ANEXO 3

ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE INSTALACIONES COMUNES 2019: CAPACIDAD DE BARRAS

Gerencia de Planificación de la Transmisión

Departamento de Integridad del Sistema

Noviembre de 2019

Código 1911-DIS-EDIC-AnxITE-03-V1

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBADO POR

Versión	Aprobado por	Cargo
1	Juan Carlos Araneda T.	Gerente de Planificación de la Transmisión

REVISADO POR

Versión	Revisado por	Cargo
1	Erick Zbinden A.	Jefe Departamento de Integridad del Sistema

REALIZADO POR

Versión	Realizado por	Cargo
1 A	Miguel Monasterio A.	Líder de Proyecto. Ingeniero Departamento de Integridad del Sistema
	Carla Hernández O'.	Ingeniero Departamento de Integridad del Sistema
	Felipe Neira M.	Ingeniero Departamento de Integridad del Sistema
	Nicolás Cáceres G.	Ingeniero Departamento de Integridad del Sistema
	Patricio Lagos R.	Ingeniero Departamento de Integridad del Sistema

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Autor	Versión	Descripción del Cambio
28-11-2019	Departamento de integridad del Sistema	1	Aprobado para publicación
18-11-2019	Departamento de Integridad del Sistema	A	Confección del documento

Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile o Avenida Apoquindo N°4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile.

CONTENIDO

1	**INDICE DE ILUSTRACIONES**	**4**
2	**ÍNDICE DE TABLAS**	**5**
3	**ABREVIATURAS**	**6**
4	**METODOLOGÍA DE TRABAJO**	**7**
4.1	ETAPA 1. DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO	7
4.2	ETAPA 2. INFORMACIÓN TÉCNICA.	7
4.3	ETAPA 3. DEFINICIÓN DE CRITERIOS.	8
4.4	ETAPA 4. CONSTRUCCIÓN BD DIGSILENT.	9
4.5	ETAPA 5. DIAGNÓSTICO DE CAPACIDAD DE BARRAS.	9
4.6	ETAPA 6. RESULTADOS Y ANÁLISIS.	9
5	**DESARROLLO METODOLÓGICO**	**10**
5.1	DEFINICIÓN CRITERIOS	10
5.2	ANÁLISIS DE SUBESTACIONES RADIALES Y NO RADIALES	12
5.3	CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA EN BARRAS	13
6	**MEMORIA DE CÁLCULO**	**15**
6.1	DIAGNÓSTICO DE SUBESTACIONES RADIALES	15
6.2	DIAGNOSTICO DE SUBESTACIONES NO RADIALES	18
7	**REFERENCIAS**	**23**
8	**ANEXOS**	**24**

1 INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Esquema con barras, tramos y circuitos que componen una subestación 13
Ilustración 2: Representación simplificada de una subestación radial 15
Ilustración 3: Representación simplificada de una subestación no radial 19

2 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Escenarios de análisis 12
Tabla 2. Capacidad de barras de subestaciones radiales 16
Tabla 3. Capacidad de barras de subestaciones no radiales 19

3 ABREVIATURAS

AT	: Alta Tensión
BD	: Base de Datos
DU	: Diagrama Unilineal
EDIC	: Estudio de Instalaciones Comunes
FIT	: Formulario de Información Técnica
MT	: Media Tensión
NT	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
N/A	: No Aplica
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
TT/CC	: Transformador de Corriente

4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 ETAPA 1. DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO

En relación con las condiciones de las subestaciones bajo estudio, se definen escenarios de análisis y horizontes de evaluación, los que son modelados en el software Digsilent para realizar el diagnóstico correspondiente. Para efectos de este estudio, se consideran:

- Tres (3) escenarios de análisis: uno (1) que analiza las subestaciones radiales con las demandas máximas de los transformadores AT/MT, uno (1) que analiza las subestaciones radiales con la capacidad máxima de los transformadores AT/MT y uno (1) que considera la máxima capacidad de las instalaciones de transmisión para el análisis de subestaciones no radiales.
- Dos (2) horizontes de evaluación: asociados a la condición actual (año 2019) y a la condición que tendrá la subestación al año de puesta en servicio de las ampliaciones previstas en ella (año 2024).

4.2 ETAPA 2. INFORMACIÓN TÉCNICA.

La información técnica de las instalaciones existentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es obtenida desde el sistema de información que nuestra organización ha puesto a disposición de la industria a través de su sitio web, en adelante, Infotécnica [2]. Adicionalmente, mediante Formularios de Información Técnica (FIT), se solicitó a las empresas coordinadas el envío de antecedentes técnicos adicionales para aquellos casos en los cuales la información disponible en Infotécnica no era suficiente para desarrollar los análisis.

La información asociada a cada subestación corresponde a planos y parámetros eléctricos según el siguiente detalle:

- Diagrama Unilineal (DU) y planos de planta con disposición de equipos en la subestación, con el propósito de identificar:
    - Barras principales y de transferencias existentes.
    - Secciones y tramos de barra por subestación.
    - Conexión de circuitos a cada tramo de barra.
- Capacidades nominales declaradas por el propietario de la instalación, de acuerdo con las siguientes definiciones:

- Capacidad de barras: correspondiente a la capacidad nominal en régimen permanente [kA].
- Capacidad de transformadores de potencia: correspondiente a la capacidad con refrigeración forzada [MVA] del equipo.
- Capacidad de líneas de transmisión: corresponde al menor valor resultante entre el límite térmico en régimen permanente [kA] a la máxima temperatura en la zona en la que se ubica la instalación, y la capacidad del transformador de corriente (TT/CC) asociado al circuito [kA].

A su vez, la información técnica de las obras de ampliación previstas en cada subestación se obtendrá de la ingeniería conceptual desarrollada en la Propuesta del Coordinador [1]. Cabe señalar que dicha ingeniería conceptual constituye una referencia para el desarrollo futuro del proyecto y no sustituye los desarrollos de ingeniería requeridos durante las fases de construcción y conexión de las nuevas obras, por lo que los análisis contemplados en el presente Informe son realizados considerando el carácter preliminar de la siguiente información:

- DU y planos de planta proyectados de la subestación, desde donde se obtiene:
  - Extensiones y nuevos tramos de barra por subestación.
  - Ubicación de nuevos paños en la subestación, lo que determina la posición de conexión del circuito a los tramos de barra de la subestación.
  - Cambios o reconfiguraciones en la conexión de circuitos, si corresponde.
- Informes de ingeniería conceptual para cada obra propuesta:
  - Antecedentes técnicos de instalaciones proyectadas, tales como parámetros de conductores y límites térmicos asociados.

4.3 ETAPA 3. DEFINICIÓN DE CRITERIOS.

Para el desarrollo del estudio se considera la definición de los siguientes criterios:

- Criterios para estimar información técnica no disponible.
- Criterios para la modelación de instalaciones en software Digsilent.
- Criterios para diagnosticar las barras según sus niveles de cargabilidad.

4.4 ETAPA 4. CONSTRUCCIÓN BD DIGSILENT.

Para modelar y obtener los flujos de potencia en cada una de las subestaciones bajo análisis se utiliza el software Digsilent. La modelación en este software consiste en la representación de las barras y circuitos de la subestación utilizando redes independientes para cada una de ellas, considerando los criterios de modelación indicados en la sección 5.1.1.

Como resultado de esta etapa se obtiene la Base de Datos (BD) del EDIC-2019, con la modelación detallada de la configuración de cada una de las subestaciones.

4.5 ETAPA 5. DIAGNÓSTICO DE CAPACIDAD DE BARRAS.

Para el diagnóstico de las capacidades de barras, las subestaciones son clasificadas en dos (2) grupos de acuerdo con sus características topológicas:

- Subestaciones radiales: correspondientes a subestaciones destinadas a abastecer consumos en el sistema de distribución, por lo que el flujo de potencia está orientado en sentido hacia las cargas.
- Subestaciones no radiales: correspondientes a subestaciones de interconexión del sistema de transmisión, en cuyo caso la magnitud y dirección del flujo de potencia dependerá de la naturaleza de los circuitos asociados a la subestación.

Los cálculos de esta etapa tienen como propósito evaluar las capacidades de barra bajo condiciones de máxima exigencia sobre la subestación. Bajo esta premisa, el estudio define una metodología de cálculo específica para determinar las condiciones más exigentes en las subestaciones radiales y no radiales, según se presenta en la sección 5.2.

4.6 ETAPA 6. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

De los resultados obtenidos para cada escenario de análisis, se identifican las instalaciones que requieren adecuación en dos (2) situaciones:

- Barras con capacidad térmica superada en su condición actual.
- Barras que requieren adecuación producto de las obras de ampliación en la subestación.

5 DESARROLLO METODOLÓGICO

5.1 DEFINICIÓN CRITERIOS

5.1.1 Definición de criterios para modelación de instalaciones

a) Modelación de barras de la subestación

Se modelan cada uno de los tramos de barras entre paños de la subestación como elementos ideales, considerando despreciables las pérdidas eléctricas en los conductores que las conforman.

La capacidad asociada a cada tramo corresponderá a su capacidad nominal en régimen permanente, según lo obtenido en la Etapa 2.

b) Modelación de paños de la subestación

Los paños que son parte de la subestación bajo análisis presentan distintos tratamientos según su naturaleza:

- Paño de línea de transmisión: se modela el tipo de línea hasta el primer tramo adyacente a la subestación bajo análisis, de acuerdo con su representación en la BD Digsilent del SEN[1]. En el extremo de la línea se conecta un equivalente ideal para representar la inyección o retiro de potencia asociado al circuito.
- Paño de transformador de potencia: los transformadores AT/MT se modelan como una carga general trifásica y balanceada, con un valor de potencia según el escenario de análisis que corresponda.

c) Modelación de la posición de los paños de la subestación

Se considera el orden de conexión de cada paño en la barra de la subestación según el plano de planta vigente o proyectado de la subestación.

Adicionalmente, la modelación considera el arreglo de barras principales y barras de transferencia, según el DU de la subestación.

[1] BD Digsilent publicada en el sitio web del Coordinador al mes de febrero de 2019.

d) Conexión de paños en la subestación

Para el caso de subestaciones que cuentan con posibilidad de conexión a dos (2) barras principales, se considera como caso más exigente que todos los paños se encuentren conectados de manera simultánea en una de las dos (2) barras de la subestación.

5.1.2 Criterios para la evaluación de instalaciones

a) Topologías de análisis de la subestación

Se analizan las siguientes combinatorias topológicas en cada subestación:

- Condición de red N: todos los paños en servicio. Adicionalmente, para esta condición, se consideran dos (2) condiciones topológicas:
  - Abiertos los interruptores seccionadores de barra de la subestación.
  - Cerrados los interruptores seccionadores de barra de la subestación.
- Condición de red N-1: indisponibilidad no simultánea de cada uno de los paños de la subestación.
- Transferencia no simultánea de circuitos a la barra de transferencia.

5.1.3 Definición de criterios para estimar información técnica

Para los casos en que la información técnica recopilada en la Etapa 2 no se encuentre disponible o resulte insuficiente para los análisis, se aplican los siguientes criterios:

a) Parámetros eléctricos de líneas de transmisión

Para las líneas de transmisión que se conectan en la subestación se aplica una regla de homologación a partir instalaciones similares ya existentes en el SEN, a efectos de obtener los siguientes parámetros:

- Resistencias, reactancias y susceptancias de líneas de transmisión [Ω]
- Límites térmicos en régimen permanente de líneas de transmisión [kA].

b) Capacidad nominal de nuevas barras

En el caso de las extensiones y nuevos tramos de barra proyectados como parte de las obras de ampliación, se considera que su capacidad corresponderá a la máxima capacidad de los tramos de barra existentes en la subestación bajo análisis.

5.2 ANÁLISIS DE SUBESTACIONES RADIALES Y NO RADIALES

Para realizar el diagnóstico de capacidad de barras para las subestaciones radiales y no radiales, se definen los siguientes escenarios de análisis para cada caso:

- Subestaciones radiales:
  - *Escenario A: Demanda máxima en la subestación*. En este escenario los transformadores de potencia AT/MT presentan una condición de demanda máxima, según las proyecciones de cargabilidad de las instalaciones contenidas en la Propuesta del Coordinador [1].
  - *Escenario S: Capacidad máxima en la subestación.* Para este análisis se considera que la carga de los transformadores de potencia AT/MT de la subestación corresponde a su capacidad máxima con refrigeración forzada, de modo de evaluar un escenario de máxima exigencia de diseño sobre las instalaciones.
- Subestaciones no radiales:
  - *Escenario B: Capacidad máxima de las instalaciones de transmisión*. Para este caso se consideran las capacidades máximas de los elementos del sistema de transmisión conectados a la subestación, ya sean transformadores o líneas de transmisión.

En la *Tabla 1,* se resumen los casos que serán evaluados de acuerdo con los escenarios de análisis y horizontes de evaluación definidos:

Tabla 1. Escenarios de análisis

Horizonte de Evaluación	Tipo de Subestación	Nombre del Escenario	Identificación
Año 2019	Radial	Escenario 1A	E1A
	Radial	Escenario 1S	E1S
	No Radial	Escenario 1B	E1B
Año 2024	Radial	Escenario 2A	E2A
	Radial	Escenario 2S	E2S
	No Radial	Escenario 2B	E2B

Adicionalmente, en el documento *Anexo 3.1: Obras de Ampliación* de la sección *Anexos,* se entrega el detalle de listado de las obras de ampliación modeladas en la BD EDIC 2019 para las subestaciones radiales y no radiales.

5.3 CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA EN BARRAS

Para la obtención de los flujos de potencia que circularán por las distintas barras, se considera que una subestación puede estar conformada por *"i"* barras, cada una de ellas dividida a su vez en *"j"* tramos. Dichos tramos corresponden a la unión de los *"k"* paños que se conectan a la barra de acuerdo con lo mostrado en la *Ilustración 1:*

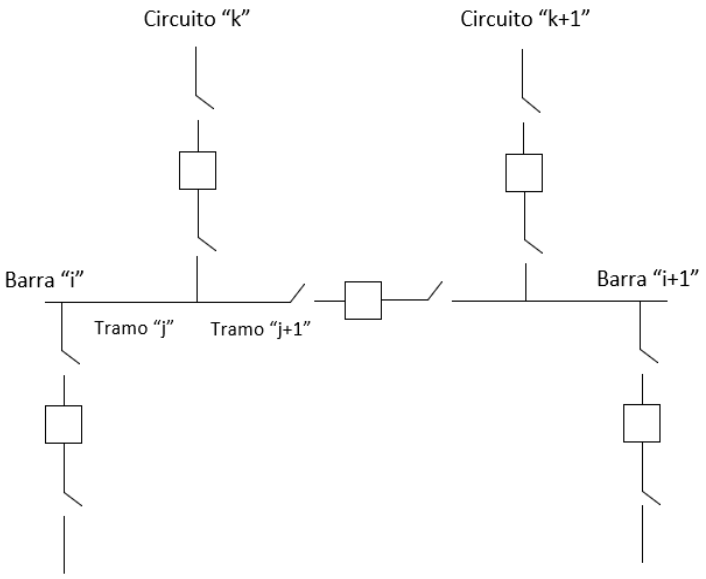

Ilustración 1: Esquema con barras, tramos y circuitos que componen una subestación

El cálculo de los flujos máximos de potencia que circularán por la barra de la subestación se realiza para cada uno de los escenarios de la *Tabla 1* utilizando la siguiente expresión:

$$IBarra_{máx} = máx\ (\ ISBi_j\ , ISBi_j_FSk\ ) \qquad \textit{Ecuación 1}$$

Donde,

$IBarra_{máx}$: Magnitud de corriente máxima en la Barra de la subestación [kA].

$ISBi_j$: Magnitud de corriente en Barra i, tramo j [kA], considerando todos los circuitos en servicio.

$ISBi_j_FSk$: Magnitud de corriente de Barra i, tramo j [kA], considerando fuera de servicio el circuito k.

Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile o Avenida Apoquindo N°4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile.

6 MEMORIA DE CÁLCULO

6.1 DIAGNÓSTICO DE SUBESTACIONES RADIALES

Dado que las cargas de las subestaciones radiales corresponden a las demandas máximas y capacidades de los transformadores de potencia, se asegura que la condición evaluada corresponda al escenario de máxima exigencia sobre la barra de la subestación, independiente de los escenarios de operación en la zona.

En la *Ilustración 2*, se muestra esquemáticamente una subestación radial compuesta por dos (2) transformadores AT/MT modelados como carga ($Scarga_n$) y dos (2) líneas de transmisión representadas mediante un equivalente ideal:

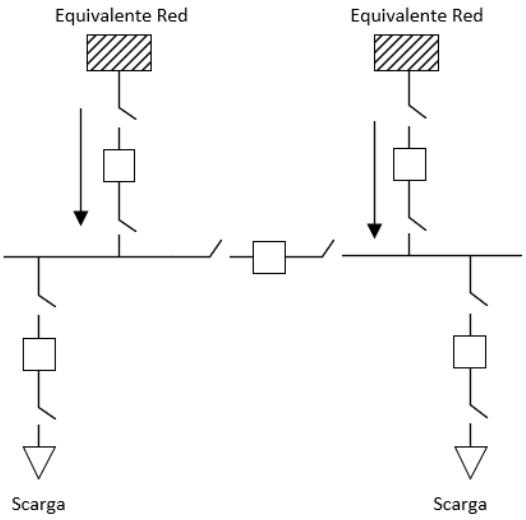

Ilustración 2: Representación simplificada de una subestación radial

A continuación, se presenta el detalle de la información técnica y el procedimiento utilizado para el ajuste de los Escenarios A y S definidos en la sección 5.2 del Informe.

6.1.1 Capacidades de barras en subestaciones radiales

Para la modelación y evaluación de las barras se utiliza como antecedente técnico relevante la capacidad nominal de la barra en régimen permanente. En la *Tabla 2,* se resumen los datos recopilados según lo descrito en la sección 4.2.

Tabla 2. Capacidad de barras de subestaciones radiales

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Nombre Barra	Capacidad Nominal [kA]	Conductores por Barra
Batuco	110	BA S/E Batuco 110kV B1	0,765	1
		BA S/E Batuco 110kV B2	0,765	1
Cabildo	110	BA S/E Cabildo 110kV BP1	0,334	1
Costanera	110	BA S/E Costanera 110kV	0,385	1
Lo Aguirre	110	BA S/E Lo Aguirre 110kV B1	0,341	1
Lo Boza	110	BA S/E Lo Boza 110kV B1	1,018	1
		BA S/E Lo Boza 110kV B2	1,018	1
Lo Valledor	110	BA S/E Lo Valledor 110kV B1	1,018	1
		BA S/E Lo Valledor 110kV B2	1,018	1
Maipú	110	BA S/E Maipú 110kV B1	0,341	1
		BA S/E Maipú 110kV B2	0,341	1
Pajaritos	110	BA S/E Pajaritos 110kV BP1	1,018	1
		BA S/E Pajaritos 110kV BP2	1,018	1
San Bernardo	110	BA S/E San Bernardo 110kV BP1	0,765	1
		BA S/E San Bernardo 110kV BP2	0,765	1
Santa Rosa Sur	110	BA S/E Santa Rosa Sur 110kV BP1	0,765	1
		BA S/E Santa Rosa Sur 110kV BP2	0,765	1
Santa Raquel	110	BA S/E Santa Raquel 110kV BP1	1,018	1
		BA S/E Santa Raquel 110kV BP2	1,018	1

6.1.2 Ajuste de Escenario A: Demandas Máximas en la Subestación

Las cargas asociadas a los Transformadores AT/MT existentes en la subestación se ajustan en la BD EDIC según la siguiente ecuación:

$$Scarga_{existentes} = Cargabilidad\ AT/MT_n \qquad \textit{Ecuación 2}$$

Donde,

$Scarga_{existentes}$: Potencia asociada a la carga “n” [MVA] con factor de potencia 0,98 inductivo (valor mínimo entre 100kV y 220kV según Art. 5-22 de NT).

Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile o Avenida Apoquindo N°4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile.

$Cargabilidad\ AT/MT_n$: Demanda Máxima del Transformador AT/MT "n" de la subestación [MVA].

Para el caso de los Transformadores AT/MT propuestos como obras de ampliación, dado que no se poseen registros de cargabilidad debido a su conexión futura al sistema, el ajuste corresponderá al valor que subsane la condición de sobrecarga en los transformadores existentes en la subestación:

$$Scarga_{futuros} = \sum Sobrecarga\ AT/MT_n$$ *Ecuación 3*

Donde,

$Scarga_{futuros}$: Potencia asociada a la carga "n" [MVA] con factor de potencia 0,98 inductivo.

$Sobrecarga\ AT/MT_n$: Diferencia entre demanda máxima del transformador AT/MT "n" y su capacidad con refrigeración forzada [MVA].

Las cargabilidades máximas informadas en [3] para el año 2019 y año 2024 y que fueron utilizadas para el ajuste de este escenario se encuentran en el documento *Anexo 3.2: Ajuste de Escenarios de Estudio* disponible en la sección *Anexos.*

6.1.3 Ajuste de Escenario S: Capacidad Máxima en la Subestación

Para las subestaciones radiales cuyas barras no presenten incumplimientos en el Escenario A, se realiza un análisis de un escenario adicional de sensibilidad, en el que las cargas son ajustadas según lo siguiente:

$$Scarga_n = Sforzada_n$$ *Ecuación 4*

Donde,

$Scarga_n$: Potencia de la carga "n" [MVA] con factor de potencia 0,98 inductivo (valor mínimo entre 100 kV y 220 kV según Art. 5-22 de NT).

$Sforzada_n$: Capacidad con refrigeración forzada del transformador "n" de la subestación [MVA].

Las capacidades de los transformadores utilizadas para este caso se encuentran en la pestaña Escenario S del *Anexo 3.2: Ajustes de Escenarios de Estudio* disponible en la sección *Anexos.*

6.2 DIAGNOSTICO DE SUBESTACIONES NO RADIALES

Se determinan los flujos de potencia máximos considerando las capacidades de las instalaciones de transmisión que se conectan a cada subestación no radial. Para efectos de los análisis se establecen las siguientes definiciones:

- Circuitos con flujos de potencia bidireccionales: corresponden a aquellos circuitos que pueden inyectar o retirar potencia de la subestación, dependiendo del escenario de operación en la zona.
- Circuitos con flujos de potencia unidireccionales: corresponden a circuitos que solo pueden inyectar o solo pueden retirar potencia de la subestación, independiente del escenario de operación. Se considerará que los circuitos inyectan o retiran potencia según lo siguiente:
    - Circuitos asociados a centrales de generación: solo inyectan potencia la subestación. El equivalente asociado a este tipo de circuitos se modela en modo PV.
    - Circuitos asociados a transformadores cuyo lado de MT se conecta a niveles de tensión de distribución: solo retiran potencia de la subestación. Se modelan como barra PQ y factor de potencia 0,98 inductivo.
    - Circuitos asociados a transformadores AT/AT cuyo lado de baja tensión interconecte instalaciones del sistema zonal: se considera que solo retiran potencia de la subestación. Se modelan en modo PQ y factor de potencia 0,98 Inductivo.
    - Circuitos que conectan cargas radiales: solo retiran potencia de la subestación. Se modelan en modo PQ y factor de potencia 0,98 inductivo.
- Adicionalmente, en el caso de elementos de transmisión en paralelo se considerará que los flujos de potencia en dichos elementos tendrán la misma dirección y deberán cumplir con el criterio de seguridad N-1.

En la *Ilustración 3*, se muestra gráficamente un esquema simplificado de una subestación no radial con dos circuitos unidireccionales y tres circuitos bidireccionales:

Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile o Avenida Apoquindo N°4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile.

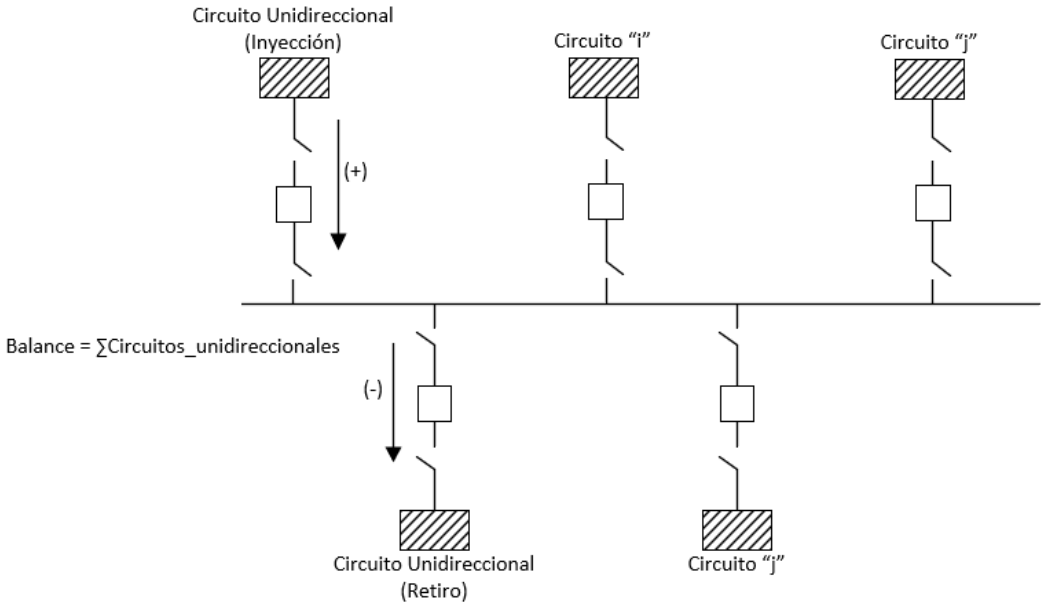

Ilustración 3: Representación simplificada de una subestación no radial

6.2.1 Capacidades de barras en subestaciones no radiales

En la *Tabla 3*, se resumen los antecedentes técnicos asociados a las capacidades de barras en régimen permanente utilizadas para el diagnóstico de las subestaciones no radiales.

Tabla 3. Capacidad de barras de subestaciones no radiales

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Nombre Barra	Capacidad Nominal [kA]	Conductores por Barra
Alto Bonito	110	BA S/E Alto Bonito 110kV	0,79	1
Castro	110	BA S/E Castro 110kV	0,532	1
Charrúa	220	BA S/E Charrúa 220kV S1	2,661	2
		BA S/E Charrúa 220kV S2	5,323	4
		BA S/E Charrúa 220kV S3	7,79	4
		BA S/E Charrúa 220kV Transf. S1	2,661	2
		BA S/E Charrúa 220kV Transf. S2	3,678	2
		BA S/E Charrúa 220kV Transf. S3	3,678	2

Subestación	Nivel de Tensión [kV]	Nombre Barra	Capacidad Nominal [kA]	Conductores por Barra
Choapa	110	BA S/E Choapa 110kV	0,611	1
Illapel	110	BA S/E Illapel 110kV BP1	0,383	1
Los Almendros	220	BA S/E Los Almendros 220kV B1	3,15	N/A (GIS)
		BA S/E Los Almendros 220kV B2	3,15	N/A (GIS)
		BA S/E Los Almendros 220kV BA1	3,15	N/A (GIS)
		BA S/E Los Almendros 220kV BA2	3,15	N/A (GIS)
	110	BA S/E Los Almendros 110kV BP1	3,15	N/A (GIS)
		BA S/E Los Almendros 110kV BA1	3,15	N/A (GIS)
Marbella	110	BA S/E Marbella 110kV BP1	0,496	1
Mulchén	220	BA S/E Mulchén 220kV B1	1,559	2
		BA S/E Mulchén 220kV B2	1,559	2
		BA S/E Mulchén 220kV BT	1,559	2
Quillota	110	BA S/E Quillota 110kV	2,128	2
Quinquimo	110	BA S/E Quinquimo 110kV	0,496	1

6.2.2 Ajuste de Escenario B: Capacidad Máxima de las Instalaciones de Transmisión

Los circuitos bidireccionales de cada subestación se definen como circuitos “i” y “j” de acuerdo con el siguiente criterio:

- **Circuito “i”:** corresponde al elemento de transmisión con mayor capacidad entre la totalidad de los circuitos con flujos bidireccionales. Se ajusta como circuito de referencia o *Slack* en la BD EDIC.
- **Circuitos “j”:** para determinar la direccionalidad de los circuitos “j” se verifica previamente la inyección y retiro de potencia de los circuitos unidireccionales en la subestación mediante la siguiente ecuación:

$$Balance\ Potencia\ Subestación = \sum_{1}^{n} Capacidad\ Circuitos_{unidireccionales} \qquad \textit{Ecuación 5}$$

Donde,

$Capacidad\ Circuitos_{unidireccionales}$: Potencia asociada a los circuitos unidireccionales [MVA], según la siguiente convención: inyección de potencia (signo positivo), retiro de potencia (sigo negativo).

La direccionalidad de los circuitos "j" es asignada aplicando el siguiente criterio:

- Si el resultado de la *Ecuación 5* es mayor o igual a cero: los circuitos "j" se modelan como retiros de potencia.
- Si el resultado de la *Ecuación 5* es menor a cero: los circuitos "j" se modelarán como inyección de potencia.

La magnitud de los flujos de potencia asociados a cada circuito "j" se ajusta de acuerdo con la capacidad máxima de la instalación definida en la sección 4.2:

$$Circuito_j = Capacidad_Elemento_j$$ *Ecuación 6*

Donde,

$Circuito_j$: Flujo de potencia [MVA].

$Capacidad_Elemento_j$: Máxima capacidad de la Línea o Transformador asociado al circuito "j" [MVA].

Finalmente, con los circuitos "i" y "j" asignados, se verifica que el flujo de potencia resultante en el circuito de referencia o *Slack* cumpla la siguiente restricción:

$$Circuito_i \leq Capacidad_Elemento_i$$ *Ecuación 7*

Donde,

$Circuito_i$: Flujo de potencia entrante o saliente de la subestación [MVA].

$Capacidad_Elemento_i$: Máxima capacidad de la Línea o Transformador asociado al circuito "i" [MVA].

Si las transferencias de potencia por el circuito “i” resultan mayores a su capacidad, se restringe proporcionalmente la inyección o retiro de cada circuito “j” hasta cumplir con la restricción de la *Ecuación 7*.

Para el caso de análisis asociados a la indisponibilidad de circuitos, se aplican los siguientes criterios:

- En el caso de circuitos dobles, se considerará que el flujo pre-contingencia del circuito indisponible se redistribuye en un 100% en el circuito paralelo que quede en servicio.
- Para el caso de circuitos simples, se considerará que el flujo del elemento indisponible se redistribuye en un 100% en el circuito de referencia o *Slack* de la subestación.
- No se considerará la indisponibilidad del circuito referencia o *Slack* de la Subestación.

En la pestaña Escenario B del documento *Anexo 3.2: Ajustes de Escenarios de Estudio* disponible en la sección *Anexos,* se presenta el detalle de los ajustes de cada uno de los circuitos asociados a las subestaciones no radiales.

Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile o Avenida Apoquindo N°4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile.

7 REFERENCIAS

[1] Coordinador Eléctrico Nacional, Propuesta de Expansión de la Transmisión, 2019.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional, «https://infotecnica.coordinador.cl/,» [En línea].

[3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal,» 2019.

8 ANEXOS

Anexo 3.1 : Obras de Ampliación

Anexo 3.2 : Ajustes de Escenarios de Estudio

Teatinos N°280, Piso 11, Santiago de Chile o Avenida Apoquindo N°4501, Piso 6, Las Condes, Santiago de Chile.