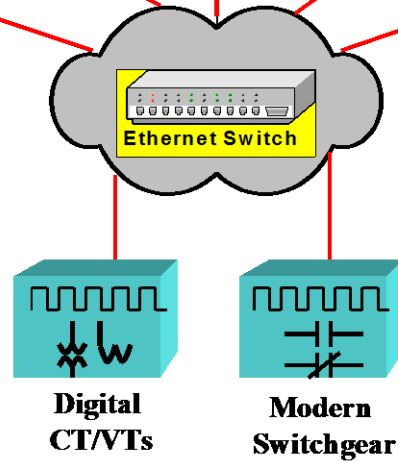


Subestación basada en LAN

**UCA / IEC 61850
Substation LAN
10/100Mbps Ethernet**

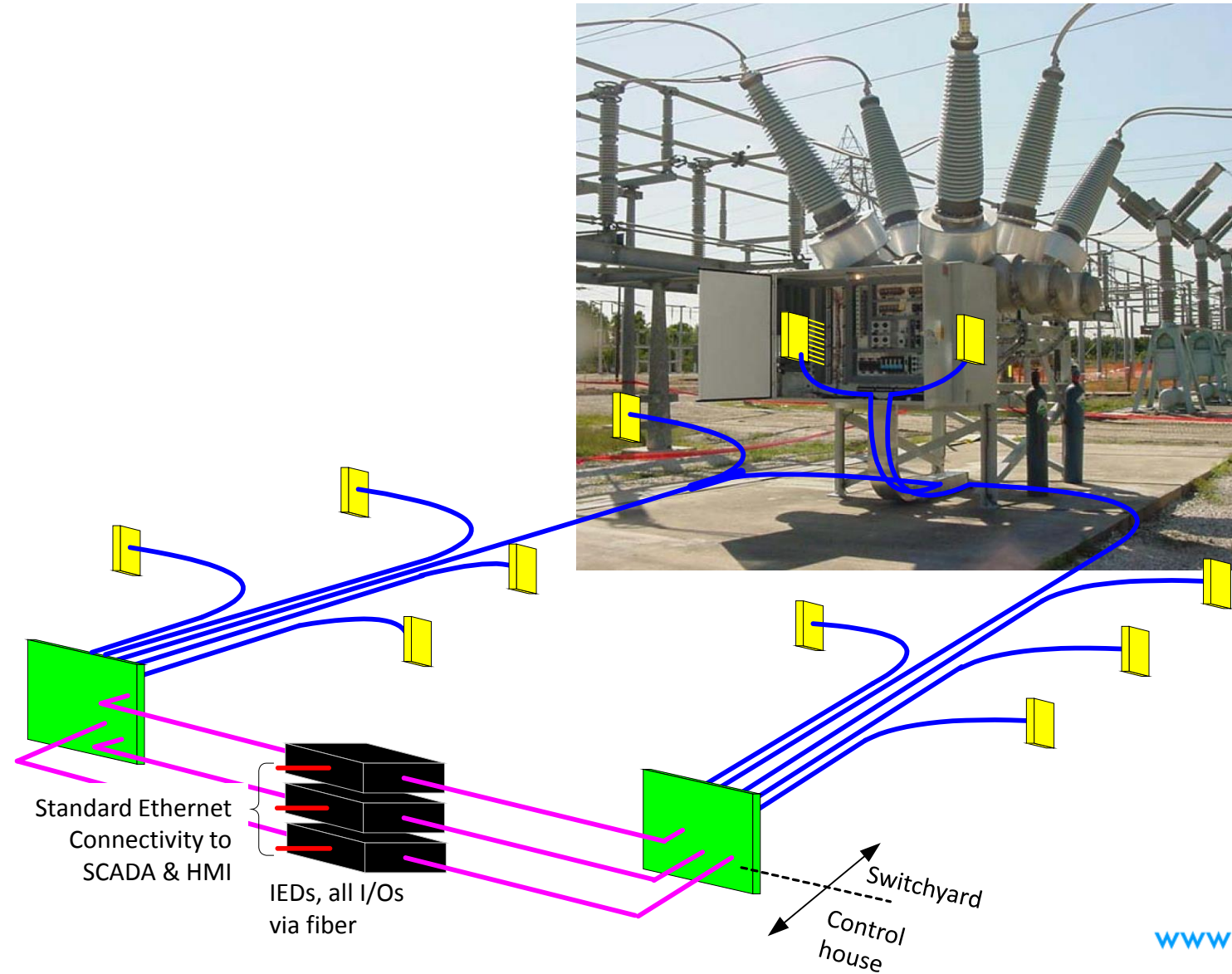


**IEC 61850-9-2
'Process Bus' LAN
100Mbps Ethernet**

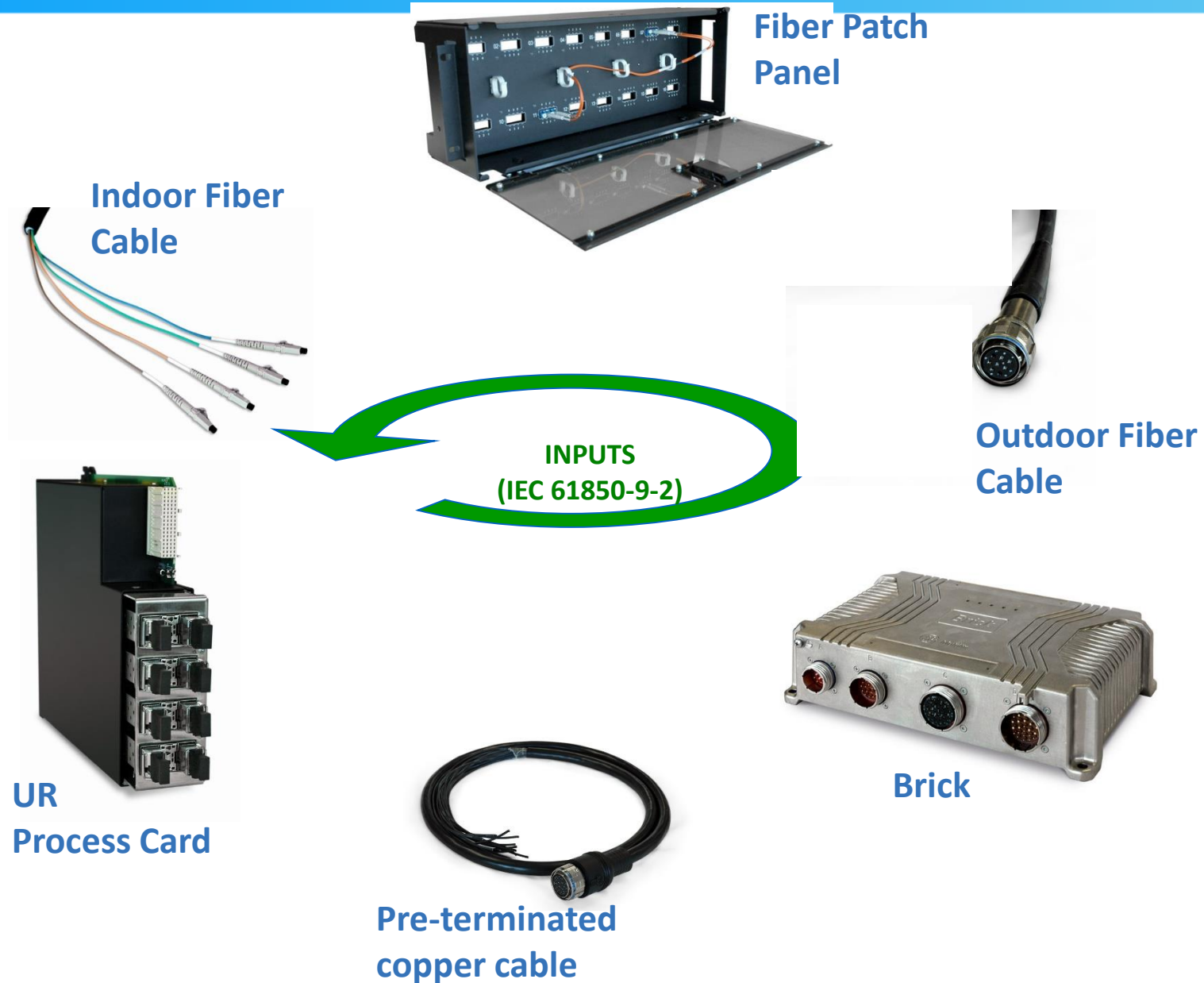


Datos muestreados en tiempo real pueden ser transmmitidos a TODOS los IEDs simultáneamente.
Similar a “Productor-Consumidor” or “Editor-Suscriptor” modelos utilizados en muchos protocolos Automatizacion Industrial: e.g. EtherNet/IP, Fieldbus HSE

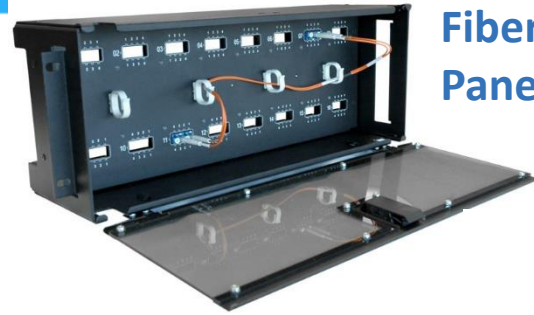
System Architecture



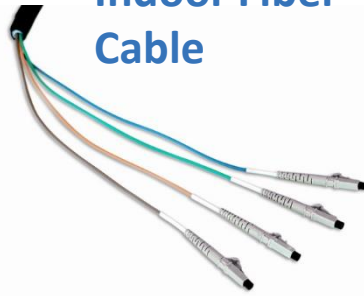
System components



System components



Fiber Patch Panel



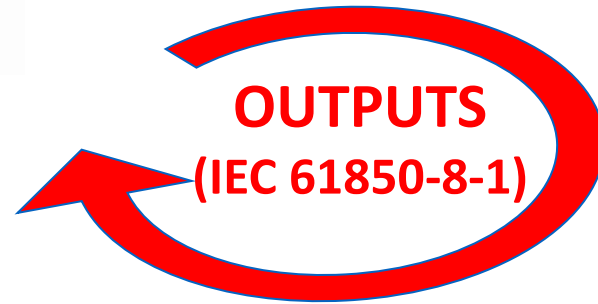
Indoor Fiber Cable



Outdoor Fiber Cable



UR Process Card



Brick



Pre-terminated copper cable

La Interface de Campo (Merging UNIT)

The I/O interface to “copper world”

Rugged hardware
to meet demanding
environmental conditions

Suitable for mounting on
outdoor gear (IP67)

All interfaces connectorized

Self-powered via copper pair embedded in
the fiber cable

I/O device with no settings, firmware or
maintenance port

No sophisticated processing

Removes variability from the process by
standardizing the interface



Circuit Breaker

- Bushing CTs both sides
- Trip & close
- Status & alarms
- Sensors

Power Transformer

- Bushing CTs
- Neutral-point CT
- Status & alarms
- Sensors
- Tap changer status/control

Voltage

- Three-phase and aux
- Positions of DS/GS
- Controls for MODs

Free-standing CTs

- Logically belong to CBs
- Pickup at the associated CB (for uniformity of applications)

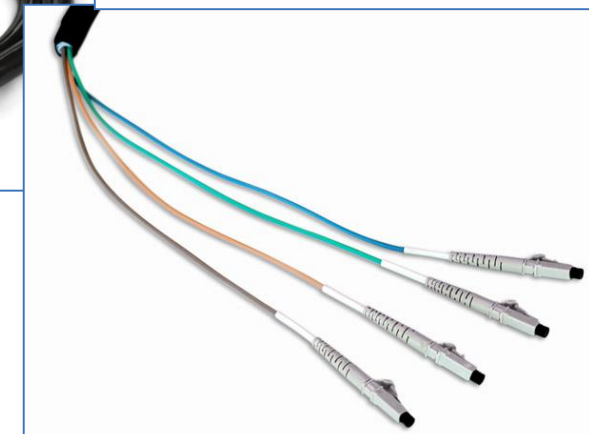
Cables

All copper wires “connectorized”
with MIL spec 38999
connectors (IP67)

Single rugged connector for
communications & power

Outdoor fiber cables ordered to
length and terminated at
both ends

Outdoor fiber cables protected
with fuses



Patch panel



Lands, labels and organizes outdoor brick and indoor IED fiber cables

A 19" 4U shelf for modular applications

Cross-connects bricks and relays per station topology (point-to-point "hard-fibering")

Provides dc power to the bricks

Cable slack management



Relay

UR family, all existing and new functions

New communication card interfacing up to 8 bricks

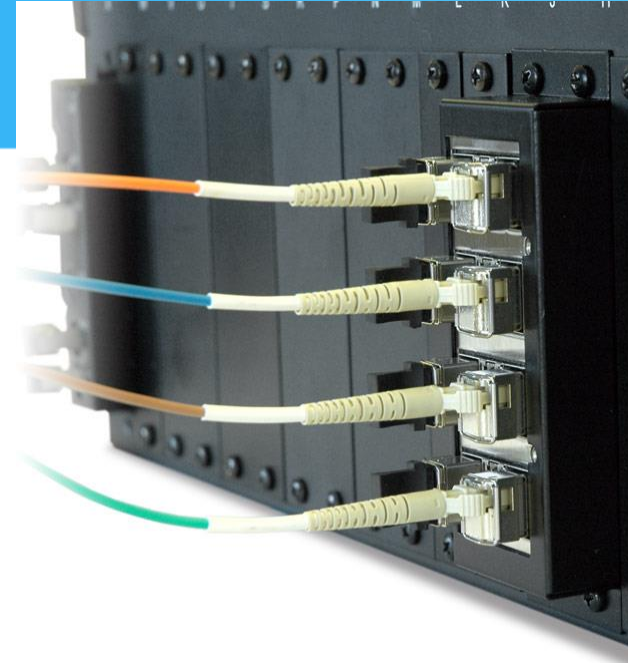
Up to 6 sources for configuration (equivalent to a hardwired UR)

No new software required to set up

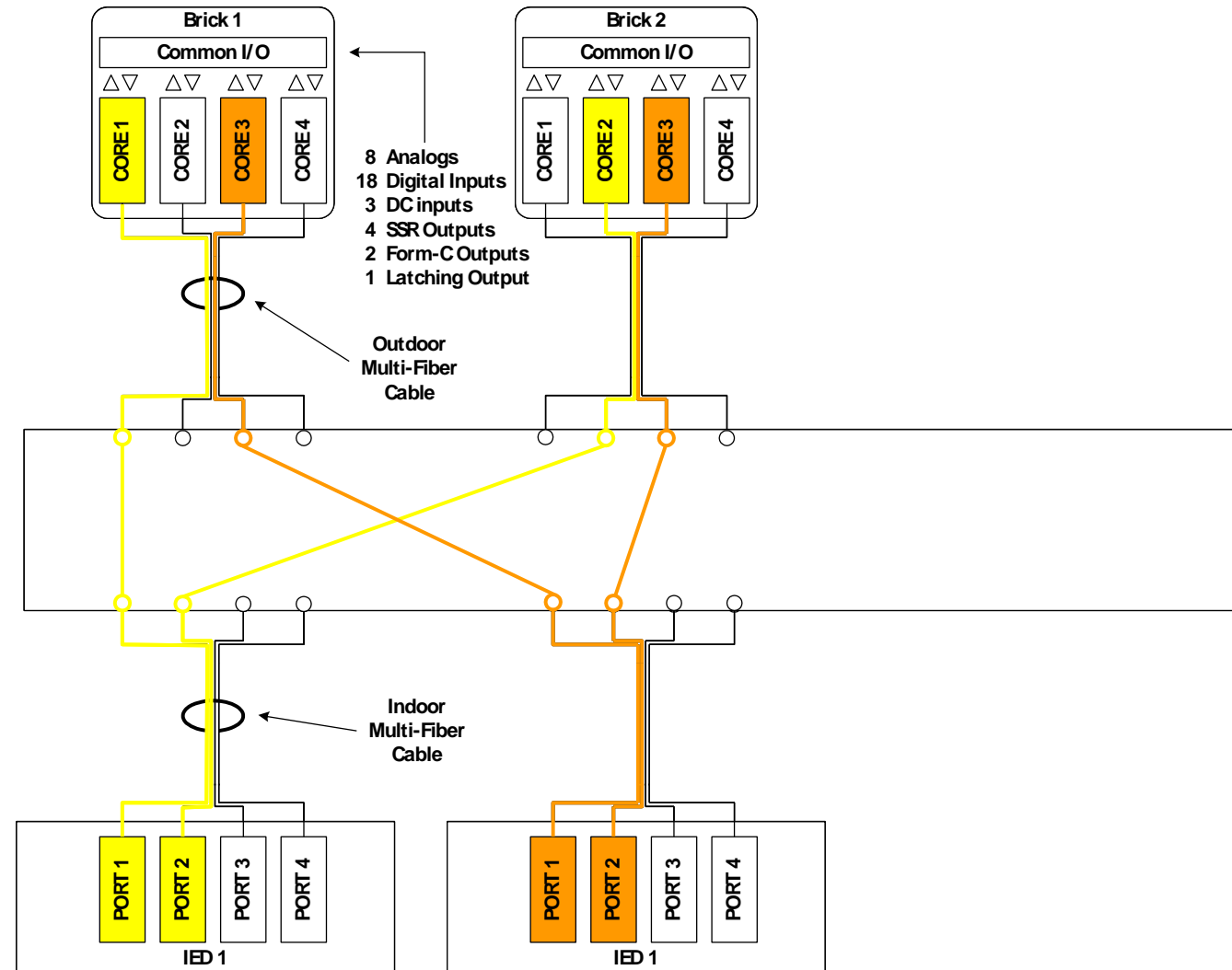
Optional

Conventional I/O card

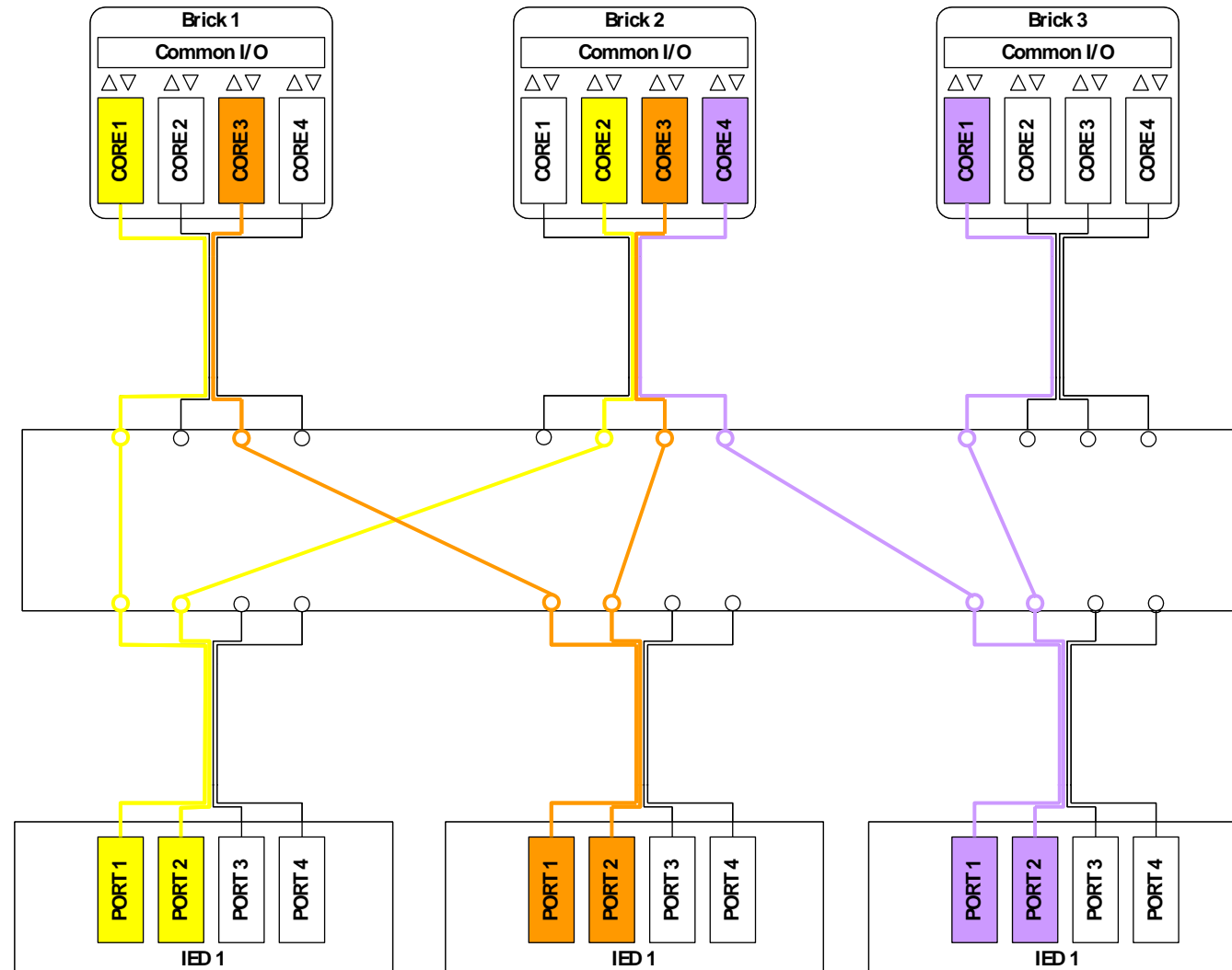
Communication card for teleprotection



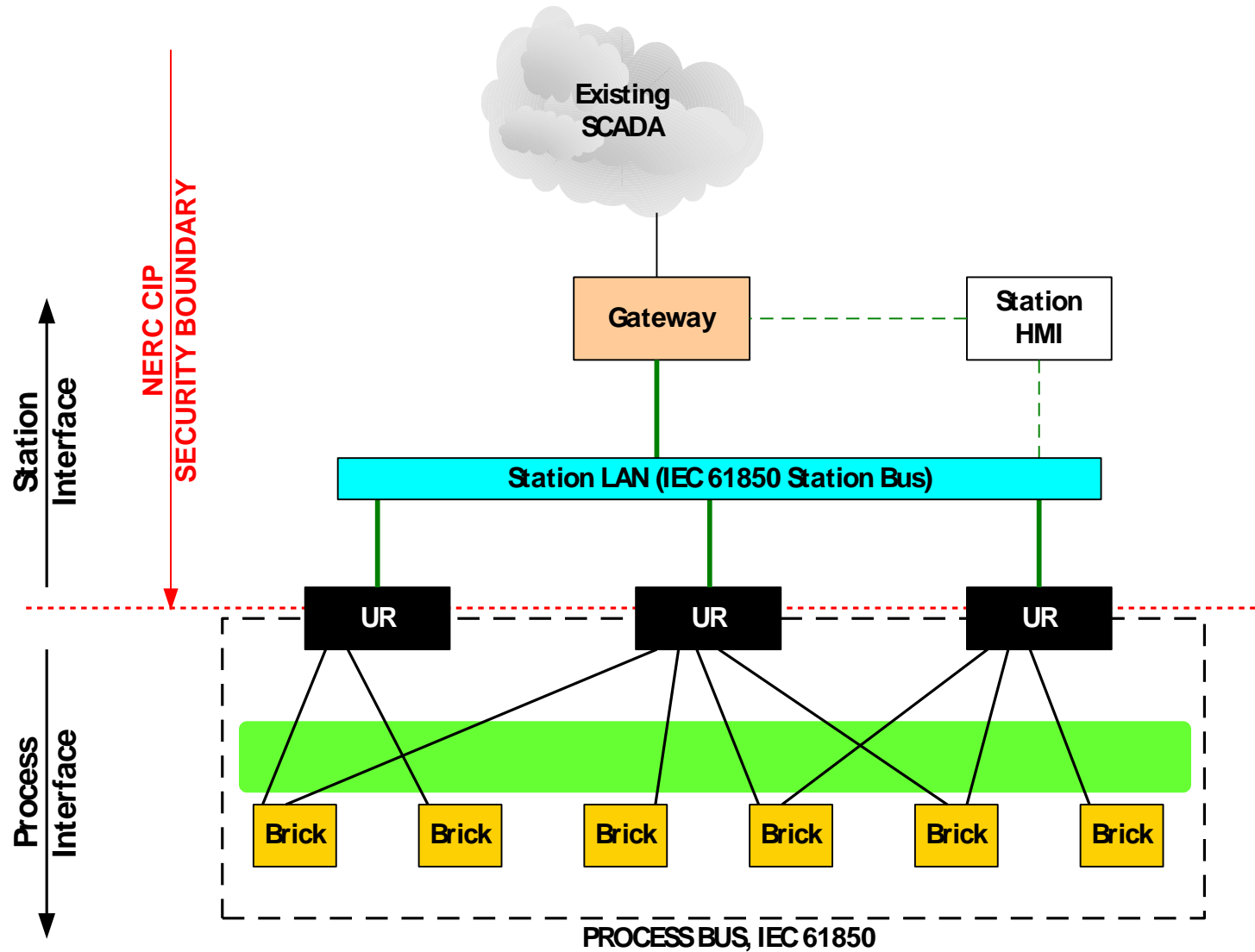
Conexiones



Conexiones



System Architecture



IMPLANTACION FISICA

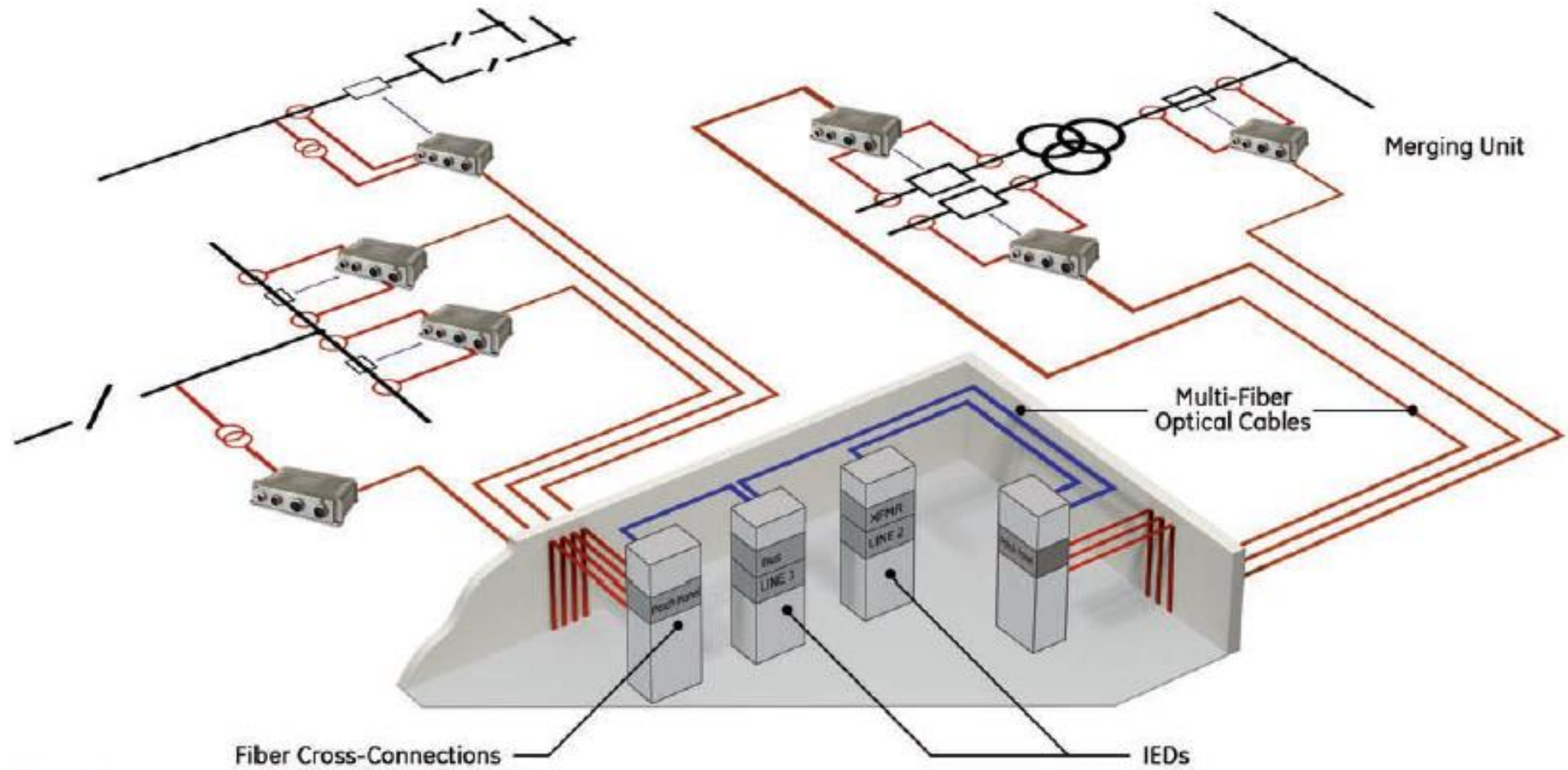


Figure 3.
Proposed Process Bus architecture

IMPLANTACION FISICA

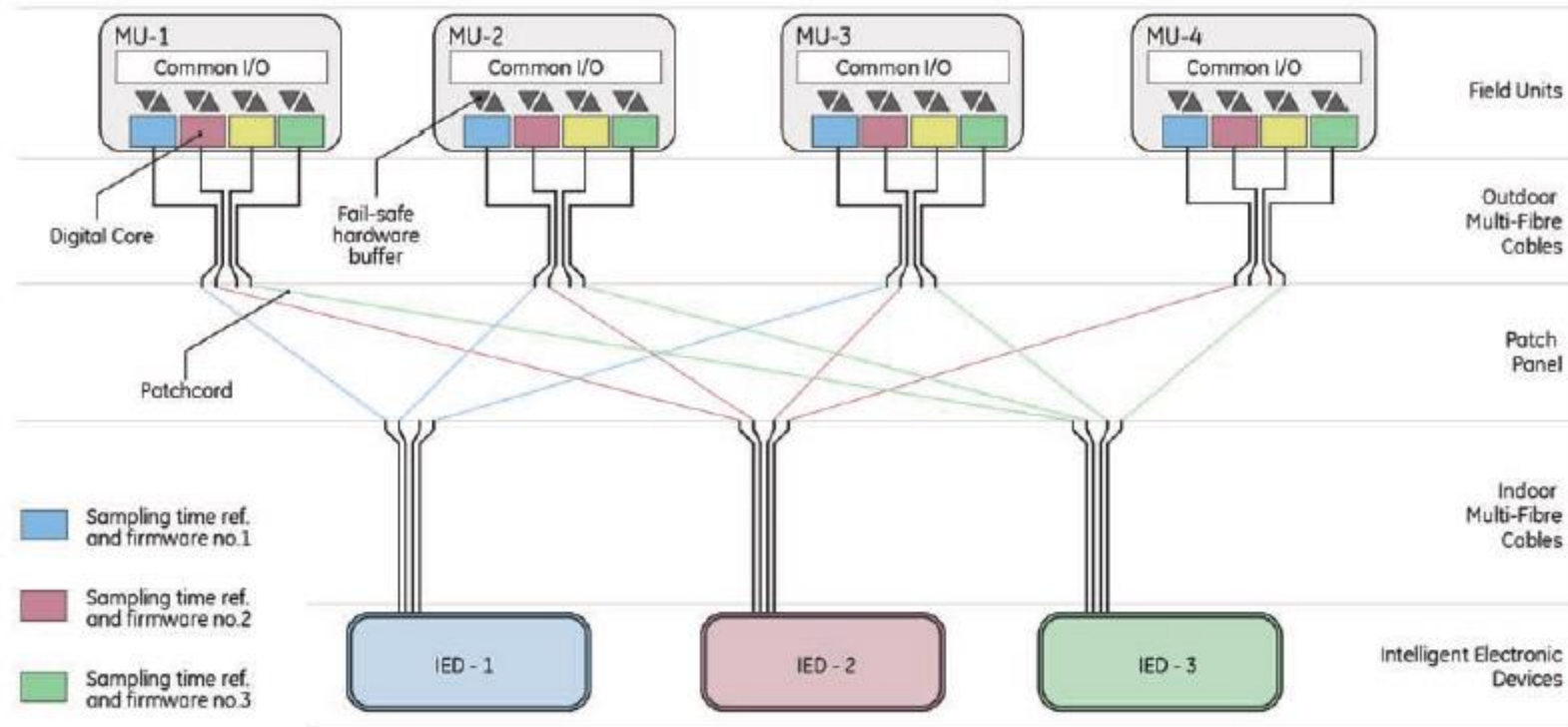


Figure 12.
Independence of sampling clocks and firmware between devices in the system

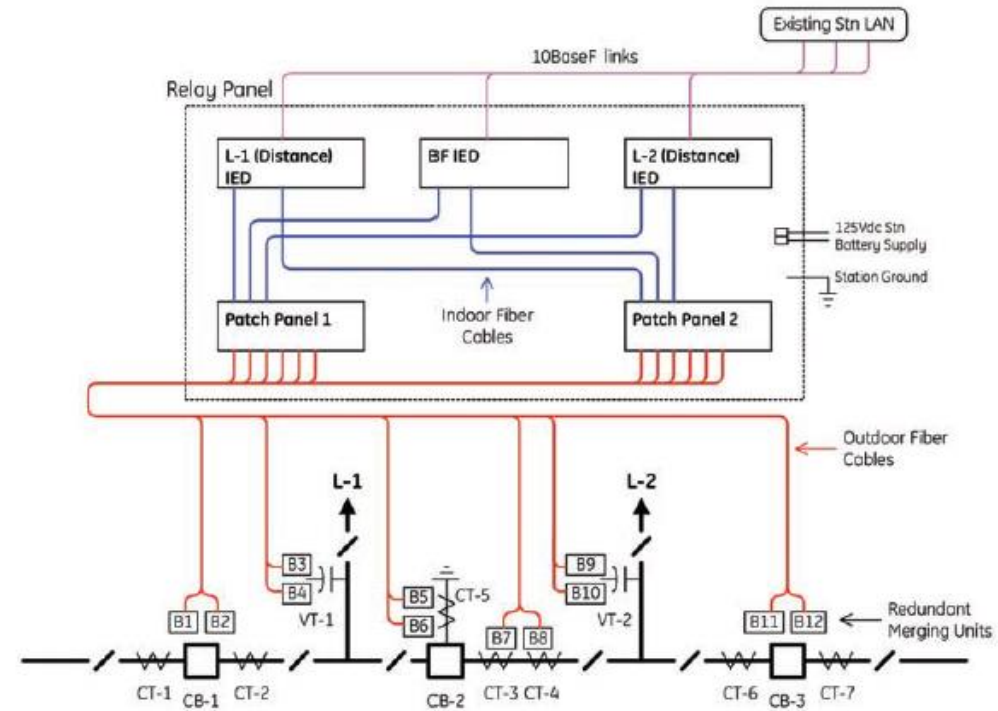


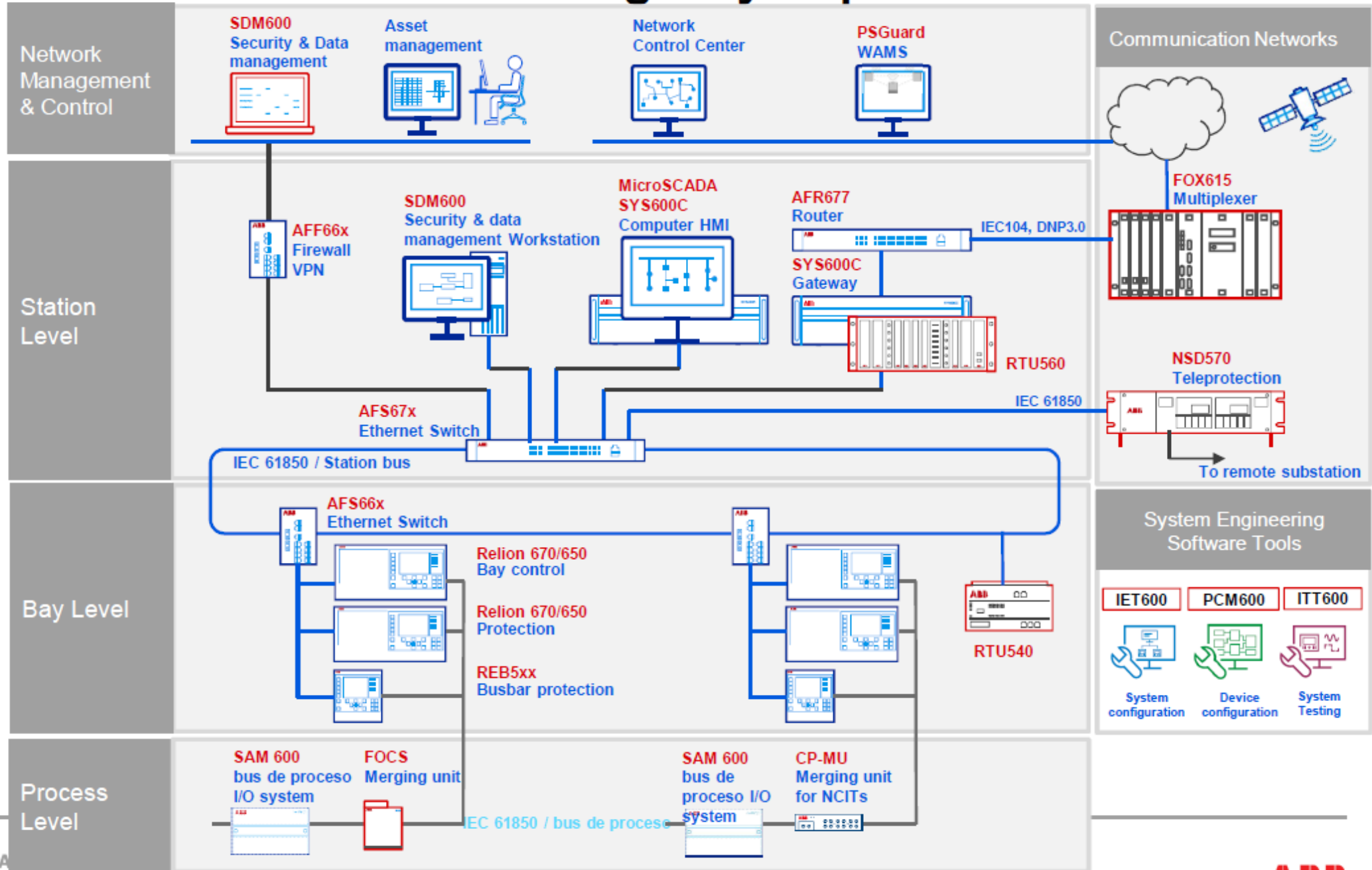
Figure 11.
Example of application to a breaker-and-a-half diameter

An Architecture and System for IEC 61850 Process Bus

Zone (IED)	Merging Units												Comments
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Line 1	x	x	x	x	x	x	x	x					CT-1, CT-4, VT-1 for protection, Tripping CB-1 and CB-2
Line 2					x	x	x	x	x	x	x	x	CT-3, CT-7, VT-2 for protection, Tripping CB-2 and CB-3
BF	x	x			x	x	x	x			x	x	CT-3/4 for BF protection, CT-5 for CT column ground protection, Tripping CB-1 and CB-3
Total	2	2	1	1	3	3	3	3	1	1	2	2	On average each merging unit feeds 2 IEDs; 24 patch cords required

Table 2.
List of IEDs and association of functions for the case of Figure 11

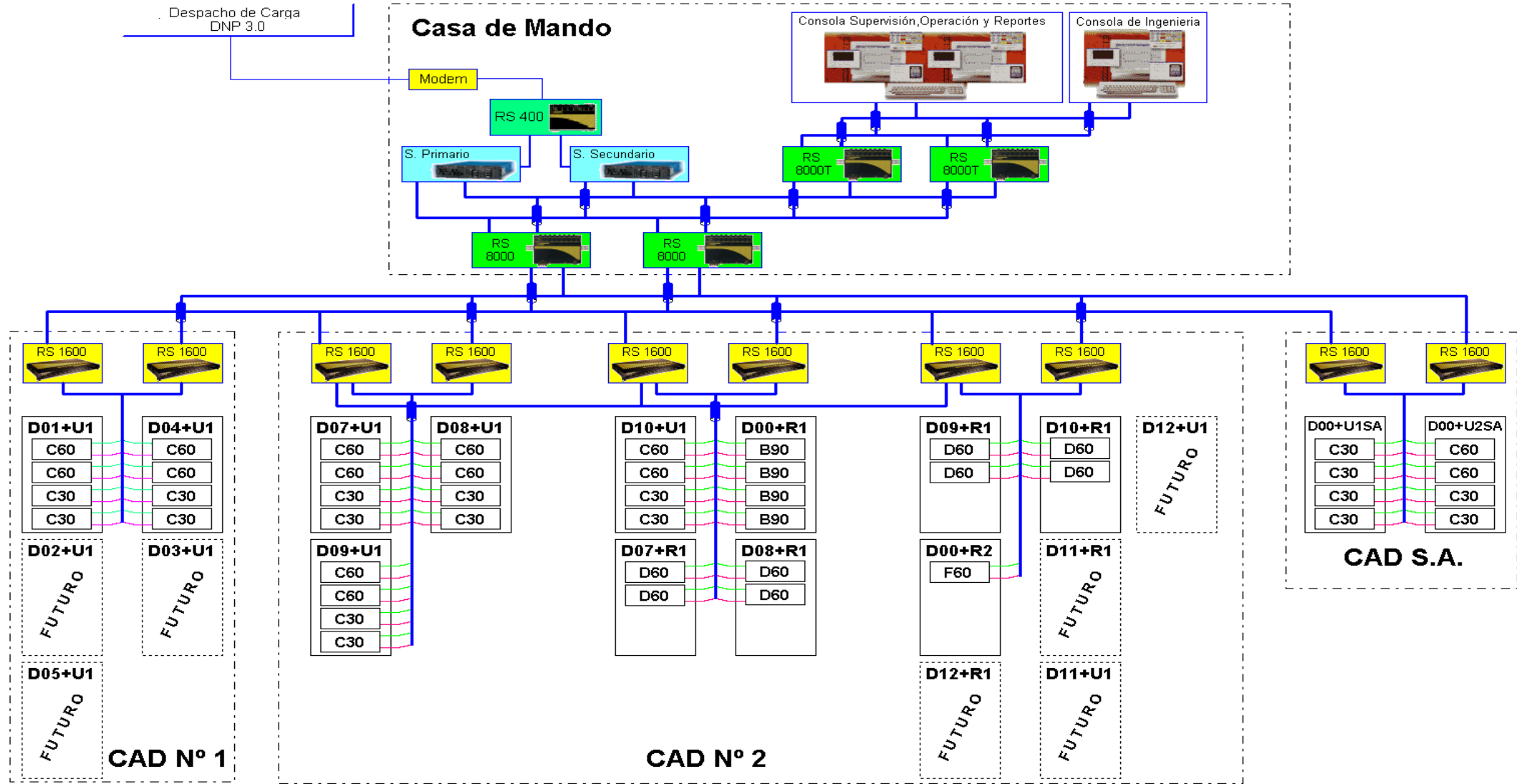
Portafolio de transmisión digital y arquitectura



System Engineering Software Tools

IET600	PCM600	ITT600
System configuration	Device configuration	System Testing

Arquitectura S/E 230KV



Subestacion Atlas Juazeiro

- Subestacion de 230kV compuesta por 2 lineas de transmission y 1 transformador de potencia.
- En la solucion se aplican todos los recursos de la norma IEC 61850-8-1 and 9-2:
 - Red redundante PRP para bus de estacion con unidades **Relion 670 y Microscada**
 - Redundancia HSR en red de process bus aplicado unidades **SAM600** merging units;
 - Sincronizacion PTP con aproximada precision de tiempo de 1 us.
 - Aplicaciones HSR y PRP optimizando el trafico de red para un mayor rendimiento;
 - Independencia en las redes del Bus de proceso y Bus de estacion .
 - En HSr No existen switches (PUNTOS DE FALLA) en aplicaciones de bus de proceso, solucion mas robusta para incluir el enfoque **cyber security**.
 - Nomenclatura flexible de nodos logicos y datos de objetos.
 - Totalmente compatible con **IEC 61850 Edition 2**.



SAM600-CT
for current
measurements



SAM600-VT
for voltage
measurements



SAM600-TS
for optimal time
synchronization



SAM600-IO
For interfacing primary
apparatus switchyard

GRACIAS