



DOCUMENTO DE TRABAJO

CONVERGENCIA DE CRITERIOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES AT/MT

**GERENCIA DE PROCESOS TECNICOS
LINEA DE NEGOCIO DE DISTRIBUCION REGIONAL
ENERO 2002**



DOCUMENTO DE TRABAJO

CONVERGENCIA DE CRITERIOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES AT/MT

Preparada por: Subgerencia Ingeniería y Obras AT GERENCIA PROCESOS TÉCNICOS LNDR - CHILECTRA	Empresas Participantes: CERJ – Gerencia de Ingeniería CHILECTRA S.A. – Subgerencia Planif. e Ing. CODENSA S.A.E.S.P. – Gerencia de Distribución COELCE – Subgerencia de Ingeniería EDELNOR S.A.A. – Gerencia Técnica EDESUR S.A. – Dirección de Distribución	Emitida por: Subgerencia de Ingeniería y de Obras AT GERENCIA DE PROCESOS TÉCNICOS LÍNEA DE NEGOCIO DE DIST. REGIONAL
Editada : 19 de agosto de 2001 Revisada : 30 de enero de 2002		



INDICE

1. RESUMEN	5
2. INTRODUCCION	9
3. OBJETIVO.....	10
4. ALCANCE.....	10
5. CRITERIOS GENERALES.	10
5.1. FUNCIONALIDAD DE LAS INSTALACIONES.	10
5.2. CALIDAD DEL EQUIPAMIENTO.....	11
5.3. PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE.....	11
5.4. CONDICIONES DE TRABAJO.....	11
5.5. CONFIABILIDAD Y COSTOS.....	11
6. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EXISTENTES.	12
7. CRITERIOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS EQUIPOS A INSTALAR EN LAS SE'S DEL GRUPO ENERSIS.	14
7.1. SECCIONADORES DE ALTA TENSIÓN.....	14
7.2. INTERRUPTORES DE ALTA TENSIÓN.	15
7.3. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN DE ALTA TENSIÓN.....	15
7.4. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	16
7.5. CELDAS DE M.T. (10 kV A 34,5 kV)	18
7.6. BANCOS DE CONDENSADORES.....	19
7.7. SISTEMA INTEGRADO DE CONTROL Y PROTECCIÓN	20
7.8. PROTECCIONES	22
7.9. CRITERIOS DE CONTROL EN POSICIONES AT Y MT DE SUBESTACIONES.	23
7.9.1. Alimentación en corriente continua	23
7.9.2. Automatismos	23
7.9.3. Control.....	23
7.10. CRITERIOS DE CONTROL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	24
7.11. TELECONTROL DE LA SUBESTACIÓN	25
7.12. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.	25
8. CONDICIONES GENERALES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN.....	26



9. TIPOS DE SUBESTACIONES AT/MT DEL GRUPO ENERSIS.	30
9.1. CONEXIÓN DE LAS SUBESTACIONES CON LA RED AT EXISTENTE.	30
9.2. PATIOS DE ALTA TENSIÓN.	30
9.3. PATIOS DE MEDIA TENSIÓN.	30
9.4. DIAGRAMAS UNIFILARES TÍPICOS.	31
ANEXO 1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAS USADOS EN LAS FILIALES.	41
ANEXO 2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA: ETAPAS DE VENTILACION.	43
ANEXO 3. ENERGIZACION DE TRANSFORMADORES MEDIANTE SECCIONADORES.	45
ANEXO 4. TEMAS Y ACTIVIDADES PENDIENTES.	47



1. RESUMEN

Introducción

Durante el año 2001 se desarrollaron varias actividades correspondientes al Proyecto de Convergencia de Criterios de Diseño de Subestaciones AT/MT (SE's), las cuales culminaron en la realización de una Reunión Corporativa (agosto 2001), la formulación de algunas consultas y su posterior respuesta por parte de las Empresas.

El presente documento constituye una versión revisada del Documento de Trabajo que se analizó en la Reunión Corporativa, en que se han incorporado los acuerdos adoptados en dicha Reunión, así como también se han incluido algunos comentarios recibidos de las Empresas sobre ciertos puntos particulares en que todavía subsisten diferencias.

Objetivo.

El objetivo que se busca es definir los criterios funcionales de diseño y construcción de las nuevas SE's AT/MT de las Empresas Distribuidoras del GRUPO ENERSIS.

Las conclusiones deberán aplicarse a todas las nuevas SE's, y también, en la medida que sea razonable hacerlo, a las ampliaciones o renovaciones de SE's existentes.

Criterios Generales.

Se ha logrado consenso en cuanto a un conjunto de criterios generales de diseño relacionados con los siguientes aspectos:

1. Funcionalidad de las instalaciones.
2. Calidad del equipamiento.
3. Preservación del medio ambiente.
4. Condiciones de trabajo.
5. Confiabilidad y costos.

Sistemas eléctricos existentes en las Empresas.

Se presenta un cuadro resumen con las características principales de estos Sistemas, los cuales constituyen el medio en el cual se deben insertar las nuevas SE's.



Criterios de optimización de los principales equipos y sistemas utilizados en las SE's AT/MT.

1. Seccionadores de Alta Tensión:

Aparte de las características principales de estos equipos, que se encuentran en la Especificación Corporativa correspondiente, se ha propuesto el uso generalizado de seccionadores de accionamiento manual. Y como excepción el uso de seccionadores motorizados (casos de telecontrol o automatismos).

2. Interruptores de Alta Tensión:

Características principales en la Especificación Corporativa correspondiente.

3. Transformadores de Instrumentación de AT.:

Características principales en la Especificación Corporativa correspondiente.

4. Transformadores de Potencia:

Aparte de las características incluidas en la Especificación Corporativa pertinente, se ha propuesto y discutido lo siguiente:

Todos los transformadores (con excepción de algunos de pequeña potencia) incluirán Cambiador de Derivaciones Bajo Carga.

Todos los transformadores serán refrigerados externamente mediante ventiladores, y tendrán una sola etapa de ventilación.

Los aisladores pasantes (bushings) de AT de los transformadores incluirán los transformadores de corriente necesarios en la posición (bahía) correspondiente. No se usarán TC's externos, salvo en casos excepcionales.

Se incluirá protección diferencial para todos los transformadores.

La corriente en MT tendrá un valor máximo de 2.500 A.

Los transformadores no operarán normalmente en paralelo.

En cada SE deberá estudiarse la forma de asegurar respaldo frente a falla de algún transformador.

Sobre algunos de los puntos anteriores subsisten diferencias de criterio.

5. Celdas de Media Tensión.

Características principales en la Especificación Corporativa correspondiente.

Se consideran celdas compartimentadas (tipo "metalclad") de simple barra y de doble barra, según requerimientos particulares. También sería posible aceptar celdas blindadas en SF6, dependiendo de su costo.

6. Bancos de Condensadores.

7. Sistema Integrado de Control y Protección (SICP).

Todas las SE's nuevas dispondrán de un SICP cuyas características principales son:

Sistema integrado en cuanto a la información, sistema distribuido, sistema escalable y modular, sistema abierto.

Sistema configurado en base a Unidades de Control de Posición (UCP's) y una Unidad de Control de la SE (UCS), que incluye Interfaz Hombre Máquina (PC, monitor, etc).



Incorporación de las funciones de protección, medida, control, señalización y supervisión, ya sea en las UCP's o en la UCS.

Capacidad de comunicación entre UCP's, entre UCP's y UCS, y entre UCS y el COS.

Otras características en la Especificación Corporativa correspondiente.

8. Protecciones.

Forman parte del SICP y deben ser diseñadas en base a microprocesadores.

Tienen capacidad de comunicación, pueden supervisarse y ajustarse remotamente.

Tienen capacidad de registrar eventos.

Otras características en la Especificación Corporativa correspondiente.

Criterios aplicables al diseño desde el punto de vista constructivo.

Preferencia por utilización de elementos prefabricados en las construcciones, para mejorar plazos de construcción.

Prevención de riesgo de incendio en transformadores, mediante uso de muros cortafuego.

Uso de foso individual para los transformadores y depósito de recuperación del aceite aislante.

Diseños típicos actualmente en uso en las diferentes Empresas.

1. Conexión con la red de AT:

La SE debe tener doble alimentación en AT. La forma de conectarse a la red existente dependerá de cada caso particular.

2. Patios de Alta Tensión:

Se usan preferentemente equipos tipo exterior. Los esquemas de conexión varían desde:

Doble circuito sin acoplamiento (EDESUR).

Doble circuito con acoplamiento (esquema tipo "H") (CERJ y CHILECTRA)

Doble circuito y barra simple (EDELNOR y CODENSA).

Doble circuito, barra principal y barra de transferencia (COELCE).

3. Patios de media Tensión:

Los esquemas de conexión más utilizados son:

Celdas MT simple barra, tipo interior (CERJ, CODENSA, EDELNOR, EDESUR).

Equipos tipo exterior, con esquema barra principal y barra auxiliar (COELCE).

Equipos tipo exterior con barra principal y auxiliar; y/o Celdas MT doble barra. Tipo interior (CHILECTRA).



Temas y Actividades pendientes.

Los temas y/o actividades que se deberían abordar en la siguiente etapa del Proyecto de Convergencia y Estandarización de Diseños son:

1. Clasificación general de las nuevas SE's AT/MT.
2. Estudio comparativo de los diferentes esquemas eléctricos de Alta Tensión.
3. Selección de los Transformadores de Potencia a usar en las futuras SE's.
4. Estudio comparativo de los diferentes esquemas eléctricos de Media Tensión.
5. Selección de los diagramas unifilares de las nuevas SE's del GRUPO ENERSIS.
6. Revisión de las Especificaciones Corporativas de equipos de SE's.
7. Estudio y selección de los esquemas de protección, control y medida.



2. INTRODUCCION

Durante el año 2001 se desarrollaron diferentes actividades correspondientes al Proyecto de Convergencia de Diseños de Subestaciones AT/MT, siendo las principales las que se indican a continuación:

- Recopilación de información de parte de las Empresas del GRUPO ENERSIS acerca de sus diseños típicos actualmente en uso.
- Análisis y resumen de la información recibida.
- Preparación de un Documento de Trabajo sobre Criterios Funcionales de Diseño de Subestaciones AT/MT.
- Desarrollo de una Reunión Corporativa de intercambio de experiencias y análisis del Documento de Trabajo (Agosto 2001).
- Formulación de temas pendientes y consultas a las Empresas, como resultado de la Reunión Corporativa.
- Recepción y análisis de las respuestas de parte de las Empresas.
- En forma paralela, observaciones a las Especificaciones Corporativas de Compra de Equipos, en base a la experiencia obtenida en los procesos de Licitación.

El presente documento constituye una nueva versión del Documento de Trabajo inicial, en el cual se han incorporado los acuerdos adoptados en la Reunión Corporativa de Agosto, así como también se incluyen los comentarios recibidos de las Empresas sobre algunos puntos en que todavía subsisten diferencias.

El capítulo 5 contiene un conjunto de criterios generales de diseño.

El capítulo 6 resume las características principales de los sistemas eléctricos existentes en las Empresas del Grupo.

El capítulo 7 reúne los criterios aplicables a los principales equipos y sistemas utilizados en las Subestaciones.

El capítulo 8 contiene criterios aplicables al diseño desde el punto de vista constructivo.

El capítulo 9, a modo ilustrativo, presenta un resumen de los diseños típicos actualmente en uso en las diferentes Empresas.

Finalmente, se presentan algunos Anexos, con antecedentes relativos a diferentes tópicos, y uno en particular con una enumeración (proposición) de los Temas y Actividades pendientes que se deberían abordar en la siguiente etapa del Proyecto de Convergencia y Estandarización de Diseños.

En el texto aparecen en rojo los párrafos sobre los cuales no se han logrado acuerdos, y en azul algunos comentarios de las Empresas sobre puntos de divergencia.



3. OBJETIVO.

El objetivo del presente documento es definir los criterios funcionales de diseño y construcción de las nuevas Subestaciones AT/MT (SE's) de las Empresas Distribuidoras del Grupo ENERSIS (en adelante, las Empresas).

4. ALCANCE.

Las conclusiones y/o recomendaciones de este documento serán de aplicación obligatoria en todas las nuevas SE's AT/MT de las Empresas.

Y en las SE's existentes que requieran trabajos de ampliación y/o renovación se procurará su aplicación en la medida que las condiciones particulares lo permitan.

5. CRITERIOS GENERALES.

El diseño de las SE's se realizará aplicando en forma integrada criterios generales relacionados con los siguientes aspectos:

- ✓ Funcionalidad de las instalaciones
- ✓ Calidad del equipamiento
- ✓ Preservación del Medio Ambiente
- ✓ Condiciones de trabajo
- ✓ Confiabilidad y costos

5.1. FUNCIONALIDAD DE LAS INSTALACIONES.

- ✓ Elección de diagramas unilineales capaces de evolucionar, con etapa inicial de construcción mínima.
- ✓ Disposiciones físicas que permitan la utilización de equipos ubicados de manera que se facilite su mantenimiento, reemplazo y ampliaciones futuras, con el mínimo de interrupciones de servicio.
- ✓ Operación de la SE en forma telecontrolada.
- ✓ Capacidad de respaldo en la SE ante falla de un transformador, mediante transformador de reserva, o SE móvil, o respaldo desde la red de distribución, o sistema mixto.
- ✓ Preferencia por equipos que permitan un mantenimiento basado en el estado de los mismos, para lo cual deben poseer sensores que monitoreen e identifiquen defectos latentes.
- ✓ Comunicación del estado de los equipos al Area de Mantenimiento.
- ✓ Eliminación de elementos y servicios prescindibles.



5.2. CALIDAD DEL EQUIPAMIENTO.

- ✓ Elección de equipos que garanticen elevada confiabilidad. La calidad de los equipos deberá asegurarse mediante las condiciones, criterios y exigencias señalados en las Especificaciones Corporativas, los cuales se basarán en las pruebas exigidas en las Normas internacionales aplicables.
- ✓ Elección de equipos que necesiten bajo o nulo mantenimiento.
- ✓ Elección de equipos que preferentemente se autodiagnostiquen y comuniquen su estado.
- ✓ Preferencia por equipos con características estándares, es decir, que correspondan a las líneas normales de fabricación.
- ✓ Incorporación de equipos con nueva tecnología sólo cuando se tengan suficientes antecedentes de buen desempeño.

5.3. PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE.

- ✓ Aplicación de medidas para atenuar los efectos negativos relativos a impacto visual, ruido y eliminación de residuos.

5.4. CONDICIONES DE TRABAJO.

- ✓ Seguridad y facilidad para el personal en las maniobras locales de equipos y en las labores de mantenimiento.
- ✓ Ausencia de obstáculos en zonas de tránsito para la circulación libre de personas y vehículos.
- ✓ Eliminación de superficies resbaladizas.
- ✓ Señalización adecuada de todos los riesgos (eléctricos, mecánicos, etc.).

5.5. CONFIABILIDAD Y COSTOS.

- ✓ Elección de diagramas unilineales basados en la obtención de los mejores índices confiabilidad/inversión.
- ✓ Elección de equipos y materiales que permitan optimizar costos y plazos de construcción.
- ✓ Tamaño y desarrollo de las SE's en concordancia con las características de la demanda.
- ✓ Adaptación de las SE's a restricciones externas tales como: reglamentaciones de la autoridad reguladora, disponibilidad de espacio, posibles penalizaciones.



6. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EXISTENTES.

En la Tabla siguiente se resumen las características principales de los sistemas eléctricos existentes en las Empresas.

CARACTERÍSTICA	CERJ	CODENSA	COELCE	CHILECTRA	EDELNOR	EDESUR
Frecuencia (Hz)	60	60	60	50	60	50
Voltaje nominal del sistema (kV)	-	-	-	-	-	-
AT1	-	230	230	220	220	220
AT2	138	115	-	110	-	132
AT3	69	-	69	66	60	-
MT1	34,5	34,5	-	23	-	33
MT2	138/11,95	11,4/13,2	13,8	12	10	13,2
Nivel cortocircuito simétrico (kA)	-	-	-	-	-	-
AT1	-	40	40	40	25	40
AT2	20	31,5	-	40	-	31,5
AT3	20	-	20	25	25/31,5	-
MT1	16	8	-	25	-	8
MT2	25/25	16	16	25	31,5/40	16
Nivel Aislamiento Um/Uf/Ui (kV)	-	-	-	-	-	-
AT1	-	245/530/850	245/460/1050	245/460/1050	245/460/1050	245/395/950
AT2	145/275/650	123/230/550	-	123/230/550	-	145/230/550
AT3	72,5/140/350	-	72,5/140/350	72,5/140/350	72,5/140/325	-
MT1	36,2/70/200	36/80/145	-	25/70/150	-	36/70/170
MT2	15/34/110	17,5/38/95	15/34/110	15/50/110	12/28/75	15/45/110
Conexión Transformador AT/MT	Dyn1	YNyn0(d1)	Dyn1	Dyn1	YNd11:YNd5	YNyn0
Conexión neutro	Atenizado sólidamente	Atenizado sólidamente	Atenizado sólidamente o con resistencia	Atenizado sólidamente o con resistencia	AT: Atenizado sólidamente MT: neutro aislado	Atenizado sólidamente
Voltaje auxiliar C.A. (Vca)	220/127	208/120	380/220	380/220	220	380/220
Voltaje auxiliar C.C. (Vcc)	125+10%-20%	125+10%-20%	125+10%-20%	125+10%-20%	125+10%-20% 48+10%-20%	220 +10 -50



Observaciones:

1. En los datos de Nivel de Aislamiento, el significado de las variables es el siguiente:

Um: voltaje máximo del equipo (kV_{ef})

Uf: voltaje soportado de frecuencia industrial (kV_{ef})

Ui: voltaje soportado de impulso de rayo (kV_{cresta})

2. Para CODENSA, los niveles indicados de Ui son los requeridos a 2.600 metros sobre el nivel del mar..

3. Para COELCE, el nivel de 230 kV corresponde a puntos de interconexión con la empresa generadora Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.

4. Para CHILECTRA, el nivel de 66 kV corresponde a un sector reducido de la Empresa Río Maipo.



7. CRITERIOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS EQUIPOS A INSTALAR EN LAS SE'S DEL GRUPO ENERSIS.

7.1. SECCIONADORES DE ALTA TENSIÓN.

- 7.1.1 Los seccionadores de Alta Tensión deben ser equipos incluidos en las líneas normales de producción de los fabricantes. Pueden incluir opcionalmente seccionador de puesta a tierra, dependiendo de la función específica que cumplan.
- 7.1.2 Los contactos de los seccionadores deben ser de alta presión, recubiertos de una capa de plata, con algún dispositivo que asegure la presión de contacto en forma permanente. Durante el cierre, los contactos deberán tener un efecto de autolimpieza.
- 7.1.3 Los aisladores de los seccionadores deben ser de porcelana.
- 7.1.4 Los seccionadores tendrán contactos auxiliares para indicación remota de su posición, tanto de las cuchillas principales como de puesta a tierra.
- 7.1.5 En el caso de requerirse seccionador de tierra, se dispondrá siempre de un mecanismo de enclavamiento mecánico (y eventualmente también eléctrico) entre las cuchillas principales y las del seccionador de puesta a tierra.
- 7.1.6 En todos los niveles de Alta Tensión, todos los seccionadores, incluyendo los de puesta a tierra, serán de accionamiento manual. Se exceptúan de esta exigencia solamente los seccionadores que participan en algún automatismo o necesitan ser telecontrolados.
- 7.1.7 Otras características de estos equipos se encuentran en la Especificación E-SE-004 "Seccionadores de Alta Tensión".

EDELNOR utiliza seccionadores AT motorizados (no incluye los de puesta a tierra), por seguridad para el personal de operación de campo. Los seccionadores AT son enclavados eléctricamente con los interruptores, y son operados desde la Sala de Control de la SE.

EDESUR considera motorizados todos los seccionadores de AT (incluidos los de puesta a tierra).



7.2. INTERRUPTORES DE ALTA TENSIÓN.

- 7.2.1 Los interruptores de Alta Tensión serán del tipo tanque vivo.
- 7.2.2 El medio de aislamiento de los interruptores de AT será el SF6. El método de extinción del arco deberá ser de presión única con autogeneración de la presión de soplado (auto puffer de 3ª generación o superior).
- 7.2.3 Los interruptores de AT deberán ser suministrados con simple cámara y sin capacitores ni resistores de preinserción.
- 7.2.4 Los interruptores de AT deberán tener mecanismo de operación del tipo motor-resorte, o nuevas tecnologías de operación, sujetas a la aprobación de las Empresas del Grupo. Sin embargo, no se aceptarán mecanismos de operación hidráulicos o neumáticos.
- 7.2.5 En los niveles de 60 a 138 kV, el mando de los interruptores de AT será tripolar.
- 7.2.6 En los niveles de 220 y 230 kV el mando de los interruptores de AT podrá ser unipolar o tripolar, dependiendo de las necesidades de reconexión monofásica del circuito protegido y/o de las ventajas técnico-económicas de una u otra decisión.
- 7.2.7 Los interruptores de AT se suministrarán con dos bobinas de apertura independientes.
- 7.2.8 Los circuitos de mando (apertura y cierre), señalización y motor deben ser independientes.
- 7.2.9 Más detalles sobre las características de los interruptores AT se encuentran en la Especificación E-SE-002 “Interruptores de Alta Tensión”.

7.3. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN DE ALTA TENSIÓN.

- 7.3.1 Los Transformadores de Instrumentación (TI) de Alta Tensión serán preferentemente aislados en aceite. Sin embargo, para el caso de los TI's para uso interior la aislación será de resina. Otros tipos de aislación serán sometidos a evaluación por parte de las Areas Técnicas de las Empresas.
- 7.3.2 Se instalará la menor cantidad posible de transformadores de instrumentación, de acuerdo a las necesidades de las protecciones, medición y telecomunicaciones.
- 7.3.3 Más detalles sobre las características de los TI's de Alta Tensión se encuentran en la Especificación E-SE-005 “Transformadores de Instrumentación de Alta Tensión”.



7.4. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

- 7.4.1 Los transformadores de potencia serán del tipo sumergidos en aceite, con devanados de cobre, refrigerados por circulación natural del aceite y en forma forzada por aire, adecuados para operación a la intemperie.
- 7.4.2 El sistema de preservación del aceite aislante será mediante estanque conservador, el cual deberá contar con una protección con relé Buchholz.
- 7.4.3 Todos los transformadores (con excepción de algunos casos de pequeña potencia) incluirán Cambiador de Derivaciones Bajo Carga (CDBC). El CDBC estará ubicado en el devanado de Alta Tensión del transformador. Deberá tener su propio estanque conservador de aceite. Debe ser adecuado para servicio pesado y para funcionar a la intemperie.
- 7.4.4 Todos los transformadores serán refrigerados externamente mediante ventiladores (aire forzado), **y tendrán una sola etapa de ventilación**. Para el control de la ventilación, contarán con un equipo monitor de temperatura. Este instrumento, de tecnología basada en microprocesadores, debe registrar las temperaturas instantáneas y máximas de aceite e incorporar un circuito de simulación para indicar las temperaturas instantáneas y máximas del punto más caliente en el devanado del transformador (Imagen Térmica).
- 7.4.5 Los aisladores pasantes (bushings) de AT de los transformadores de potencia dispondrán de transformadores de corriente tipo bushing. **Sólo en el caso de que exista necesidad de transformadores de corriente con clase de precisión para mediciones especiales, se instalarán transformadores de corriente exteriores al transformador.**
- 7.4.6 Los aisladores pasantes de MT de los transformadores dispondrán de transformadores de corriente tipo bushing, de acuerdo a las necesidades específicas de protección y/o medida del sistema eléctrico asociado.
- 7.4.7 **Todos los transformadores de potencia, además de las protecciones propias, tendrán protección diferencial.**

- 7.4.8 **Las potencias nominales de los transformadores de potencia serán (en MVA):**

	T1	T2	T3	T4	T5
ONAN	7,5	12	20	30	45
ONAF	10	15	25	40	60

- 7.4.9 **Las corrientes máximas en el nivel de media tensión no superarán los 2500 (A), valor que es común en los proveedores de equipos MT, especialmente celdas de MT. El valor indicado debe incluir la capacidad de sobrecarga del transformador de potencia (un 20% más o menos).**
- 7.4.10 **Los transformadores de potencia no operarán normalmente en paralelo. Ocasionalmente se admitirá la operación en paralelo de dos transformadores cuando se deban efectuar maniobras especiales y por períodos cortos de tiempo.**
- 7.4.11 Para cada SE deberá estudiarse la forma de asegurar respaldo frente a la falla de algún transformador. Este respaldo podrá ser mediante transformador de reserva en la propia SE, o transformador móvil. También deberá tomarse en consideración la capacidad de respaldo desde la red de MT.



7.4.12 Más detalles sobre las características de los transformadores se encuentran en la Especificación E-SE-001 "Transformadores de Potencia".

COELCE indica que:

- *Su estandarización considera TC's tipo bushing en las SE's Pequeñas, pero en las SE's Grandes utiliza TC's externos.*
- *Está de acuerdo con la proposición de definir una sola etapa de refrigeración forzada, a condición que se cumplan los siguientes valores para sus transformadores:*

Tipo C1: 5/7,5 MVA

Tipo C2: 5/7,5 MVA

Tipo C3: 10/15 MVA

Tipo C4: 20/33,2 MVA

Sin embargo, no es usual definir la potencia ONAF con un 50 % más de la potencia ONAN. Lo acostumbrado es definirla como un 25 % ó un 33 % más.

CERJ indica que:

- *Utiliza protección diferencial sólo para transformadores de potencia igual o superior a 12,5 MVA. Para transformadores de menor potencia podría utilizarse protección diferencial al tener interruptores y TC's en AT y MT.*
- *Es aceptable la proposición de una sola etapa de ventilación forzada siempre que, para una misma potencia final, el precio de un equipo con una sola etapa de ventilación sea similar a uno con dos etapas de ventilación.*
- *En algunos casos de SE's pequeñas conviene operar en paralelo los transformadores, cuando la potencia instalada todavía no es la potencia final de la SE. Por ejemplo, si tenemos una SE con dos transformadores de 7,5 MVA y existen 3 alimentadores, es muy difícil equilibrar las cargas, y habría que reemplazar la unidad más cargada, en caso de no operar los transformadores en paralelo. Por lo tanto, el criterio de no operar en paralelo debería ser adoptado solamente para no sobrepasar los valores nominales de cortocircuito de los equipos.*

EDELNOR indica que:

- *Operan sus transformadores en paralelo para mejorar la continuidad de servicio. Argumentan que esta es una buena práctica siempre que los niveles de cortocircuito estén dentro de límites razonables (equipos estándares y no demasiado caros).*



7.5. CELDAS DE M.T. (10 kV A 34,5 kV)

7.5.1 Las celdas de M.T. utilizadas en las SE's del GRUPO ENERSIS serán del tipo “metalclad”, de acuerdo a la definición detallada en la norma IEC 60298, y cuyas principales características son:

- Compartimentos separados al menos por:
 - 1) cada interruptor o equipo de maniobra;
 - 2) elementos a un lado del equipo de maniobra (por ej.: Cables de potencia);
 - 3) elementos al otro lado del equipo de maniobra (por ej. : Barras); y
 - 4) equipos de baja tensión (por ej.: relés)
- Equipos en compartimentos con grado de protección IP2X o mayor.
- Separaciones metálicas entre compartimentos.
- Barreras metálicas que impidan cualquier contacto con partes energizadas.
- Cuando las celdas son de doble barra, cada conjunto de barras debe ir en compartimento separado.

7.5.2 Las celdas serán a prueba de arco interno y cumplirán con los seis criterios de evaluación indicados en la Norma IEC 60298, Anexo AA.

7.5.3 Los interruptores serán del tipo extraíbles, distinguiéndose claramente las posiciones “en servicio”, “en prueba” y “fuera de servicio”. Su accionamiento será del tipo motor-resorte. Cada interruptor deberá tener dos bobinas de apertura independientes.

7.5.4 En las celdas con doble barra, se incluirán seccionadores motorizados, con posibilidad de mando local y remoto.

7.5.5 Los compartimentos de cables en las celdas de entrada y salida (incluidas las celdas de Servicios Internos) tendrán seccionadores rápidos de puesta a tierra y detectores de voltaje.

7.5.6 Las celdas destinadas a los Servicios Internos de la SE incluirán seccionador bajo carga con fusible, como equipo de maniobra y protección.

7.5.7 Los transformadores de voltaje serán del tipo extraíbles, y estarán protegidos en el lado primario por fusibles.

7.5.8 Otros detalles sobre las Celdas de MT se encuentran en la Especificación Corporativa E-SE- 008 “Celdas de Media Tensión”.

7.5.9 También se podrán instalar Celdas de Media Tensión aisladas (blindadas) en SF6, si son técnicamente adecuadas y económicamente convenientes.

COELCE indica que sus Areas de Ingeniería y Mantenimiento están analizando lo referente a la celda de Servicios Internos.

EDESUR indica que el Area de Operaciones exige una celda igual a la de alimentador para los Servicios Internos.



7.6. BANCOS DE CONDENSADORES

- 7.6.1 La compensación de energía reactiva en las barras de MT de las SE's, se realizará mediante bancos de condensadores estáticos, de potencia y tensión apropiadas para el nivel de tensión de la barra MT y la potencia del transformador correspondiente.
- 7.6.2 Los bancos de condensadores tendrán conexión del tipo doble estrella con sus neutros aislados de tierra y conectados entre sí.
- 7.6.3 Se considerarán potencias reactivas de 100 y 200 kvar como valores recomendados para los elementos condensadores.
- 7.6.4 Las potencias reactivas de los bancos de condensadores a instalar en las barras MT de las SE's son las siguientes:

Potencia nominal transformador (MVA)	10	15	25	40	60
Potencia nominal BC (MVAR)	1,8	2,4	4,8	7,2	12,0

- 7.6.5 Más detalles sobre los Bancos de Condensadores se encuentran en la Especificación E-SE-009 "Bancos de Condensadores de M.T. para uso en Subestaciones".



7.7. SISTEMA INTEGRADO DE CONTROL Y PROTECCIÓN

7.7.1 Las SE's nuevas dispondrán de un Sistema Integrado de Control y Protección (SICP), cuyas principales características y ventajas se indican a continuación:

- Sistema integrado: desde el punto de vista de la obtención y manejo de la información.
- Sistema distribuido, que permite soportar configuraciones ajustadas a las necesidades.
- Sistema abierto: a todo tipo fabricantes y con posibilidad de incorporar nuevas funcionalidades.
- Sistema escalable y modular: para permitir un crecimiento acorde con la evolución de la instalación.
- Captación de las medidas desde los propios relés de protección.
- Sobredimensionamiento de la capacidad de procesamiento, para permitir un crecimiento funcional y de hardware sin degradación del comportamiento.
- Sincronización horaria por GPS (Global Positioning System).
- Posibilidad de implementar distintos protocolos de comunicación internamente y con el Centro de Operación del Sistema.
- Utilización de fibra óptica como medio de comunicaciones.
- Parametrización y consulta local y a distancia (función de teleacceso).
- Incorporación del registrador cronológico de eventos en el propio sistema.
- Oscilografía incluida en los propios relés de protección.
- Telemando y capacidad de incorporar automatismos.
- Funciones de protección y control totalmente independientes
- Capacidad de ser modificado o mantenido sin necesidad de salir fuera de servicio.
- Simplicidad de operación: personal sin conocimiento de computación puede operarlo.
- Respaldo eficiente, de modo que toda la información relevante no se pierda en caso de pérdida de la fuente de energía
- Reducción del cableado convencional.

7.7.2 El SICP tiene una arquitectura funcional con los siguientes niveles:

- Nivel 0: Nivel Equipo.
- Nivel 1: Nivel de Posición (Bahía).
- Nivel 2: Nivel de Subestación.
- Nivel 3: Nivel de SCADA del Centro de Operación del Sistema (COS).

7.7.3 En el Nivel 0, el comando de los equipos (interruptores, seccionadores, etc.) se efectúa con las botoneras dispuestas por los fabricantes.



- 7.7.4 En el Nivel 1, el Sistema contempla la instalación de Unidades de Control de Posición (UCP), una por bahía. Las UCP's deben basarse en tecnología de microprocesadores con operación en tiempo real. Las UCP's deben contemplar todas las funciones relativas a la operación de los equipos de una posición, tales como comandos de abrir-cerrar, enclavamientos (interlocking), adquisición de datos, etc.
- 7.7.5 El Nivel 2 debe cumplir las funciones de controlar y monitorear todos los componentes de la subestación, y realizar la comunicación local con el Nivel 1 y remota con el Nivel 3. El Nivel 2 se compone, como mínimo, de los siguientes componentes y subsistemas:
- Unidad de Control de la Subestación (UCS);
 - Microcomputador PC industrial realizando la función de Interfaz Hombre Máquina (IHM), con teclado, mouse común externo y monitor de 15 pulgadas;
 - Red local.
- 7.7.6 El Sistema permite tres modos de funcionamiento:
- Modo de observación: se permite la visualización de diagramas unifilares, medidas, estado de equipos, alarmas y eventos.
 - Modo de operación: se permite que el operador realice todas las funciones de operación del sistema eléctrico: comando de equipos; visualización de medidas; visualización y reconocimiento de alarmas y eventos; habilitación y deshabilitación de automatismos.
 - Modo de administración: se permite que el administrador pueda realizar las siguientes funciones: construcción de nuevas pantallas gráficas; mantenimiento y pruebas del Sistema; respaldo del sistema; desarrollo de nuevas aplicaciones de automatismos; cambios de parametrización; configuración de base de datos; definición de reportes diversos; desarrollo de programas de aplicación.
- 7.7.7 Más detalles sobre el Sistema Integrado de Control y Protección se encuentran en la Especificación E-PCM-008 "Sistema Digital para Automatización de Subestaciones".



7.8. PROTECCIONES

- 7.8.1 Las protecciones formarán parte del Sistema Integrado de Control y Protección, y deben ser diseñadas con los últimos adelantos en técnicas de microprocesadores.
- 7.8.2 Estarán provistas con unidades de comunicación que permitan su enlace con el Sistema, para el control y registro de fallas, y con el objeto de manejar los datos informativos y operativos que se requieran.
- 7.8.3 Las protecciones podrán supervisarse y ajustarse remotamente. Por lo tanto estarán equipadas con las unidades de comunicación y accesorios de conexión necesarios para esta función.
- 7.8.4 Las protecciones deben contar con los programas necesarios para efectuar la configuración y ajuste de los relés, obtener listados de parámetros, lectura de eventos, registros oscilográficos y despliegue de valores medidos.
- 7.8.5 Las protecciones tendrán capacidad para funcionar como registrador de eventos, para lo cual deberán contar con reloj interno, indicando como mínimo: fecha, hora, tipo de falla y fases involucradas.
- 7.8.6 Las protecciones dispondrán de auto supervisión continua y de auto diagnóstico para detección de falta de batería, fallas físicas y lógicas, con indicación local y remota de indisponibilidad del relé.
- 7.8.7 Todas sus funciones tanto de disparo como de control, señalización y alarma deben ser programables a través del software.
- 7.8.8 Más detalles sobre las características de las protecciones se encuentran en las Especificaciones indicadas a continuación:
- E-PCM-001: Protección de sobrecorriente multifunción.
 - E-PCM-002: Protección para bancos de condensadores de M.T.
 - E-PCM-003: Protección diferencial de transformadores.
 - E-PCM-004: Protección diferencial de barras.
 - E-PCM-005: Protección de distancia.
 - E-PCM-006: Protección diferencial de líneas y cables.
 - E-PCM-007: Protección de sobretensión homopolar.



7.9. CRITERIOS DE CONTROL EN POSICIONES AT Y MT DE SUBESTACIONES.

Se indican a continuación los criterios de control y automatismos que deben aplicarse en las nuevas Subestaciones AT/MT del grupo ENERSIS.

7.9.1. Alimentación en corriente continua

En las SE's AT/MT se considerará la instalación de baterías de corriente continua de 125 Vcc.

EDESUR indica que todas sus subestaciones tienen baterías de 220 Vcc, y su Area de Mantenimiento exige mantener ese valor de tensión.

7.9.2. Automatismos

- 7.9.2.1 En cada posición de línea de AT que incluya protección de distancia, la función de comprobación de sincronismo estará incorporada en dicha protección.
- 7.9.2.2 En cada SE existirá un automatismo que, en caso de una bajada de frecuencia, permita desconectar cargas importantes tales como transformadores o alimentadores de MT.
- 7.9.2.3 En todas las salidas de AT y de MT, correspondientes a líneas aéreas, existirá la funcionalidad de reconexión, la cual podrá ser habilitada/deshabilitada por telecontrol.
- 7.9.2.4 En todos los interruptores, el sistema de control y protección supervisará la continuidad del circuito de disparo de las bobinas.

7.9.3. Control

7.9.3.1 Las órdenes de control para maniobrar los diferentes equipos de las SE's AT/MT pueden generarse en los niveles de control siguientes:

- Nivel 0: Nivel Equipo. El comando se hace en modo Local mediante las botoneras disponibles en el gabinete de cada equipo.
- Nivel 1: Nivel de Posición (Bahía). El comando se hace desde un módulo mímico de la Unidad de Control de Posición (UCP) correspondiente. La UCP puede estar ubicada en cada posición AT o MT de la SE (o por grupo de posiciones), o en la sala de control de la SE.
- Nivel 2: Nivel de Subestación. El comando se hace desde la Interfaz Hombre-Máquina (IHM) situada en la sala de control de la SE.
- Nivel 3: Nivel de SCADA del Centro de Operación del Sistema (COS). El comando se realiza en forma remota desde el COS.

7.9.3.2 La maniobra de los diferentes equipos de AT y MT se realizará desde los niveles indicados a continuación, respetando los enclavamientos de seguridad que corresponda:

- El cierre y apertura de los interruptores podrá realizarse desde cualquier nivel.
- El cierre y apertura de los seccionadores motorizados podrá realizarse desde cualquier nivel.



- El control del estado de la reconexión automática, en servicio ó fuera de servicio, podrá realizarse desde los niveles 1, 2 y 3.

7.10. CRITERIOS DE CONTROL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Se indican a continuación los automatismos y criterios de control que deben aplicarse respecto de los Transformadores de Potencia de las SE's.

- 7.10.1 Los transformadores dispondrán de regulación de la tensión en carga. La forma normal de operación será la regulación automática de la tensión (mediante la información obtenida por el relé regulador). Sin embargo, también existirá la opción de regular la tensión en forma manual.
- 7.10.2 La opción regulación automática/manual deberá poder ser tomada desde el COS o desde la SE. Y estando la regulación en modo manual, deberá ser posible subir/bajar derivaciones desde el COS o desde la SE.
- 7.10.3 Los transformadores dispondrán de control de la ventilación en base a la información proporcionada por el monitor de temperatura. Esta será la forma normal de operación.
- 7.10.4 Sin embargo, también deberá ser posible forzar la ventilación desde el COS. Esta opción permite a los operadores aplicar ventilación forzada a un transformador en forma anticipada, cuando se prevé un aumento de carga.
- 7.10.5 Cuando en un Transformador AT/MT se produzca un disparo por protecciones propias (relé Buchholz, válvula sobrepresión interna, etc.) o por la protección diferencial, se producirá un bloqueo permanente de la orden de cierre de los interruptores asociados al transformador, mediante un dispositivo de reposición manual y local (relé maestro 86). Este criterio obliga a enviar personal a la SE para verificar el estado del transformador. Sólo después de esta verificación en terreno se podrá energizar nuevamente el transformador en caso de que se encuentre apto para el servicio.
- 7.10.6 Los transformadores de potencia podrán ser energizados en AT **con carga en MT**. Esto es particularmente aplicable en algunas operaciones automáticas tales como transferencia de un circuito de alimentación en AT a otro circuito. La aplicación de este criterio mejora los tiempos de reposición frente a interrupciones.
- 7.10.7 Se propone que, cuando el diagrama unifilar lo permita, los transformadores de potencia puedan ser energizados en vacío mediante seccionadores motorizados. Esto exige que los seccionadores sean capaces de cerrar y abrir con la corriente de vacío de los transformadores.

CERJ indica que:

- *Por razones económicas, los transformadores de potencia igual o menor a 7,5 MVA no poseen regulación de la tensión en carga.*
- *A pedido de su Area de Operación, el diseño actual de sus SE's permite el desbloqueo del relé maestro 86 desde el COS.*
- *Actualmente energiza transformadores mediante su seccionador AT, pero con las siguientes excepciones:*
 - a) *cuando el transformador es nuevo.*



- b) Cuando el transformador está siendo puesto en servicio después de un mantenimiento correctivo (por falla).*
- c) Cuando el transformador ha sido transportado de un lugar a otro.*

COELCE indica que:

- Los transformadores de 6,25 MVA no poseen regulación de la tensión en carga.*
- Su diseño actual de las SE's considera relés biestables que permiten la reposición manual local o la reposición remota del relé maestro 86.*
- Están de acuerdo con la energización de los transformadores con carga, pero sin bancos de condensadores.*
- No aceptan la energización de transformadores en vacío mediante seccionadores. Usan interruptores para esa función.*

EDELNOR indica que:

- Energizan sus transformadores a través de interruptores. El reglamento de seguridad no permite energizar los transformadores a través de seccionadores.*

EDESUR indica que:

- El Area de Operaciones no quiere reposiciones manuales que obliguen a ir a la SE.*
- En los nuevos diseños de SE's utilizan interruptor o circuit switcher del lado AT del transformador, y no seccionador solo. En los diseños antiguos hay sólo un seccionador sin capacidad de conducción de la corriente de vacío.*

7.11. TELECONTROL DE LA SUBESTACIÓN

El telecontrol de la Subestación será realizado desde el Centro de Operación del Sistema, estando incorporada la funcionalidad de telecontrol remoto en el Sistema Integrado de Control y Protección.

Las vías de comunicación disponibles serán dos, como mínimo. Una a través de canales propios de enlace con el COS para la realización de las funciones de telemando, y una segunda vía de conexión, para la realización de funciones de tele-acceso y/o tele-mantenimiento.

7.12. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.

Las SE's serán protegidas contra sobretensiones en conformidad con las condiciones climáticas existentes en cada región y los niveles de sobretensiones existentes en los diferentes sistemas eléctricos.



8. CONDICIONES GENERALES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

Para unificar en lo posible la forma constructiva de las instalaciones en los diferentes niveles de tensión, se han definido los siguientes criterios funcionales de diseño y construcción:

- 8.1 Las Subestaciones con patios de AT para instalación exterior, se diseñarán con conductores de aluminio (tubo o cable).
- 8.2 Las Subestaciones con patio de AT en instalación interior, podrán utilizar equipos compactos (con aislamiento en aire) o bien equipos blindados en SF6. La decisión dependerá tanto de las restricciones de espacio como del costo de los equipos.
- 8.3 Las SE's deberán estar adecuadamente protegidas contra descargas atmosféricas.
- 8.4 Las SE's con equipos de MT en celdas para uso interior, serán con:
 - a) celdas compartimentadas (metalclad) aisladas en aire, o
 - b) celdas blindadas en SF6.
- 8.5 Los edificios en que se instalarán Celdas de MT, equipos de Protecciones y Control, equipos de comunicación y de servicios internos, serán, en lo posible, del tipo prefabricado, debido a los mejores plazos de construcción. En todo caso, la decisión deberá analizarse económicamente.
- 8.6 En los edificios para la ubicación de las Celdas de MT y demás equipos, existirá una dependencia destinada a servicios higiénicos, equipada únicamente con lavabo e inodoro.
- 8.7 En lo posible, para la construcción de pasadas de cables, pantallas de separación, canaletas para cables de control, etc., se utilizarán elementos prefabricados existentes en el mercado.
- 8.8 La disposición de una subestación será tal que el eventual incendio de un transformador no afecte a otros transformadores, equipos o materiales sometidos al riesgo de incendio. Para ello se mantendrá una **distancia de seguridad** adecuada (G) entre el transformador y esos elementos. A título orientativo, la siguiente Tabla indica los valores de G¹.

¹ Referencia: Norma CENELEC prEN 50179, párrafo 7.6



Distancias de seguridad entre los transformadores

Potencia nominal del transformador MVA	Distancia de seguridad (G) m
Más de 1, hasta 10	3
Más de 10, hasta 40	5
Más de 40, hasta 200	10
Más de 200	15

8.9 Si no se pudieran garantizar las distancias de seguridad de la Tabla anterior, se dispondrán **muros separadores resistentes al fuego** con las siguientes características²

a) Muros de separación entre transformadores (ver Figura 1).

b) Muros de separación entre los transformadores y las edificaciones (ver Figura 2).

8.10 Los transformadores estarán provistos de un **foso individual** y de un **depósito de recuperación del aceite aislante**³, para casos de fuga de éste. En general, habrá un foso individual para cada transformador, y un depósito común de recuperación para todos los transformadores de la SE. Este depósito común de recuperación debe ser capaz de alojar la cantidad de líquido del transformador de mayor volumen. Las paredes de los fosos, del depósito de recuperación y de las canalizaciones serán resistentes al aceite y al agua.

8.11 Se recomienda que la longitud y anchura de los fosos sea igual a la longitud y anchura de los transformadores, incrementadas en un 20% de la altura del transformador.

8.12 El depósito de recuperación de aceite estará equipado con un indicador de nivel, el cual desplegará una alarma en la Unidad de Control de la SE indicando la necesidad de efectuar el vaciado del mismo.

² Referencia: Norma CENELEC prEN 50179, párrafo 7.6

³ Referencia: Norma CENELEC prEN 50179, 7.7.1

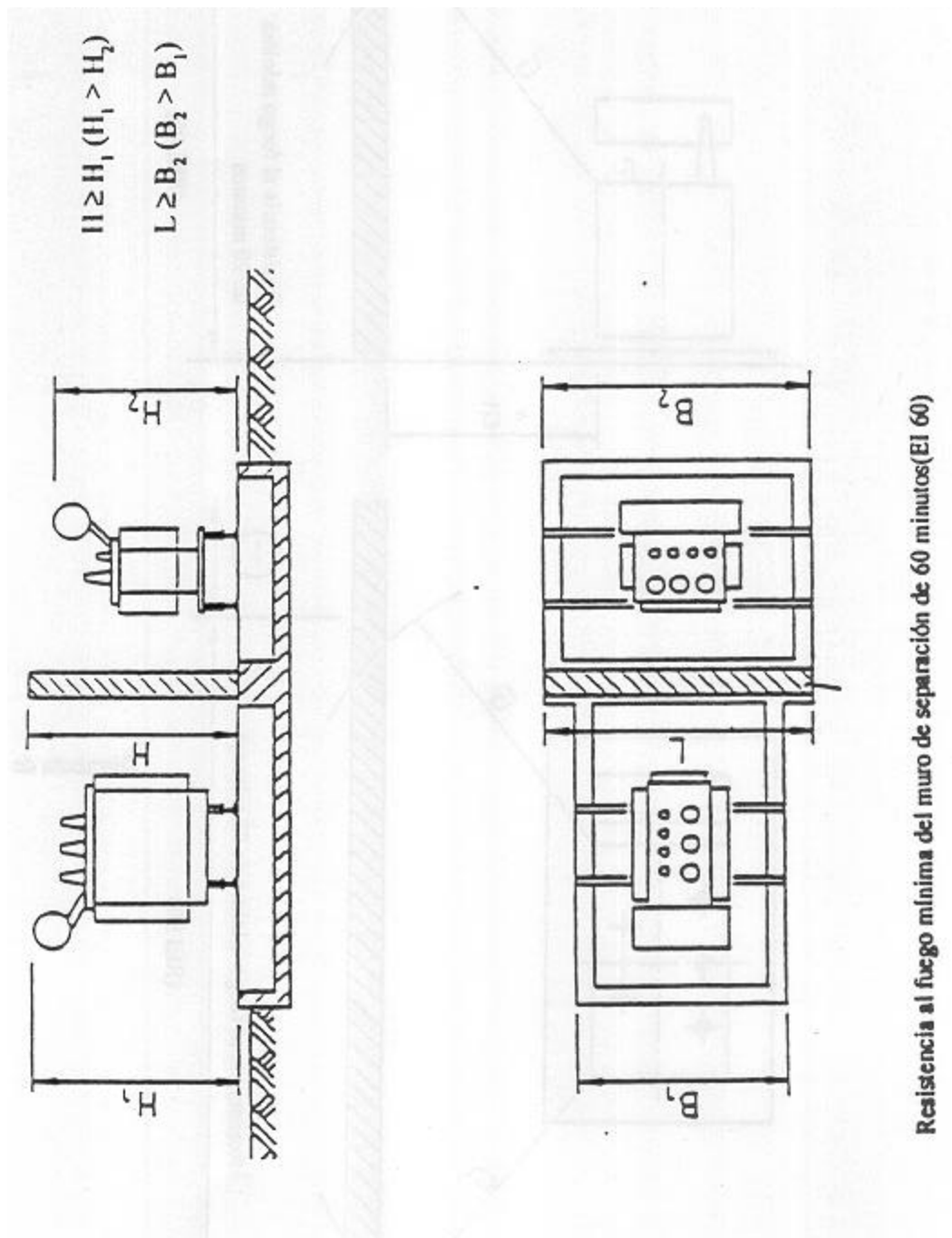
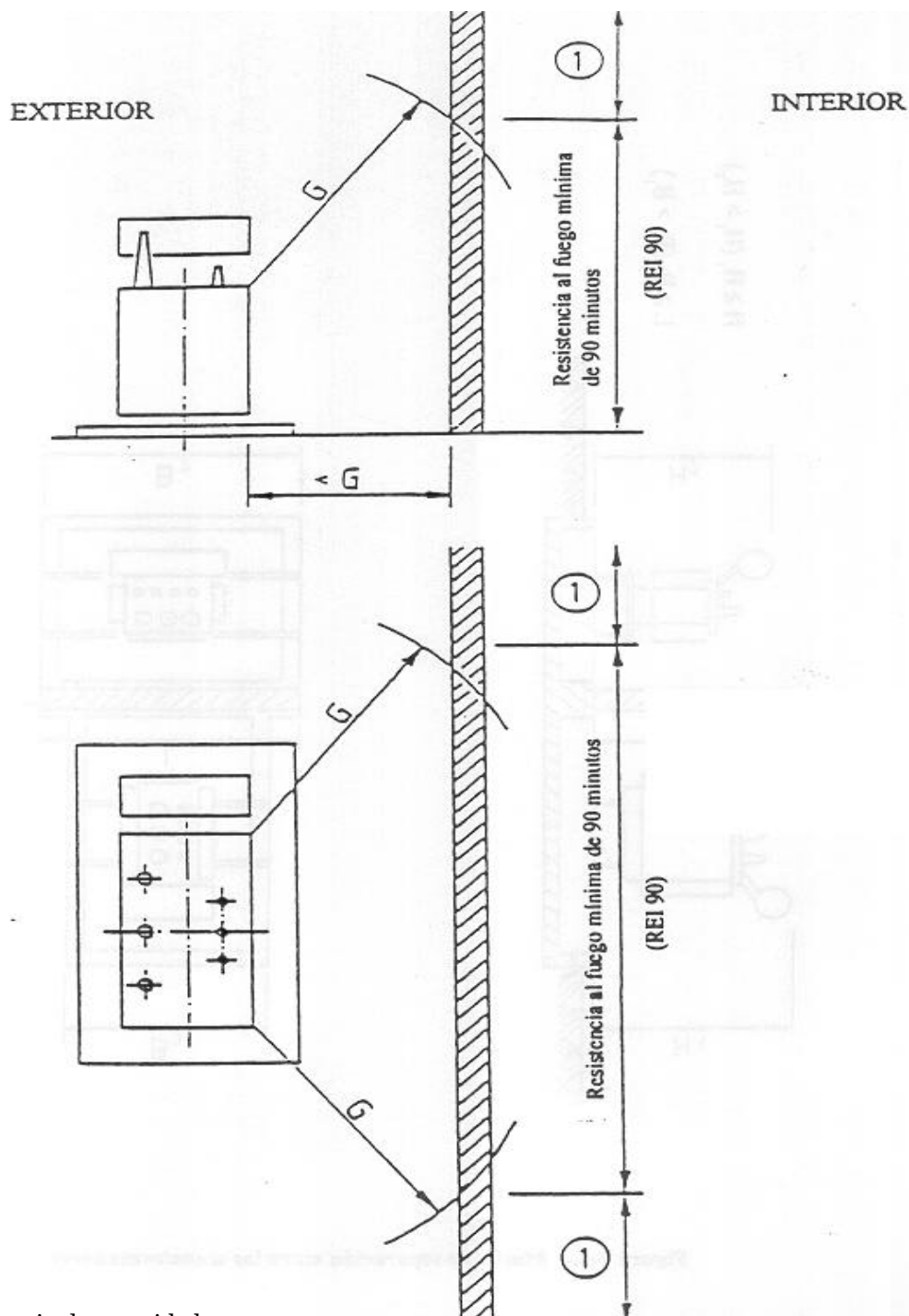


Figura 1: Muros de separación entre transformadores



G: Distancia de seguridad

Figura 2: Muro entre transformador y edificio



9. TIPOS DE SUBESTACIONES AT/MT DEL GRUPO ENERSIS.

9.1. CONEXIÓN DE LAS SUBESTACIONES CON LA RED AT EXISTENTE.

Las redes de AT existentes en las Empresas del GRUPO ENERSIS son muy variadas en su topología y cada una tiene sectores de diferente grado de complejidad.

Cuando se requiere construir una nueva subestación AT/MT en un sector determinado, su forma de conexión a la red AT existente es un problema específico que debe resolverse aplicando los criterios normales de planificación y evaluación de proyectos.

Dadas las actuales exigencias de continuidad de suministro, el único criterio general que debe aplicarse es que **la subestación debe tener doble alimentación en Alta Tensión**.

Esta doble alimentación puede lograrse:

- Mediante doble circuito desde una subestación que opera como fuente para la nueva subestación.
- Mediante dos circuitos simples provenientes de diferentes subestaciones.
- Mediante una derivación (tap) desde una línea de doble circuito.
- Mediante otras formas, de uso menos frecuente.

9.2. PATIOS DE ALTA TENSIÓN.

Los patios de Alta Tensión de las SE's se construyen generalmente con equipos de tipo exterior (patio abierto), con excepción de EDESUR que, principalmente debido a la escasez de terrenos disponibles, se ve obligada a instalar estos equipos en el interior de un edificio.

Los esquemas eléctricos de AT utilizados por las Empresas pueden caracterizarse como se indica a continuación:

- a) Generalmente EDESUR construye SE's con dos transformadores. En tal caso utiliza un circuito de alimentación para cada transformador en forma independiente. No hay posible acoplamiento entre los circuitos de alimentación.
- b) CERJ y CHILECTRA utilizan un esquema tipo "H", en que hay dos circuitos de alimentación con equipos de acoplamiento entre ellos, y a partir de ese esquema se pueden instalar hasta cuatro transformadores.
- c) EDELNOR Y CODENSA utilizan dos circuitos de alimentación que llegan a una barra simple, y a ella se conectan los transformadores de la SE.
- d) COELCE utiliza doble alimentación, con un esquema de barra principal y barra de transferencia.

9.3. PATIOS DE MEDIA TENSIÓN.

Los diseños actuales de los patios de Media Tensión de las Empresas se caracterizan en forma general como se indica a continuación:

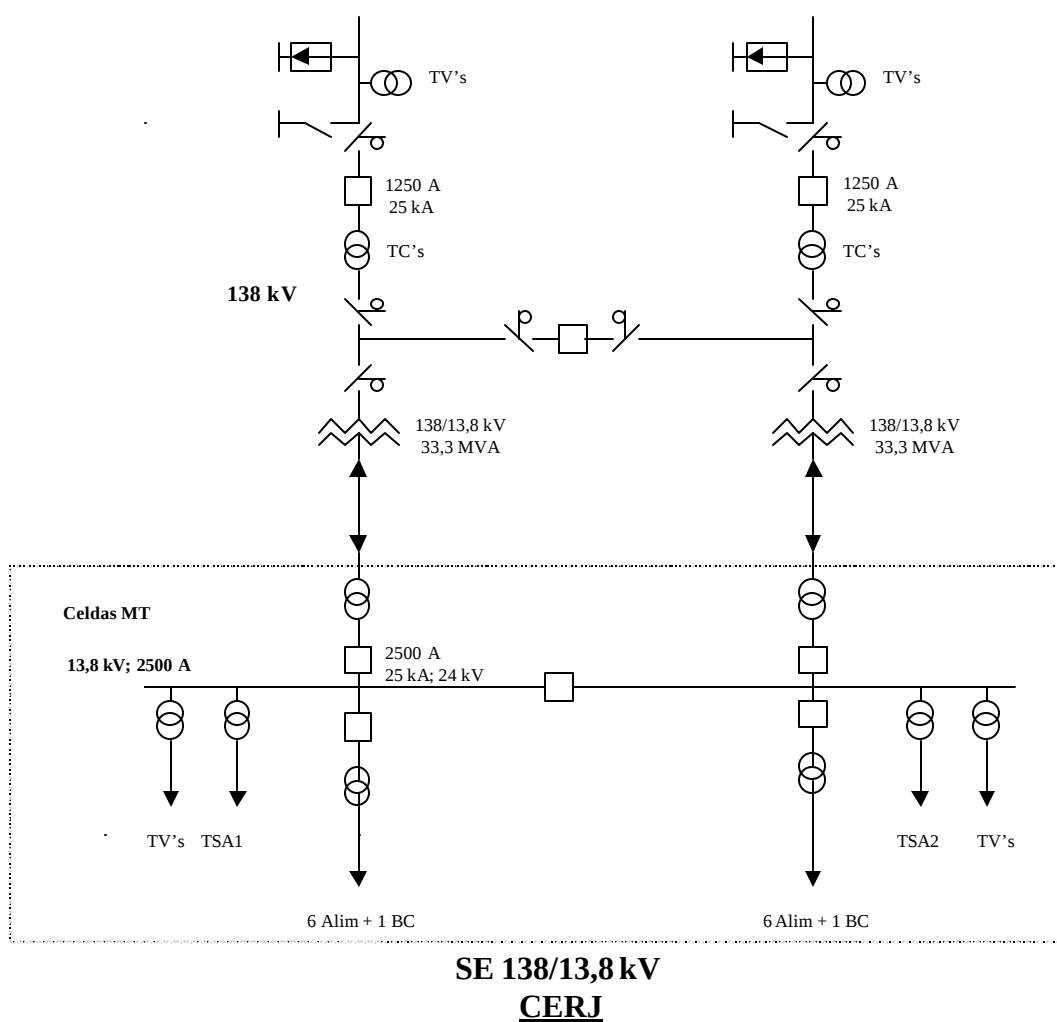
- a) CERJ, CODENSA, EDELNOR y EDESUR utilizan Celdas de Media Tensión con esquema de Simple Barra.

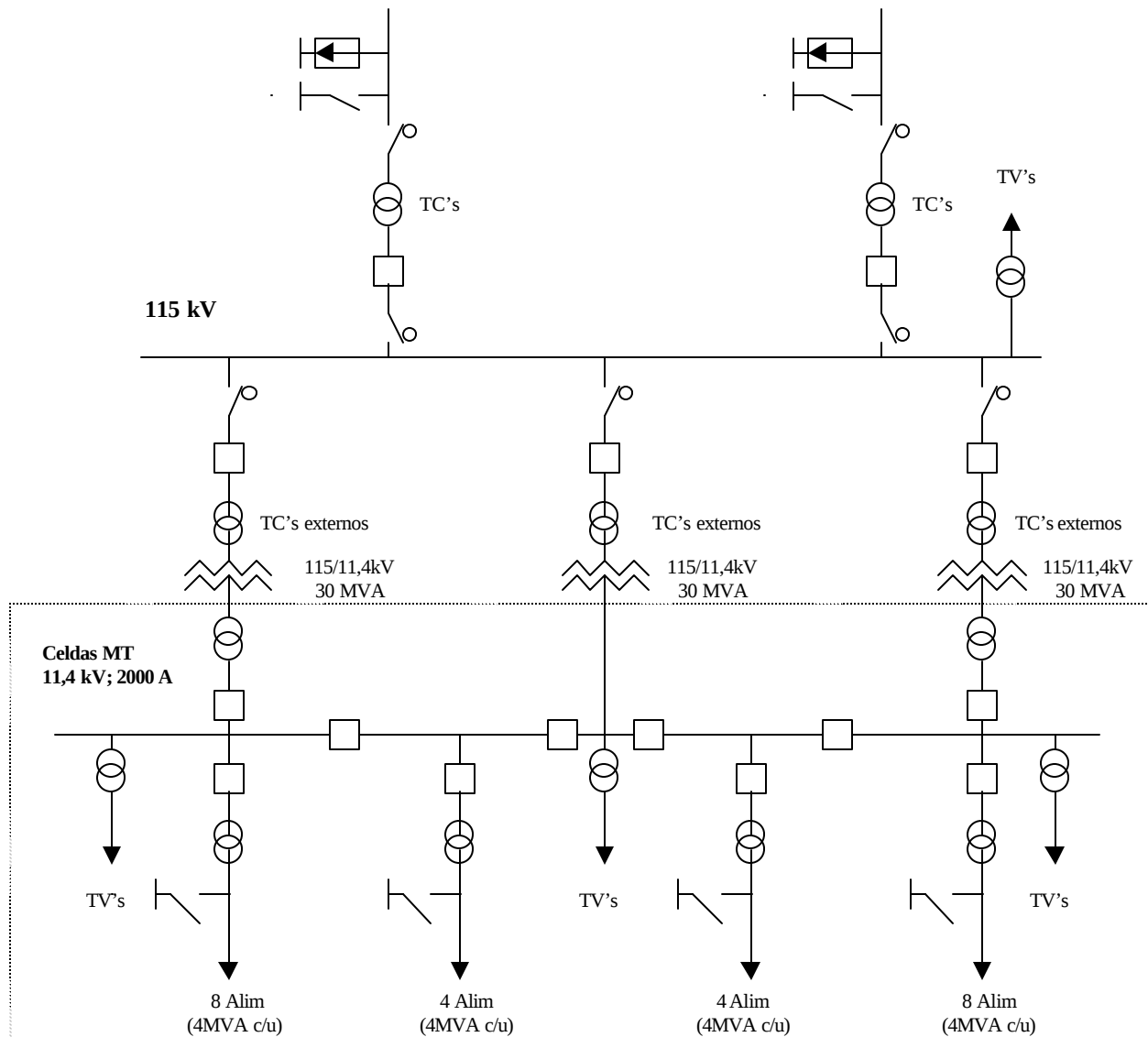


- b) COELCE utiliza generalmente equipos tipo exterior (Patio abierto), con esquema de barra principal y barra auxiliar.
- c) CHILECTRA utiliza tanto equipos de tipo exterior, con esquema de barra principal y auxiliar, como Celdas de Media Tensión con esquema de Doble Barra.

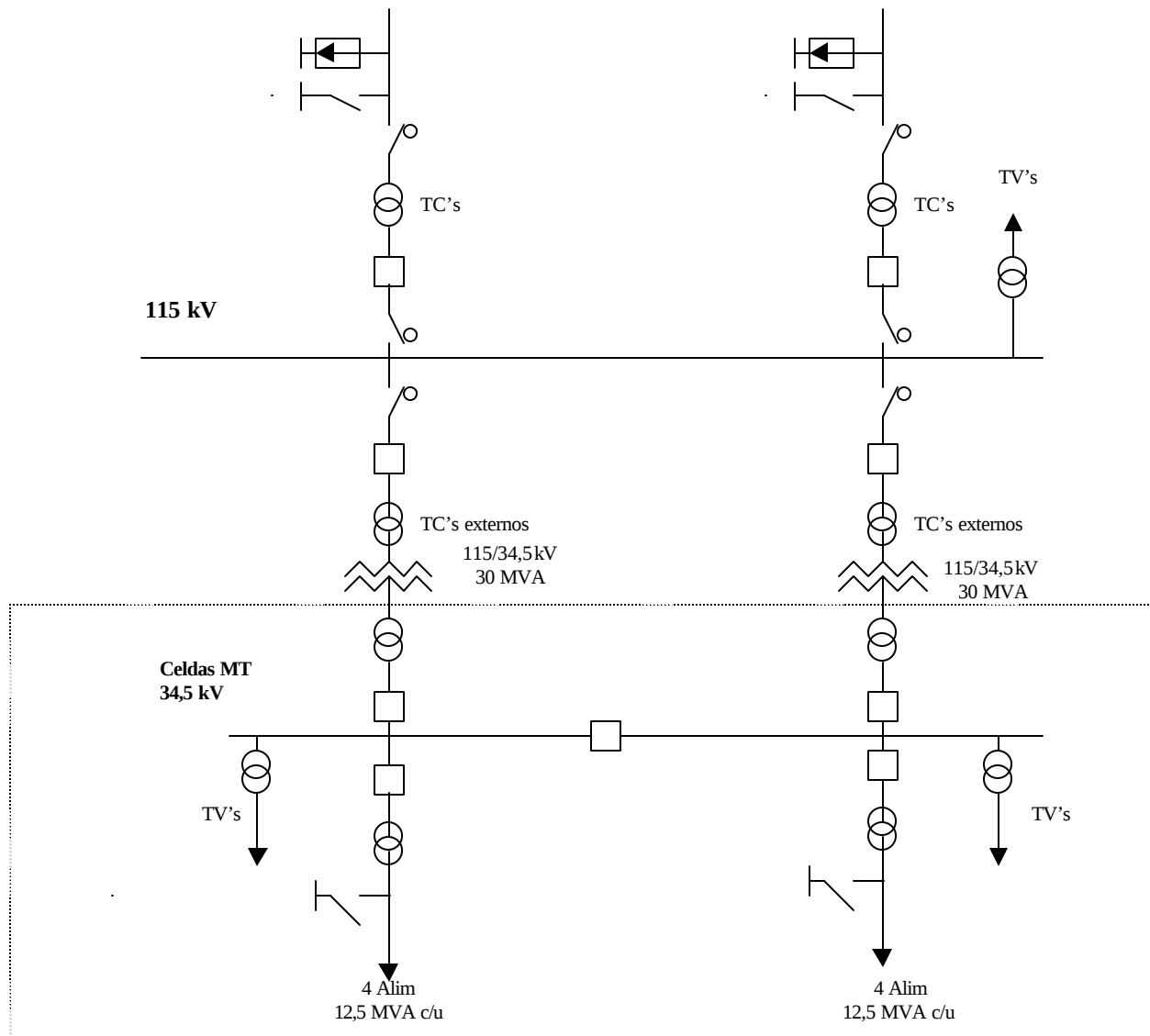
9.4. DIAGRAMAS UNIFILARES TÍPICOS.

En las páginas siguientes se muestran los diagramas unifilares de las SE's típicas consideradas actualmente por las Empresas del GRUPO.

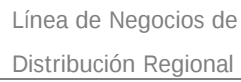


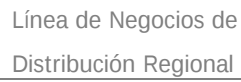


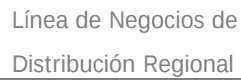
SE 115/11.4 kV URBANA 3 x 30 MVA
CODENSA

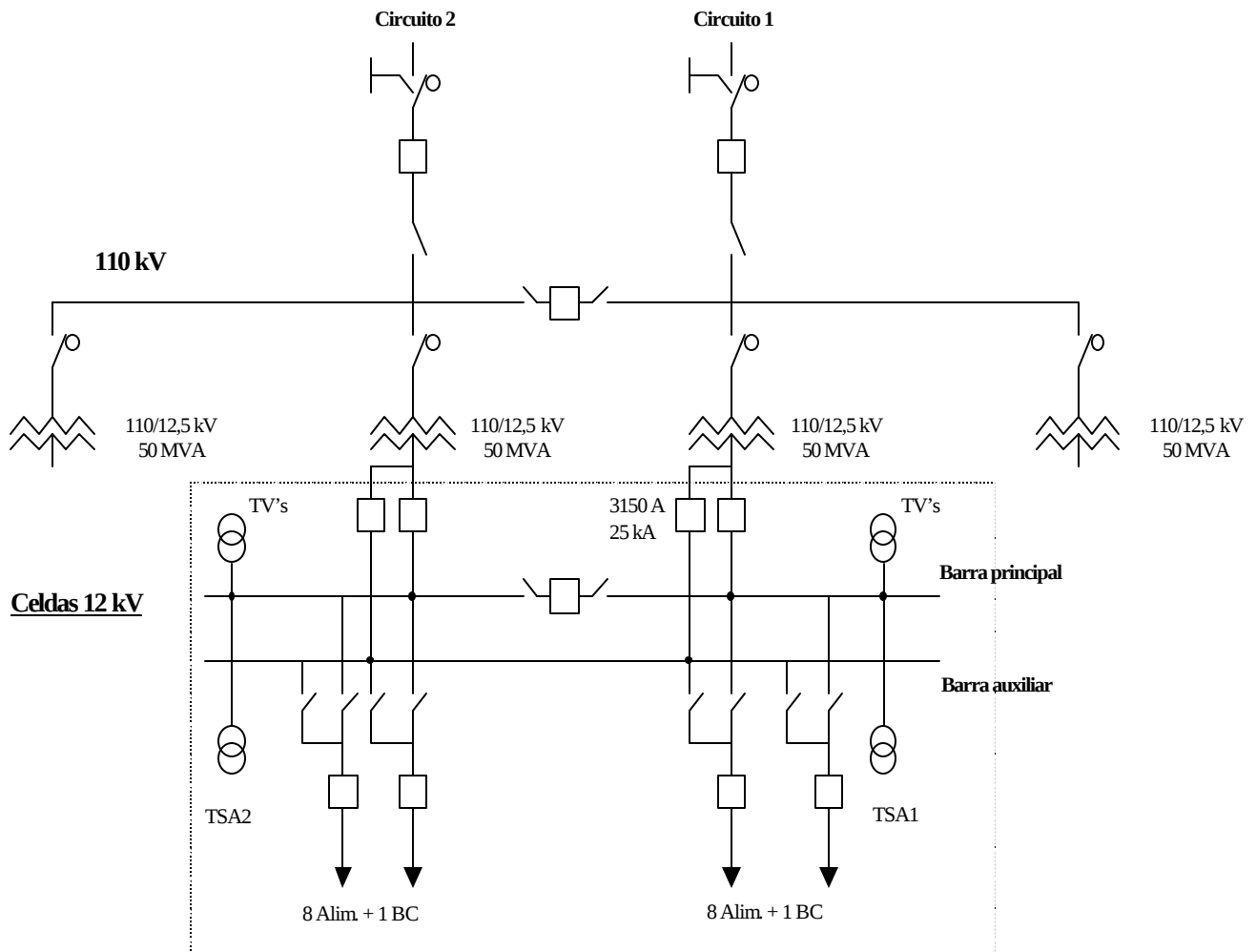


SE 115/34.5 kV RURAL 2 x 30 MVA
CODENSA

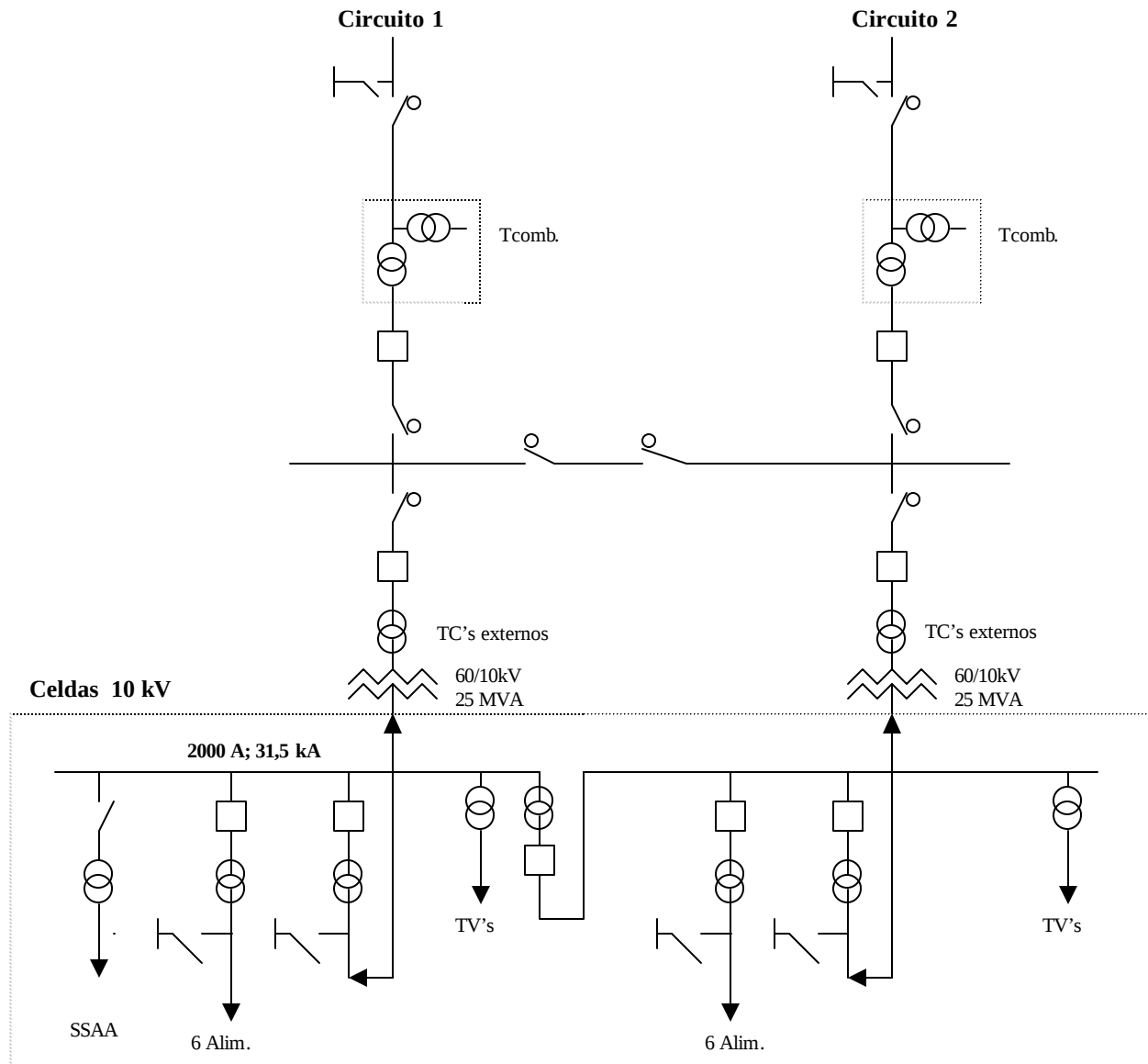




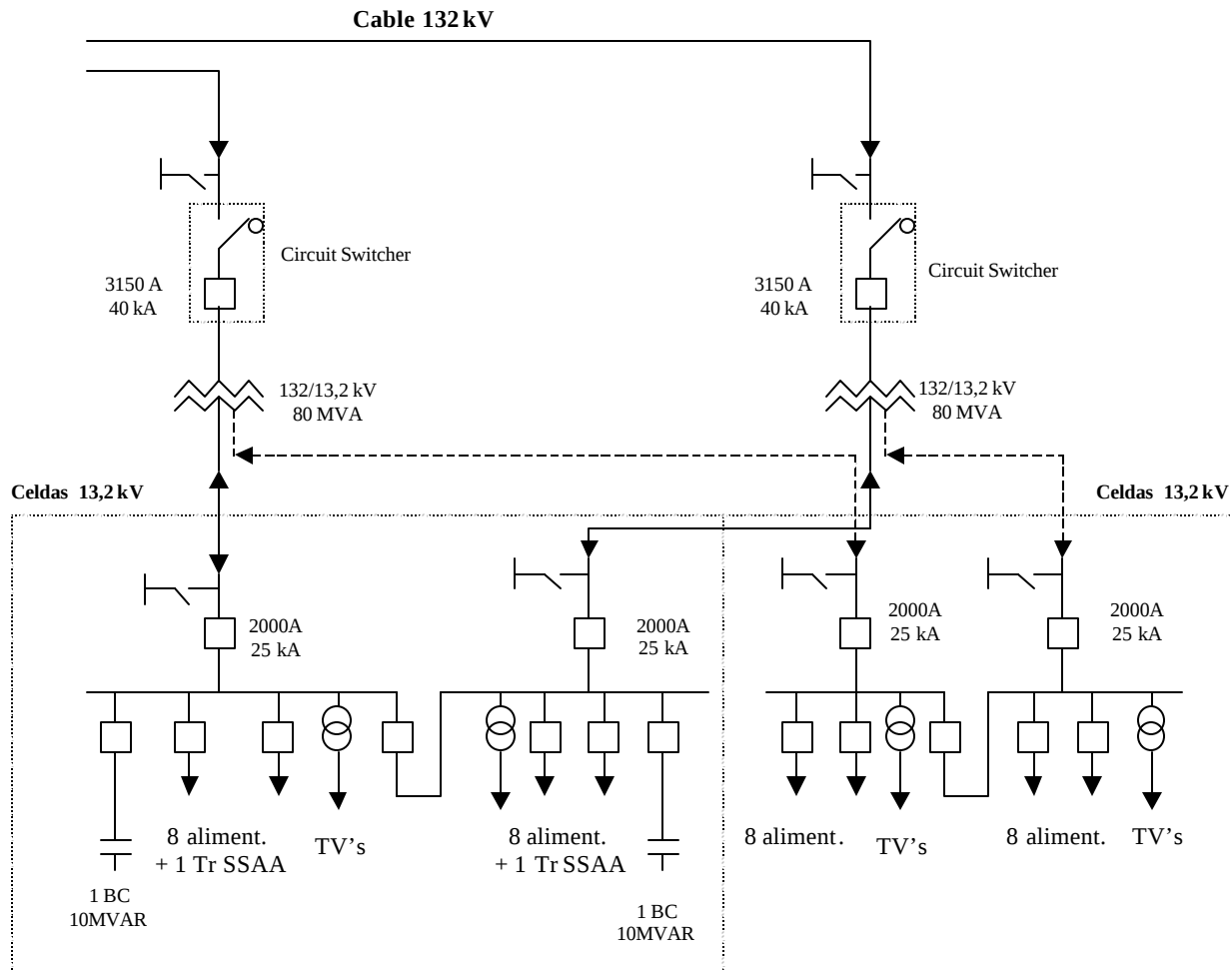




SE 110/12 kV; Celdas en MT
CHILECTRA



SE 60/10 kV; 2 x 25 MVA
EDELNOR





De acuerdo a los antecedentes presentados, la situación actual en cuanto a los diseños típicos de SE's AT/MT de las Empresas se puede resumir en la siguiente Tabla:

	Nivel Tensión (kV)	Potencia final (MVA)	Equipos AT	Equipos MT
CERJ	138/13,8 ó 69/13,8	2 ó 3 x 33,3	Exterior	Celdas simple barra
CODENSA 1 (URBANA)	115/11,4	3 x 30	Exterior	Celdas simple barra
CODENSA 2 (RURAL)	115/34,5	2 x 30	Exterior	Celdas simple barra
COELCE 1 (GRANDE)	69/13,8	2 x 33,3	Exterior	Exterior
COELCE 2 (PEQUEÑA)	69/13,8	2 x 7,5	Exterior	Exterior
CHILECTRA 1	110/12	4 x 50	Exterior	Exterior/Celdas doble barra
CHILECTRA 2	110/12	4 x 50	Exterior	Celdas doble barra
CHILECTRA 3	110/23	2 ó 3 x 37,5	Exterior	Exterior
EDELNOR	60/10	3 x 25	Exterior	Celdas simple barra
EDESUR	132/13,2	2 x 80	Interior	Celdas simple barra



ANEXO 1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAS USADOS EN LAS FILIALES.

CERJ

Tipo	A3	A4	A5	A7
Vn (kV)	138/34,5	138/13,8	138/13,8	69/13,8
S (MVA)	15/20	20/26,6/33,3	15/20/25	15/20/25
Reg. Primario	138+4x1,25%-12x1,25%	138+4x1,25%-12x1,25%	138+4x1,25%-12x1,25%	69+4x1,25%-12x1,25%
z %; Sb (MVA)	9%; 15 MVA	8%; 20 MVA	8%; 15 MVA	8%; 15 MVA
Conexión	Dyn1	Dyn1	Dyn1	Dyn1

Tipo	A10	A12	A13	A14
Vn (kV)	34,5/13,8	34,5/13,8	69/34,5	69/13,8
S (MVA)	10/12,5	5/6,25/7,5	10/12,5/15	10/12,5
Reg. Primario	34,5+4x1,25%-12x1,25%	34,5± 2x1 kV	69+4x1,25%-12x1,25%	69+4x1,25%-12x1,25%
z %; Sb (MVA)	8%; 10 MVA	8%; 5 MVA	7%; 10 MVA	8%; 10 MVA
Conexión	Dyn1	Dyn1	Dyn1	Dyn1

Nota: cuando la tensión secundaria es 13,8 kV, también se solicita el valor 11,95 kV.

CODENSA

Tipo	B4	B5	B6	B7
Vn (kV)	115/34,5	115/12	115/13,2	115/12
S (MVA)	20/25/30	20/25/30	20/25/30	40/50/56
Reg. Primario	115 ± 10x1%	115 ± 10x1%	115 ± 10x1%	115 ± 10x1%
z %; Sb (MVA)	10,5%; 20 MVA	10,5%; 20 MVA	10,5%; 20 MVA	10,5%; 40 MVA
Conexión	YNyn0	YNyn0	YNyn0	YNyn0

COELCE

Tipo	C1	C2	C3	C4
Vn (kV)	69,3/13,8	69,3/13,8	69,3/13,8	69,3/13,8
S (MVA)	5/6,25	5/6,25/7,5	10/12,5/15	20/26,6/33,2
Reg. Primario	66 ± 2x2,5%	66 + 7x1,25% - 9x1,25%	66 + 7x1,25% - 9x1,25%	66 + 7x1,25% - 9x1,25%
z %; Sb (MVA)	7%; 5 MVA	7%; 5 MVA	7%; 10 MVA	13%; 20 MVA
Conexión	Dyn1	Dyn1	Dyn1	Dyn1



CHILECTRA

Tipo	D1	D2	D3
Vn (kV)	110/12,5	110/12,5	110/23,5
S (MVA)	30/40/50	15/20/25	22,5/30/37,5
Reg. Primario	110 ± 12x1,65%	110 ± 10x1,65%	110 ± 12x1,65%
z %; Sb (MVA)	12%; 30 MVA	9,4%; 15 MVA	8%; 22,5 MVA
Conexión	Dyn1	Dyn1	Dyn1

EDELNOR

Tipo	E1
Vn (kV)	58/10,05
S (MVA)	25
Reg. Primario	58000 ±13 x 565 V
z %; Sb (MVA)	9,91%; 25 MVA
Conexión	YNd5

EDESUR

Tipo	F1	F2
Vn (kV)	132/13,86	132/13,86
S (MVA)	24/32/40	40/80
Reg. Primario	132 ± 15,7 %	132 ± 15,7 %
z %; Sb (MVA)	13,5 %; 40 MVA	27%; 80 MVA
Conexión	YNyn0	YNyn0



ANEXO 2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA: ETAPAS DE VENTILACION.

Los transformadores de potencia considerados por las Empresas del GRUPO se diseñan para una determinada potencia básica en que la refrigeración es natural (ONAN, según IEC), y se alcanza la potencia máxima mediante ventilación forzada (ONAF, según IEC).

Sin embargo, hay prácticas diferentes en las Empresas en cuanto a definir una o dos etapas de ventilación forzada.

Con el fin de obtener información de parte de los fabricantes sobre este tema, se consultó a entre 8 y 10 proponentes que han participado en las Licitaciones Internacionales de ENERSIS.

Las preguntas planteadas fueron las siguientes:

- 1) *¿Cuál de los 2 transformadores siguientes resulta más económico, a igual nivel de pérdidas?*

Transformador A:

Relación de transformación: $110 \pm 10 \times 1\% / 12,5 \text{ kV}$

Potencia: 15/20/25 MVA (ONAN/ONAF/ONAF)

Transformador B:

Relación de transformación: $110 \pm 10 \times 1\% / 12,5 \text{ kV}$

Potencia: 18,75/25 MVA (ONAN/ONAF).

- 2) *Aumento de potencia por ventilación forzada.*

Con frecuencia se define el aumento de potencia producido por una etapa de ventilación forzada como 1/3 de la potencia con refrigeración natural. ¿Es general esta definición? ¿Se aplica siempre a las dos etapas de refrigeración? ¿Hay alguna norma que estipule algo al respecto?

Sólo se recibieron respuestas de 4 proponentes, las cuales se resumen a continuación.

TUBOS TRANSELECTRIC:

- 1) El costo final de los transformadores A y B es muy similar. La elección depende de la potencia con la cual trabajará durante más tiempo el transformador, en condiciones normales.
- 2) Es una definición general, que se aplica a las dos etapas de refrigeración, para todos los rangos de potencia desde 15 MVA en adelante. No conocen alguna norma que estipule algo al respecto.

ABB:

- 1) Es más económico el transformador B, aunque la diferencia no es sustancial.
- 2) A veces se aplica sólo el 25%; o una combinación de una primera etapa de 33,3% y una segunda de 25%. El porcentaje depende de las necesidades del usuario. No hay una definición al respecto. No conocen alguna norma que estipule algo al respecto.

SIEMENS:

- 1) Es más económico el transformador A, aproximadamente un 0,5%.



2) No hay norma con respecto a la definición de las potencias. Es responsabilidad del Cliente, de acuerdo con su necesidad. Normalmente se solicitan dos etapas de refrigeración, siendo la primera con 33,3% de aumento y la segunda con 25% más (66,67% en total).

RHONA:

1) El transformador A, que tiene potencia base menor, será más barato porque en general resulta menos voluminoso. Sin embargo, tendrá más pérdidas en el cobre en la última etapa de aire forzado porque ellas se incrementan en proporción al cuadrado de la potencia inicial.

2) La Norma ANSI C57.12.10 estipula los siguientes incrementos de potencia para transformadores de 12 MVA y más: 33,3% primera etapa; 25% segunda etapa (total 66,67% sobre la base).

Por lo tanto, de las respuestas obtenidas de estos fabricantes se puede concluir lo siguiente:

1) La definición de una o dos etapas de ventilación forzada es bastante indiferente con respecto al precio del transformador, para un mismo nivel de pérdidas.

En consecuencia, **es preferible definir una sola etapa de ventilación forzada.**, por razones de simplicidad tanto del sistema de control del sistema de ventilación, como de su mantenimiento.

2) La definición de la potencia adicional depende del Cliente, y lo más usado es 33,3% o 25%.



ANEXO 3. ENERGIZACION DE TRANSFORMADORES MEDIANTE SECCIONADORES.

Uno de los criterios propuestos para la operación de transformadores de potencia ha sido el de su energización y/o desenergización en vacío (sin carga), mediante seccionadores motorizados. (Ver 7.10.7). Esta es una práctica utilizada en algunas Empresas y desestimada en otras.

Con el fin de obtener información de parte de los fabricantes sobre este aspecto, se consultó a 8 proponentes que han participado últimamente en las Licitaciones Internacionales de ENERSIS, y se recibieron las respuestas que se indican a continuación.

CAMARGO CORREA (Brasil) dice que la energización de transformadores de potencia es una situación de operación nueva impuesta a los seccionadores, y no hay posibilidad de dar una garantía técnica sin hacer las pruebas comprobatorias. Sin embargo, los laboratorios consultados en Brasil no tienen cómo hacerlo, y habría que hacer pruebas efectivas en terreno.

HAPAM (Holanda), representada por **ROLEC**, dice que los seccionadores son capaces de desconectar/conectar pequeñas corrientes de magnetización de transformadores, hasta aproximadamente 2 A. Con cuernos de arco esta corriente puede incrementarse hasta aproximadamente 4 o 5 A.

CRT, representante de **SCHNEIDER ELECTRIC**, dice que los seccionadores como tales no son diseñados para abrir líneas con corrientes circulantes, por más pequeñas que éstas sean. Los seccionadores pueden pero no deben operar con corrientes circulantes, porque se reduce la vida útil de los contactos principales por efecto del arco que se produce, y en consecuencia se reduce la vida útil del seccionador. No obstante lo anterior, se ha desarrollado un dispositivo especial que permite a los seccionadores EGIC (de SCHNEIDER ELECTRIC) operar sin problemas con hasta 8 A inductivos circulando.

BMV, representante de **RUHRTAL** (Alemania), expresa en nombre de su representada que hay diferentes tipos de seccionadores capaces de ser usados para conectar transformadores sin carga, ya que la capacidad de maniobra (switching) de un seccionador estándar es 0,5 A a tensión nominal. En caso necesario, el cliente debe especificar la corriente máxima e indicar si el seccionador será utilizado para energizar o para desenergizar el transformador. RUHRTAL sólo puede ofrecer seccionadores para desenergizar transformadores en vacío (no para energizar).



Conclusión.

De acuerdo a lo informado por los fabricantes, se puede concluir **que es posible energizar/desenergizar transformadores sin carga mediante seccionadores motorizados**, ya que las corrientes en vacío de estos equipos son a lo sumo de unos pocos amperes.

En efecto, en las pruebas en vacío de algunos equipos se han obtenido los siguientes valores, a modo de ejemplo:

Transformador 110/12,5 kV; 30/40/50 MVA $I_o = 3 \text{ A.}$

Transformador 110/23,5 kV; 22,5/30/37,5 MVA $I_o = 0,8 \text{ A.}$

Transformador 110/12,5 kV; 15/20/25 MVA $I_o = 3,4 \text{ A.}$

Sin embargo, es absolutamente necesario indicar a los fabricantes que determinados seccionadores se requieren para energizar/desenergizar transformadores sin carga. En algunos casos, los fabricantes podrán incluir dispositivos adecuados para la función en referencia, y en otros caso simplemente se abstendrán de ofrecer sus equipos para esa función.



ANEXO 4. TEMAS Y ACTIVIDADES PENDIENTES.

A partir de la situación actual, en que ya se ha producido un intercambio de experiencias entre las Empresas respecto a los actuales diseños de cada una, se han logrado acuerdos en cuanto a las características principales de los equipos utilizados, y se han hecho compras corporativas de los mismos, los principales temas y actividades pendientes por realizar para avanzar en el proceso de estandarización de diseños son los que se indican a continuación:

1. Clasificación general de las SE's AT/MT, de acuerdo a:
 - a) Su desarrollo final proyectado a largo plazo: pequeñas, medianas, grandes.
 - b) Las exigencias propias de su ubicación geográfica: rurales, semiurbanas, urbanas.
2. Estudio comparativo de los diferentes esquemas eléctricos de Alta Tensión desde los puntos de vista:
 - a) Continuidad de suministro.
 - b) Costos de equipamiento: inversión, operación y mantenimiento.
3. Selección de los transformadores de potencia a usar en las futuras SE's, estandarizando:
 - a) Norma internacional de referencia (IEC).
 - b) Potencias ONAN/ONAF
 - c) Regulación total y pasos de regulación (%)
 - d) Impedancias.
4. Estudio comparativo de los diferentes esquemas eléctricos de Media Tensión desde los puntos de vista:
 - a) Continuidad de suministro.
 - b) Costos de equipamiento: inversión, operación y mantenimiento.
5. Selección de los diagramas unifilares de las nuevas SE's AT/MT del GRUPO ENERSIS, tomando en cuenta:
 - a) La clasificación general de las SE's (grande, mediana, pequeña, urbana, rural, etc.).
 - b) Los resultados de los estudios realizados.
6. Revisión de las Especificaciones Corporativas de equipos de SE's.
7. Estudio y selección de los esquemas de protección, control y medida a implementar en conformidad con los diagramas unifilares de los diferentes tipos de SE's.