

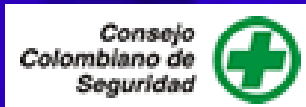


Guías para la Implementación de Sistemas de Distribución Automatizados

Juan M. Gers – Luis E. Aragón



Prestación de
los servicios
de Diseño y
estudios
asociados a
sistemas
eléctricos
Certificado
No. 637-1



Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

Contenido

❖ **Introducción**

- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

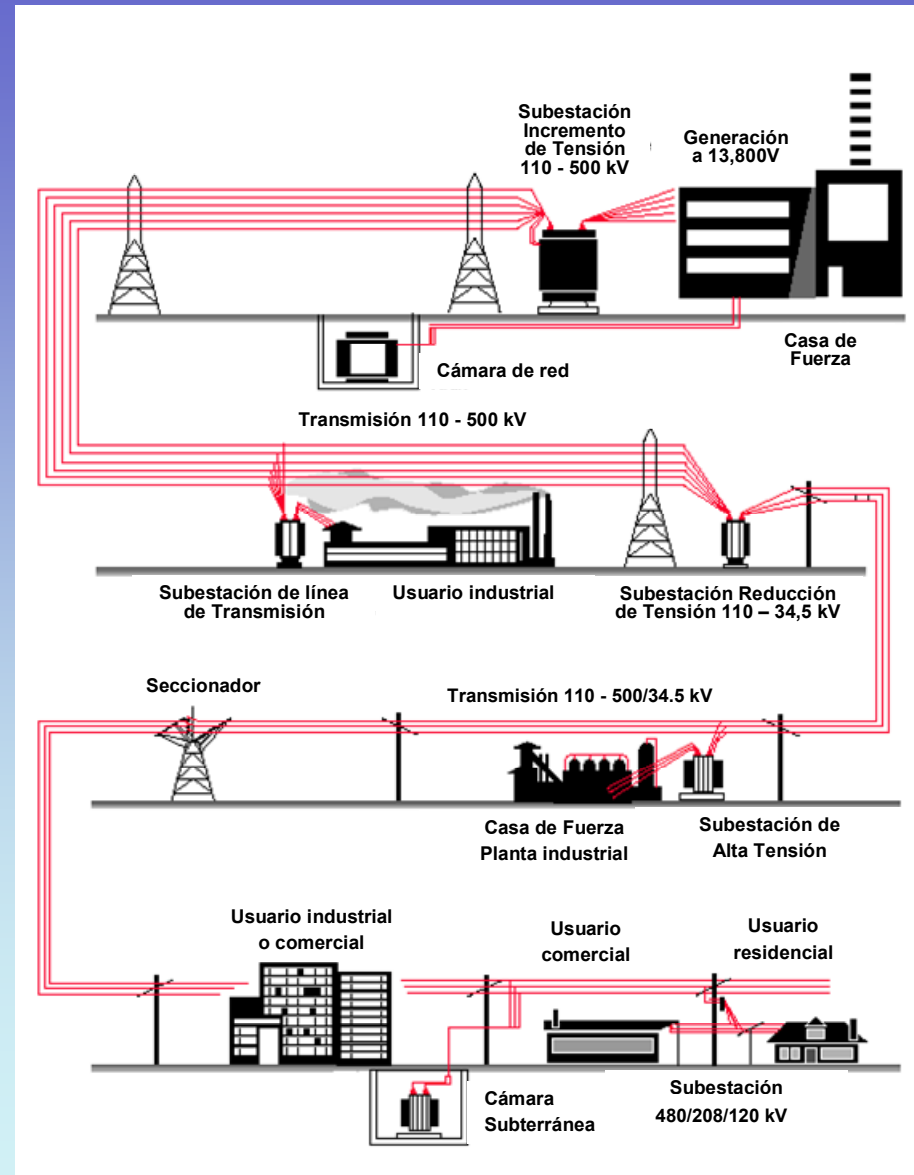
Introducción

La automatización de los sistemas eléctricos le permite a las empresas de energía, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema, sin intervención humana. De esta manera, se logran múltiples beneficios entre los que se destacan:

- Acciones mucho mas rápidas (a veces casi instantáneas)
- Mayor confiabilidad
- Mejores condiciones de operación
- Reducción significativa de costos operativos

La automatización se está aplicando en el mundo entero a la totalidad de los sistemas eléctricos, incluyendo por lo tanto los sistemas de generación, transmisión y distribución. En esta presentación se hace énfasis a la automatización de los sistemas de distribución.

Conformación de un Sistema de Potencia Típico



Ventajas de la Automatización del Sistema de Distribución

- **Mejora la Calidad del Servicio**
 - Control y supervisión en tiempo real del sistema eléctrico, agilizan la toma de decisiones y la restauración de la red.
 - Mejora de los índices DES y FES.
- **Reduce costos Operacionales**
 - Automatización de tareas y centralización de decisiones operativas.
- **Optimiza la Inversión**
 - El perfil de la curva de carga posibilita conocer la expectativa de vida útil de los equipos.
- **Optimiza la Planificación de Mantenimiento**
 - Información del comportamiento real de la red



Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ **Índices de calidad del servicio eléctrico**
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

Índices de Calidad del Servicio Eléctrico

Índices de Calidad exigidos por la CREG

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{U_a(i)}{U_n(i)} * t(i) \right)$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{U_a(i)}{U_n(i)} \right)$$

Valores máximos admisibles anuales

GRUPO	DES	FES
1	11	26
2	19	44
3	29	51
4	39	58

Índices de Calidad del Servicio Eléctrico

Índices de Calidad Internacionales

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) - Defined as the average interruption duration for customers served during a specified time period. Determined by summing the customer-minutes off for each interruption during a specified time period and dividing the sum by the average number of customers served during that period. The unit is minutes. The index enables the utility to report how many minutes customers would have been out of service if all customers were out at one time. The benchmarking survey SAIDI average for the USA in 2005 was 95 minutes.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) - Defined as the average number of times that a customer is interrupted during a specified time period. Determined by dividing the total number of customers interrupted in a time period by the average number of customers served. The index is calculated for interruptions of more than one minute (SAIFI-long) and less than one minute (SAIFI-short). The resulting unit is "interruptions per customer." The benchmarking survey SAIFI average for the USA in 2005 was 1.2 interruptions per customer.

Índices de Calidad del Servicio Eléctrico

System Average Interruption Frequency Index:

$$SAIFI = \frac{\text{Total Number of Customer Interruptions}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad \text{/yr}$$

System Average Interruption Duration Index:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total Number of Customers Served}} \quad \text{hr/yr}$$

Customer Average Interruption Duration Index:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Customer Interruption Durations}}{\text{Total Number of Customer Interruptions}} \quad \text{hr}$$

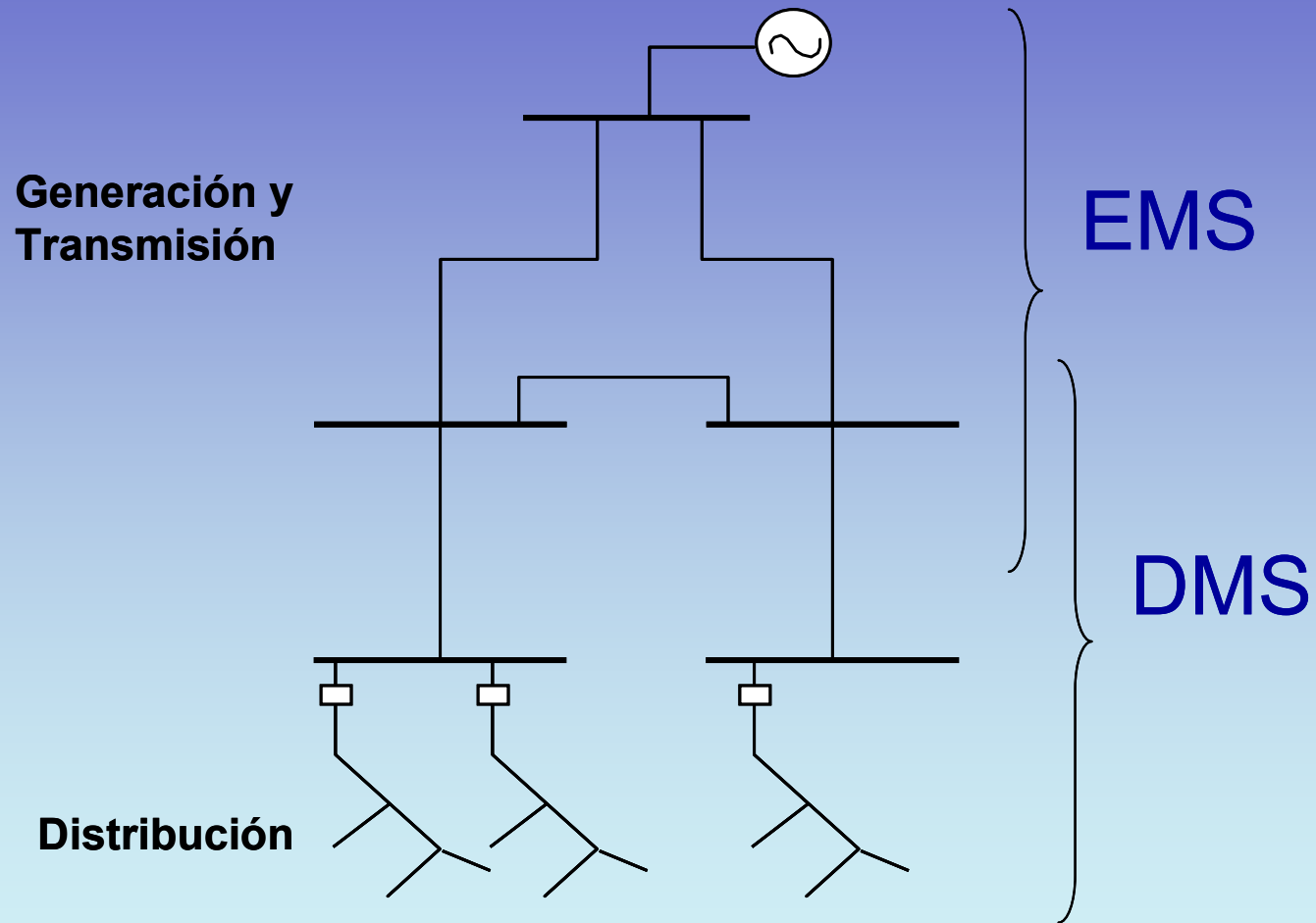
Average Service Availability Index:

$$ASAI = \frac{\text{Customer Hours Service Availability}}{\text{Customer Hours Service Demand}} \quad \text{pu}$$

Índices de Calidad del Servicio Eléctrico

	SAIFI (/yr)	SAIDI (min/yr)	CAIDI (min)	ASAI (pu)	Density (people/mi ²)
Urban Systems					
Finland	0.8	33	41	0.99994	
Sweden	0.5	30	60	0.99994	
Denmark	0.3	7	20	0.99999	
Italy	2.5	120	48	0.99977	
Netherlands	0.3	15	58	0.99997	
Rural Systems					
Finland	5.0	390	78	0.99926	38.3
Sweden	1.5	180	120	0.99966	51.2
Denmark	1.2	54	45	0.99990	313.7
Italy	5.0	300	60	0.99943	496.9
Netherlands	0.4	34	79	0.99994	975.3
Overall					
Norway	2.0	300	150	0.99943	34.6
United States	1.3	120	90	0.99940	73.2
United Kingdom	0.7	67	92	0.99987	653.4
Netherlands	0.4	27	73	0.99995	975.3

Esquema general de automatización de un sistema de potencia



Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ **Niveles de automatización de un sistema de potencia**
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

Niveles de automatización de un sistema de potencia

- ✓ Centro de Control Nacional
- ✓ Centro de Control Regional (o de la Electrificadora)

DMS – Distribution Management Systems

DA – Distribution Automation

- ✓ Subestación
- ✓ Usuarios

Esquema General

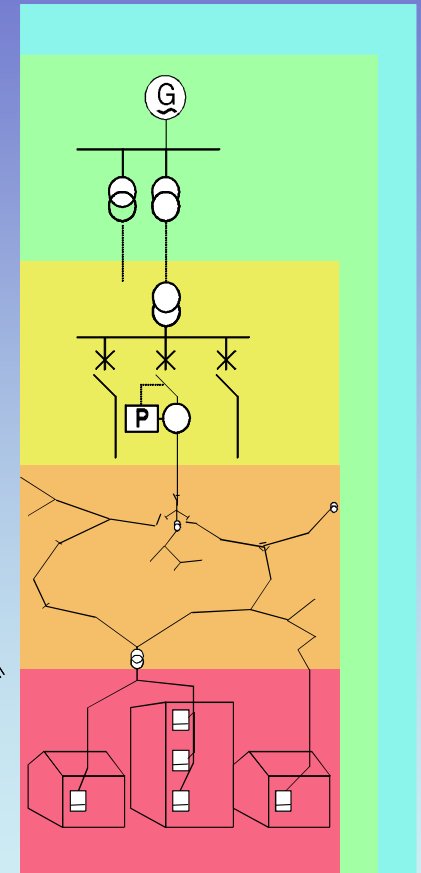
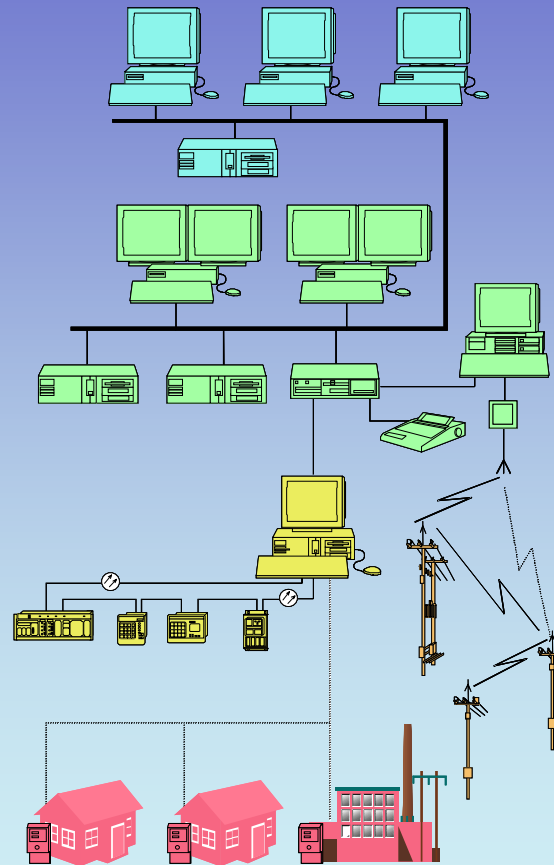
**Centro de control
Nacional**

**Centro de control
Electrificadora**

Subestación

Sistema de Distribución

Usuarios



SCADA/GIS

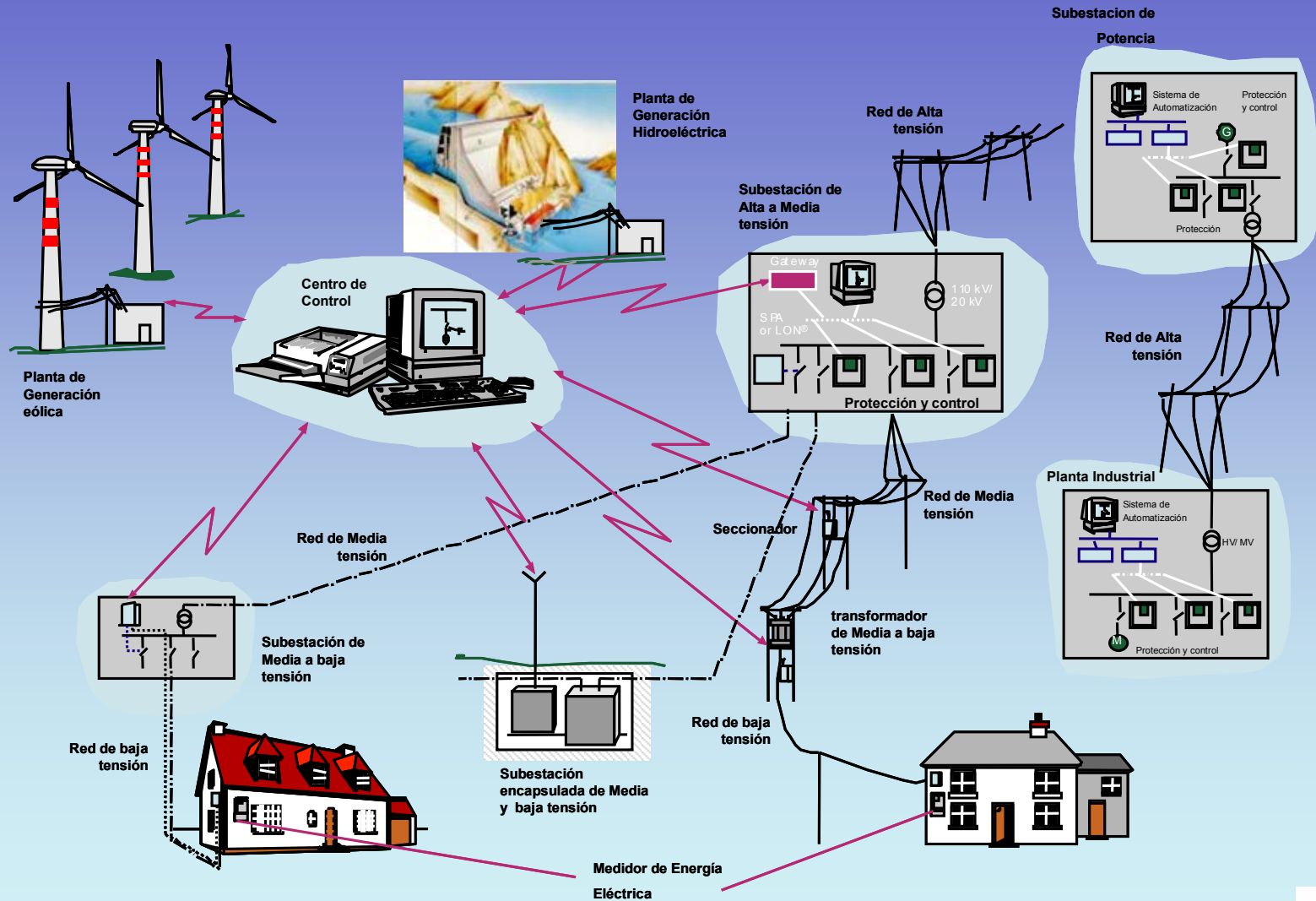
- Las funciones de SCADA/GIS son esenciales para la correcta implementación de la automatización de un sistema eléctrico la cual requiere de comunicación en tiempo real entre los diferentes elementos.
- El SCADA permite ejecutar las operaciones de control y hacer la recolección y procesamiento de la información.
- El GIS permite conocer la topología de una red en tiempo real incluyendo obviamente las posiciones de los equipos de corte y la conectividad que exista.

SCADA

Los beneficios del SCADA son múltiples principalmente por que permiten enviar a la red información rápida y confiable que incluyen datos como los siguientes:

- ✓ Mediciones analógicas de magnitudes eléctricas tales como Voltajes, Corrientes, Megavatios y Megavares
- ✓ Estado y medidas analógicas tales como posiciones de taps de transformadores
- ✓ Estado y medidas analógicas de relés
- ✓ Conectividad de circuitos (estado de interruptores y switches dentro de las subestaciones y los circuitos de distribución)
- ✓ Identificación especial de elementos de sistemas de distribución
- ✓ Información de eventos que puedan originar la ejecución de acciones dentro del sistema de distribución

SCADA



Centro de Control Nacional

El centro de control nacional es el responsable de manejar todas las funciones de gestión y automatización propiamente de los sistemas de generación y transmisión.

Entre las funciones principales se mencionan las siguientes:

- ✓ Estimador de estado
- ✓ Análisis de contingencias
- ✓ Cálculo de flujos de carga y de cortocircuito
- ✓ Seguridad
- ✓ Despacho óptimo
- ✓ Compensación de reactivos
- ✓ AGC

Centro de Control Regional

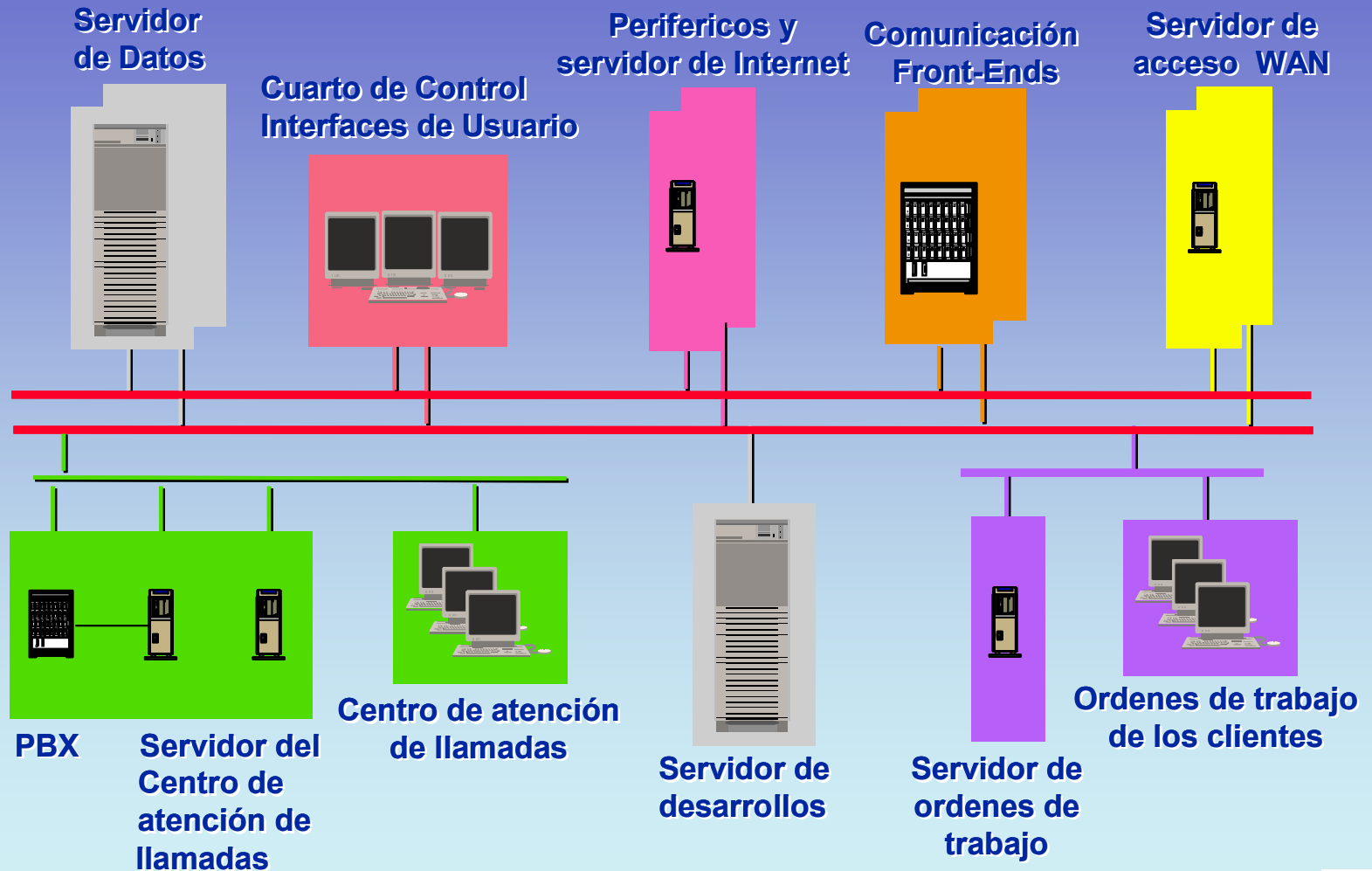
El centro de control regional es el responsable de manejar todas las funciones de gestión y automatización propiamente del sistema de distribución.

Las funciones que lo conforman se pueden agrupar por lo tanto en dos componentes importantes:

- El DMS (Distribution Management Systems) que contiene las funciones de gestión. Esta componente se la asocia con la llamada integración horizontal
- El DA (Distribution Automation) que contiene las funciones de automatización propiamente. Esta componente se la asocia con la llamada integración vertical

Algunas fuentes engloban ambas componentes bajo el término DMS

Centro de Control Regional



Subestación

- ✓ Control de la subestación
- ✓ Control de bahías y de alimentadores
- ✓ Control de secuencia
- ✓ Sincronización de reloj
- ✓ Protección de bahías y alimentadores
- ✓ Medición de parámetros de calidad
- ✓ Medición de parámetros eléctricos

Contenido

- ❖ **Introducción**
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ **Automatización de subestaciones**
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

Automatización de Subestaciones



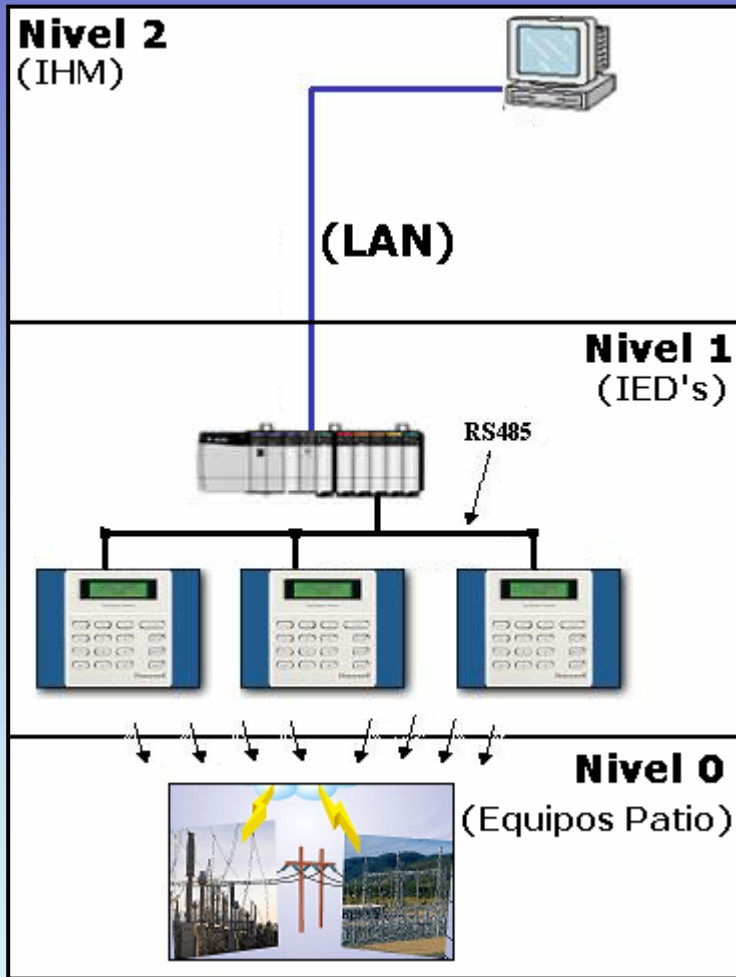
Integra:

- Relés digitales de protección
- Sistemas de supervisión y control
- Adquisición de datos de campo con la adaptación de equipos existentes
- UTR
- Equipos de comunicación

Automatización de subestaciones

- Configuración
 - Control convencional: Centralizado, Distribuido
 - Control digital: Centralizado, Distribuido
- Control coordinado
- Control integrado
- Comunicaciones
 - Redes de área local
 - Protocolos de comunicación
 - Medios de comunicación
 - Cableado estructurado

Arquitectura de Automatización Subestaciones



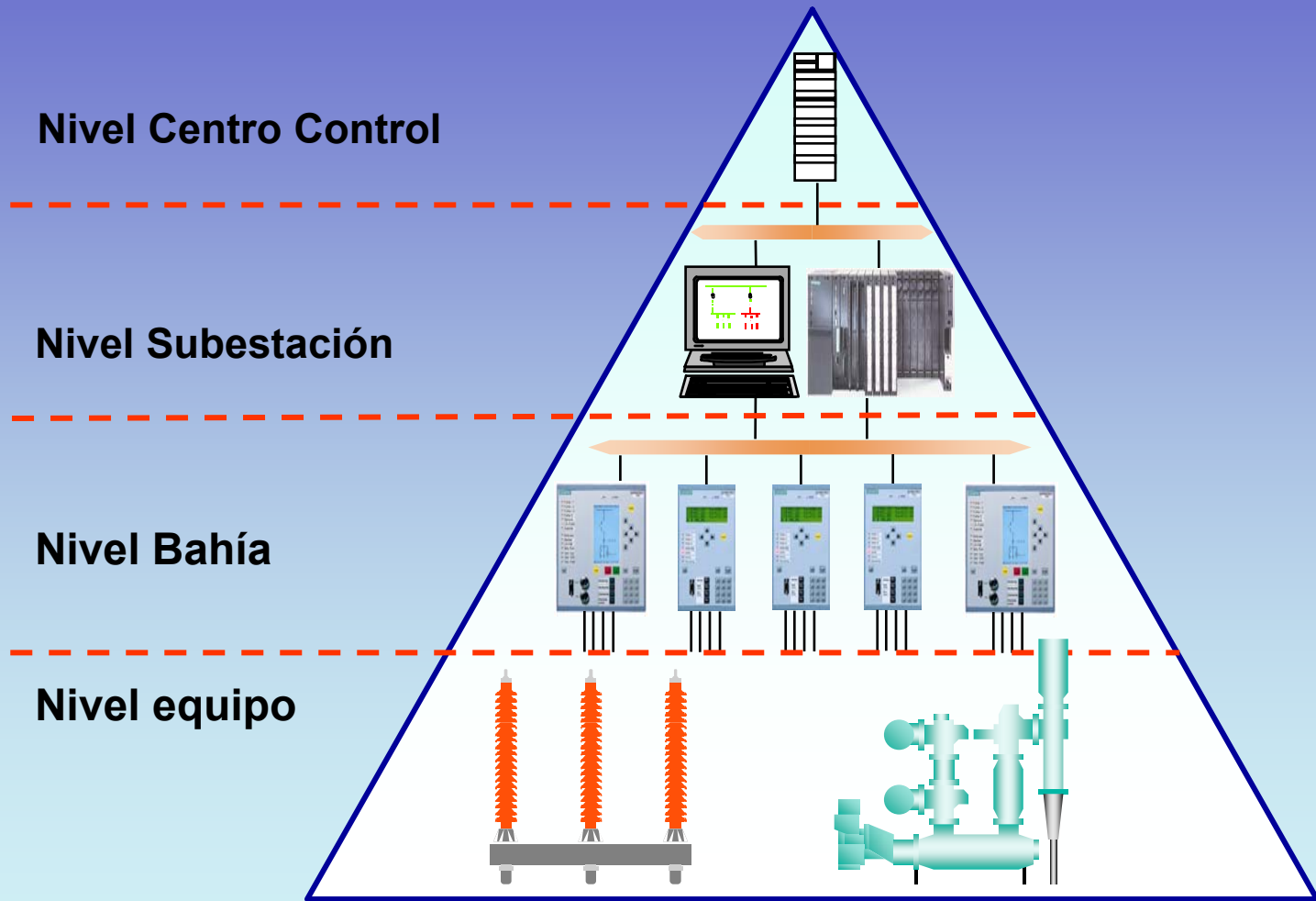
Nivel 0: Conformado por los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores)

Nivel 1: Conformado por los **DEI's** usados para la adquisición de datos.

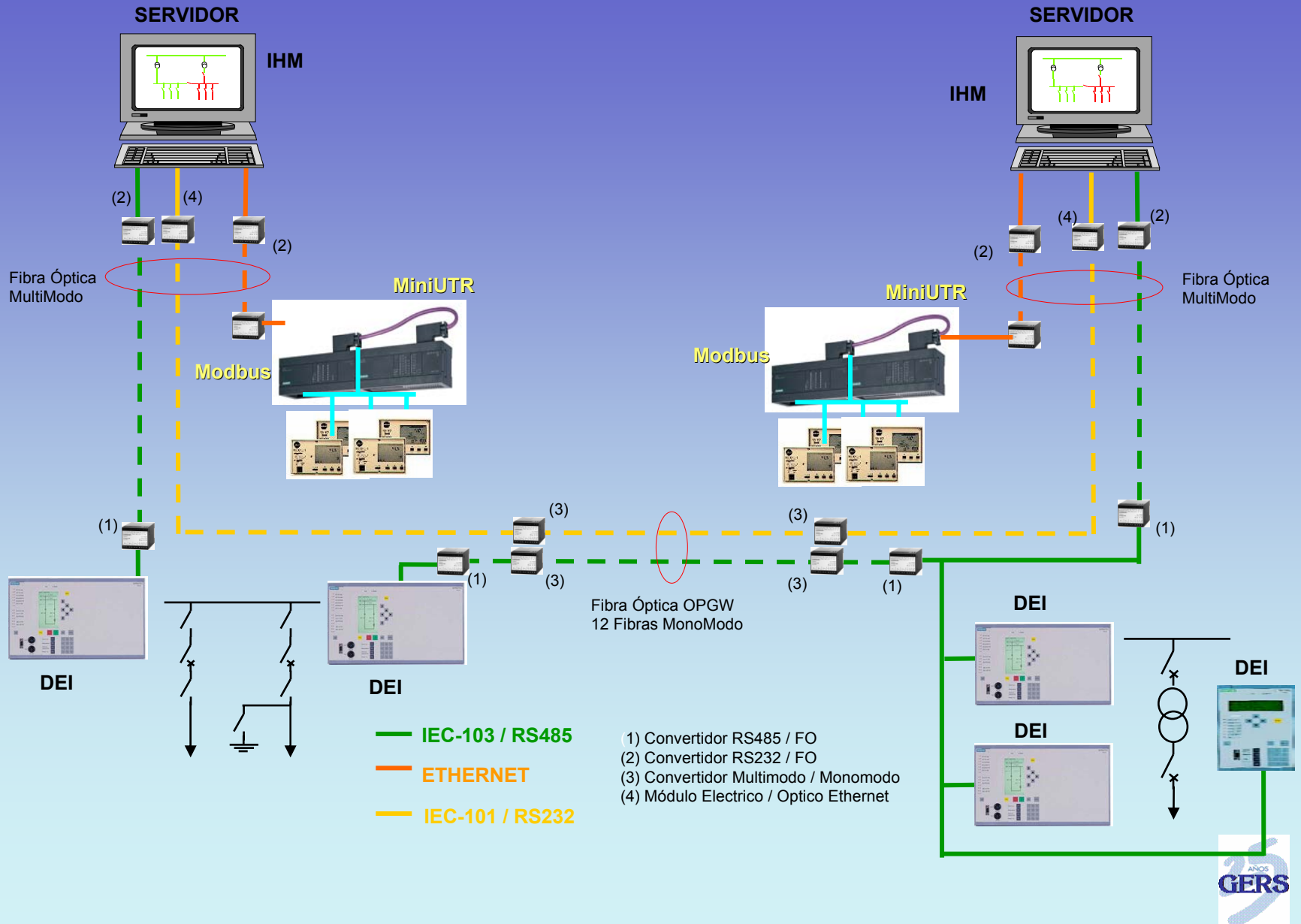
Nivel 2: Conformado por la interfaz hombre máquina usada como central de procesamiento de datos.

Nivel 3: Sistema de acceso y reporte a estaciones remotas.

Niveles de Control



Automatización de subestaciones



Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ **Sistemas de comunicaciones**
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

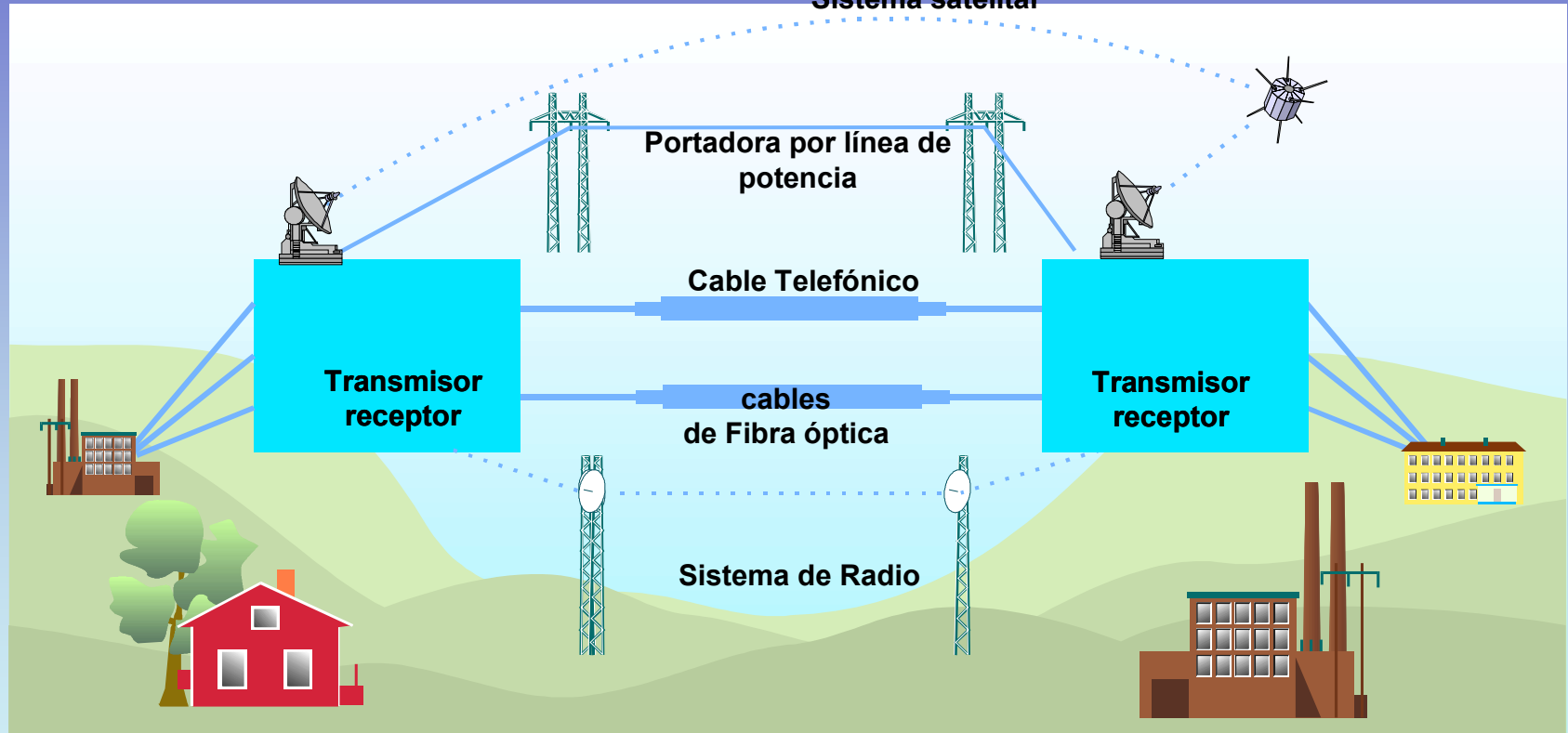
Sistemas de Comunicaciones

- ✓ Sistema satelital
- ✓ Cables telefónico y de fibra óptica
- ✓ Portadora por línea de potencia
- ✓ Sistema de Radio

Sistemas de Comunicaciones

Interfaces a productos y sistemas de sistemas de comunicación de terceros

Sistema satelital



Redes de Comunicaciones

Las redes de comunicaciones permite interconectar físicamente todos y cada uno de los dispositivos que conforman el sistema para el intercambio de datos.

Tipos: RS-232, RS-485, RS-422 y/o Ethernet.

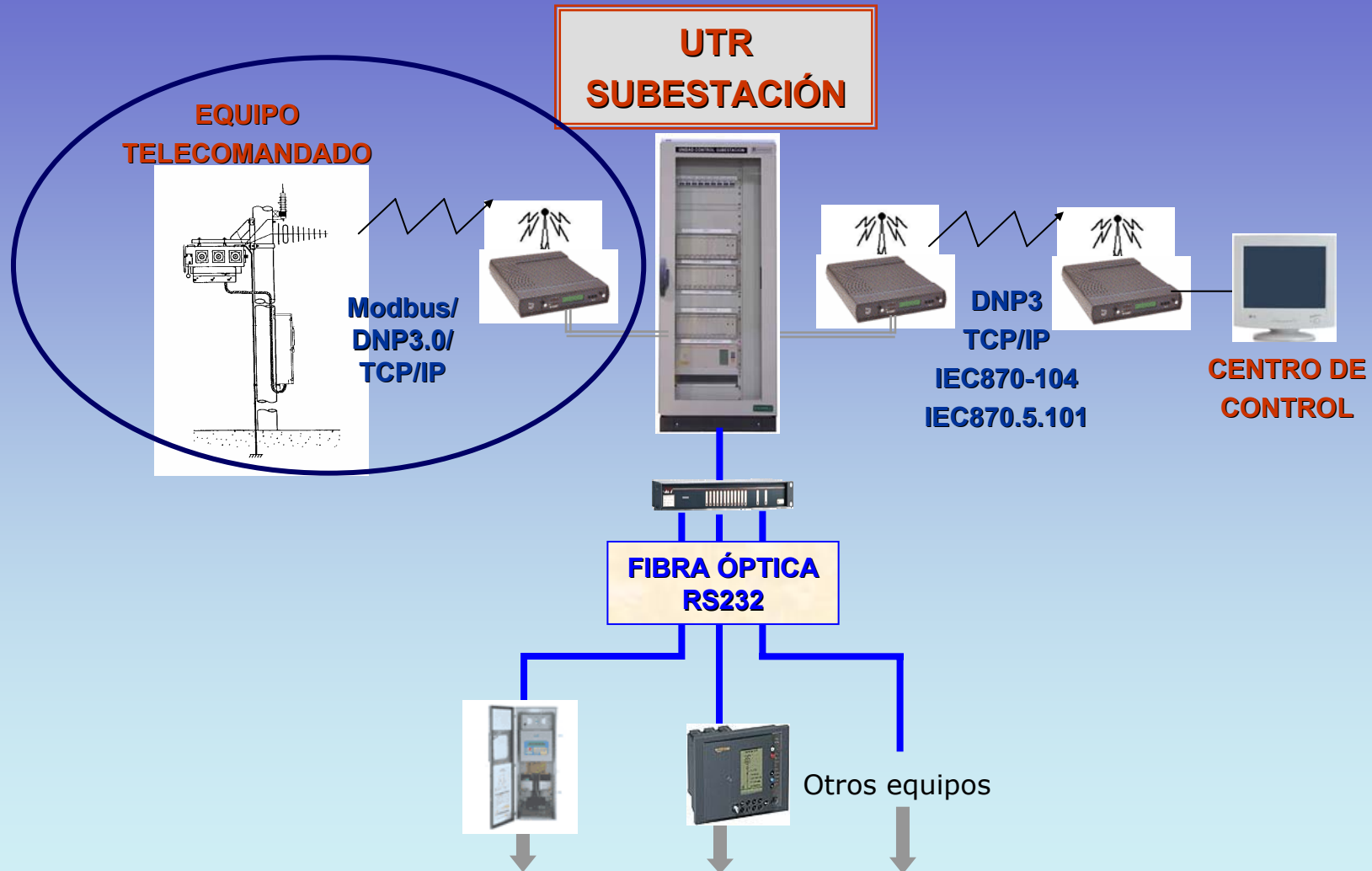
Topologías: Bus, Anillo, Estrella y configuraciones híbridas.

Medios de Comunicación

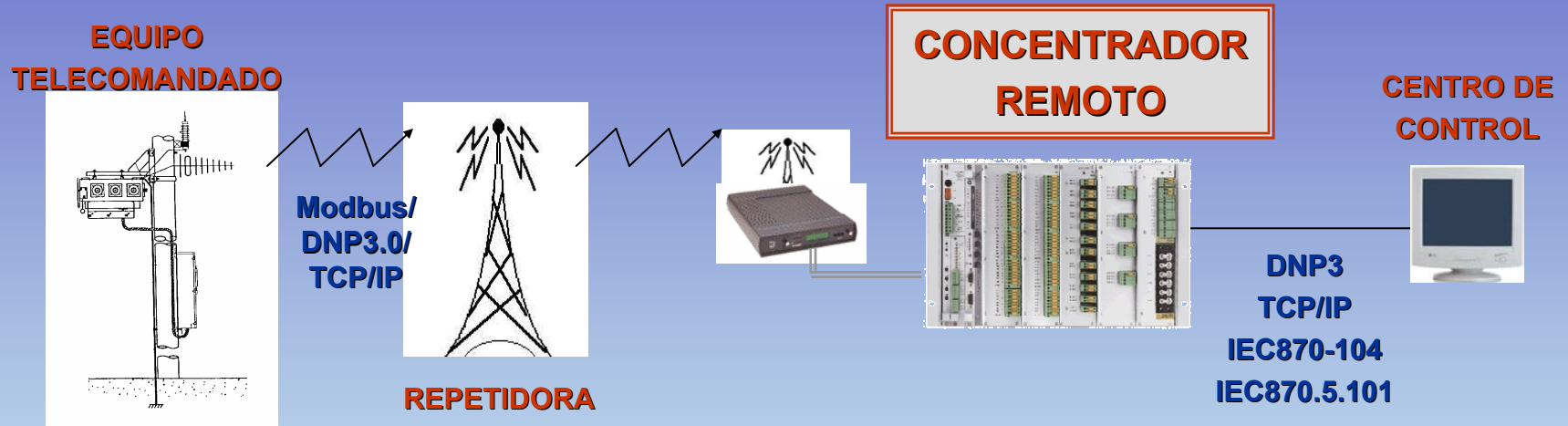
Soporte físico de un canal de transmisión de información (por ejemplo, un par trenzado); normalmente conocido como «BUS».

- ARDIS (Advanced Radio Data Information Service)
- Teléfono: ISDN (Integrated Services Digital Network), DSL (Digital Subscriber Loop), T1, Celular (CDPD, PCS, TDMA, GSM)
- Portadora por Línea de Potencia
- Microondas
- Fibra Óptica
- MAS (Multiple Address System)
- IEEE 802.11 (Wireless LAN)
- IEEE 802.16 (Broadband Wireless Access)

Comunicación DA

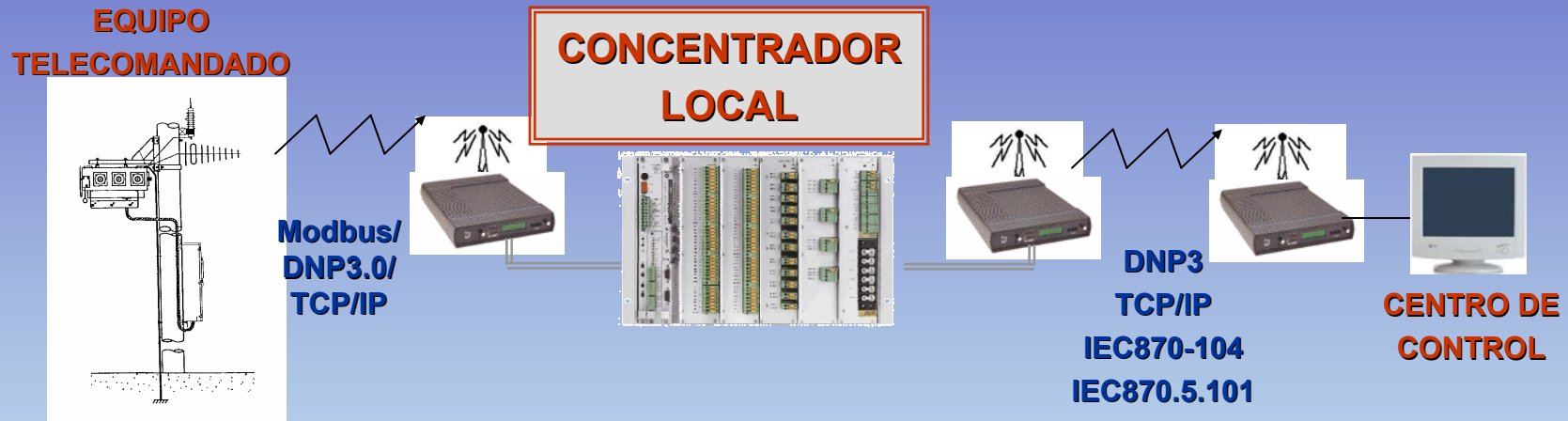


Comunicación DA



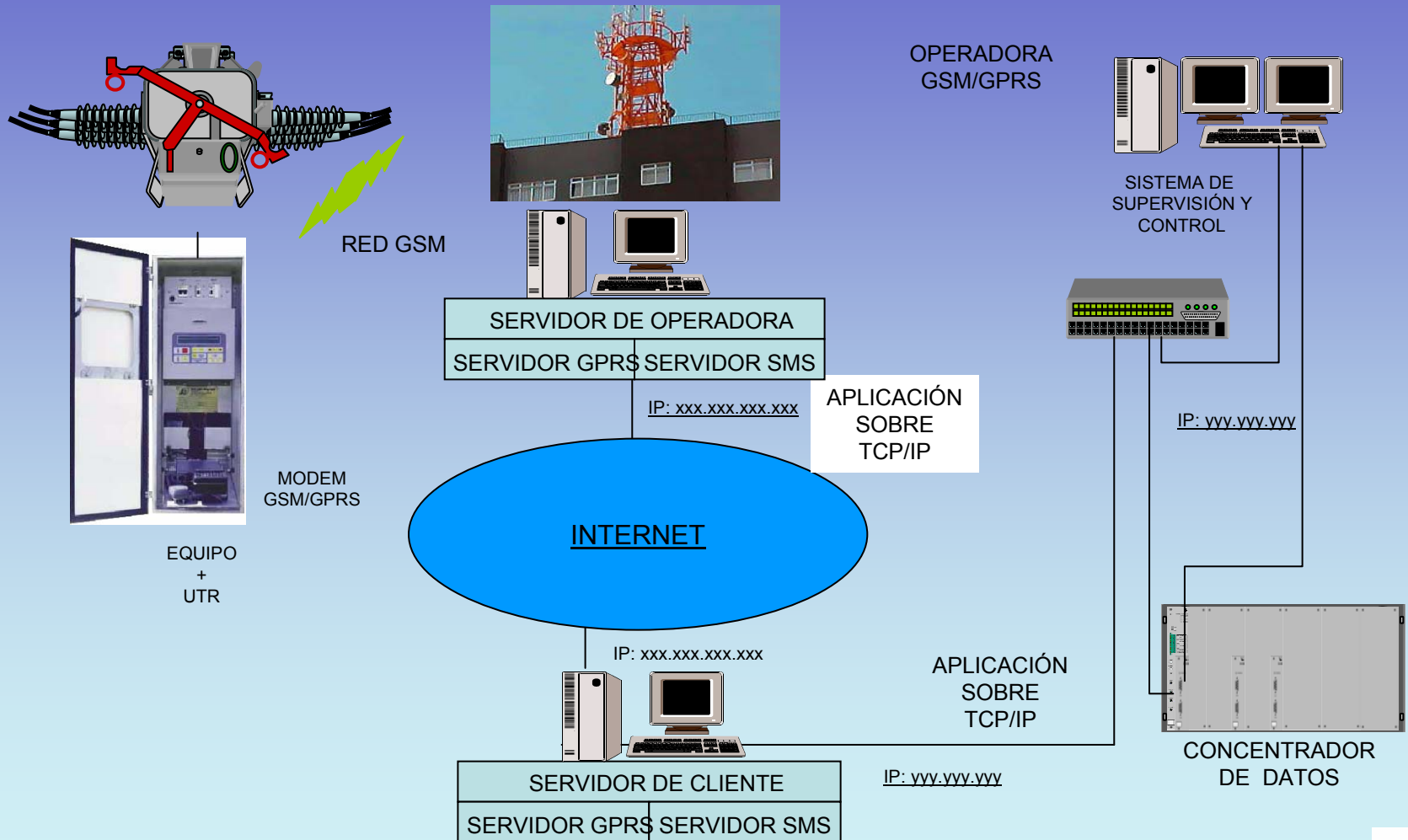
- **Concentrador en el centro de control, comunica con todos los reconectores y/o seccionadores**

Comunicación DA



- Equipos localizados a una distancia máxima de 30 km
- Radio de pequeña potencia, garantiza la calidad de la comunicación entre los equipos y el concentrador

Comunicación DA



Protocolos

Los protocolos aparecidos en el mercado están basados en enlaces serie.

A nivel internacional existe un estándar de protocolo asumido como el de referencia llamado IEC 61850 basado en ETHERNET MMS.

Los medios físicos para realizar la comunicación con los protocolos serie actuales son fundamentalmente RS485 y fibra óptica (multimodo y estructura de comunicaciones en estrella).

Qué es un Protocolo?

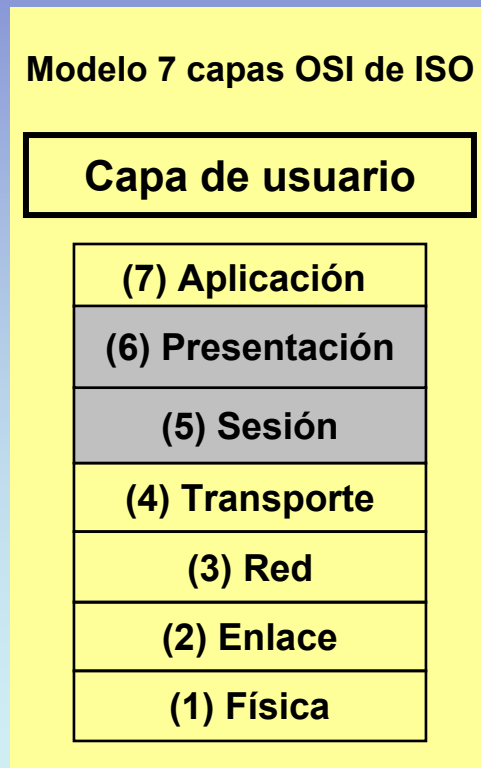
Conjunto de reglas necesarias para hacer cooperar entidades generalmente distantes, en particular para establecer y mantener intercambios de información entre dichas entidades.

Corrientemente se habla de «protocolo a nivel aplicación» o «protocolo de acceso al medio».

Qué es un Protocolo?

Un protocolo define la estructura, contenido y operación de una interfaz de comunicación.

Ejemplo: Modo de definición de acceso a la capa 7 de ISO/OSI



- Un sistema de comunicación sólo trabajará si todas las capas están definidas (Así algunas no se utilicen)

Ejemplos:

- **IEC 60870-5-103:**
Capas 1,2,7+ capas definidas por el usuario; 3,4,5,6 no utilizadas
- **PROFIBUS FMS**
Capas 1,2,7 definidas; 3,4,5,6 capas no utilizadas definido por el usuario
- **Ethernet:**
Sólo las capas 1 y 2 están definidas
- **Ethernet con TCP/IP:**
Capas 1,2,3,4 definidas; 5,6 no utilizadas, capa 7+ no definida por el usuario
- **DNP3.0**
Capas 1,2,7+ definidas por el usuario; 3,4,5,6 no utilizadas

Protocolos

Todos son similares y atienden a las siguientes peticiones:

- Interrogación general de la RTU.
- Envío por excepción del cambio de una variable digital.
- Mandos dobles (orden de abrir o cerrar un interruptor se expresa por dos bits).
- Lectura de estados dobles (estado de un interruptor son dos bits: abierto y cerrado).
- Filosofía "Select before Execute".
- Envío del archivo de eventos.
- Envío espontáneo de valores de variables analógicas que han cambiado.
- Envío espontáneo de variables digitales que han cambiado.
- Envío de todas las variables analógicas cuando el centro de control remoto lo requiera.
- Envío de todas las variables digitales cuando el centro de control remoto lo requiera.
- Envío de todos los contadores cuando el centro de control remoto lo requiera.

Protocolos en diferentes niveles

Los protocolos son utilizados entre o al interior de diferentes niveles del sistema de potencia: Entre Centro de Control y Subestaciones o entre Sistema de control de subestación y DEI's

- Protocolos normalizados:
- IEC 60870-5-101 Centro de control y subestación
- IEC 60870-5-103 Subestación y bahía

Aplicación en Comunicaciones

- Se utilizan protocolos industriales como MODBUS RTU para intercambio.
- La configuración de comandos depende de los requerimientos de cada sistema.
- Se pueden monitorear y consultar los telegramas entre la estación maestra y los relés de protección.

Selección de Protocolos

- Conitel
- Harris 5000
- Modicon MODBus
- IEC 870-5-3
- DNP (Distributed Network Protocol)
- UCA (Utility Communication Architecture)
- MMS (Manufacturing Message Specification)
- ICCP (Intercontrol Center Communications Protocol)
- IEEE TR1550
- IEC 61850

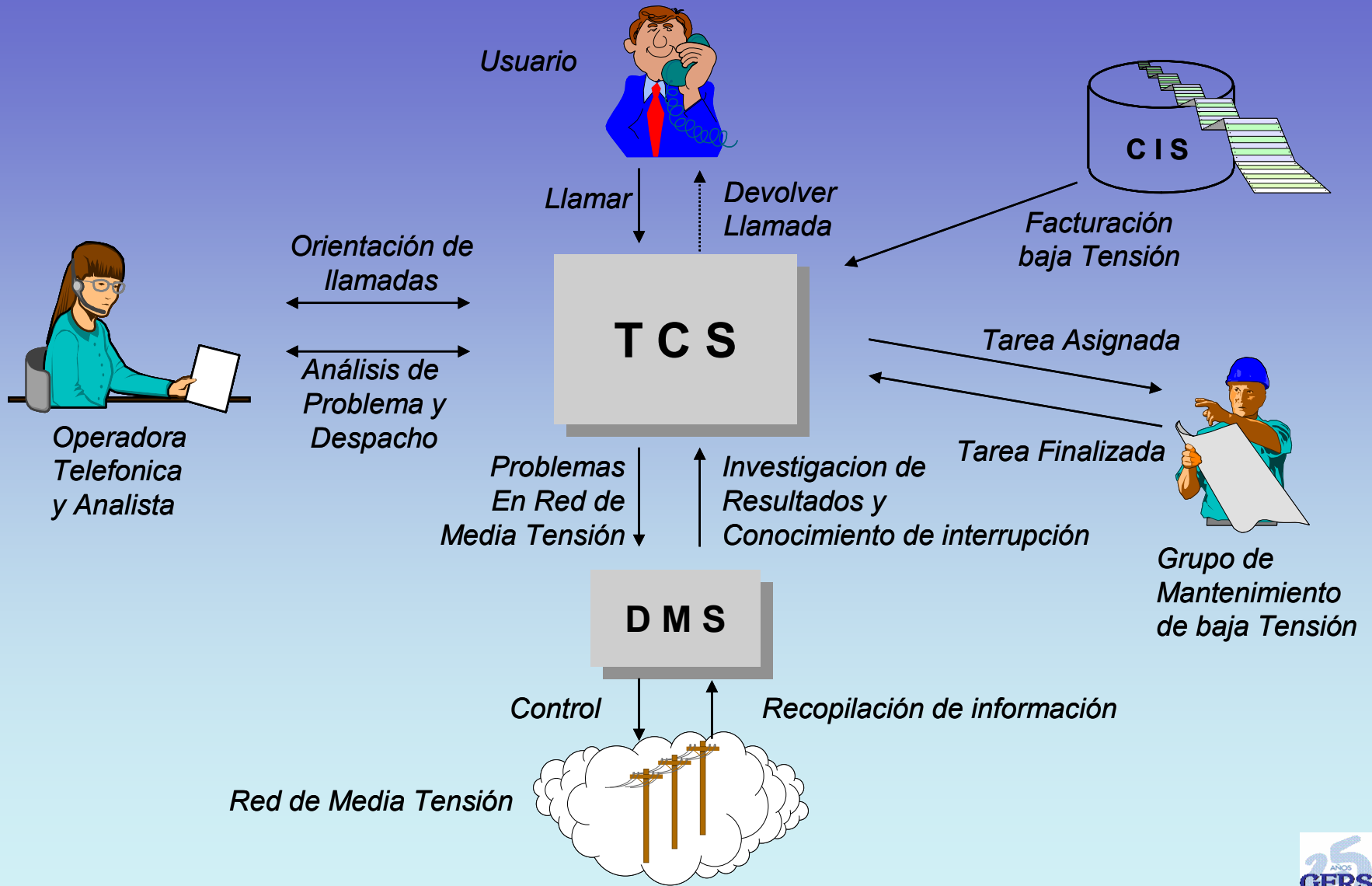
Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ **Funciones del DMS**
- ❖ Funciones del DA
- ❖ Acciones a seguir

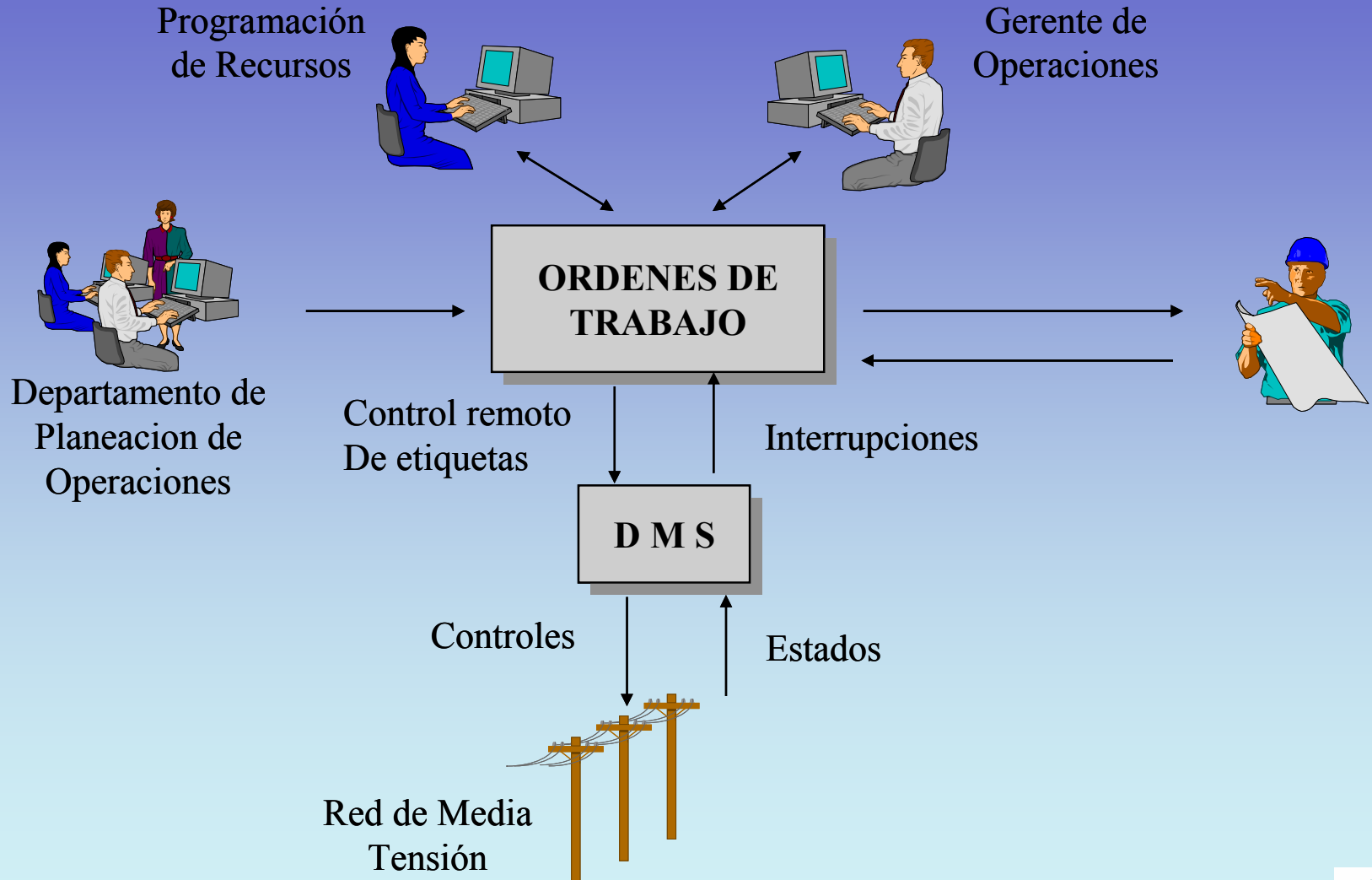
Funciones del DMS

- ✓ Gerencia de llamadas
- ✓ Gerencia de órdenes de trabajo
- ✓ Facturación
- ✓ TLM

Centro de Llamadas



Órdenes de trabajo y Gerencia de cuadrillas



Facturación

La facturación es una de las funciones principales que puede asociarse al DMS dado que permite integrar la información de la topología con la información de cada uno de los usuarios.

La facturación debe incluir todos los atributos de los usuarios y estar asociada a una base correlacional que pueda ser consultada por otras funciones.

Es esencial para habilitar la función del TLM que se explica mas adelante y para el restablecimiento del servicio de energía en forma rápida después de disturbios.

Manejo de Cargas en Transformadores – TLM

La optimización de la carga asociada a los transformadores de distribución se logra con la aplicación del método llamado TLM (Transformer Load Management)

El método de cálculo se basa en la energía consumida por los usuarios a partir de su correlación con el transformador de distribución que le da servicio.

De los registros de facturación se obtienen los kWh de consumo para el mes pico y se totalizan para cada transformador.

Con los kWh totales del transformador para el mes pico, se calcula la demanda, utilizando un programa elaborado a partir del sistema de ecuaciones que represente la relación existente entre los kWh y los kW de demanda para los diferentes rangos de consumo existentes en el área.

Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ **Funciones del DA**
- ❖ Acciones a seguir

Funciones del DA

Las funciones principales del DA son las siguientes:

- ✓ Análisis topológico, coloreo de alimentadores y detección de puntos abiertos. Para esto es esencial disponer del GIS
- ✓ Cálculo de flujo de carga y de cortocircuito
- ✓ Reconfiguración de alimentadores
- ✓ Restablecimiento del servicio
- ✓ Control de capacitores y regulación de voltaje

Funciones del DA

A las funciones del DA es común agregar también las asociadas con los usuarios y que fundamentalmente son las siguientes:

- ✓ Lectura remota de contadores
- ✓ Desconexión remota de usuarios
- ✓ Control de carga (DSM)

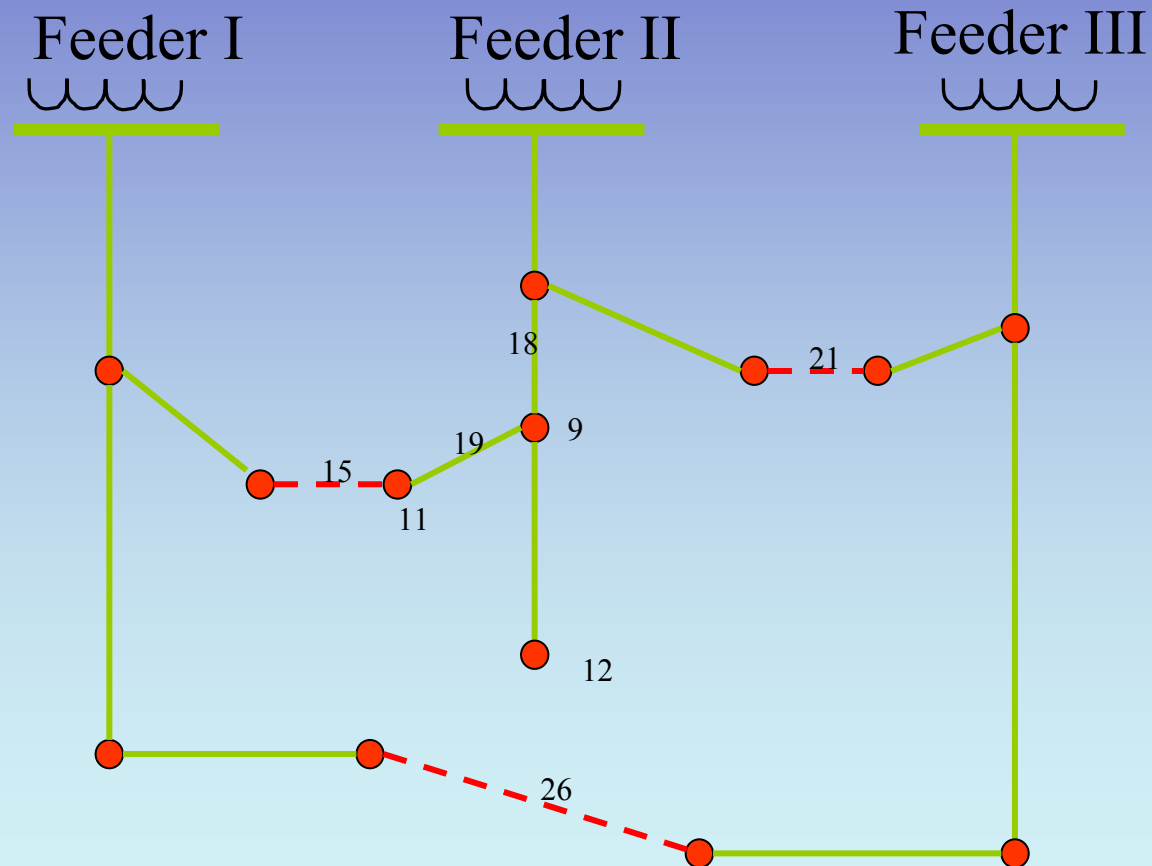
Reconfiguración de Alimentadores

- ✓ La reconfiguración se lleva a cabo para obtener una condición de operación mejor y mas específicamente para reducir las pérdidas por efecto Joule.
- ✓ La reconfiguración de alimentadores consiste en la modificación de la la topología de un sistema de distribución.
- ✓ Se logra modificando los puntos de frontera entre alimentadores hasta llegar a una topología óptima.

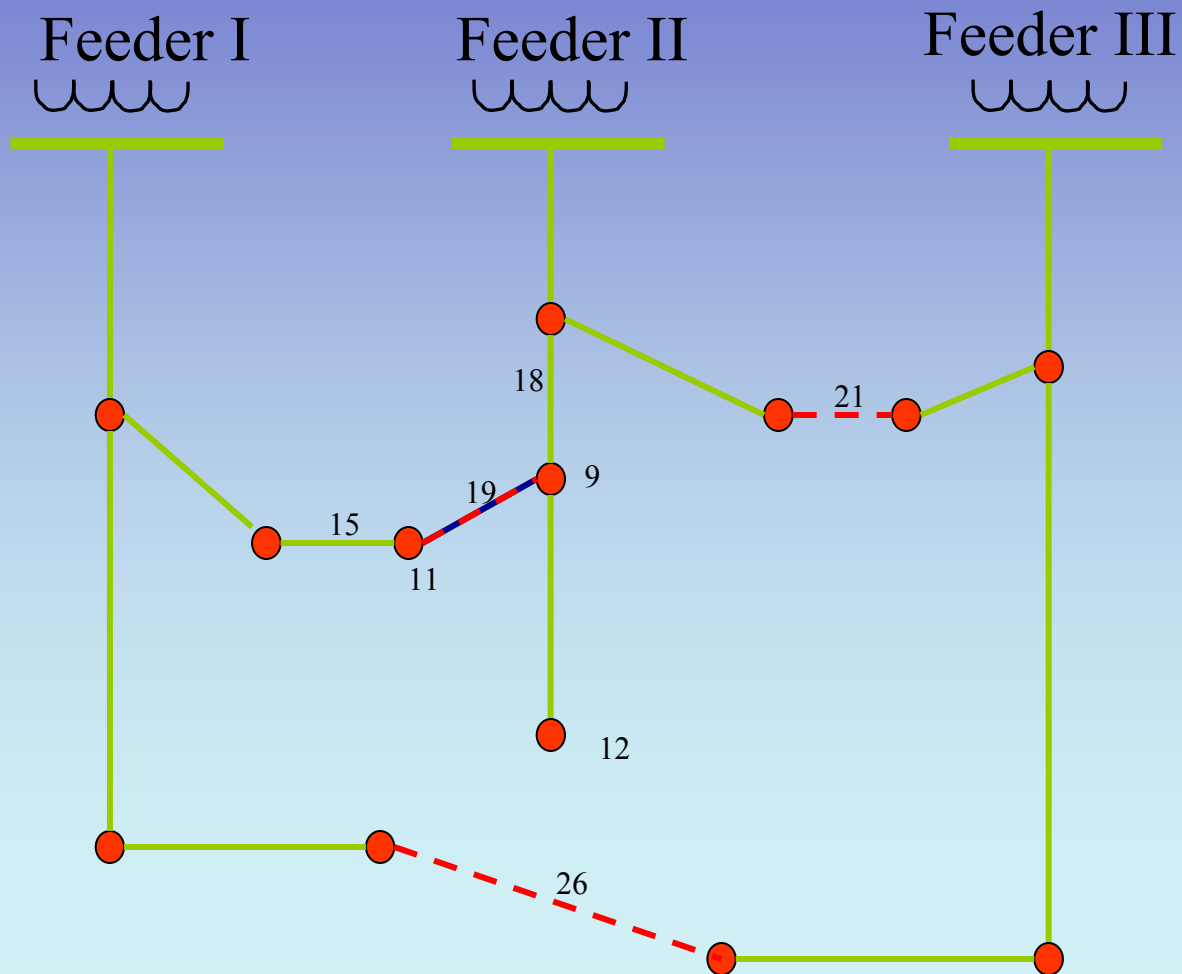


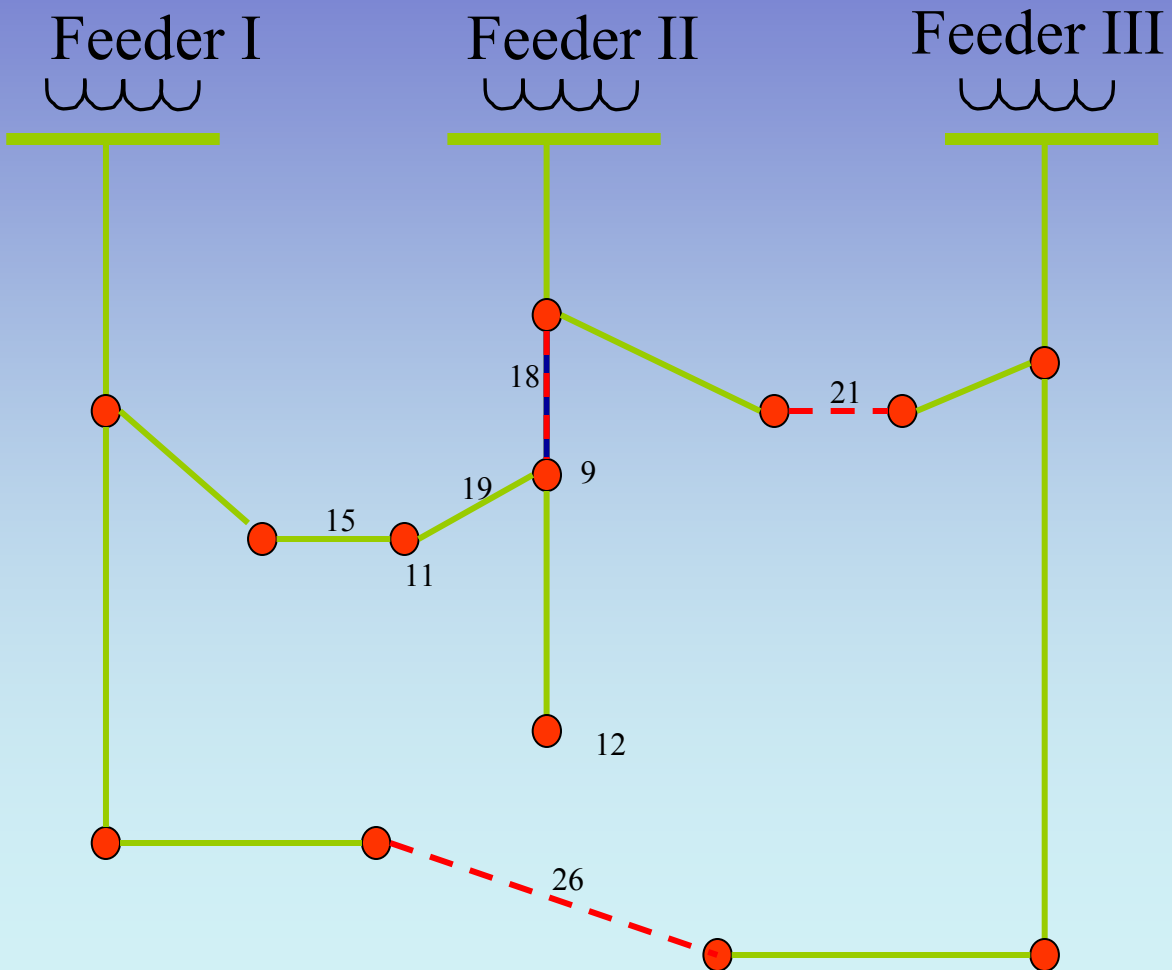
Reconfiguración de Alimentadores

La siguiente figura ilustra un ejercicio de reconfiguración de tres circuitos o alimentadores de distribución (Feeders)



Reconfiguración de Alimentadores



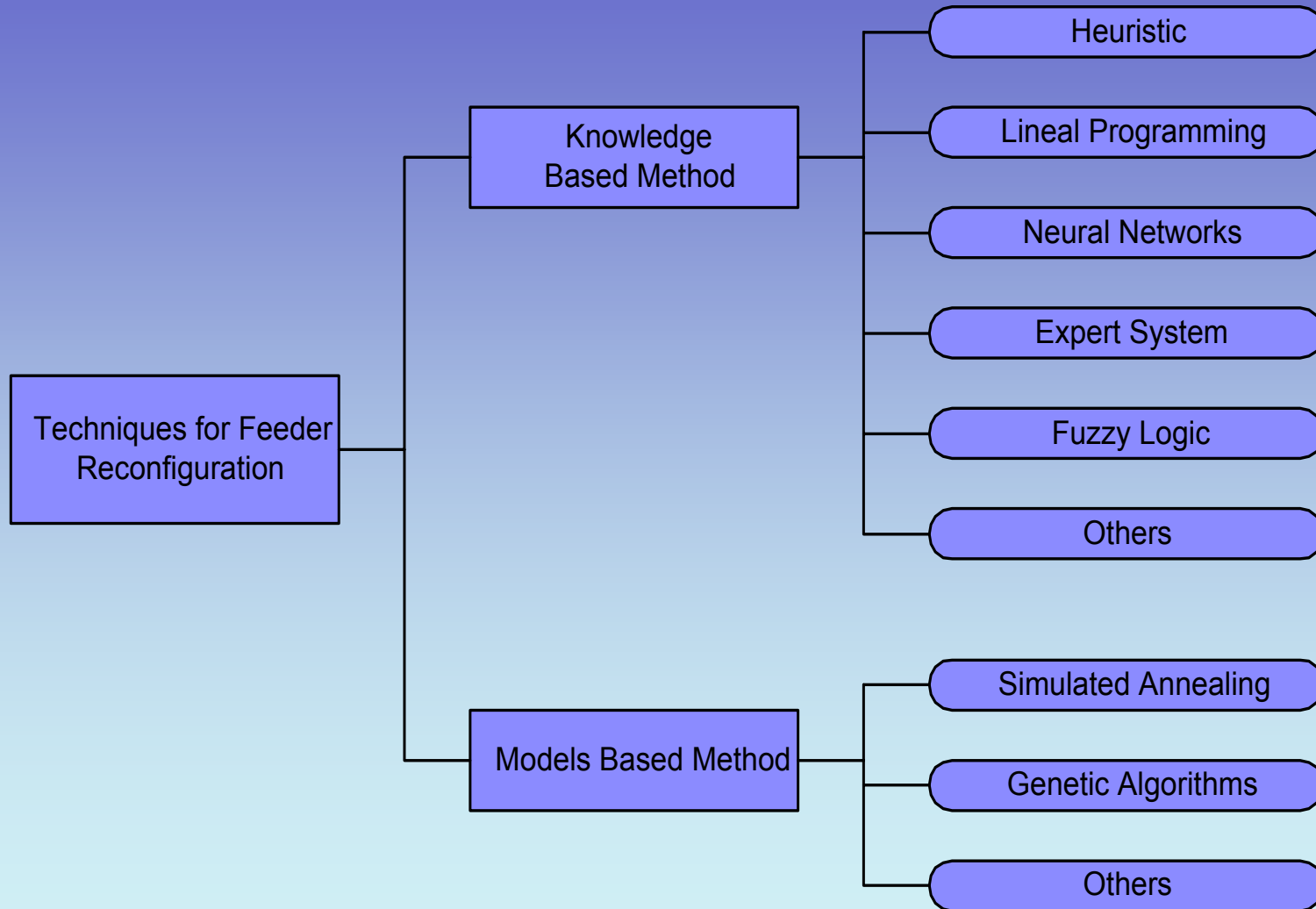


Reconfiguración de Alimentadores

Cualquiera que sea la topología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones mínimas que son:

- ✓ Que se conserve la configuración radial de los alimentadores
- ✓ Que todas las cargas sean servidas
- ✓ Que los dispositivos de protección de sobrecorriente queden debidamente coordinados
- ✓ Que no sean excedidos los límites térmicos de líneas, transformadores y otros equipos sean respetados
- ✓ Que los niveles de voltaje queden dentro de los límites establecidos

Reconfiguración de Alimentadores

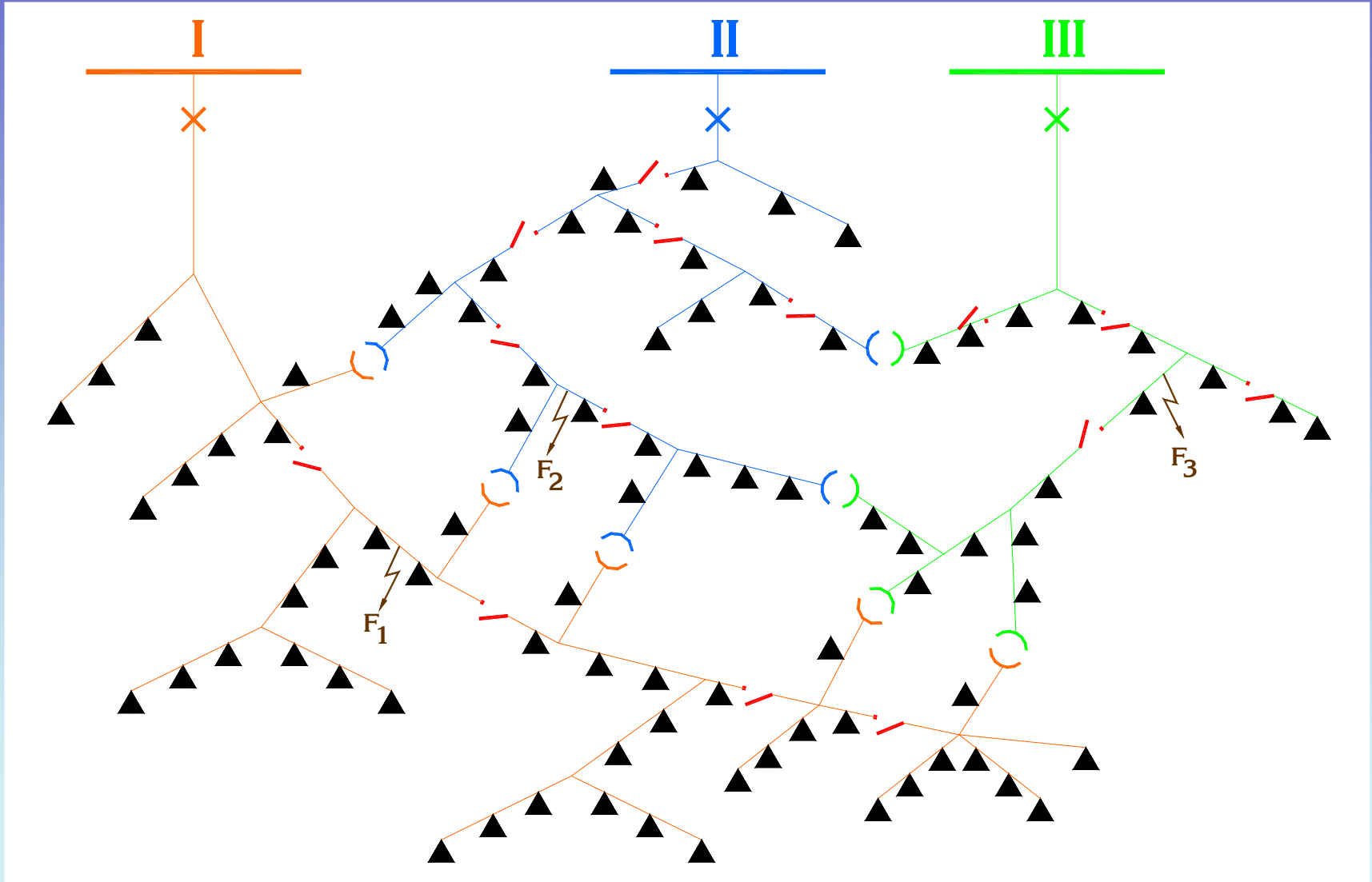


Localización de Switches para Reconfiguración de Alimentadores en Línea

- ❖ Una vez la topología óptima se ha establecido, se definen los puntos de ubicación de switches de frontera y seccionamiento para permitir reconfiguraciones ulteriores que sean necesarias para mejorar condiciones de operación o para restablecer el servicio después de fallas en el sistema.
- ❖ Los switches de frontera operan normalmente abiertos y se ubican en la frontera mas alejada a las subestaciones que haya entre dos alimentadores vecinos.
- ❖ Los switches de seccionamiento operan normalmente cerrados y se distribuyen a lo largo de cada alimentador. Idealmente de debe colocar un switch de seccionamiento por MW de carga. Esto da bastante flexibilidad a la operación de los alimentadores.



Localización de Switches para Reconfiguración de Alimentadores en Línea



Caso de Estudio

Para efectos ilustrativos se consideró la aplicación en el sistema de distribución de EMCALI.

En el análisis se tomó un prototipo con el 5% del sistema y que representa cargas de diferentes estratos, y cargas importantes tales como hospitales, estaciones de policía, escenarios deportivos e instituciones universitarias.



Caso de Estudio

SUBSTATION	CIRCUIT NAME	CIRCUIT CODE	NODES	TRANSF.	INSTALLED CAPACITY	LOAD FACTOR	LINKS	TOTAL LOSSES	
					(kVA)			(kW)	(kVar)
S. ANTONIO	CRISTALES	0106	283	152	16122	0.312	10	61.08	234.53
S. ANTONIO	CRA 10	0109	100	47	9927	0.253	2	10.99	32.60
S. ANTONIO	SAN FERNANDO	0110	152	81	7750	0.324	7	9.11	37.86
SUR	BRETAÑA	0513	469	251	27582	0.390	6	226.72	802.16
SUR	EL LIDO	0517	405	222	27147	0.333	9	292.36	809.14
SUR	EL CEDRO	0518	417	230	30760	0.283	8	99.98	323.07

Caso de Estudio

LINK	CURRENT LOCATION			RECOMMENDED LOCATION		INITIAL LOSSES (kW)			FINAL LOSSES (kW)			REDUCTION (kW)		VOLT MIN
#	LINK	CIRCUITS		LINK	CIRC.	LRC	LTC	TOTAL	LRC	LTC	TOTAL	PROG	FLOW	(P.U.)
1	100483A-100483B	0110	0517	1003445-1192621	0517	9.11	292.36	301.47	46.58	163.26	209.84	90.45	91.63	0.970302
2	105861B-105861A	0110	0106	1184784-1060406	0106	9.11	61.08	70.19	35.87	23.21	59.08	11.05	11.11	0.973206
3	121478B-121478A	0110	0106	1059041-1059050	0106	9.11	61.08	70.19	43.51	16.69	60.20	9.88	9.99	0.970410
4	105880B-105880A	0110	0106	1059084-1059092	0106	9.11	61.08	70.19	50.48	14.45	64.93	5.18	5.26	0.967839
5	105850B-105850A	0110	0106	105850A-1184695	0106	9.11	61.08	70.19	9.37	60.48	69.85	0.33	0.34	0.989122
6	105392B-105392A	0110	0106	105392A-1053914	0106	9.11	61.08	70.19	9.11	61.08	70.19	0.00	0.00	0.989240
7	100349B-100349A	0518	0517	1192540-1192531	0517	99.98	292.36	392.34	101.83	289.43	391.26	1.10	1.08	0.955976
8	100285B-100285A	0518	0517	1002741-1203495	0517	99.98	292.36	392.34	100.64	291.12	391.76	0.61	0.58	0.956378
9	100370B-100370A	0518	0517	1003976-1192621	0517	99.98	292.36	392.34	130.15	252.65	382.80	9.11	9.54	0.947586
10	119244B-119244A	0518	0517	119244A-1192434	0517	99.98	292.36	392.34	99.98	292.36	392.34	0.04	0.00	0.956510
11	100857A-100857B	0106	0518	1008544-1008528	0518	61.08	99.98	161.06	74.64	84.55	159.19	1.90	1.87	0.958511
12	106023A-106023B	0106	0518	1008536-1201573	0518	61.08	99.98	161.06	82.34	73.40	155.74	5.37	5.32	0.958584
13	100357A-100357B	0106	0518	1092499-1092481	0518	61.08	99.98	161.06	89.36	69.60	158.96	2.14	2.10	0.957062
14	100447A-100447B	0513	0517	1004484-1192426	0517	226.72	292.36	519.08	229.28	288.57	517.85	1.20	1.23	0.932889
15	106202A-106202B	0109	0513	1061321-1184474	0513	10.99	226.72	237.71	56.66	118.02	174.68	62.63	63.03	0.968333
16	106128A-106128B	0109	0513	5099684-1184482	0513	10.99	226.72	237.71	64.87	111.53	176.40	60.63	61.31	0.963412
17	1060546-1192248	0106	0517	1004646-1004638	0517	61.08	292.36	353.44	127.54	189.47	317.01	35.62	36.43	0.945557
18	5105455-1062115	0110	0513	5047145-1061852	0513	9.11	226.72	235.83	45.35	138.54	183.89	51.67	51.94	0.968140
19	1008340-1060872	0518	0106			99.98	61.08	161.06						
20	100498A-100498B	0513	0517	1004930-1192337	0517	226.72	292.36	519.08	255.70	255.93	511.63	7.32	7.45	0.928727
21	100209A-100209B	0513	0517	1192370-1192353	0517	226.72	292.36	519.08	250.19	266.32	516.51	2.41	2.57	0.928589

Notes: L.R.C.: Circuit which Receives Load

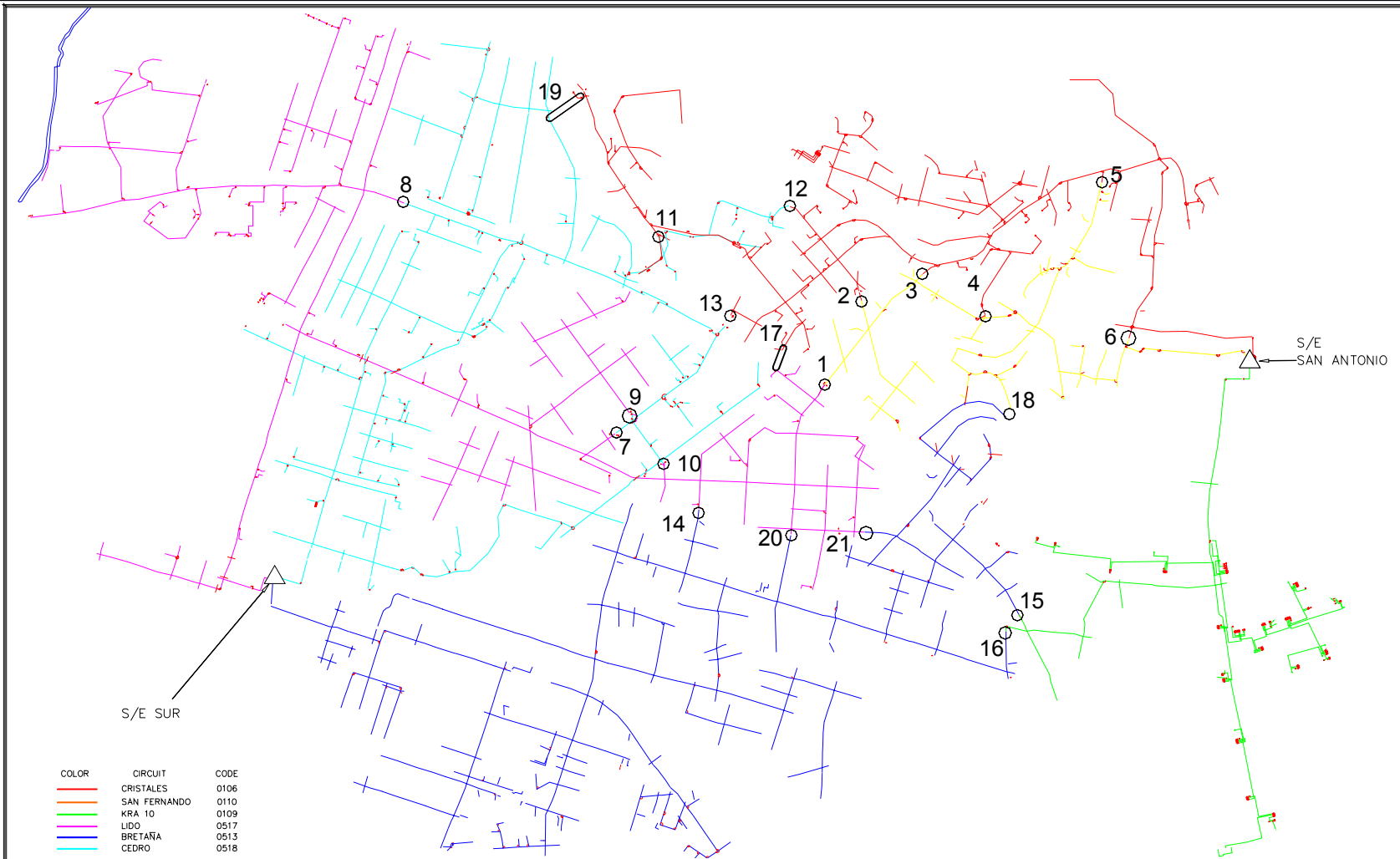
L.T.C.: Circuit which Transfers Load

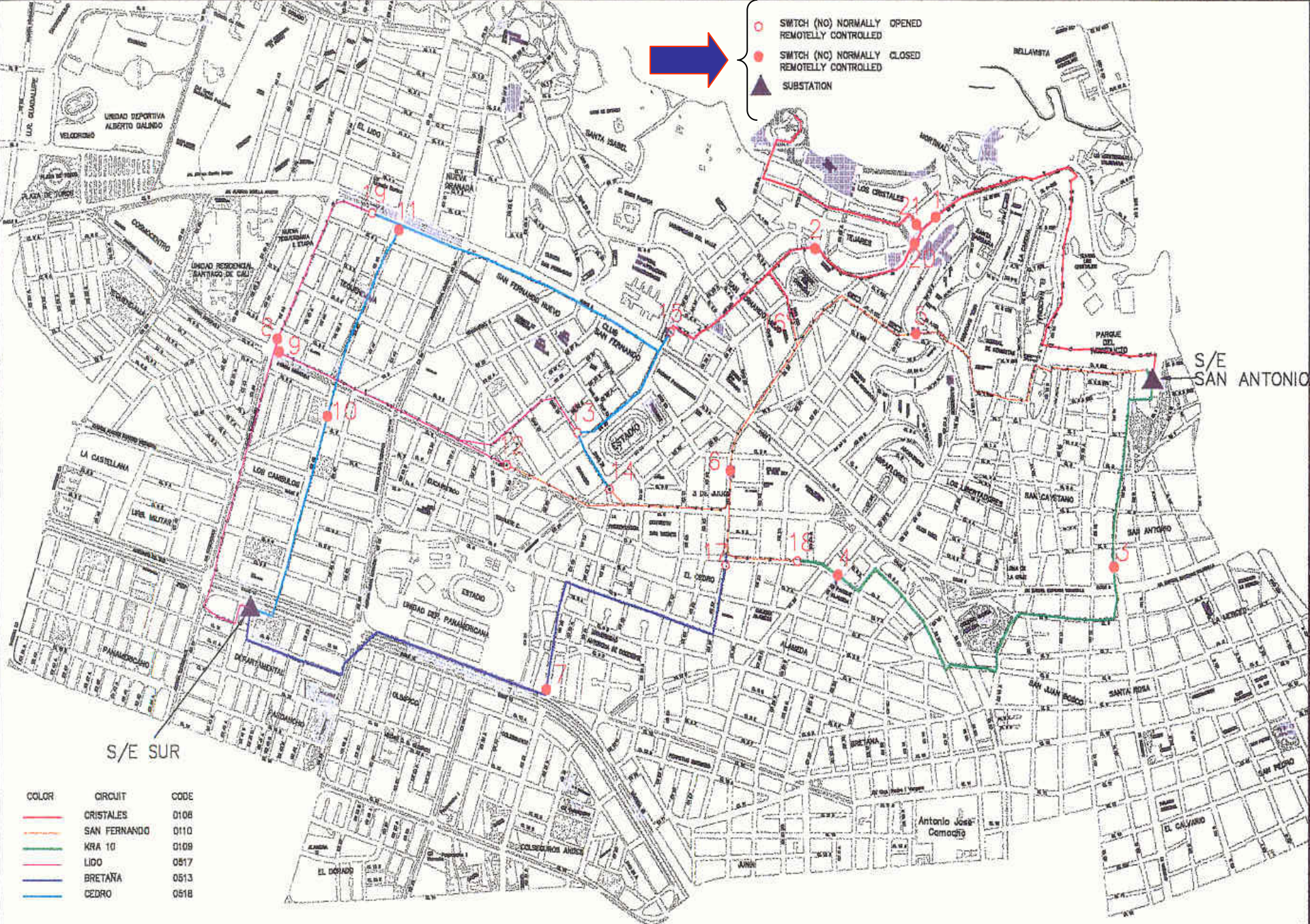
Caso de Estudio

LINK	CURRENT LOCATION			RECOMMENDED LOCATION		INITIAL LOSSES			FINAL LOSSES			REDUCTION (kW)		VOLT MIN
#	LINK	CIRCUITS		LINK	CIRC.	LRC	LTC	TOTAL	LRC	LTC	TOTAL	PROG	FLOW	(P.U.)
1	100483A-100483E	0110	0517	1003445-1192621	0517	9.11	292.36	301.47	46.58	163.26	209.84	90.45	91.63	0.970302
12	106023A-106023E	0106	0518	1008536-1201573	0518	61.08	99.98	161.06	82.34	73.40	155.74	5.37	5.32	0.958584
15	106202A-106202E	0109	0513	1061321-1184474	0513	10.99	226.72	237.71	56.66	118.02	174.68	62.63	63.03	0.968333
TOTALS						81.18	619.06	700.24	185.58	354.68	540.26	158.45	159.98	

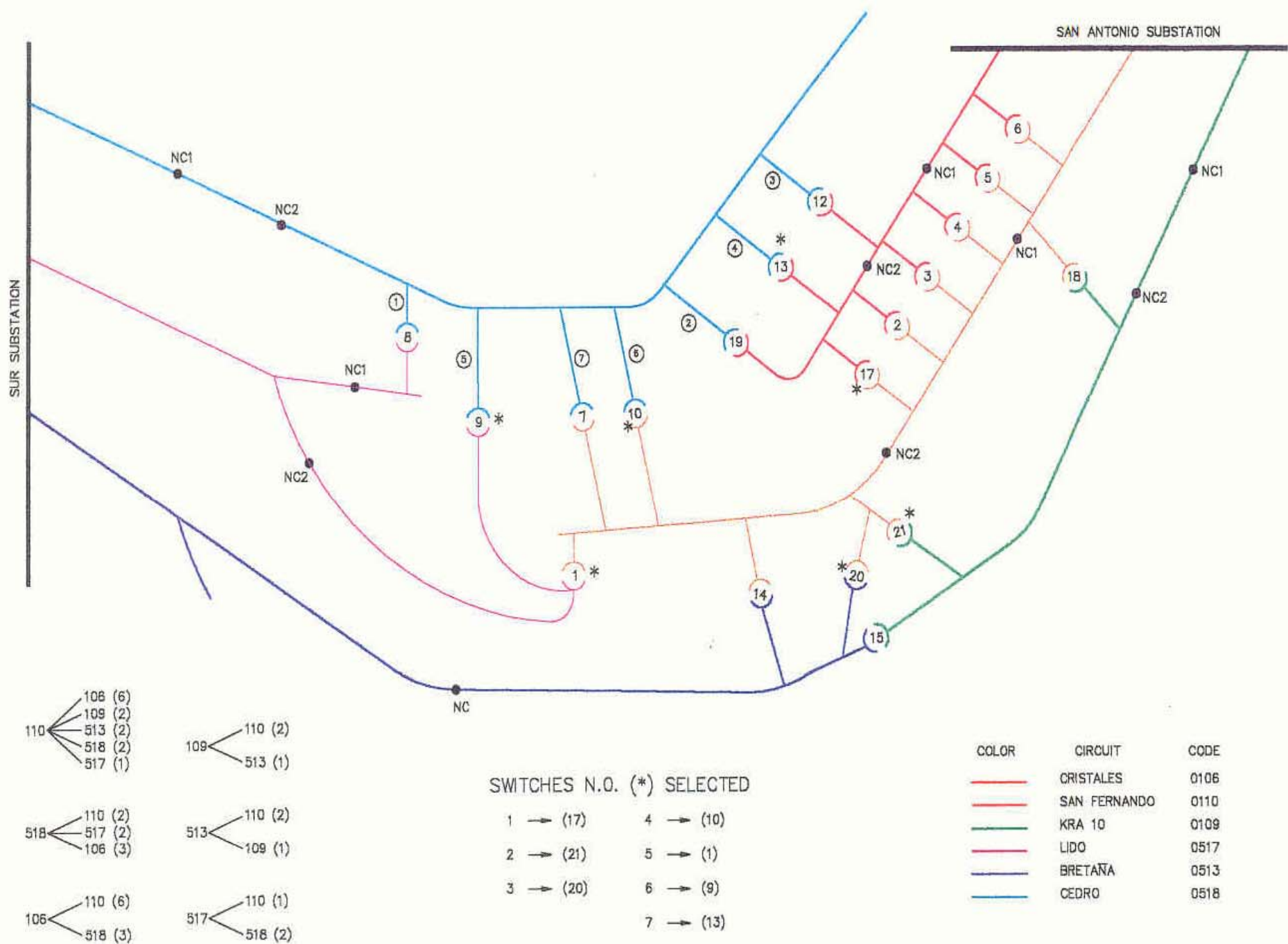


Caso de Estudio





Switches location for the prototype



Simplified diagram of the switches location

Ejercicio Económico

Datos:

Valor kWh	:	\$ 200
Ahorro	:	160 kW

Ahorro anual

$$160 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 200 \text{ \$/kWh} = \$280.32 \text{ millones}$$

Si la muestra es el 5%, el ahorro total equivale a \$ 5606.4 millones $\cong$ 2.5 millones de \$ US

Restablecimiento del Servicio

- Las funciones de restablecimiento del servicio después de eventos o fallas del sistema de distribución, buscan opciones que permitan normalizar la situación a la mayor cantidad posible de usuarios.
- Para el efecto es muy importante la posibilidad de disponer de switches en lo posible operados automáticamente para aligerar la velocidad de respuesta y aumentar la confiabilidad en las decisiones.
- Las límites operativos generalmente son mas laxos mientras se esté en condiciones de emergencia.

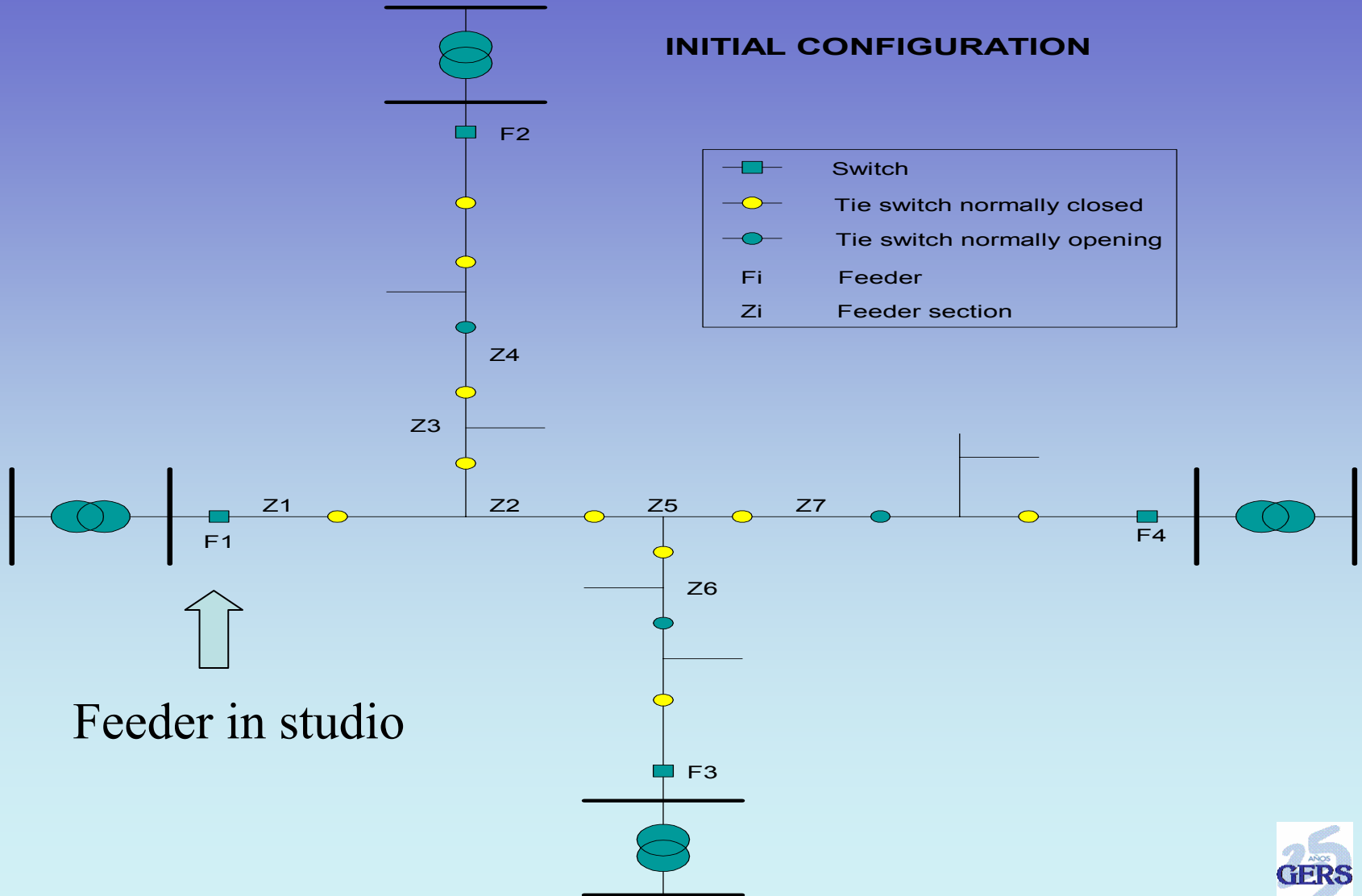
Restablecimiento del Servicio

- La solución óptima consiste en seleccionar una combinación de estados de los equipos que satisfaga las condiciones operativas.
- Lo anterior lleva a una situación de muchas opciones que aumenta en número exponencialmente con el tamaño del sistema.
- El solución se define tratando el problema mediante programación lineal en donde un mayor numero de cargas (A_{ij}) sean alimentadas de los transformadores (X_{ij}) que se hallen disponibles en un momento dado.

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n A_{ij} \cdot X_{ij} \Rightarrow \text{Max}$$

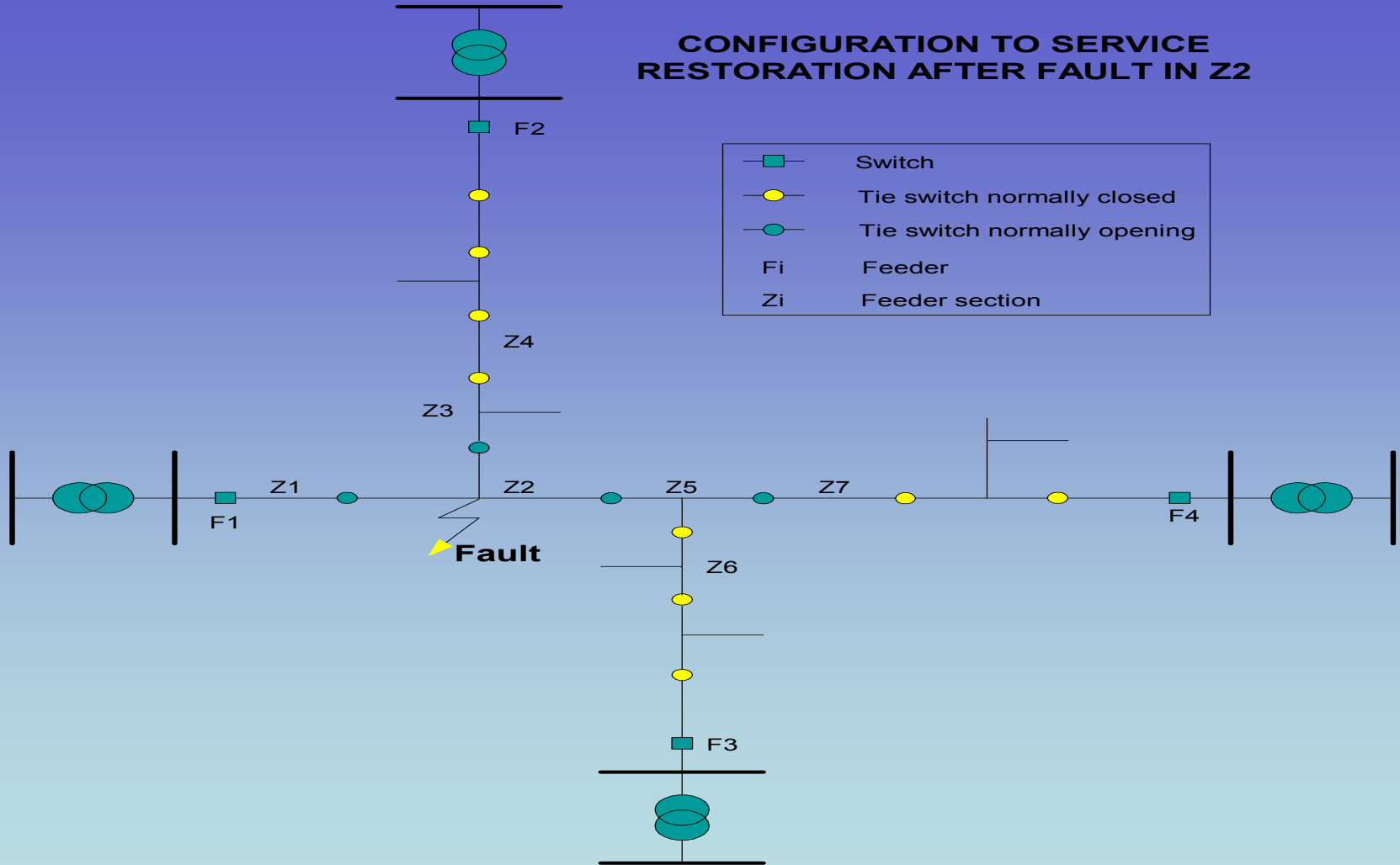
Restablecimiento del Servicio

INITIAL CONFIGURATION



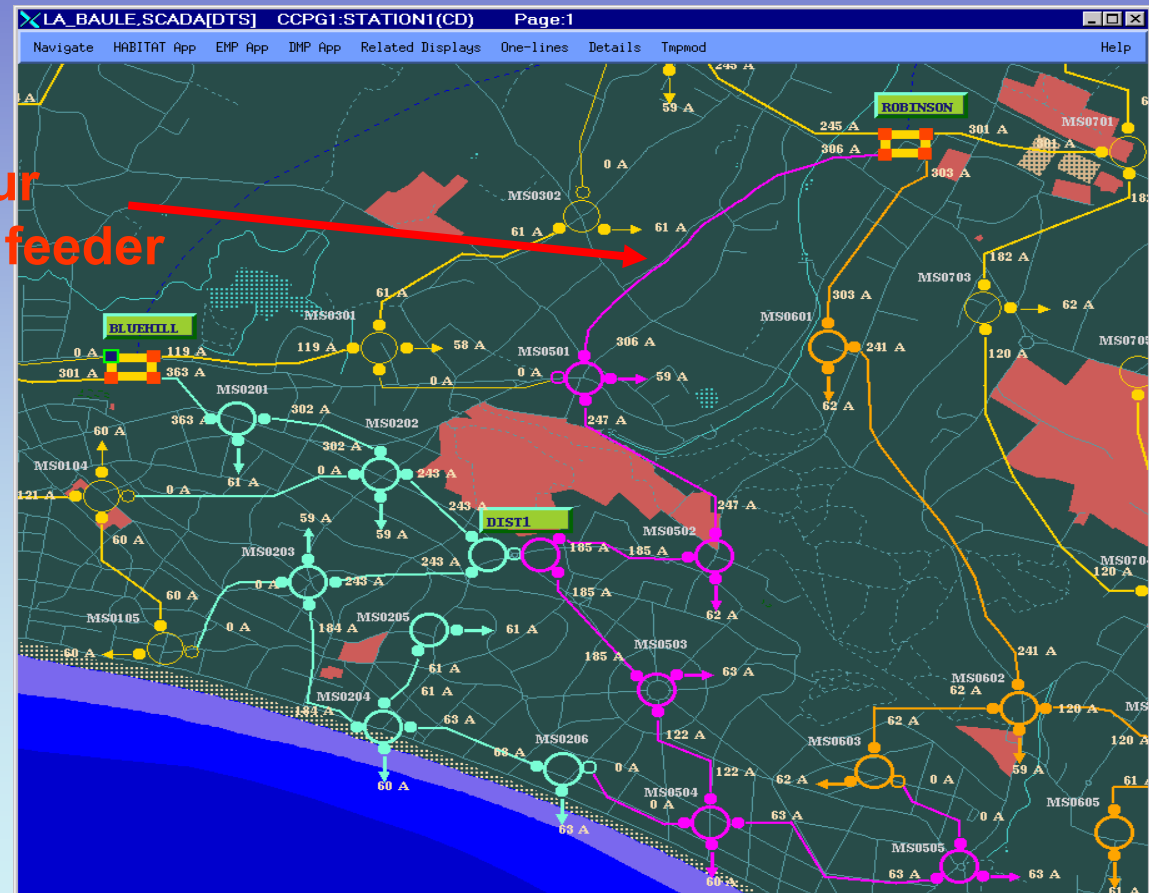
Restablecimiento del Servicio

CONFIGURATION TO SERVICE RESTORATION AFTER FAULT IN Z2

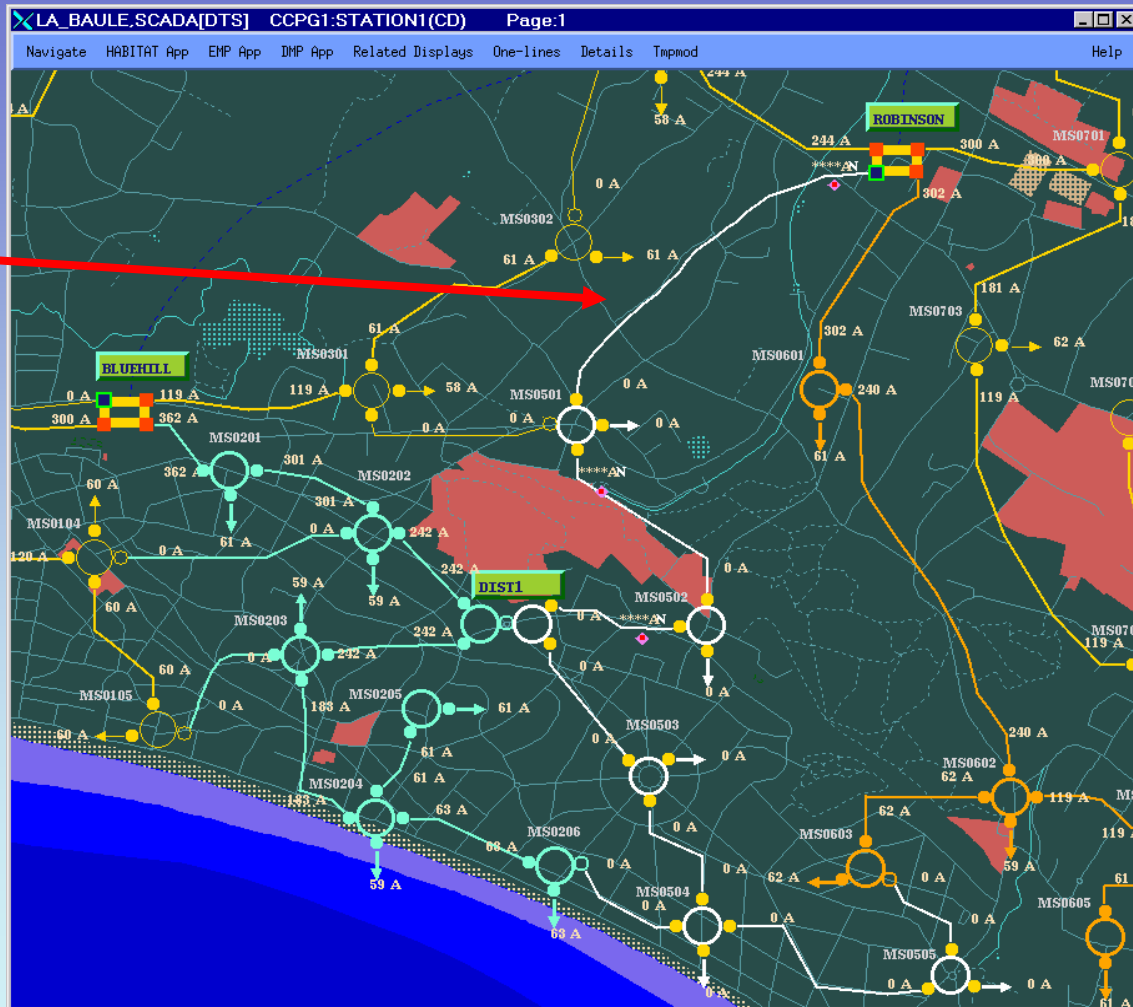


Initial Situation.

A fault will occur in the magenta feeder

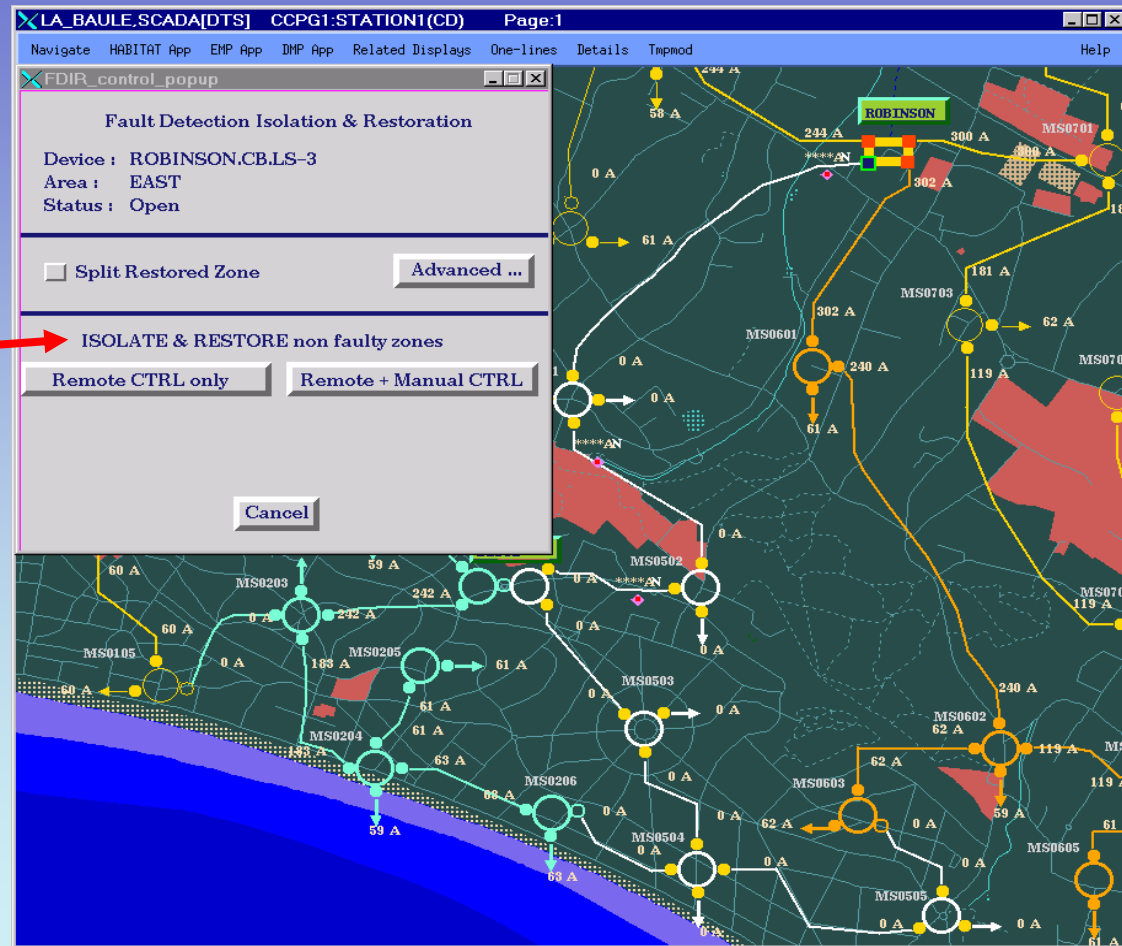


Magenta Feeder_ has tripped



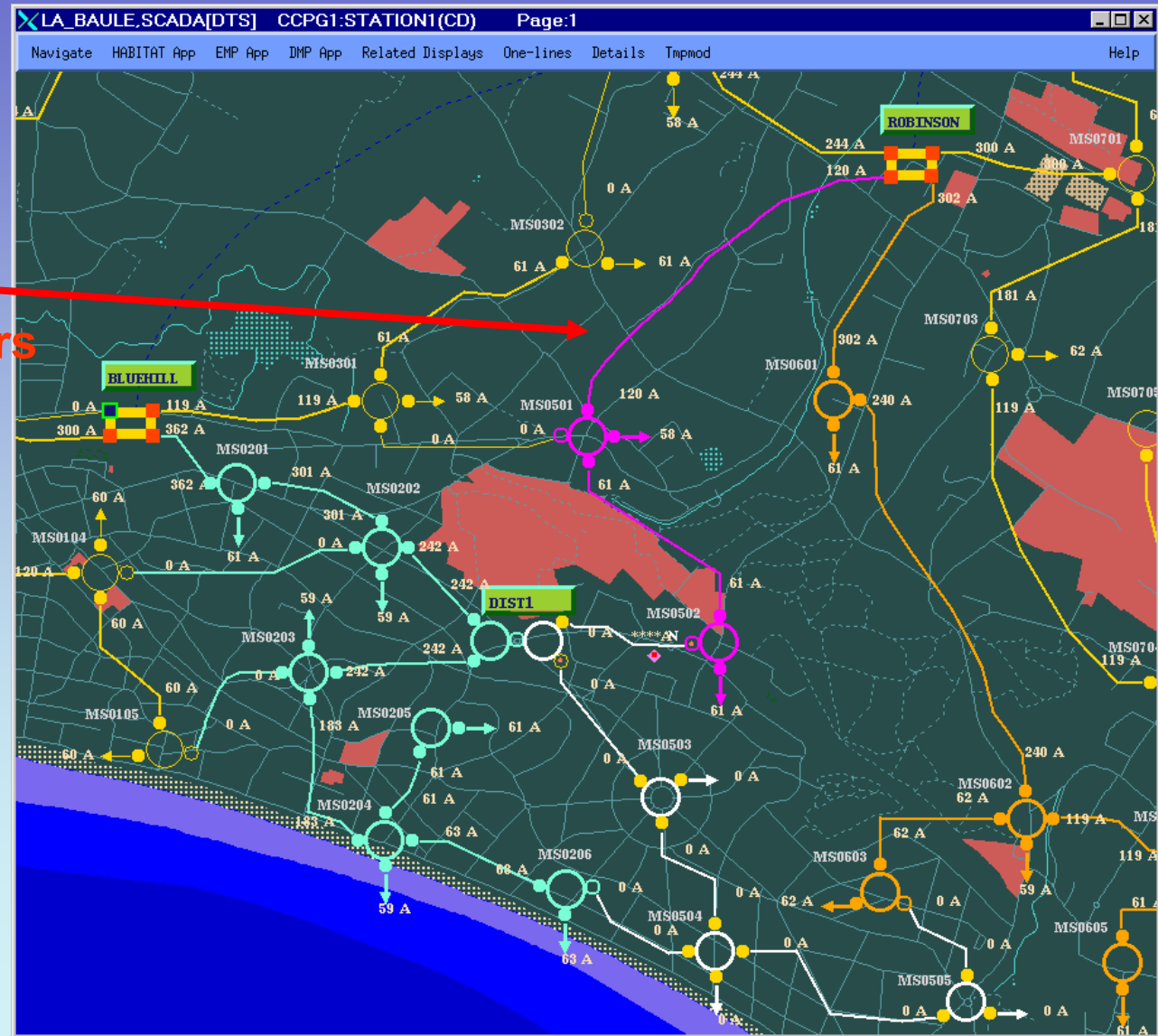
Restablecimiento del Servicio

restore
is called to
isolate the fault
and restore the
network



Restablecimiento del Servicio

restore has
1- isolated the fault
2- restored the part
upstream to the fault,
using the fault detectors



Restablecimiento del Servicio

All possible
Restoration plans
are then proposed
to the operator

FDIR_SUMMARIZED_PLANS.FDIR[DTS] CCPG1 - STATION1 (FDIR)

Fault Detection Isolation & Restoration

Application is: Ready

Restoration Plans

Done Application Log Operator Log

Isolate & restore non faulty zones on ROBINSON.CB.LS-3 processing done

Clear Request

Isolation Plan Restoration Plans

		Global	Restored Load (MW)	Non Restored Load (MW)	Level	Total Switchings	Manual Switchings	Margin (MVA)	Lowest Voltage (p.u.)	Losses Added (MW)	SAIFI (interup. / year)	R
RES002	Detail ...	204	3.320	0.000	1	1	0	2.160	0.971	0.130	0.668	
RES003	Detail ...	192	3.320	0.000	1	1	0	1.034	0.947	0.281	0.670	
RES004	Detail ...	4	3.320	0.000	1	3	0	2.218	0.958	0.194	0.669	
RES005	Detail ...	4	3.320	0.000	1	3	0	2.218	0.958	0.194	0.669	
RES006	Detail ...	-222	2.195	1.125	1	2	0	3.344	0.979	0.071	0.671	
RES007	Detail ...	-233	2.195	1.125	1	2	0	2.218	0.958	0.163	0.672	
RES008	Detail ...	-233	2.195	1.125	1	2	0	2.218	0.958	0.163	0.672	
RES009	Detail ...	-233	2.195	1.125	1	2	0	2.218	0.958	0.163	0.672	
RES010	Detail ...	-233	2.195	1.125	1	2	0	2.218	0.958	0.163	0.672	
RES011	Detail ...	-421	2.195	1.125	1	4	0	3.402	0.970	0.099	0.671	

Restablecimiento del Servicio

One Restoration plan
is selected

FDIR_DETAILED_PLAN.FDIR[DTS] CCGP1 - STATION1 (VIEW_133)

Fault Detection Isolation & Restoration

Application is : Ready

All Plans

Done

Detailed Restoration Plan

Application Log

Operator Log

Isolate & restore non faulty zones on ROBINSON.CB.LS-3 processing done

Plan RES004 Select Execute Cancel Automatic Step by Step WO Copy Plan

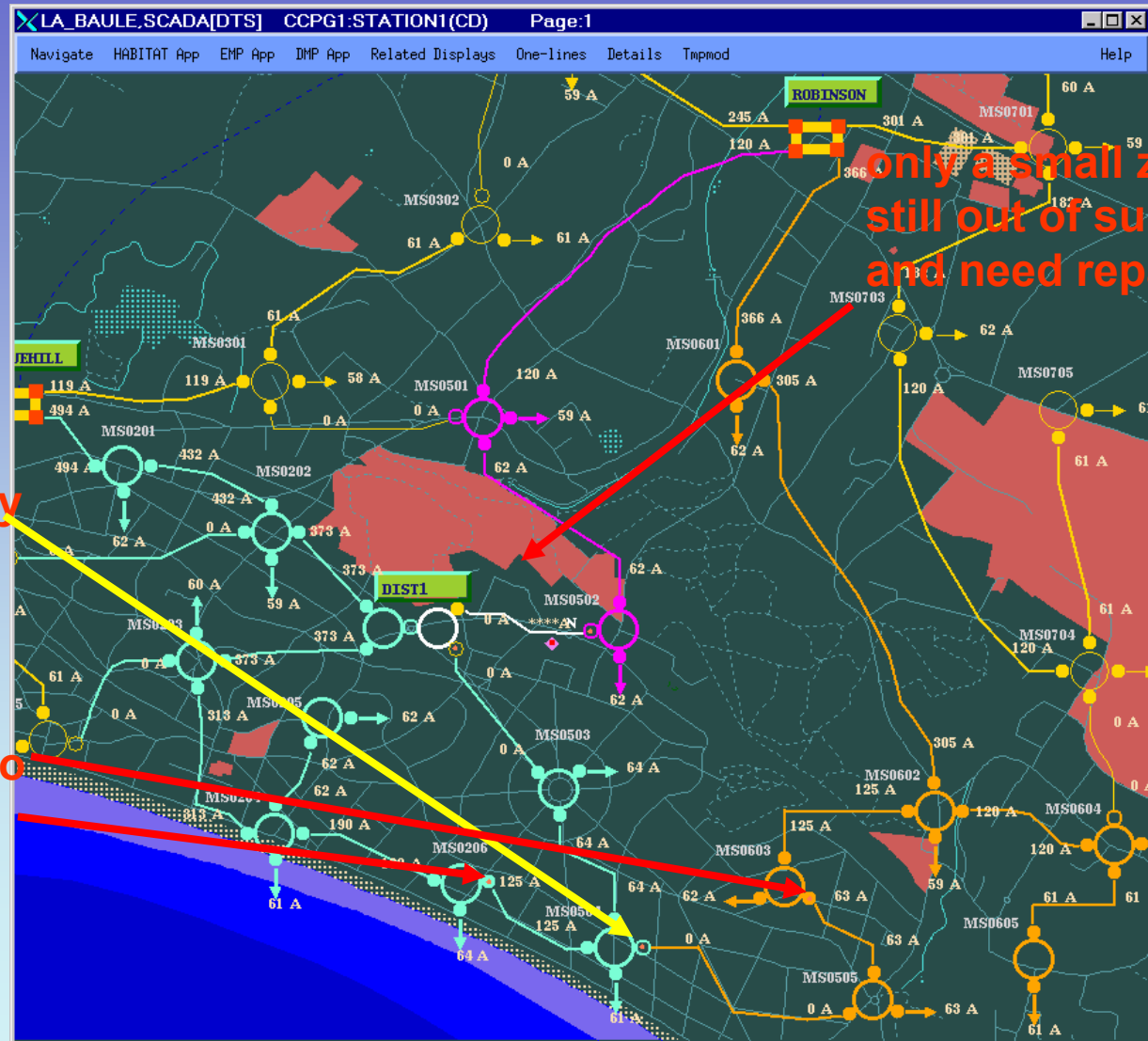
Check List	Global	Restored Load (MW)	Non-Restored Load (MW)	Level	Total Switchings	Manual Switchings	Margin (MVA)	Losses (MW)	Lowest Voltage (pu)	Lowest Voltage at loc
Unknown	4	3.320	0.000	1	3	0	2.218	0.194	0.958	LD MS0503_L

External Area	Substn	Device type	Device	Point	Current position	Action state	Action	Restored Load (MW)	Margin (MVA)
	MS0504	CB	CB-13	STTS	is closed	Ready	☐ OPEN ☐	Execute Display	
	MS0603	CB	CB-13	STTS	is open	Ready	☐ CLOSE ☐	Execute Display	1.12 4.47
	MS0206	CB	CB-13	STTS	is open	Ready	☐ CLOSE ☐	Execute Display	2.20 2.22

Restoration plan has been executed

Breaker that open to avoid two-end supply of feeders

Breakers that close to restore the system



Only a small zone is still out of supply and need repair

Contenido

- ❖ Introducción
- ❖ Índices de calidad del servicio eléctrico
- ❖ Niveles de automatización de un sistema de potencia
- ❖ Automatización de subestaciones
- ❖ Sistemas de comunicaciones
- ❖ Funciones del DMS
- ❖ Funciones del DA
- ❖ **Acciones a seguir**

Acciones a seguir

A continuación se presentan las actividades que se sugieren para iniciar un plan que permita la implantación de un Sistema Automatizado de Distribución en una electrificadora

- ✓ Recolección de información
- ✓ Definición de la configuración óptima
- ✓ Definición del sistema a automatizar
- ✓ Estudios del sistema
- ✓ Definición del sistema de comunicaciones
- ✓ Diseño de subestaciones y redes
- ✓ Ajuste de protecciones
- ✓ Preparación de especificaciones técnicas
- ✓ Implementación de bases de datos

Questions