

Apéndice VII

Propuesta de diseño conceptual de Subestaciones Zonales

SUBGERENCIA DE PLANIFICACIÓN

www.coordinador.cl



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
A	
0	

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Autor	Versión	Descripción del Cambio

REVISORES

Nombre	Cargo

AUTORES

Nombre	Cargo

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario

CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDOS

CONTENIDO.....	4
1 RESUMEN EJECUTIVO.....	6
2 INTRODUCCIÓN	8
3 TIPOS DE SUBESTACIONES DE PODER AT/MT	10
4 CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DE SS/EE ELÉCTRICAS.....	17
5 EXIGENCIAS GENERALES DE DISEÑO	20
6 CONFIABILIDAD DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIÓN	43
7 ASPECTOS PRINCIPALES PARA LE ELECCIÓN DE ESQUEMAS DE BARRA.....	49
8 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA	60
9 CONCLUSIONES	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 3-1 SS/EE tipo intemperie	11
Ilustración 3-2 SS/EE tipo interior	12
Ilustración 3-3 SS/EE tipo blindada (SF6)	13
Ilustración 3-4 SS/EE tipo híbrida.....	14
Ilustración 5-1: Distribución de inversión por componente de subestación	38
Ilustración 6-1 Modelos de componentes de Markov	45
Ilustración 7-1 Gráficos de confiabilidad característica de cada configuración en función de la tasa de falla de interruptores y mantenimiento.....	51
Ilustración 7-2 Método comúnmente utilizado para la selección de esquemas de acuerdo con los requerimientos e inversión	54
Ilustración 7-3 Comparativa en base a la disposición clásica de terreno y la disposición clásica modificada.....	56
Ilustración 7-4 Ejemplo de distribución de demanda para efectos de diseñar una subestación AIS o GIS.	58
Ilustración 7-5. Ejemplo de tres subestaciones AT/MT con tecnología GIS, inyectando energía cerca de los centros de carga. El ejemplo considera tres subestaciones de media tensión en lazo abierto, alimentadas por una red de 110 kV.	59
Ilustración 7-6. Ejemplo de cuatro subestaciones AT/MT con tecnología AIS, instalados de forma periférica a los centros de carga. El ejemplo considera líneas aéreas en la periferia.	59

Se considera una S/E modelo que consta de dos paños de líneas de transmisión y dos paños para transformación, omitiendo el equipamiento del lado MT del transformador, dado que en todos los casos se asumirán idénticos. A modo de resumen, la Ilustración 8-1 presenta el equipamiento requerido por la S/E modelo para los tipos de configuraciones estudiadas. 60

Ilustración 8-1 Equipamiento para SE modelo, según el tipo de configuración de barra típica 60

Ilustración 8-2. Resumen de los costos de equipamiento requeridos en la S/E modelo para 69 kV, según el tipo de configuración de barra típica..... 63

Ilustración 8-3. Propuesta de SS/EE en Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes..... 66

Ilustración 8-4 Propuesta para SS/EE en zona de grandes consumidores y/o en zona de gran número de clientes..... 67

Ilustración 8-5. Propuesta de SS/EE en Zonas de Densidad Media y Capitales Regionales. 68

Ilustración 8-6. Propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con más de 90.000 habitantes. 72

Ilustración 8-7. Propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes. 74

Ilustración 8-8. SS/EE que alimentan Iquique, capital de la Región de Tarapacá. 76

Ilustración 8-9 Comparación entre S/E Cerro Dragón y S/E Carrascal 77

Ilustración 8-10 Nueva S/E 110/13,8 kV - Barra AT Principal Seccionada + Transferencia en AIS.... 80

Ilustración 8-11 Nueva Línea 2x110 kV 270 MVA por circuito..... 81

Ilustración 8-12. Relación del nivel de ENS y la confiabilidad de SS/EE que alimentan capitales regionales. 83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Resumen de la evaluación de las distintas características AIS, MTS y GIS, parte 1 de 2. . 14

Tabla 5-1. Niveles de tensión de las subestaciones de acuerdo con Pliego Técnico Normativo (en desarrollo) 25

Tabla 5-2 Ventajas y Desventajas según configuración de barras 31

Tabla 5-3 Equipamiento requerido para barras..... 35

Tabla 5-4 Equipamiento requerido para paño de línea de doble circuito con Carrier 36

Tabla 5-5 Equipamiento requerido para paño de transformador o autotransformador 37

Tabla 5-6 Niveles máximos de cortocircuito 41

Tabla 8-1. Costos estimados de los distintos tipos de configuraciones de barra y el costo relativo respecto a la configuración de barra simple. 62

Tabla 8-2. Configuraciones más comunes por cada zona 64

Tabla 8-3. Resumen de niveles de ENS, para las capitales regionales alimentadas desde el SEN.... 82

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento resume los tipos de subestaciones, criterios de diseño, aspectos de confiabilidad con las principales ventajas y desventajas de las configuraciones de barras aceptadas por la normativa vigente. Adicionalmente, cada configuración ha sido caracterizada según su nivel de confiabilidad, seguridad y flexibilidad. Complementariamente, se han resumido las diferentes bondades de las tecnologías disponibles de *Air Insulated Switchgear*, *Gas Insulated Switchgear* y *Mixed Technologies Switchgear*.

Respecto a la información obtenida del estado actual de las configuraciones de barra conjunta AT/MT de las SS/EE alimentadas desde el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se observa que la mayoría de las zonas del SEN, a excepción de la Región Metropolitana, están fuertemente caracterizadas por configuraciones simples, como lo son las de tap – off, barra simple y barra simple seccionada.

La propuesta de diseño de subestaciones es separada en tres grandes grupos y con 4 Configuraciones de Barra AT, con transformadores de diferente capacidad de acuerdo con los requerimientos de la zona y con una configuración de Barras MT que le permita un nivel intermedio de confiabilidad, seguridad y flexibilidad:

- SS/EE en Santiago, capital de Chile y de la Región Metropolitana de Santiago.
- SS/EE en otras capitales regionales.
- SS/EE en ciudades regionales.
 - Más de 90.000 habitantes.
 - Menos de 90.000 habitantes.

En términos de tecnología, se recomienda siempre evaluar la opción GIS en zonas altamente pobladas en Santiago, otras capitales regionales y ciudades de 90.000 habitantes o más. Esta evaluación debe ser contrastada con la solución AIS en la periferia de la zona de evaluación, comparando los costos no solo del terreno, sino aquellos de equipamiento óptimo y de pérdidas por transmisión. También, resulta conveniente evaluar subestaciones Híbridas o Mixed Technologies Switchgear (MTS) que permite reducir espacios o realizar modificaciones en instalaciones existentes que permitan mejorar los niveles de Seguridad y Calidad de Servicio.

En términos del tipo de configuración para Santiago, para mejorar los niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de las SS/EE en la capital del país, se recomienda una configuración de interruptor y medio en barras AT, manteniendo barra seccionada más transferencia en las barras MT y con espacio para una capacidad máxima de 3 transformadores de 50 MVA en servicio de forma permanente.

La propuesta para las capitales regionales apunta a mejorar el estándar mediante barras AT en configuración de barra principal más transferencia con posibilidad de seccionamiento; la propuesta en barras MT considera la misma configuración, proponiendo doble barra en condiciones especiales requeridas de operación.

La propuesta para ciudades regionales de más de 90.000 habitantes apunta a poseer un estándar similar al propuesto para las capitales regionales, basado en el impacto social que las interrupciones conllevan en ciudades altamente pobladas.

La propuesta para ciudades regionales de menos de 90.000 habitantes apunta a mejorar el estándar actual; en este caso, se consideran configuraciones sencillas tales como la de barra simple con posibilidad de seccionamiento para ambas barras AT/MT, buscando eliminar definitivamente configuraciones de tipo *tap off* o barra simple de la planificación.

Se establecieron los principales criterios de diseño de Subestaciones de Poder AT/MT, que responden a los criterios de planificación de la transmisión zonal, para el desarrollo de proyectos de nuevas subestaciones o ampliación de las instalaciones existentes.

Usar este documento como apoyo, facilitará los análisis de las posibles soluciones a los problemas identificados en el diagnóstico de la red desarrollado por el Departamento de Planificación, entregar valorizaciones cada vez más precisas y respaldar obras propuestas por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio.

Esta iniciativa establece criterios de diseño comunes que respondan a los estándares cada vez más exigentes de los usuarios, aportando a la confiabilidad y a disminuir la brecha de calidad de servicio entre las diferentes regiones.

Finalmente, se realiza una evaluación Técnico - Económica de la propuesta de diseño de subestaciones para la zona de Iquique, un ejemplo práctico en donde se recomienda la incorporación de una nueva subestación que cumpla con los estándares propuestos en este trabajo. Mediante la evaluación tradicional para proyectos por seguridad, la obra no presenta beneficios suficientes como para contrarrestar la inversión estipulada, sin embargo, se exponen antecedentes suficientes como para explicar que la metodología tradicional presenta una visión muy limitada que necesita ser revisada.

2 INTRODUCCIÓN

La planificación de las inversiones en redes zonales se basa en la estimación del nivel de carga futuro de sus componentes, realizada anualmente por las diferentes áreas de planificación tanto de las distribuidoras como del Coordinador y por supuesto de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en base a los pronósticos de crecimiento de la demanda.

En el Coordinador, se genera un análisis quinquenal de los requerimientos de la red en el periodo analizado. Este plan quinquenal de obras establece los trabajos requeridos en el mediano plazo, con el fin de aumentar la capacidad de la red, para así satisfacer la demanda en cada una de las zonas de análisis.

El costo de ampliar, modificar, o construir nuevas instalaciones se basa en aspectos técnicos evaluados caso a caso y con la información técnica disponible en la plataforma de Infotécnica, no teniendo establecido criterios de diseño, ya sea de subestaciones, redes de transmisión, otros. Por ende, dependerá del diseño utilizado el valor global de las obras a realizar.

Durante los últimos años, las obras decretadas para los sistemas zonales han ido en aumento en cantidad de proyectos y también la inversión en este tipo de proyectos. Desde que la planificación es centralizada, los valores de inversión superan los USD 100 millones con el fin de aumentar la capacidad instalada y así satisfacer las necesidades crecientes del mercado eléctrico, sin descuidar la calidad de servicio entregada al cliente final.

A nivel país, existen algunas empresas distribuidoras que poseen sus propios criterios de diseño, los cuales responden a las necesidades del entorno y tipo de demandas que sus redes alimentan. Sin embargo, con el nuevo esquema de planificación (centralizado) es prioritario establecer criterios de diseño comunes que respondan a los estándares que los usuarios esperan, aportando a la confiabilidad y a disminuir la brecha de calidad de servicio entre las diferentes regiones.

Los datos de 2019 indican que, en promedio, Chile tuvo 12,78 horas sin suministro de energía entre enero y noviembre pasado. Sin embargo, el desglose por regiones muestra que existe una amplia disparidad entre ellas.

La Araucanía se alza como la región que más horas de cortes registró durante el año pasado con 35,45 horas, mientras que Magallanes se posicionó como la que tuvo menos horas de interrupciones con 7,16 horas.

El detalle es el siguiente:

1. La Araucanía: 35,45 horas
2. Los Ríos: 23,51 horas
3. Tarapacá: 20,34 horas
4. Maule: 18,22 horas

5. Arica y Parinacota: 17,44 horas
6. Atacama: 17,19 horas
7. Antofagasta: 16,83 horas
8. Los Lagos: 15,58 horas
9. O'Higgins: 15,02 horas
10. Coquimbo: 14,65 horas
11. Biobío: 12,98 horas
12. Aysén: 12,82 horas
13. Ñuble: 10,95 horas
14. Valparaíso: 8,36 horas
15. Metropolitana: 7,69 horas
16. Magallanes: 7,16 horas

El promedio nacional de 12,78 horas de cortes de electricidad en 2019 es más alto que el obtenido el año 2018 (11,03 horas) pero es el tercer mejor resultado de la medición, superado por 2016 y 2018.

3 TIPOS DE SUBESTACIONES DE PODER AT/MT

Las Subestaciones de Poder pueden ser consideradas como la fuente de suministro de energía para la distribución a nivel local, para clientes regulados y/o libres. La función principal de la subestación es reducir la tensión del nivel de Transmisión Nacional o de Transmisión Zonal al nivel de distribución.

Para poder alcanzar este objetivo, las subestaciones emplean varios dispositivos de seguridad, de conmutación, de regulación de tensión, y de medida. Las subestaciones se ubican generalmente en o cerca del centro del área de distribución, ya sea de tipo interior o tipo intemperie y operadas manual o automáticamente.

En resumen, la función de una subestación eléctrica es modificar y establecer los niveles de tensión para permitir que se distribuya tanto en baja, media o alta tensión.

Por lo general, las subestaciones se pueden clasificar bajo dos aspectos fundamentales, uno de ellos es la función para la cual se ha diseñado, de acuerdo con los requerimientos del sistema, y por otro lado el tipo de tecnología utilizada para cumplir la función para la cual fue diseñada, que depende de las condiciones del sitio donde se llevará a cabo la construcción de la subestación.

A continuación, se presentan las características típicas que se evalúan al definir la conveniencia entre una subestación de tipo intemperie o una subestación de tipo interior.

- **SS/EE de Intemperie:** La construcción física de la subestación se realiza en un terreno de las dimensiones adecuadas para albergar todos los equipos requeridos, donde el principal medio aislante es el aire. Las líneas entran y salen de la subestación por vía aérea, mediante torres de transmisión o distribución, generalmente.

Esta configuración es utilizada normalmente en aquellos casos en que las condiciones ambientales sean adecuadas para el funcionamiento normal de los equipos y que mantengan su vida útil, el terreno sea el apropiado de acuerdo con la superficie requerida para mantener las distancias eléctricas y de seguridad establecidas.

La principal ventaja de este tipo de configuración es su bajo costo de implementación, debido a un menor costo en equipos.



Ilustración 3-1 SS/EE tipo intemperie

- **SS/EE de Interior:** La construcción física de las instalaciones es realizada dentro de un edificio o estructura, donde las dimensiones requeridas para la instalación de los equipos son menores, por lo tanto, el medio de aislación puede variar, dependiendo del equipo, con el fin de disminuir las distancias eléctricas y de seguridad. Por lo general este tipo de subestaciones se diseñan en aquellos sitios donde la contaminación del ambiente es alta y se requiere un cuidado especial en los equipos, como también en ciudades principales, donde no existen terrenos disponibles y la construcción se debe realizar al interior de edificaciones, o subterráneas.



Ilustración 3-2 SS/EE tipo interior

- **SS/EE Blindadas Hexafluoruro de azufre (SF6):** Al igual que las subestaciones de tipo interior, están diseñadas para operar en lugares con alta contaminación atmosférica y espacios reducidos. Este tipo de subestaciones están aisladas en gas SF6 lo que permite una reducción sustancial del espacio requerido, entre un 30 a 60 % del área de una subestación tipo intemperie para el mismo nivel de tensión y función, pero aumentan los costos de manera considerable en su adquisición.



Ilustración 3-3 SS/EE tipo blindada (SF6)

- **SS/EE Híbridas:** Este tipo de subestaciones presenta características tanto de subestaciones aisladas en aire y gas SF6.

Las acometidas de líneas de alta tensión, barras, líneas de distribución, entre otros, siguen aisladas en aire, mientras que los equipos de desconexión están ubicados dentro de compartimientos aislados en SF6. La principal ventaja de estas subestaciones es compactar los equipos de desconexión en módulos, lo que permite reducir la superficie requerida para la construcción de los paños de maniobra en terrenos del tipo intemperie.



Ilustración 3-4 SS/EE tipo híbrida

El grupo de trabajo B3.20 de CIGRE, presenta en su documento *Evaluation of different switchgear technologies (AIS, MTS, GIS) for rated voltages of 52 kV and above*, los factores críticos principales que permiten seleccionar adecuadamente si una subestación debiera ser *Air Insulated Switchgear (AIS)*, *Mixed Technologies Switchgear (MTS)* o *Gas Insulated Switchgear (GIS)*.

El resumen de la evaluación realizada, respecto al nivel de aplicación de las distintas características de las subestaciones tipo AIS, MTS y GIS, para niveles de tensión mayor a 52 kV, son presentados en la siguiente tabla:

Símbolos:

- "++" denota que esta tecnología provee una ventaja indudable
- "+" denota que esta tecnología provee una ventaja
- "0" denota un estado neutral
- "-" denota una desventaja
- "--" denota una desventaja indudable

Tabla 3-1. Resumen de la evaluación de las distintas características AIS, MTS y GIS, parte 1 de 2.

Característica	AIS	MTS	GIS
1. Ubicación			
• Rural – exterior	++	+	--
• Urbano – exterior	0	++	+
• En interior	-	+	++
• Subterráneo	--	+	++
• Contenedor	--	++	++
2. Diseño y fabricación de los equipos			

Característica	AIS	MTS	GIS
<ul style="list-style-type: none"> Diseño conceptual y su evaluación Material (*equipos combinados) Proceso de fabricación y control de calidad. Proceso de armado y comisionamiento en sitio. 	++ + ++ -	0 +(-)* + +	+ + - ++
3. Ingeniería			
<ul style="list-style-type: none"> Complejidad del proyecto Planificación del proyecto Firmas de contratos y acuerdos Diagramas unilineales Especificaciones Disposición de equipos Planos de obras civiles y mallas a tierra Sistemas de control y protecciones, sistemas de monitoreo 	++ 0 0 0 + - + ++	+ 0 + 0 0 + - +	0 0 ++ 0 + ++ + 0
4. Construcción			
<ul style="list-style-type: none"> Preparación en sitio Transporte y almacenamiento Obras civiles (fundaciones) Cuadrilla de trabajo Instalación a medida o particulares del proyecto Impacto en instalaciones en servicio Comisionamiento 	++ - + + - + +	+ + 0 + + + ++	- ++ - - 0 - -
5. Impacto en el medio ambiente			
<ul style="list-style-type: none"> Estética (requerimientos para disimular la subestación) Naturaleza Ruido Fuga de líquidos Campos electromagnéticos y compatibilidad electromagnética 	- - 0 - 0	0 0 0 0 0	+ ++ + - ++
6. Impacto del medio ambiente			
<ul style="list-style-type: none"> Condiciones climáticas (*aplicación interior) Contaminación (*aplicación interior) Corrosión (** edificio con climatización controlada) Condiciones sísmicas 	0 0 0 0	++)* 0(++)* 0 +	++)* 0(++)* +** ++
7. Tiempos desarrollados en sitio			
<ul style="list-style-type: none"> Duración de la preparación Duración del transporte Duración de la instalación Duración del comisionamiento Duración del tiempo de reparación en caso de falla Duración del mantenimiento 	0 - - ++ ++ ++	+ + ++ + + +	0 ++ 0 0 0 0
8. Operación y servicio			
<ul style="list-style-type: none"> Control (*para MTS multifuncional) Condición de monitoreo Vida útil esperada Desmantelamiento y clausura Reemplazo de componentes Dependencia en el fabricante Dependencia en conocimiento específico 	+ - + 0 ++ ++ ++	0(-)* 0 + 0 + + +	0 + + - - - -

Característica	AIS	MTS	GIS
9. Disponibilidad			
• Sostenibilidad	-	+	++
• Tiempo promedio de mantenimiento	+	++	0
• Confiabilidad (*aplicaciones en interior)	0	+	+(++)*
• Tiempo promedio de reparación	+	++	0
• Herramientas y manejo de gases	+	0	0
10. Pruebas			
• Pruebas tipo	+	0	++
• Pruebas rutinarias	+	0	++
• Pruebas en sitio	++	+	0
• Pruebas en equipos	++	+	0
11. Flexibilidad			
• Extensión de subestaciones existentes	++	++	0
• Usado para extender subestaciones existentes	0	++	+
• Reemplazo/renovación de subestaciones existentes (*para voltajes sobre 245 kV)	-	++	+*
• Usado para reemplazar/renovar subestaciones existentes	+	++	-
• Instalaciones temporales o móviles	+	++	-
• Nueva subestación	+	+	+
12. Seguridad del personal			
• Riesgos de lesión con instalaciones en servicio	0	+	++
• Riesgos de lesión con instalaciones en mantenimiento	++	+	0
• Riesgos de lesión en caso de una gran falla	0	+	++
13. Seguridad de las instalaciones			
• Seguridad contra ataques terroristas	0	+	++
• Seguridad contra vandalismo	0	+	++
• Seguridad contra robos de equipamiento	0	+	++
14. Costo durante la vida útil del equipamiento			
• Costos de adquisición e instalación	++	0	-
• Costos de mantenimiento preventivo y correctivo	0*	++*	+*
• Costos de desmantelamiento y clausura	-	0	0

4 CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DE SS/EE ELÉCTRICAS

Los criterios de diseño establecen los principales elementos técnicos y de construcción utilizados para generar un proyecto de ingeniería, asociado a las diferentes especialidades que envuelven el desarrollo de éstos. Por lo general, los criterios de diseño se basan en la experiencia que posee el grupo de ingeniería, conformando un documento que reúne tanto la experiencia técnica como la historia de la empresa que desarrolla el documento.

Estos documentos son utilizados como guía para el desarrollo de los anteproyectos e ingeniería conceptual, asociados a la especialidad para la cual se generaron. En el caso de proyectos asociados a subestaciones de poder, generalmente, los criterios de diseño se dividen en tres grandes especialidades, las que se mencionan en el siguiente esquema.

Potencia

Es el área encargada de especificar los principales equipos de potencia presentes en la subestación. Además de la disposición física que tendrán estos en el patio de la SS/EE.

Por otro lado, especifica las condiciones mínimas para la operación segura de las instalaciones, tanto para el personal como para la continuidad de servicio.

Obras civiles (OCC)

Es el área encargada de especificar los trabajos civiles requeridos para el montaje de los equipos eléctricos principales y líneas de alta tensión asociadas a las instalaciones, desarrollando además las especificaciones arquitectónicas requeridas para las instalaciones presentes en la SS/EE, junto con los sistemas necesarios para cumplir los requerimientos de seguridad propios, normas medioambientales y calificación sísmica de los equipos.

Protección y control (PyC)

Es el área encargada de especificar los sistemas de control y protección necesarios para operar de manera local o remota la subestación, de acuerdo con los niveles de continuidad y calidad de servicios requeridos. Desarrollando esquemas de control internos y externos a la SS/EE, con el fin de comunicar de forma constante las variables de estado del sistema de monitoreo de la empresa. Los criterios siempre son definidos respetando como mínimo las normativas utilizadas en el país. Además, se debe destacar que los criterios de diseño son herramientas utilizadas por el diseñador de subestación como guía, y que se ven modificadas a medida que el proyecto avanza, debido a características particulares del detalle de cada construcción.

Por otro lado, al ser una herramienta de guía debe estar constantemente actualizada de acuerdo con los requerimientos propios del departamento y las tecnologías utilizadas en la actualidad, por lo tanto, es un elemento que requiere de constantes revisiones y correcciones de acuerdo a las necesidades del momento.

Este trabajo tiene la finalidad de hablar más a fondo de subestaciones presentes en la Transmisión Zonal y precisamente las de tipo convencionales e híbridas, que son a las que está orientada esta herramienta debido a que en la práctica son las más utilizadas.

4.1 ASPECTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE PODER

El diseño de una subestación se basa generalmente en los requerimientos que imponen las compañías de suministro eléctrico y el usuario final, en base a exigencias propias de la compañía y reglamentaciones o normas exigidas por el ente regulador o gobierno.

Un aspecto importante que ha cobrado relevancia en los últimos años es la consideración entre el costo del ciclo de vida y la confiabilidad de la instalación, buscando optimizar las inversiones asociadas a proyectos futuros.

Se debe considerar la capacidad que deberá tener la instalación para soportar esfuerzos impuestos por las condiciones ambientales y de servicio, cumpliendo con las funciones requeridas por el sistema, formando así la base general de diseño.

Finalmente, la disposición de equipos e instalaciones debe ser diseñada privilegiando el criterio de acceso abierto, de manera tal que se haga un aprovechamiento racional del terreno considerando lo siguiente:

- Condiciones sísmicas y ambientales.
- Nivel de tensión, cortocircuito y frecuencia.
- Flexibilidad operacional. Redundancia y respaldos apropiados para garantizar la seguridad y continuidad del servicio.
- Simplicidad, seguridad, disponibilidad, facilidad de mantenimiento, operación, reemplazo de los equipos, sistemas e instalaciones.
- Que se produzca el menor número posible de cruces en líneas de salida.
- Facilidad para cumplir con el criterio de acceso abierto a instalaciones.
- Crecimiento de la demanda. Facilidades para las obras de construcción y futuras ampliaciones.
- Los equipos de cada circuito deberán estar dispuestos de tal forma que sea sencillo identificar el circuito y fase a que pertenecen. Disposición simple y funcional de los equipos, sistemas e instalaciones.
- Definición de las zonas de circulación y las áreas de acceso restringido a equipos e instalaciones energizadas.

Como resultado del diseño se debe obtener:

- Diagramas unifilares basados en la obtención de mejores índices confiabilidad/ampliación fundamentados en criterios de planificación y operación.

- Especificación del equipamiento y materiales que permitan optimizar costos, en toda la vida útil y plazos de construcción.
- Disposición de planta que traiga consigo el tamaño y desarrollo de las subestaciones de acuerdo con las características de la demanda.
- Adaptación de las subestaciones a restricciones externas tales como: reglamentación de las autoridades reguladoras, disponibilidad de espacio, medio ambiente, entre otros.
- Sistemas de protección, control y comunicaciones
- Servicios auxiliares, Malla de tierra
- Sistema de Seguridad

5 EXIGENCIAS GENERALES DE DISEÑO

El diseño de las instalaciones de transmisión debe cumplir con las Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión del Anexo Técnico del mismo nombre desarrollado por la CNE y de los pliegos técnicos que dicte la Superintendencia, previa aprobación de la Comisión.

El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), o aquellas que la Comisión apruebe en virtud de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la LGSE y previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación óptima y acceso abierto del sistema respectivo. Estas subestaciones no podrán ser del tipo Conexión en derivación para los sistemas de transmisión Nacional, Zonal y de Polos de Desarrollo, con excepción del sistema Dedicado que sí podrá realizar este tipo de conexiones siempre y cuando no degraden o disminuyan la seguridad del sistema.

Las instalaciones del ST deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación de los Sistemas de Protección Multiárea según la definición que determine el Coordinador, ya sea para responder a contingencias simples o como parte del Plan de Contingencias Extremas.

Las nuevas instalaciones que se conecten al ST deberán poseer todo el equipamiento necesario para participar en los Sistemas de Protección Multiárea existentes en las subestaciones a las que se conectan, según lo determine el Coordinador.

Las instalaciones del ST deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del Plan de Recuperación de Servicio (PRS) elaborado por el Coordinador.

Las instalaciones del ST deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) y para el Sistema de Monitoreo, cuyas exigencias se encuentran definidas en el CAPÍTULO N°4 de la NT. Sin perjuicio que el Coordinador pueda requerir otras magnitudes adicionales, el conjunto mínimo de magnitudes a supervisar es:

- a) Flujos de potencia activa y reactiva por cada línea del Sistema de Transmisión, medido en cada extremo de la línea e indicando la dirección del flujo.
- b) Flujos de potencia activa y reactiva en cada enrollado de cada equipo de transformación, indicando la dirección de ambos flujos.
- c) Tensiones de barra.
- d) Potencia reactiva por los equipos de compensación de potencia reactiva, indicando la dirección del flujo.

- e) Frecuencia medida en diferentes barras del Sistema de Transmisión, definidas por el Coordinador.
- f) Temperatura ambiente en diferentes subestaciones con barras en nivel de tensión superior a 23 [kV], definidas por el Coordinador.

Asimismo, deberán obtenerse señales para supervisar, como mínimo, los siguientes estados:

- a) Estado de interruptores y desconectores de elementos serie.
- b) Posición de los taps de los transformadores con regulación bajo carga, con indicación de operación remota.
- c) Estado de interruptores y desconectores asociados a los equipos de compensación de potencia reactiva.
- d) Indicación de alarmas de operación de cada uno de los sistemas de protección en forma independiente.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14 de la NT.

5.1 EXIGENCIAS PARA EL EMPLAZAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

5.1.1 EMPLAZAMIENTO DE NUEVAS SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS RESPECTO A INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN EXISTENTES

En el caso de seccionar una línea existente, estas subestaciones se conectarán a $\frac{1}{3}$ o $\frac{1}{2}$ de la longitud del recorrido de la línea, medido desde sus extremos y deberá seccionar todos los circuitos que la compongan.

En el caso de seccionar 2 o más líneas existentes, la ubicación y potencia de las nuevas subestaciones transformadoras se debe determinar considerando en la evaluación los parámetros técnicos, económicos, sociales y medio ambientales del proyecto y deberá seccionar todos los circuitos que las compongan.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá definir el emplazamiento de una nueva subestación seccionadora de acuerdo con los procesos de expansión respectivos.

Para el emplazamiento de subestaciones se deben considerar los siguientes aspectos:

- a) No se podrán emplazar en áreas de parques nacionales asignados a CONAF, áreas protegidas establecidas por el Ministerio de Medio Ambiente, zonas inundables y cursos de agua (actuales, ocasionales y de riesgo) establecidos por la Dirección General de Aguas y terrenos de comunidades originarias establecidos por la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena.
- b) Regulaciones nacionales, regionales, provinciales y comunales.
- c) Decretos sobre uso del suelo en el lugar de la subestación y su entorno.
- d) Estudio o declaración de impacto ambiental.
- e) Características geotécnicas del terreno.

El área libre alrededor de la subestación deberá considerar espacio para el acceso de vehículos y el acceso de las líneas planificadas actuales y futuras que se conecten a la subestación según el informe de desarrollo correspondiente. Las líneas de transmisión deberán acceder a la subestación de forma perpendicular a la orientación de la barra correspondiente.

Adicional a lo anterior, se debe cumplir con eventuales disposiciones comunales respecto a la construcción de subestaciones eléctricas, vigentes al momento de la construcción de la subestación.

En cuanto a aspectos específicos, se establecen los siguientes criterios, según dónde se emplace la subestación:

5.1.1.1 Subestaciones en áreas urbanas

- a) Se entenderá que una subestación se encuentra en un área urbana, cuando ésta se emplace en zona urbana y aquella sea parte de una conurbación.
- b) Las subestaciones se instalarán en terrenos apropiados para este propósito y debidamente aprobado por plan regulador comunal.
- c) Las subestaciones podrán ser subterráneas o de superficie al interior de edificios. En estos casos, las subestaciones deben disponer de las máximas medidas de detección y extinción de incendio y separación y acumulación de agua y aceite.
- d) Las subestaciones subterráneas deben utilizar equipos y elementos con sistemas de enfriamiento propios para condiciones especiales o contar con vías y equipos de ventilación para mantener la temperatura adecuada para la operación.
- e) Las subestaciones subterráneas deben contar con vías de acceso que posibiliten el cambio de equipos y elementos, sin efectuar modificaciones temporales o permanentes a las estructuras, edificios propios o aledaños, los cierres o accesos, entre otros.
- f) En caso de que la subestación es del tipo aislación en aire, deberá diseñarse de forma tal que los equipos no superen la altura de las barras de la subestación. Como protección contra descargas atmosféricas se deberán usar solamente mástiles con terminales de descarga activos. Las subestaciones deberán disponer de muros cortafuegos y un sistema de detección y extinción de incendio que garantice que no se propague al entorno y que evite el derrame de aceite y agua al exterior de la subestación.
- g) Si la subestación es alimentada desde una o más líneas subterráneas, éstas se deben conectar mediante cables subterráneos canalizados en ductos y con un ducto de reserva. Si la alimentación de la subestación no cumple el criterio N-1, el propietario deberá disponer de cable y mufas de repuesto para reponer el servicio en el más breve plazo.
- h) Si la subestación es alimentada desde una o más líneas aéreas, de preferencia se conectarán mediante cables subterráneos. La acometida deberá realizarse mediante cables subterráneos. En casos debidamente justificados mediante un informe específico, se podrán conectar mediante una acometida aérea siempre que se cumplan las siguientes condiciones:
 - La acometida debe quedar a >8 m sobre el terreno.
 - Si la línea pudiera quedar alimentada solamente desde la subestación, ya sea por generación local o desde otro circuito, debe contar con dispositivos de control que eviten esto abriendo automáticamente el interruptor correspondiente
 - La tensión mecánica máxima en el conductor no debe ser superior al 10% de la tensión de ruptura.

5.1.1.2 Subestaciones en áreas rurales y no urbanas

- a) Se entenderá por áreas rurales y no urbanas, aquellas que no se encuentren en la definición del literal a) del artículo previo.
- b) Las subestaciones se deberán instalar, en terrenos abiertos con suficiente espacio alrededor como para dejar lugar a las llegadas de las líneas resultantes del informe de desarrollo correspondiente. El desarrollador de la subestación debe preparar un plano mostrando el acceso de estas líneas manteniendo las distancias de seguridad y paralelismos establecidos en la norma NSEG 5.
- c) Las subestaciones del tipo de aislación en aire deberán tener medidas para la detección y extinción de incendio de acuerdo con el riesgo que presenten para el entorno.
- d) El espacio alrededor de la subestación deberá ser suficiente como para poder instalar todas las líneas previstas en los planes de expansión desarrollados por la Comisión y se determinará mediante un plano de planta que considere las franjas de seguridad de dichas líneas.
- e) Si la subestación es del tipo de aislación en aire deberá contar con protecciones contra descargas atmosféricas y las señalizaciones para aeronavegación según lo establezca la Dirección General de Aeronáutica Civil DGAC. En estos casos, las subestaciones deben disponer de un sistema de detección y control de incendio que garantice que no se propague al entorno y que evite el derrame de aceite y agua al exterior.
- f) Si la subestación presenta conexiones a una o más líneas subterráneas, éstas se deben conectar mediante cables subterráneos. Si la subestación presenta conexiones a una o más líneas aéreas, éstas se podrán conectar mediante una acometida aérea siempre que se cumplan las siguientes condiciones:
 - La acometida debe quedar a una altura sobre el terreno determinada por el reglamento de instalaciones de corrientes fuertes.
 - La tensión mecánica máxima en el conductor no debe ser superior al 10% de la tensión de ruptura.

5.2 EXIGENCIAS ASOCIADAS A NIVEL DE TENSIÓN

5.2.1 Tensiones normales

Los niveles de tensión de las subestaciones deben ser los indicados en el Pliego Técnico Normativo – RPTD N°01 Tensiones y frecuencia (Documento en desarrollo).

Tabla 5-1. Niveles de tensión de las subestaciones de acuerdo con Pliego Técnico Normativo (en desarrollo)

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Equipos (kV)	Distancia Eléctrica por NSEG 5 intemperie (m)
12	15	0,29
13,2	15	0,31
13,8	15	0,31
15	17,5	0,31
23	26,4	0,35
33	36	0,41
44	48,3	0,49
66	72,5	0,64
110	123	1,15
154	170	1,62
220	245	1,95

5.2.2 Equipamiento de compensación de potencia reactiva en instalaciones de transmisión

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán poseer el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario para cumplir con los requerimientos de control de tensión y reserva de potencia reactiva.

5.3 EXIGENCIAS ASOCIADAS A LA CONFIGURACIÓN DE BARRAS

En función de los requisitos establecidos por el Artículo 46 del Anexo de *Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión* para las diversas categorías de subestaciones, se establecen los siguientes esquemas de barras e interruptores:

- a) Interruptor y medio.
- b) Doble barra con doble interruptor e interruptor acoplador de barras.
- c) Doble barra con doble desconectador de barra, e interruptor, interruptor acoplador de barra, más esquema de barra de transferencia con interruptor de transferencia.
- d) Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador de barras.
- e) Doble barra con doble desconectador de barra.
- f) Barra simple seccionada, con desconectador de barra e interruptor, interruptor seccionador de barra, más esquema de barra de transferencia con interruptor de transferencia.
- g) Barra simple seccionada, con desconectador de barra e interruptor, más interruptor seccionador de barra Barras e Interruptores conectados en Anillo.
- h) Barra simple con desconectador de barra e interruptor
- i) Esquema en anillo

No serán permitidas nuevas subestaciones sin barras de conexión en sus patios. Tampoco será permitido que los patios de la misma subestación tengan configuraciones de barras diferentes a excepción de aquellas subestaciones que conecten sistemas de distribución.

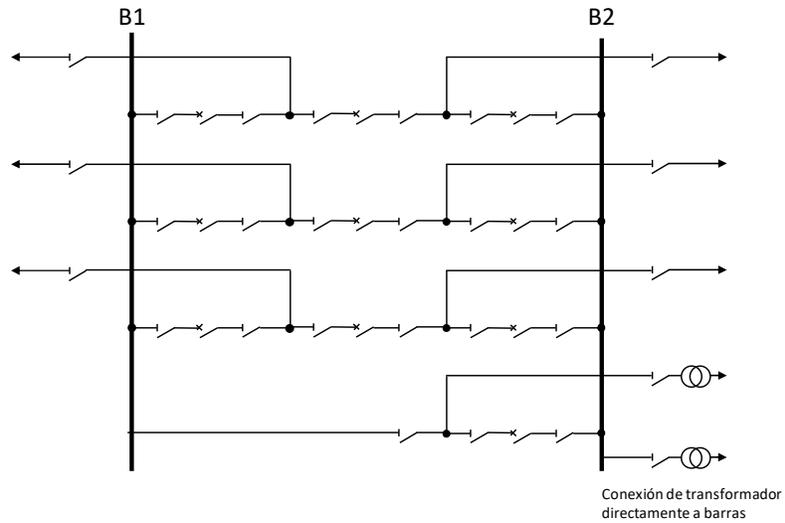
No se hace distinción entre instalaciones AIS y GIS, ya que, si bien estos equipos requieren menos mantención y están menos expuestos a fallas, en caso de intervenir un componente, las exigencias son las mismas para ambos tipos de instalaciones.

Los esquemas aplicables en función de los niveles de tensión y segmento de la subestación (Nacional, Internacional, Polos de desarrollo, Zonal y Dedicado) según lo requisitos de la NTSyCS son los siguientes:

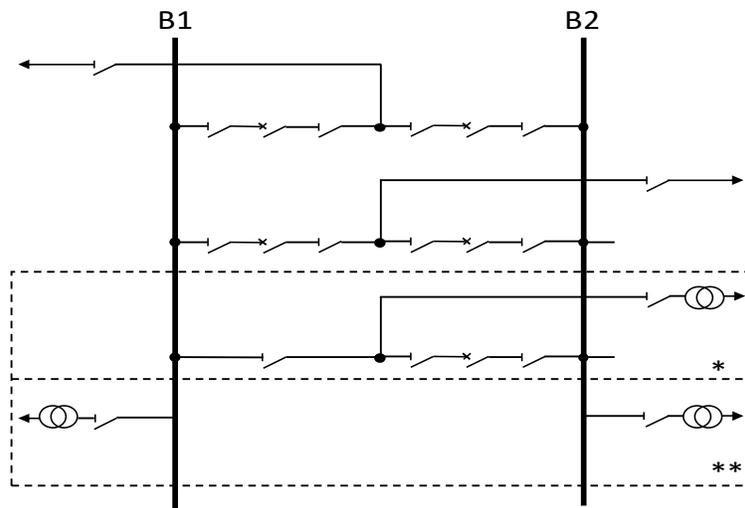
Exigencias de esquemas de barra por nivel de tensión mayor o igual a 150 kV

Los esquemas de barras recomendados son los siguientes:

a) Interruptor y medio



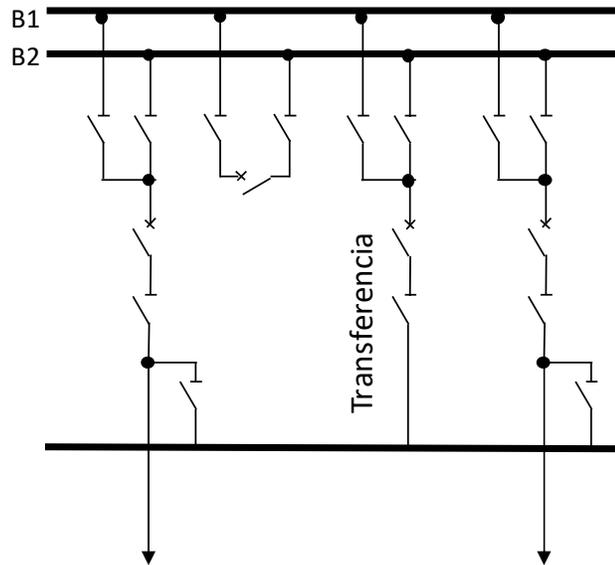
b) Doble barra con doble interruptor e interruptor acoplador



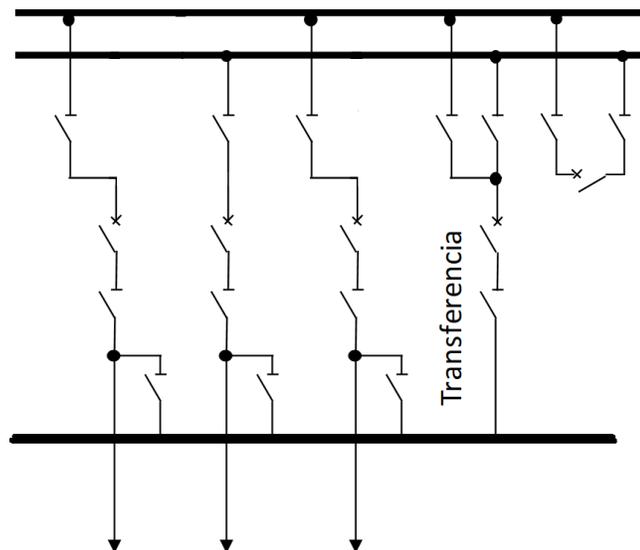
Esquemas para niveles de tensión bajo 150 kV

Los esquemas de barras analizados son los siguientes:

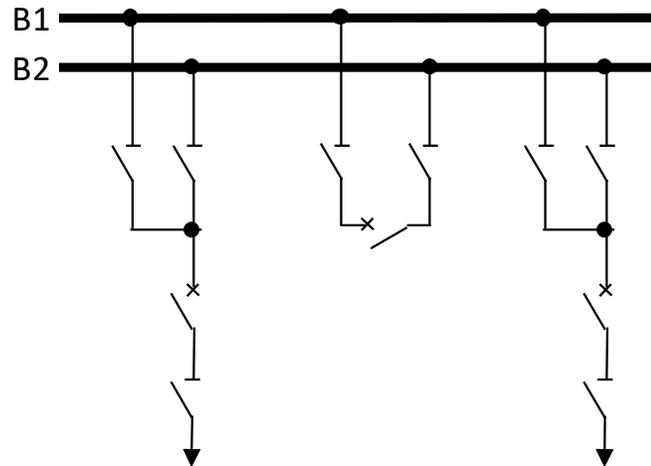
- a) Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador más esquema de barra de transferencia con una protección diferencial de barra por cada barra



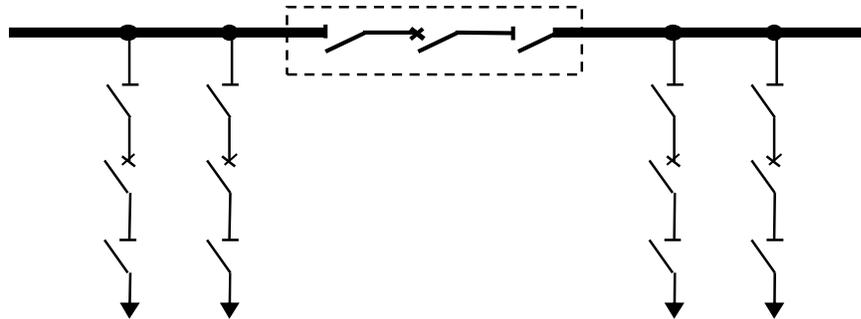
- b) Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador más esquema de barra de transferencia con una protección diferencial de barra por sección



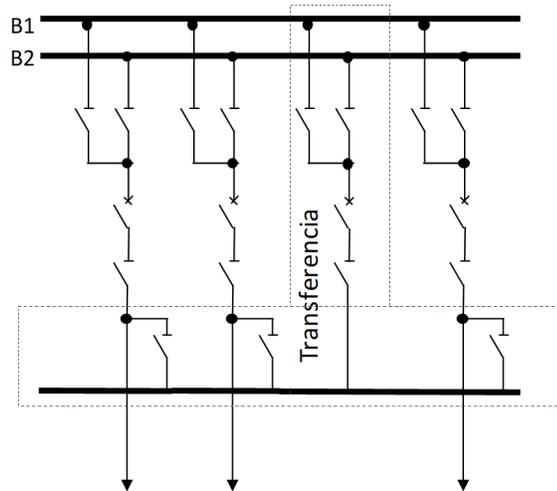
- c) Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador con una protección diferencial de barra por barra



- d) Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador con una protección diferencial de barra por sección



- e) Doble barra con doble desconectador de barra sujeto al cumplimiento de los tiempos de operación de las protecciones, con o sin barra de transferencia.



- f) Barra simple sujeto al cumplimiento de los tiempos de operación de las protecciones, con o sin barra de transferencia.

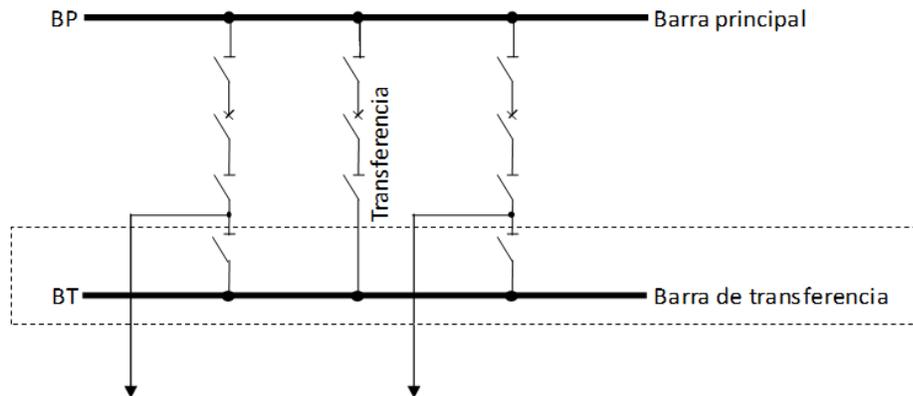


Tabla 5-2 Ventajas y Desventajas según configuración de barras

Esquema	Ventajas	Desventajas	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
1. Interruptor y medio	<ul style="list-style-type: none"> Permite continuidad de servicio tanto en mantenimiento de un paño o barra, y ante falla en circuitos, barras o paños. La falla en una barra mantiene todos los paños conectados a la otra barra. Se puede retirar un interruptor con sus TT/CC sin interrumpir el suministro del paño 	<ul style="list-style-type: none"> Su nivel de flexibilidad es bajo, dado que requiere el cierre de todo el equipamiento primario. 	★★★	★★☆	★★☆
2. Doble barra con dos interruptores	<ul style="list-style-type: none"> Posee la mayor seguridad tanto para fallas en barras como en paños. Permite continuidad de servicio tanto en mantenimiento de un paño o ante falla. La falla en una barra mantiene todos los paños conectados a la otra barra Se puede retirar un interruptor con sus TT/CC sin interrumpir el suministro del paño. 	<ul style="list-style-type: none"> Es la configuración más costosa. 	★★★	★★★	★★★
3. Doble barra con un interruptor con sistema de transferencia	<ul style="list-style-type: none"> En líneas de doble circuito es posible realizar mantenimiento de uno de sus paños, mientras el otro conduce. Permite realizar bypass para líneas de transmisión. Permite mantenimiento en una de las barras, sin dejar fuera de servicio la otra barra. La conexión de una línea a una barra u otra se puede hacer en cualquier momento. Permite dos llegadas que siempre deben operar por separado. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere una mayor cantidad de equipamiento primario. Requiere un sistema de control y protección más robusto, en especial al tipo de protección diferencial de barra a utilizar. 	★★★	★★☆	★★★

Esquema	Ventajas	Desventajas	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	<ul style="list-style-type: none"> Permite separar barras para cargas que causan <i>flicker</i> u otros fenómenos o separar barras para cargas críticas. Permite separar sistemas para limitar las corrientes de cortocircuito. Al fallar una barra se interrumpe el suministro a los paños conectados a esta barra, pero se pueden reconectar a la otra barra mediante los desconectores. Para mantención de un interruptor se debe usar el sistema de transferencia. 				
4. Simple barra seccionada con sistema de transferencia	<ul style="list-style-type: none"> Económica. Permite realizar <i>bypass</i> para líneas de transmisión. Permite el mantenimiento de un paño con línea transferida. Permite el mantenimiento de una sección de barra en el caso seccionado y mantener en servicio uno de los circuitos de esta sección mediante el interruptor de transferencia. 	<ul style="list-style-type: none"> Baja seguridad dado que una falla en la barra (o en una sección de barra), deja fuera de servicio la barra (o la sección de barra). Al fallar una sección se interrumpe el suministro a los paños conectados a esta barra, y no se pueden reconectar a la otra barra. 	★★☆	★☆☆	★★☆
5. Simple barra con sistema de transferencia	<ul style="list-style-type: none"> Económica. Permite realizar <i>bypass</i> para líneas de transmisión. Permite el mantenimiento de un paño con línea transferida. Permite el mantenimiento de una sección de barra en el caso seccionado y mantener en servicio uno de los circuitos 	<ul style="list-style-type: none"> Baja seguridad dado que una falla en la barra (o en una sección de barra), deja fuera de servicio la barra (o la sección de barra). Al fallar la barra se interrumpe el suministro a todos los paños y no se dispone de alternativa. 	★★☆	★☆☆	★★☆

Esquema	Ventajas	Desventajas	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	de esta sección mediante el interruptor de transferencia.				
6. Doble barra con un interruptor	<ul style="list-style-type: none"> En líneas de doble circuito es posible realizar mantenimiento de uno de sus paños, mientras el otro conduce. Permite realizar bypass para líneas de transmisión. Permite mantenimiento en una de las barras, sin dejar fuera de servicio la otra barra. La conexión de una línea a una barra u otra se puede hacer en cualquier momento. Permite dos llegadas que siempre deben operar por separado. Permite separar barras para cargas que causan <i>flicker</i> u otros fenómenos o separar barras para cargas críticas. Permite separar sistemas para limitar las corrientes de cortocircuito. Al fallar una barra se interrumpe el suministro a los paños conectados a esta barra, pero se pueden reconectar a la otra barra mediante los desconectores. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere una mayor cantidad de equipamiento primario. Requiere un sistema de control y protección más robusto, en especial al tipo de protección diferencial de barra a utilizar. Para la mantención de un interruptor se debe sacar de servicio el paño. 	★★☆	★★☆	★★☆
7. Simple barra seccionada	<ul style="list-style-type: none"> Permite el mantenimiento de una sección de barra. Solo se pierde una sección en caso de falla. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere una mayor cantidad de equipamiento; por lo tanto, posee un mayor costo. Seccionamiento puede causar interrupción en circuitos sanos. Flexibilidad limitada en la operación. 	★★☆	★★☆	★★☆

Esquema	Ventajas	Desventajas	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
		<ul style="list-style-type: none"> Al fallar una sección se interrumpe el suministro a los paños conectados a esta barra, y no se pueden reconectar a la otra barra Para la mantención de un interruptor se debe sacar de servicio el paño 			
8. Simple barra	<ul style="list-style-type: none"> Económica. Simple en concepto y operación, fácil de proteger. Utiliza poco espacio y posee poca probabilidad de operaciones incorrectas. Fácilmente extensible. 	<ul style="list-style-type: none"> Carece de confiabilidad, seguridad y flexibilidad en el caso de barra simple sin seccionar. En el caso de barra seccionada, no se pueden cambiar los circuitos de una barra a otra en operación normal, necesitando de una correcta planificación. Al fallar la barra se interrumpe el suministro a todos los paños y no se dispone de alternativa. Para la mantención de un interruptor se debe sacar de servicio el paño. 	☆☆☆	☆☆☆	☆☆☆

5.3.1 Equipamiento requerido según esquema de barra

En las tablas siguientes se enumeran los equipos necesarios para los siguientes paños en función de los esquemas de barra mencionados:

Barras

Tabla 5-3 Equipamiento requerido para barras

Esquema/Equipo	Interruptor	Desconectador sin puesta a tierra (spt)	TT/PP	TT/CC 5 secundarios
Interruptor y medio	1	2	6	6
Doble barra con doble interruptor e interruptor acoplador	1	2	6	3-6
Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador más esquema de barra de transferencia	1	5	6	3-6
Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador más esquema de barra de transferencia	1	5	6	3-6
Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador	1	2	6	3
Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador	1	2	6	3
Doble barra con doble desconectador de barra			6	
Simple barra			3	

Paño de línea para línea de doble circuito con Carrier
Tabla 5-4 Equipamiento requerido para paño de línea de doble circuito con Carrier

Equipo	Interruptor	Desconectador tipo pantógrafo	Desconectador spt	Desconectador cpt	TT/PP	TT/CC 5 secundarios	Pararrayos	Condensador de acoplamiento	Trampa de onda
Interruptor y medio	1		2	1	3	6	3	1	1
Doble barra con doble interruptor e interruptor acoplador	2		3	1	3	6	3	1	1
Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador más esquema de barra de transferencia	1	3	2	1	3	3	3	1	1
Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador más esquema de barra de transferencia	1		2	1	3	3	3	1	1
Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador	1		2	1	3	3	3	1	1
Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador	1		1	1	3	3	3	1	1
Doble barra con doble desconectador de barra	1	3	1	1	3	3	3	1	1
Simple barra	1		1	1	3	3	3	1	1

Paño de transformador o autotransformador

Tabla 5-5 Equipamiento requerido para paño de transformador o autotransformador

Equipo	Interruptor	Desconectador tipo pantógrafo	Desconectador spt	TT/CC 5 secundarios	Pararrayos
Interruptor y medio	1		4	6	3
Doble barra con doble interruptor e interruptor acoplador	2		4	6	3
Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador más esquema de barra de transferencia	1	3	3	3	3
Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador más esquema de barra de transferencia	1		3	3	3
Doble barra con doble desconectador de barra e interruptor acoplador	1	3	1	3	3
Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador	1		1	3	3
Doble barra con doble desconectador de barra	1	3	1	3	3
Simple barra	1		1	3	3

Para tener una referencia sobre el peso en los costos asociados a una posición de paño de un transformador, respecto del propio transformador, se incluye un esquema que representa la distribución de inversión por componente. En este caso, se considera una configuración de Barra seccionada con un desconectador de barra e interruptor seccionador, con un transformador trifásico de 50 MVA y un patio MT de barra principal más barra de transferencia con 8 posiciones de alimentador.

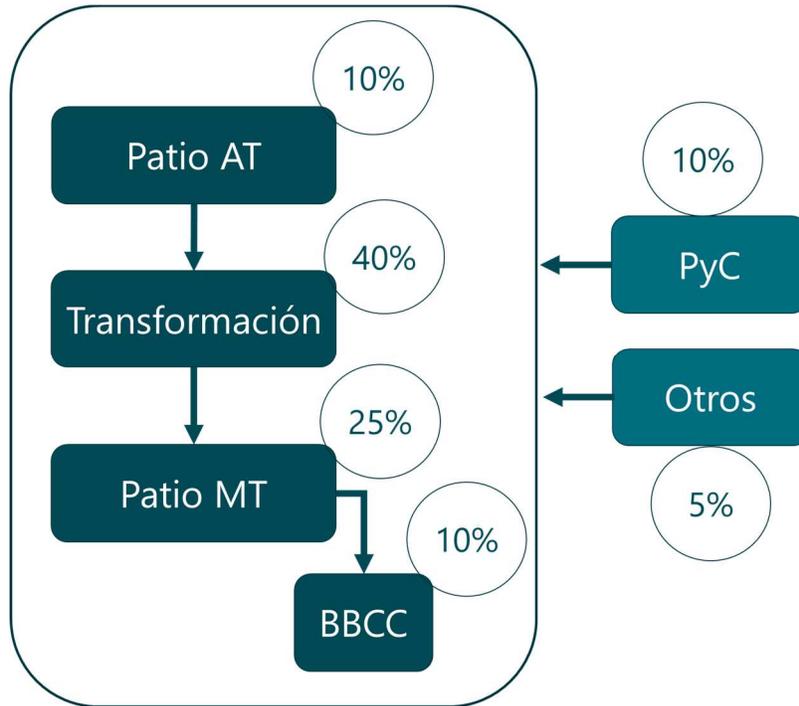


Ilustración 5-1: Distribución de inversión por componente de subestación

5.4 INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS

Dado los costos y disponibilidades de terreno, se hace cada vez más interesante y hasta necesario incorporar tecnologías alternativas para el diseño y equipamiento de subestaciones. Por este motivo se establecen los criterios básicos para el uso de este tipo de tecnologías, entre las cuales se cuenta hoy con las siguientes:

1. Interruptor estanque muerto
2. Equipo híbrido compacto
3. GIS con barra segregada
4. GIS con barra encapsulada
5. GIS con barra al aire
6. GIL como medio de conexión entre instalaciones o como complemento del GIS
7. BESS Battery Energy Storage System
8. Subestaciones móviles
9. Paños para conexiones provisionarias

Si bien las tecnologías alternativas permiten obtener soluciones convenientes especialmente en espacios reducidos, no están exentas de dificultades para su implementación, en especial al usarse como ampliaciones en subestaciones convencionales AIS.

Entre estas dificultades se encuentran:

- Posibilidad de ampliación de equipos GIS de modelos más antiguos que ya no se fabrican
- Posibilidad de ampliación de equipos GIS con equipos de otro fabricante por motivo de mejor precio
- Instalación de Equipos Híbridos Compactos en subestaciones con barra abierta.

5.5 CAPACIDAD MÁXIMA DE CONEXIONES

Si la subestación presenta líneas de inyección y retiro de potencia, la cantidad de transformadores que la subestación debe poseer resulta de los planes de expansión emitidos por la Comisión. En estos casos, para determinar la cantidad de transformadores se debe considerar la máxima capacidad de alimentación con criterio N-1 y descontar la máxima capacidad de salida con las líneas consideradas, aplicando también el criterio N-1, obteniéndose la cantidad de transformadores a partir por la relación entre esta diferencia y la potencia de los transformadores. En caso de existir la posibilidad de que la subestación puede ser alimentada desde aguas arriba como aguas abajo, se debe realizar este análisis para ambos casos y considerar la diferencia más alta.

La cantidad máxima de líneas conectadas a la subestación se considerará según los resultados de los planes de expansión que emita la Comisión. Si, a partir de este estudio se llega a cantidades reducidas, en el futuro no se podrá intentar aumentar esta cantidad, requiriéndose entonces de una nueva subestación.

La transmisión máxima por líneas de 110 kV es de 120 MVA por circuito considerando que la potencia natural de una línea de 110 kV es de 30 MVA y que el límite típico de transmisión es el cuádruple de la potencia natural sujeto a la regulación de tensión, que depende de la longitud.

Considerando que la alimentación a una subestación con criterio N-1 es igual a la capacidad máxima de un circuito, se propone que la cantidad de transformadores se determinará por la relación entre la capacidad de un circuito de la respectiva tensión de alimentación y la potencia de los transformadores más un transformador de reserva. Es decir, si la capacidad de la línea es de 600 MVA y los transformadores son de 200 MVA, la cantidad de transformadores resultaría igual a 3 + 1 de reserva.

Subestaciones 220/MT kV

Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:

- a) Hasta cuatro transformadores 220/MT, hasta 50 MVA cada uno
- b) Hasta seis conexiones de líneas zonales o dedicadas en 220 kV

Subestaciones 154/MT kV

Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:

- a) Hasta cuatro transformadores 154/MT, hasta 40 MVA cada uno
- b) Hasta seis conexiones de líneas zonales o dedicadas en 154 kV

Subestaciones 110-66/MT kV

Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:

- a) Hasta cuatro transformadores 110-66/MT, hasta 50 MVA cada uno en 110 kV y hasta 30 MVA en 66 kV
- b) Hasta ocho conexiones de líneas zonales o dedicadas en 110-66 kV

5.6 NIVELES MÁXIMOS DE CORTOCIRCUITO

Se considera prudente limitar actualmente la corriente de cortocircuito de las nuevas subestaciones a los siguientes valores:

Tabla 5-6 Niveles máximos de cortocircuito

Tensión (kV):	66	110	154	220
Corriente (kA)	40	40	40	50 – 63
Potencia (MVA)	4.570	7.620	10.670	19.050 - 24.000
Potencia referencial en transformadores en subestaciones sin generación local (1/6 de la potencia de CC)	600	1270	1.778	3.175-4.000

5.7 EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y SUBESTACIONES MÓVILES

Transformadores 220/23 kV

Deben ser Transformadores trifásicos.

La relación de transformación debe ser 230/23 kV, con CDBC en el primario con derivaciones $\pm 8 \times 1.25\%$ o las derivaciones definidas por los transformadores existentes que quedan conectados en paralelo con éste, igualando sus características.

La impedancia de secuencia positiva debe ser de 12% en la derivación central referidos a la potencia base ONAN.

Subestaciones Móviles

Las subestaciones móviles deben considerar las siguientes exigencias adicionales:

- a) El ancho máximo no deberá sobrepasar los 2,60 m, medidos desde los extremos de los elementos que más sobresalgan desde los costados del elemento transportador o de los equipos montados en él sin contar los espejos retrovisores.
- b) La altura no deberá sobrepasar los 4,20 m, medida desde el piso o calle de manera perpendicular, hasta el elemento que más sobresalga del elemento transportador o los equipos montados en él
- c) El peso máximo por eje y total debe cumplir con lo establecido en el decreto 158 del Ministerio de Obras Públicas fija el peso máximo de los vehículos que pueden circular por caminos públicos.

6 CONFIABILIDAD DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIÓN

El concepto de confiabilidad se encuentra definido en la ley General de Servicios Eléctricos como la cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

No es posible ofrecer una continuidad en el servicio del ciento por ciento bajo todas las condiciones de operación debido a: las fallas aleatorias internas y externas que afectan los componentes, las limitaciones de tipo económico que impiden mejorar la calidad y el grado de redundancia de los componentes y la incertidumbre en los recursos de generación y en la demanda de los usuarios. Por lo tanto, se deben tolerar las fallas siempre y cuando éstas no sean muy frecuentes o prolongadas.

La calidad, seguridad y confiabilidad están relacionadas entre sí. El nivel aceptable es fijado por la regulación vigente en cada país o por lo que los usuarios estén en capacidad o disposición de pagar.

Dado que tenemos un sistema ya en funcionamiento, con una gran variedad subestaciones zonales, que tienen diferentes configuraciones de barra y distinto tipo de equipamiento, el desafío es entonces plantear un problema que tenga como función objetivo la confiabilidad, donde podemos identificar las variables dependientes de las independientes con las respectivas restricciones que impone la regulación, los niveles de tensión, la capacidad de las líneas, entre otras.

De esta forma podemos equiparar el grado de suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio incorporando las características particulares del sistema en cada zona del país y que de acuerdo con la agrupación de zonas que defina la metodología y los criterios de planificación zonal nos ayude a identificar en las instalaciones existentes, los puntos débiles que pueden estar contribuyendo a la falta de confiabilidad general del sistema.

6.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES

Los pasos esenciales para evaluar la confiabilidad de una subestación se enumeran a continuación, seguidos de una breve descripción de cada uno. El método utilizado para llevar a cabo cada uno de los cinco pasos puede variar según la evaluación de confiabilidad elegida.

- Descripción del sistema físico
- Criterio de desempeño
- Índices de fiabilidad
- Modo de falla y evaluación de efectos
- Acumulación de efectos de falla y resumen

6.1.1 Descripción del sistema físico

Un paso importante al comenzar la evaluación de confiabilidad es determinar los límites del sistema que se estudiará. Un estudio del sistema incluiría no solo la subestación, sino también los circuitos entrantes y salientes, así como determinar el impacto que la subestación tiene en el sistema y, en última instancia, la satisfacción del cliente. Mientras que muchos de los primeros estudios de confiabilidad se enfocaron en las subestaciones de transmisión y conmutación aisladas del sistema eléctrico, ahora hay varios métodos que incluyen el impacto de la subestación en el sistema.

Los trabajos más recientes han ampliado tanto el sistema como el análisis desacoplado al sistema de distribución, que tiene sus propios índices únicos de fiabilidad del punto de carga.

Después de que se ha determinado el límite, el siguiente paso es determinar con qué detalle deseamos representar los componentes. En el caso más simple, se puede utilizar un modelo de dos estados arriba / abajo para representar todos los componentes, o si se requieren más detalles, se pueden utilizar modelos de orden superior. Los detalles necesarios dependerán de qué tipo de modos de falla se consideren.

La Ilustración 6-1 muestra Modelos de componentes de Markov de complejidad creciente.

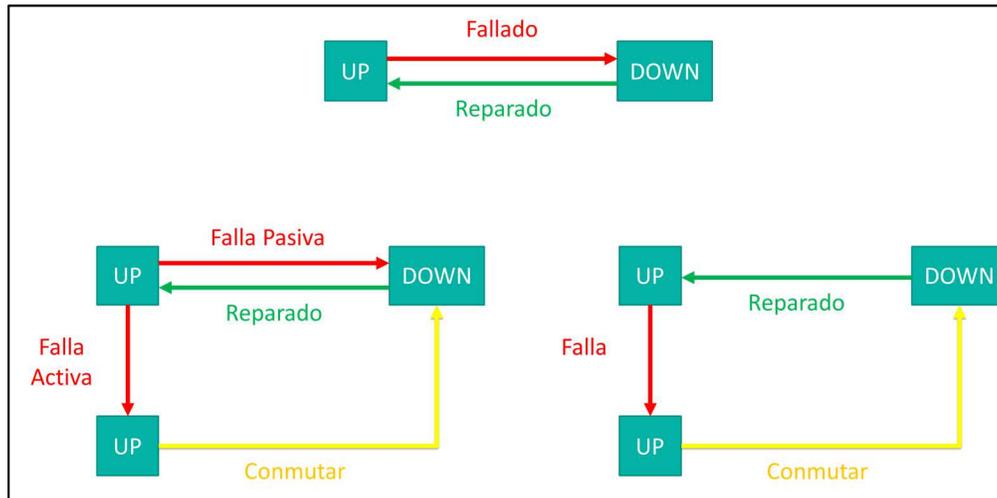


Ilustración 6-1 Modelos de componentes de Markov

Finalmente, se deben especificar los datos de confiabilidad del componente.

6.1.2 Criterio de desempeño

Si se necesitan restricciones del sistema para el estudio, se agregarán en este paso. Esto sería incluir elementos como restricciones de transporte de línea de transmisión, voltajes de barra y sobrecargas. Los criterios especificados en este paso variarán en gran medida según el tipo de estudio de confiabilidad que se realice. Un estudio de sistema puede incluir una gran cantidad de restricciones operativas.

6.1.3 Índices de confiabilidad

Durante este paso, se debe desarrollar un nivel de desempeño satisfactorio. Billington enumera una serie de posibilidades que van desde un estado positivo / negativo que describe si un sistema alcanza o no el objetivo operativo, hasta un número que describe la "disponibilidad del sistema", un tiempo por unidad que el sistema cumple con el objetivo de confiabilidad.

A continuación, se enumeran algunos índices de confiabilidad de subestaciones de uso común.

- Tasa de falla λ (/ año)
- Duración (min / año)
- Tiempo de reparación r (hrs)

- Disponibilidad (%)

Otros índices pueden ser importantes cuando se trata de una vista más amplia del sistema o cuando se trata del costo de la pérdida de carga.

6.1.4 Evaluación de modos de falla y efectos

Para cada modo de falla, se deben determinar los efectos de la falla y qué acción se debe tomar para corregir la falla. El efecto de cada falla se puede enumerar de acuerdo con la probabilidad del evento. Los siguientes pasos pueden proporcionar un marco para recopilar la información necesaria de cada modo de falla.

1. Estado del sistema de protección y acción del interruptor resultante.
2. ¿Las acciones del interruptor causaron la interrupción de la carga?
3. ¿Se han producido infracciones de los criterios de rendimiento
 - a. En caso afirmativo, determine las acciones para mitigar las transgresiones
 - i). ¿Transferencia posible?
 - ii) ¿Se requiere reparación?
4. Registre todos los efectos por terminal afectado, junto con la probabilidad del evento y su duración.

Documentos posteriores describieron los modos de falla de una manera algo diferente categorizándolos en 4 grupos básicos o combinaciones de estos.

- Eventos de falla pasiva
- Eventos de falla activa
- Estado de bloqueo de los interruptores
- Eventos de falla superpuestos

Los eventos de falla pasiva son fallas de componentes que no activan el sistema de protección, como condiciones desconocidas de circuito abierto u operación no intencional de un interruptor automático. Como se esperaba, si una falla pasiva no activa el sistema de protección, una falla activa es un evento que hace que el sistema de protección funcione y aisle un componente fallido. Un simple ejemplo de un evento de falla activa sería una falla en una barra y la operación posterior de interruptores para "aislar" el área del resto de la estación.

Si durante la falla anterior uno de los disyuntores primarios no funciona y un respaldo o secundario el interruptor tenía que operar para aislar el área con falla, esto se llamaría un Estado de bloqueo de los interruptores. La estación aún puede permanecer en funcionamiento, pero una porción más grande tiene que dejar de funcionar que en el modo de falla activa.

Una falla superpuesta es cuando ha ocurrido una falla y antes de que la falla haya sido reparada, se produce otra falla. Cuando se realiza un estudio de confiabilidad, es común observar solo los eventos que involucran dos componentes. Según Allan [5], la probabilidad de fallas de orden superior es despreciable.

Se han utilizado varios métodos para determinar los índices finales de subestación. La mayoría de estos métodos representan cada componente como un modelo de Markov, que permite varios análisis métodos que se utilizarán para resolver la confiabilidad de la subestación. Otro posible método, que será ilustrado por un ejemplo presentado más adelante en este documento, es el método de corte mínimo basado en el criterio de continuidad del servicio.

Una desventaja de usar modelos de Markov es que todas las tasas de transición deben ser constantes, lo que implica que el tiempo pasado en un estado se distribuye exponencialmente. Si bien esto puede ser cierto para los tiempos de falla, los tiempos de reparación pueden ser considerablemente diferentes. Otros han desarrollado métodos de simulación de Montecarlo para resolver sistemas con modelos no markovos.

6.1.5 Acumulación de efectos de falla y resumen

El paso final es enumerar todas las fallas del sistema por la probabilidad de ocurrencia. Esto proporcionará una imagen clara de los escenarios que causarán la mayoría de los problemas. Para encontrar la fiabilidad del sistema (o en este caso, confiabilidad de la subestación), combine las probabilidades y frecuencias de falla del sistema. Cada estado de falla es un estado exclusivo, por lo que la probabilidad de ocurrencia de falla del sistema es la suma de todas las probabilidades de evento de falla. El producto de la ocurrencia del evento de falla y la duración se puede usar para determinar la probabilidad del estado de falla.

Esta técnica tiene las siguientes limitaciones:

1. Modelo de los componentes con dos estados operativos: para algunos componentes es de interés modelar tres o más estados operativos.
2. Tasa de falla de los componentes constante: implica que los componentes están en su periodo de vida útil y que los tiempos para falla están distribuidos exponencialmente. Si los componentes de una se están envejecidos, su tasa de falla es creciente y los tiempos para falla

siguen distribuciones diferentes a la exponencial. Entonces, es incorrecto aplicar esta técnica para valorar la confiabilidad de S/E antiguas o de S/E nuevas o ampliaciones donde se van a reutilizar equipos viejos.

3. Tiempo medio de reparación constante: implica una tasa de reparación constante y que los tiempos para reparación están distribuidos exponencialmente. Sin embargo, diversas investigaciones [1], [4] muestran que los tiempos para reparación siguen distribuciones que no tienen tasa de eventos constante. Entonces, es incorrecto aplicar esta técnica sin verificar que los tiempos para reparación realmente están distribuidos exponencialmente o sí la tasa de reparación es constante.
4. Solo produce valores esperados de los índices de confiabilidad λ , r y u : los valores esperados pueden tener una probabilidad muy baja de ocurrir, por lo cual, no se recomiendan para la toma de decisiones. Para análisis de riesgo es necesario conocer la distribución de probabilidad de estos índices.
5. No se recomienda la aplicación de este método si la indisponibilidad individual de los componentes es mayor al 10% anual [1]: algunos de los componentes de los sistemas eléctricos no cumplen esta condición, por ejemplo, los de tipo mecánico.
6. Demanda constante: generalmente, ningún valor puntual de la demanda se presenta durante un periodo de tiempo considerable, por lo cual, lo mejor es utilizar curvas de demanda.

7 ASPECTOS PRINCIPALES PARA LA ELECCIÓN DE ESQUEMAS DE BARRA

El presente apartado busca presentar, los diferentes aspectos a considerar al momento de seleccionar el tipo de configuración a utilizar en la subestación.

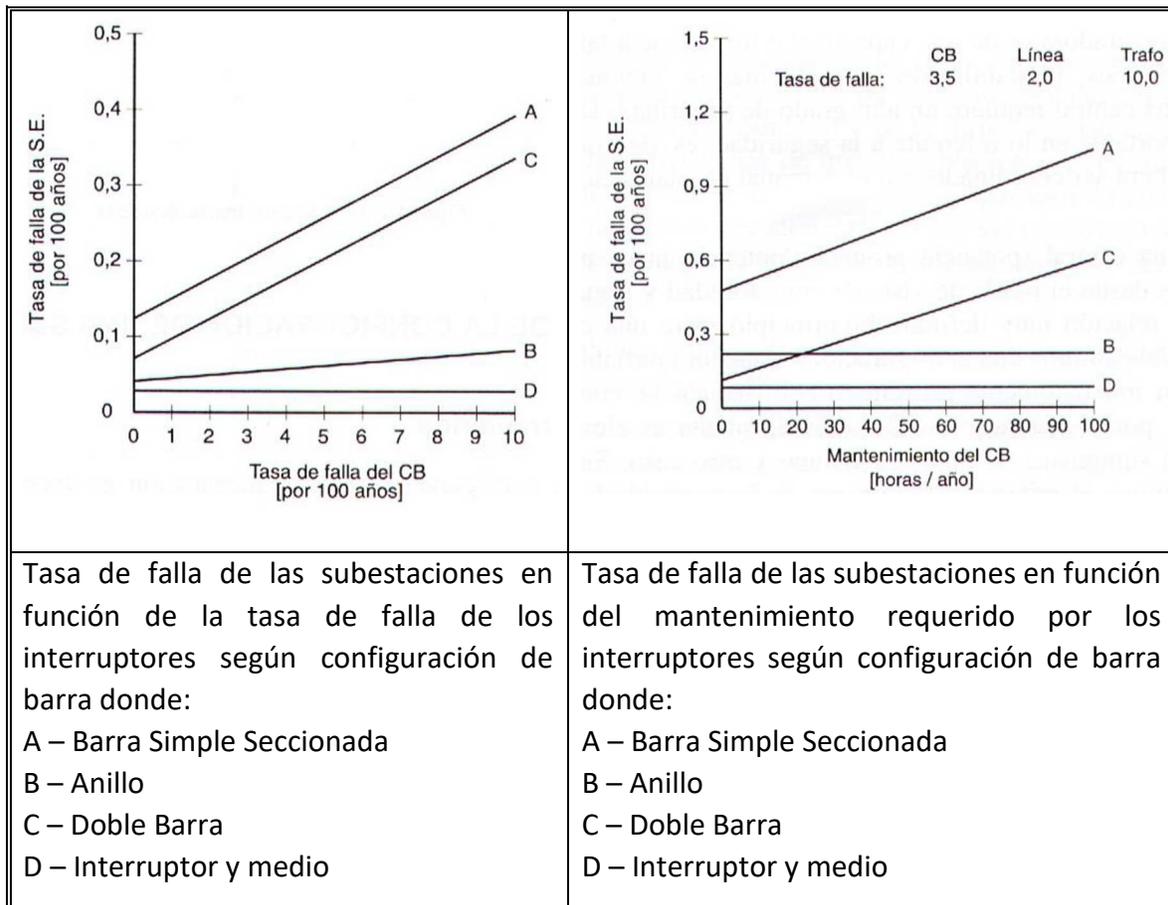
Los siguientes aspectos tratados, pretenden orientar la elección de esquemas, pero la selección de algún diagrama sobre otro dependerá siempre del diseñador que elaborará el proyecto, el cual determinará el más conveniente para el sistema.

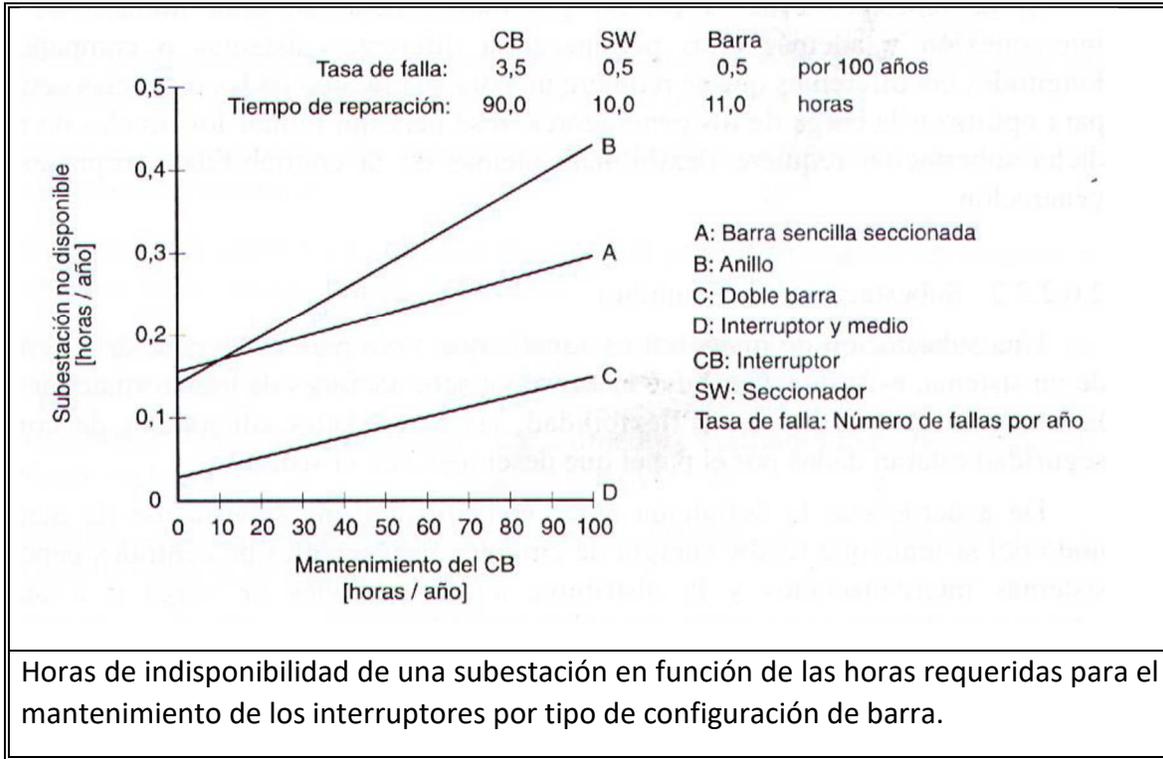
7.1 FUNCIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN EL SISTEMA

Al momento de seleccionar un esquema es importante analizar el comportamiento de la subestación no como un punto aislado, sino como parte de un sistema que requiere mantener su funcionamiento de manera constante, por lo tanto, la configuración seleccionada deberá ser tal que no afecte la seguridad o capacidad operativa de la red.

En función al rol que cumple la subestación dentro del sistema deberá cumplir con un mayor o menor grado de flexibilidad, confiabilidad o seguridad.

En Ilustración 7-1 se muestra comparativamente la confiabilidad característica de cada configuración en función de la tasa de falla de interruptores y mantenimiento.





Horas de indisponibilidad de una subestación en función de las horas requeridas para el mantenimiento de los interruptores por tipo de configuración de barra.

Ilustración 7-1 Gráficos de confiabilidad característica de cada configuración en función de la tasa de falla de interruptores y mantenimiento

7.2 TIPO DE SUBESTACIÓN

Las características requeridas por la subestación dependerán del tipo de instalación que se diseñe, ya sea subestaciones de Central, Transformación pura, Maniobra, entre otras.

A continuación, se presentan los requerimientos para subestaciones utilizadas en empresas distribuidoras, en este caso Subestaciones de Transformación pura y Maniobra.

SS/EE de Maniobra

La necesidad principal de estas subestaciones es contar con la flexibilidad para la distribución de circuitos dentro del sistema, las necesidades adicionales como confiabilidad y seguridad dependerán de la función que cumple esta en el sistema.

La confiabilidad y seguridad dependerá de la importancia que tenga el equipo transformador dentro del sistema para el caso de empresas distribuidoras, por lo tanto, en algunos casos puede ser tan importante como la flexibilidad de la instalación.

Los esfuerzos por mantener la confiabilidad y/o seguridad ante fallas de servicio, deben estar enfocados en las barras, ya que son los puntos donde se realizan las maniobras necesarias para distribuir los circuitos en el sistema y en aquellas posiciones relevantes para el funcionamiento.

SS/EE de Transformación pura

La necesidad principal de estas subestaciones es contar con altos grados de confiabilidad, aunque en algunos casos pasa a ser relevante la seguridad dependiendo de las necesidades del sistema secundario y de la disponibilidad de transformación. Esto se traduce en que, si el sistema secundario tiene más de una alimentación y/o los transformadores están cargados muy por debajo del 100%, la necesidad principal sería la confiabilidad; pero si el sistema secundario no tiene sino una alimentación y/o los transformadores están cargados cerca del 100%, dicha necesidad sería la seguridad, dependiendo además del tipo de carga y su importancia.

7.3 FACILIDAD DE EXTENSIÓN Y MODULACIÓN

Este punto está enfocado a diseñar subestaciones considerando sus etapas de crecimiento, desde una fase inicial hasta el diseño final, estimado de acuerdo con los requerimientos del sistema en ese momento.

Se puede diseñar la subestación de manera sencilla para su situación final, considerando todas las posiciones requeridas para su operación, lo cual implica grandes inversiones iniciales, las que deben estar justificadas claramente en una proyección del sistema en los próximos años, con el fin de cumplir los requerimientos solicitados por la red en este punto.

Por otro lado, se pueden diseñar esquemas en base a etapas de crecimiento, cumpliendo en la etapa final las necesidades requeridas en el momento de su ampliación. Este paso requiere la incorporación de esquemas sencillos en una primera etapa, como barra simple, que sean fácilmente ampliables a configuraciones de doble barra o barra principal y transferencia, en caso contrario no tiene sentido su aplicación modular de crecimiento.

Para llevar a cabo una construcción modular de la subestación se deberá considerar:

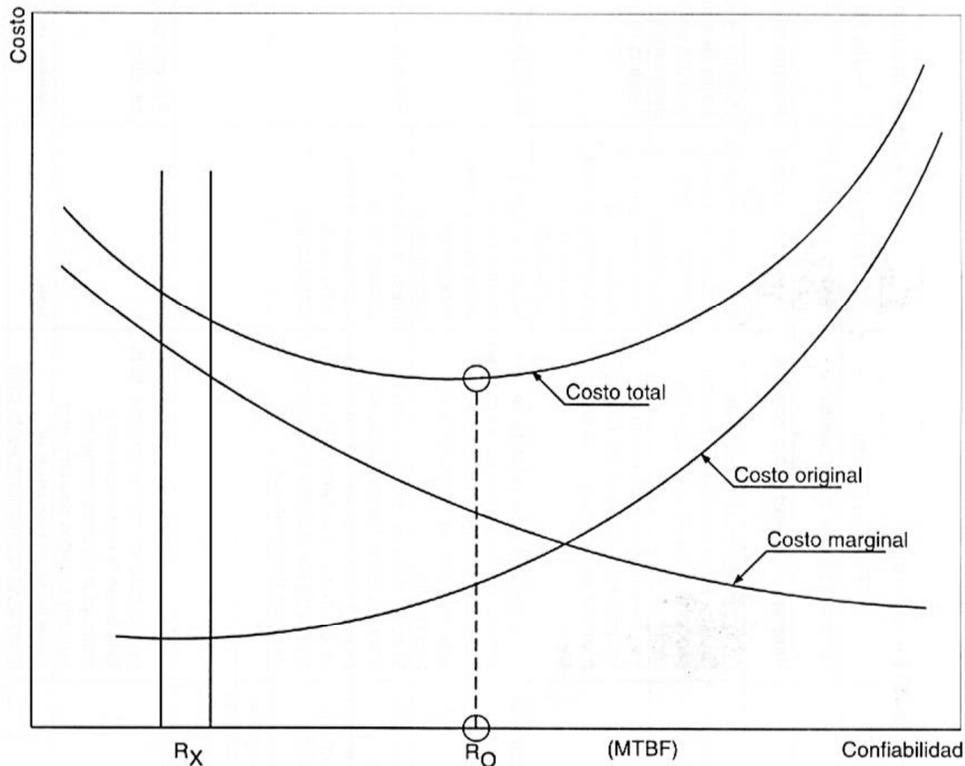
- Establecer el tipo de desarrollo modular o configuración que se acomode a cada subestación.
- Prever el área necesaria para todo el desarrollo.
- Diseñar estructuras en forma modular, de tal manera que las ampliaciones y modificaciones se realicen de manera simple.
- Diseñar las barras para la capacidad definitiva de la subestación.
- Diseñar sistemas de protección y control que sean sencillos y se adapten fácilmente a cualquier configuración.

7.4 COSTOS

El costo de una subestación está dado por dos parámetros, primero el costo inicial que contempla la adquisición de equipos, terreno, mano de obra y otros gastos menores, y por otro lado el costo marginal que se refleja tanto en la incapacidad de suministrar energía a los consumidores, como en la incapacidad de hacer uso de forma eficiente de la capacidad disponible de generación durante toda la vida útil de la instalación.

La decisión en la elección de un esquema para una determinada subestación está basada en los requerimientos técnicos, manteniendo en lo económico un rango aceptable de inversión.

En la Ilustración 7-2 se presenta un método comúnmente utilizado para la selección de esquemas apropiados de acuerdo con los requerimientos y dentro de un rango aceptable de inversión.



R_0 : Punto de costo más económico para la confiabilidad del sistema

R_X : Franja del costo usualmente causado por la tendencia de minimizar el costo

MTBF :Tiempo medio entre fallas el cual es función en cierto modo del tiempo medio entre fallas
(*Mean Time Between Failures*)

Ilustración 7-2 Método comúnmente utilizado para la selección de esquemas de acuerdo con los requerimientos e inversión

7.5 FACILIDADES DE MANTENIMIENTO

La labor de mantenimiento es una tarea que se debe realizar en algún momento en la vida útil de la subestación, ya sea por un plan programado o por una emergencia operativa.

El comportamiento de una subestación durante mantenimiento depende del esquema de protección y el riesgo que la empresa de energía esté dispuesta a correr.

Los riesgos asociados a mantenimientos programados son bajos en comparación a mantenimiento por falla de algún componente, puesto que las suspensiones de servicio planeadas para mantenimiento se realizan en tiempos de baja carga y cuando el sistema está en períodos de bajo riesgo.

Las configuraciones de interruptores disminuyen estos riesgos, permitiendo continuidad de servicio de un circuito en trabajos de mantenimiento, pero a un valor de inversión elevado. Una manera de reducir la cantidad de interruptores utilizados y optar por esquemas más simples, es contar con un equipo de mantenimiento apropiado y equipos disponibles para realizar los cambios necesarios en tiempos reducidos. También se obtienen resultados efectuando diseños que otorguen facilidades de mantenimiento e incluso contar con equipos que cuenten con sistemas de supervisión y diagnóstico, de manera de contar con planes de mantenimiento programados.

En la Tabla 5-2 presentan las ventajas y desventajas que posee cada configuración en labores operativas y de mantenimiento, de acuerdo con las configuraciones mencionada anteriormente.

7.6 ÁREA DISPONIBLE

La disponibilidad de terreno para la construcción de la instalación pasa a ser uno de los temas fundamentales a la hora de diseñar una nueva subestación o ampliación de alguna existente. La disponibilidad de un terreno menor al adecuado para un diseño, que responda de manera óptima a los requerimientos de la empresa, obliga a utilizar esquemas más sencillos de menor dimensión, los cuales no cumplen en la totalidad, con los requerimientos técnicos, o en su defecto privilegiar tecnologías de mayor inversión inicial.

Resulta difícil comparar los distintos esquemas, debido a que depende mucho de la disposición de los equipos en terreno y las condiciones de este mismo. En la Ilustración 7-3 se muestra una comparativa en base a dos disposiciones de terreno, una disposición clásica que contempla dos filas de interruptores y una salida por campo para las configuraciones de conexión a barra, y por otro lado una modificación a esta disposición que contempla una fila de interruptores y una salida por campo para las configuraciones de conexión a barra.

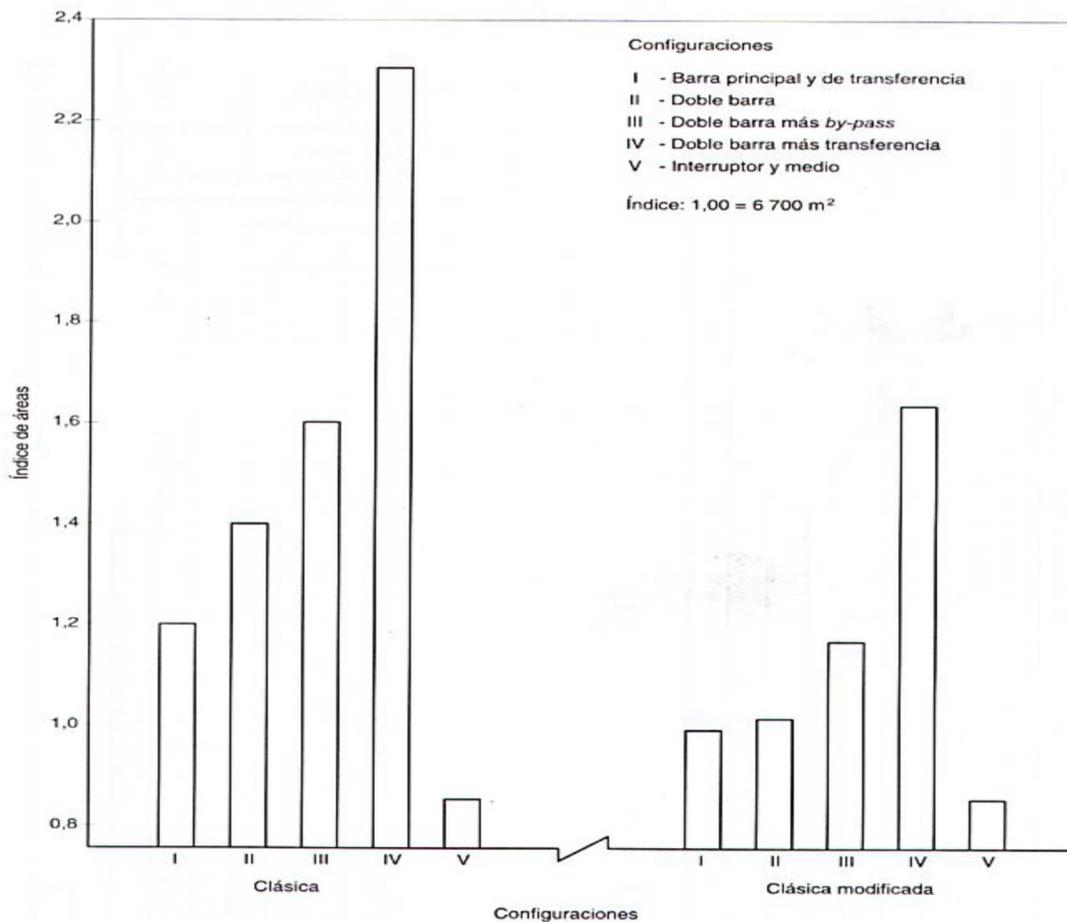


Ilustración 7-3 Comparativa en base a la disposición clásica de terreno y la disposición clásica modificada

7.7 EJEMPLO DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA

A modo de ejemplo en lo que respecta a la elección del diseño de solución AIS o GIS para sistemas de alta o media tensión, se resume un estudio presentado en el artículo *Comparison of GIS and AIS systems for urban supply networks*, que puede ser utilizado como caso ejemplo respecto a la elección de la tecnología. En términos generales, se puede considerar la elección del tipo de tecnología en base a las características de las redes de alta o de media tensión.

1. Elección de tecnología considerando las redes de alta tensión

En el artículo se establece que la mejor ubicación para la inyección en las redes de distribución depende en gran medida a la tecnología seleccionada para el sistema de alta tensión, dígase AIS o GIS. Los sitios para grandes subestaciones AIS raramente están disponibles y, cuando lo están, su costo es alto, presentándose en la solución GIS una alternativa viable. Adicionalmente, la GIS también es una alternativa económica cuando se expanden o reemplazan subestaciones.

El desafío del espacio se extiende más allá de la subestación dado que las líneas aéreas no son viables hoy en día para áreas dentro de la ciudad, requiriéndose cables de alta tensión.

2. Elección de tecnología considerando las redes de media tensión

Comparar una tecnología AIS o GIS basándose solamente en las diferencias de la red de alta tensión es un ejercicio limitado, ya que la ubicación del transformador de alta tensión influencia en gran manera el diseño de la red de media tensión; por lo tanto, en el artículo *Comparison of GIS and AIS systems for urban supply networks* [1] se establece que el diseño de la subestación debiera considerar como punto de partida la demanda actual y la ubicación geográfica de la subestación. La Ilustración 7-4 muestra un ejemplo de caracterización de demandas en una zona geográfica particular, como punto de partida en el análisis del diseño de una subestación tipo AIS o GIS.

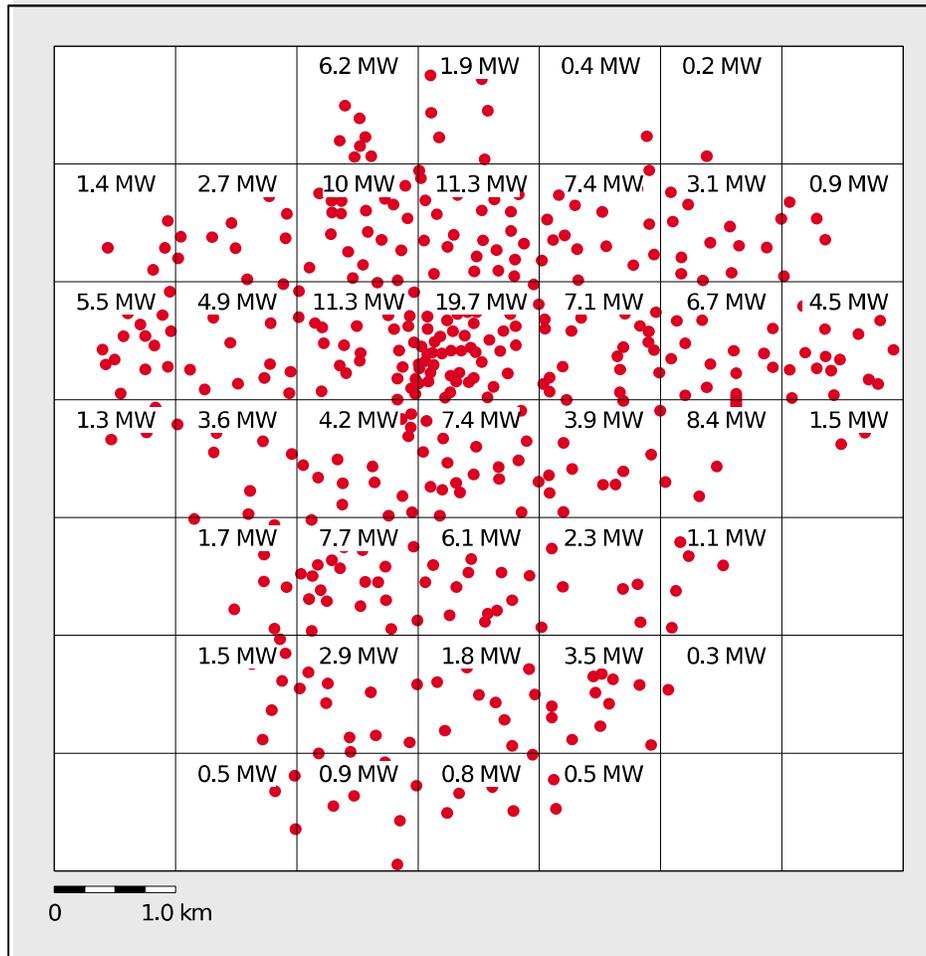
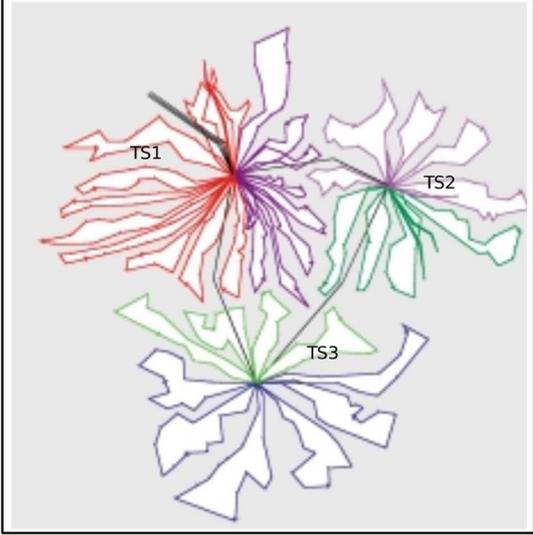
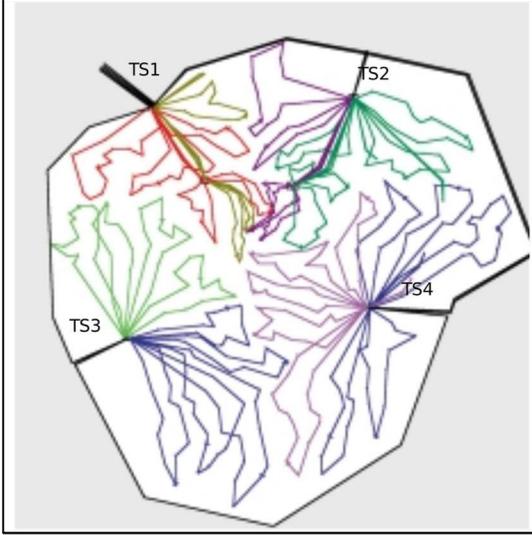


Ilustración 7-4 Ejemplo de distribución de demanda para efectos de diseñar una subestación AIS o GIS.

En general, cada empresa distribuidora posee sus propias estrategias de planificación, de acuerdo con la configuración de la red, necesidad de sus clientes y la ubicación geográfica. En términos generales, en la planificación existen restricciones técnicas tales como la tensión y los límites de cortocircuito, que definen las capacidades de los equipos. Ahora bien, en términos del diseño, se establecen guías típicas a seguir, no solo en la subestación AT/MT, sino también a nivel de distribución:

- Usar componentes estándares en líneas, cables y transformadores.
- Usar topologías de lazo abierto en redes de distribución, tal que un alimentador desde la barra MT de una subestación AT/MT, se acerque a los clientes y vuelva a la misma subestación AT/MT. Durante la operación normal, el lazo se mantiene abierto para proveer protección simple. Adicionalmente, cada subestación debe tener un transformador de respaldo.
- A nivel de distribución, utilizar un máximo de clientes por cada lazo abierto, para reducir el nivel de interrupción por fallas en redes de media tensión.
- Definir la carga normal de alimentadores, evitando sobrecargas en caso de falla.

Los resultados permiten observar que la tecnología GIS acerca las subestaciones a los centros de carga (ver Ilustración 7-5), permitiendo; primero, un óptimo en el número de cargas que alimenta cada subestación y por ende un óptimo en la capacidad de los transformadores; segundo, menor capacidad instalada en transmisión de media tensión, dado que se requiere una menor sección de los cables; y tercero, reducir las pérdidas en transmisión. En contraste, la solución vía tecnología AIS (Ilustración 7-6), no provee la solución óptima, requiriendo incluso una subestación completa adicional, elevando los costos del proyecto y operacionales.

	
<p>Ilustración 7-5. Ejemplo de tres subestaciones AT/MT con tecnología GIS, inyectando energía cerca de los centros de carga. El ejemplo considera tres subestaciones de media tensión en lazo abierto, alimentadas por una red de 110 kV.</p>	<p>Ilustración 7-6. Ejemplo de cuatro subestaciones AT/MT con tecnología AIS, instalados de forma periférica a los centros de carga. El ejemplo considera líneas aéreas en la periferia.</p>

El estudio de [1] permite apreciar que, en la planificación de subestaciones, el tipo de tecnología a utilizar juega un papel fundamental, dado que no solo permite la ubicación óptima de subestaciones, sino que también mejora la confiabilidad del sistema.

8 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

En esta sección, se realiza una estimación simple de los costos de las configuraciones de barra, a fin de tener una visión global de estos. La estimación de costos se enfoca principalmente en el equipamiento primario requerido por cada una de ellas, para tener una visión general de las configuraciones y bajo ninguna perspectiva entrar en el detalle de estas.

Se considera una S/E modelo que consta de dos paños de líneas de transmisión y dos paños para transformación, omitiendo el equipamiento del lado MT del transformador, dado que en todos los casos se asumirán idénticos. A modo de resumen, la Ilustración 8-1 presenta el equipamiento requerido por la S/E modelo para los tipos de configuraciones estudiadas.

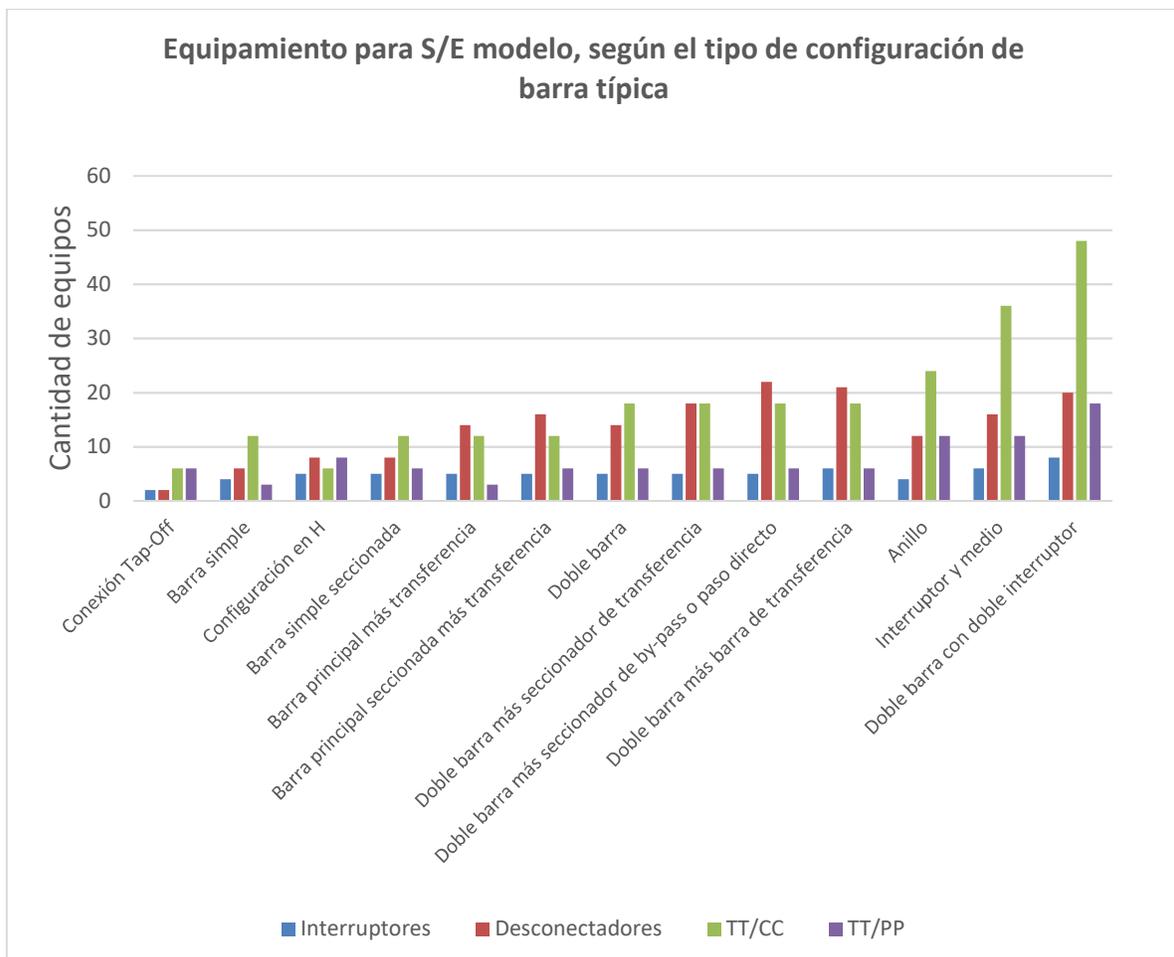


Ilustración 8-2 Equipamiento para SE modelo, según el tipo de configuración de barra típica

La estimación de costos para obtener una visión general de las alternativas de configuraciones se realiza utilizando como marco el documento *Transmission Cost Estimation Guide* del operador MISO

de Estados Unidos [2]. El análisis comparativo de costos asume un nivel de tensión de 69 kV para el lado de alta de los transformadores y toma en consideración los siguientes costos:

- Costos unitarios de cada equipo.
- Costos unitarios de instalación de cada equipo.
- Costos de fundación.
- Otros costos tales como de cableado, puesta a tierra y soportes de acero.

Los siguientes costos han sido omitidos, asumiendo que representan un costo similar de forma transversal para las distintas configuraciones:

- Costos de los transformadores.
- Costos de soportes de barras y empalmes.
- Sistemas de Control y Protección.
- Costos de gestión del proyecto, ingeniería, estudios, entre otros.

La Tabla 8-1 muestra los costos estimados para los distintos tipos de configuraciones, junto con el costo relativo de cada configuración respecto a la configuración de barra simple. La principal desventaja de estimar los costos de forma unitaria es que no considera economías de escala en configuraciones de mayor cantidad de equipamiento a instalar.

Tabla 8-1. Costos estimados de los distintos tipos de configuraciones de barra y el costo relativo respecto a la configuración de barra simple.

Tipo de configuración	Interruptores		Desconectadores		TT/CC		TT/PP		Total MUSD	Costo relativo a barra simple
	Cantidad	Costo [USD]	Cantida d	Costo [USD]	Cantida d	Costo [USD]	Cantida d	Costo [USD]		
Barra simple	4	240.864	6	189.102	12	144.976	3	77.969	653	100%
Barra simple seccionada	5	301.080	8	252.136	12	144.976	6	155.938	854	131%
Barra principal más transferencia	5	301.080	14	441.238	12	144.976	3	77.969	965	148%
Barra principal seccionada más transferencia	5	301.080	16	504.272	12	144.976	6	155.938	1.106	169%
Doble barra	5	301.080	14	441.238	18	217.464	6	155.938	1.116	171%
Doble barra más seccionador de transferencia	5	301.080	18	567.306	18	217.464	6	155.938	1.242	190%
Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo	5	301.080	22	693.374	18	217.464	6	155.938	1.368	210%
Doble barra más barra de transferencia	6	361.296	21	661.857	18	217.464	6	155.938	1.397	214%
Interruptor y medio	6	361.296	16	504.272	36	434.928	12	311.876	1.612	247%
Doble barra con doble interruptor	8	481.728	20	630.340	48	579.904	18	467.814	2.160	331%

Interruptor	USD 60.216
Desconectador trifásico	USD 31.517
TT/PP, set de 3 unidades	USD 36.244
TT/CC, set de 3 unidades	USD 77.969

La siguiente figura muestra de forma gráfica los costos presentados en la-Tabla 8-1, respectivamente para cada configuración de barra.

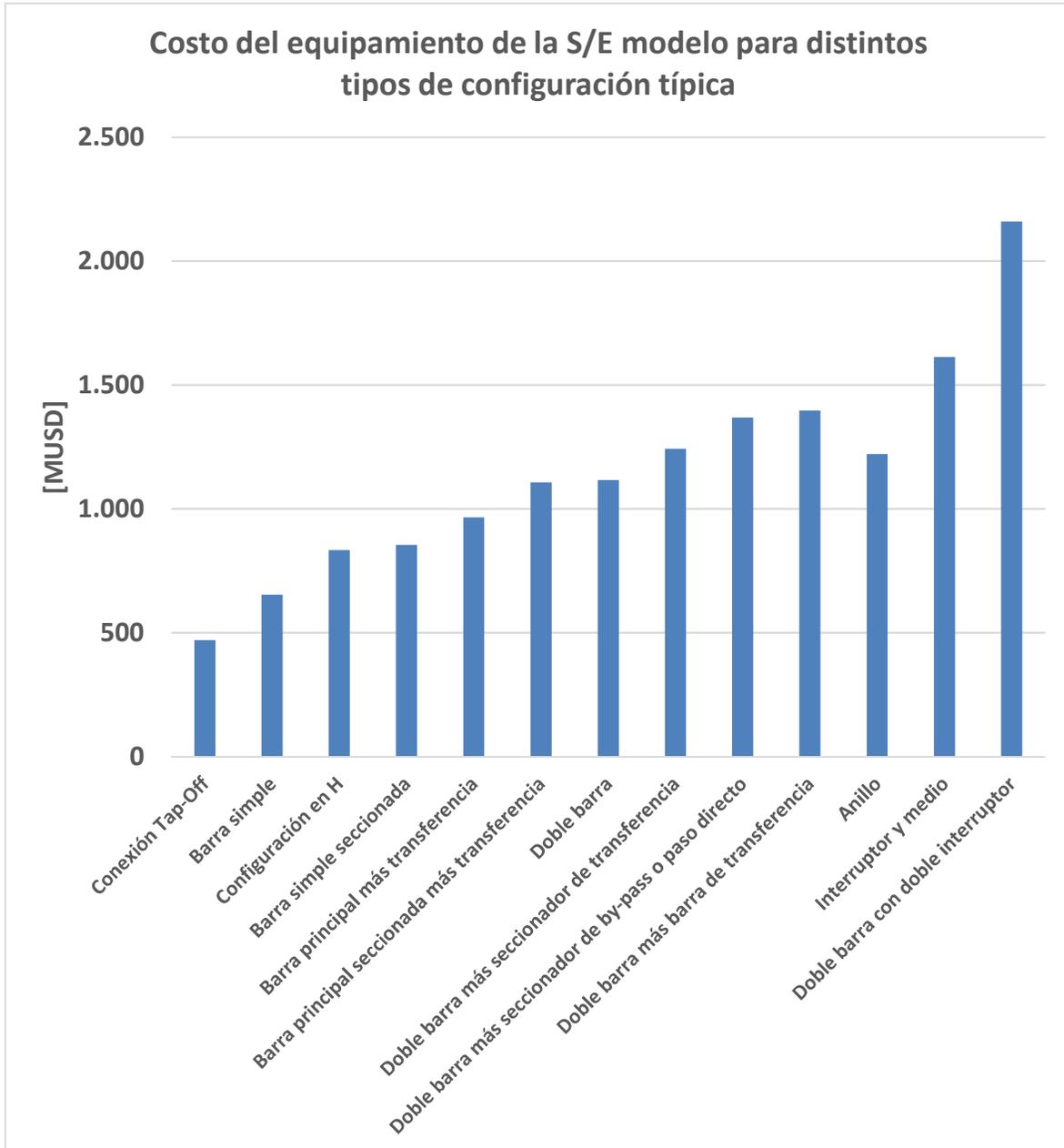


Ilustración 8-3. Resumen de los costos de equipamiento requeridos en la S/E modelo para 69 kV, según el tipo de configuración de barra típica.

8.1 PROPUESTA DE DISEÑO DE SS/EE AT/MT

Como se ha mencionado en las secciones precedentes, la elección del tipo de tecnología y la configuración de barra a utilizar, no solo posee una componente desde el punto de vista económico, sino también tiene como enfoque obtener tanto los atributos propios del tipo de configuración, como las ventajas propias de la tecnología utilizada, según lo resumido en la sección 7.3.

En la siguiente tabla revisaremos de forma resumida las configuraciones de las SS/EE AT/MT en las diferentes áreas del SEN:

Tabla 8-2. Configuraciones más comunes por cada zona

Zona	Configuración típica AT-MT		
	1°	2°	3°
Arica – Diego de Almagro	AT: Tap Off MT: Barra simple 32%	AT: Barra simple MT: Barra simple 26%	AT: Tap Off MT: Sin barra 13%
Diego de Almagro – Quillota	AT: Tap Off MT: Barra simple 28%	AT: Barra simple MT: Barra simple 18%	AT: Barra simple seccionada MT: Barra simple 10%
Quinta	AT: Tap Off MT: Barra simple 13%	AT: Tap Off MT: Sin barra 10%	AT: Tap Off MT: Barra simple seccionada 10%
Región Metropolitana	AT: Configuración en H MT: Barra principal seccionada más transferencia 42%	AT: Configuración en H MT: Doble barra 16%	AT: Tap Off MT: Barra simple 7%
Alto Jahuel – Charrúa	AT: Barra simple MT: Barra simple 29%	AT: Tap Off MT: Barra simple 22%	AT: Barra simple MT: Barra simple seccionada 9%
Charrúa – Chiloé	AT: Barra simple MT: Barra simple 31%	AT: Barra simple MT: Barra principal más transferencia 18%	AT: Barra simple MT: Barra simple seccionada 5%

Dado todos los antecedentes presentados y observando en esta tabla que las configuraciones predominantes son las que entregan un bajísimo nivel de confiabilidad, seguridad y flexibilidad es que a continuación, se presenta una propuesta de desarrollo que permita contar con una base conceptual en la elección del tipo de configuración de barra tanto en AT como MT en nuevas SS/EE o aquellas existentes que requieran incorporación de nuevos transformadores. En el caso de nuevas

SS/EE, el análisis debe tomar especial consideración en el tipo de tecnología a utilizar, valorizando no solo el equipamiento y líneas de transmisión a considerar, sino también las pérdidas eléctricas y los costos de interrupciones de servicio.

8.1.1 SS/EE en Capitales Regionales

Dada la importancia social, económica y político-administrativa que las capitales regionales poseen, es que altos niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, deben ser garantizados.

En este sentido, hay dos zonas que se encuentran presentes en la Región Metropolitana que son:

- Zona de Grandes Consumidores
- Zona de Gran Número de Clientes

8.1.1.1 SS/EE en Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes

Santiago es una de las capitales regionales con los mayores niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad; adicionalmente, una cantidad importante de SS/EE, permitiendo redundancia en el suministro.

Dada la densidad urbana de la capital, nuevas SS/EE AIS tienen bajos niveles de factibilidad en las zonas altamente pobladas de Santiago, exceptuando aquellas instalaciones que se puedan prever en terrenos dentro de la Región Metropolitana, pero en la periferia de la capital. Un ejemplo de la elección en el tipo de tecnología es la nueva S/E Providencia, posible solamente en tecnología GIS para su instalación en la comuna de Providencia, dando respaldo a las SS/EE Vitacura, Apoquindo y Alonso de Córdova. Otro ejemplo de SS/EE recientes en la capital, es el caso de la S/E Neptuno en tecnología GIS, en la comuna de Lo Prado, para alimentar las demandas de Metro S.A., reflejando la conveniencia de este tipo de tecnología en el centro urbano más importante del país.

En términos del tipo de configuración, dado que Santiago posee y debiera poseer uno de los mayores atributos en confiabilidad, seguridad y flexibilidad, las nuevas SS/EE debieran apuntar a mejorar este estándar. La propuesta AT/MT se basa en los siguientes argumentos:

- La configuración de interruptor y medio en barras AT permite grados de confiabilidad superiores, pero con costos superiores a los de la configuración Barra Simple Seccionada. Su elección se fundamenta básicamente en proveer mayores grados de robustez a la capital de Chile.
- La configuración de barra principal más transferencia en barras MT se justifica en el bajo costo y simplicidad de este tipo de configuración; sin embargo, asegura confiabilidad y

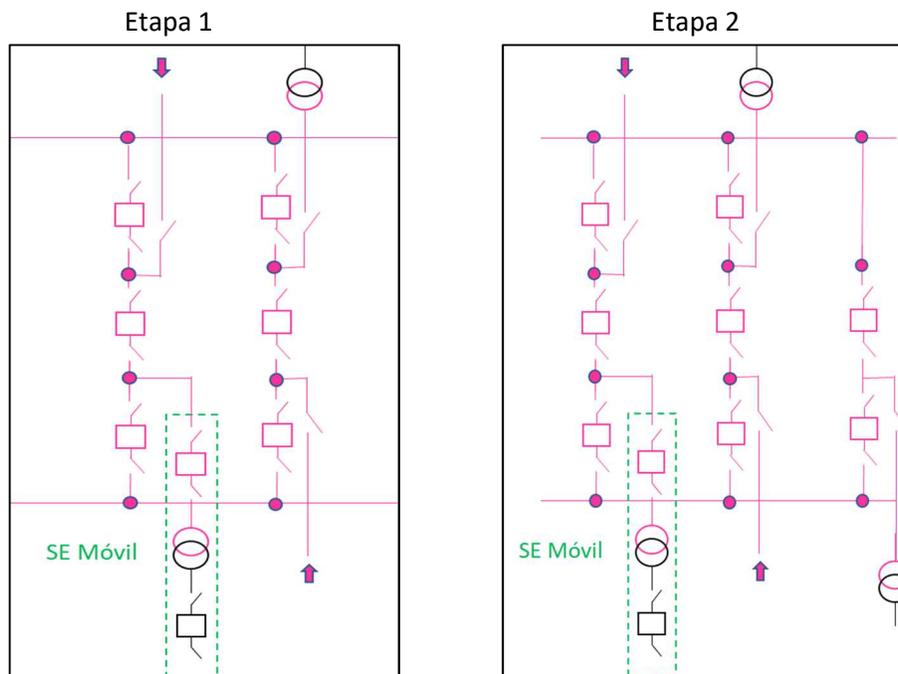
flexibilidad; asumiendo que la seguridad es entregada en la redundancia de los alimentadores.

La propuesta para la ciudad de Santiago se puede observar de manera gráfica en la Ilustración 8-4.



Ilustración 8-4. Propuesta de SS/EE en Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes.

8.1.1.2 PROPUESTA PARA SS/EE EN ZONA DE GRANDES CONSUMIDORES Y/O EN ZONA DE GRAN NÚMERO DE CLIENTES:



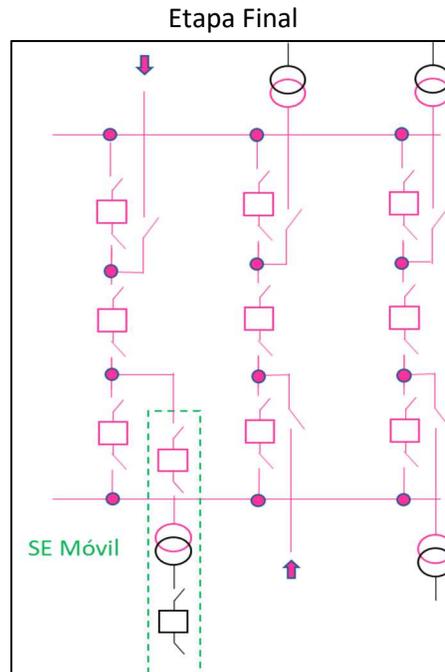


Ilustración 8-5 Propuesta para SS/EE en zona de grandes consumidores y/o en zona de gran número de clientes

8.1.2 SS/EE en Zonas de Densidad Media y Capitales Regionales

En la misma línea de la sección anterior, aquellas SS/EE que se planifiquen en las zonas urbanas de las capitales regionales, deben ser propuestas con un enfoque en la tecnología GIS o MTS, adaptándose a los requerimientos de espacio, reduciendo los impactos con el entorno y las comunidades vecinas.

Como argumento al tipo de configuración a considerar en la propuesta, es importante destacar que, las SS/EE AT/MT de las capitales regionales alimentadas por el SEN poseen en promedio:

- Confiabilidad menor o igual a uno (1), en nueve (9) de las catorce (14) capitales regionales listadas.
- Seguridad menor a uno (1) en trece (13) de las capitales regionales listadas. Cabe destacar que esta seguridad es suplida por la redundancia de SS/EE en las zonas.
- Flexibilidad menor a uno (1) en nueve (9) de las capitales regionales listadas.

Dado lo anterior, la propuesta en el tipo de configuración considera los siguientes enfoques:

- Incrementar los atributos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de forma transversal para todas las capitales regionales, llevándolos a un nivel de por lo menos dos (2) en la escala presentada.
- Tratar las capitales regionales del SEN, exceptuando Santiago, de forma equitativa, dado el número de habitantes y la baja desviación estándar para esta medida.

La propuesta es la siguiente:

- **Barras AT:**
 - Alimentada desde dos o más líneas de transmisión; barra principal seccionada más transferencia o, doble barra, en el caso que se requieran condiciones especiales de operación.
- **Barras MT:**
 - Alimentada desde un transformador AT/MT; barra principal más transferencia, con posibilidad de ampliación a barra principal seccionada más transferencia.

La propuesta para otras capitales regionales alimentadas por el SEN se observa de manera gráfica en la Ilustración 8-6.

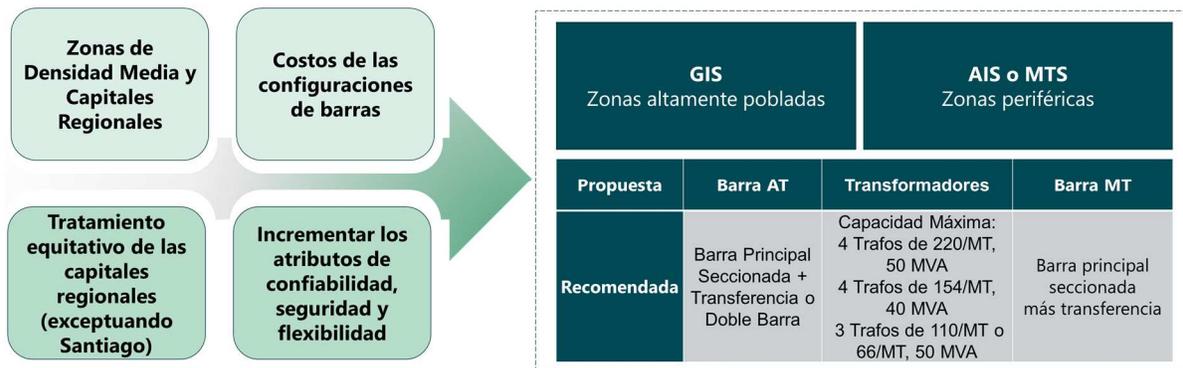
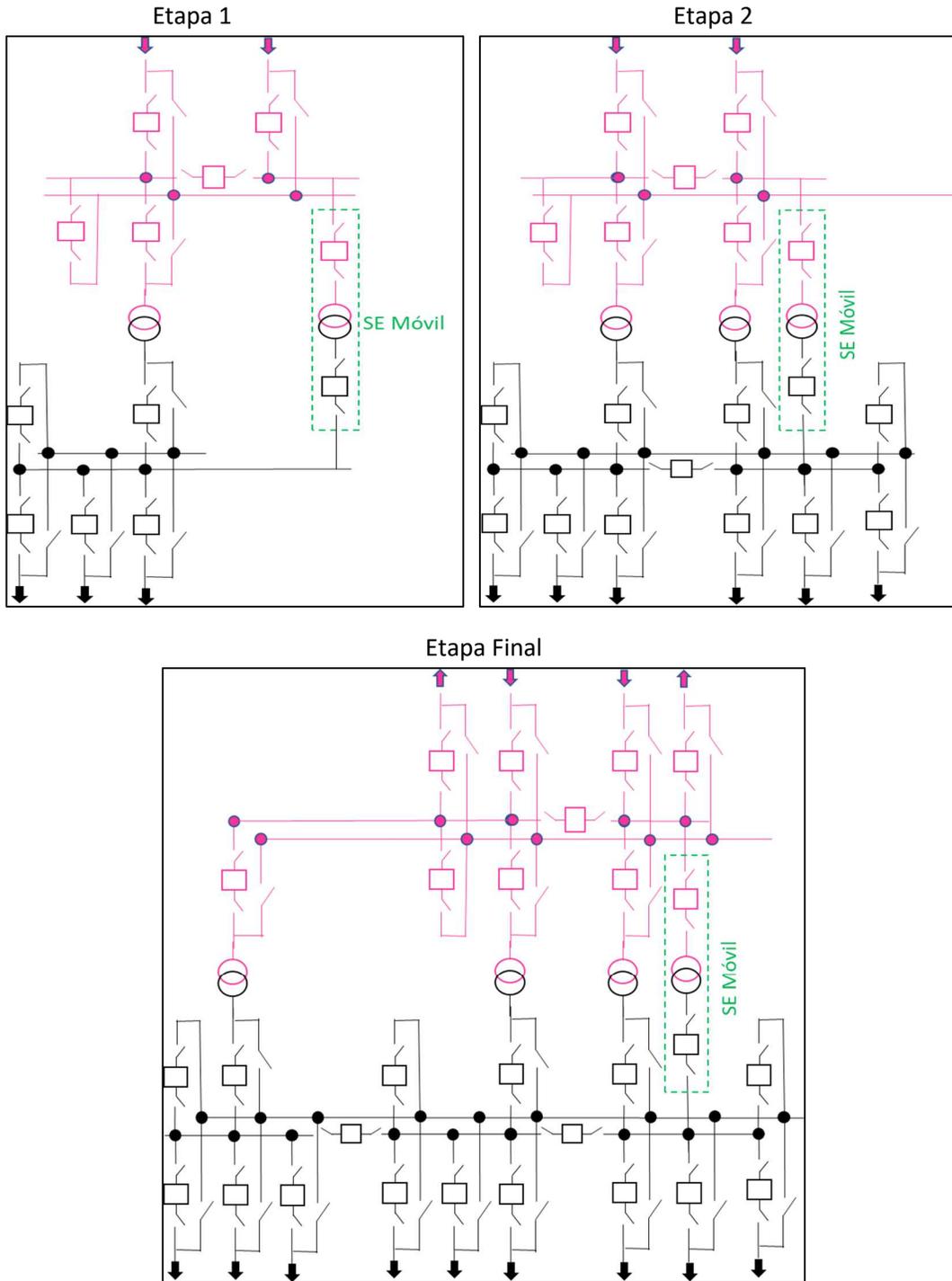
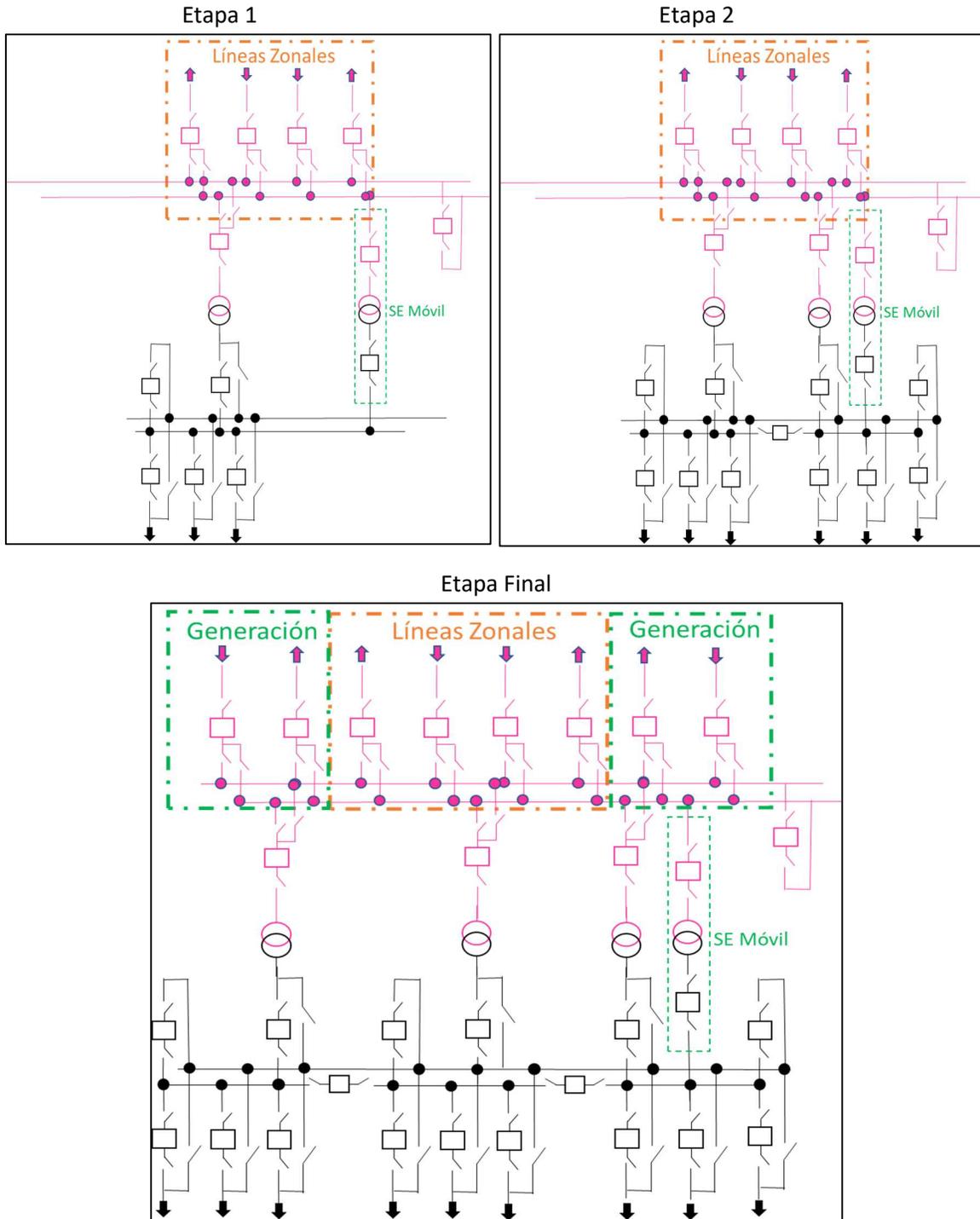


Ilustración 8-6. Propuesta de SS/EE en Zonas de Densidad Media y Capitales Regionales.

8.1.2.1 ALTERNATIVA 1 PARA SS/EE EN ZONAS DE DENSIDAD MEDIA Y CAPITALES REGIONALES – BARRA PRINCIPAL SECCIONADA Y TRANSFERENCIA:



8.1.2.2 ALTERNATIVA 2 PARA SS/EE EN ZONAS DE DENSIDAD MEDIA Y CAPITALES REGIONALES – DOBLE BARRA:



8.1.3 SS/EE en Ciudades Regionales

La propuesta para las ciudades regionales que son alimentadas desde el SEN, es dividida en virtud del número de habitantes que las ciudades poseen; en otras palabras, se considera la variable del número de habitantes como la más relevante en la elección del tipo de configuración de barra. Dado lo anterior, la propuesta considera:

- Ciudades con más de 90.000 habitantes
- Ciudades con menos de 90.000 habitantes.

8.1.3.1 SS/EE en ciudades regionales con más de 90.000 habitantes

Del levantamiento realizado de las subestaciones que califican en esta categoría se observa que en general las SS/EE de estas ciudades presentan en su barra AT configuraciones relativamente sencillas, tales como la de barra simple con un 35% y barra simple seccionada con un 17%.

La propuesta considera los siguientes argumentos:

- Dado que existen ciudades con un alto número de habitantes; tales como, Viña del Mar, Coquimbo y Cartagena, el uso de SS/EE con tecnología GIS puede ser una opción, justificable mediante el respectivo análisis en comparación a la tecnología AIS.
- La tecnología AIS es factible en las zonas periféricas de las ciudades.
- En general, las configuraciones de las ciudades regionales son configuraciones sencillas; por lo tanto, la propuesta apunta a mejorar los atributos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de estas ciudades, basado en el impacto social de interrupciones de servicio producto del número de habitantes de cada ciudad.

La propuesta es la siguiente:

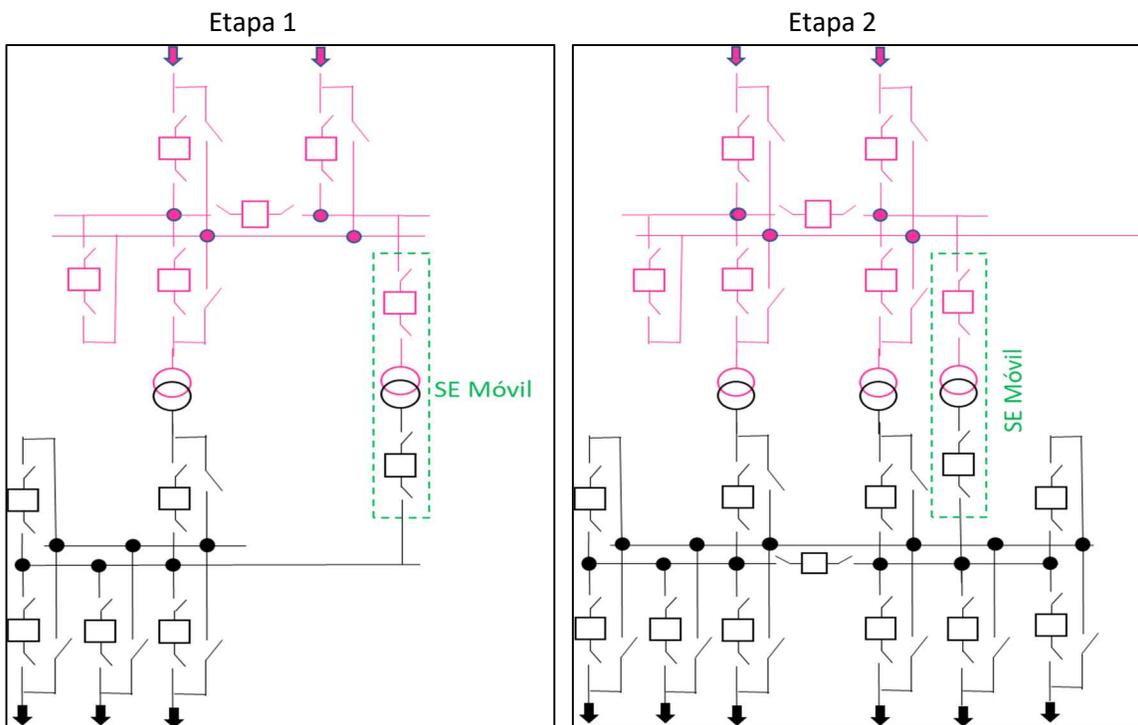
- **Barras AT:**
 - Alimentada desde una línea de transmisión; barra principal más transferencia, con posibilidad de ampliación a barra principal seccionada más transferencia.
 - Alimentada desde dos o más líneas de transmisión; barra principal seccionada más transferencia.
- **Barras MT:**
 - Alimentada desde dos o más transformadores AT/MT; barra principal seccionada más transferencia.

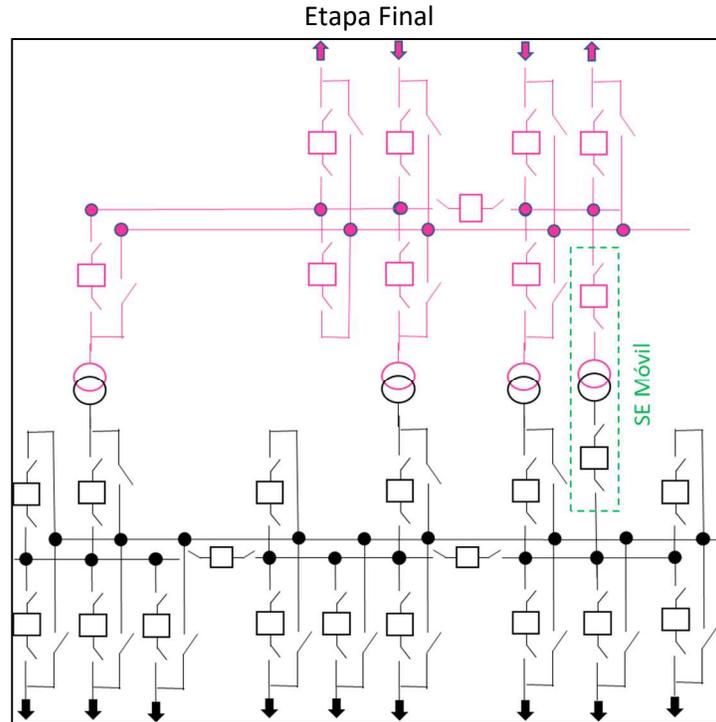
La propuesta para ciudades regionales con más de 90.000 habitantes que son alimentadas desde el SEN, se observa de manera gráfica en la Ilustración 8-7.



Ilustración 8-7. Propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con más de 90.000 habitantes.

8.1.3.1.1 Propuesta para SS/EE en ciudades regionales con más de 90.000 habitantes





8.1.3.2 SS/EE en ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes

Del levantamiento realizado de las subestaciones que califican en esta categoría se observa que en general las SS/EE de estas ciudades, al igual que en la sección anterior, presentan en su barra AT configuraciones relativamente sencillas. En este caso, las configuraciones de barra simple y *tap off* representan respectivamente un 45% y un 33% del total de configuraciones de barras AT.

La propuesta considera los siguientes argumentos:

- La tecnología GIS es justificable solo en casos donde existan requerimientos específicos, tales como los impuestos en zonas inundables.
- La tecnología MTS y AIS es factible en las zonas periféricas de las ciudades.
- Como se observa en la Ilustración 8-8, en general las configuraciones de las ciudades regionales son configuraciones sencillas, justificable dado que en general las SS/EE alimentan un número reducido de habitantes. Sin perjuicio de lo anterior, la propuesta apunta a la no utilización de la configuración *tap off*, lo cual se encuentra hoy establecido en la Norma Técnica, basándose exclusivamente en la configuración barra simple con posibilidad de ampliación, permitiendo que a medida que crece la demanda en pequeñas localidades, se otorguen grados de confiabilidad mediante el seccionamiento de la barra.

La propuesta es la siguiente:

- **Barras AT:**
 - Alimentada desde una línea de transmisión; barra simple, con posibilidad de ampliación a barra simple seccionada.
 - Alimentada desde dos o más líneas de transmisión; barra simple seccionada.

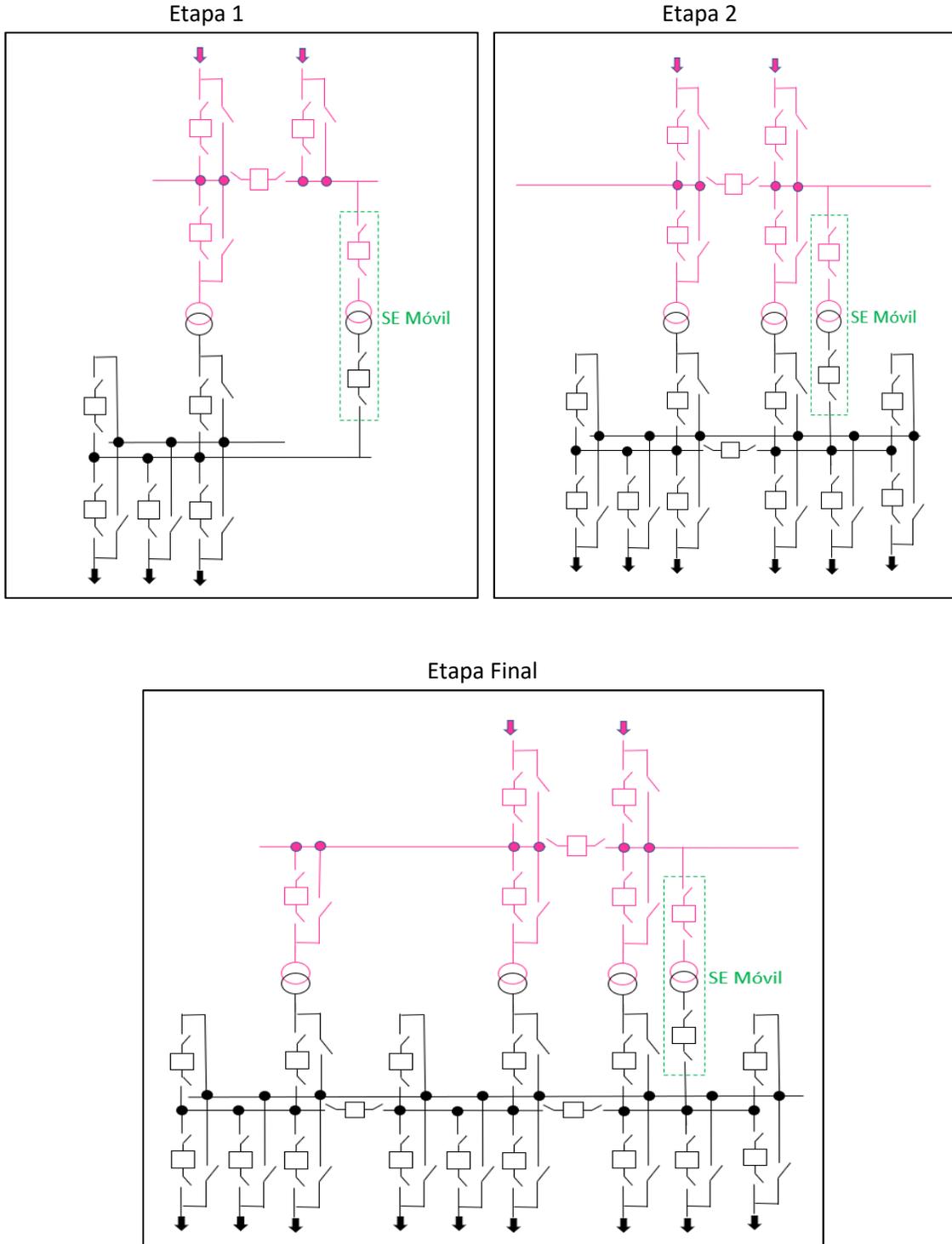
- **Barras MT:**
 - Alimentada desde un transformador AT/MT; barra simple, con posibilidad de ampliación a barra simple seccionada.
 - Alimentada desde dos o más transformadores AT/MT; barra simple seccionada.

La propuesta para ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes que son alimentadas desde el SEN se observa de manera gráfica en la Ilustración 8-9.



Ilustración 8-9. Propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes.

8.1.3.2.1 Propuesta para SS/EE en ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes



8.2 EJEMPLO DE PROPUESTA APLICADA A LA ZONA DE IQUIQUE

Iniciaremos por presentar como se encuentran estructurado el Sistema Zonal que da suministro a esta zona.

Todo este subsistema es alimentado desde una única Subestación AT/AT que en este caso corresponde a S/E Cóndores 220/110 kV, de la cual salen dos líneas en 110 kV:

- Una de Simple Circuito que alimenta la S/E Alto Hospicio en configuración Tap Off y este circuito finaliza en S/E Cerro Dragón en configuración Tap Off y
- Una de Doble Circuito que en su tramo final se separa, un circuito para alimentar en configuración Tap Off la S/E Pacífico y el segundo circuito para alimentar en configuración Tap Off la S/E Palafitos.

A continuación, en la siguiente figura se presenta un esquema macro de lo mencionado.



Ilustración 8-10. SS/EE que alimentan Iquique, capital de la Región de Tarapacá.

Tres (3) SS/EE AT/MT alimentan la ciudad de Iquique, capital de la Región de Tarapacá, distribuidas como se muestra en la Ilustración 8-10, todas en configuración en Tap Off suministrando tanto a clientes regulados como clientes libres. Se observa que, de las ciudades estudiadas, la ciudad de Iquique es la onceava ciudad con más habitantes, totalizando 196.562 al año 2017.

De acuerdo con lo presentado en los capítulos anteriores, podemos decir que estas subestaciones al estar conectadas en Configuración en Tap Off carece de un grado mínimo de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

Al realizar una comparación de S/E Cerro Dragón con subestación Carrascal que tienen una cantidad de Clientes similar podemos ver lo siguiente:

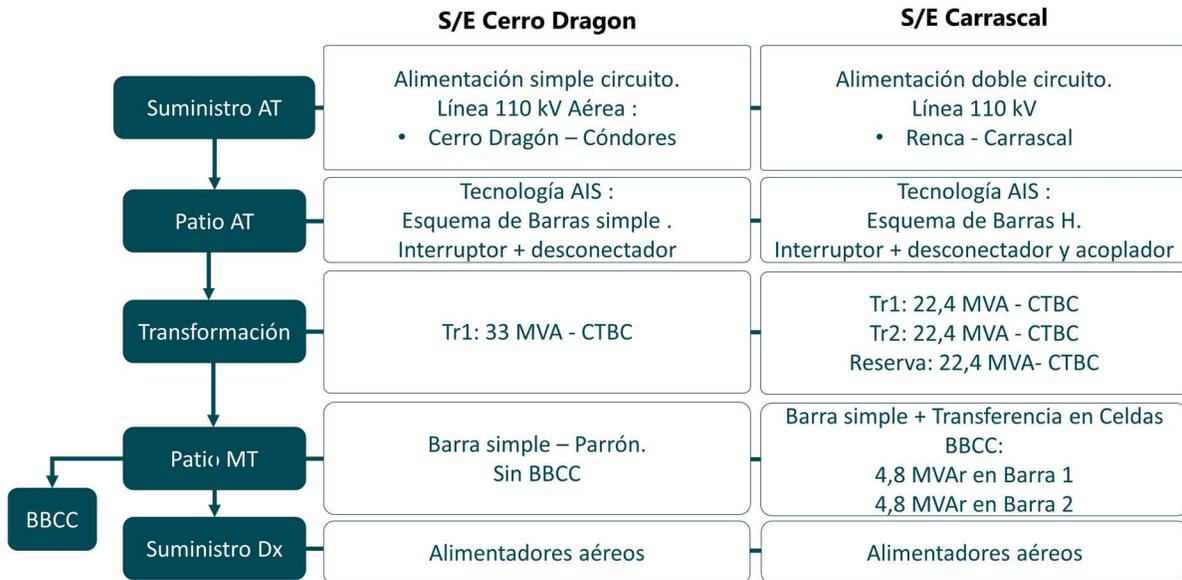
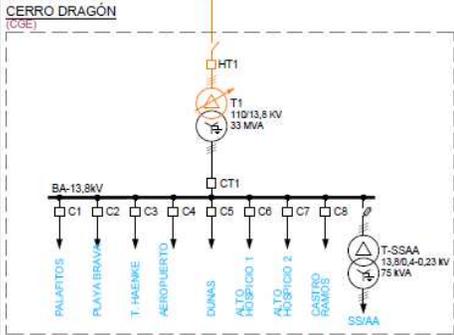
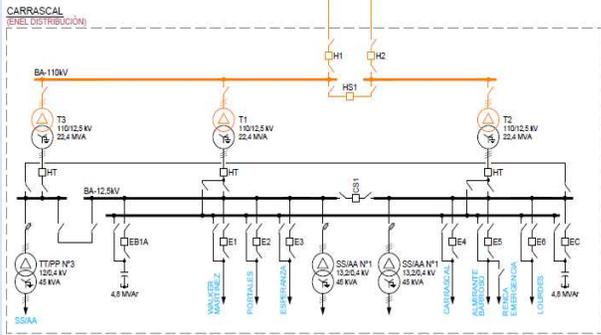


Ilustración 8-11 Comparación entre S/E Cerro Dragón y S/E Carrascal

		S/E Cerro Dragon	S/E Carrascal
Cientes		27.859	29.745
Demanda [MVA]		23	35
Comuna		Iquique	Quinta Normal
Vista Aérea			
Diagrama Simplificado	Unilineal		

8.2.1 Alternativa Propuesta para la Ciudad de Iquique

La alternativa propuesta corresponde a una nueva Subestación AT/MT que apoye la zona de Iquique y que permita aumentar el estándar de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

De acuerdo con los criterios planteados en el presente capítulo, la nueva subestación debe contemplar para la Barra AT una configuración de:

1. Barra Principal Seccionada + Barra de Transferencia o
2. Doble Barra.

En este caso, se privilegia la configuración 1 dado que se encuentra inmerso dentro de la ciudad con un bajo potencia de conectar proyectos de generación local y conceptualizada para ser una Subestación Final.

En Transformación, esta nueva subestación debe tener la capacidad de albergar 3 transformadores 110/13,8 kV en servicio con una capacidad máxima de 50 MVA por cada transformador y espacio disponible para instalar un transformador de respaldo o S/E Móvil.

En la Barra MT, la nueva subestación debe considerar barra principal para cada transformador conectada a través de un interruptor acoplador y con una barra auxiliar común. La cantidad de alimentadores debe ser acorde a la capacidad de los transformadores, teniendo como máximo un total de 8 alimentadores.

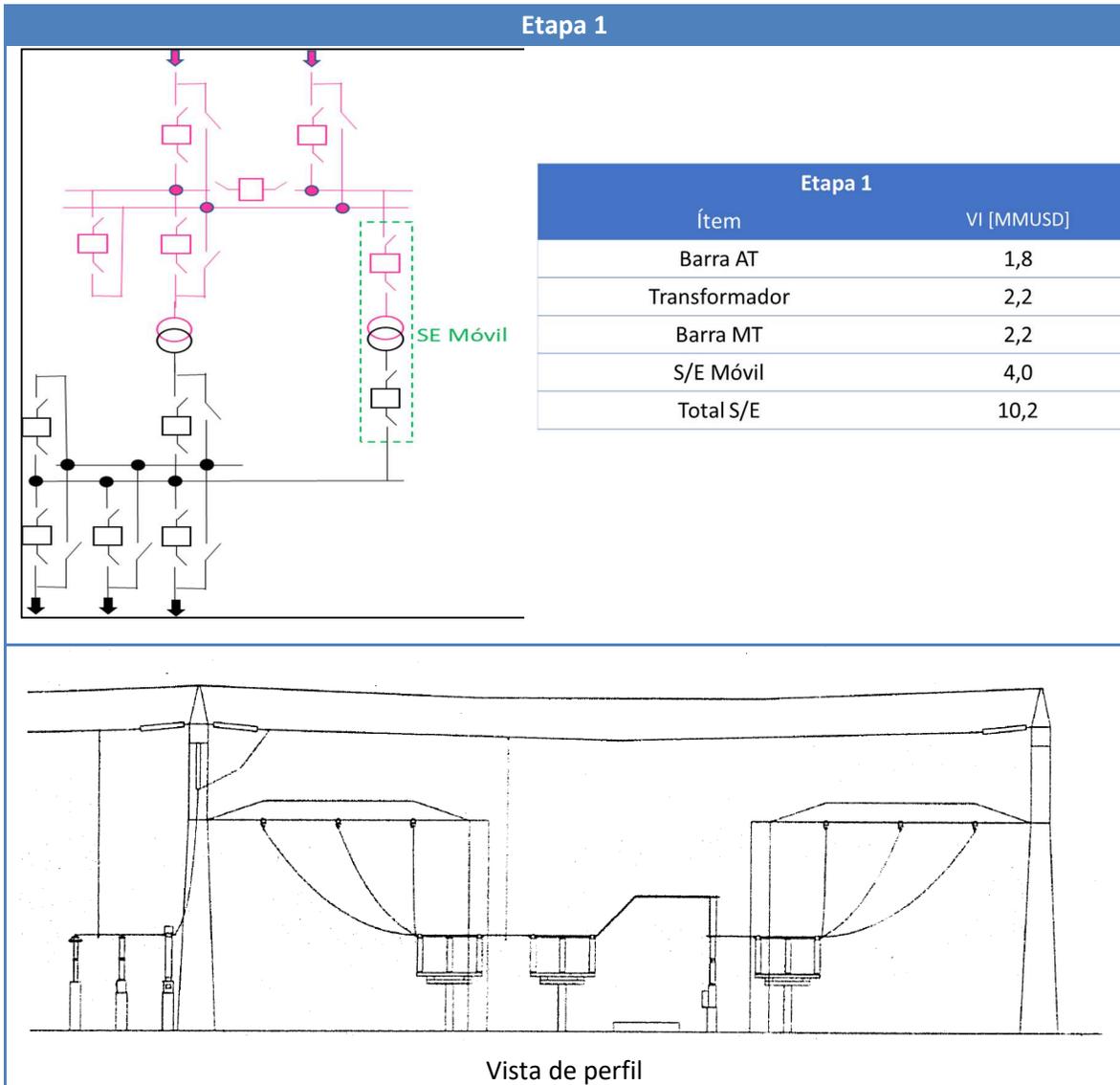
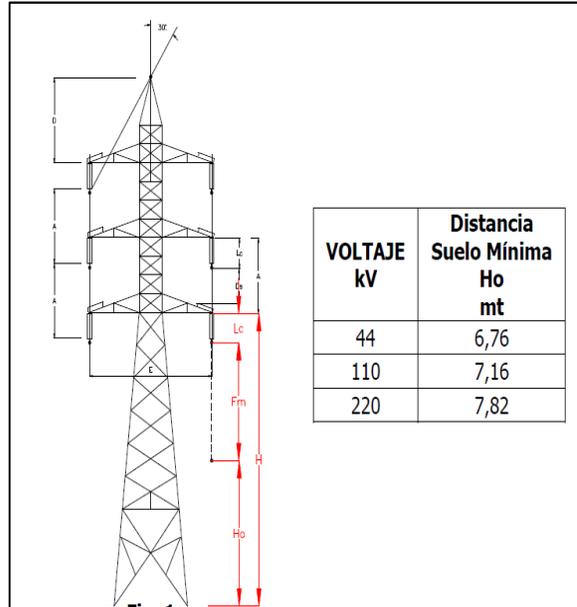


Ilustración 8-12 Nueva S/E 110/13,8 kV - Barra AT Principal Seccionada + Transferencia en AIS

En tecnología MTS o GIS las distancias se pueden reducir considerablemente y dependerán de la ubicación final que se proponga para la nueva subestación

Obras complementarias:

1. Normalizar Barras 110 kV (Todas las SS/EE incluida S/E Cóndores)
2. Línea 2x110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nva. SS/EE (Tendido 1er Cto. 270 MVA - 9 km)

Línea 2x110 kV Córdoros – A. Hospicio – C. Dragón – Nva. SE (1er Cto. 270 MVA - 9 km)


Nueva Línea	
Longitud	9 km
Tensión	110 kV
Capacidad N-1	270 MVA
Circuitos	2
Conductores por fase	2
Tipo de suelo	Arenoso
Topografía	Compleja
VI (MUSD/km)	350
VI Total (MUSD)	3.150

Ilustración 8-13 Nueva Línea 2x110 kV 270 MVA por circuito
8.2.2 Análisis de Energía No Suministrada

En este apartado, se analiza la energía no suministrada (ENS) en MWh, con el propósito de encontrar alguna relación de este índice con el análisis simplificado de confiabilidad, seguridad y flexibilidad presentado anteriormente. Los índices de ENS han sido obtenidos a partir del informe de Calidad de Suministro de febrero 2020, el cual se encuentra en la página web del Coordinador, en concordancia a lo estipulado en el artículo 7 del Anexo Técnico Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.

$$Nivel\ de\ ENS = \frac{\sum ENS[MWh]}{N^{\circ}\ de\ habitantes} \cdot 1000 \quad (1)$$

La Tabla 8-3 presenta los niveles de ENS obtenidos para las distintas capitales regionales alimentadas por el SEN, listados en conjunto con los niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

Tabla 8-3. Resumen de niveles de ENS, para las capitales regionales alimentadas desde el SEN.

Región de Chile	ENS [MWh]	Nivel de ENS [kWh/N° de habitantes]	Promedio		
			Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
XV – Arica y Parinacota	1.057	4,60	0,50	0,25	0,50
VII – Maule	726	3,56	0,50	0,25	0,25
III – Atacama	622	3,55	0,00	0,00	0,00
IV – Coquimbo	622	3,03	0,00	0,00	0,00
II – Antofagasta	973	2,56	0,38	0,25	0,38
XIV – Los Ríos	295	2,06	0,00	0,00	0,00
XVI – Ñuble	348	1,83	1,33	0,67	1,00
IX – La Araucanía	390	1,76	1,00	0,50	0,75
VI – Libertador B. O’Higgins	395	1,75	1,00	0,50	0,75
V – Valparaíso	467	1,58	2,00	1,00	1,00
XIII – Región Metropolitana	8.774	1,56	1,86	0,93	1,00
I – Tarapacá	304	1,55	0,00	0,00	0,00
X – Los Lagos	312	1,46	1,33	0,67	1,33
VIII – Biobío	114	0,51	1,33	0,67	1,00

Lo anterior, se representa gráficamente mediante la Ilustración 8-14, comparando el nivel de ENS con la confiabilidad de las SS/EE de capitales regionales. En esta figura, las regiones están ordenadas desde mayor a menor nivel de ENS. Al respecto, se puede observar que:

- Las capitales regionales de las regiones de Iquique, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Maule, Los Ríos y Arica, que presentan los menores índices de confiabilidad (menores a 1), presentan los mayores niveles de ENS.
- Las SS/EE de Concepción, capital de la región del Biobío, presentan el menor nivel de ENS, con una confiabilidad mayor a 1.
- De los datos se observa que las capitales regionales con mayores índices de confiabilidad, tales como Valparaíso y Santiago, no necesariamente presentan el menor nivel de ENS.
- Las SS/EE de Chillán, capital de la región de Ñuble poseen un nivel de confiabilidad significativamente mayor respecto a Valdivia, capital de la región de Los Ríos; sin embargo, ambas poseen niveles de ENS similares. Al analizar en mayor detalle las interrupciones de servicio en la zona de Chillán, se observan reiteradas interrupciones del sistema AT de 66 kV debido a caídas de árboles, temporales de lluvia, temporales de viento e incendios.

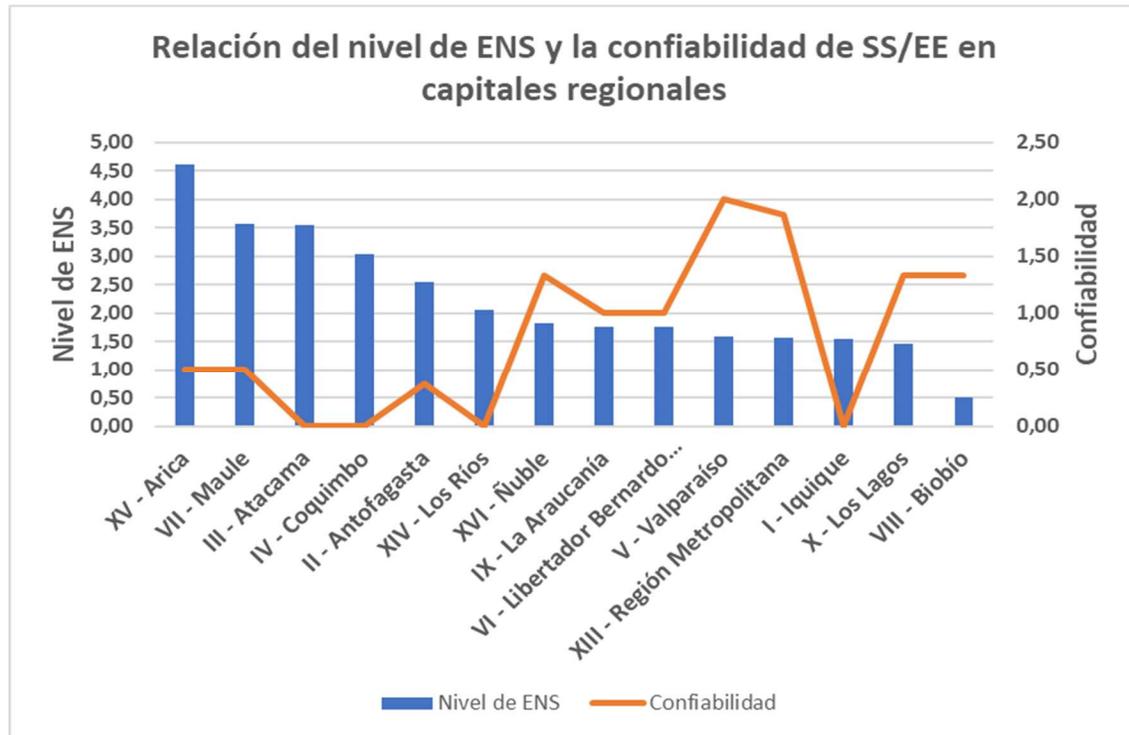


Ilustración 8-14. Relación del nivel de ENS y la confiabilidad de SS/EE que alimentan capitales regionales.

Evaluación Tradicional de Proyectos por Seguridad

Obra	PES	VI	VAN_ENS_SP*CFCD	VAN_ENS_CP*CFCD	VAN_VATT	Beneficio
CONDORES - TAP OFF ALTO HOSPICIO 110KV C1	sept-25	\$ 938.000	\$ 1.205.471	\$ -	\$ 858.594	\$ 346.877
TAP OFF ALTO HOSPICIO - CERRO DRAGON 110KV C	sept-25	\$ 780.500	\$ 546.600	\$ -	\$ 714.427	\$ -167.827
CONDORES - PALAFITOS 110KV C1	sept-25	\$ 1.431.500	\$ 1.757.980	\$ -	\$ 1.310.318	\$ 447.662
S/E ALTO HOSPICIO	sept-25	\$ 3.500.000	\$ 245.528	\$ 10.090	\$ 3.203.711	\$ -2.968.273
S/E CERRO DRAGÓN	sept-25	\$ 3.500.000	\$ 294.013	\$ 12.083	\$ 3.203.711	\$ -2.921.780
S/E PALAFITOS	sept-25	\$ 3.500.000	\$ 169.245	\$ 10.065	\$ 3.203.711	\$ -3.044.530
		\$ 13.650.000	\$ 4.218.838	\$ 32.237	\$ 12.494.472	\$ -8.307.872

Mediante la evaluación tradicional, estos proyectos en general no tienen espacio. Esto se debe a que el único elemento que se considera es el de la Energía No Suministrada por una Falla de Corta Duración, dejando fuera elementos como las fallas destructivas, que en el caso de transformadores únicos como es el caso del ejemplo, difícilmente podrían ser reemplazados en menos de 72 hrs.

Por otro lado, tampoco considera los tiempos de mantenimiento, algo absolutamente necesario a la hora de mantener en buen estado las instalaciones y hacer gestión de los activos. Otro elemento que genera una distorsión es respecto a que los análisis económicos toman el histórico de falla, información que muchas veces no está disponible y se termina utilizando parámetros que no son representativos y que no incorporan la vida útil de las instalaciones.

9 CONCLUSIONES

A nivel país, existen algunas empresas distribuidoras que poseen sus propios criterios de diseño, los cuales responden a las necesidades del entorno y tipo de demandas que sus redes alimentan. Sin embargo, con el nuevo esquema de planificación (centralizada) es prioritario establecer criterios de diseño comunes que respondan a los estándares que los usuarios esperan, aportando a la confiabilidad y a disminuir la brecha de calidad de servicio entre las diferentes regiones.

Los datos de 2019 indican que, en promedio, Chile tuvo 12,78 horas sin suministro de energía entre enero y noviembre pasado. Si bien la responsabilidad de estos cortes de suministros no es plenamente atribuible a fallas en la transmisión zonal, es indesmentible que el desglose por regiones muestra que existe una amplia disparidad entre ellas.

Esta iniciativa establece criterios de diseño comunes que respondan a los estándares cada vez más exigentes de los usuarios, aportando a la confiabilidad y a disminuir la brecha de calidad de servicio entre las diferentes regiones.

Se establecieron los principales criterios de diseño de Subestaciones de Poder AT/MT, que responden a los criterios de planificación de la transmisión zonal, para el desarrollo de proyectos de nuevas subestaciones o ampliación de las instalaciones existentes.

Tener criterios de planificación zonal y criterios de diseño de instalaciones zonales, facilitará los análisis de las posibles soluciones a los problemas identificados en el diagnóstico de la red, entregar valorizaciones cada vez más precisas y respaldar obras propuestas por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio.

Mediante la evaluación tradicional, estos proyectos en general no tienen espacio. Esto se debe a que el único elemento que se considera es el de la Energía No Suministrada por una Falla de Corta Duración, dejando fuera elementos como las fallas destructivas, que, en el caso de subestaciones con un único transformador, difícilmente podrían ser reemplazados en menos de 72 hrs. Por otro lado, tampoco considera los tiempos de mantenimiento, algo absolutamente necesario a la hora de conservar en buen estado las instalaciones y hacer gestión de los activos. Otro elemento que genera una distorsión es considerar el histórico de falla, información que muchas veces no está disponible y se termina utilizando parámetros que no son representativos de la realidad.