



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PAGO DE CENTRALES GENERADORAS POR USO DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JUAN ANDRÉS VERGARA ARANEDA

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Asociación Gremial de Generadoras
de Chile

SANTIAGO DE CHILE
AÑO 2014

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JUAN ANDRÉS VERGARA ARANEDA
PROF. GUÍA: SR. LUIS VARGAS DÍAZ
FECHA: 09/06/2014

PAGO DE CENTRALES GENERADORAS POR USO DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica están destinados a conectar a los agentes productores con los consumidores, de modo que las transacciones se lleven a cabo. En el mercado eléctrico chileno, la ley asegura la libertad de ingreso de los generadores al sistema de transmisión para que se pueda producir competencia en el mercado de corto plazo y en el de contratos.

El Sistema de Subtransmisión está destinado a tomar la energía del Sistema Troncal y conducirla hasta la entrada de los sistemas de distribución para su posterior direccionamiento a los clientes finales ubicados en dichas zonas. Para financiar el AVI y el COMA de estas instalaciones se ha definido una estructura de tarifas en que las cargas pagan peajes de retiro y los generadores pagan un monto anual de acuerdo al uso esperado de las instalaciones, siendo el desafío cómo asignar las responsabilidades entre ellos, para lo cual la ley estipula el uso de factores de distribución, más conocido como Método GGDF.

A pesar de haber sido usada durante varios años, esta metodología requiere de análisis de red adicionales previos a su aplicación, que pueden llegar a ser muy complejos sobretodo en redes más enmalladas –como algunas redes del Sistema de Subtransmisión– por lo que surge la motivación de estudiar otros métodos alternativos. En este trabajo se evalúa el estado del arte de los esquemas de tarificación usados internacionalmente, seleccionando en particular cuatro métodos: el Método Nodal, el Método de Grafos, el Método de las Corrientes y el Método GGDF.

Se realizan simulaciones en un sistema reducido de cinco barras, obteniéndose que el Método GGDF asigna pagos a las centrales generadoras de manera muy distinta a los otros tres métodos, cuyos resultados se asemejan en gran medida. Luego de analizar ventajas y desventajas se escoge la metodología vigente (Método GGDF) y el Método de las Corrientes para simular la tarificación de un sistema real, para lo cual se escogió el subsistema SIC-3.

Se obtiene que el Método de las Corrientes es mucho más prolijo físicamente ya que detecta las corrientes complejas que fluyen por cada tramo de línea, identificando así fácilmente las participaciones de los generadores y de los consumos en las cargas de cada tramo de línea. Se plantea como un método eficaz y completo para tarificar el Sistema de Subtransmisión, que no requiere análisis adicionales más allá de su simple aplicación.

Como trabajo futuro se plantea estudiar cómo el método presentado permite asignar responsabilidades de las pérdidas eléctricas de la red entre los generadores y las cargas. Además sería interesante evaluar si este método entrega los incentivos suficientes a los agentes de mercado para expandir el sistema de subtransmisión de manera eficiente, desde el punto de vista de un planificador centralizado.

Dedicado a la memoria del Lelo.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a mi Mamá, siempre velaste por darme educación y formarme como persona, especialmente durante el desarrollo de este trabajo en que me brindaste apoyo y comprensión para perseverar hasta cumplir con mi cometido.

A mi Papá y toda mi familia, incluyendo a mis abuelos, hermanos y padres putativos. Tan sólo una sonrisa de cualquiera de ustedes siempre me bastó para animarme a seguir adelante.

A mis amigos, siempre fueron la compañía indispensable que compartió mis alegrías durante los buenos momentos y que ayudó a mantenerme en pie durante los no tan buenos.

A mi profesor guía Sr. Luis Vargas, de quien nos sólo valoro su fundamental apoyo para concretar mi memoria, sino también su admirable sencillez y calidez humana que tuve oportunidad de conocer.

A todas las personas de eléctrica, profesores, ayudantes, compañeros y funcionarios que me aportaron habilidad y conocimiento específico necesario para no quedar estancado durante la investigación.

Por último, agradezco a Rodrigo Solís junto con la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, por el apoyo y financiamiento otorgado para el desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción	10
1.1. Motivación	10
1.2. Objetivos.....	11
1.3. Alcances.....	11
1.4. Estructura de la Memoria.....	11
2. Mercado eléctrico	13
2.1. Estructura	13
2.1.1. Desintegración vertical	13
2.1.2. Agentes.....	13
2.1.3. Modelo de mercado.....	14
2.2. Sistemas eléctricos.....	15
2.3. Sistemas de transmisión	16
2.3.1. Transmisión Troncal	16
2.3.2. Subtransmisión	16
2.3.3. Transmisión Adicional.....	17
2.4. Pago de la transmisión	17
2.4.1. Ingreso Tarifario.....	17
2.4.2. Peajes	18
3. Subtransmisión	19
3.1. Sistemas definidos	19
3.2. Valorización y pago de instalaciones.....	20
3.3. Pago de centrales generadoras.....	22
3.4. Discusión.....	23
4. Tarifación	24
4.1. Esquemas de libre acceso	24
4.1.1. Enfoque bilateral.....	24
4.1.2. Enfoque de uso.....	24
4.2. Características deseables.....	25
4.2.1. Cobertura de costos.....	25
4.2.2. Señales económicas eficientes	25
4.2.3. Trato no discriminatorio	25
4.2.4. Transparencia.....	25
4.2.5. Factibilidad y facilidad de implementación	25

4.2.6.	Estabilidad de precios.....	25
4.2.7.	Políticamente implementable	26
4.3.	Principios básicos de tarificación	26
4.3.1.	Concepto de acceso a la red.....	26
4.3.2.	Componentes de costo.....	26
4.3.3.	Componentes de tarifas.....	26
4.3.4.	Principio de uso de la red.....	26
4.4.	Metodologías de tarificación.....	27
4.4.1.	Enfoque bilateral.....	27
4.4.2.	Enfoque de uso.....	29
5.	Simulación en sistema reducido.....	44
5.1.	Metodologías	44
5.2.	Sistema de 5 barras.....	44
5.3.	Condición de operación base.....	46
5.4.	Simulaciones	47
5.4.1.	Método GGDF.....	47
5.4.2.	Método de Grafos.....	50
5.4.3.	Método Nodal.....	54
5.4.4.	Método de las Corrientes	57
5.5.	Otras condiciones de operación.....	61
6.	Modelamiento y simulación en el SIC-3.....	65
6.1.	Elección del sistema	65
6.2.	Supuestos	66
6.2.1.	De las instalaciones	66
6.2.2.	Del costo del sistema.....	67
6.2.3.	De las metodologías de tarificación	69
6.3.	Descripción general del SIC-3.....	69
6.4.	Instalaciones.....	71
6.4.1.	Nodos	71
6.4.2.	Retiros	72
6.4.3.	Inyecciones.....	72
6.4.4.	Tramos.....	74
6.5.	Costo del sistema.....	74
6.6.	Condición de operación.....	75
6.7.	Resultados.....	75
7.	Conclusiones.....	81

Bibliografía.....	84
Anexos.....	87
A1. Instalaciones y flujo de potencia del SIC-3.....	87
Barras.....	87
Generadores.....	93
Cargas.....	93
Líneas.....	97
Transformadores de 2 enrollados.....	101
Transformadores de 3 enrollados.....	103
Switch.....	103
Condensador serie.....	104
A2. Algoritmos desarrollados en Matlab.....	105
Método de Grafos para sistema de 5 barras.....	105
Método GGDF para el SIC-3.....	108
Método de las Corrientes para el SIC-3.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Diagrama para cálculo de Ingreso Tarifario	19
Figura 2.2: Tarifas de transmisión	19
Figura 3.1: Ubicación de los sistemas de subtransmisión.....	21
Figura 4.1: Principio de proporcionalidad	33
Figura 5.1: Sistema de 5 barras.....	46
Figura 5.2: Método GGDF: Prorrata de generadores	50
Figura 5.3: Método GGDF: Contribución total de generadores.....	51
Figura 5.4: Método de Grafos: Prorrata de generadores.....	54
Figura 5.5: Método de Grafos: Contribución total de generadores	54
Figura 5.6: Método Nodal: Prorrata de generadores	57
Figura 5.7: Método Nodal: Pago total de generadores.....	57
Figura 5.8: Método de las Corrientes: Prorrata de generadores	61
Figura 5.9: Método de las Corrientes: Pago total de generadores.....	61
Figura 5.10: Método GGDF: Pago de generadores por uso de cada línea	64
Figura 5.11: Método de las Corrientes: Pago de generadores por uso de cada línea	65
Figura 6.1: Vista aérea general del SIC-3.....	71
Figura 6.2: Sistema SIC-3 en DigSILENT	72
Figura 6.3: Distribución de potencia instalada entre generadores	74
Figura 6.4: Prorrata de generadores con el Método GGDF.....	80
Figura 6.5: Prorrata de generadores con el Método de las Corrientes	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Sistemas de Subtransmisión definidos	20
Tabla 5.1: Parámetros de transmisión del sistema reducido.....	46
Tabla 5.2: Generaciones y cargas programadas y voltajes asumidos por barra	47
Tabla 5.3: Flujos de potencia de generadores y cargas	47
Tabla 5.4: Flujos de potencia de líneas de transmisión	48
Tabla 5.5: Pérdidas de potencia activa y consumo de potencia reactiva en líneas	48
Tabla 5.6: Factores GGDF.....	49
Tabla 5.7: Factores GGDF corregidos	49
Tabla 5.8: Método GGDF: Prorrata de generadores.....	50
Tabla 5.9: Matriz \mathbf{A}_l	52
Tabla 5.10: Matriz \mathbf{K}_{IG}	53
Tabla 5.11: Matriz \mathbf{B}	53
Tabla 5.12: Método de Grafos: Prorrata de generadores.....	53
Tabla 5.13: Matriz \mathbf{A}_u	56
Tabla 5.14: Matriz $[\mathbf{A}_u]^{-1}$	56
Tabla 5.15: Método Nodal: Prorrata de generadores.....	56
Tabla 5.16: Resultado de flujo de potencia AC en líneas	58
Tabla 5.17: Resultado de flujo de potencia AC en barras	58
Tabla 5.18: Impedancias calculadas	60
Tabla 5.19: Contribuciones de corriente de generadores.....	60
Tabla 5.20: Método de las Corrientes: Prorrata de generadores	60
Tabla 6.1: Ejemplo de línea de la Base de Datos MDB.....	69
Tabla 6.2: Ejemplo de línea del Proyecto DS	69
Tabla 6.3: Centrales generadoras del SIC-3.....	74
Tabla 6.4: Inyecciones externas al SIC-3	75
Tabla 6.5: Costo total del Sistema SIC-3.....	76
Tabla 6.6: Resultados de las simulaciones en el SIC-3	78
Tabla 6.7: Tramos de línea no pagados	79
Tabla 6.8: Pago de las empresas generadoras que inyectan al SIC-3	81

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo expone el contexto general en el que se enmarca esta memoria de título; se indican las motivaciones y alcances del trabajo y se establecen los objetivos del mismo. Finalmente, se indica la estructura utilizada para presentar el trabajo realizado.

1.1. Motivación

En su última modificación, la Ley Eléctrica correspondiente al DFL N°4/2006 se introduce la definición de acceso abierto para las redes de transmisión, separando los segmentos de transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional.

Respecto a la tarificación de los sistemas de transmisión, en los reglamentos se entregan los procedimientos detallados para determinar los pagos destinados a financiar el AVI + COMA en que incurren los propietarios de las redes de transporte. En el estudio para determinar el Valor Anual de Subtransmisión (VAST) que se realiza cuatrienalmente, se fijan los peajes de subtransmisión que deben pagar los consumos conectados al sistema de subtransmisión, además del pago anual de las centrales generadores que inyectan su producción en él, ya sea conectadas directamente o a través de sistemas de transmisión adicional. Este pago por su parte debe reflejar el uso que cada central hace de las instalaciones de transmisión, lo que en el reglamento se define a través del método de los factores de distribución generalizados de generación, más conocido como GGDF.

El problema con este último método es que por una parte tiende a producir subsidios cruzados en el pago que remunera los tramos de la red de subtransmisión. Por otro lado, en red muy enmalladas, como el caso de algunos sistemas de subtransmisión, no es clara la manera en que los flujos de cada tramo son afectados por los generadores, llevando a que las empresas consultoras interpreten el reglamento para proveer la mejor solución posible, lo que naturalmente produce diferencias en los procedimientos llevados a cabo para cada sistema de subtransmisión. Esto incluso ha llegado al Panel de Expertos para que sea zanjado sin embargo sigue siendo un problema a la hora de evaluar la eficiencia del esquema de tarificación utilizado en ese segmento.

1.2. Objetivos

El objetivo de esta memoria es proponer una nueva forma de pago de los generadores que usan los sistemas de subtransmisión, que pueda corregir las falencias del actual método y cumpla con los principios básicos de un buen esquema de tarificación.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Estudiar a fondo la metodología actual de pago de los sistemas de subtransmisión para poder identificar de mejor manera la problemática;
- Revisar el estado del arte en los esquemas de tarificación a nivel internacional, de modo de generar una actualización en los conocimientos académicos y en la industria;
- Seleccionar un conjunto de metodologías para ser implementadas en un modelo real de sistema de subtransmisión; y
- Analizar y concluir acerca de las ventajas y desventajas de los métodos planteados.

1.3. Alcances

En esta memoria se estudian procedimientos para asignar el pago entre los generadores que usan las redes de subtransmisión para inyectar su producción, dejando de lado la manera en que se forman los peajes destinados al pago de los consumos. Esto ya ha sido estudiado más en detalle en trabajos anteriores por lo que no pertenece a los alcances de este.

1.4. Estructura de la Memoria

La estructura utilizada para presentar el trabajo realizado es la siguiente:

- **Capítulo 2:** se introduce el funcionamiento del mercado eléctrico chileno para poder comprender el importante rol de los sistemas de transmisión.
- **Capítulo 3:** se presenta el estado del arte de la tarificación a nivel mundial, mostrando las características de un esquema de tarificación y su clasificación para finalmente exhibir un conjunto que involucra metodologías clásicas y otras más novedosas.
- **Capítulo 4:** se presenta en detalle la definición de los sistemas de subtransmisión y la forma en que se financian actualmente de acuerdo a la Ley, mostrando especialmente lo relacionado al pago que deben hacer las centrales generadoras que inyectan su producción a dichos sistemas.

- **Capítulo 5:** se muestra un subconjunto de las metodologías antes presentadas para simularlas en un sistema reducido de 5 barras con el fin de comprenderlas a cabalidad.
- **Capítulo 6:** a partir de las ventajas analizadas en el capítulo anterior se escogen dos métodos, el Método de GGDF –utilizado actualmente- y el Método de las Corrientes – menos conocido-, para ser simulados en un modelo real del sistema SIC-3; se analizan los resultados contrastando el método actual con el método propuesto.
- **Capítulo 7:** se enuncian las conclusiones del trabajo realizado y se presentan algunas recomendaciones para complementar el análisis en la industria.

CAPÍTULO II

MERCADO ELÉCTRICO

2.1. Estructura

2.1.1. Desintegración vertical

En los últimos 30 años se ha ido desarrollando en el mundo una visión económica moderna del mercado eléctrico, donde bajo un punto de vista de organización industrial no se denota la existencia de ventajas o economías relevantes por efecto de la integración de los segmentos de generación, transmisión, y distribución, etapas que resulta natural distinguir. Es por ello que se ha establecido la separación de estas actividades, tanto en el plano de la regulación de estos segmentos como de su propiedad.

Sumado a ello se ha cambiado la visión de un planificador centralizado a una en que la toma de decisiones es realizada por múltiples agentes del mercado. Para esto también ha sido necesario cambiar las áreas de concesión cerradas por redes de libre acceso a terceros. Lo anterior se justifica ya que se han analizado profundamente las condiciones de los segmentos de generación, transmisión y distribución, para lograr el objetivo principal que es potenciar la competencia en el sector eléctrico.

2.1.2. Agentes

Generación

Se ha demostrado empíricamente que en el negocio de generación no hay economías de escala significativas, ni en tecnología ni en organización, por lo que la libre competencia es totalmente factible. Asimismo, se constata que en la actividad de comercialización mayorista de la energía puede desarrollarse un mercado constituido por los propios generadores, en el cual diversos actores están posibilitados de competir por precio para el suministro de mediano a largo plazo de grandes clientes y de empresa distribuidoras.

Transmisión

El sector de transmisión presenta importantes economías de escala y de ámbito, por lo tanto no es factible la competencia y se desarrollan monopolios naturales, dando lugar a la necesidad de regulación. En efecto, la existencia de factores fijos, cuyos costos no aumentan en

presencia de aumentos de la capacidad de transmisión, provoca que la existencia de una única infraestructura soportante de toda la demanda de transporte se constituya en una situación de equilibrio eficiente.

Distribución

Por su parte la distribución de energía tiende a desarrollar monopolios geográficos debido a sus economías de ámbito. La actividad de distribución consiste básicamente en poner a disposición de los clientes finales y de los comercializadores, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar la energía desde el sistema eléctrico hasta los puntos en que se ubican los consumos finales, estos últimos, distribuidos en zonas geográficas localizadas. Así definida, la distribución aparece como un servicio de transporte, el que vistos los rasgos de su función de producción, es caracterizado como un monopolio natural.

2.1.3. Modelo de mercado

En Chile existe un mercado eléctrico mayorista que combina un mercado tipo pool centralizado con costos auditados (también llamado mercado spot) con un mercado de contratos bilaterales financieros, los que son explicados a continuación.

Mercado spot

Por un lado, el mercado spot consiste en la compraventa de energía al costo marginal de corto plazo resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado. Este despacho económico es efectuado por una entidad de coordinación central, denominada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) en el caso de Chile. Efectuado el despacho económico, el costo marginal de corto plazo horario está determinado por el costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda.

En las horas de mayor demanda del sistema eléctrico, también denominadas horas de punta, el costo marginal de la energía tiene, además del costo variable de energía, una componente determinada por el costo esperado de pérdida de carga, por insuficiente capacidad de generación ante una falla intempestiva de unidades generadoras. Este costo marginal de capacidad, o costo marginal de la potencia, es aplicado en la forma de un precio a la capacidad o potencia firme que cada central puede poner a disposición del sistema en las horas de punta y con elevada probabilidad.

Mercado de contratos

Por otro lado, en paralelo con el mercado spot, se establece un mercado de contratos financieros de suministro de bloques de energía a grandes consumidores finales industriales,

mineros y comerciales, a precios libremente pactados entre las dos partes, así como un mercado de venta de energía a empresas distribuidoras basado en precios estabilizados de energía determinados en función del costo marginal esperado de la energía, y con precios de capacidad iguales al costo de oportunidad de la instalación de capacidad.

En principio, el mercado competitivo de generación podría funcionar con las reglas descritas en el punto anterior, vendiendo los generadores toda su energía y potencia en el mercado spot y los consumidores comprando todas sus necesidades de esos productos en ese mercado. No obstante, existe tanto para consumidores como para generadores la conveniencia de establecer contratos que, preservando la eficiencia económica del mercado spot, produzcan estabilización en los precios de las transacciones y aseguren la cobertura de los costos medios de las centrales de desarrollo.

2.2. Sistemas eléctricos

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos, siendo el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande los más relevantes [1]:

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING abastece la zona norte del país, desde la ciudad de Arica por el norte hasta el puerto de Coloso por el sur. La capacidad instalada de generación es de 4,698 MW al mes de abril 2014, proveniente en un 98% de combustibles fósiles como carbón, gas y petróleo. El mismo mes tuvo una demanda máxima de 2,208.1 MW y una generación bruta de 1,398 GWh.

Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de unos 2.100 km aproximadamente. La potencia instalada de servicio público es 53.8% térmica, 42.9% hídrica, 2.2% eólica y 1.1% solar alcanzando en total 14,720 MW de capacidad. En el mes de abril 2014 se generaron 4.144 GWh de energía y se alcanzó una demanda máxima de 6,923.3 MW.

Sistema Eléctrico de Aysén

En la zona de Aysén existen 5 sistemas eléctricos aislados abastecidos principalmente por pequeñas centrales hidroeléctricas. La potencia total instalada alcanza a 41 MW.

Sistema Eléctrico de Magallanes

Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes son abastecidas por generación térmica que utiliza gas natural. La potencia total alcanza a 101.7 MW.

2.3. Sistemas de transmisión

En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”, los que se definen a continuación.

2.3.1. Transmisión Troncal

El Artículo 74° del DFL N° 4/2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “la Ley”, define que “cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo (...)”. Esto significa que todos los agentes del mercado eléctrico, cualquiera sea el segmento en el que desarrollen su actividad, utilizan y, consecuentemente, se benefician de la existencia de las instalaciones del sistema troncal, permitiendo en particular que los generadores puedan transportar su energía hasta los centros de consumo. Además se especifica que las instalaciones de estos sistemas deben cumplir con las siguientes características:

- a) “Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia (...);
- b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts;
- c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores;
- d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras, y
- e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.”

2.3.2. Subtransmisión

El Artículo 75° define que “*cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.*” Del punto de vista operacional, estas instalaciones sirven para tomar la energía del Sistema Troncal y conducirla hasta la entrada de los sistemas de distribución para su posterior direccionamiento a los clientes finales ubicados en dichas zonas.

La ley especifica que las instalaciones de estos sistemas deben cumplir con las siguientes características:

- a) No calificar como instalaciones troncales (...);
- b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

2.3.3. Transmisión Adicional

Según el Artículo 76° *“los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión”*.

2.4. Pago de la transmisión

La Ley asegura la libertad de ingreso de los agentes productores, tanto al mercado de corto plazo como al mercado de contratos, así como el libre acceso al sistema de transmisión, cuya función, en definitiva, es permitir conectar a los agentes productores y comercializadores con los agentes consumidores de modo de que las transacciones se produzcan.

Por ello la Ley dice que *“las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda (...)”* en el Artículo 77° del DFL N° 4/2006.

La regulación establece una estructura de tarifas basada en un esquema de dos partes, como se indica a continuación [18].

2.4.1. Ingreso Tarifario

Como la ley considera precios basados en costo marginal de corto plazo, una primera parte llamada Ingreso Tarifario (*IT*), también conocido como Ingreso Marginal, es obtenida para el sistema de transmisión.

Para entender cómo se calcula el Ingreso Tarifario, véase la Figura 2.1.

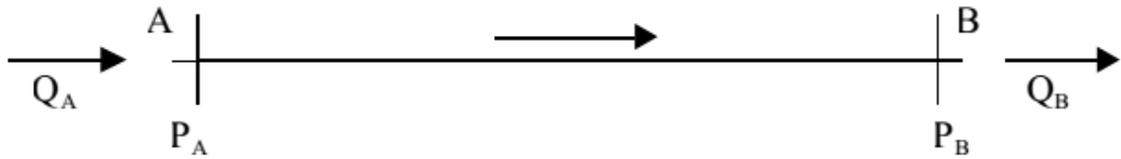


Figura 2.1: Diagrama para cálculo de Ingreso Tarifario¹

En el diagrama, P_A y P_B son los respectivos precios de la energía en cada extremo del tramo AB . Las cantidades Q_A y Q_B son los flujos de potencia activa ingresada y retirada del tramo, potencia que difieren debido a las pérdidas técnicas producidas en la línea, o sea, $Q_A > Q_B$. De esta manera, el Ingreso Tarifario se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$IT = P_B \cdot Q_B - P_A \cdot Q_A \quad (2.1)$$

2.4.2. Peajes

El problema de considerar al Ingreso Tarifario como único medio de financiamiento de las instalaciones de transmisión es que en sistemas que presentan rendimientos decrecientes a escala, el precio marginal no financia la operación y el desarrollo (de hecho en Chile recauda en torno al 15%), dado que los costos marginales son menores que los costos medios.

Lo anterior implica la necesidad de una segunda parte de la tarifa para financiar la totalidad del sistema, lo que se ha denominado *peaje* en la normativa eléctrica. En el caso del ejemplo anterior, llamando CF a la anualidad del costo fijo del tramo AB , el peaje en dicho tramo estará dado por:

$$Peaje = CF - IT \quad (2.2)$$

De esta manera se asegura recaudar la totalidad de la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) más los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), como se muestra gráficamente en la Figura 2.2.

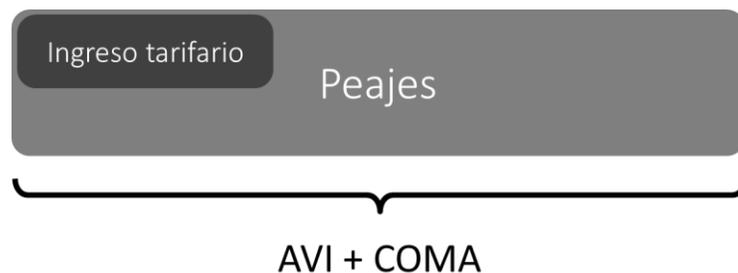


Figura 2.2: Tarifas de transmisión²

¹ Fuente: [15]

CAPÍTULO III

SUBTRANSMISIÓN

3.1. Sistemas definidos

Como se definió anteriormente, pertenecen a subtransmisión las líneas y subestaciones dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Los requisitos específicos de estas instalaciones son que no deben ser troncales y los flujos en ellas no deben ser atribuibles a un cliente o a un grupo reducido de centrales.

De manera específica, las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión son determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto del Ministerio correspondiente con una vigencia cuatrienal. Con tal propósito, el Decreto N° 121 de 2010 del Ministerio de Economía, modificado por los Decretos N° 89 y N° 134 de 2010 del Ministerio de Energía, determinó las líneas y subestaciones de los sistemas de subtransmisión pertenecientes al SING y al SIC, fijando el listado de líneas, taps y subestaciones calificadas como de subtransmisión de cada sistema eléctrico. Como resultado se definieron siete sistemas de subtransmisión, localizados como lo indica la Tabla 3.1 y la Figura 3.1.

Tabla 3.1: Sistemas de Subtransmisión definidos³

Sistema de Subtransmisión	Localización
SING	I y II Región
SIC-1	III, IV Región y al norte de la V Región
SIC-2	V Región costa y cordillera
SIC-3	Región Metropolitana
SIC-4	VI y VII Región
SIC-5	VIII Región
SIC-6	IX y X Región hasta Isla de Chiloé

² Fuente: Elaboración propia

³ Fuente: [13]

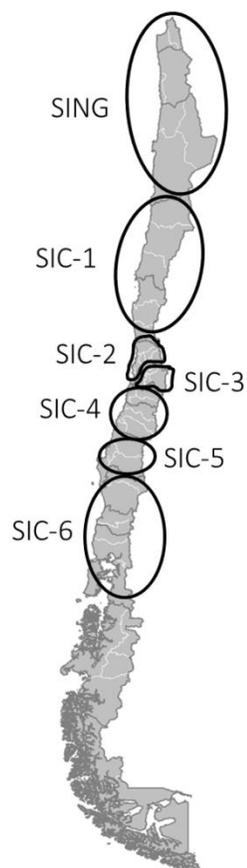


Figura 3.1: Ubicación de los sistemas de subtransmisión⁴

3.2. Valorización y pago de instalaciones

En primer lugar se resumen los artículos del DFL N° 4/2006 que definen la forma en que se deben valorizar y pagar las instalaciones de subtransmisión.

Artículo 108°

Se valorizan instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años. Para cada instalación se calculan:

- a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y
- b) Costos estándares de inversión, mantenimiento, operación y administración.

Artículo 109°

⁴ Fuente: Elaboración propia

Centrales generadoras

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 108° para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, son establecidos en el reglamento.

Retiros

Se definen “peajes de subtransmisión” para cada barra de retiro (precios por unidad de energía y de potencia), que adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro.

Artículo 110°

Las “empresas subtransmisoras”, deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases que al efecto elabore la CNE. Los Consultores se eligen de lista acordada con la Comisión.

Artículo 113°

En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados.

3.3. Pago de centrales generadoras

En la Resolución Exenta N° 75/2010 de la CNE “Bases Definitivas de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión”, en adelante las Bases, se entregan criterios y procedimientos para calcular el pago anual debido a la participación de pago en cada tramo del sistema de subtransmisión, por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente o a través de instalaciones adicionales su producción en dicho sistema.

En las Bases se indica que la metodología a emplear debe ser capaz de identificar el uso que hacen los generadores de cada tramo de la red a través de dos criterios:

1. En primer lugar, se debe identificar qué tramos son objeto de pago por parte de los generadores, es decir, que son usados por los generadores. Para ello se usa el criterio de determinar si el sentido del flujo en el tramo va hacia el troncal.
2. En segundo lugar, los generadores que deben hacerse cargo del pago de este tramo deben estar aguas arriba de éste.

Por su parte, la sección 3.6 de las Bases precisa que la metodología debe respetar criterios como:

“(…) b) El pago asociado a cada central, en relación a su tamaño, deberá reflejar el uso esperado de las instalaciones del respectivo sistema de subtransmisión; y

c) La proporción de las instalaciones del correspondiente sistema de subtransmisión no asignada a las centrales que se conectan directamente a él o a través de instalaciones adicionales, deberá ser pagada por los retiros sin perjuicio de la asignación de las instalaciones que no presentan flujos (…)”

Sobre la base de estos criterios, las Bases precisan más adelante algunos procedimientos, los que en resumen establecen que para identificar si un tramo tiene sentido de flujo hacia el troncal, debe existir una participación positiva de alguna carga en barras del troncal.

Adicionalmente, las Bases señalan:

“Sin perjuicio de la utilización de los criterios y procedimientos señalados, el pago que en definitiva el Consultor determine, no podrá ser superior al costo de conexión directa de la central al sistema troncal.”

Se entiende por costo de conexión directa al proyecto de conexión a la troncal que tenga completamente presupuestado una central.

En definitiva, la metodología utilizada se puede resumir en los siguientes pasos:

- i. Se simula la operación esperada del sistema para los 4 años de tarificación haciendo uso de un programa de coordinación hidrotérmica, que considere un conjunto representativo de escenarios de operación.
- ii. Desde cada central generadora se busca un camino de mínima distancia eléctrica al sistema troncal.
- iii. Para los tramos seleccionados, se define como sentido de flujo hacia el troncal los flujos que se alejan de la central generadora.
- iv. Para cada condición de operación simulada, en cada tramo del camino definido para una central generadora, se verifica el sentido de flujo resultante.
- v. Para una condición de operación determinada, aquellos tramos en que se verifica un sentido de flujo hacia el troncal son financiados por todas las centrales generadoras que comparten el tramo como camino eléctrico de unión hacia el sistema troncal, a prorrata de sus aportes de acuerdo a los factores GGDF. En el caso que el sentido de flujo sea desde el troncal, el tramo es financiado por los consumos.
- vi. Para cada tramo, las condiciones de operación son ponderadas en función del número de horas asignadas al bloque correspondiente a cada simulación.
- vii. Finalmente, el pago de cada generador se calcula como la suma de los valores esperados de pago por cada tramo.

3.4. Discusión

La metodología tiene inconvenientes en el hecho de que pueden existir flujos hacia el troncal en tramos que no se encuentren en un camino de mínima distancia eléctrica y que por lo tanto no serán financiados por las centrales generadoras que son responsables de estos y quedarían impagos o, en el caso contrario, en que sea otro agente quien produzca la inversión de flujos de tramos del camino haciendo que las generadores paguen pese a no ser responsables.

Otro inconveniente es que la asignación de pagos basados en flujos eléctricos genera que los tramos que normalmente operan abiertos quedan impagos. Algunas instalaciones son imprescindibles en alguna condición de operación, luego su existencia beneficia a todos los usuarios del sistema y en consecuencia todos debieran ser responsables de su pago.

CAPÍTULO IV

TARIFICACIÓN

4.1. Esquemas de libre acceso

Una condición necesaria para la competencia en el sector eléctrico es que los generadores logren llegar a los consumidores a través de la red de transmisión, lo que se puede conseguir a través de esquemas de libre acceso. Se han seguido distintos enfoques para crear condiciones de libre acceso en sistemas de potencia interconectados, los que se relatan a continuación.

4.1.1. Enfoque bilateral

Una línea de pensamiento es el enfoque bilateral, también llamado *wheeling* en Estados Unidos, el cual ha visto el uso sistemas de transmisión por parte de terceros como una transacción aislada entre tres partes, donde dos usuarios (dos generadores o un generador y un consumidor) quieren usar el sistema de transmisión de un tercero y el requerimiento es determinar el impacto y el costo de la transacción.

4.1.2. Enfoque de uso

Una segunda línea de pensamiento mira el negocio de transmisión como un servicio separado que provee las condiciones para la libre competencia y que debe ser tratado y establecido independientemente. Siguiendo este enfoque se han desarrollado varios esquemas en países como Chile, Reino Unido, Argentina, Nueva Zelanda, Australia, Perú y Colombia. El concepto consiste en un sistema de transmisión con la capacidad de transmitir energía desde los generadores hasta las cargas, ofreciendo estándares adecuados de seguridad y calidad de suministro, independiente de los contratos entre productores y consumidores. Este enfoque apunta a determinar la contribución de todos los usuarios de la red (incluidos los propietarios de la red de transmisión) basado en el uso económico y físico de esta, independiente de los contratos comerciales entre los participantes. Así este enfoque tiene y el desafío de cómo asignar el pago entre estos usuarios.

4.2. Características deseables

Cualquiera sea el enfoque utilizado para definir el esquema de libre acceso, existen las siguientes características que este debe cumplir para que sea factible y apropiado de implementar [2]:

4.2.1. Cobertura de costos

El esquema de tarificación debe recaudar el total de los costos de capital del proyecto, es decir el AVI y el COMA, más una rentabilidad (regulada, en el caso de Chile de 10%) generalmente asociada al riesgo de modo que existan inversionistas dispuestos a participar.

4.2.2. Señales económicas eficientes

Por una parte, los precios resultantes de la tarificación deben dar señales a los agentes del mercado para operar eficientemente en el corto plazo y además para expandirse de igual manera en el largo plazo. Además de lo anterior, el esquema debe determinar claramente cómo se remunerarán las instalaciones obsoletas y cómo tratar la sobre instalación.

4.2.3. Trato no discriminatorio

Se refiere a que el sistema debe cumplir con exigencias mínimas de seguridad y calidad, de modo que quienes deseen utilizar las líneas de transmisión no vean afectada su decisión por estos factores. Por otro lado debe tener una disponibilidad adecuada a los requerimientos de los generadores y consumos, lo que debe verse reflejado por los precios resultantes del esquema de tarificación.

4.2.4. Transparencia

Esta característica se relaciona con la simplicidad de las metodologías y procedimientos utilizados por el ente regulador para fijar los precios, de modo que sea replicable por cada uno de los agentes.

4.2.5. Factibilidad y facilidad de implementación

La coordinación necesaria para llevar a cabo el esquema de tarificación no debe ser muy compleja, teniéndose particularmente en los equipos de medición y administración requeridos.

4.2.6. Estabilidad de precios

Si los precios resultantes son muy volátiles o variables, entonces el esquema no entregará señales seguras de inversión para los usuarios, lo que dificultará la libre competencia.

4.2.7. Políticamente implementable

La viabilidad política de una metodología de tarificación es sin duda un factor determinante en el desempeño del modelo.

4.3. Principios básicos de tarificación

Dada la amplia gama de metodologías desarrolladas ha sido necesario clasificarlas de acuerdo a los siguientes principios [3].

4.3.1. Concepto de acceso a la red

Puede ser dependiente o independiente de transacciones entre compradores y vendedores:

- Tarifa Punto-Retiro: pago del consumo es independiente de localización del generador.
- Tarifa Punto-Inyección: pago del generador es independiente de localización del consumo.
- Tarifa Retiro-Inyección: combinación de tarifas anteriores, pero independiente de los contratos (p. ej.: Ingreso Tarifario chileno).

4.3.2. Componentes de costo

Comprende una división en “capas de red” y “áreas eléctricas”, para relacionar una cierta actividad económica, conectividad eléctrica o estructura de propiedad. Por ejemplo, y como ya fue explicado, en Chile el sistema de transmisión se divide en los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y adicional. Otra componente de costo podrían ser las redes distribución o diferenciados niveles de tensión (alta, media o baja).

4.3.3. Componentes de tarifas

Es la relación entre concepto de acceso y componentes de costo con la asignación de pago a los usuarios, dividiendo la tarifa de acuerdo al componente que financia. Tiene mayor relevancia en los mercados de servicios complementarios.

4.3.4. Principio de uso de la red

Corresponde a la base técnico-económica utilizada para asignar el pago entre los usuarios. Existen muchos esquemas de tarificación basados en distintos principios de uso, por ejemplo de tipo marginalista, como el Ingreso Tarifario chileno. También pueden basarse en la identificación de flujos (con fundamentación eléctrica o no eléctrica), como se hace para calcular el pago de los generadores por el uso de los sistemas de transmisión por medio del uso de los factores de distribución topológica (más conocidos como GGDF). Otros enfoques posibles son el

estampillado, o el beneficio económico de los agentes, este último relacionado con la teoría de juegos.

4.4. Metodologías de tarificación

4.4.1. Enfoque bilateral

Estampillado

Es usado tradicionalmente por empresas eléctricas de servicio público [4]. No requiere cálculos de flujo de potencia y es independiente de la distancia de transmisión y de la configuración de la red. La magnitud de la potencia transada para una transacción particular es medida comúnmente en el instante de demanda máxima del sistema:

$$C_t = CT \cdot \frac{P_t}{P_{peak}} \quad (4.1)$$

donde

- C_t : costo de la transacción t ;
- CT : costo total de transmisión;
- P_t : magnitud (potencia o carga) de la transacción t ; y
- P_{peak} : carga total del sistema en el instante de demanda máxima.

El principal propósito de usar esta metodología es que todo el sistema es considerado como un sistema integrado y operado centralizadamente. Este método es simple y dado que ignora la condición real de operación del sistema, es probable que envíe señales económicas incorrectas a los clientes de transmisión.

MW-Milla

Este método asigna los costos de transmisión basado en la magnitud de la potencia transada y en la distancia geográfica entre los puntos de entrega y recepción, o sea es el producto entre la potencia debido a la transacción y la distancia que la potencia viaja en la red [4]. Este método es basado en flujos de potencia DC y se aplica de la siguiente manera:

$$C_t = CT \times \frac{\sum_{k \in K} C_k L_k MW_{t,k}}{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} C_k L_k MW_{t,k}} \quad (4.2)$$

donde

- C_t : costo de la transacción t ;
- CT : costo total de transmisión;
- L_k : longitud de la línea k en millas;

- C_k : costo por MW por unidad de longitud de la línea k ;
- $MW_{t,k}$: flujo en la línea k debido a transacción t ;
- T : conjunto de transacciones; y
- K : conjunto de líneas.

Camino de contrato

En este método se selecciona una ruta específica entre los puntos de entrega y recepción para una transacción [4]. Esta ruta es llamada “camino de contrato” y es seleccionada por la empresa pública de transmisión y por el cliente, generalmente sin realizar un estudio de flujo de potencia para identificar las instalaciones de transmisión que efectivamente están involucradas en la transacción. Este método también ignora la operación real del sistema.

Índices de sensibilidad AC

Esta regla de asignación se basa en el siguiente supuesto de que la razón entre la demanda de cada barra y la demanda total del sistema se mantiene constante y está dada de antemano [5]:

$$k_i = \frac{P_{L,i}}{P_{L,total}} = cte \quad i = 1, \dots, n \quad (4.3)$$

donde

- $P_{L,i}$: demanda en la barra i ;
- $P_{L,total}$: demanda total del sistema; y
- n : número de barras.

Cuando cambia el perfil de carga del sistema, los valores también se actualizan de acuerdo a las variaciones de los niveles de carga.

El método sugerido calcula flujos de potencia incrementales en todas las líneas de transmisión cuando un nuevo participante se introduce en el sistema. Entonces se asignan los costos del participante en el sistema de transmisión en proporción a la razón del uso real de su instalación y los flujos de potencia totales. La regla de asignación propuesta para un participante individual está dada por:

$$C_k = \sum_{i,j} C_{ij} \frac{|u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}}{|P_{ij}| + |u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}} \quad (4.4)$$

donde

- C_k : costo asignados a un participante en la barra k ;
- C_{ij} : costo de la línea $i - j$;

- P_{ij} : flujo de potencia en la línea $i - j$ antes de considerar la transacción;
- $\Delta P_{G,k}$: potencia transada inyectada a la red en la barra k ; y
- u_k^{ij} : flujo de potencia incremental en la línea $i - j$ cuando aumenta una unidad de potencia en la barra k .

Cuando se consideran múltiples transacciones, los costos totales de transacción a ser recuperados por la empresa eléctrica de servicios públicos son:

$$CT = \sum_{i,j} C_{ij} \frac{|u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}}{|P_{ij}| + \sum_{k \in \Omega} |u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}} \quad (4.5)$$

donde

- CT : costo total de transmisión; y
- Ω : conjunto de todos los participantes en las transacciones.

Combinando las ecuaciones anteriores se produce una nueva de regla de asignación de costos cuando se consideran múltiples transacciones:

$$C_l = \sum_{i,j} \left[C_{ij} \frac{\sum_{k \in \Omega} |u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}}{|P_{ij}| + \sum_{k \in \Omega} |u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}} \times \frac{|u_l^{ij}| \Delta P_{G,l}}{\sum_{k \in \Omega} |u_k^{ij}| \Delta P_{G,k}} \right] \quad (4.6)$$

donde

- C_l : costo asignado a una participante en la barra l .

El coeficiente u_k^{ij} , el cuál es la sensibilidad del flujo en la línea respecto a la generación de potencia en la barra k , implica el flujo de potencia incremental en la línea de transmisión $i - j$ cuando aumenta una unidad de potencia en la barra k . Por lo tanto, se puede obtener directamente la contribución de cada barra de generación en todas las líneas de transmisión aplicando los coeficientes llamados Factores de Utilización de Línea (FUL). La relación entre en flujo incremental de línea y la potencia incremental de generación en cualquier barra a través de los FUL está dada por:

$$\Delta P_{ij} = u_1^{ij} \Delta P_{G,1} + u_2^{ij} \Delta P_{G,2} + \dots + u_n^{ij} \Delta P_{G,n} \quad (4.7)$$

4.4.2. Enfoque de uso

Factores de Distribución

El primer intento para relacionar tarificación de la transmisión con el uso de factores de sistema fue hecho por H. Rudnick, R. Palma y E. Fernández en [6]. El método pretende obtener parámetros que indiquen el nivel de utilización de la red por generadores y cargas.

Hay tres tipos de factores de distribución. Los factores GSDF consideran los cambios *incrementales* en la inyección o retiro de potencia en todas las barras, excepto la barra de referencia. Los factores GGDF miden el impacto *total* (no incremental) de la potencia inyectada por generadores sobre el flujo en una línea dada. Finalmente, los factores GLDF miden el impacto total de inyecciones negativas, que corresponden a cargas, sobre el flujo en una cierta línea.

Factores A o GSDF

Un factor $A_{i-k,b}$, definido por medio de un análisis de sensibilidad, relaciona una variación en la potencia inyectada ΔPI_b en una barra b con una variación ΔF_{i-k} en el flujo por la línea $i - k$. Eso considera que un cambio en la potencia inyectada en cualquier barra es absorbido por un cambio negativo similar ΔPI_R en la barra de referencia R , mientras que las inyecciones de generadores y cargas en otras barras, así como las pérdidas, se mantienen constantes. Así, para una variación en todas las inyecciones, la variación en el flujo por una línea en particular estará dado por:

$$\Delta F_{i-k} = \sum_{b \neq R} A_{i-k,b} \cdot \Delta PI_b \quad (4.8)$$

cumpléndose que

$$\sum_{b \neq R} \Delta PI_b + PI_R = 0 \quad (4.9)$$

Los factores A son obtenidos a partir de un flujo DC, que sólo modela reactancias, y son calculados como sigue:

$$A_{i-k,b} = \frac{\mathbf{X}_{i-b} - \mathbf{X}_{k-b}}{X_{i,k}} \quad (4.10)$$

donde \mathbf{X}_{i-b} y \mathbf{X}_{k-b} son elementos de la matriz de reactancia (la inversa de la matriz de admitancia nodal, sin la columna ni fila de la barra de referencia) y $X_{i,k}$ es la reactancia de la línea $i - k$. Estos factores son independientes de la condición de operación del sistema (distribución de generación y carga), pero dependen de la configuración de la red y de la barra de referencia escogida.

Factores D o GGDF

Un factor $D_{i-k,g}$ relaciona la inyección total de un generador G_g en una barra g , con el flujo total F_{i-k} por una línea $i - k$. Estos factores emergen de las siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum_g D_{i-k,g} \cdot G_g \quad (4.11)$$

Estos factores son independientes de barra de referencia escogida, pero dependen de la configuración del sistema y de las condiciones de operación. Los factores GGDF se obtienen de los factores A :

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,R} \quad (4.12)$$

donde $D_{i-k,R}$ se define como:

$$D_{i-k,R} = \frac{F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot G_p}{\sum_g G_g} \quad (4.13)$$

Si algunos factores D resultan ser negativos, son considerados cero para la asignación. Así, para determinar el nivel de contribución de un generador b al flujo F_{i-k} de una línea $i - k$ en particular, se puede usar la siguiente ecuación:

$$FP_{i-k,b} = \frac{D'_{i-k,b} \cdot G_b}{\sum_g D'_{i-k,g} \cdot G_g} \quad (4.14)$$

donde $D'_{i-k,b}$ sería igual a $D_{i-k,b}$ si el factor tuviera el mismo signo del flujo y cero si fuera opuesto.

Factores C o GLDF

Un factor $C_{i-k,j}$ relaciona el retiro total de un consumo L_j en una barra j , con el flujo total F_{i-k} por una línea $i - k$. Estos factores emergen de las siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum_j C_{i-k,j} \cdot L_j \quad (4.15)$$

Estos factores son independientes de barra de referencia escogida, pero dependen de la configuración del sistema y de las condiciones de operación. Los factores GLDF se obtienen de los factores A :

$$C_{i-k,j} = C_{i-k,R} - A_{i-k,j} \quad (4.16)$$

donde $C_{i-k,R}$ se define como:

$$C_{i-k,R} = \frac{F_{i-k} + \sum_{j \neq R} A_{i-k,j} \cdot L_j}{\sum_j L_j} \quad (4.17)$$

Si algunos factores C resultan ser negativos, son considerados cero para la asignación. Así, para determinar el nivel de contribución de un consumo b al flujo F_{i-k} de una línea $i - k$ en particular, se puede usar la siguiente ecuación:

$$FP_{i-k,b} = \frac{C'_{i-k,b} \cdot L_b}{\sum_j C'_{i-k,j} \cdot L_j} \quad (4.18)$$

donde $C'_{i-k,b}$ sería igual a $C_{i-k,b}$ si el factor tuviera el mismo signo del flujo y cero si fuera opuesto.

Método Nodal

Fue propuesto por J. Bialek en [7]. El método apunta al rastreo de la electricidad a través de las redes de potencia. Permite cuantificar cuánta de la potencia activa o reactiva fluye desde una fuente en particular hacia una carga específica. También permite cuantificar la contribución de cualquier generador o carga en los flujos o pérdidas en una línea dada.

Usa un principio de proporcionalidad, el cual establece que para cualquier barra existen líneas que inyectan potencia y otras que evacúan potencia. Si se asume conocido el origen de la potencia de entrada (la contribución proporcional de cada generador “aguas arriba” al flujo en cada línea es conocida), el método establece la hipótesis que la proporcionalidad de los flujos se mantiene en los flujos de salida.

En la Figura 4.1 se muestra como ejemplo un nodo con dos inyecciones y dos retiros. La potencia total en el nodo i es 100 MW, de los cuales un 40% es de responsabilidad de la inyección por la línea $j - i$ y un 60% es de responsabilidad de la inyección por la línea $k - i$. El principio de proporcionalidad nos dice que cada retiro tiene la misma proporción de responsabilidad, con lo cual la inyección $k - i$ es responsable de un 60% de ambos retiros, es decir, 42 MW del retiro por la línea $i - l$ y 18MW del retiro por la línea $i - m$. La responsabilidad de la inyección $j - i$ se calcula de forma análoga.

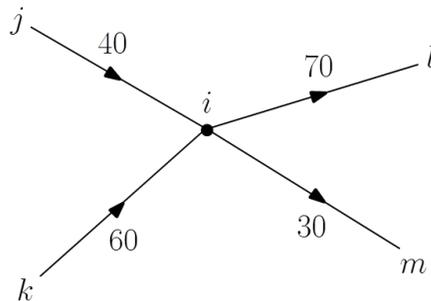


Figura 4.1: Principio de proporcionalidad

El problema de esto es que para poder utilizar este principio es necesario utilizar sólo un flujo por línea, por lo que se trabaja con los flujos medios por ellas, lo que equivale a plantear un modelo sin pérdidas. El método original plantea varias maneras de asignar las pérdidas en las líneas pero en este caso se optó por usar como base un flujo de potencia DC.

Esto permite rastrear el flujo de electricidad desde cada generador a cada consumidor. El algoritmo propuesto usa un flujo de potencia sin pérdidas como base. Sin embargo, el autor presenta diferentes alternativas para asignar las pérdidas en las líneas.

Si el problema se analiza desde la perspectiva de la generación, las inyecciones de potencia en cada barra del sistema están dadas por:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{i-j}| + P_{Gi} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (4.19)$$

donde P_i es el flujo total a través de la barra i , $\alpha_i^{(u)}$ es el conjunto de barras que suministran directamente a la barra i (el flujo debe ir desde otras barras hacia la barra i), P_{Gi} es la generación en la barra i y P_{i-j} es el flujo en la línea $i - j$, donde

$$|P_{i-j}| = |P_{j-i}| \quad (4.20)$$

Usando el principio de proporcionalidad, el flujo en una línea puede ser escrito como

$$|P_{i-j}| = c_{ij} \cdot P_j \quad (4.21)$$

donde

$$c_{ji} = |P_{i-j}|/P_j \quad (4.22)$$

Reemplazando (4.21) en (4.19) se obtiene

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} c_{ij} \cdot P_j + P_{Gi} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (4.23)$$

y arreglándolo

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} c_{ij} \cdot P_j = P_{Gi} \quad \text{o} \quad \mathbf{A}_u \mathbf{P} = \mathbf{P}_G \quad (4.24)$$

donde \mathbf{A}_u es una matriz (de $n \times n$) de distribución por potencia inyectada, \mathbf{P} es el vector de flujos de barra y \mathbf{P}_G es el vector de generaciones de barra.

Los elementos de la matriz \mathbf{A}_u se definen como sigue:

$$[\mathbf{A}_{ij}] = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ -c_{ij} = -\frac{|P_{i-j}|}{P_j} & \text{si } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (4.25)$$

donde j debe ser una barra que suministre potencia a la barra i .

Si existe \mathbf{A}_u^{-1} , entonces el vector $\mathbf{P} = \mathbf{A}_u^{-1} \cdot \mathbf{P}_G$ y sus elementos están dados por:

$$P_i = \sum_{k=1}^n [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ij} \cdot P_{Gk} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.26)$$

La última ecuación muestra que una contribución desde el generador k hacia la barra i es igual a $[\mathbf{A}_u^{-1}]_{ij} \cdot P_{Gk}$.

Un retiro de potencia en la línea $i - l$ desde la barra i se puede calcular como:

$$|P_{i-l}| = \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \cdot P_i = \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ij} \cdot P_{Gk} \quad \forall l \in \alpha_i^{(d)} \quad (4.27)$$

$$\Rightarrow |P_{i-l}| = \sum_{k=1}^n D_{i-l,k}^G \cdot P_{Gk} \quad \forall l \in \alpha_i^{(d)} \quad (4.28)$$

donde $\alpha_i^{(u)}$ es el conjunto de barras suministradas directamente por la barra i y

$$D_{i-l,k}^G = \frac{|P_{i-k}| \cdot [\mathbf{A}_u^{-1}]_{ik}}{P_i} \quad (4.29)$$

es un factor de distribución de generación topológico, que indica la proporción de potencia que el generador k contribuye a la línea $i - l$.

Estos factores D son los que permiten asignar el uso real de las líneas de transmisión.

Método de las Áreas Comunes

El algoritmo propuesto [8] se basa en la solución de series de flujos de potencia, identificando las barras que son alcanzadas por la potencia generada en cada generador. Entonces, el método agrupa todas las barras suministradas por los mismos generadores. Asumiendo proporcionalidad, es posible calcular la contribución de cada generador a las cargas y a los flujos de línea.

Primero es necesario definir algunos conceptos para entender apropiadamente el método:

Dominio de un generador

Se define como el grupo de barras que son alcanzadas por la potencia generada por un generador dado. La potencia de un generador es capaz de alcanzar una barra en particular sólo si es posible encontrar un camino a través de la red que los vincule, donde la dirección del viaje es consistente con la dirección dada por un flujo de carga.

Área común

Se define como un grupo de barras vecinas suministradas por los mismos generadores. El número de generadores que suministran un área común es definido como rango del área común, y puede ser entre uno y el total de generadores del sistema.

Vínculos

Se definen como las líneas que conectan dos áreas comunes diferentes. Los flujos en las líneas de un vínculo en particular van en la misma dirección, siempre desde un área común de rango N hacia otra de rango M , donde $M > N$.

El método calcula los *flujos internos* de cada área común como la suma de la potencia inyectada por los generadores en barras comunes, más la potencia importada desde otras áreas comunes a través de vínculos. Los *flujos externos* de un área común se definen como la potencia exportada a través de vínculos hacia otras áreas comunes de mayor rango.

Usa el mismo principio de proporcionalidad que Bialek, pero con una diferencia. Mientras Bialek lo aplica a cada barra del sistema, Kirschen lo aplica a las áreas comunes. Haciendo esto, se puede hacer el siguiente supuesto: “para un común dado, si la proporción de flujo interno asociado al generador i es x_i , entonces la proporción de flujo externo asociado al generador i también es x_i ”. Con este supuesto, se construye un método recursivo para determinar la contribución de cada generador para suministrar las cargas en cada área común. Se definen las siguientes variables:

- C_{ij} : contribución del generador i a la carga y flujo externo del área común j ;
- F_{jk} : flujo desde el área común j al área común k a través del vínculo;
- F_{ijk} : flujo desde el área común j al área común k a través del vínculo, viniendo desde el área común i ; y
- I_k : flujo interno del área común k .

Se definen las siguientes relaciones:

$$F_{ijk} = C_{ij} \cdot F_{jk} \quad (4.30)$$

$$I_k = \sum_j F_{jk} \quad (4.31)$$

$$C_{ik} = \frac{\sum_j F_{ijk}}{I_k} \quad (4.32)$$

Estas ecuaciones recursivas son las que serán usadas para calcular la contribución de cada generador en cada área común. El cálculo comienza con las áreas comunes “raíz”, aquellas de rango 1, donde sus flujos internos son producidos totalmente por generadores dentro del área común. El siguiente paso es calcular los flujos externos para esas áreas comunes y luego continuar con las otras de rango mayor. En breve, lo que se obtiene es la proporción de la

contribución de cada generador a cada área común y por lo tanto, a cada línea dentro del área común, así como la proporción de flujo que deja cada área común.

Método de Grafos

Al igual que los factores de distribución, esta metodología propuesta por D. Kirschen en [8] asigna una participación en los flujos de potencia a los agentes del sistema. Esta asignación la realiza en función de un análisis de grafos y corresponde a una mejora del método de Bialek.

Al igual que el método de Bialek, este método se basa en el principio de proporcionalidad para identificar tales flujos y puede ser aplicado al concepto de acceso Punto-Retiro, Punto-Inyección o Inyección-Retiro.

Los métodos basados en flujos DC y en análisis de sensibilidad no pueden considerar precisamente las no linealidades del sistema y el prorrateo de potencia reactiva. El método de Bialek soluciona estos problemas, sin embargo el tiempo requerido para la inversión de la matriz en sistemas grandes es considerable. El método que se presenta a continuación pretende solucionar todos estos problemas.

El método propuesto se basa en un análisis topológico, el cual con un método recursivo determina las contribuciones de los generadores (o las cargas) a los flujos de las líneas. En el modelo se consideran los siguientes supuestos:

- Se dispone del resultado de un flujo AC.
- La potencia reactiva y activa transportada por una línea de transmisión se modela como una carga equivalente al final de la línea, con lo cual las líneas quedan con un flujo constante a través de ellas (sin pérdidas).

Bajo los supuestos anteriores podemos afirmar que en un sistema sin pérdidas, con nodos finitos y sin flujos circulares: tiene al menos una fuente pura, es decir, una barra de generación de la cual sólo salen flujos y tiene al menos un consumo puro, es decir, una barra de carga a la cual sólo entran flujos.

Downstream Tracing Algorithm

El *Downstream Tracing* es utilizado para calcular los factores de contribución de los generadores a los flujos de las líneas. Basado en un flujo AC sin flujos circulares construimos dos matrices, una matriz de factores de extracción de líneas (\mathbf{A}_l), y otra de extracción de cargas (\mathbf{A}_L):

$$[\mathbf{A}_l]_{line-j, bus-i} = \frac{\text{line } j\text{'s power flow}}{\text{bus } i\text{'s total passing power } \mathbf{P}_i} \quad (4.33)$$

$$[\mathbf{A}_L]_{ii} = \begin{cases} 0 & \text{si } i \notin \text{net load buses} \\ \frac{\text{net load power on bus } i}{\mathbf{P}_i} & \sim \end{cases} \quad (4.34)$$

donde \mathbf{P}_i son los elementos de la matriz \mathbf{P} de *bus total passing power* (PP). Definiendo \mathbf{B} como la matriz de contribución de los generadores a los PP, tenemos que la multiplicación de estas últimas corresponde a los factores de contribución de los generadores a los flujos de las líneas (\mathbf{K}_{LG}) y a las cargas (\mathbf{K}_{LG}), donde \mathbf{B} se define como:

$$\mathbf{B}_{bus-i,bus-k} = \begin{cases} 1 & \text{si } k = i \wedge k \in \text{net gen. buses} \\ 0 & \text{si } k = i \wedge k \notin \text{net gen. buses} \\ 0 & \text{si } k > i \\ 0 & \text{si } k < i \wedge k \in \text{net gen. buses} \\ \sum_{j \in i} [\mathbf{A}_l]_{j-m} \cdot \mathbf{B}_{m-k} & \text{si } k < i \wedge k \notin \text{net gen. buses} \end{cases} \quad (4.35)$$

donde $j \in i$ es la línea j que inyecta potencia en la barra i . En resumen se cumple:

$$\mathbf{P}_l = \mathbf{A}_l \mathbf{P} = \mathbf{A}_l \mathbf{B} \mathbf{P}_G = \mathbf{K}_{LG} \mathbf{P}_G \quad (4.36)$$

$$\mathbf{P}_L = \mathbf{A}_L \mathbf{P} = \mathbf{A}_L \mathbf{B} \mathbf{P}_G = \mathbf{K}_{LG} \mathbf{P}_G \quad (4.37)$$

Upstream Tracing Algorithm

El *Upstream Tracing* es utilizado para calcular los factores de contribución de las cargas a los flujos de las líneas. Basado en un flujo AC sin flujos circulares construimos dos matrices, una matriz de factores de contribución de líneas (\mathbf{C}_l), y otra de contribución de generadores (\mathbf{C}_G):

$$[\mathbf{C}_l]_{line-j,bus-i} = \frac{\text{line } j\text{'s power flow}}{\text{bus } i\text{'s total passing power } \mathbf{P}_i} \quad (4.38)$$

$$[\mathbf{C}_G]_{ii} = \begin{cases} 0 & \text{si } i \notin \text{net load buses} \\ \frac{\text{net load power on bus } i}{\mathbf{P}_i} & \sim \end{cases} \quad (4.39)$$

donde \mathbf{P}_i son los elementos de la matriz \mathbf{P} de *bus total passing power* (PP). Definiendo \mathbf{D} como la matriz de extracción de cargas desde los PP, tenemos que la multiplicación de estas últimas corresponde a los factores de contribución de las cargas a los flujos de las líneas (\mathbf{K}_{LL}) y a los generadores (\mathbf{K}_{GL}), donde \mathbf{D} se define como:

$$\mathbf{D}_{bus-i,bus-k} = \begin{cases} 1 & \text{si } k = i \wedge k \in \text{net gen. buses} \\ 0 & \text{si } k = i \wedge k \notin \text{net gen. buses} \\ 0 & \text{si } k > i \\ 0 & \text{si } k < i \wedge k \in \text{net gen. buses} \\ \sum_{j \in i} [\mathbf{C}_l]_{j-m} \cdot \mathbf{B}_{m-k} & \text{si } k < i \wedge k \notin \text{net gen. buses} \end{cases} \quad (4.40)$$

donde $j \in i$ es la línea j que extrae potencia de la barra i . En resumen se cumple:

$$\mathbf{P}_l = \mathbf{C}_l \mathbf{P} = \mathbf{C}_l \mathbf{D} \mathbf{P}_L = \mathbf{K}_{LL} \mathbf{P}_L \quad (4.41)$$

$$\mathbf{P}_G = \mathbf{C}_G \mathbf{P} = \mathbf{A}_G \mathbf{D} \mathbf{P}_L = \mathbf{K}_{GL} \mathbf{P}_L \quad (4.42)$$

Comentario:

El método propuesto por los autores es eficiente y aplicable a sistemas eléctricos reales, sin embargo se basa en un sistema sin flujos circulantes, lo que corresponde a un supuesto fuerte tratándose de sistemas reales. En la metodología se explica cómo eliminar los flujos circulantes mediante un Flujo Óptimo de Potencia (FOP), lo que agrega dificultad al método.

Método de las Corrientes

Este método, propuesto por R. Reta y A. Vargas en [9] requiere del resultado de un flujo alterno aplicando los principios básicos de redes, como las leyes de Kirchoff, las transformaciones equivalentes de circuitos lineales y el principio de superposición.

Una vez determinado el estado eléctrico de la red (flujo AC), se conocen las tensiones en los nodos y tanto las corrientes que circulan por las líneas como las que absorben las cargas. En general, la corriente inyectada por cada generador podría circular por cualquier línea y/o carga de la red, por lo tanto el número de incógnitas es:

$$n_i = (n_l + n_c) \cdot n_g \quad (4.43)$$

donde

- n_l : cantidad de líneas en la red
- n_c : cantidad de nodos de carga
- n_g : cantidad de nodos de generación

Cada una de estas incógnitas representa la corriente saliente de un nodo, que circula por una línea o carga, proveniente de un determinado punto de inyección. Para calcular estas componentes de corriente se usa el siguiente procedimiento:

- 1) Calcular el estado eléctrico del sistema a través de un flujo de carga AC.
- 2) Elegir una barra cuyas corrientes inyectadas sean conocidas. Para la primera vez, las únicas barras disponibles son aquellas cuya potencia inyectada proviene de un generador.
- 3) Reemplazar aquellas componentes de corriente inyectadas a la barra por fuentes de corriente constante cuyos valores se obtienen a partir del flujo de carga conocido.
- 4) Reemplazar aquellas líneas cuyas corrientes son conocidas y que salen de la barra, por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados como función del voltaje y corriente en cada línea. La invariabilidad de las corrientes y voltajes de barra confirman la validez de estas sustituciones desde el punto de vista de la teoría de circuitos.

- 5) Aplicar el principio de superposición a cada circuito equivalente (uno por barra). De esta manera es posible encontrar la composición de cada corriente saliendo de una barra para cada línea o carga.
- 6) Volver recursivamente al paso 2 hasta finalizar el procedimiento para todas las barras.

Luego, cada corriente incógnita saliente de un nodo N se puede expresar como:

$$I_i^j = \sum_{k=1}^{n_e} \frac{Z_{eqN}}{Z_i} \cdot I_k^j \quad (4.44)$$

en que

$$Z_i = \frac{V_N}{\sqrt{3} \cdot I_i} \quad (4.45)$$

$$Z_{eqN} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_s} (1/Z_i)} \quad (4.46)$$

y donde:

- i : índice de las líneas o cargas cuyas corrientes salen del nodo N ;
- k : índice de las líneas cuyas corriente entran al nodo N ;
- j : índice de los generadores;
- n_e : número de inyecciones (líneas y generadores) del nodo N ;
- n_s : número de cargas o líneas cuyas corrientes salen del nodo N ;
- V_N : tensión del nodo N ; y
- I_i : corriente total por la línea o carga i .

Este conjunto de ecuaciones es un sistema de ecuaciones lineales. El término que contiene la corriente I_k^j para $j = N$ es un valor bien conocido (es la corriente del generador en la barra N , llamada I^G) y representa un término independiente del sistema de ecuaciones. Denotando c a los coeficientes Z_{eqN}/Z_i queda la expresión matricial:

$$\mathbf{C} \cdot \mathbf{I} = \mathbf{c} \cdot \mathbf{I}^G \quad (4.47)$$

donde:

- \mathbf{C} : matriz de coeficientes c , de orden $n_i \times n_i$;
- \mathbf{I} : vector de corrientes incógnitas; y
- $\mathbf{c} \cdot \mathbf{I}^G$: vector de términos independientes.

El resultado de ecuaciones entrega una alternativa de asignación de cargos de transmisión por tramo, basada en el porcentaje de corriente atribuible a un generador determinado, respecto del aporte del resto de los generadores.

Método \mathbf{Z}_{bus}

Para mostrar el método [10], se asume que la potencia compleja inyectada a través de la línea de transmisión jk es

$$S_{jk} = E_j I_{jk}^* \quad (4.48)$$

donde

- S_{jk} : potencia compleja por la línea jk ;
- E_j : voltaje nodal en la barra j ; y
- I_{jk} : corriente por la línea jk .

Usando la matriz de impedancia \mathbf{Z}_{bus} , obtenida como el inverso de la matriz de admitancia ($\mathbf{Y}_{bus}^{-1} = \mathbf{Z}_{bus}$), el voltaje en la barra j se puede calcular como

$$E_j = \sum_{i=1}^n z_{ji} I_i \quad (4.49)$$

donde z_{ji} es el elemento (j, i) de la matriz \mathbf{Z}_{bus} .

La corriente I_{jk} por la línea jk se obtiene como

$$I_{jk} = (E_j - E_k) y_{j \rightarrow k} + E_j y_{j \rightarrow k}^{sh} \quad (4.50)$$

donde

- $y_{j \rightarrow k}$: admitancia serie del circuito π equivalente de la línea jk ; y
- $y_{j \rightarrow k}^{sh}$: admitancia *shunt* del circuito π equivalente de la línea jk .

Sustituyendo (36) en (37) se obtiene

$$I_{jk} = \sum_{i=1}^n [(z_{ji} - z_{ki}) y_{j \rightarrow k} + z_{ji} y_{j \rightarrow k}^{sh}] I_i \quad (4.51)$$

Notar que el primer término en el producto de la ecuación anterior es constante ya que sólo depende de parámetros de red. Así, la ecuación se puede escribir como

$$I_{jk} = \sum_{i=1}^n a_{jk}^i I_i \quad (4.52)$$

donde

$$a_{jk}^i = (z_{ji} - z_{ki}) y_{j \rightarrow k} + z_{ji} y_{j \rightarrow k}^{sh} \quad (4.53)$$

La magnitud del parámetro a_{jk}^i entrega una medida de la *distancia eléctrica* entre la barra j y un punto al principio de la línea jk . El concepto de *distancia eléctrica* es importante porque

sirve como una base para determinar el costo asignado a cada barra, i.e., cuanto más grande la *distancia eléctrica* entre una barra y una línea de transmisión usada por esta barra, más grande tiende a ser el costo asignado a esa barra.

Sustituyendo (4.52) en (4.48) se llega a

$$S_{jk} = E_j \sum_{i=1}^n (a_{jk}^i I_i)^* = E_j \sum_{i=1}^n a_{jk}^{i*} I_i^* \quad (4.54)$$

Entonces, la potencia activa a través de la línea jk es

$$P_{jk} = \Re\{E_j \sum_{i=1}^n a_{jk}^{i*} I_i^*\} \quad (4.55)$$

En este sentido, la potencia activa a través de cualquier línea de transmisión puede ser dividida y asociada a la inyección de corriente nodal en cada barra. Entonces, el flujo de potencia por la línea jk asociado a la corriente i es:

$$P_{jk}^i = \Re\{E_j a_{jk}^{i*} I_i^*\} \quad (4.56)$$

Sabiendo que el término a_{jk}^i representa la *distancia eléctrica* desde la barra i y un punto al principio de la línea jk (P_{jk} es el flujo de potencia a través de la línea jk calculado al principio de la línea jk), es necesario lograr una mejor medida del uso de la línea jk para representar mejor la distancia eléctrica entre una barra y una línea. La idea es calcular el promedio de la contribución desde la barra i hasta la línea de transmisión jk , con el flujo de potencia calculado al principio y al final de esta línea. Así:

$$U_{jk}^i = U_l^i = \frac{|P_{jk}^i| + |P_{kj}^i|}{2} \quad \forall l \in \Omega_L \quad (4.57)$$

donde

- U_{jk}^i : es el uso de la línea jk asociado con la inyección de corriente en la barra i ; y
- Ω_L : conjunto de líneas del sistema.

El uso total de cualquier línea es

$$U_l = \sum_{i=1}^n U_l^i \quad (4.58)$$

Sin pérdida de generalidad, se considera al menos un generador individual y una demanda individual en cada barra de la red. A continuación se indica el uso de la línea jk prorrateado al generador o demanda ubicado en la barra i .

Si la barra i contiene sólo generación, el uso asignado al generador i relacionado con la línea l es

$$U_l^{Gi} = U_l^i \quad (4.59)$$

Por otra parte, si la barra i contiene sólo demanda, el uso asignado a la demanda i relacionado con la línea l es

$$U_l^{Di} = U_l^i \quad (4.60)$$

De otro modo, si la barra i contiene ambos generación y demanda, el uso asignado a la generación es:

$$U_l^{Gi} = \left[\frac{P_{Gi}}{P_{Gi} + P_{Di}} \right] U_l^i \quad (4.61)$$

Análogamente para la demanda:

$$U_l^{Di} = \left[\frac{P_{Di}}{P_{Gi} + P_{Di}} \right] U_l^i \quad (4.62)$$

Finalmente, considerando las tasas de costo como anteriormente (método PR), el costo de la línea k asignado a los generadores y demandas ubicadas en la barra k es

$$C_l^{Gk} = r_l^G U_l^{Gk} \quad (4.63)$$

$$C_l^{Dk} = r_l^D U_l^{Dk} \quad (4.64)$$

Intercambio Bilateral Equivalente

El término Intercambio Bilateral Equivalente representa una inyección y una extracción de potencia [10]. Sugiere la existencia de un generador y una demanda de la misma potencia activa, pero en direcciones opuestas. Para abordar este problema, se propone desagregar flujos de línea usando la metodología EBE que permite identificar la responsabilidad de cada generador/demanda en los flujos desagregados a través de todas las líneas. Esta metodología se basa en el principio EBE, en que cada generador proporciona una porción predefinida de potencia a cada demanda, y cada demanda recibe una porción predefinida de potencia de cada generador.

De este modo, asumiendo un generador k y una demanda j , la contribución individual del generador k a la demanda j está dada por:

$$GD_{kj} = \frac{P_{GK}^{DC} P_{Dj}}{P^{Total}} \quad (4.65)$$

donde

- P^{Total} : suma de todas las demandas de potencia;
- P_{Dj} : demanda en la barra j ; y
- P_{GK}^{DC} : potencia generada en cualquier barra k considerando un sistema sin pérdidas.

Entonces, la contribución de cada EBE al flujo de potencia en cada línea del sistema se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\mathbf{F} = \beta \mathbf{P} \quad (4.66)$$

donde \mathbf{F} representa el vector de potencia activa en cada barra (sin considerar la barra slack) y β representa la matriz de sensibilidad del sistema. El vector \mathbf{P} de inyecciones de potencia describe un EBE genérico con una inyección GD_{kj} en la barra i y una extracción GD_{kj} en la barra j , de modo que

$$\mathbf{P} = (0, \dots, GD_{kj}, \dots, -GD_{kj}, \dots, 0)^T \quad (4.67)$$

El vector \mathbf{F} expresa el flujo de potencia en cada línea de transmisión debido al EBE formado por el generador k y la demanda j . Para determinar el uso de red asignado al generador k en la línea l , se debe considerar la mitad de la suma de todos los EBEs que contienen al generador k , para esta línea. Entonces:

$$U_l^{Gk} = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{n_D} F_l^{jk} \quad (4.68)$$

donde F_l^{kj} es el flujo de potencia a través de la línea l debido al EBE compuesto por el generador k y la demanda j . Finalmente, considerando las tasas de costo como anteriormente (método PR), el costo de la línea k asignado a los generadores y demandas ubicadas en la barra k es

$$C_l^{Gk} = r_l^G U_l^{Gk} \quad (4.69)$$

$$C_l^{Dk} = r_l^D U_l^{Dk} \quad (4.70)$$

CAPÍTULO V

SIMULACIÓN EN SISTEMA REDUCIDO

5.1. Metodologías

En esta etapa de la investigación se decidió seleccionar un subconjunto de las metodologías de mayor interés para el estudio, en el sentido que puedan tener una aplicación práctica en los sistemas de subtransmisión en Chile y que por supuesto puedan significar una mejora respecto a la metodología de GGDF utilizada actualmente.

De los métodos revisados en el Capítulo III se realizó una primera eliminación de métodos candidatos por ser más primitivos, ideados en la era de la integración vertical de los mercados eléctricos en que no era necesario tarifificar de acuerdo al uso real de las redes. Es el caso del estampillado, el MW-Milla, el camino de contrato y los índices de sensibilidad AC. Por otro lado, el método de las áreas comunes tiene una aplicación muy similar al método nodal con resultados muy cercanos en la mayoría de las aplicaciones y revisiones hechas en artículos científicos, lo que sumado a la complejidad encontrada al implementarlo en Matlab® fue descartado como método útil a modelar. Finalmente, las metodologías analizadas fueron las siguientes:

- Método GGDF (metodología actual)
- Método de Grafos
- Método Nodal
- Método de las Corrientes

Como ya fue mencionado, se utilizó la plataforma Matlab® para programar los algoritmos involucrados en cada método.

5.2. Sistema de 5 barras

Con el fin de estudiar y comprender a cabalidad los métodos mencionados, se escogió un sistema pequeño de prueba para simular cada uno de ellos. El sistema en cuestión corresponde a uno definido en [11] que ha sido ampliamente utilizado en el mundo en la presentación de nuevas metodologías, como en [6].

El sistema de cinco barras, que puede verse en la Figura 5.1, posee siete líneas de transmisión, tres generadores y cuatro cargas. Se asumió una tensión de 110 kV para todo el sistema y una potencia base de 100 MVA; por simplicidad además se despreció el uso de transformadores para los generadores y las cargas, lo que no altera la aplicación de las metodologías ni los resultados en forma considerable. Los parámetros de transmisión se detallan en la Tabla 5.1.

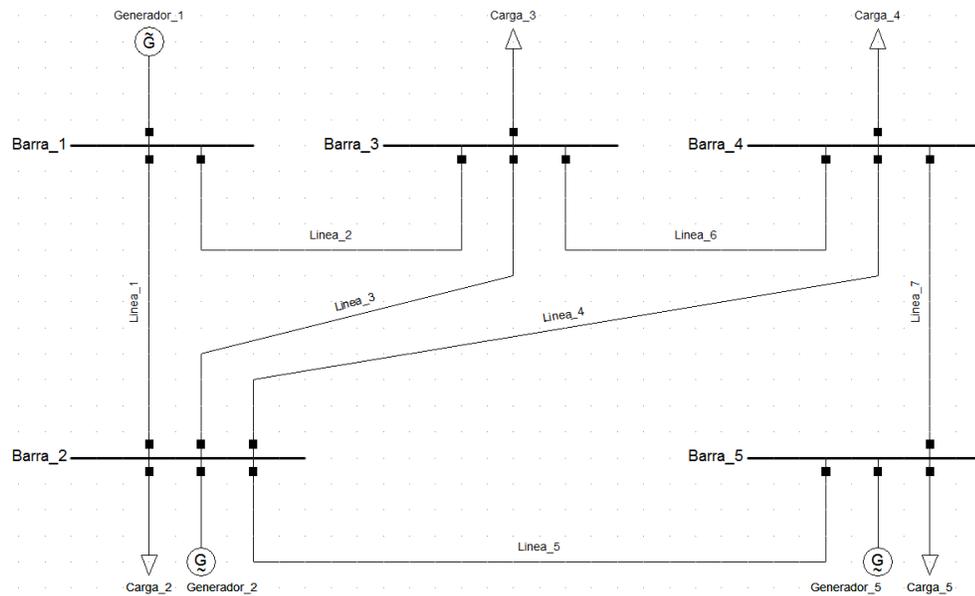


Figura 5.1: Sistema de 5 barras⁵

Tabla 5.1: Parámetros de transmisión del sistema reducido⁶

Línea #	Barra i	Barra j	Impedancia Z [pu]	Carga de línea Y/2 [pu]	Costo [MUS\$]
1	1	2	0.02 + j0.06	j0.030	186.3
2	1	3	0.08 + j0.24	j0.025	825.0
3	2	3	0.06 + 0.18	j0.020	549.9
4	2	4	0.06 + 0.18	j0.020	550.0
5	2	5	0.04 + 0.12	j0.015	280.9
6	3	4	0.01 + 0.03	j0.010	97.8
7	4	5	0.08 + 0.24	j0.025	825.0

⁵ Fuente: [11] y elaboración propia

⁶ Fuente: [11]

5.3. Condición de operación base

En una primera aproximación al modelamiento, se utilizó un despacho de generadores, consumo de las cargas y voltajes asumidos por barra muy similar a [11], para tener resultados comparables, lo que se detalla en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Generaciones y cargas programadas y voltajes asumidos por barra

Barra #	Voltaje [pu]	Generación		Carga	
		P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	1.00	0.00	0	0	0
2	1.00	53.53	0	20	10
3	1.00	0.00	0	45	15
4	1.00	0.00	0	40	5
5	1.00	34.60	0	60	10

Por medio del software DigSILENT PowerFactory® se llevó a cabo un flujo de potencia AC usando el método de Newton-Rhapson y tomando como referencia la barra 1 (barra SL). Las barras 2 y 5 son de tipo PV, mientras que las barras 3 y 4 son PQ. Los resultados obtenidos se muestran en Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5.

Tabla 5.3: Flujos de potencia de generadores y cargas

Barra #	Generación		Carga	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	79.43	-20.82	0	0
2	53.53	16.38	20	10
3	0.00	0.00	45	15
4	0.00	0.00	40	5
5	34.60	23.58	60	10

Tabla 5.4: Flujos de potencia de líneas de transmisión

Línea #	Barra i	Barra j	P [MW]	Q [MVar]
1	1	2	48.78	-18.39
1	2	1	-48.25	13.96
2	1	3	30.65	-2.43
2	3	1	-29.90	-0.21
3	2	3	24.77	2.42
3	3	2	-24.39	-5.20
4	2	4	26.41	1.02
4	4	2	-25.99	-3.67
5	2	5	30.60	-11.02
5	5	2	-30.19	9.25
6	3	4	9.29	-9.60
6	4	3	-9.27	7.73
7	4	5	-4.73	-9.07
7	5	4	4.79	4.33

Tabla 5.5: Pérdidas de potencia activa y consumo de potencia reactiva en líneas

Línea #	P [MW]	Q [MVar]
1	0.52	4.43
2	0.75	2.64
3	0.38	2.77
4	0.42	2.65
5	0.41	1.77
6	0.02	1.87
7	0.06	4.73

5.4. Simulaciones

5.4.1. Método GGDF

Algoritmo

El procedimiento general para el cálculo de los factores GGDF es el siguiente:

- 1) Calcular flujo de potencia.

- 2) Construir vectores de reactancias de líneas, generaciones, cargas y flujos por líneas.
- 3) Calcular vector de admitancias de líneas.
- 4) Calcular matriz de admitancia nodal.
- 5) Eliminar fila y columna de referencia de matriz de admitancia.
- 6) Calcular inversa de la matriz de admitancia.
- 7) Construir matriz de reactancia del sistema.
- 8) Calcular factores GSDF utilizando las fórmulas presentadas.
- 9) Calcular factores GGDF para la barra de referencia y para las demás barras a partir de factores GSDF calculados.
- 10) Calcular factores GGDF corregidos en que si un factor tiene signo opuesto al flujo de potencia por la línea, entonces se transforma en cero.
- 11) Calcular prorrata de generadores en flujos por líneas.

Resultados

Tabla 5.6: Factores GGDF

Línea #	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5
1	0.723	-0.120	0.094	0.051	-0.063
2	0.277	0.120	-0.094	-0.051	0.063
3	0.130	0.201	-0.156	-0.084	0.106
4	0.152	0.210	-0.076	-0.152	0.089
5	0.318	0.346	0.203	0.165	-0.381
6	0.132	0.046	0.475	-0.411	-0.106
7	0.043	0.015	0.157	0.196	-0.258

Tabla 5.7: Factores GGDF corregidos

Línea #	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5
1	0.723	0.000	0.094	0.051	0.000
2	0.277	0.120	0.000	0.000	0.063
3	0.130	0.201	0.000	0.000	0.106
4	0.152	0.210	0.000	0.000	0.089
5	0.318	0.346	0.203	0.165	0.000
6	0.132	0.046	0.475	0.000	0.000
7	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.258

Tabla 5.8: Método GGDF: Prorrata de generadores

Línea #	Generador 1	Generador 2	Generador 5
1	100%	0%	0%
2	72%	21%	7%
3	41%	44%	15%
4	45%	43%	12%
5	57%	43%	0%
6	80%	20%	0%
7	84%	16%	0%

Las prorratas calculadas para cada generador y cada línea se muestran en la Figura 5.2 y la contribución total de cada generador al sistema se presenta en la Figura 5.3.

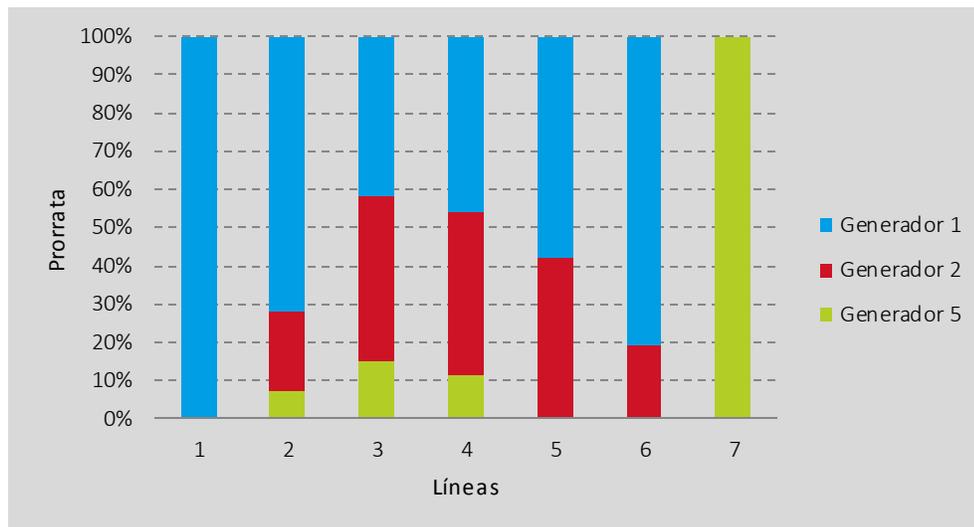


Figura 5.2: Método GGDF: Prorrata de generadores

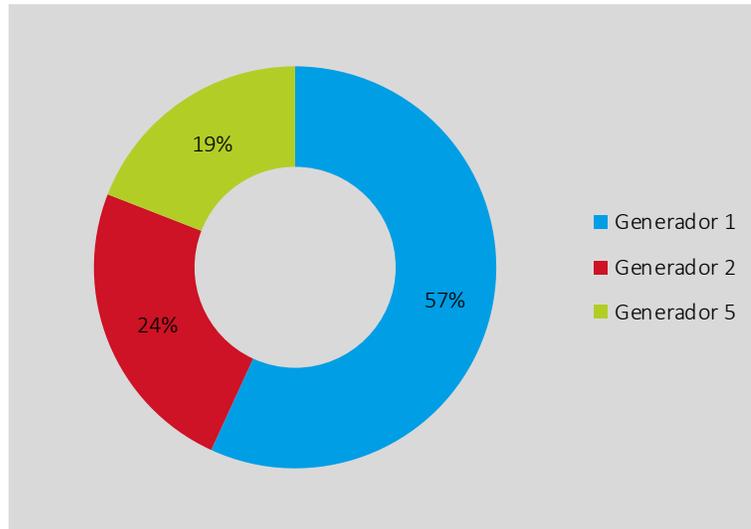


Figura 5.3: Método GGDF: Contribución total de generadores

Puede verse que en el Generador 1 contribuye en el flujo de todas las líneas excepto en la Línea 7 y es el que más participa de los flujos del sistema, con un 57% de contribución total. Esto era de esperarse pues es quien más potencia activa inyecta a la red y además se ubica en el único nodo que sólo exporta potencia, lo que también se ve reflejado en la Línea 1 que es pagada o afectada íntegramente sólo por el Generador 1. Por otro lado, el Generador 5 contribuye en los flujos por las Líneas 2, 3, 4 y 7 siendo a su vez el único generador que aporta a esta última línea.

Discusión

Una ventaja de este método es que el cálculo de los factores GGDF no depende de la barra de referencia lo que entrega arbitrariedad al método. No obstante, sí dependen de la condición de operación dada del sistema, o sea para una condición distinta los factores podrían variar en su magnitud e incluso en su signo lo que significa que las contribuciones de los generadores podrían pasar de ser positivas a negativas para ciertos casos. Otra virtud destacada del método es su simplicidad y cercanía con la representación eléctrica de la red ya que sólo se basa en las reactancias de las líneas y en un flujo de potencia lineal.

5.4.2. Método de Grafos

Algoritmo

El procedimiento llevado a cabo en Matlab® fue el *Downstream Tracing Algorithm* y se implementó de la siguiente manera:

- 1) Calcular flujo de potencia.

- 2) Construir vectores de generaciones, cargas y flujos por líneas.
- 3) Construir matriz $BLIM$ que determina el grafo orientado.
- 4) Calcular matrices $BOLIM$ y $BILIM$.
- 5) Llevar a cabo el rastreo y construir vector de secuencia.
- 6) Calcular vector de flujos totales por nodos.
- 7) Calcular matriz \mathbf{A}_l de factores de extracción de líneas.
- 8) Calcular matriz \mathbf{A}_L de factores de extracción de cargas.
- 9) Calcular vector de potencia de generadores en secuencia determinada.
- 10) Calcular matriz \mathbf{B} de factores de contribución de generadores a la potencia total por nodos.
- 11) Calcular matrices \mathbf{K}_{LG} y \mathbf{K}_{LG} .
- 12) Calcular matriz de contribución de generadores a líneas.

Resultados

A continuación en la Tabla 5.9, Tabla 5.10 y Tabla 5.11 se presentan las matrices más importantes del algoritmo.⁷

Tabla 5.9: Matriz \mathbf{A}_l

Línea #	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 5	Barra 4
1	0.6015	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.3856	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.2434	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.2590	0.0000	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.2983	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000	0.1737	0.0000	0.0000
7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0703	0.0000

⁷ Notar que el orden de las barras en las columnas es deliberadamente 1-2-3-5-4 que en este caso corresponde a la secuencia determinada por el algoritmo.

Tabla 5.10: Matriz K_{IG}

Línea #	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 5	Barra 4
1	0.602	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0.386	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.146	0.243	0.000	0.000	0.000
4	0.156	0.259	0.000	0.000	0.000
5	0.179	0.298	0.000	0.000	0.000
6	0.092	0.042	0.000	0.000	0.000
7	0.013	0.021	0.000	0.070	0.000

Tabla 5.11: Matriz B

	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 5	Barra 4
Barra 1	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Barra 2	0,602	1,000	0,000	0,000	0,000
Barra 3	0,532	0,243	0,000	0,000	0,000
Barra 4	0,179	0,298	0,000	1,000	0,000
Barra 5	0,261	0,322	0,000	0,070	0,000

Tabla 5.12: Método de Grafos: Prorrata de generadores

Línea #	Generador 1	Generador 2	Generador 5
1	100%	0%	0%
2	100%	0%	0%
3	47%	53%	0%
4	47%	53%	0%
5	47%	53%	0%
6	76%	24%	0%
7	22%	25%	54%

La Figura 5.4 y la Figura 5.5 presentan los resultados obtenidos de contribución de los generadores:

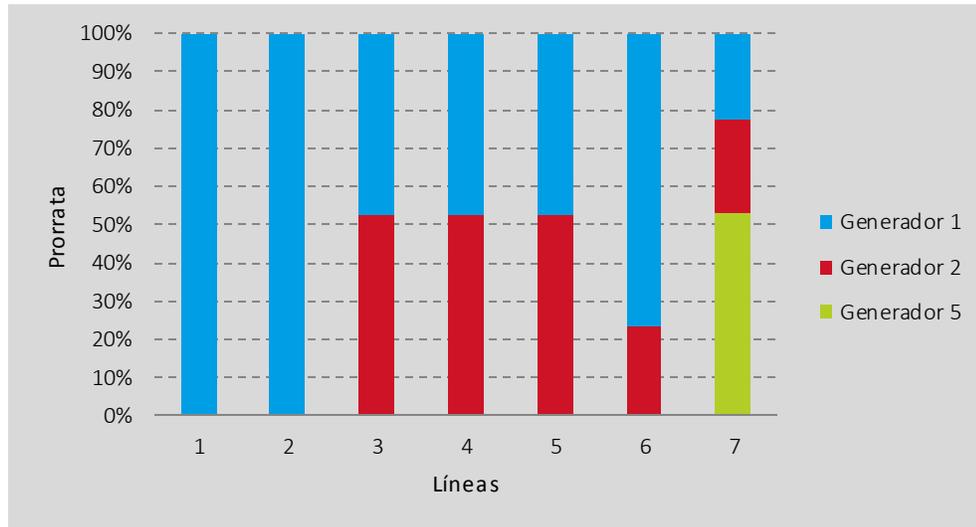


Figura 5.4: Método de Grafos: Prorrata de generadores

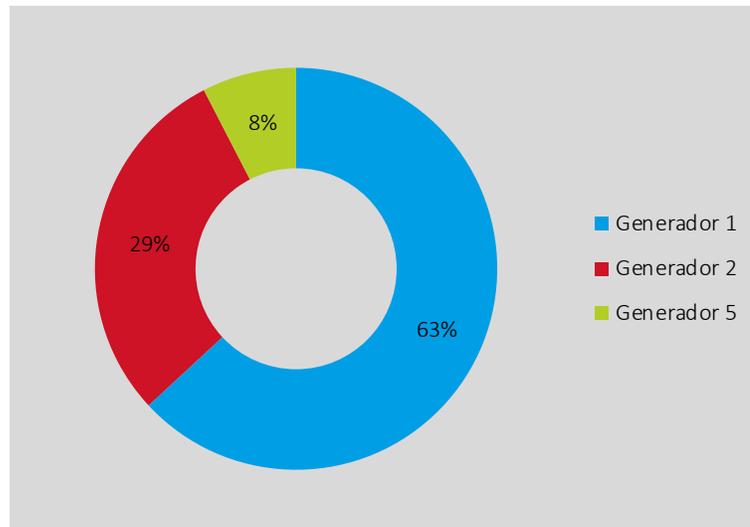


Figura 5.5: Método de Grafos: Contribución total de generadores

A diferencia del método anterior en este caso los resultados indican que la Línea 2 debe ser pagada sólo por el Generador 1 pues es el único que participa en los flujos por ella, lo que es más intuitivo. Además ahora el Generador 5 sólo contribuye con su inyección en la Línea 6 que es justamente aquella por donde evacúa su potencia. Por otro lado las contribuciones en las líneas 2, 3 y 4 son prácticamente las mismas tanto para el Generador 1 como para el Generador 2, lo que se puede asociar a que los flujos de potencia por esas líneas son muy similares. Finalmente, la contribución total de los generadores está más repartida que en el método anterior, o sea aumentaron las participaciones de los generadores 1 y 2. En general, los

resultados obtenidos con este método parecieran ser más apropiados y no se visualizan distorsiones, al menos para esta condición de operación.

Discusión

Este método es eficiente y aplicable a sistemas eléctricos reales. A esto se le suma el hecho que no es necesario invertir matrices lo que para sistemas grandes resulta beneficioso en términos del tiempo que tarda en llevarse a cabo el algoritmo. Su mayor desventaja es que se basa en un sistema que no posee flujos circulantes lo que corresponde a un supuesto fuerte tratándose de ciertos sistemas reales, pero que no es un inconveniente en redes poco enmalladas o sistemas aislados. Además se le critica por su distanciamiento de la representación eléctrica de la red al modelar el problema como uno de transporte en general.

5.4.3. Método Nodal

Algoritmo

El procedimiento general del *Upstream-looking*, correspondiente al concepto de acceso punto de inyección se resume a continuación:

1. Calcular flujo de potencia.
2. Construir vectores de generaciones, cargas y flujos por líneas.
3. Construir matriz que identifique líneas con flujos positivos y matriz que represente el conjunto de nodos j que inyectan al nodo i .
4. Calcular el vector de flujo total por cada nodo.
5. Calcular la matriz de distribución *upstream* \mathbf{A}_u , definida según ecuación presentada.
6. Invertir la matriz \mathbf{A}_u .
7. Calcular matriz de distribución topológica de generación, que relaciona proporción de flujos de cada generador en cada línea.
8. Calcular factores de participación de los generadores en los flujos positivos de las líneas.
9. Optativamente, calcular distribuciones de potencia entre cargas y generadores.

Resultados

A continuación en la Tabla 5.13 y Tabla 5.14 se presentan las matrices más importantes del método (a modo de comparación con otro ejemplo, si se desea) y posteriormente en la Tabla 5.15 las prorratas de cada generador en los flujos por las líneas.

Tabla 5.13: Matriz \mathbf{A}_u

1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
-0.602	1.000	0.000	0.000	0.000
-0.386	-0.243	1.000	0.000	0.000
0.000	-0.259	-0.174	1.000	-0.070
0.000	-0.298	0.000	0.000	1.000

Tabla 5.14: Matriz $[\mathbf{A}_u]^{-1}$

1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.602	1.000	0.000	0.000	0.000
0.532	0.243	1.000	0.000	0.000
0.261	0.322	0.174	1.000	0.070
0.179	0.298	0.000	0.000	1.000

Tabla 5.15: Método Nodal: Prorrata de generadores

Línea #	Generador 1	Generador 2	Generador 5
1	100%	0%	0%
2	100%	0%	0%
3	47%	53%	0%
4	47%	53%	0%
5	47%	53%	0%
6	76%	24%	0%
7	22%	25%	54%

La Figura 5.6 y la Figura 5.7 muestran los resultados obtenidos.

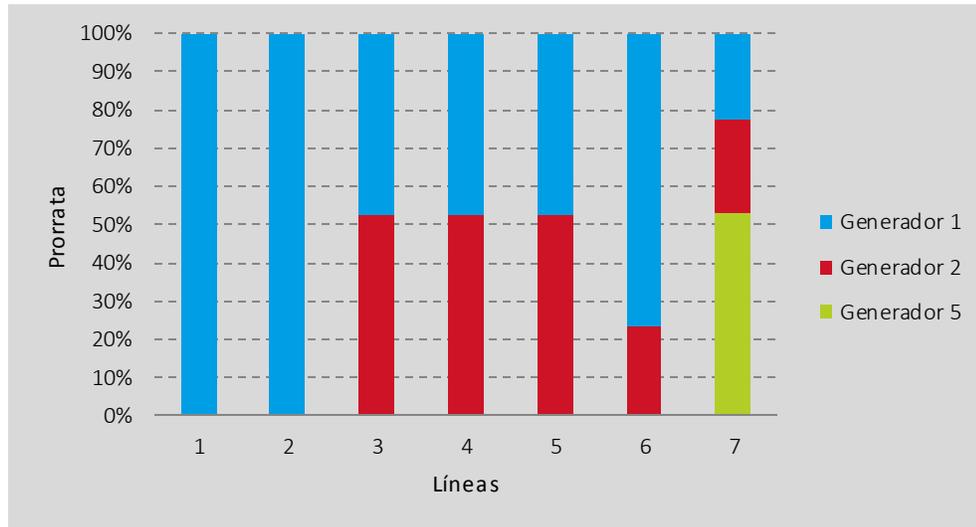


Figura 5.6: Método Nodal: Prorrata de generadores

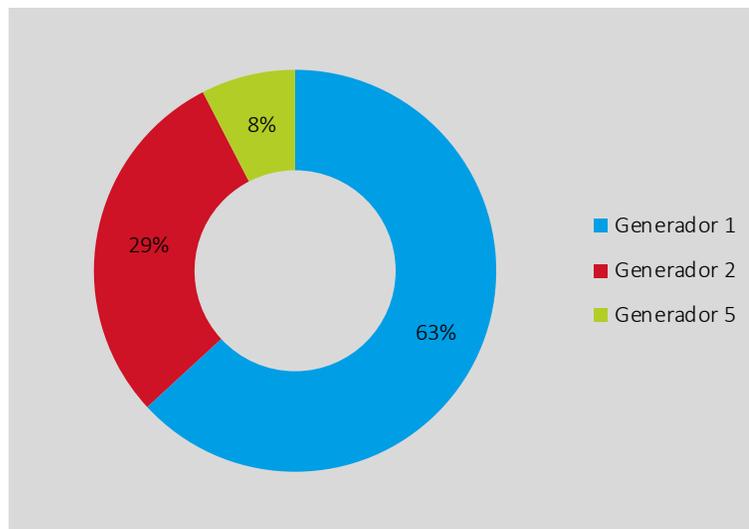


Figura 5.7: Método Nodal: Pago total de generadores

Como era de esperarse, los resultados obtenidos con el Método Nodal son prácticamente los mismos que en el Método de Grafos. Esto se debe a que, como se mencionó, utilizan el mismo principio de proporcionalidad pero con la ventaja de que este último método es una mejora del anterior al llevarlo a cabo por medio de grafos.

Discusión

Las ventajas de este método son su simplicidad y transparencia, aunque es criticado por su distanciamiento de la representación eléctrica de la red, suponiendo un modelo de transporte

como base del mecanismo de prorrateo. Otra virtud es que presenta la característica positiva de evitar la ambigüedad del tratamiento de aportes en flujos en sentido contrario usuales en las metodologías basadas en factores de distribución, al definir sólo aportes en el sentido del flujo base, o sea, no considera contraflujos.

5.4.4. Método de las Corrientes

Flujo de potencia

En primer lugar se extraen desde el flujo de potencia en DigSILENT todas las corrientes complejas y los voltajes en barras (también complejos), los que se presentan en la Tabla 5.16 y Tabla 5.17 a continuación.

Tabla 5.16: Resultado de flujo de potencia AC en líneas

Línea #	Corriente de línea [A]		
	Re	Im	Aparente
1	256.02	96.51	273.61
2	160.89	12.76	161.40
3	129.52	-16.91	130.62
4	138.39	-9.83	138.74
5	162.4	52.59	170.70
6	53.59	47.62	71.69
7	-21.45	50.42	54.79

Tabla 5.17: Resultado de flujo de potencia AC en barras

Barra #	Voltaje [kV]		Corriente de carga [A]		Corriente de generador [A]	
	Re	Im	Re	Im	Re	Im
1	110.00	0.00	0.00	0.00	416.91	109.27
2	109.94	-3.56	103.22	-55.85	278.03	-95.03
3	107.28	-8.09	234.75	-98.42	0.00	0.00
4	107.44	-8.51	211.49	-43.62	0.00	0.00
5	109.71	-8.01	310.26	-75.28	172.11	-136.67

Algoritmo

Los pasos para implementar este algoritmo en Matlab® se detallan a continuación:

- 1) Construir vectores de voltajes complejos en barras; corrientes complejas por generadores, cargas y líneas.
- 2) Construir matriz *BLIM* (*Bus-Line Incident Matrix*) que determina la topología del sistema, es decir los extremos de cada línea y el sentido de flujo de potencia por ellas.
- 3) Construir vectores de barras de carga y barras de generación.
- 4) Calcular el vector de impedancias de línea y el vector de impedancias de carga, según fórmulas indicadas anteriormente, para luego construir el vector completo de impedancias de tamaño $n_l + n_c$.
- 5) Calcular el vector de impedancias equivalentes.
- 6) Calcular número de incógnitas del problema como $n_i = (n_l + n_c) \cdot n_g$.
- 7) Calcular vector k_{lG} de términos independientes del sistema lineal de ecuaciones.
- 8) Calcular matriz auxiliar de coincidencia entre líneas/cargas y líneas precedentes.
- 9) Calcular matriz **K** del sistema lineal.
- 10) Invertir matriz **K** y multiplicar la inversa por el vector k_{lG} para resolver el sistema y encontrar corrientes incógnitas del problema.
- 11) Calcular prorrata de los generadores de acuerdo a la corriente aparente que aportan en el flujo de cada línea.

Resultados

En esta sección se muestran las variables más relevantes que calcula el método y de hecho se presentan en el mismo formato que [9] por si se desea ahondar o comparar con los autores. La Tabla 5.18 muestra las impedancias de líneas, de cargas y equivalentes en barras resultantes del algoritmo, para la condición de operación dada. A continuación la Tabla 5.19 contiene el resultado más importante del método que corresponde a las contribuciones de corrientes complejas en las líneas debido a cada generador. Finalmente se calculan las corrientes aparentes a partir de dicha tabla y con ello se calculan las prorratas que son presentadas en la Tabla 5.20.

Tabla 5.18: Impedancias calculadas

Línea #	Zi de líneas [Ohm]		Carga #	Zi de cargas [Ohm]		Barra #	Zeq de barras [Ohm]	
	Re	Im		Re	Im		Re	Im
1	0.2172	-0.0819	2	0.4840	0.2420	1	0.1425	-0.0374
2	0.3923	-0.0311	3	0.2315	0.0772	2	0.1188	0.0028
3	0.4839	0.0473	4	0.2859	0.0357	3	0.2111	0.0210
4	0.4574	0.0176	5	0.1962	0.0327	4	0.2859	0.0357
5	0.3500	-0.1260				5	0.2191	0.0028
6	0.6026	-0.6226						
7	-0.5302	-1.0307						

Tabla 5.19: Contribuciones de corriente de generadores

Línea #	Generador 1		Generador 2		Generador 5	
	Re	Im	Re	Im	Re	Im
1	256.02	96.51	0.00	0.00	0.00	0.00
2	160.89	12.76	0.00	0.00	0.00	0.00
3	64.15	18.92	66.07	-28.17	0.00	0.00
4	66.83	24.07	71.81	-25.73	0.00	0.00
5	65.14	58.28	93.79	3.75	0.00	0.00
6	28.13	48.01	15.45	8.40	0.00	0.00
7	-15.50	5.71	-8.94	15.32	7.56	40.85

Tabla 5.20: Método de las Corrientes: Prorrata de generadores

Línea #	Generador 1	Generador 2	Generador 5
1	100%	0%	0%
2	100%	0%	0%
3	48%	52%	0%
4	48%	52%	0%
5	48%	52%	0%
6	76%	24%	0%
7	22%	23%	55%

Al observar la Figura 5.8 y compararlo con las figuras análogas del Método de Grafos y del Método Nodal, puede observarse que las prorratas en cada línea son prácticamente idénticas. Más aún, el pago total de los tres generadores que muestra la Figura 5.9 es exactamente idéntico en los tres métodos, este y los dos anteriores.

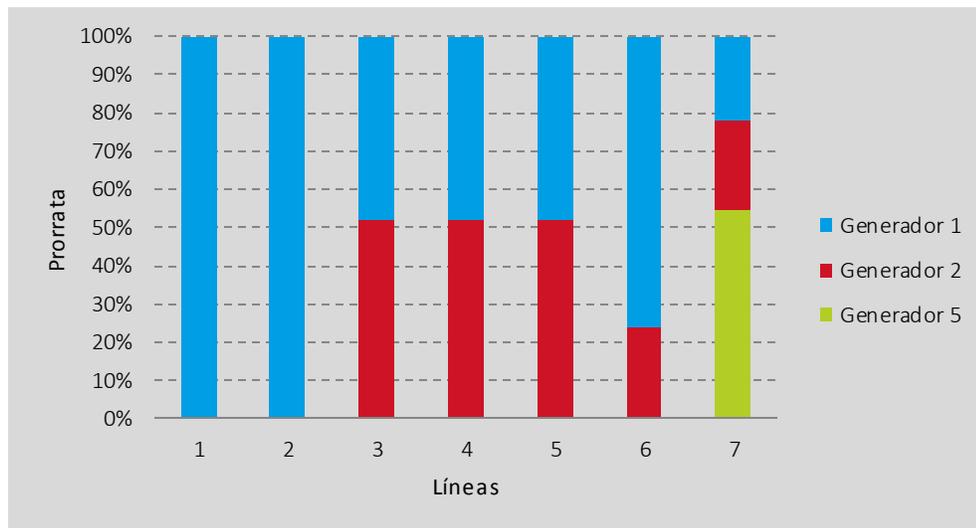


Figura 5.8: Método de las Corrientes: Prorrata de generadores

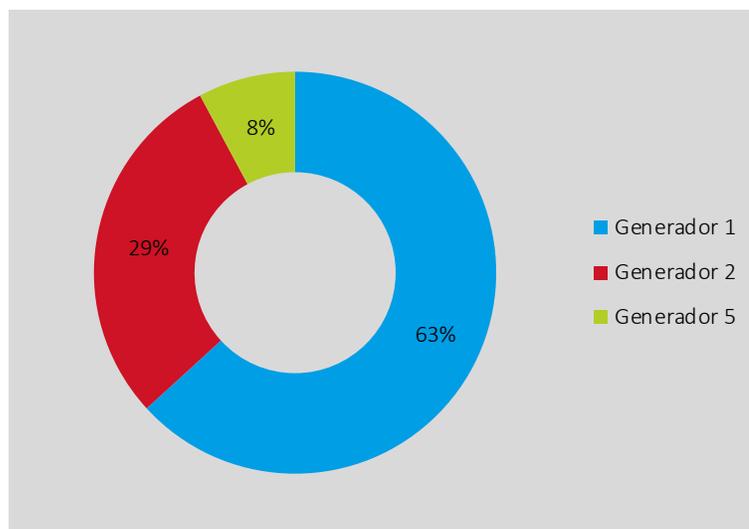


Figura 5.9: Método de las Corrientes: Pago total de generadores

Discusión

El Método de las Corrientes, llamado así precisamente por la forma en que funciona al calcular cuánta de la corriente inyectada por cada generador fluye por cada línea y cada carga, tiene una sólida fundamentación eléctrica y es simple de implementar. Una posible ventaja de

este método, aunque no se exhibe con el ejemplo analizado, es la precisión que puede tener en sistemas muy enmallados, hecho que no siempre es bien abordado por otras metodologías. Por otro lado, este método tampoco depende de la barra de referencia escogida y sí depende de la condición de operación, por lo que al igual que en los anteriores, si una línea opera en vacío no será pagada.

Cabe destacar que los resultados obtenidos son prácticamente los mismos que en los dos métodos anteriores, a pesar de que este último no hace uso del principio de proporcionalidad. De cualquier manera, estos tres métodos que han sido planteados por diferentes autores y basados en distintos supuestos, entregan resultados muy similares entre ellos y a su vez bastante distintos respecto del Método GGDF, lo que incita a pensar que este último posiblemente pierda algo de exactitud al ganar en la simpleza que lo caracteriza.

5.5. Otras condiciones de operación

Para complementar el análisis de los esquemas modelados se procedió a simular en DigSILENT un total de 54 condiciones de operación distintas. Esto es de utilidad para ver si los algoritmos desarrollados tuvieron fallas en la implementación, lo que a su vez permite corroborar que los resultados ya analizados en la condición de operación base son correctos. Las condiciones o estados de la red analizados fueron los siguientes:

- Condición base (1 condición de operación)
- Multiplicación de cada carga por separado por factores 1.75, 1.50, 1.25, 0.75, 0.50, 0.25 y 0.00 (28 condiciones de operación)
- Multiplicación de cada generador por separado –a excepción del generador en la barra slack– por factores 1.75, 1.50, 1.25, 0.75, 0.50, 0.25 y 0.00 (14 condiciones de operación)
- Multiplicación simultánea de todas las cargas por factores 1.75, 1.50, 1.25, y 0.75 (4 condiciones de operación)
- Multiplicación simultánea de todos los generadores –a excepción del generador en la barra slack– por factores 1.75, 1.50, 1.25, 0.75, 0.50 y 0.25 (6 condiciones de operación)
- Despacho promedio de generadores –a excepción del generador en la barra slack– y consumo de cargas respecto a todas las condiciones anteriores (1 condición de operación)
- Además en esta oportunidad se utilizaron los costos de las líneas presentados en la Tabla 5.1, de modo que la prorrata porcentual calculada para cada generador se tradujo en un pago monetario efectivo.

Resultados

Los resultados más relevantes de haber simulado dichas 54 condiciones de operación para luego aplicar cada metodología en cada una de ellas fueron los siguientes:

Certeza de las metodologías

Las metodologías respondieron coherentemente y de manera precisa. Esto significa que para cada estado de la red, es decir para diversos sentidos y flujos de potencia en cada elemento del sistema reducido, los pagos asignados a los generadores cubrían la totalidad del costo de las líneas de transmisión.

La única excepción a ello fue el Método de Grafos, que entregaba valores de pago distintos al valor total del sistema. Por ejemplo, el costo total de las líneas asciende a 3,315 MUS\$ mientras que dicho método entregó un pago total de 3,400 MUS\$ para la condición de operación en que las cargas se multiplicaban simultáneamente por un factor de 1.75. Otro caso clave es la condición en que se anula el consumo de la carga en la barra 5 y el método concibe un pago total de 2,578 MUS\$, muy por debajo del valor real.

A diferencia de este último, los otros tres métodos entregan para cada condición de operación un pago exacto de 3,315 MUS\$. Algunas explicaciones a esta falla del Método de Grafos son que probablemente necesite un mayor uso de decimales a lo largo de su algoritmo para mejorar la precisión. Por otro lado, sin duda existe un problema en las condiciones de borde en la implementación del método ya que exhibe errores cuando existen variaciones extremas en la carga de la barra 5, justamente cuando el algoritmo “recorre” el grafo a través de las cargas, dejando en este caso la barra 5 para el final.

Similitudes

Tal como se mencionó anteriormente, existe y se sigue manteniendo la similitud entre los resultados del Método Nodal y el Método de las Corrientes, pero dejando ahora de lado el Método de Grafos (por lo recién explicado).

El Método GGDF sigue siendo el disidente en los pagos que entrega. Si bien cumplen a la perfección con la cobertura de costos del sistema, la prorrata entre los generadores es muy distinta a la obtenida con los demás métodos.

Condición promedio

Un resultado interesante se observa en relación a la última condición de operación listada, en adelante la “condición promedio”. Cabe recordar que esta condición de operación surge de promediar las potencias de los generadores y de las cargas (así como también las corrientes de ellos para método homónimo) y a continuación ejecutar el flujo de potencia en DigSILENT para conocer los flujos por las líneas.

En primer lugar, los pagos que entrega cada uno de los métodos para esta condición son muy similares a los de la condición base. Esto es más bien esperado, puesto que los estados de la red fueron construidos *en torno* a la condición de operación, en lo relacionado a los factores multiplicadores de cargas y generadores, que son en torno a 1.00 (varían de 0.00 hasta 1.75 de forma equidistante). Sin embargo, lo interesante es que lo siguiente: a pesar de que la distribución de pagos puede llegar a ser muy distinta para una u otra condición de operación, al promediar los pagos por las líneas en todas ellas, el resultado obtenido es sumamente cercano al de la condición promedio.

En síntesis, la hipótesis planteada con esta observación es que si fuera extrapolable a cualquier sistema y a un número mucho mayor de condiciones analizadas (digamos, 8760 condiciones que equivalen a las horas en un año), daría lo mismo para estos métodos simular el pago en cada una de las condiciones y luego promediar los pagos, que generar la “condición promedio” y ejecutar sólo una vez la metodología correspondientes para conocer las prorratas. Lógicamente, la última opción resulta ser mucho más conveniente en términos del esfuerzo necesario, hipótesis que será utilizada en el capítulo siguiente al modelar un sistema real.

Por completitud y a modo de cierre del capítulo, se muestran a continuación los gráficos de los pagos monetarios efectuados para el Método GGDF y el Método de las Corrientes, en la condición de operación promedio.

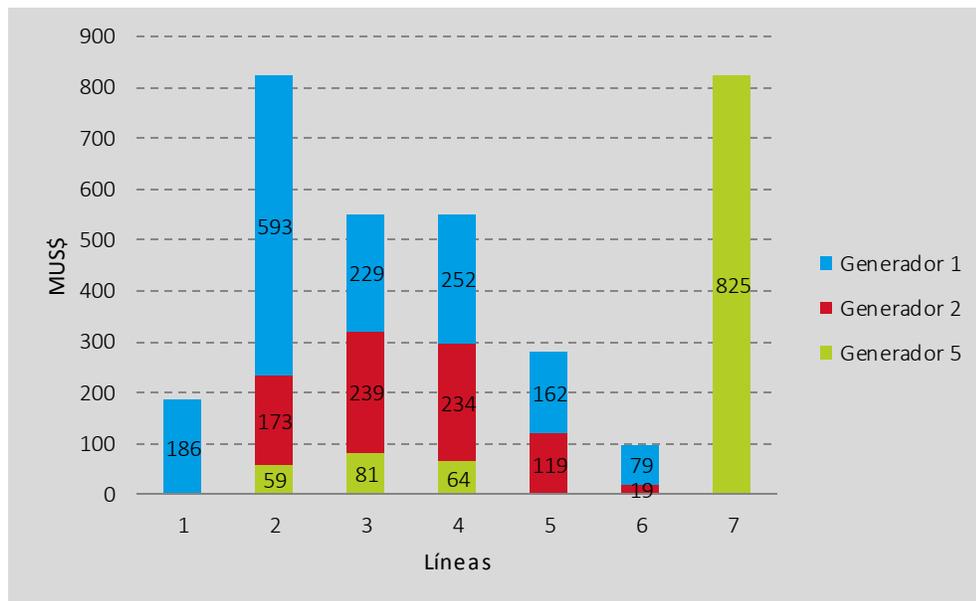


Figura 5.10: Método GGDF: Pago de generadores por uso de cada línea

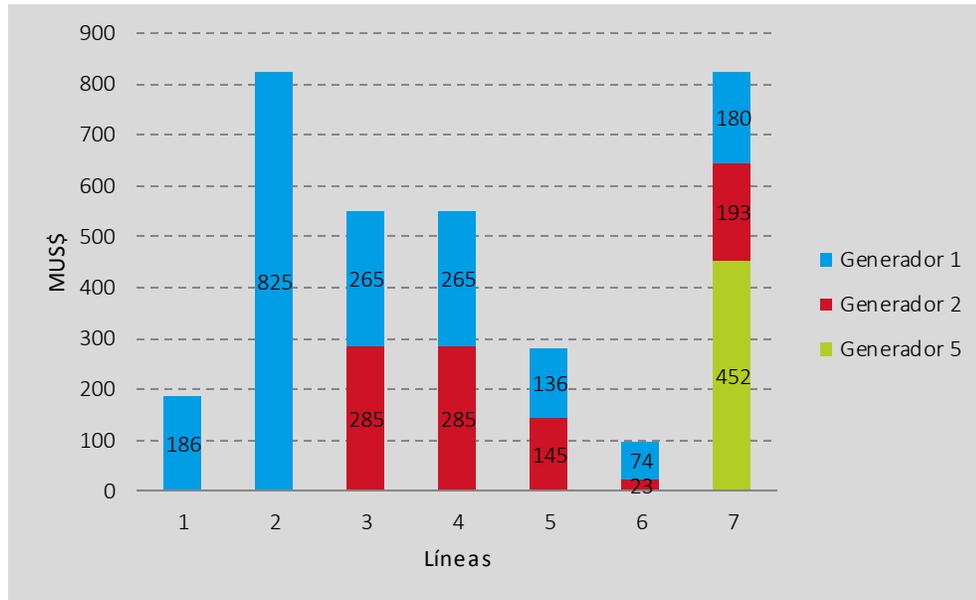


Figura 5.11: Método de las Corrientes: Pago de generadores por uso de cada línea

CAPÍTULO VI

MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN EN EL SIC-3

Luego de haber evaluado en un sistema reducido los métodos de mayor interés, se prosiguió a seleccionar un sistema más complejo para la simulación de ellos y su posterior análisis. En este capítulo se detalla el proceso de modelamiento del sistema escogido y la aplicación del Método GGDF y del Método de las Corrientes.

6.1. Elección del sistema

Para elegir el sistema que sería modelado, se debía contar básicamente con dos fuentes de información indispensables para poder llevar a cabo la simulación de los métodos:

- 1) Un proyecto DIgSILENT PowerFactory® (en adelante “el Proyecto DS”) para efectuar los flujos de potencia; y
- 2) El listado de líneas de transmisión con sus respectivos costos (en adelante “la Base de Datos MDB”).

Para ello se realizó una búsqueda de modelos dentro de los estudios presentados por las empresas consultoras de subtransmisión y publicados por la CNE; paralelamente se buscaron bases de datos de los costos de las líneas en los mismos estudios. De esta búsqueda, se llegó a la conclusión de que el sistema de subtransmisión SIC-3 presentaba estas dos fuentes de datos y además representaba una buena oportunidad de modelación por ser un sistema muy enmallado (de hecho el más enmallado de todos) pero que también posee un buen número de centrales generadoras que inyectan su producción en él.

A través de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile se pudo conseguir el proyecto DIgSILENT actualizado y completo del SIC, proveniente del CDEC-SIC. A pesar de que puede estar mejor modelado que el de la empresa consultora del SIC-3, este corresponde al año 2013, por tanto las instalaciones y condiciones de operación modeladas son menos adecuadas a la base de datos encontrada sobre los costos de las líneas. Es por ello que se utilizó como fuente a la empresa consultora *Kema* a través del sitio web de la CNE.

6.2. Supuestos

El Proyecto DS está modelado lo más fiel posible a la realidad, es decir considera todo tipo de elementos usados en un sistema eléctrico desde los más básicos como barras, cargas, generadores y líneas de transmisión hasta otros más complejos o menos considerados directamente al momento de idear un esquema de tarificación, como son los equipos de compensación, las interacciones con redes vecinas a través de inyecciones externas o los sistemas de protección.

Esto representa una complejidad a la hora de tomar los datos de salida del Proyecto DS e ingresarlos como datos de entradas a los algoritmos confeccionados y detallados en el Capítulo 5. Por ende es necesario “traducir” el resultado del flujo de potencia obtenido desde el Proyecto DS para que pueda ser ingresado válidamente a los algoritmos de simulación. Para ello entonces se llevaron a cabo una serie de supuestos simplificadorios de modo que pudiera simularse una tarificación del sistema escogido, respetando lo más posible el modelo real de la red pero a su vez adaptándolo a los datos de entrada de las metodologías en cuestión.

A continuación se explican los supuestos utilizados.

6.2.1. De las instalaciones

- El Proyecto DS utilizado es llamado fue “Chilectra_Inv_2010_updatedByKEMA20100715.dz”.
- La Base de Datos MDB de instalaciones es llamada “ResultadosSistemaSIC_3.mdb”.
- En el Proyecto DS se utilizó el caso de estudio llamado “Inv 2010 (Caso Base)”, el cual posee las siguientes redes:
 - “Chilectra”, que representa el sistema SIC-3 completo, y
 - “Sistema 500 kV” que representa la conexión de dicho sistema con el resto del SIC.
- Cuando hubieron discrepancias entre las instalaciones del Proyecto DS y la Base de Datos MDB, se mantuvo siempre el modelo del Proyecto DS, por lo tanto esas instalaciones fueron las utilizadas finalmente en el modelo. Asimismo, se mantuvieron los nombres originales de los elementos en caso que se quisiera replicar los resultados.
- En la Base de Datos MDB se consideraron las instalaciones a diciembre de 2009, que corresponde al año base del estudio de subtransmisión.
- Sólo fueron considerados en los elementos con estado “En Servicio” del Proyecto DS. Para el caso de los *switch* sólo se consideraron los en estado “Cerrado”.

Redes

- Para asegurar la convergencia del flujo de potencia se consideraron en las simulaciones las instalaciones de ambas redes, vale decir aquellas de la red *Chilectra* y de la red *Sistema 500 kV*.

Centrales generadoras

- El Proyecto DS representa a las centrales generadoras como redes de inyección externas (conocidas como elementos *Xnet* en DigSILENT) y no como máquinas sincrónicas. Además hay veces en que estas redes equivalentes agrupan varios generadores o están conectados en barras distintas a las especificadas en la base de datos. Por todos esos inconvenientes, se optó por eliminar estos elementos y sustituirlos por generadores sincrónicos para cada una de las centrales especificadas en la base de datos. En los casos en que no existía en el modelo la barra correspondiente, se optó por conectar ese generador a la barra más cercana existente.

Tramos de línea

- Además de las líneas de transmisión propiamente tal, también se consideraron como tramos a pagar los transformadores de 2 y 3 enrollados (por ello el supuesto anterior de este último elemento). Esto se decidió así pues para efectos de las metodologías de tarificación estos últimos son simplemente elementos de dos terminales y por tanto pueden considerarse como tramos de línea.
- Los transformadores de 3 enrollados se consideraron como elementos de dos terminales, siendo estos el enrollado de alta tensión y el de media tensión, sin utilizar el de baja tensión.
- Por completitud también se consideraron los condensadores serie y los *switch* (interruptores o desconectores) como elementos de dos terminales, aunque no se valorizaron para el pago del sistema. Cabe destacar que la importancia de considerar la existencia de los *switch* radica en las numerosas barras dobles conectadas a través de estos elementos, que de lo contrario una de ellas hubiera figurado como aislada del sistema.
- Para los tramos de línea distintos a las líneas de transmisión se asumió una reactancia casi nula de 0.0001 Ohm.

6.2.2. Del costo del sistema

- El costo total AC [US\$] utilizado para los tramos valorizados aparece en la última columna de la Base de Datos MDB y corresponde al total entre:
 - AVI [US\$]: Anualidad del Valor de Inversión
 - COMA [US\$]: Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

- BMI [US\$]: Bienes Muebles e Inmuebles
- Además de las líneas de transmisión también fueron considerados los costos de los transformadores de 2 y 3 enrollados dado que se poseía información relacionada en la Base de Datos MDB y porque representan una parte importante del costo total del sistema.
- Para asignar un costo a cada tramo utilizado del Proyecto DS, no fue posible correlacionar uno a uno sus elementos con los existentes en la Base de Datos MDB. Es por ello que se utilizó una aproximación en los costos, como se explica a continuación: Considérese como ejemplo las líneas presentadas en la Tabla 6.1 y en la Tabla 6.2.

Tabla 6.1: Ejemplo de línea de la Base de Datos MDB

Tramo Nombre	Tensión Diseño [kV]	Tramo Long [km]	Capacidad Máxima [MVA]	AC [US\$]
Las Vegas 110 -> Punta de Peuco 110 I	110	37.3	191	1,364,825

Tabla 6.2: Ejemplo de línea del Proyecto DS

Línea Nombre	Tensión [kV]	Longitud [km]	Corriente Nominal [kA]
TREIN_1_REINA110_1	110	5.2	1.362

- El problema con la línea *Las Vegas 110 -> Punta de Peuco 110 I* es que no coincide exactamente con alguna de las líneas presentes en el Proyecto DS, aunque sí existen algunas con características similares. Viceversa entre las bases de datos, lo mismo ocurre con la línea *TREIN_1_REINA_110_1* del Proyecto DS. Una opción entonces hubiera sido correlacionar los más cercanamente posible cada línea, pero se tenía dos inconvenientes: 1) no calzaba la longitud total de las líneas de cada base de datos y 2) no se poseía la misma característica eléctrica como la capacidad en MVA o la corriente nominal en MVA. Es por ello que se optó por lo siguiente:
 1. En la Base de Datos MDB calcular el total de $[AC_US\$]$ entre todas las líneas.
 2. En el Proyecto DS, calcular el valor unitario de $[kV \cdot km \cdot kA]$ entre todas las líneas.
 3. Calcular el costo unitario con la fórmula $[AC_US\$/kV \cdot km \cdot kA]$.
 4. Multiplicar para cada línea este costo unitario con su valor unitario de $[kV \cdot km \cdot kA]$ y obtener su costo $[AC_US\$]$ particular.

Haciendo este proceso se asegura obtener una buena aproximación del costo de cada línea utilizada del Proyecto DS y se obtiene el mismo costo total que en la Base de Datos MDB.

- Se llevó a cabo un procedimiento análogo para los transformadores de 2 y 3 enrollados.

6.2.3. De las metodologías de tarificación

En las simulaciones, se considera que los generadores pagan la totalidad del costo de subtransmisión, asimilado a un esquema “100-0” entre generadores y cargas, respectivamente. De esta manera se muestran más claramente los resultados para un supuesto esquema en que los generadores financian la totalidad del sistema. En un trabajo futuro esto podría dividirse de acuerdo a la participación que hacen las cargas en cada línea del sistema, lo cual es perfectamente aplicable en ambos métodos simulados.

6.3. Descripción general del SIC-3

El Sistema de Subtransmisión SIC-3 forma parte del SIC y está conformado por subestaciones y líneas de transmisión, en doble y simple circuito, en niveles de tensión de 220, 110 y 44 kV, ubicadas en el área de la Región Metropolitana de Santiago. El SIC-3 comprende instalaciones de las empresas Chilectra, Transelec, CGE Transmisión, Empresa Eléctrica de Puente Alto, Sociedad del Canal del Maipo, AES Gener, Pehuenche y Empresa Eléctrica Puntilla. La Figura 6.1 muestra una vista general del área servida por el SIC-3.

Los propietarios de las instalaciones del SIC-3 son empresas dedicadas a diversas actividades del servicio eléctrico, en su mayoría al transporte y distribución de energía. El sistema recibe inyecciones de energía en las subestaciones de interconexión con el sistema troncal y a través de centrales de generación directamente conectadas al mismo. Los retiros de energía se realizan en barras donde se conectan instalaciones del sistema de transmisión adicional, de sistemas de distribución o clientes libres.

Los límites geográficos del SIC-3 se pueden establecer de acuerdo con las siguientes instalaciones: S/E Polpaico por el Norte, S/E Alto Jahuel por el Sur, S/E Cerro Navia por el Oeste y S/E Los Almendros por el Este.

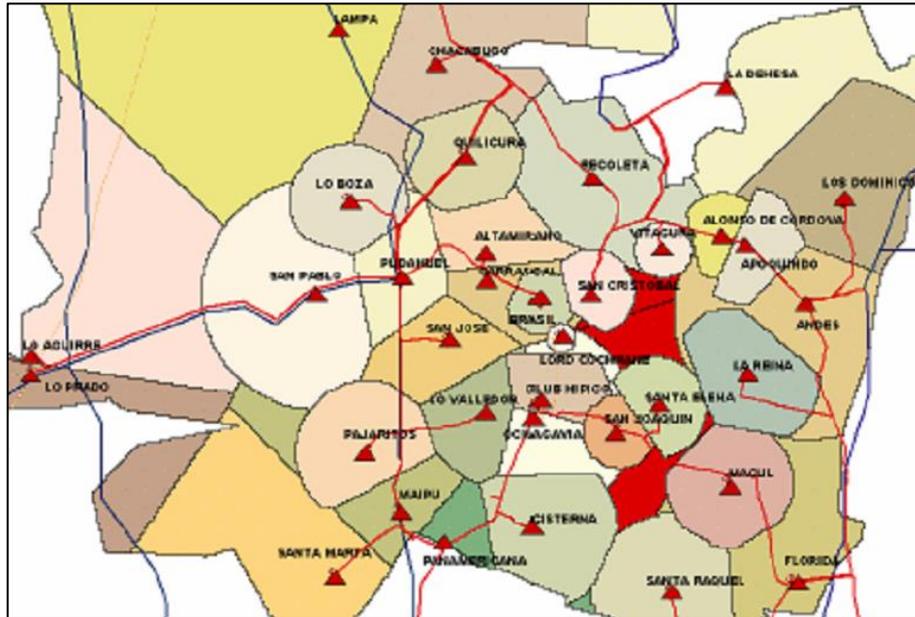


Figura 6.1: Vista aérea general del SIC-3⁸

El SIC-3 es un sistema de subtransmisión en su gran mayoría enmallado, por lo cual los flujos por sus líneas no dependen sólo de la localización de las demandas, como ocurre en un sistema radial, sino que también dependen de condiciones operacionales externas, como la hidrología y la operación de centrales generadoras locales.

En la Figura 6.2 se muestra el diagrama unifilar del sistema SIC-3, que corresponde a la red *Chilectra* del Proyecto DS.

⁸ Fuente: [18]

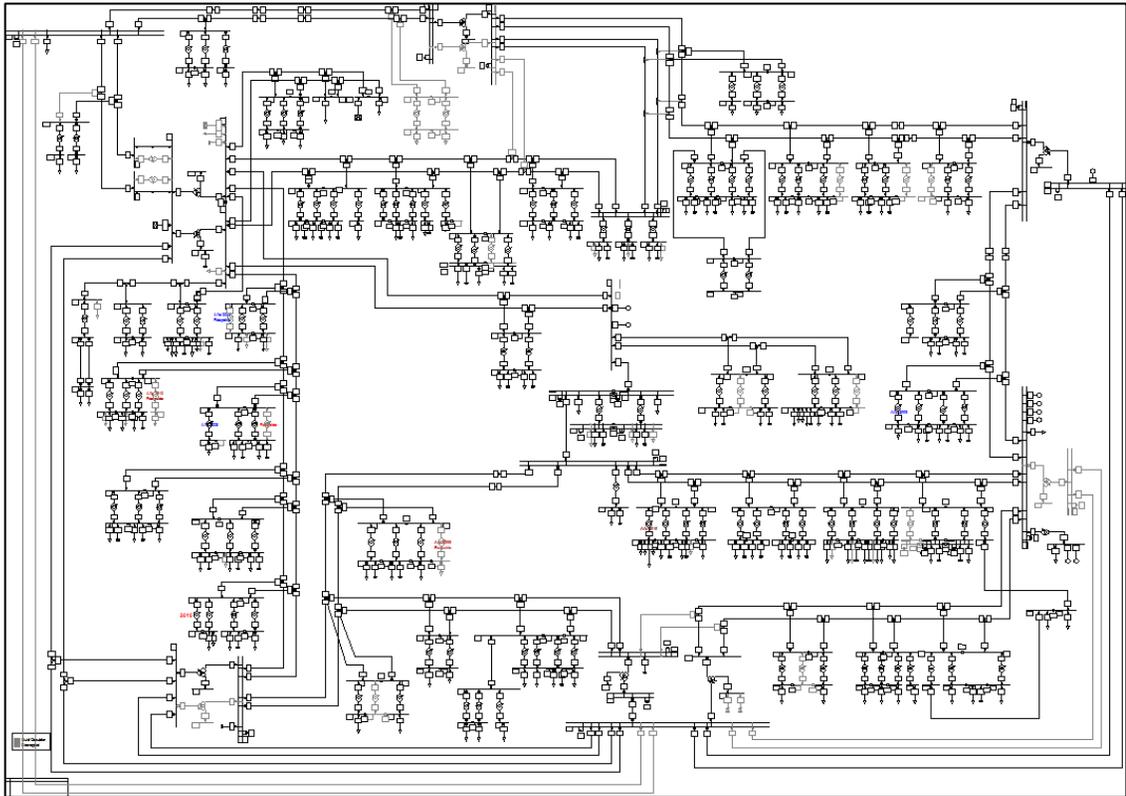


Figura 6.2: Sistema SIC-3 en DigSILENT⁹

6.4. Instalaciones

A continuación se describen las componentes del sistema modelado, en la manera que fueron introducidos como datos de entrada a los algoritmos de tarificación. En el Anexo A1 se puede encontrar el detalle de todos los elementos utilizados con el resultado del flujo de potencia.

6.4.1. Nodos

Se contabilizaron un total de 360 nodos en el sistema entre barras y taps, en conjunto para las dos redes mencionadas del Proyecto DS. A pesar de que el SIC-3 posee sólo niveles de tensión 220 kV, 110 kV y 44 kV, el Proyecto DS también presentaba barras en tensiones menores, como como 12 kV y 23 kV. Ante ello, y nuevamente para respetar el modelo, se mantuvieron tal cual las tensiones de dichos nodos, sin modificarlos.

⁹ Fuente: [18]

6.4.2. Retiros

Existen dos tipos de usuarios que retiran energía del SIC-3, el primero corresponde a empresas dedicadas al transporte y distribución de energía para el suministro de sus clientes, el segundo, corresponde a clientes libres que retiran energía directamente de las redes del sistema de subtransmisión.

La empresa consultora a cargo del SIC-3 indica que respecto a las empresas de transporte y distribución, la principal es Chilectra con 51 puntos de retiro de energía, seguida por CGE Distribución con retiros en 11 puntos y EEPA con 3 puntos.

Para el modelo utilizado, sin embargo, se consideran un total de 138 cargas que se encuentran en servicio. Además de las cargas, en el Proyecto DS existían un sinnúmero de equipos de compensación reactiva entre condensadores y reactores *shunt*. Siguiendo en la misma línea anterior de respetar el modelo y asegurar la convergencia, se aprovechó el hecho de que estos son elementos de un terminal y se asumió que pueden ser considerados como cargas que sólo inyectan o absorben potencia reactiva, lo que va dado por el signo de la potencia y las corrientes en el flujo de potencia. De esta forma se contabilizaron un total de 63 equipos de compensación entre las redes *Chilectra* y *Sistema 500 kV*, llegando así a un total de 201 retiros para efectos del modelo.

6.4.3. Inyecciones

En primer lugar, se consideraron las siguientes 9 centrales generadoras de la Tabla 6.3, indicando la barra a la que está inyecta cada una, la potencia instalada y el propietario. Se puede observar además que se consideran cuatro empresas propietarias de medios de generación: 1) AES Gener S.A., 2) Sociedad del Canal del Maipo, 3) Sociedad Eléctrica Santiago y 4) Eléctrica Puntilla S.A.

Tabla 6.3: Centrales generadoras del SIC-3

Central	Barra	Propietario	Potencia [MW]
Alfalfal	ALMEN220_1	AES Gener S.A.	177.64
El Rincón	FLORI12_1	Sociedad del Canal del Maipo	0.30
Florida	FLORI12_1	Sociedad del Canal del Maipo	29.00
Maitenes	FLORI110_2	AES Gener S.A.	30.90
Nueva Renca	RENCA110_1	Sociedad Eléctrica Santiago	370.88
Puntilla	FLORI110_2	Eléctrica Puntilla S.A.	22.13
Queltehues	FLORI110_2	AES Gener S.A.	48.84
Renca	RENCA110_1	Sociedad Eléctrica Santiago	92.00
Volcán	FLORI110_2	AES Gener S.A	13.99

La Figura 6.3 muestra cómo se distribuyen las potencias recién mencionadas.

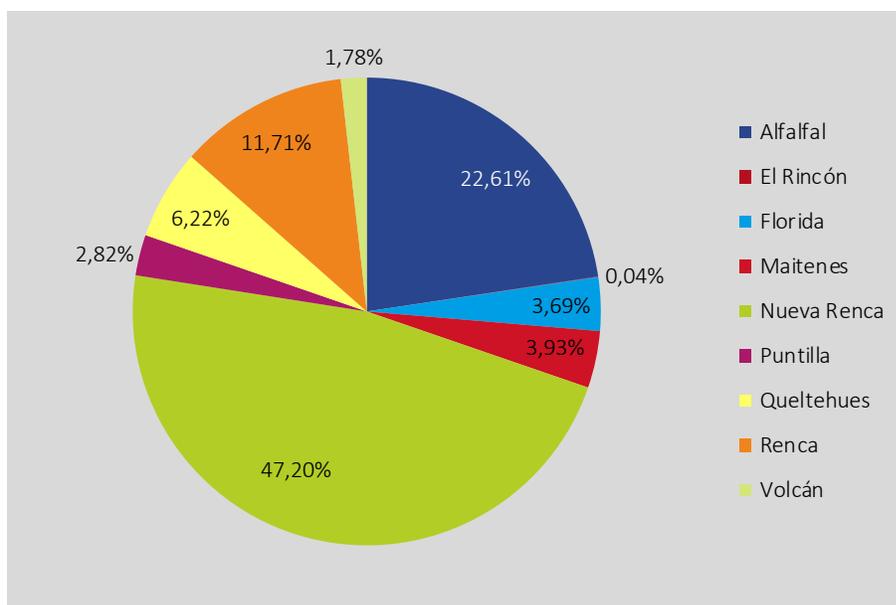


Figura 6.3: Distribución de potencia instalada entre generadores

En segundo lugar, se utilizaron 3 redes de inyección externa al SIC-3, provenientes del Sistema de Subtransmisión SIC-2 (Chilquinta), del sur del SIC-3 (Jahuel 220) y del norte del SIC-3 (SIC Norte).

Tabla 6.4: Inyecciones externas al SIC-3

Inyección	Barra	Potencia [MW]
Equivalente Chilquinta	LVEGA110_1	304.51
Equivalente Jahuel 220	JAHUE220_1	377.51
Equivalente SIC Norte	POLPA220_1	1053.77

Como se explicó en los supuestos, a ojos de las metodologías aplicadas, estas fuentes de inyección se comportan como generadores y por tanto son responsables en parte de los flujos de las líneas, por lo tanto participan también del pago del sistema. Es importante destacar que esto puede parecer incoherente para el funcionamiento actual del Reglamento chileno, pues cada sistema de subtransmisión se considera independiente de los otros para efectos de su financiamiento, considerando sólo a las cargas y generadores pertenecientes a cada uno como los responsables de él. Sin embargo, esta consideración es simplemente el resultado de la aplicación directa de las metodologías, las cuales están pensadas en sistemas aislados que poseen retiros e inyecciones, por lo que omitir las inyecciones externas mencionadas o considerarlas como otro tipo de elemento, sería equivalente a violar el flujo de potencia resultante de la condición de operación del SIC-3 o reinterpretar los esquemas de una manera errónea.

6.4.4. Tramos

Considerados como tramos de línea se contabilizaron los siguientes elementos:

- 229 líneas de transmisión, con tensiones nominales de 20, 44, 110, 220 y 500 kV, cuyas longitudes van desde los pocos metros hasta los 241.4 km, con corrientes nominales entre los 0.4 y 2.7 kA;
- 121 transformadores de 2 enrollados, con capacidades nominales entre 20 y 750 MVA;
- 9 transformadores de 3 enrollados, con capacidades nominales de 375, 390, 400 y 750 MVA;
- 33 *switch*; y
- 1 condensador serie perteneciente a la red *Sistema 500 kV* y conectado entre los nodos TANCOA500_1B y TANCOA500_1A.

6.5. Costo del sistema

A continuación en la Tabla 6.5 se resume el costo total calculado para el sistema modelado.

Tabla 6.5: Costo total del Sistema SIC-3

Elemento	Costo total [US\$]
Líneas de transmisión	48,224,695
Trafos de 2 enrollados	41,315,615
Trafos de 3 enrollados	5,891,808
SIC-3	95,432,118

6.6. Condición de operación

A diferencia de la simulación en el sistema reducido del Capítulo 5, esta vez se optó por escoger sólo una condición de operación representativa del sistema, apoyado en el análisis realizado en la sección “Condición Promedio” del punto 5.5, acerca de la representatividad de una condición de operación en relación a la aplicación de las metodologías de tarificación. No obstante lo anterior, de todas maneras se presentaba la decisión de *qué* condición de operación elegir entre las miles posibles dentro del horizonte de estudio de 4 a 10 años, como es planteado en la ley.

Se decidió entonces utilizar la condición de demanda dada por el escenario base (año 2009) para las cargas y la máxima inyección de potencia de las centrales generadoras, utilizando la barra ANCOA500_1 de la red *Sistema 500 kV* como barra slack dado que ahí está conectada la inyección equivalente del SIC Sur, dónde proviene el mayor flujo de potencia activa. Además, dicha barra es la seleccionada como slack por defecto en el Proyecto DS.

6.7. Resultados

Luego de todas las consideraciones de modelación y simulación anteriores se procedió a correr los algoritmos Matlab de las metodologías mencionadas, obteniéndose el resultado de los pagos efectuados por cada generador. A continuación en la Tabla 6.6 aparece en la primera columna el listado de todas las inyecciones, separando los 9 generadores al principio, de las 3 inyecciones externas modeladas; en las columnas siguientes aparecen los resultados obtenidos para cada método, separados en tres columnas que indica lo siguiente:

- Pago: correspondiente a la prorrata de todos los tramos de línea;
- A: porcentaje de pago de cada generador con respecto al pago total de los 9 generadores modelados; y
- B: porcentaje de pago de cada inyección, vale decir generadores e inyecciones externas, con respecto al total de las 12 inyecciones modeladas.

Finalmente, en la última fila se indica el pago total recaudado por las inyecciones de todo el sistema SIC-3.

Se observa en primer lugar que el pago total del sistema para ambos métodos es distinto del costo del SIC-3 descrito en el punto 6.5, vale decir de US\$ 95,432,118. Esto que representa una diferencia promedio para ambos métodos de alrededor de US\$ 2,700,000 se explica directamente porque ninguno de ellos considera el pago en los tramos donde el flujo de potencia es nulo, o dicho de otra manera, que operan abiertos. Es el caso de los tramos presentados en la Tabla 6.7 donde se indica además el costo de cada uno. Se observa que el costo total de ellos equivale a esta diferencia mencionada.

Tabla 6.6: Resultados de las simulaciones en el SIC-3

Inyección	Método GGDF			Método de las Corrientes		
	Pago	A	B	Pago	A	B
Alfalfal	5,602,586	22.3%	6.0%	3,757,637	22.9%	4.0%
El Rincón	10,013	0.0%	0.0%	31,349	0.2%	0.0%
Florida	971,628	3.9%	1.0%	3,042,066	18.5%	3.3%
Maitenes	904,552	3.6%	1.0%	420,486	2.6%	0.5%
Nueva Renca	12,107,091	48.3%	13.1%	6,415,149	39.1%	6.9%
Puntilla	647,805	2.6%	0.7%	301,135	1.8%	0.3%
Queltehues	1,429,579	5.7%	1.5%	664,548	4.0%	0.7%
Renca	3,004,106	12.0%	3.2%	1,591,777	9.7%	1.7%
Volcán	409,372	1.6%	0.4%	190,299	1.2%	0.2%
TOTAL GENERADORES	25,086,732	100.0%	27.1%	16,414,445	100.0%	17.7%
Eq. Chilquinta	10,846,148		11.7%	22,062,830		23.8%
Eq. Jahuel 220	15,733,079		17.0%	26,448,438		28.5%
Eq. SIC Norte	40,971,685		44.2%	27,964,499		30.1%
TOTAL INYECCIONES	92,637,644		100.0%	92,890,211		100.0%

Con respecto a la recaudación, con el Método GGDF se recauda el 97.07% del costo total y con el Método de las Corrientes el 97.34%, lo que equivale a una diferencia de US\$ 252,567. Esto se explica debido a las líneas “Lne_210_VITAC_1_LEONE110_1” y “Lne_211_VITAC_1_LEONE110_1”, las que poseen flujos de potencia prácticamente nulos; lo que ocurre es que la potencia a través de ellas es 0.00 MW sin embargo al ver sus corrientes estas no son nulas, sino que valen 0.34 A. En pocas palabras, es simplemente un problema numérico relacionado con la cantidad de decimales que se utilizan, pero que a pesar de ser corrientes muy pequeñas, el Método de las Corrientes asume que estas líneas son utilizadas por alguna inyección y por lo tanto asigna la responsabilidad correspondiente al agente.

Tabla 6.7: Tramos de línea no pagados

Código Tramo	Nombre Tramo	Costo [US\$]
Lne_047	TACAC_2_ACACI110_2	700
Lne_115	TLAMP_2_LAMPA220_1	2,580
Lne_157	TPPEU_1_PPEUC110_1	1,113
Lne_158	TPPEU_2_PPEUC110_2	1,113
Lne_210	VITAC_1_LEONE110_1	126,193
Lne_211	VITAC_2_LEONE110_2	126,193
Lne_212	JAHUEL_1_TJAHUEL500_2	0
Lne_213	JAHUEL_1_TJAHUEL500_2(1)	0
Lne_221	TANCOA_2A_ANCOA500_1	0
Lne_222	TANCOA_3A_ANCOA500_1	0
Tr2_002	TR_ACAC110_23_2	194,145
Tr2_009	TR_ANDE110_12_3	123,922
Tr2_031	TR_CORD110_12_3	256,106
Tr2_049	TR_LAMP220_23_1	276,759
Tr2_050	TR_LAMP220_23_2	165,229
Tr2_053	TR_LEON110_12_1	256,106
Tr2_054	TR_LEON110_12_2	256,106
Tr2_078	TR_QUIL110_12_1	925,285
Tr2_104	TR_SMAR110_23_2	82,615
TOTAL		2,794,165

Otra observación que se puede hacer de los resultados es respecto a la proporción de pago del sistema que le corresponde sólo a los generadores. El Método GGDF les asigna responsabilidad del 27.1%, lo que equivale a decir que de cada US\$ 100,000 del costo total del SIC-3, los generadores debieran hacerse cargo de US\$ 27,100 y el resto es atribuible directamente a las inyecciones externas. Por su parte, el Método de las Corrientes asigna responsabilidad a los generadores de tan sólo el 17.7% del valor del sistema, he ahí la mayor diferencia entre ambos métodos evaluados. Para el funcionamiento actual en Chile de la tarificación de los sistemas de subtransmisión los costos en realidad son repartidos entre los generadores pero también entre las cargas. Por ello esta diferencia mencionada respecto al pago, donde para un método se recaudan US\$ 25,086,732 y para el otro sólo US\$ 16,414,445 de los US\$ 95,432,118 que vale el sistema, debiera ser pagado por los consumos. En síntesis respecto a este punto analizado, el Método de las Corrientes afirma que los generadores

aportan mucho menos flujos en las líneas que las inyecciones externas, con respecto al Método GGDF, lo que significa que los flujos externos al sistema de subtransmisión son mucho más importantes para el primer método que para el segundo.

A continuación en la Figura 6.4 y en la Figura 6.5 se muestra porcentualmente cómo se distribuyen los aportes de cada generador respecto al total recaudado entre ellos, es decir la columna A de la Tabla 6.6.

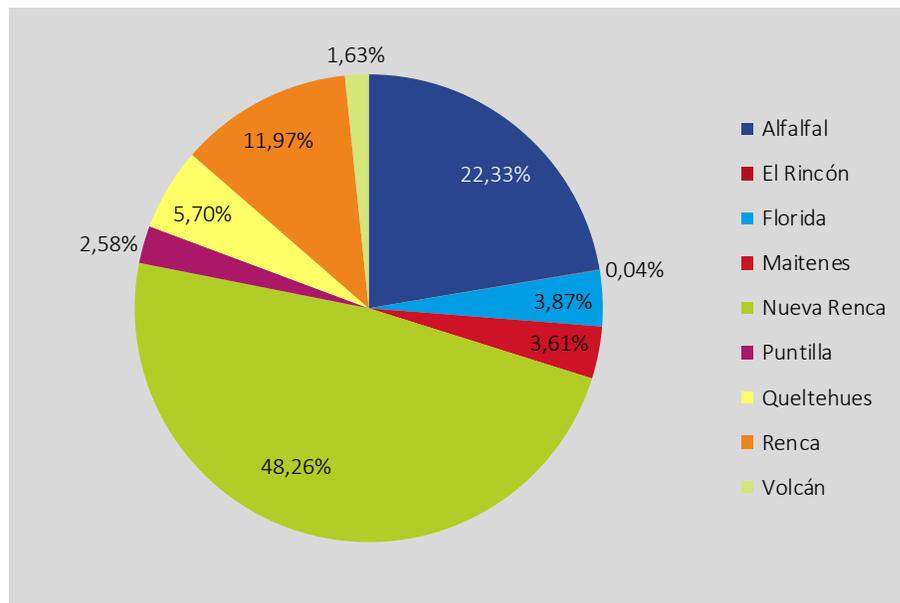


Figura 6.4: Prorrata de generadores con el Método GGDF

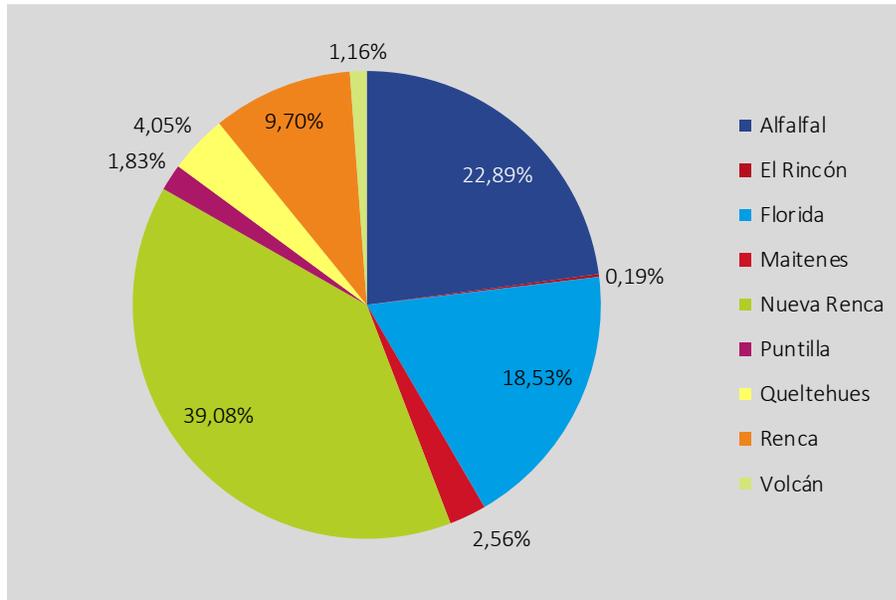


Figura 6.5: Prorrata de generadores con el Método de las Corrientes

Al mirar los gráficos anteriores se denota que las prorratas son muy similares entre los generadores, salvo para las centrales Florida y Nueva Renca, en que la primera aumenta su participación y la segunda la disminuye, para el Método de las Corrientes. Lo interesante de observar es que las prorratas obtenidas con el Método GGDF son sumamente parecidas a la distribución de potencia instalada que se mostró en la Figura 6.3, o en otras palabras, el resultado obtenido con este método sigue muy fielmente la proporción en que los generadores inyectan potencia al sistema.

Finalmente, en la Tabla 6.8 se presentan los pagos totales que debe realizar cada empresa de generación que utiliza las instalaciones del sistema de subtransmisión.

Tabla 6.8: Pago de las empresas generadoras que inyectan al SIC-3

Empresa	Método GGDF	Método de las Corrientes
ELECTRICA PUNTILLA S.A.	647,805	301,135
SOCIEDAD DEL CANAL DE MAIPO	981,640	3,073,414
AES GENER S.A.	8,346,090	5,032,970
SOCIEDAD ELECTRICA SANTIAGO S.A.	15,111,197	8,006,925
	25,086,732	16,414,445

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES

En este trabajo se revisa de manera general el funcionamiento del mercado eléctrico chileno, con énfasis en el negocio de la transmisión de electricidad. En particular se estudia el mecanismo tarifario que se utiliza para financiar los sistemas de transmisión, destacando la metodología definida para asignar responsabilidades de uso de las centrales generadoras que inyectan su producción en los sistemas de subtransmisión, ya sea directamente o a través de sistemas de transmisión adicional.

Junto con lo anterior se identifican algunas problemáticas relacionadas con la metodología vigente. Se observa que en la práctica existen diferentes interpretaciones referentes a dicha metodología, la cual se aplica cada cuatro años para determinar cuánto le corresponde pagar a cada inyección en relación al Valor Anual de Subtransmisión. Al respecto, para determinar la participación de los generadores, se deben identificar previamente los sentidos de flujo resultantes de la operación en cada tramo; si el sentido es hacia el troncal, los tramos en cuestión deben ser financiados por las centrales generadoras, de lo contrario son financiados por los consumos. Es ineludible realizar este análisis previo de la operación, ya que a partir de este se determina entre qué centrales generadoras debe repartirse el financiamiento del tramo en cuestión, lo que se conoce en las Bases como el criterio de mínima distancia eléctrica. Recién en ese momento es posible aplicar el Método GGDF para determinar a prorrata el pago de cada central de acuerdo a los factores GGDF.

Dicho en otras palabras, el criterio de mínima distancia eléctrica restringe el pago de los generadores sólo a una porción de tramos cuyo flujo se dirige al troncal, dejando otros impagos pues identifica una trayectoria única entre el generador y el sistema troncal. El problema radica con más fuerza en sistemas que son más enmallados, donde no es directo determinar cuándo una central generadora se encuentra aguas arriba de un tramo con flujo hacia el troncal o si efectivamente está utilizando ese tramo para evacuar su producción. Es por ello que las empresas consultoras encargadas de los estudios eléctricos han tenido que aplicar métodos propios para resolver estos casos, sin haber un criterio unificado por las Bases que permita eludir estas interpretaciones.

Por otro lado, ocurre que este método no asigna pago a los tramos que tienen flujo de potencia nulo debido a que operan normalmente abiertos, lo que significa un inconveniente

pues podrían ser tramos imprescindibles para la seguridad de la operación, ya que brindan respaldo al sistema y por ende todos los agentes se ven beneficiados.

Se presenta posteriormente una clasificación de esquemas de tarificación de acceso abierto, explicando las características deseables de un buen esquema y definiéndolos por medio de distintos puntos de vista o principios básicos de tarificación. Luego se lleva a cabo una revisión internacional de distintas metodologías de tarificación que han sido propuestas desde mediados de los años 90 hasta la fecha, tratando de abarcar métodos bien conocidos y ampliamente usados en el mundo como también algunos menos estudiados pero que representan soluciones novedosas al problema de asignación de flujos de un sistema eléctrico de potencia.

Se realiza una selección de cuatro esquemas: el Método GGDF (metodología vigente), el Método de Grafos, el Método Nodal y el Método de las Corrientes. Paralelamente se define un sistema de potencia reducido de cinco barras para utilizarlo como prueba de dichos esquemas, donde se simula cada uno en varias condiciones de operación, lo que permite entender a cabalidad el funcionamiento de ellos. Se identifican ventajas y desventajas de cada uno, resultando así el Método GGDF y el de las Corrientes como los más ventajosos de simular en un sistema más complejo y asimilado a la realidad. Los otros dos métodos fueron descartados por presentar algunas deficiencias en término de las características deseables de un buen esquema.

Los métodos seleccionados se simulan en una red real, que corresponde al Sistema de Subtransmisión SIC-3. De las pruebas se obtiene que ninguno de los dos métodos asigna pago a los tramos que no presentan flujos de potencia, por lo que esta problemática no es corregida. Otro resultado, es que el Método de las Corrientes identifica correctamente la participación de los generadores en los sistemas de subtransmisión, sin la necesidad de aplicar criterios adicionales como en la metodología vigente. Además, en cada sistema de subtransmisión el aporte de los generadores dentro del sistema es en general menor que el aporte de inyecciones externas que vienen del sistema troncal y que por ende deben ser pagados por los consumos. Los resultados indican que las distribuciones de corriente en las líneas provienen en mayor parte de fuera de la red que de las inyecciones internas, como lo dice el Método de las Corrientes.

Por otro lado, resultados muestran que las prorratas de los generadores para el Método GGDF son sumamente parecidas a la distribución porcentual de sus potencias instaladas. En otras palabras, los pagos obtenidos con este método son proporcionales a la inyección de potencia hecha por cada central.

Con respecto a los algoritmos confeccionados, puede decirse que el Método de las Corrientes es un poco más complicado de realizar y también requiere de un flujo de potencia AC. No obstante, este método es mucho más prolijo físicamente ya que detecta las corrientes

complejas que fluyen por cada tramo de línea, identificando así fácilmente las participaciones de los generadores y de los consumos en las cargas de cada tramo.

En síntesis el Método de las Corrientes se plantea como un método eficaz y completo para tarificar el Sistema de Subtransmisión, que no requiere análisis adicionales más allá de su simple aplicación. Cumple con los atributos básicos de un buen esquema y sirve para ser aplicado tanto en redes pequeñas radiales como en grandes redes enmalladas.

Como trabajo futuro se plantea estudiar cómo el método presentado permite asignar responsabilidades de las pérdidas eléctricas de la red entre los generadores y las cargas. Además sería interesante evaluar si este método entrega los incentivos suficientes a los agentes de mercado para expandir el sistema de subtransmisión de manera eficiente, desde el punto de vista de un planificador centralizado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asociación Gremial de Generadoras de Chile, "Boletín del Mercado Eléctrico: Sector Generación - Abril 2014," 2014.
- [2] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke, and L. Vargas Díaz, *Ñom Lüfke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2008, pp. 1–506.
- [3] T. Fahrenkrog Borghero, "Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica," *Dep. Ing. Eléctrica Univ. Chile*, pp. 1–134, 2004.
- [4] M. Murali, M. S. Kumari, and M. Sydulu, "A comparison of embedded cost based transmission pricing methods," in *2011 International Conference on Energy, Automation and Signal*, 2011, pp. 1–6.
- [5] Y.-M. Park, J.-B. Park, J.-U. Lim, and J.-R. Won, "An analytical approach for transaction costs allocation in transmission system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 4, pp. 1407–1412, 1998.
- [6] H. Rudnick, R. Palma Behnke, and J. E. Fernández, "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 1125–1142, 1995.
- [7] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 1996, vol. 143, no. 4, pp. 313–320.
- [8] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, "Contributions of individual generators to loads and flows," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 52–60, 1997.
- [9] R. Reta and A. Vargas, "Electricity tracing and loss allocation methods based on electric concepts," in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 2001, vol. 148, no. 6, pp. 518–522.
- [10] D. a. Lima, A. Padilha-Feltrin, and J. Contreras, "An overview on network cost allocation methods," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 5, pp. 750–758, May 2009.
- [11] G. W. Stagg and A. H. El-Abiad, *Computer methods in power system analysis*. 1968, pp. 1–438.
- [12] A. A. Abou El Ela and R. A. El-Sehiemy, "Transmission usage cost allocation schemes," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 6, pp. 926–936, Jun. 2009.

- [13] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°250: ‘Aprueba Rectificación al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.’” pp. 1–112, 2011.
- [14] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°75: Aprueba Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.” 2010.
- [15] Comisión Nacional de Energía, *La regulación del segmento transmisión en Chile*. 2005, pp. 1–158.
- [16] A. Galetovic and R. Palma Behnke, “Can generalized distribution factors lead to ‘objective’ transmission toll allocations? Some lessons from the recent Chilean experience,” *Energy Econ.*, vol. 30, no. 2, pp. 249–270, Mar. 2008.
- [17] A. Galetovic and R. Palma Behnke, “Transmisión eléctrica y la ‘ley corta’: una estimación de la redistribución de peajes,” *AES Gener S.A.*, pp. 1–50, 2003.
- [18] KEMA, “Estudio para determinar el valor anual del sistema de subtransmisión SIC-3 para el cuatrienio 2011-2011,” 2010.
- [19] B. Khan and G. Agnihotri, “A comprehensive review of embedded transmission pricing methods based on power flow tracing techniques,” *Chinese J. Eng.*, vol. 2013, pp. 1–13, 2013.
- [20] D. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2004, pp. 1–291.
- [21] T. Krause, “Evaluation of transmission pricing methods for liberalized markets - A literature survey,” *Swiss Fed. Inst. Technol. Zurich*, 2003.
- [22] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, “Decreto 144: Aprueba Reglamento que fija el Procedimiento para la Realización de los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión.” pp. 1–11, 2009.
- [23] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, “Decreto con Fuerza de Ley 4/20.018: Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica.” pp. 1–128, 2007.
- [24] J. Nikoukar, M. R. Haghifam, and A. Parastar, “Transmission cost allocation based on the modified Z-bus,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 31–37, Nov. 2012.

- [25] G. A. Orfanos, G. . T. Tziasiou, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziaargyriou, "Evaluation of transmission pricing methodologies for pool based electricity markets," *IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1–8, 2011.
- [26] J. Pan, Y. Teklu, S. Rahman, and K. Jun, "Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access," *IEEE Trans. PowerSyst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1218–1224, 2000.
- [27] G. Perez del Río, "Metodología para tarificación de sistemas de subtransmisión," *Dep. Ing. Eléctrica Univ. Chile*, pp. 1–136, 2009.
- [28] H. Rudnick, M. Soto, and R. Palma, "Use of system approaches for transmission open access pricing," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 125–135, Feb. 1999.
- [29] F. F. Wu, Y. Ni, and P. Wei, "Power transfer allocation for open access using graph theory — Fundamentals and applications in systems without loopflow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 923–929, 2000.
- [30] J. M. Zolezzi and H. Rudnick, "Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1008–1015, Nov. 2002.

ANEXOS

A1. Instalaciones y flujo de potencia del SIC-3

A continuación se presenta el listado completo de las instalaciones utilizadas en el modelo del SIC-3 junto con el resultado del flujo de potencia en DIgSILENT.

Barras

BarCod	BarNombre	Vnom [kV]	V_Re [pu]	V_Im [pu]	V [pu]
Bar_001	ACACI110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_002	ACACI110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_003	ACACI23_1	23	0.83	-0.59	1.02
Bar_004	ACACI23_2	23	0.89	-0.54	1.05
Bar_005	AGUIR110_1	110	1.02	0.00	1.02
Bar_006	AGUIR12_1	12	0.91	-0.54	1.06
Bar_007	AGUIR12_2	12	0.91	-0.54	1.06
Bar_008	ALMEN110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_009	ALMEN110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_010	ALMEN220_1	220	1.03	0.03	1.03
Bar_011	ALMEN220_2	220	1.03	0.03	1.03
Bar_012	ALTAM110_1	110	1.03	0.03	1.04
Bar_013	ALTAM110_2	110	1.03	0.03	1.03
Bar_014	ALTAM12_1	12	0.87	-0.58	1.04
Bar_015	ALTAM12_2	12	0.85	-0.61	1.05
Bar_016	ANCOA500_1	500	1.03	0.00	1.03
Bar_017	ANCOA500_2	500	1.03	0.00	1.03
Bar_018	ANDES110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_019	ANDES110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_020	ANDES12_1(1)	23	0.87	-0.54	1.02
Bar_021	ANDES12_1_I	23	0.76	-0.61	0.97
Bar_022	ANDES12_1_II	12	0.89	-0.65	1.10
Bar_023	ANDES12_2	12	0.88	-0.65	1.10
Bar_024	ANDES12_3	12	0.91	-0.57	1.08
Bar_025	APOQU110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_026	APOQU110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_027	APOQU12_1	12	0.81	-0.66	1.04
Bar_028	APOQU12_2	12	0.83	-0.67	1.07
Bar_029	BATUC110_1	110	1.04	0.09	1.04
Bar_030	BATUC110_2	110	1.05	0.11	1.06
Bar_031	BATUC23_1	23	0.91	-0.51	1.04
Bar_032	BATUC23_2	23	0.96	-0.48	1.07
Bar_033	BATUC23_3	23	0.91	-0.53	1.06
Bar_034	BOZA110_1	110	1.03	0.01	1.03
Bar_035	BOZA110_2	110	1.03	0.01	1.03
Bar_036	BOZA12_1	12	0.92	-0.60	1.10
Bar_037	BOZA12_2	12	0.88	-0.61	1.07
Bar_038	BOZA12_4	12	0.88	-0.61	1.07
Bar_039	BOZA23_1	23	0.91	-0.52	1.05
Bar_040	BRASI110_1	110	1.04	0.02	1.04
Bar_041	BRASI110_2	110	1.03	0.02	1.03

Bar_042	BRASI12_1	12	0.89	-0.61	1.08
Bar_043	BRASI12_2	12	0.70	-0.65	0.95
Bar_044	BUIN110_1	110	1.03	0.00	1.03
Bar_045	BUIN110_2	110	1.03	0.00	1.03
Bar_046	BUIN220_1	220	1.04	0.03	1.04
Bar_047	BUIN220_2	220	1.04	0.03	1.04
Bar_048	CARRA110_1	110	1.04	0.03	1.04
Bar_049	CARRA110_2	110	1.04	0.03	1.04
Bar_050	CARRA12_1	12	0.89	-0.59	1.07
Bar_051	CARRA12_2	12	0.88	-0.60	1.07
Bar_052	CHACA110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_053	CHACA110_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_054	CHACA12_1	12	0.85	-0.63	1.06
Bar_055	CHACA23_1	23	0.84	-0.59	1.03
Bar_056	CHACA23_2	23	0.85	-0.58	1.03
Bar_057	CHENA110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_058	CHENA110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_059	CHENA220_1	220	1.03	0.03	1.03
Bar_060	CISTE110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_061	CISTE110_2	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_062	CISTE12_1	12	0.91	-0.69	1.14
Bar_063	CISTE12_2	12	0.87	-0.68	1.11
Bar_064	CISTE12_3	12	0.86	-0.61	1.06
Bar_065	CNAVI110_1	110	1.03	0.02	1.03
Bar_066	CNAVI110_2	110	1.03	0.02	1.03
Bar_067	CNAVI220_1	220	1.03	0.05	1.03
Bar_068	CORDO110_3	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_069	CORDO110_4	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_070	CORDO12_1	12	0.81	-0.70	1.07
Bar_071	CORDO12_2	12	0.83	-0.68	1.07
Bar_072	CORDO12_3	12	0.91	-0.57	1.07
Bar_073	CRIST12_1	12	0.86	-0.68	1.10
Bar_074	CRIST12_2	12	0.85	-0.67	1.08
Bar_075	CRIST12_3	12	0.86	-0.70	1.11
Bar_076	CURAC44_1	44	0.81	-0.58	1.00
Bar_077	DEHES110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_078	DEHES110_2	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_079	DEHES12_1	12	0.91	-0.64	1.11
Bar_080	DEHES12_2	12	0.90	-0.57	1.06
Bar_081	DEHES23_1	23	0.88	-0.55	1.04
Bar_082	DESF220_1	220	1.03	0.05	1.03
Bar_083	DESF220_2	220	1.03	0.05	1.03
Bar_084	DOMIN110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_085	DOMIN110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_086	DOMIN12_2	12	0.85	-0.63	1.06
Bar_087	DOMIN12_3	12	0.83	-0.65	1.05
Bar_088	FLORI110_1	110	1.03	-0.04	1.03
Bar_089	FLORI110_2	110	1.03	-0.04	1.03
Bar_090	FLORI12_1	12	0.97	-0.46	1.07
Bar_091	HIPIC110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_092	HIPIC110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_093	HIPIC12_1	12	0.81	-0.64	1.03
Bar_094	HIPIC12_2	12	0.88	-0.65	1.09
Bar_095	HIPIC12_3	12	0.83	-0.62	1.03
Bar_096	HIPIC12_4	12	0.74	-0.66	0.99
Bar_097	JAHUE110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_098	JAHUE220_1	220	1.04	0.03	1.04
Bar_099	JAHUE220_2	220	1.04	0.03	1.04
Bar_100	JAHUEL500_1	500	1.04	0.03	1.04

Bar_101	JAHUEL500_2	500	1.04	0.03	1.04
Bar_102	JOAQU12_1	12	0.86	-0.65	1.08
Bar_103	JOAQU12_2	12	0.83	-0.65	1.06
Bar_104	JOAQU12_3	12	0.82	-0.65	1.05
Bar_105	JOAQU12_4	12	0.80	-0.68	1.05
Bar_106	LAMPA220_1	220	1.03	0.07	1.03
Bar_107	LAMPA23_1	23	1.03	0.07	1.03
Bar_108	LAMPA23_2	23	1.05	0.08	1.05
Bar_109	LCOC110R_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_110	LCOC110R_2	110	1.03	0.02	1.03
Bar_111	LCOCH110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_112	LCOCH110_2	110	1.03	0.02	1.03
Bar_113	LCOCH12_1	12	0.78	-0.65	1.01
Bar_114	LCOCH12_2	12	0.83	-0.60	1.02
Bar_115	LCOCH12R_1	12	0.78	-0.65	1.01
Bar_116	LCOCH12R_2	12	0.83	-0.60	1.02
Bar_117	LEONE110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_118	LEONE110_2	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_119	LEONE12_1	12	0.90	-0.56	1.07
Bar_120	LEONE12_2	12	0.90	-0.56	1.07
Bar_121	LVEGA110_1	110	1.12	0.36	1.17
Bar_122	LVEGA110_2	110	1.12	0.36	1.17
Bar_123	MACUL110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_124	MACUL110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_125	MACUL12_3	12	0.90	-0.63	1.10
Bar_126	MACUL12_4	12	0.88	-0.65	1.10
Bar_127	MACUL12_6	20	0.87	-0.57	1.04
Bar_128	MACUL12R_3	12	0.90	-0.63	1.10
Bar_129	MACUL12R_4	12	0.88	-0.65	1.10
Bar_130	MAIPU110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_131	MAIPU110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_132	MAIPU12_1	12	0.95	-0.65	1.15
Bar_133	MAIPU12_2	12	0.75	-0.64	0.99
Bar_134	MAIPU12_3	12	0.68	-0.62	0.92
Bar_135	MALLO110_1	110	1.00	-0.04	1.00
Bar_136	MALLO12_1	12	0.80	-0.63	1.02
Bar_137	MALLO12_2	12	0.81	-0.60	1.01
Bar_138	MALLO23_1	23	0.83	-0.58	1.01
Bar_139	MANZA220_1	220	1.02	0.10	1.03
Bar_140	MANZA23_1	23	0.97	-0.45	1.07
Bar_141	MANZA23_2	23	0.97	-0.45	1.07
Bar_142	MANZA23_3	23	0.97	-0.45	1.07
Bar_143	OCHAG110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_144	OCHAG110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_145	OCHAG12_1	12	0.80	-0.65	1.03
Bar_146	PAJAR110_1	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_147	PAJAR110_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_148	PAJAR12_1	12	0.85	-0.64	1.07
Bar_149	PAJAR12_2	12	0.87	-0.62	1.07
Bar_150	PAJAR23_1	23	0.89	-0.55	1.04
Bar_151	PANAM110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_152	PANAM110_2	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_153	PANAM12_1	12	0.86	-0.67	1.09
Bar_154	PANAM12_2	12	0.80	-0.65	1.03
Bar_155	PINTA110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_156	PINTA110_2	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_157	PINTA12_1	12	0.83	-0.64	1.05
Bar_158	PINTA12_2	12	0.85	-0.60	1.04
Bar_159	POLPA220_1	220	1.02	0.11	1.03

Bar_160	POLPA220_2	220	1.02	0.11	1.03
Bar_161	POLPA500_1	500	1.04	0.04	1.04
Bar_162	PPEUC110_1	110	1.07	0.18	1.08
Bar_163	PPEUC110_2	110	1.08	0.19	1.09
Bar_164	PRADO110_1	110	1.02	0.00	1.02
Bar_165	PRADO44_1	44	0.84	-0.58	1.02
Bar_166	PUDAH110_1	110	1.03	0.02	1.03
Bar_167	PUDAH110_2	110	1.03	0.02	1.03
Bar_168	PUDAH12_1	12	0.89	-0.58	1.06
Bar_169	PUDAH12_2	12	0.85	-0.62	1.05
Bar_170	QUILI110_1	110	1.03	0.00	1.03
Bar_171	QUILI110_2	110	1.03	0.00	1.03
Bar_172	QUILI12_1	12	0.93	-0.54	1.07
Bar_173	QUILI12_2	12	0.87	-0.60	1.05
Bar_174	QUILI12_3	12	0.96	-0.64	1.16
Bar_175	QUILI12_4	12.5	0.87	-0.57	1.04
Bar_176	QUILI23_1	23	0.88	-0.54	1.04
Bar_177	RECOL110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_178	RECOL110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_179	RECOL12_1	12	0.89	-0.65	1.10
Bar_180	RECOL12_2	12	0.87	-0.59	1.05
Bar_181	RECOL12_4	12	0.83	-0.64	1.05
Bar_182	REINA110_1	110	1.03	-0.04	1.03
Bar_183	REINA110_2	110	1.03	-0.05	1.03
Bar_184	REINA12_1	12	0.89	-0.59	1.07
Bar_185	REINA12_2	12	0.82	-0.66	1.05
Bar_186	REINA12_3	12	0.89	-0.59	1.07
Bar_187	REINA12_4	12	0.87	-0.65	1.09
Bar_188	RENCA110_1	110	1.04	0.03	1.04
Bar_189	SALTO110_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_190	SALTO220_1	220	1.02	0.06	1.03
Bar_191	SALTO220_2	220	1.02	0.06	1.03
Bar_192	SBERN110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_193	SBERN110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_194	SBERN110_3	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_195	SBERN12_1	12	0.88	-0.58	1.06
Bar_196	SBERN12_2	12	0.89	-0.58	1.06
Bar_197	SBERN12_3	12	0.84	-0.63	1.05
Bar_198	SCRIS110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_199	SCRIS110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_200	SELEN110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_201	SELEN110_2	110	1.01	-0.06	1.01
Bar_202	SELEN12_1	12	0.83	-0.62	1.03
Bar_203	SELEN12_2	12	0.74	-0.69	1.02
Bar_204	SELEN12_3	12	0.91	-0.67	1.13
Bar_205	SELEN12_4	12	0.77	-0.70	1.04
Bar_206	SJOAQ110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_207	SJOAQ110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_208	SJOSE110_1	110	1.03	0.00	1.03
Bar_209	SJOSE110_2	110	1.03	0.00	1.03
Bar_210	SJOSE12_1	12	0.88	-0.59	1.06
Bar_211	SJOSE12_2_1	12	0.83	-0.68	1.07
Bar_212	SJOSE12_3	12	0.82	-0.58	1.00
Bar_213	SMART110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_214	SMART110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_215	SMART12_1	12	0.86	-0.63	1.07
Bar_216	SMART12_2	12	0.86	-0.58	1.04
Bar_217	SPABL110_1	110	1.03	0.01	1.03
Bar_218	SPABL110_2	110	1.03	0.01	1.03

Bar_219	SPABL23_1	23	0.85	-0.59	1.03
Bar_220	SPABL23_2	23	0.86	-0.57	1.04
Bar_221	SRAQU110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_222	SRAQU110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_223	SRAQU12_1	12	0.79	-0.63	1.01
Bar_224	SRAQU12_2	12	0.79	-0.63	1.01
Bar_225	SRAQU12_3	12	0.90	-0.60	1.08
Bar_226	SRAQU12_5	20	0.87	-0.56	1.04
Bar_227	SROSA110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_228	SROSA110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_229	SROSA12_1	12	0.77	-0.63	0.99
Bar_230	SROSA12_2	12	0.84	-0.60	1.03
Bar_231	SROSA12_3	12	0.84	-0.59	1.02
Bar_232	SROSA12_4	12	0.86	-0.58	1.04
Bar_233	TACAC110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_234	TACAC110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_235	TAGUI110_1	110	1.02	0.00	1.02
Bar_236	TAGUIR500_1A	500	1.04	0.03	1.04
Bar_237	TAGUIR500_1B	500	1.04	0.03	1.04
Bar_238	TAGUIR500_2A	500	1.04	0.04	1.04
Bar_239	TAGUIR500_2B	500	1.04	0.04	1.04
Bar_240	TALTA110_1	110	1.04	0.03	1.04
Bar_241	TALTA110_2	110	1.04	0.03	1.04
Bar_242	TANCOA500_1A	500	1.03	0.00	1.03
Bar_243	TANCOA500_1B	500	0.96	-0.06	0.97
Bar_244	TANCOA500_2A	500	1.03	0.00	1.03
Bar_245	TANCOA500_2A(1)	500	1.03	0.00	1.03
Bar_246	TANDE110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_247	TANDE110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_248	TANILL110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_249	TANILL110_2	110	1.02	-0.01	1.03
Bar_250	TAPOQ110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_251	TAPOQ110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_252	TBATU110_1	110	1.04	0.09	1.04
Bar_253	TBATU110_2	110	1.05	0.11	1.06
Bar_254	TBOZA110_1	110	1.03	0.01	1.03
Bar_255	TBOZA110_2	110	1.03	0.01	1.03
Bar_256	TBRAS110_1	110	1.04	0.03	1.04
Bar_257	TBRAS110_2	110	1.04	0.03	1.04
Bar_258	TCHAC110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_259	TCHAC110_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_260	TCHENA220_1	220	1.03	0.03	1.03
Bar_261	TCHENA220_2	220	1.03	0.03	1.03
Bar_262	TCHIN110_1	220	1.02	0.08	1.03
Bar_263	TCHIN220_2	220	1.02	0.08	1.03
Bar_264	TCIST110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_265	TCIST110_2	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_266	TCORD110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_267	TCORD110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_268	TDOMI110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_269	TDOMI110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_270	TESPE110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_271	TESPE110_2	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_272	TFFCC110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_273	TFFCC110_2	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_274	THIPIC110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_275	THIPIC110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_276	TJAHUEL500_1	500	1.04	0.03	1.04
Bar_277	TJAHUEL500_2	500	1.04	0.03	1.04

Bar_278	TJAHUEL500_2(1)	500	1.04	0.03	1.04
Bar_279	TJAHUEL500_3	500	1.04	0.03	1.04
Bar_280	TJOAQ110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_281	TJOAQ110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_282	TLAMP220_1	220	1.03	0.07	1.03
Bar_283	TLAMP220_2	220	1.03	0.07	1.03
Bar_284	TMACU110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_285	TMACU110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_286	TMAIP110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_287	TMAIP110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_288	TMANZ110_1	220	1.02	0.10	1.03
Bar_289	TMANZ110_2	220	1.02	0.10	1.03
Bar_290	TORR18_1A	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_291	TORR18_1B	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_292	TORR18_2A	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_293	TORR18_2B	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_294	TORRE_4_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_295	TORRE1_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_296	TORRE1_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_297	TORRE14_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_298	TORRE48_1	220	1.02	0.10	1.03
Bar_299	TORRE48_2	220	1.02	0.10	1.03
Bar_300	TORRE59_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_301	TORRE59_2	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_302	TORRE60_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_303	TORRE60_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_304	TORRE74_1	220	1.02	0.09	1.03
Bar_305	TORRE74_2	220	1.02	0.09	1.03
Bar_306	TORRE82_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_307	TORRE82_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_308	TPAJA110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_309	TPAJA110_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_310	TPINT110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_311	TPINT110_2	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_312	TPOLPA500_1	500	1.04	0.04	1.04
Bar_313	TPOLPA500_2	500	1.04	0.04	1.04
Bar_314	TPPPEU110_1	110	1.07	0.18	1.08
Bar_315	TPPPEU110_2	110	1.08	0.19	1.09
Bar_316	TPUDAH110_1	110	1.03	0.02	1.03
Bar_317	TPUDAH110_2	110	1.03	0.02	1.03
Bar_318	TQUILI110_1	110	1.03	0.00	1.03
Bar_319	TQUILI110_2	110	1.03	0.00	1.03
Bar_320	TRECO110_1	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_321	TRECO110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_322	TREIN110_1	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_323	TREIN110_2	110	1.03	-0.04	1.03
Bar_324	TRODEO500_1A	500	1.04	0.03	1.04
Bar_325	TRODEO500_1B	500	1.04	0.03	1.04
Bar_326	TRODEO500_2A	500	1.04	0.03	1.04
Bar_327	TRODEO500_2B	500	1.04	0.03	1.04
Bar_328	TRODSUR500_1	500	1.04	0.03	1.04
Bar_329	TRODSUR500_2	500	1.04	0.03	1.04
Bar_330	TSBER110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_331	TSBER110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_332	TSELE110_1	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_333	TSELE110_2	110	1.02	-0.05	1.02
Bar_334	TSJOS110_1	110	1.03	0.00	1.03
Bar_335	TSJOS110_2	110	1.03	0.00	1.03
Bar_336	TSMAR110_1	110	1.02	-0.02	1.02

Bar_337	TSMAR110_2	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_338	TSPAB110_1	110	1.03	0.01	1.03
Bar_339	TSPAB110_2	110	1.03	0.01	1.03
Bar_340	TSRAQ110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_341	TSRAQ110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_342	TSROS110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_343	TSROS110_2	110	1.03	-0.03	1.03
Bar_344	TVALL110_1	110	1.03	-0.02	1.03
Bar_345	TVALL110_2	110	1.03	-0.01	1.03
Bar_346	TVITA110_1	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_347	TVITA110_2	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_348	VALLE110_1	110	1.02	-0.02	1.02
Bar_349	VALLE110_2	110	1.02	-0.01	1.02
Bar_350	VALLE12_1	12	0.88	-0.70	1.12
Bar_351	VALLE12_2	12	0.84	-0.59	1.03
Bar_352	VALLE12_3	12	0.89	-0.59	1.07
Bar_353	VITAC110_1	110	1.02	-0.04	1.02
Bar_354	VITAC110_2	110	1.02	-0.03	1.02
Bar_355	VITAC12_1	12	0.81	-0.66	1.05
Bar_356	VITAC12_2	12	0.82	-0.61	1.03
Bar_357	VITAC12_3	12	0.80	-0.67	1.05
Bar_358	VITAC12_4	12	0.79	-0.68	1.04
Bar_359	VVALD20_1	20	0.87	-0.57	1.04
Bar_360	VVALD20_2	20	0.87	-0.56	1.04

Generadores

GxCod	GxNombre	Tipo	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Gx_01	Alfalfal	Sym	177.64	453.43	-52.74
Gx_02	El_Rincon	Sym	0.30	12.94	-4.06
Gx_03	Florida	Sym	29.00	1,091.70	-726.38
Gx_04	Maitenes	Sym	30.90	154.53	-99.18
Gx_05	Nueva_Renca	Sym	370.88	1,888.65	-333.61
Gx_06	Puntilla	Sym	22.13	110.67	-71.03
Gx_07	Queltehues	Sym	48.84	244.25	-156.76
Gx_08	Renca	Sym	92.00	468.50	-82.76
Gx_09	Volcan	Sym	13.99	69.96	-44.90
Gx_10	EQ_CHILQUINTA	Xnet	304.51	1,310.04	373.11
Gx_11	EQ_JAHUEL220	Xnet	377.51	954.00	-170.99
Gx_12	EQ_SIC_NORTE	Xnet	1053.77	2,676.85	215.88

Cargas

CxCod	CxNombre	Tipo	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Cx_001	D_ACACI23_1	Lod	20.53	337.99	-393.93
Cx_002	D_ACACI23_2	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_003	D_AGUIR12_1	Lod	4.23	145.27	-131.61
Cx_004	D_AGUIR12_2	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_005	D_ALTAM12_1	Lod	20.49	488.50	-974.68
Cx_006	D_ALTAM12_2	Lod	31.69	860.53	-1293.67
Cx_007	D_ANDES12_1	Lod	11.80	399.41	-326.36
Cx_008	D_ANDES12_2	Lod	14.09	465.28	-410.08
Cx_009	D_APOQU12_1	Lod	31.92	803.28	-1345.42

Cx_010	D_APOQU12_2	Lod	36.03	1075.62	-1252.21
Cx_011	D_BATUC23_1	Lod	22.40	404.86	-381.37
Cx_012	D_BATUC23_2	Lod	9.82	187.75	-137.91
Cx_013	D_BATUC23_3	Lod	24.11	478.01	-318.52
Cx_014	D_BOZA12_1	Lod	11.67	422.91	-289.55
Cx_015	D_BOZA12_2	Lod	8.96	264.80	-327.38
Cx_016	D_BOZA12_4	Lod	30.31	884.85	-1122.42
Cx_017	D_BOZA23_1	Lod	1.98	31.60	-39.71
Cx_018	D_BRASI12_1	Lod	28.09	827.56	-998.01
Cx_019	D_BRASI12_2	Lod	29.40	584.26	-1554.92
Cx_020	D_BRASI12_2(1)	Lod	7.00	184.80	-320.62
Cx_021	D_BRASI12_2(2)	Lod	8.00	139.74	-444.14
Cx_022	D_BRASI12_2(3)	Lod	8.00	124.52	-460.69
Cx_023	D_BRASI12_2(4)	Lod	8.00	221.67	-355.03
Cx_024	D_CARRA12_1	Lod	11.58	299.99	-490.65
Cx_025	D_CARRA12_2	Lod	13.68	371.59	-549.23
Cx_026	D_CHACA12_1	Lod	27.19	762.92	-1046.13
Cx_027	D_CHACA23_1	Lod	19.78	348.57	-342.36
Cx_028	D_CHACA23_2	Lod	18.05	203.47	-484.98
Cx_029	D_CISTE12_1	Lod	15.82	473.51	-480.09
Cx_030	D_CISTE12_2	Lod	17.46	577.97	-491.26
Cx_031	D_CISTE12_3	Lod	16.49	445.99	-667.14
Cx_032	D_CORDO12_1	Lod	41.30	1200.96	-1455.03
Cx_033	D_CORDO12_2	Lod	36.01	1031.70	-1292.59
Cx_034	D_CORDO12_3	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_035	D_CRIST12_1	Lod	28.97	768.91	-1079.13
Cx_036	D_CRIST12_2	Lod	31.08	776.76	-1243.95
Cx_037	D_CRIST12_3	Lod	46.11	1200.11	-1696.75
Cx_038	D_CURAC44_1	Lod	6.09	46.39	-72.52
Cx_039	D_CURAC44_2	Lod	10.00	76.14	-119.04
Cx_040	D_DEHES12_1	Lod	11.83	385.45	-341.46
Cx_041	D_DEHES12_2	Lod	7.49	260.65	-221.82
Cx_042	D_DEHES23_1	Lod	3.89	58.27	-84.22
Cx_043	D_DOMIN12_2	Lod	13.26	451.42	-402.53
Cx_044	D_DOMIN12_3	Lod	28.87	943.00	-945.46
Cx_045	D_FLORI110_2	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_046	D_FLORI12_1	Lod	9.95	343.84	-313.56
Cx_047	D_HIPIC12_2	Lod	8.73	200.78	-377.90
Cx_048	D_HIPIC12_3	Lod	12.26	363.73	-465.29
Cx_049	D_HIPIC12_4	Lod	14.91	540.74	-480.54
Cx_050	D_HIPIC12_4(1)	Lod	8.86	206.88	-414.26
Cx_051	D_HIPIC12_4(2)	Lod	8.00	174.93	-387.48
Cx_052	D_HIPIC12_4(3)	Lod	14.26	268.42	-733.01
Cx_053	D_JOAQU12_1	Lod	20.61	712.45	-585.57
Cx_054	D_JOAQU12_2	Lod	16.92	501.46	-606.35
Cx_055	D_JOAQU12_3	Lod	12.81	301.16	-568.45
Cx_056	D_JOAQU12_4	Lod	34.16	1048.49	-1181.09
Cx_057	D_LAMPA23_1	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_058	D_LAMPA23_2	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_059	D_LCOCH110_1	Lod	21.03	108.30	-8.15
Cx_060	D_LCOCH110_2	Lod	19.37	98.53	-9.57
Cx_061	D_LCOCH12_1	Lod	31.97	601.26	-1642.71
Cx_062	D_LCOCH12_2	Lod	31.97	642.53	-1683.45
Cx_063	D_LVEGA110_2	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_064	D_MACUL12_3	Lod	13.19	424.62	-398.34
Cx_065	D_MACUL12_4	Lod	17.53	549.87	-553.11
Cx_066	D_MAIPU12_1	Lod	8.76	241.25	-297.85
Cx_067	D_MAIPU12_2	Lod	19.92	404.72	-1014.14
Cx_068	D_MAIPU12_3	Lod	23.58	251.53	-1552.09

Cx_069	D_MALLO12_1	Lod	12.78	427.24	-435.79
Cx_070	D_MALLO12_2	Lod	10.08	315.73	-376.44
Cx_071	D_MALLO23_1	Lod	13.96	231.52	-277.12
Cx_072	D_MANZA23_1	Lod	1.31	26.06	-17.05
Cx_073	D_MANZA23_2	Lod	1.31	26.06	-17.05
Cx_074	D_MANZA23_3	Lod	0.70	13.11	-10.82
Cx_075	D_OCHAG12_1	Lod	31.54	773.03	-1374.26
Cx_076	D_OCHAG12_1(1)	Lod	8.00	119.87	-449.44
Cx_077	D_PAJAR12_1	Lod	30.91	954.40	-1047.04
Cx_078	D_PAJAR12_2	Lod	23.07	555.05	-1010.47
Cx_079	D_PAJAR23_1	Lod	3.34	51.91	-69.25
Cx_080	D_PANAM12_1	Lod	19.19	577.41	-634.07
Cx_081	D_PANAM12_2	Lod	20.71	658.69	-722.27
Cx_082	D_PINTA12_1	Lod	17.56	596.64	-548.96
Cx_083	D_PINTA12_2	Lod	12.32	365.75	-470.57
Cx_084	D_POLPA220_1	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_085	D_PPEUC110_1	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_086	D_PUDAH12_1	Lod	10.06	349.19	-300.48
Cx_087	D_PUDAH12_2	Lod	16.54	578.71	-492.92
Cx_088	D_QUILI12_2	Lod	12.72	431.29	-398.11
Cx_089	D_QUILI12_3	Lod	10.66	245.86	-431.26
Cx_090	D_QUILI12_4	Lod	9.53	269.59	-361.79
Cx_091	D_QUILI23_1	Lod	6.70	94.28	-156.72
Cx_092	D_RECOL12_1	Lod	14.74	450.45	-474.84
Cx_093	D_RECOL12_2	Lod	7.41	245.11	-243.09
Cx_094	D_RECOL12_4	Lod	31.11	773.23	-1336.22
Cx_095	D_REINA12_1	Lod	0.00	0.00	0.00
Cx_096	D_REINA12_2	Lod	28.33	701.85	-1199.97
Cx_097	D_REINA12_3	Lod	12.43	310.11	-544.96
Cx_098	D_REINA12_4	Lod	20.65	671.17	-626.72
Cx_099	D_SBERN12_1	Lod	10.52	377.35	-296.69
Cx_100	D_SBERN12_2	Lod	4.32	29.00	-314.87
Cx_101	D_SBERN12_3	Lod	26.36	883.56	-841.48
Cx_102	D_SBERN12_4	Lod	0.02	-1.84	-4.61
Cx_103	D_SELEN12_1(2)	Lod	9.97	293.48	-382.26
Cx_104	D_SELEN12_1(4)	Lod	8.00	239.30	-298.42
Cx_105	D_SELEN12_2	Lod	25.60	619.36	-1111.93
Cx_106	D_SELEN12_2(2)	Lod	8.00	180.17	-361.69
Cx_107	D_SELEN12_3	Lod	10.40	257.48	-395.16
Cx_108	D_SELEN12_4(1)	Lod	32.61	1204.34	-916.88
Cx_109	D_SELEN12_4(2)	Lod	10.00	254.22	-406.85
Cx_110	D_SJOSE12_1	Lod	9.76	273.17	-386.86
Cx_111	D_SJOSE12_2	Lod	25.78	576.33	-1125.36
Cx_112	D_SJOSE12_3	Lod	12.11	370.28	-481.28
Cx_113	D_SMART12_1	Lod	23.53	602.88	-971.74
Cx_114	D_SMART12_2	Lod	12.81	327.15	-575.30
Cx_115	D_SMART23_1	Lod	14.02	237.38	-282.40
Cx_116	D_SMART23_1(1)	Lod	5.00	58.39	-133.54
Cx_117	D_SPABL23_1	Lod	14.46	221.71	-295.38
Cx_118	D_SPABL23_1(1)	Lod	8.00	138.85	-140.21
Cx_119	D_SPABL23_1(2)	Lod	6.00	113.28	-92.08
Cx_120	D_SPABL23_2	Lod	15.18	221.82	-329.59
Cx_121	D_SPABL23_2(2)	Lod	8.00	146.77	-128.85
Cx_122	D_SRAQU12_1	Lod	19.83	458.10	-934.37
Cx_123	D_SRAQU12_2	Lod	9.24	209.35	-440.43
Cx_124	D_SRAQU12_3	Lod	5.06	250.82	-27.85
Cx_125	D_SROSA12_1	Lod	20.29	502.03	-942.50
Cx_126	D_SROSA12_2	Lod	11.38	309.13	-478.39
Cx_127	D_SROSA12_3	Lod	14.97	342.35	-734.22

Cx_128	D_SROSA12_4	Lod	7.05	178.24	-316.93
Cx_129	D_VALLE12_1	Lod	22.18	618.69	-755.41
Cx_130	D_VALLE12_2	Lod	12.54	348.59	-523.19
Cx_131	D_VALLE12_3	Lod	12.40	295.31	-564.21
Cx_132	D_VITAC12_1	Lod	34.45	824.78	-1489.68
Cx_133	D_VITAC12_2	Lod	22.45	619.02	-927.08
Cx_134	D_VITAC12_3	Lod	36.81	940.75	-1513.61
Cx_135	D_VITAC12_4	Lod	39.34	1014.26	-1608.21
Cx_136	D_VVALD20_1	Lod	4.65	94.15	-91.42
Cx_137	D_VVALD20_2	Lod	4.52	92.79	-88.40
Cx_138	BC_ALTAM12_1	Shnt	0.00	133.39	200.00
Cx_139	BC_ALTAM12_2	Shnt	0.00	211.45	295.81
Cx_140	BC_ANDES12_1	Shnt	0.00	148.99	206.65
Cx_141	BC_ANDES12_2	Shnt	0.00	150.73	203.72
Cx_142	BC_APOQU12_1	Shnt	0.00	227.54	281.17
Cx_143	BC_APOQU12_2	Shnt	0.00	233.66	286.20
Cx_144	BC_BOZA12_1	Shnt	0.00	104.39	158.56
Cx_145	BC_BOZA12_2	Shnt	0.00	105.12	152.11
Cx_146	BC_BOZA12_4	Shnt	0.00	210.24	304.22
Cx_147	BC_BRASI12_1	Shnt	0.00	283.62	412.16
Cx_148	BC_BRASI12_2	Shnt	0.00	298.23	324.35
Cx_149	BC_BUIN110_1	Shnt	0.00	1.05	215.52
Cx_150	BC_CARRA12_1	Shnt	0.00	135.84	206.57
Cx_151	BC_CARRA12_2	Shnt	0.00	139.20	203.41
Cx_152	BC_CHACA12_1	Shnt	0.00	218.53	294.41
Cx_153	BC_CHACA23_2	Shnt	0.00	104.35	153.66
Cx_154	BC_CHENA110_1	Shnt	0.00	5.08	215.02
Cx_155	BC_CISTE12_1	Shnt	0.00	159.66	209.25
Cx_156	BC_CISTE12_3	Shnt	0.00	141.85	198.63
Cx_157	BC_CORDO12_1	Shnt	0.00	322.92	372.98
Cx_158	BC_CORDO12_2	Shnt	0.00	314.63	381.42
Cx_159	BC_CRIST12_1	Shnt	0.00	469.59	597.03
Cx_160	BC_CRIST12_2	Shnt	0.00	466.76	586.10
Cx_161	BC_CRIST12_3	Shnt	0.00	323.99	395.76
Cx_162	BC_HIPIC12_1	Shnt	0.00	184.74	233.35
Cx_163	BC_HIPIC12_2	Shnt	0.00	223.72	303.42
Cx_164	BC_JOAQU12_1	Shnt	0.00	150.76	197.56
Cx_165	BC_JOAQU12_2	Shnt	0.00	151.02	192.38
Cx_166	BC_JOAQU12_3	Shnt	0.00	150.24	189.12
Cx_167	BC_JOAQU12_4	Shnt	0.00	157.47	184.62
Cx_168	BC_LCOCH12_1	Shnt	0.00	338.63	404.15
Cx_169	BC_LCOCH12_2	Shnt	0.00	309.96	431.83
Cx_170	BC_MACUL12_3	Shnt	0.00	292.59	415.97
Cx_171	BC_MACUL12_4	Shnt	0.00	298.62	408.25
Cx_172	BC_MAIPU12_1	Shnt	0.00	149.38	219.09
Cx_173	BC_MAIPU12_2	Shnt	0.00	148.82	173.98
Cx_174	BC_MAIPU12_3	Shnt	0.00	214.95	236.23
Cx_175	BC_OCHAG12_1	Shnt	0.00	226.66	277.07
Cx_176	BC_PAJAR12_1	Shnt	0.00	222.98	295.21
Cx_177	BC_PAJAR12_2	Shnt	0.00	323.52	449.96
Cx_178	BC_QUILI12_3	Shnt	0.00	221.54	333.77
Cx_179	BC_QUILI12_4	Shnt	0.00	137.19	208.59
Cx_180	BC_RECOL12_4	Shnt	0.00	295.52	383.29
Cx_181	BC_REINA12_1	Shnt	0.00	136.00	206.23
Cx_182	BC_REINA12_2	Shnt	0.00	227.45	283.81
Cx_183	BC_REINA12_4	Shnt	0.00	225.29	302.38
Cx_184	BC_SBERN12_2	Shnt	0.00	133.65	205.76
Cx_185	BC_SELEN12_2	Shnt	0.00	240.48	257.29
Cx_186	BC_SELEN12_3	Shnt	0.00	155.42	210.37

Cx_187	BC_SJOSE12_2	Shnt	0.00	234.37	287.87
Cx_188	BC_SMART12_1	Shnt	0.00	292.70	395.52
Cx_189	BC_SPABL23_1	Shnt	0.00	53.57	76.61
Cx_190	BC_SPABL23_2	Shnt	0.00	51.90	78.09
Cx_191	BC_SRAQU12_2	Shnt	0.00	146.40	182.40
Cx_192	BC_VALLE12_1	Shnt	0.00	160.63	202.21
Cx_193	BC_VALLE12_3	Shnt	0.00	204.98	308.34
Cx_194	BC_VITAC12_1	Shnt	0.00	344.77	421.38
Cx_195	BC_VITAC12_3	Shnt	0.00	310.79	369.55
Cx_196	BC_VITAC12_4	Shnt	0.00	312.08	367.12
Cx_197	RE_TANCOA500_1A	Shnt	0.00	0.00	-89.20
Cx_198	RE_TJAHUEL500_1B	Shnt	0.00	2.48	-89.74
Cx_199	RE_TPOLPA500_1	Shnt	0.00	3.49	-89.84
Cx_200	RE_TPOLPA500_2	Shnt	0.00	3.49	-89.84
Cx_201	EQ_SUR	Lod	356.48	331.18	-399.64

Líneas

LneCod	LneNombre	Barra i	Barra j	X [Ohm]	Costo [US\$]	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Lne_001	ALMEN_1_JAHUE220_1	Bar_010	Bar_098	0.0347	2,839,336	-23.02	-60.91	90.72
Lne_002	ALMEN_1_JAHUE220_1R	Bar_010	Bar_098	0.0347	2,839,336	-23.02	-60.91	90.72
Lne_003	ALMEN_TORRE82_1	Bar_008	Bar_306	0.0073	71,191	32.62	165.31	-17.02
Lne_004	ALMEN_TORRE82_2	Bar_008	Bar_307	0.0073	71,191	55.51	281.37	-27.08
Lne_005	BUIN_1_JAHUE220_1	Bar_046	Bar_098	0.0002	16,125	-144.01	-359.41	-78.47
Lne_006	CHENA_1_JAHUE220_1	Bar_059	Bar_098	0.0234	1,299,451	-2.27	-10.83	150.35
Lne_007	CHENA_1_JAHUE220_1R	Bar_059	Bar_098	0.0234	1,299,451	-2.27	-10.83	150.35
Lne_008	CNAVI_1_TCHENA220_1	Bar_067	Bar_260	0.0098	653,252	113.56	278.86	236.26
Lne_009	CNAVI_1_TCHENA220_2	Bar_067	Bar_261	0.0098	653,252	113.56	278.86	236.26
Lne_010	CNAVI_1_TSPAB110_2	Bar_065	Bar_339	0.0085	199,184	23.23	118.41	-24.94
Lne_011	CNAVI_2_TSPAB110_1	Bar_066	Bar_338	0.0085	199,184	49.38	252.01	-71.51
Lne_012	CNAVI_TALTA110_1	Bar_065	Bar_240	0.0089	328,802	-122.24	-622.10	61.29
Lne_013	CNAVI_TALTA110_2	Bar_066	Bar_241	0.0089	328,802	-122.12	-621.48	61.41
Lne_014	CNAVI_TBATU110_1	Bar_065	Bar_252	0.0689	310,082	-88.33	-445.63	-204.25
Lne_015	CNAVI_TBATU110_2	Bar_066	Bar_253	0.0689	310,082	-115.07	-581.83	-182.77
Lne_016	CNAVI_TBOZA110_1	Bar_065	Bar_254	0.0053	174,567	119.63	608.25	-20.91
Lne_017	CNAVI_TBOZA110_2	Bar_066	Bar_255	0.0053	174,567	147.73	751.97	-84.18
Lne_018	CNAVI_TPUDAH110_1	Bar_065	Bar_316	0.0001	2,804	170.17	865.22	-30.27
Lne_019	CNAVI_TPUDAH110_2	Bar_066	Bar_317	0.0001	2,804	168.12	855.01	-45.20
Lne_020	DEHES_2_TORR18_2B	Bar_078	Bar_293	0.0159	66,831	-7.50	-38.26	6.63
Lne_021	JAHUE_TORRE1_1	Bar_097	Bar_295	0.0010	24,314	79.58	406.18	-36.57
Lne_022	JAHUE_TORRE1_2	Bar_097	Bar_296	0.0010	24,314	62.50	319.35	17.86
Lne_023	LCOCH_2_RENCA110_1	Bar_112	Bar_188	0.0040	105,365	-51.52	-262.75	53.29
Lne_024	MACUL12_6_VVALD20_1	Bar_127	Bar_359	0.0197	29,649	4.65	97.82	-85.86
Lne_025	OCHAG_1_LCOCH110_1	Bar_143	Bar_111	0.0038	105,365	53.23	272.42	-49.61
Lne_026	OCHAG_TFFCC110_1	Bar_143	Bar_272	0.0077	191,214	-110.33	-566.61	60.69
Lne_027	OCHAG_TFFCC110_2	Bar_143	Bar_273	0.0077	191,214	-121.65	-625.06	60.33
Lne_028	OCHAG_THIPIC110_1	Bar_143	Bar_274	0.0016	38,243	76.99	394.82	-54.53
Lne_029	OCHAG_THIPIC110_2	Bar_143	Bar_275	0.0016	38,243	70.17	362.41	5.99
Lne_030	PANAM_1_TESPE110_1	Bar_151	Bar_270	0.0001	1,337	-19.27	-98.05	31.27
Lne_031	PANAM_2_TESPE110_2	Bar_152	Bar_271	0.0001	1,337	-20.80	-105.86	33.67
Lne_032	POLPA_TLAM220_1	Bar_159	Bar_282	0.0132	811,739	232.15	576.22	178.12
Lne_033	POLPA_TLAMP220_2	Bar_159	Bar_283	0.0132	811,739	232.15	576.22	178.13
Lne_034	POLPA_TMANZ110_1	Bar_159	Bar_288	0.0049	1,093,670	131.94	334.23	35.95
Lne_035	POLPA_TMANZ110_2	Bar_159	Bar_289	0.0049	1,093,670	134.75	341.49	35.48
Lne_036	PRADO44_1_CURAC44_1	Bar_165	Bar_076	0.2873	77,159	8.17	61.57	-95.35
Lne_037	PRADO44_2_CURAC44_2	Bar_165	Bar_076	0.2873	77,159	8.17	61.57	-95.35

Lne_038	RENCA_TBRAS110_1	Bar_188	Bar_256	0.0004	14,021	39.79	201.64	3.18
Lne_039	RENCA_TBRAS110_2	Bar_188	Bar_257	0.0004	14,021	74.47	382.45	-192.53
Lne_040	SALTO_2_TORR18_1A	Bar_189	Bar_290	0.0056	47,804	25.93	132.42	-19.15
Lne_041	SALTO_2_TORR18_2A	Bar_189	Bar_292	0.0056	47,804	25.93	132.42	-19.15
Lne_042	SALTO_TORR18_1B	Bar_189	Bar_291	0.0048	113,224	111.19	569.16	41.68
Lne_043	SALTO_TORR18_2B	Bar_189	Bar_293	0.0048	113,224	99.15	507.66	49.56
Lne_044	SBERN_1_MALLO110_1	Bar_192	Bar_135	0.0493	129,858	37.61	191.73	-63.18
Lne_045	SRAQU12_5_VVALD20_2	Bar_226	Bar_360	0.0161	24,258	4.52	95.74	-83.85
Lne_046	TACAC_1_ACACI110_1	Bar_233	Bar_001	0.0001	700	20.55	104.61	-36.84
Lne_047	TACAC_2_ACACI110_2	Bar_234	Bar_002	0.0001	700	0.00	0.00	-0.06
Lne_048	TACAC_TSBER110_1	Bar_233	Bar_330	0.0163	159,980	-29.20	-150.62	-21.91
Lne_049	TACAC_TSBER110_2	Bar_234	Bar_331	0.0163	159,980	-35.44	-182.20	-19.11
Lne_050	TAGUI_1_AGUIR110_1	Bar_235	Bar_005	0.0001	1	4.23	21.77	-4.70
Lne_051	TAGUI_1_PRADO110_1	Bar_235	Bar_164	0.0024	7,083	16.38	84.51	-42.83
Lne_052	TALTA_1_ALTAM110_1	Bar_240	Bar_012	0.0024	7,636	20.55	105.21	-40.89
Lne_053	TALTA_2_ALTAM110_2	Bar_241	Bar_013	0.0024	7,636	31.81	162.18	-37.28
Lne_054	TALTA_RENCA110_1_I	Bar_240	Bar_188	0.0001	3,505	-142.96	-727.29	101.35
Lne_055	TALTA_RENCA110_1_II	Bar_241	Bar_188	0.0001	3,505	-154.09	-783.65	97.86
Lne_056	TANDE_1_ANDES110_1	Bar_246	Bar_018	0.0001	1,050	11.83	60.77	19.34
Lne_057	TANDE_2_ANDES110_2	Bar_247	Bar_019	0.0001	1,050	14.12	72.34	14.67
Lne_058	TANDE_TREIN110_1	Bar_246	Bar_322	0.0182	104,558	20.77	104.52	-37.20
Lne_059	TANDE_TREIN110_2	Bar_247	Bar_323	0.0182	104,558	41.32	209.00	-42.59
Lne_060	TANILL_TRECO110_1	Bar_248	Bar_320	0.0050	116,279	47.75	244.04	-13.44
Lne_061	TANILL_TRECO110_2	Bar_249	Bar_321	0.0050	116,279	60.79	311.01	-21.50
Lne_062	TAPOQ_1_APOQU110_1	Bar_250	Bar_025	0.0001	700	31.98	161.90	-46.25
Lne_063	TAPOQ_2_APOQU110_2	Bar_251	Bar_026	0.0001	700	36.09	183.72	-20.75
Lne_064	TAPOQ_TORRE_4_2	Bar_251	Bar_294	0.0068	250,983	-42.96	-213.34	188.70
Lne_065	TAPOQ_TORRE14_1	Bar_250	Bar_297	0.0068	250,983	-49.96	-248.57	205.24
Lne_066	TBATU_1_BATUC110_1	Bar_252	Bar_029	0.0001	1,402	46.60	238.10	-35.20
Lne_067	TBATU_2_BATUC110_2	Bar_253	Bar_030	0.0001	1,402	9.82	49.47	-5.50
Lne_068	TBATU_TPPPEU110_1	Bar_252	Bar_314	0.0586	263,715	-138.49	-683.40	-172.94
Lne_069	TBATU_TPPPEU110_2	Bar_253	Bar_315	0.0586	263,715	-130.39	-630.92	-181.19
Lne_070	TBOZA_1_BOZA110_1	Bar_254	Bar_034	0.0077	94,645	13.67	69.42	13.31
Lne_071	TBOZA_2_BOZA110_2	Bar_255	Bar_035	0.0077	94,645	39.39	200.62	-14.25
Lne_072	TBOZA_TQUILI110_1	Bar_254	Bar_318	0.0094	220,671	105.88	538.84	-35.48
Lne_073	TBOZA_TQUILI110_2	Bar_255	Bar_319	0.0094	220,671	108.21	551.36	-71.19
Lne_074	TBRAS_1_CARRA110_1	Bar_256	Bar_048	0.0020	6,308	11.63	59.03	-3.17
Lne_075	TBRAS_2_CARRA110_2	Bar_257	Bar_049	0.0020	6,308	13.76	69.91	-4.98
Lne_076	TBRAS_BRASI110_1	Bar_256	Bar_040	0.0058	144,703	28.16	142.63	5.84
Lne_077	TBRAS_BRASI110_2	Bar_257	Bar_041	0.0058	144,703	60.71	312.55	-188.05
Lne_078	TCHAC_1_CHACA110_1	Bar_258	Bar_052	0.0092	217,054	47.10	240.36	-43.78
Lne_079	TCHAC_2_CHACA110_2	Bar_259	Bar_053	0.0092	217,054	18.09	92.34	-27.87
Lne_080	TCHAC_TANILL110_1	Bar_258	Bar_248	0.0078	183,462	47.78	244.05	-12.62
Lne_081	TCHAC_TANILL110_2	Bar_259	Bar_249	0.0078	183,462	60.84	311.02	-20.68
Lne_082	TCHENA_1_CHENA220_1	Bar_260	Bar_059	0.0003	28,744	113.48	286.83	61.64
Lne_083	TCHENA_1_JAHUE220_1	Bar_260	Bar_098	0.0211	1,172,569	-0.81	-7.70	166.97
Lne_084	TCHENA_2_CHENA220_1	Bar_261	Bar_059	0.0003	28,744	113.48	286.83	61.64
Lne_085	TCHENA_2_JAHUE220_1	Bar_261	Bar_098	0.0211	1,172,569	-0.81	-7.70	166.97
Lne_086	TCHIN_SALTO220_1	Bar_262	Bar_190	0.0112	2,411,683	131.61	335.78	17.56
Lne_087	TCHIN_SALTO220_2	Bar_263	Bar_190	0.0112	2,411,683	131.10	334.47	17.66
Lne_088	TCIST_1_CISTE110_1	Bar_264	Bar_060	0.0052	64,375	32.38	166.52	-2.77
Lne_089	TCIST_2_CISTE110_2	Bar_265	Bar_061	0.0052	64,375	17.52	89.54	-16.20
Lne_090	TCIST_TESPE110_1	Bar_264	Bar_270	0.0060	149,871	-142.92	-733.18	62.08
Lne_091	TCIST_TESPE110_2	Bar_265	Bar_271	0.0060	149,871	-139.43	-714.65	75.16
Lne_092	TCORD_1_CORDO110_3	Bar_266	Bar_068	0.0001	1,227	41.45	211.44	-20.00
Lne_093	TCORD_2_CORDO110_4	Bar_267	Bar_069	0.0001	1,227	36.11	184.27	-13.17
Lne_094	TCORD_TAPOQ110_1	Bar_266	Bar_250	0.0036	55,970	-17.98	-86.65	159.71
Lne_095	TCORD_TAPOQ110_2	Bar_267	Bar_251	0.0036	55,970	-6.87	-29.59	168.67
Lne_096	TDOMI_1_DOMIN110_1	Bar_268	Bar_084	0.0154	69,261	13.30	67.31	-13.52

Lne_097	TDOMI_2_DOMIN110_2	Bar_269	Bar_085	0.0154	69,261	29.01	146.54	-39.00
Lne_098	TDOMI_ALMEN110_1_I	Bar_268	Bar_008	0.0030	75,969	-63.31	-315.93	217.08
Lne_099	TDOMI_ALMEN110_1_II	Bar_269	Bar_008	0.0030	75,969	-72.01	-359.93	226.02
Lne_100	TESPE_CHENA110_1_I	Bar_270	Bar_057	0.0029	72,351	-153.78	-785.27	150.09
Lne_101	TESPE_CHENA110_1_II	Bar_271	Bar_057	0.0029	72,351	-125.05	-638.36	125.98
Lne_102	TESPE_TACAC110_1	Bar_270	Bar_233	0.0098	95,721	-8.65	-45.99	-57.75
Lne_103	TESPE_TACAC110_2	Bar_271	Bar_234	0.0098	95,721	-35.40	-182.18	-18.16
Lne_104	TFFCC_TCIST110_1	Bar_272	Bar_264	0.0015	36,176	-110.51	-566.63	60.04
Lne_105	TFFCC_TCIST110_2	Bar_273	Bar_265	0.0015	36,176	-121.87	-625.08	59.68
Lne_106	THIPIC_1_HIPIC110_1	Bar_274	Bar_091	0.0012	3,652	54.28	273.96	-134.65
Lne_107	THIPIC_2_HIPIC110_2	Bar_275	Bar_092	0.0012	3,652	21.05	108.24	-8.34
Lne_108	THIPIC_TJOAQ110_1	Bar_274	Bar_280	0.0114	85,265	22.69	120.84	79.63
Lne_109	THIPIC_TJOAQ110_2	Bar_275	Bar_281	0.0114	85,265	49.11	254.15	13.83
Lne_110	TJOAQ_1_SJOAQ110_1	Bar_280	Bar_206	0.0001	1,050	54.90	282.28	-18.82
Lne_111	TJOAQ_2_SJOAQ110_2	Bar_281	Bar_207	0.0001	1,050	29.89	153.70	-15.39
Lne_112	TJOAQ_TSELE110_1	Bar_280	Bar_332	0.0033	24,934	-32.25	-161.46	97.97
Lne_113	TJOAQ_TSELE110_2	Bar_281	Bar_333	0.0033	24,934	19.13	100.42	28.74
Lne_114	TLAM2_DESF220_1	Bar_282	Bar_082	0.0105	645,479	230.33	576.66	172.37
Lne_115	TLAMP_2_LAMPA220_1	Bar_283	Bar_106	0.0001	2,580	0.00	0.00	-0.02
Lne_116	TLAMP_DESF220_2	Bar_283	Bar_083	0.0105	645,479	230.33	576.66	172.36
Lne_117	TMACU_1_MACUL110_1	Bar_284	Bar_123	0.0011	13,645	13.21	69.58	42.47
Lne_118	TMACU_2_MACUL110_2	Bar_285	Bar_124	0.0011	13,645	22.22	115.48	30.51
Lne_119	TMACU_FLORI110_2_I	Bar_284	Bar_089	0.0129	472,521	-66.05	-335.74	68.38
Lne_120	TMACU_FLORI110_2_II	Bar_285	Bar_089	0.0129	472,521	-87.88	-445.87	119.58
Lne_121	TMAIP_1_MAIPU110_1	Bar_286	Bar_130	0.0001	1,050	8.78	45.32	15.23
Lne_122	TMAIP_2_MAIPU110_2	Bar_287	Bar_131	0.0001	1,050	44.12	222.88	-154.25
Lne_123	TMAIP_TSMAR110_1	Bar_286	Bar_336	0.0016	51,879	58.89	302.56	31.15
Lne_124	TMAIP_TSMAR110_2	Bar_287	Bar_337	0.0016	51,879	44.47	232.50	195.56
Lne_125	TMANZ_2_MANZA220_1	Bar_289	Bar_139	0.0001	4,012	3.32	8.57	-0.63
Lne_126	TMANZ_TORRE48_1	Bar_288	Bar_298	0.0009	210,321	131.85	334.46	33.58
Lne_127	TMANZ_TORRE48_2	Bar_289	Bar_299	0.0009	210,321	131.34	333.16	33.68
Lne_128	TORR18_1A_TORRE60_1	Bar_290	Bar_302	0.0142	121,447	25.92	132.41	-19.83
Lne_129	TORR18_1B_DEHES110_1	Bar_291	Bar_077	0.0159	66,831	15.77	80.33	-21.33
Lne_130	TORR18_1B_TORR59_1	Bar_291	Bar_300	0.0142	121,447	95.36	488.81	61.85
Lne_131	TORR18_2A_TORRE60_2	Bar_292	Bar_303	0.0142	121,447	25.92	132.41	-19.83
Lne_132	TORR18_2B_TORR59_2	Bar_293	Bar_301	0.0142	121,447	91.60	469.38	55.02
Lne_133	TORRE_4_TDOMI110_2	Bar_294	Bar_269	0.0025	91,139	-42.99	-213.36	187.91
Lne_134	TORRE1_TPINT110_1	Bar_295	Bar_310	0.0262	648,578	79.57	406.14	-38.48
Lne_135	TORRE1_TPINT110_2	Bar_296	Bar_311	0.0262	648,578	62.49	319.32	15.94
Lne_136	TORRE14_TDOMI110_1	Bar_297	Bar_268	0.0025	91,139	-50.00	-248.60	204.45
Lne_137	TORRE48_TORRE74_1	Bar_298	Bar_304	0.0035	785,199	131.84	334.63	31.78
Lne_138	TORRE48_TORRE74_2	Bar_299	Bar_305	0.0035	785,199	131.33	333.32	31.87
Lne_139	TORRE59_TVITA110_1	Bar_300	Bar_346	0.0017	14,729	95.03	488.80	61.31
Lne_140	TORRE59_TVITA110_2	Bar_301	Bar_347	0.0017	14,729	91.30	469.36	54.48
Lne_141	TORRE60_1_SCRIS110_1	Bar_302	Bar_198	0.0143	122,222	25.90	132.39	-20.79
Lne_142	TORRE60_2_SCRIS110_1	Bar_303	Bar_198	0.0143	122,222	25.90	132.39	-20.79
Lne_143	TORRE74_TCHIN110_1	Bar_304	Bar_262	0.0116	2,495,811	131.79	335.13	26.04
Lne_144	TORRE74_TCHIN220_2	Bar_305	Bar_263	0.0116	2,495,811	131.28	333.82	26.14
Lne_145	TORRE82_TANDE110_1	Bar_306	Bar_246	0.0005	2,638	32.60	165.30	-17.31
Lne_146	TORRE82_TANDE110_2	Bar_307	Bar_247	0.0005	2,638	55.45	281.36	-27.37
Lne_147	TPAJA_1_PAJAR110_1	Bar_308	Bar_146	0.0062	77,118	34.35	175.58	-14.22
Lne_148	TPAJA_2_PAJAR110_2	Bar_309	Bar_147	0.0062	77,118	23.13	118.31	-5.05
Lne_149	TPAJA_TVALL110_1	Bar_308	Bar_344	0.0012	7,912	102.64	525.85	40.50
Lne_150	TPAJA_TVALL110_2	Bar_309	Bar_345	0.0012	7,912	101.47	519.43	11.23
Lne_151	TPINT_1_PINTA110_1	Bar_310	Bar_155	0.0002	1,336	17.61	89.90	-20.15
Lne_152	TPINT_2_PINTA110_2	Bar_311	Bar_156	0.0002	1,336	12.38	62.73	-25.55
Lne_153	TPINT_TSROS110_1	Bar_310	Bar_342	0.0094	233,847	61.66	316.18	-20.85
Lne_154	TPINT_TSROS110_2	Bar_311	Bar_343	0.0094	233,847	49.93	256.55	38.97
Lne_155	TPPPE_LVEGA110_1	Bar_314	Bar_121	0.1202	540,470	-144.74	-682.23	-178.58

Lne_156	TPPPE_LVEGA110_2	Bar_315	Bar_122	0.1202	540,470	-135.81	-629.71	-186.86
Lne_157	TPPPEU_1_PPEUC110_1	Bar_314	Bar_162	0.0002	1,113	0.00	0.00	0.00
Lne_158	TPPPEU_2_PPEUC110_2	Bar_315	Bar_163	0.0002	1,113	0.00	0.00	0.00
Lne_159	TPUDA_TJSOS110_1	Bar_316	Bar_334	0.0076	81,225	160.08	813.78	-20.82
Lne_160	TPUDA_TJSOS110_2	Bar_317	Bar_335	0.0076	81,225	151.45	770.06	-29.86
Lne_161	TPUDAH_1_PUDAH110_1	Bar_316	Bar_166	0.0001	700	10.09	51.44	-9.75
Lne_162	TPUDAH_2_PUDAH110_2	Bar_317	Bar_167	0.0001	700	16.67	84.96	-15.64
Lne_163	TQUIL_TCHAC110_1	Bar_318	Bar_258	0.0088	206,718	95.02	484.42	-54.73
Lne_164	TQUIL_TCHAC110_2	Bar_319	Bar_259	0.0088	206,718	79.03	403.38	-46.89
Lne_165	TQUILI_1_QUILI110_1	Bar_318	Bar_170	0.0025	30,088	10.68	54.42	17.98
Lne_166	TQUILI_2_QUILI110_2	Bar_319	Bar_171	0.0025	30,088	28.99	147.98	-25.56
Lne_167	TRECO_1_RECOL110_1	Bar_320	Bar_177	0.0007	2,103	14.77	75.30	-22.32
Lne_168	TRECO_2_RECOL110_2	Bar_321	Bar_178	0.0007	2,103	38.62	197.25	-43.06
Lne_169	TRECO_SCRIS110_1_I	Bar_320	Bar_198	0.0192	82,592	32.96	168.73	8.03
Lne_170	TRECO_SCRIS110_1_II	Bar_321	Bar_198	0.0192	82,592	22.14	113.75	20.70
Lne_171	TREIN_1_REINA110_1	Bar_322	Bar_182	0.0148	182,278	12.44	63.16	-7.56
Lne_172	TREIN_2_REINA110_2	Bar_323	Bar_183	0.0148	182,278	49.10	250.16	-17.93
Lne_173	TREIN_FLORI110_2_I	Bar_322	Bar_089	0.0340	186,510	8.30	41.29	-31.65
Lne_174	TREIN_FLORI110_2_II	Bar_323	Bar_089	0.0340	186,510	-7.87	-41.24	-26.66
Lne_175	TSBER_1_SBERN110_1	Bar_330	Bar_192	0.0002	1,114	52.51	268.04	-71.90
Lne_176	TSBER_2_SBERN110_2	Bar_331	Bar_193	0.0002	1,114	26.41	134.76	-32.60
Lne_177	TSBER_BUIN110_1_I	Bar_330	Bar_044	0.0221	813,242	-81.75	-418.70	47.50
Lne_178	TSBER_BUIN110_1_II	Bar_331	Bar_044	0.0221	813,242	-61.91	-317.00	11.00
Lne_179	TSELE_1_SELEN110_1	Bar_332	Bar_200	0.0054	66,475	20.44	104.60	-15.20
Lne_180	TSELE_2_SELEN110_2	Bar_333	Bar_201	0.0054	66,475	84.58	430.70	-123.67
Lne_181	TSELE_TMACU110_1	Bar_332	Bar_284	0.0135	101,071	-52.71	-266.10	112.41
Lne_182	TSELE_TMACU110_2	Bar_333	Bar_285	0.0135	101,071	-65.45	-330.33	151.66
Lne_183	TSJOS_1_SJOSE110_1	Bar_334	Bar_208	0.0075	23,816	22.01	112.34	-48.65
Lne_184	TSJOS_2_SJOSE110_2	Bar_335	Bar_209	0.0075	23,816	25.93	132.31	-37.60
Lne_185	TSJOS_TPAJA110_1	Bar_334	Bar_308	0.0132	85,991	137.68	701.44	26.95
Lne_186	TSJOS_TPAJA110_2	Bar_335	Bar_309	0.0132	85,991	125.17	637.74	6.86
Lne_187	TSMAR_1_SMART110_1	Bar_336	Bar_213	0.0111	136,709	42.74	217.92	-49.87
Lne_188	TSMAR_2_SMART110_2	Bar_337	Bar_214	0.0111	136,709	12.83	64.89	-37.60
Lne_189	TSMAR_CHENA110_1_I	Bar_336	Bar_057	0.0014	45,570	16.14	84.62	80.40
Lne_190	TSMAR_CHENA110_1_II	Bar_337	Bar_057	0.0014	45,570	31.64	167.59	232.54
Lne_191	TSPAB_1_SPABL110_1	Bar_338	Bar_217	0.0004	3,343	28.57	145.76	-27.14
Lne_192	TSPAB_1_TAGUI110_1	Bar_338	Bar_235	0.0510	180,487	20.77	106.27	-46.20
Lne_193	TSPAB_2_SPABL110_2	Bar_339	Bar_218	0.0004	3,343	23.22	118.42	-25.50
Lne_194	TSRAQ_1_SRAQU110_1	Bar_340	Bar_221	0.0100	31,762	33.76	171.06	-74.43
Lne_195	TSRAQ_2_SRAQU110_2	Bar_341	Bar_222	0.0100	31,762	5.06	26.27	11.73
Lne_196	TSRAQ_FLORI110_2_I	Bar_340	Bar_089	0.0175	138,120	-7.61	-33.28	169.02
Lne_197	TSRAQ_FLORI110_2_II	Bar_341	Bar_089	0.0175	138,120	26.33	137.07	76.13
Lne_198	TSROS_1_SROSA110_1	Bar_342	Bar_227	0.0001	701	35.44	178.36	-117.10
Lne_199	TSROS_2_SROSA110_2	Bar_343	Bar_228	0.0001	701	18.48	93.15	-50.58
Lne_200	TSROS_TSRAQ110_1	Bar_342	Bar_340	0.0026	20,730	26.16	137.80	95.50
Lne_201	TSROS_TSRAQ110_2	Bar_343	Bar_341	0.0026	20,730	31.41	163.37	88.79
Lne_202	TVALL_1_VALLE110_1	Bar_344	Bar_348	0.0134	59,447	34.78	177.96	-7.12
Lne_203	TVALL_2_VALLE110_2	Bar_345	Bar_349	0.0134	59,447	12.58	64.03	-31.32
Lne_204	TVALL_TMAIP110_1	Bar_344	Bar_286	0.0115	74,956	67.82	347.88	46.84
Lne_205	TVALL_TMAIP110_2	Bar_345	Bar_287	0.0115	74,956	88.84	455.39	41.77
Lne_206	TVITA_1_VITAC110_1	Bar_346	Bar_353	0.0045	46,583	71.50	363.98	-79.36
Lne_207	TVITA_2_VITAC110_2	Bar_347	Bar_354	0.0045	46,583	62.00	314.66	-101.98
Lne_208	TVITA_TCORD110_1	Bar_346	Bar_266	0.0076	117,625	23.49	124.80	140.15
Lne_209	TVITA_TCORD110_2	Bar_347	Bar_267	0.0076	117,625	29.26	154.69	155.94
Lne_210	VITAC_1_LEONE110_1	Bar_353	Bar_117	0.0102	126,193	0.00	0.01	0.34
Lne_211	VITAC_2_LEONE110_2	Bar_354	Bar_118	0.0102	126,193	0.00	0.01	0.34
Lne_212	JAHUEL_1_TJAHUEL500_2	Bar_100	Bar_277	0.0001	0	0.00	0.00	0.00
Lne_213	JAHUEL_1_TJAHUEL500_2(1)	Bar_100	Bar_278	0.0001	0	0.00	0.00	0.00
Lne_214	JAHUEL_1_TJAHUEL500_3	Bar_100	Bar_279	0.0001	0	94.69	108.47	-106.86

Lne_215	POLPA_1_TPOLPA500_1	Bar_161	Bar_312	0.0001	0	171.53	192.87	-49.93
Lne_216	POLPA_1_TPOLPA500_2	Bar_161	Bar_313	0.0001	0	151.16	169.98	-44.31
Lne_217	TAGUIR_1A_TPOLPA500_1	Bar_236	Bar_312	0.0035	0	-171.45	-190.12	-19.34
Lne_218	TAGUIR_1B_TRODEO500_1A	Bar_237	Bar_324	0.0028	0	171.45	191.38	-17.93
Lne_219	TAGUIR2B_TRODEO500_2A	Bar_239	Bar_326	0.0028	0	151.09	168.52	-12.39
Lne_220	TANCOA_1A_ANCOA500_1	Bar_242	Bar_016	0.0001	0	356.48	399.64	-331.17
Lne_221	TANCOA_2A_ANCOA500_1	Bar_244	Bar_016	0.0001	0	0.00	0.00	0.00
Lne_222	TANCOA_3A_ANCOA500_1	Bar_245	Bar_016	0.0001	0	0.00	0.00	0.00
Lne_223	TJAHUEL_1_JAHUEL500_1	Bar_276	Bar_100	0.0001	0	151.01	169.66	-50.02
Lne_224	TJAHUEL_3_TROSUR500_1	Bar_279	Bar_328	0.0011	0	94.69	106.17	-23.42
Lne_225	TPOLPA_2_TAGUIR500_2A	Bar_313	Bar_238	0.0035	0	151.16	167.24	24.96
Lne_226	TRODEO_2B_TJAHUEL500_1	Bar_327	Bar_276	0.0018	0	151.04	169.36	-39.60
Lne_227	TRODSUR_2_JAHUEL500_2	Bar_329	Bar_101	0.0011	0	-94.68	-106.18	23.86
Lne_228	TROSUR_1_TANCOA500_1B	Bar_328	Bar_243	0.0270	0	360.71	402.35	-265.73
Lne_229	TROSUR_2_TRODEO500_1B	Bar_329	Bar_325	0.0014	0	-171.34	-192.13	42.94

Transformadores de 2 enrollados

Tr2Cod	Tr2Nombre	Barra i	Barra j	Costo [US\$]	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Tr2_001	TR_ACAC110_23_1	Bar_001	Bar_003	194,145	20.55	297.09	178.55
Tr2_002	TR_ACAC110_23_2	Bar_002	Bar_004	194,145	0.00	0.00	-0.03
Tr2_003	TR_AGUI110_12_1	Bar_005	Bar_006	433,727	2.11	53.35	31.73
Tr2_004	TR_AGUI110_12_2	Bar_005	Bar_007	433,727	2.11	53.35	31.73
Tr2_005	TR_ALTA110_12_1	Bar_012	Bar_014	256,106	20.54	515.49	366.86
Tr2_006	TR_ALTA110_12_2	Bar_013	Bar_015	256,106	31.79	794.69	480.26
Tr2_007	TR_ANDE110_12_1	Bar_018	Bar_021	123,922	11.83	297.80	69.54
Tr2_008	TR_ANDE110_12_2	Bar_019	Bar_023	123,922	14.12	354.52	110.51
Tr2_009	TR_ANDE110_12_3	Bar_018	Bar_024	123,922	0.00	0.00	-0.01
Tr2_010	TR_APOQ110_12_1	Bar_025	Bar_027	256,106	31.98	793.27	509.00
Tr2_011	TR_APOQ110_12_2	Bar_026	Bar_028	256,106	36.09	900.26	472.63
Tr2_012	TR_BATU110_23_1	Bar_029	Bar_031	194,145	22.46	328.46	177.02
Tr2_013	TR_BATU110_23_2	Bar_030	Bar_032	194,145	9.82	140.50	66.20
Tr2_014	TR_BATU110_23_3	Bar_029	Bar_033	256,106	24.14	347.84	155.32
Tr2_015	TR_BOZA110_12_1	Bar_034	Bar_036	123,922	11.69	290.78	74.02
Tr2_016	TR_BOZA110_12_2	Bar_035	Bar_037	123,922	14.75	368.34	180.08
Tr2_017	TR_BOZA110_12_4	Bar_035	Bar_038	256,106	24.62	614.70	309.37
Tr2_018	TR_BOZA110_23_1	Bar_034	Bar_039	256,106	1.98	28.61	17.84
Tr2_019	TR_BRAS110_12_1	Bar_040	Bar_042	256,106	28.16	698.94	295.64
Tr2_020	TR_BRAS110_12_2	Bar_041	Bar_043	256,106	60.66	1531.43	1311.29
Tr2_021	TR_CARR110_12_1	Bar_048	Bar_050	925,285	11.63	289.25	140.43
Tr2_022	TR_CARR110_12_2	Bar_049	Bar_051	925,285	13.76	342.59	170.39
Tr2_023	TR_CHAC110_12_1	Bar_052	Bar_054	256,106	27.26	682.53	366.73
Tr2_024	TR_CHAC110_23_1	Bar_052	Bar_055	256,106	19.81	287.05	158.13
Tr2_025	TR_CHAC110_23_2	Bar_053	Bar_056	194,145	18.09	262.26	151.43
Tr2_026	TR_CIST110_12_1	Bar_060	Bar_062	123,922	15.87	382.92	140.32
Tr2_027	TR_CIST110_12_2	Bar_061	Bar_063	144,576	17.51	417.83	237.43
Tr2_028	TR_CIST110_12_3	Bar_060	Bar_064	256,106	16.50	413.85	227.86
Tr2_029	TR_CORD110_12_1	Bar_068	Bar_070	256,106	41.45	1036.07	531.05
Tr2_030	TR_CORD110_12_2	Bar_069	Bar_071	256,106	36.11	902.90	449.00
Tr2_031	TR_CORD110_12_3	Bar_068	Bar_072	256,106	0.00	0.00	-0.03
Tr2_032	TR_CRIS110_12_1	Bar_198	Bar_073	165,229	29.16	731.90	252.56
Tr2_033	TR_CRIS110_12_2	Bar_198	Bar_074	165,229	31.28	783.26	331.88
Tr2_034	TR_CRIS110_12_3	Bar_198	Bar_075	256,106	46.23	1103.38	628.59
Tr2_035	TR_DEHE110_12_1	Bar_077	Bar_079	123,922	11.86	282.52	164.54
Tr2_036	TR_DEHE110_12_2	Bar_078	Bar_080	256,106	7.50	187.39	107.37
Tr2_037	TR_DEHE110_23_1	Bar_077	Bar_081	256,106	3.89	56.13	37.40

Tr2_038	TR_DOMI110_12_2	Bar_084	Bar_086	123,922	13.29	329.73	194.27
Tr2_039	TR_DOMI110_12_3	Bar_085	Bar_087	256,106	28.94	717.96	453.00
Tr2_040	TR_FLOR110_12_1	Bar_089	Bar_090	123,922	-19.26	-482.94	-209.55
Tr2_041	TR_HIPI110_12_1	Bar_091	Bar_093	925,285	14.34	357.62	238.11
Tr2_042	TR_HIPI110_12_2	Bar_092	Bar_094	925,285	8.76	225.45	45.63
Tr2_043	TR_HIPI110_12_3	Bar_092	Bar_095	123,922	12.28	304.91	220.07
Tr2_044	TR_HIPI110_12_4	Bar_091	Bar_096	256,106	39.92	984.70	810.24
Tr2_045	TR_JOAQ110_12_1	Bar_206	Bar_102	256,106	20.64	524.32	199.39
Tr2_046	TR_JOAQ110_12_2	Bar_207	Bar_103	123,922	17.01	429.88	205.14
Tr2_047	TR_JOAQ110_12_3	Bar_207	Bar_104	925,285	12.88	323.27	183.82
Tr2_048	TR_JOAQ110_12_4	Bar_206	Bar_105	256,106	34.27	858.92	483.44
Tr2_049	TR_LAMP220_23_1	Bar_106	Bar_107	276,759	0.00	0.00	-0.02
Tr2_050	TR_LAMP220_23_2	Bar_106	Bar_108	165,229	0.00	0.00	-0.01
Tr2_051	TR_LCOC110_12_1	Bar_111	Bar_113	1,846,439	32.15	797.96	585.01
Tr2_052	TR_LCOC110_12_2	Bar_112	Bar_114	1,846,439	32.15	807.67	591.25
Tr2_053	TR_LEON110_12_1	Bar_117	Bar_119	256,106	0.00	0.00	-0.03
Tr2_054	TR_LEON110_12_2	Bar_118	Bar_120	256,106	0.00	0.00	-0.03
Tr2_055	TR_MACU110_12_3	Bar_123	Bar_125	256,106	13.21	341.06	12.40
Tr2_056	TR_MACU110_12_4	Bar_124	Bar_126	256,106	17.56	449.49	89.41
Tr2_057	TR_MACU110_12_6	Bar_124	Bar_127	206,537	4.66	75.90	38.41
Tr2_058	TR_MAIP110_12_1	Bar_130	Bar_132	123,922	8.78	211.52	47.00
Tr2_059	TR_MAIP110_12_2	Bar_131	Bar_133	925,285	20.15	500.80	394.45
Tr2_060	TR_MAIP110_12_3	Bar_131	Bar_134	925,285	23.97	591.26	606.42
Tr2_061	TR_MALL110_12_1	Bar_135	Bar_136	925,285	12.86	327.33	208.58
Tr2_062	TR_MALL110_12_2	Bar_135	Bar_137	925,285	10.13	257.04	178.66
Tr2_063	TR_MALL110_23_1	Bar_135	Bar_138	194,145	13.99	205.71	125.27
Tr2_064	TR_MANZ220_23_1	Bar_139	Bar_140	82,615	1.31	17.23	8.43
Tr2_065	TR_MANZ220_23_2	Bar_139	Bar_141	82,615	1.31	17.23	8.43
Tr2_066	TR_MANZ220_23_3	Bar_139	Bar_142	82,615	0.70	9.29	5.25
Tr2_067	TR_OCHA110_12_1	Bar_143	Bar_145	256,106	31.59	787.43	522.97
Tr2_068	TR_PAJA110_12_1	Bar_146	Bar_148	256,106	30.99	777.05	372.34
Tr2_069	TR_PAJA110_12_2	Bar_147	Bar_149	256,106	23.12	579.70	277.61
Tr2_070	TR_PAJA110_23_1	Bar_146	Bar_150	256,106	3.34	48.24	30.97
Tr2_071	TR_PANA110_12_1	Bar_151	Bar_153	123,922	19.27	457.53	301.40
Tr2_072	TR_PANA110_12_2	Bar_152	Bar_154	123,922	20.80	518.69	344.30
Tr2_073	TR_PINT110_12_1	Bar_155	Bar_157	123,922	17.61	440.51	264.40
Tr2_074	TR_PINT110_12_2	Bar_156	Bar_158	123,922	12.38	307.34	222.51
Tr2_075	TR_PRAD110_44_1	Bar_164	Bar_165	115,661	16.37	143.30	73.48
Tr2_076	TR_PUDA110_12_1	Bar_166	Bar_168	925,285	10.09	252.03	145.36
Tr2_077	TR_PUDA110_12_2	Bar_167	Bar_169	925,285	16.67	416.29	238.64
Tr2_078	TR_QUIL110_12_1	Bar_170	Bar_172	925,285	0.00	0.00	-0.01
Tr2_079	TR_QUIL110_12_2	Bar_171	Bar_173	123,922	12.75	318.79	191.71
Tr2_080	TR_QUIL110_12_3	Bar_170	Bar_174	123,922	10.68	253.98	57.70
Tr2_081	TR_QUIL110_12_4	Bar_171	Bar_175	123,922	9.54	238.82	80.61
Tr2_082	TR_QUIL110_23_2	Bar_171	Bar_176	256,106	6.70	97.04	68.87
Tr2_083	TR_RECO110_12_1	Bar_177	Bar_179	123,922	14.77	351.39	226.25
Tr2_084	TR_RECO110_12_2	Bar_178	Bar_180	925,285	7.43	185.85	116.53
Tr2_085	TR_RECO110_12_4	Bar_178	Bar_181	256,106	31.18	780.68	459.94
Tr2_086	TR_REIN110_12_1	Bar_182	Bar_184	256,106	5.74	142.96	75.93
Tr2_087	TR_REIN110_12_2	Bar_183	Bar_185	256,106	28.37	703.10	439.36
Tr2_088	TR_REIN110_12_3	Bar_182	Bar_186	256,106	6.69	166.39	89.37
Tr2_089	TR_REIN110_12_4	Bar_183	Bar_187	256,106	20.67	522.64	171.64
Tr2_090	TR_SBER110_12_1	Bar_192	Bar_195	925,285	5.47	137.28	75.92
Tr2_091	TR_SBER110_12_2	Bar_194	Bar_196	925,285	4.33	108.80	53.80
Tr2_092	TR_SBER110_12_3	Bar_193	Bar_197	256,106	26.41	660.34	404.43
Tr2_093	TR_SBER110_12_4	Bar_192	Bar_195	925,285	5.09	127.66	70.56
Tr2_094	TR_SELE110_12_1	Bar_200	Bar_202	925,285	10.02	247.93	180.65
Tr2_095	TR_SELE110_12_2	Bar_201	Bar_203	256,106	41.76	1038.54	719.16
Tr2_096	TR_SELE110_12_3	Bar_200	Bar_204	123,922	10.42	251.99	95.17

Tr2_097	TR_SELE110_12_4	Bar_201	Bar_205	256,106	42.75	1071.83	638.14
Tr2_098	TR_SIOS110_12_1	Bar_208	Bar_210	925,285	9.81	240.02	181.85
Tr2_099	TR_SIOS110_12_2	Bar_209	Bar_211	123,922	25.90	626.55	399.85
Tr2_100	TR_SIOS110_12_3	Bar_208	Bar_212	925,285	12.18	311.75	227.79
Tr2_101	TR_SMAR110_12_1	Bar_213	Bar_215	256,106	23.57	592.28	285.17
Tr2_102	TR_SMAR110_12_2	Bar_214	Bar_216	256,106	12.82	317.93	268.64
Tr2_103	TR_SMAR110_23_1	Bar_213	Bar_022	82,615	19.14	280.57	185.76
Tr2_104	TR_SMAR110_23_2	Bar_213	Bar_020	82,615	0.00	0.00	-0.01
Tr2_105	TR_SPAB110_23_1	Bar_217	Bar_219	194,145	28.57	414.00	211.95
Tr2_106	TR_SPAB110_23_2	Bar_218	Bar_220	194,145	23.22	336.34	177.42
Tr2_107	TR_SRAQ110_12_1	Bar_221	Bar_223	256,106	29.15	724.43	560.65
Tr2_108	TR_SRAQ110_12_3	Bar_222	Bar_225	123,922	5.06	128.76	19.66
Tr2_109	TR_SRAQ110_12_5	Bar_221	Bar_226	206,537	4.52	74.16	37.86
Tr2_110	TR_SROS110_12_1	Bar_227	Bar_229	123,922	20.43	504.44	439.12
Tr2_111	TR_SROS110_12_2	Bar_228	Bar_230	123,922	11.42	282.26	224.44
Tr2_112	TR_SROS110_12_3	Bar_227	Bar_231	256,106	15.00	369.39	340.68
Tr2_113	TR_SROS110_12_4	Bar_228	Bar_232	123,922	7.06	174.18	147.93
Tr2_114	TR_VALL110_12_1	Bar_348	Bar_350	123,922	22.28	532.83	271.22
Tr2_115	TR_VALL110_12_2	Bar_349	Bar_351	123,922	12.57	313.71	245.74
Tr2_116	TR_VALL110_12_3	Bar_348	Bar_352	256,106	12.41	312.48	129.56
Tr2_117	TR_VITA110_12_1	Bar_353	Bar_355	256,106	34.51	861.36	514.79
Tr2_118	TR_VITA110_12_2	Bar_354	Bar_356	256,106	22.49	556.61	435.51
Tr2_119	TR_VITA110_12_3	Bar_353	Bar_357	256,106	36.94	921.98	551.26
Tr2_120	TR_VITA110_12_4	Bar_354	Bar_358	256,106	39.47	985.08	597.14
Tr2_121	TR_POLPA500_220_1	Bar_161	Bar_159	0	-322.69	-606.43	-63.96

Transformadores de 3 enrollados

Tr3Cod	Tr3Nombre	Barra i	Barra j	Costo [US\$]	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Tr3_01	TI_ALMEN220_110_1	Bar_010	Bar_008	852,341	223.69	849.12	118.43
Tr3_02	TI_BUIN220_110_1	Bar_046	Bar_044	852,341	144.01	548.10	-41.17
Tr3_03	TI_CHENA220_110_1	Bar_059	Bar_057	852,341	231.49	886.10	92.16
Tr3_04	TI_CNAVI220_110_1	Bar_067	Bar_065	852,341	124.97	479.49	29.95
Tr3_05	TI_CNAVI220_110_2	Bar_067	Bar_066	799,070	105.67	465.28	168.11
Tr3_06	TI_JAHUE220_110_1	Bar_098	Bar_097	831,033	142.12	541.47	4.71
Tr3_07	TI_SALTO220_110_1	Bar_190	Bar_189	852,341	262.35	1006.25	-13.44
Tr3_08	JAHUEL 500/220KV 1	Bar_100	Bar_098	0	-19.19	-81.49	153.27
Tr3_09	JAHUEL 500/220KV 2	Bar_100	Bar_098	0	-19.19	-81.49	153.27

Switch

CoupCod	CoupNombre	Barra i	Barra j	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Coup_001	AGUIR12_1 AGUIR12_2	Bar_007	Bar_006	2.11	72.64	-65.80
Coup_002	ALMEN110_1 ALMEN110_2	Bar_009	Bar_008	0.00	0.00	0.00
Coup_003	ALMEN220_1 ALMEN220_2	Bar_011	Bar_010	0.00	0.00	0.00
Coup_004	ANCOA500_1 ANCOA500_2	Bar_017	Bar_016	0.00	0.00	0.00
Coup_005	BOZA12_4 BOZA12_2	Bar_037	Bar_038	5.74	183.42	-189.36
Coup_006	BUIN110_1 BUIN110_2	Bar_045	Bar_044	0.00	0.00	0.00
Coup_007	BUIN220_1 BUIN220_2	Bar_047	Bar_046	0.00	0.00	0.00
Coup_008	CHENA110_1 CHENA110_2	Bar_058	Bar_057	0.00	0.00	0.00
Coup_009	FLORI110_1 FLORI110_2	Bar_089	Bar_088	0.00	0.00	0.00
Coup_010	I_DESF220_1	Bar_067	Bar_082	-228.88	-576.81	-169.82
Coup_011	I_DESF220_2	Bar_067	Bar_083	-228.88	-576.81	-169.81

Coup_012	I_TAGUIR_1A_TAGUIR_1B	Bar_236	Bar_237	171.45	190.87	-1.22
Coup_013	I_TAGUIR_2A_TAGUIR500_2B	Bar_238	Bar_239	151.09	167.99	4.39
Coup_014	I_TROD_2A_TROD500_2B	Bar_326	Bar_327	151.04	169.06	-29.17
Coup_015	I_TRODO_1A_TRODO_1B	Bar_324	Bar_325	171.38	191.90	-34.64
Coup_016	I_TROSUR2_TROSUR5001	Bar_329	Bar_328	266.03	298.71	-81.40
Coup_017	JAHUE220_1 JAHUE220_2	Bar_099	Bar_098	0.00	0.00	0.00
Coup_018	JAHUEL500_1 JAHUEL500_2	Bar_101	Bar_100	-94.69	-106.01	17.56
Coup_019	LCOC110_1 LCOC110R_1	Bar_109	Bar_111	0.00	0.00	0.00
Coup_020	LCOC110_2 LCOC110R_2	Bar_110	Bar_112	0.00	0.00	0.00
Coup_021	LCOCH12_1 LCOCH12R_1	Bar_115	Bar_113	0.00	0.00	0.00
Coup_022	LCOCH12_2 LCOCH12R_2	Bar_116	Bar_114	0.00	0.00	0.00
Coup_023	LVEGA110_1 LVEGA110_2	Bar_121	Bar_122	146.94	628.75	190.70
Coup_024	MACUL12_2 MACUL12R_2	Bar_128	Bar_125	0.00	0.00	0.00
Coup_025	MACUL12_3 MACUL12R_3	Bar_129	Bar_126	0.00	0.00	0.00
Coup_026	OCHAG110_1 OCHAG110_2	Bar_144	Bar_143	0.00	0.00	0.00
Coup_027	POLPA220_1 POLPA220_2	Bar_160	Bar_159	0.00	0.00	0.00
Coup_028	REINA12_1 REINA12_3	Bar_186	Bar_184	-5.74	-206.76	155.47
Coup_029	S3.0	Bar_066	Bar_065	-22.45	-112.62	-93.98
Coup_030	SALTO220_1 SALTO220_2	Bar_191	Bar_190	0.00	0.00	0.00
Coup_031	SBERN110_1 SBERN110_2	Bar_194	Bar_192	-4.33	-22.20	1.52
Coup_032	SCRIS110_1 SCRIS110_2	Bar_199	Bar_198	0.00	0.00	0.00
Coup_033	SRAQU12_1 SRAQU12_2	Bar_224	Bar_223	-9.24	-355.75	258.03

Condensador serie

ScapCod	ScapNombre	Barra i	Barra j	P [MW]	I_Re [A]	I_Im [A]
Scap_01	CS_TANC_1B_TANC500_1A	Bar_243	Bar_242	356.48	399.64	-420.37

A2. Algoritmos desarrollados en Matlab

Método de Grafos para sistema de 5 barras

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Método Nodal (Bialek): Upstream Looking Algorithm
% Sistema de 5 barras
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clc
clear all

%% Inicio datos de entrada

% Número de nodos
n = 5;

% Número de generadores
nG = 3;

% Número de líneas
l = 7;

% Vector de líneas
Par = [1 2 0.06
1 3 0.24
2 3 0.18
2 4 0.18
2 5 0.12
3 4 0.03
4 5 0.24];

% Vector de entrada
Var = [0.00 20.00 45.00 40.00 60.00 79.43 53.53 0.00 0.00 34.60 48.78
30.65 24.77 26.41 30.60 9.29 -4.73 0.00 117.36 254.54 215.94 319.26
430.99 293.82 0.00 0.00 219.77 273.60 161.40 130.62 138.74 170.71 71.69
54.79 0.00 -28.42 -22.75 -11.65 -13.64 14.69 -18.87 0.00 0.00 -38.45
20.65 4.53 -7.44 -4.06 17.94 41.62 113.05 110.00 110.00 107.59 107.78
110.00 0.00 -1.85 -4.31 -4.53 -4.18 0.00 10.00 15.00 5.00 10.00 -
20.82 16.38 0.00 0.00 23.58 -18.39 -2.43 2.42 1.02 -11.02 -9.60 -
9.07];

%% Fin datos de entrada

tamano = size(Var);
RESULTADOS = zeros(7,5,tamano(1));

for op=1

% Vector de cargas
L = zeros(n,1);
for i=1:n
L(i) = Var(op,i);
end

% Vector de generaciones
G = zeros(n,1);
for i=1:n
G(i) = Var(op,5+i);
end

% Matriz de flujos (nodo i,nodo j)
F = zeros(n);
for i=1:l
```

```

    F(Par(i,1),Par(i,2)) = Var(op,10+i);
    F(Par(i,2),Par(i,1)) = -Var(op,10+i);
end

% Completar matriz de flujos de potencia activa DC
for i=1:n
    for j=1:n
        if F(i,j)~=0
            F(j,i) = -F(i,j);
        end
    end
end

% Matriz de líneas con flujos positivos (nodo_i,nodo_j)
Fp = zeros(n);
for i=1:n
    for j=1:n
        if F(i,j)>0
            Fp(i,j) = 1;
        end
    end
end

% Matriz alfa: nodos j que inyectan al nodo i
alfa = zeros(n);
for i=1:n
    for j=1:n
        if F(i,j)<0
            alfa(i,j)=1;
        end
    end
end

% Vector de flujos entrantes a cada nodo
P = G-alfa.*F*ones(n,1);

% Matriz A de distribución upstream (definida según ecuación)
A = zeros(n);
for i=1:n
    for j=1:n
        if i==j
            A(i,j)=1;
        elseif alfa(i,j)~=0
            A(i,j)=-abs(F(j,i))/P(j);
        end
    end
end

% Inversa de la matriz A
A_inv = A^-1;

% Matriz D de distribución topológica de generación
% Porción de la generación del generador k que fluye por la línea i-j
% D(i,j,k) = D(nodo_i,nodo_j,generador_k)
D = zeros(n,n,n);
for k=1:n
    if G(k)~=0
        for i=1:n
            for j=1:n
                D(i,j,k)=abs(F(i,j))*A_inv(i,k)/P(i);
            end
        end
    end
end

% Participación de generaciones en flujos positivos
% (nodo_i,nodo_j,generador_k)

```

```

part = zeros(n,n,n);
for i=1:n
    for j=1:n
        if Fp(i,j)~=0
            for k=1:n
                if G(k)~=0
                    part(i,j,k) = G(k)*D(i,j,k);
                end
            end
        end
    end
end

% Matriz de potencia de generadores a líneas
Pot = zeros(l,n);
for i=1:l
    for j=1:n
        if part(Par(i,1),Par(i,2),j)~=0
            Pot(i,j) = part(Par(i,1),Par(i,2),j);
        else
            Pot(i,j) = part(Par(i,2),Par(i,1),j);
        end
    end
end

% Matriz de contribución de generadores a líneas
Cont = zeros(l,n);
for i=1:l
    for j=1:n
        Cont(i,j) = Pot(i,j)/sum(Pot(i,:));
    end
end

% Distribuciones de potencia (carga_i,generador_j)
dist = zeros(n,n);
for i=1:n
    if L(i)~=0
        for j=1:n
            if G(j)~=0
                dist(i,j) = L(i)/P(i)*A_inv(i,j)*G(j);
            end
        end
    end
end

RESULTADOS(:, :,op) = round(10000*Cont)/10000;
end

% Matriz de resultados
RES_MAT = zeros(tamano(1),nG*1);
for op=1:tamano(1)
    i = 1;
    for gen=[1,2,5]
        for lin=1:l
            RES_MAT(op,i) = RESULTADOS(lin,gen,op);
            i = i+1;
        end
    end
end

display(RESULTADOS);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%FIN%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

Método GGDF para el SIC-3

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Método de Factores de Distribución (Factores_GGDF)
% Simulación SIC-3
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clc
clear all

%% Inicio datos de entrada

% Número de barras
n = 360;

% Barra de referencia
R = 1;

% Número de generadores
nG = 7;

% Número de líneas
nl = 393;

% Vector de generaciones
Generaciones = [Vector completo (muy extenso para ser presentado)];

% Matriz de líneas
% barra_i barra_j reactancia potencia_activa costo
Lineas = [Matriz completa (muy extensa para ser presentado)];

%% Fin datos de entrada

% Vector de generaciones
G = Generaciones;

% Reactancias de líneas
x = Lineas(:,3);

% Matriz de flujos de potencia activa (barra_i,barra_j)
F = zeros(n);
for i=1:nl
    F(Lineas(i,1),Lineas(i,2)) = Lineas(i,4);
    F(Lineas(i,2),Lineas(i,1)) = -Lineas(i,4);
end

% Admitancias de líneas
y = 1./x;

% Matriz de admitancia nodal
Y = zeros(n);
for i=1:n
    for j=1:nl
        if Lineas(j,1)==i || Lineas(j,2)==i
            Y(i,i) = Y(i,i) + y(j);
        end
    end
end
for i=1:nl
    Y(Lineas(i,1),Lineas(i,2)) = Y(Lineas(i,1),Lineas(i,2)) - y(i);
    Y(Lineas(i,2),Lineas(i,1)) = Y(Lineas(i,2),Lineas(i,1)) - y(i);
end

% Eliminar fila y columna de referencia
Y = [Y(1:R-1,:);Y(R+1:end,:)];
Y = [Y(:,1:R-1),Y(:,R+1:end)];
```

```

% Inversa de la matriz de admitancia nodal sin barra de referencia
Y_inv = inv(Y);

% Matriz de reactancia
X = Y^-1;
X = [X(1:R-1, :); zeros(1, size(X,1)); X(R:end, :)];
X = [X(:, 1:R-1), zeros(size(X,1),1), X(:, R:end)];

% Factores GSDF
GSDF = zeros(nl, n);

for i=1:nl
    for j=1:n
        GSDF(i,j) = (X(Lineas(i,1),j)-X(Lineas(i,2),j))/x(i);
    end
end

% Factores GGDF
GGDF = zeros(nl, n);
for i=1:nl
    GGDF(i, R) = (F(Lineas(i,1), Lineas(i,2)) - GSDF(i, :) * G) / sum(G);
end
for j=1:n
    if j~=R
        for i=1:nl
            GGDF(i, j) = GGDF(i, R) + GSDF(i, j);
        end
    end
end

% Factores GGDF corregidos
GGDF_cor = GGDF;
for i=1:nl
    for j=1:n
        if GGDF(i, j) * Lineas(i, 4) < 0
            GGDF_cor(i, j) = 0;
        end
    end
end

% Barras de generación
barGx = zeros(nG, 1);
j=1;
for i=1:n
    if G(i) ~= 0
        barGx(j) = i;
        j=j+1;
    end
end

% Pagos
Pagos = zeros(1+nl, 1+nG);
for i=1:nG
    Pagos(1, i+1) = barGx(i);
end
for i=1:nl
    Pagos(i+1, 1) = i;
end

aux = GGDF_cor * G;
for i=1:nl
    for j=1:nG
        if Lineas(i, 4) == 0
            Pagos(i+1, j+1) = 0;
        else

```

```

        Pagos(i+1,j+1) = GGDF_cor(i,barGx(j))*G(barGx(j))*Lineas(i,5)/aux(i);
    end
end
end

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

Método de las Corrientes para el SIC-3

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

% Método de las Corrientes

```

```

% Simulación SIC-3

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

clc

```

```

clear all

```

%% Inicio datos de entrada

```

% Número de barras

```

```

n = 360;

```

```

% Número de generadores

```

```

nG = 7;

```

```

% Número de cargas

```

```

nL = 115;

```

```

% Número de líneas

```

```

nl = 393;

```

```

% Matriz de voltaje en barras [kV]

```

```

% V_Re V_Im

```

```

Barras = [Matriz completa (muy extenso para ser presentado)];

```

```

% Matriz de corriente de cargas [A]

```

```

% IL_Re IL_Im

```

```

Cargas = [Matriz completa (muy extenso para ser presentado)];

```

```

% Matriz de corriente de generadores [A]

```

```

% IG_Re IG_Im

```

```

Generadores = [Matriz completa (muy extenso para ser presentado)];

```

```

% Matriz de corriente de líneas [A]

```

```

% barra_i barra_j Il_Re Il_Im

```

```

Lineas = [Matriz completa (muy extenso para ser presentado)];

```

```

% Vector de costos de líneas [US$]

```

```

Costos = [Vector completo (muy extenso para ser presentado)];

```

%% Fin datos de entrada

```

% Barras

```

```

V = Barras(:,1) + Barras(:,2)*1i;

```

```

% Cargas

```

```

IL = Cargas(:,1) + Cargas(:,2)*1i;

```

```

% Generadores

```

```

IG = Generadores(:,1) + Generadores(:,2)*1i;

```

```

% Lineas

```

```

Il = Lineas(:,3) + Lineas(:,4)*1i;

```

%% Inicio algoritmo

```

% Matriz BLIM (Bus-line incident matrix) 1 sale, -1 entra (barra, linea)
BLIM = zeros(n,nl);
for i=1:nl
    if Lineas(i,3)>0
        BLIM(Lineas(i,1),i)=1;
        BLIM(Lineas(i,2),i)=-1;
    else
        BLIM(Lineas(i,1),i)=-1;
        BLIM(Lineas(i,2),i)=1;
    end
end

% Vector de impedancias de línea [Ohm]
Zl = zeros(nl,1);
for i=1:nl
    for j=1:n
        if BLIM(j,i)==1; break
        end
    end
    Zl(i) = V(j)/(sqrt(3)*Il(i));
end

% Barras de carga
barLx = zeros(nL,1);
j = 1;
for i=1:n
    if IL(i)~=0
        barLx(j) = i;
        j=j+1;
    end
end

% Barras de generación
barGx = zeros(nG,1);
j = 1;
for i=1:n
    if IG(i)~=0
        barGx(j) = i;
        j=j+1;
    end
end

% Vector de impedancias de carga [Ohm]
ZL = zeros(nL,1);
for i=1:nL
    ZL(i) = V(barLx(i))/(sqrt(3)*IL(barLx(i)));
end

% Vector completo de impedancias [Ohm]
Z = [Zl;ZL];

% Vector de impedancias equivalentes [Ohm]
Zeq = zeros(n,1);
% Cargas
for i=1:nL
    Zeq(barLx(i)) = Zeq(barLx(i)) + 1/ZL(i);
end
% Líneas
for i=1:n
    for j=1:nl
        if BLIM(i,j)==1;
            Zeq(i) = Zeq(i) + 1/Z(j);
        end
    end
    Zeq(i) = 1/Zeq(i);
end

```

```

% Número de incógnitas
ni = (nl+nL)*nG;

conteo = zeros(ni,1);
aux = 1;
for i=1:(nl+nL)
    for j=1:nG
        conteo(aux) = barGx(j);
        aux = aux+1;
    end
end

% Matriz kIG de términos independientes k*IG
kIG = zeros(ni,1);
aux = 1;
% Recorrer todas las líneas i
for i=1:nl
    % Recorrer todas las barras de generación j
    for j=1:nG
        % Si línea i sale de barra j
        if BLIM(barGx(j),i)==1
            % Asignar valor de kIG
            kIG(aux) = Zeq(barGx(j))/Z(i)*IG(barGx(j));
        end
        aux = aux+1;
    end
end
% Recorrer todas las cargas i
for i=1:nL
    for j=1:nG
        % Si barra de carga también es de generación
        if barGx(j)==barLx(i)
            % Asignar valor de kIG
            kIG(aux) = Zeq(barLx(i))/Z(nl+i)*IG(barLx(i));
        end
        aux = aux+1;
    end
end

% Matriz de coincidencia entre líneas/cargas y líneas precedentes
coin = zeros(nl+nL,nl);
% Recorrer todas las líneas i
for i=1:nl
    % Recorrer todas las barras k
    for k=1:n
        % Encontrar barra k de la que sale la línea i
        if BLIM(k,i)==1;
            % Recorrer todas las líneas l
            for l=1:nl
                % Encontrar líneas l que entren a la barra k
                if BLIM(k,l)==-1
                    coin(i,l) = 1;
                end
            end
            break
        end
    end
end
% Recorrer todas las cargas i
for i=1:nL
    if IL(barLx(i))~=0
        % Recorrer todas las líneas l
        for l=1:nl
            % Encontrar líneas l que entren a la barra i
            if BLIM(barLx(i),l)==-1
                coin(nl+i,l) = 1;
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end

K = eye(ni);
% Recorrer filas i (sólo líneas) de la matriz coin
for i=1:nl
    % Recorrer todas las barras b
    for b=1:n
        % Encontrar barra b de la que sale la línea i
        if BLIM(b,i)==1; break
        end
    end
    % Recorrer columnas j (sólo líneas) de la matriz coin
    for j=1:nl
        if coin(i,j)==1
            for k=1:nG
                K(nG*(i-1)+k,nG*(j-1)+k) = -Zeq(b)/Z(i);
            end
        end
    end
end
% Recorrer filas i (sólo cargas) de la matriz coin
for i=nl+1:nl+nL
    % Recorrer columnas j de la matriz coin
    for j=1:nl
        if coin(i,j)==1
            for k=1:nG
                K(nG*(i-1)+k,nG*(j-1)+k) = -Zeq(barLx(i-nl))/Z(i);
            end
        end
    end
end

% Solución final
I = K^-1*kIG;
I_Re = real(I);
I_Im = imag(I);

% Vector aux
aux = zeros(ni,3);
for i=1:ni
    aux(i,1) = fix((i-1)/(nG))+1;
    aux(i,2) = mod(i,nG);
    aux(i,3) = i;
    if aux(i,2)==0
        aux(i,2) = nG;
    end
end

% I como matriz
I_MatAux = zeros(nl+nL,nG);
for i=1:ni
    I_MatAux(aux(i,1),aux(i,2)) = I(i);
end

I_Mat = zeros(nl+nL,2*nG);
for i=1:nG
    I_Mat(:,2*i-1) = real(I_MatAux(:,i));
    I_Mat(:,2*i) = imag(I_MatAux(:,i));
end

I_Mat_Modulo = zeros(nl,nG);
for i=1:nl
    for j=1:nG
        I_Mat_Modulo(i,j) = sqrt(I_Mat(i,2*j-1)^2+I_Mat(i,2*j)^2);
    end
end

```

```

        end
    end

    Cont = zeros(nl,nG);
    for i=1:nl
        for j=1:nG
            Cont(i,j) = I_Mat_Modulo(i,j)/sum(I_Mat_Modulo(i,:));
        end
    end

    % Pagos
    Pagos = zeros(1+n1,1+nG);
    for i=1:nG
        Pagos(1,i+1) = barGx(i);
    end
    for i=1:n1
        Pagos(i+1,1) = i;
    end

    for i=1:n1
        for j=1:nG
            if Lineas(i,3)==0
                Pagos(i+1,j+1) = 0;
            else
                Pagos(i+1,j+1) = Cont(i,j)*Costos(i);
            end
        end
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%FIN%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```