



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

EFFECTIVIDAD DE BAJA DE TENSION EN DISTRIBUCION COMO MEDIDA DE DISMINUCION DE DEMANDA DE LA ENERGIA ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

LUIS DANIEL GUTIÉRREZ LAGOS

PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO PÉREZ DEL RÍO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
SERGIO DÍAZ CARO

SANTIAGO DE CHILE
JUNIO DE 2009

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR : LUIS DANIEL GUTIÉRREZ LAGOS
FECHA : 05/06/2009
PROF. GUÍA : GUILLERMO PÉREZ DEL RÍO

EFFECTIVIDAD DE BAJA DE TENSIÓN EN DISTRIBUCIÓN COMO MEDIDA DE DISMINUCIÓN DE DEMANDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante el año 2008 hubo una fuerte restricción en la oferta de energía en el SIC, debido a condiciones hidrológicas adversas, ausencia de gas natural y escasa inversión en nuevas plantas de generación. Para evitar el racionamiento, entre otras medidas la autoridad instruyó a las empresas distribuidoras a reducir la tensión en el punto de conexión de sus clientes en hasta un 10% bajo la tensión nominal de suministro en zonas urbanas y en hasta un 12,5% en zonas rurales.

El objetivo principal del trabajo de título aquí presentado, consiste en contribuir con elementos técnicos que permitan evaluar los efectos de una medida de reducción de tensión como herramienta de disminución de la demanda de electricidad a nivel del sistema de subtransmisión de Chilectra. Un objetivo secundario es analizar los efectos a nivel de sistema interconectado de dicha medida. Para poder lograr ambos objetivos es fundamental contar con un modelo de carga actualizado, el que además se proyecta como de gran utilidad para su uso en estudios de operación y planificación de los sistemas de distribución y de subtransmisión.

El estudio comienza presentando una revisión bibliográfica sobre modelación de carga en función de la tensión y la frecuencia. Se exponen los modelos más ampliamente usados, las formas de obtener sus parámetros y distintos métodos de resolución.

Para analizar los efectos a nivel de sistema, se realizan diversas reuniones técnicas con profesionales de empresas e instituciones que estuvieron directamente involucradas con la administración y/o control de la medida de reducción de voltaje. Una síntesis de estas reuniones se incluye en la memoria. Asimismo, se evalúan casos teóricos en sistemas pequeños para analizar el impacto del tipo de carga (dependencia de tensión), y de la compensación reactiva, sobre la efectividad de la medida de baja de tensión analizada. En dicho análisis se identifica un caso particular donde esta medida resulta ser contraproducente.

Gran parte del desarrollo de esta memoria de título se construye a partir de ensayos de terreno, en los que se midieron las variaciones de potencia activa y reactiva debido a variaciones del voltaje en 8 transformadores de poder de Chilectra (6 de 110/12 kV y 2 de 110/23 kV). Con estos datos se realiza la modelación de los consumos asociados a dichos transformadores utilizando un procedimiento detallado en la revisión bibliográfica. Para estos efectos, se consideran tres horarios distintos para un día de semana. Cabe mencionar que el caso particular mencionado anteriormente fue constatado en las mediciones de terreno. Se desarrolla un programa computacional en MATLAB para estimar los modelos de carga asociados a los transformadores que no pudieron ser ensayados. Dicho programa consideró dos métodos de resolución basados en reconocimiento de curvas de carga. Finalmente se evalúa la medida de baja de tensión sobre un modelo reducido del SIC bajo la condición de operación que motiva el estudio y en distintos horarios (niveles de carga), concluyendo que la medida de baja de voltaje en sistemas de distribución es eficaz y puede significar una disminución en torno a los 60 MW bajo la condición de verano con hidrología seca, lo que equivale a un 3.3% de una demanda en Chilectra de 1815 MW.

Queda propuesto como trabajo futuro realizar la modelación de más transformadores de poder, extendiendo asimismo los modelos de carga para en los meses de invierno.

Dedicado a mis padres Luis y Marianela que siempre me dieron su apoyo durante toda mi educación, a mis hermanos Camilo y Yannina, a mis amigos de carrera y a mi polola Pili, una mujer muy especial que me alentó a trabajar en ésta memoria desde el principio.

Agradecimientos

Quisiera agradecer a todos los que hicieron posible la realización de este trabajo, en particular a mi profesor guía Don Guillermo Pérez del Río por su constante preocupación e interés en el proyecto. A Chilectra S.A. por el apoyo económico brindado durante la estadía en sus dependencias en calidad de memorista. A la unidad de Estudios de Explotación, especialmente a Heriberto Valdés por su excelente disposición a brindar todo el apoyo técnico e información solicitada, fundamental para el desarrollo del presente trabajo; a Felipe Antinao por su apoyo en lo referente a simulaciones y bases de DigSilent; y a Don Víctor Canales por su orientación en el modelamiento de la carga y su buena disposición para efectuar las pruebas de variación de tensión en los transformadores. A Don Mauro Ramírez y Claudio Bastías de la unidad de Movimiento de Energía por su gestión de las pruebas en terreno, y por la integración brindada. Y a Daniel Gómez por toda la ayuda en la supervisión de los avances de las pruebas.

Al profesor integrante Sergio Díaz y a Jorge Vargas del CDEC-SIC por su buena disposición, interés y apoyo con la implementación del sistema reducido del SIC.

Quisiera también agradecer de manera muy especial a mi profesor co-guía Don Rodrigo Palma, por su motivación permanente y por haberme enseñado el gusto por los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente agradezco profundamente a mis padres que siempre se preocuparon de brindarme una buena educación, por su cariño y apoyo incondicional. A la universidad que me acogió en sus aulas de forma gratuita durante los 6 años, y a mis compañeros y amigos que hicieron de estos una experiencia inolvidable; y a los profesores que me permitieron cumplir mi sueño de retribuir la enseñanza brindada con la misma para otros alumnos. A Pilita por todo su amor, apoyo y por obligarme a levantarme temprano para trabajar en la memoria.

Índice de Contenidos

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Motivación y Justificación del estudio	1
1.2 Alcance	3
1.3 Objetivo General.....	4
1.4 Objetivos Específicos	4
CAPÍTULO 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y ESTADO DEL ARTE	5
2.1 Breve descripción de un SEP.....	5
2.2 Conceptos asociados al modelamiento de cargas	6
2.3 Modelamiento estático de carga	8
2.3.1 Factores de influencia	9
2.3.2 Modelos estáticos de carga en función de la tensión.....	10
2.3.3 Métodos de determinación de parámetros de los modelos de carga	17
2.3.4 Estimación del modelo de carga en base a su composición	26
2.3.5 Experiencia Internacional en modelación de carga mediante mediciones.....	27
2.4 Cálculo de pérdidas en un sistema radial de distribución	30
2.4.1 Efecto del tipo de carga sobre las pérdidas en el alimentador.....	33
CAPÍTULO 3. REUNIONES CON LOS ACTORES DEL SISTEMA.....	35
CAPÍTULO 4. EFECTO DE LA BAJA DE TENSIÓN SOBRE SISTEMAS DE EJEMPLO.....	38
4.1 Validación de la medida en un sistema de 24 barras.	38
4.1.1 Resultados obtenidos	40
4.1.2 Análisis de Resultados	42
4.2 Influencia de compensación reactiva en MT	42
4.2.1 Resultados obtenidos	44
4.2.2 Análisis de Resultados	46
CAPÍTULO 5. ESTIMACIÓN DEL EFECTO DE LA MEDIDA DE BAJA DE TENSIÓN SOBRE EL SIC	49
5.1 Introducción.....	49
5.2 Pruebas para el modelamiento de la carga.....	50
5.2.1 Resultados obtenidos	53
5.2.2 Influencia de la variable frecuencia en los modelos de carga encontrados	54
5.2.3 Análisis de Resultados	55
5.3 Extensión del modelo a todas las subestaciones de poder de Chilectra.	62
5.3.1 Resultados obtenidos	67
5.3.2 Análisis de Resultados	69
5.4 Estimación de baja de consumo de la red de distribución de Chilectra.	72
5.4.1 Resultados obtenidos	73

5.4.2	<i>Análisis de los Resultados</i>	75
CAPÍTULO 6.	CONCLUSIONES	77
CAPÍTULO 7.	TRABAJO FUTURO	78
CAPÍTULO 8.	REFERENCIAS	79
CAPÍTULO 9.	ANEXOS.....	82
9.1	Resultados gráficos de los modelos de carga obtenidos por mediciones.....	82
9.2	Parámetros del sistema de 24 barras.....	94
9.3	Extractos de la NT de Seguridad y Calidad de Servicio.....	96
9.4	Control automático de reactores con sistema MAIS.....	97
9.5	Análisis de Componentes Independientes (ICA).....	98
9.5.1	<i>Observando mezclas de señales desconocidas</i>	98
9.5.2	<i>Definición ICA</i>	99
9.5.3	<i>Pre-procesamiento para ICA</i>	99
9.5.4	<i>Conclusiones de ICA</i>	100
9.6	Etapas del software ESMEC.....	101
9.6.1	<i>Validación:</i>	101
9.6.2	<i>Cálculo de curvas promedio:</i>	102
9.6.3	<i>Método ICA</i>	102
9.6.4	<i>Método de Mínimos Cuadrados</i>	105
9.7	Manual de uso de software ESMEC.....	106
9.7.1	<i>Consideraciones previas</i>	106
9.7.2	<i>Ejecutando “ESMEC”</i>	108
9.7.3	<i>Códigos de las rutinas programadas</i>	109
9.8	Parámetros del sistema de Transmisión del SIC reducido.....	122
9.9	Parámetros del sistema de Subtransmisión de Chilectra.....	127
9.10	Diagrama unilineales del Sistema de Transmisión del SIC reducido.....	143
9.11	Diagrama unilineales del Sistema de Subtransmisión de Chilectra.....	144

Índice de Figuras

Figura 2.1: Terminología del modelamiento de cargas basado en componentes	7
Figura 2.2: Características de los modelos de carga “puros”	10
Figura 2.3: Modelo ZIP (13).....	11
Figura 2.4: Modelo de carga dinámico con motor de inducción.....	14
Figura 2.5: Circuito equivalente motor de inducción.....	15
Figura 2.6: Curva típica de parámetro de Q.....	16
Figura 2.7: Modelo de carga para mediodía (1) y medianoche (2).	16
Figura 2.8: Modelación de carga basada en sus componentes	18
Figura 2.9: Esquema para identificación de modelo de carga.....	21
Figura 2.10: Proceso de aprendizaje en redes neuronales.....	22
Figura 2.11: Arquitectura FLN para identificación de modelo de carga.....	23
Figura 2.12: Arquitectura BPANN para modelamiento de carga	24
Figura 2.13: Voltaje de alimentación medido (U_m , curva superior, escala de la derecha) y desviación de frecuencia medida (dF , curva inferior, escala de la izquierda).	28
Figura 2.14: Potencia activa medida/simulada sin filtrar (P_m/P_s , curvas superiores, escala izquierda) y filtradas (P_{m_f}/P_{s_f} , curvas inferiores, escala derecha).....	28
Figura 2.15: Potencia reactiva Medida/Simulada sin filtrar (Q_m/Q_s , curvas superiores, escala izquierda) y filtradas (Q_{m_f}/Q_{s_f} , curvas inferiores, escala derecha).	29
Figura 2.16: Potencia reactiva Medida/Simulada sin filtrar (Q_m/Q_s , curvas superiores, escala izquierda) y filtradas (Q_{m_f}/Q_{s_f} , curvas inferiores, escala derecha), descontando los efectos de un banco de condensadores shunt de 3x4 MVAR en la barra.	29
Figura 2.17: Sistema radial con 2 tramos.....	31
Figura 2.18: Sistema radial con n tramos.....	32
Figura 4.1: Sistema IEEE de 14 barras	38
Figura 4.2: Sistema de 24 barras simulado	39
Figura 4.3: Sistema de 3 barras.....	43
Figura 5.1: Opciones de SOLVER usadas	51
Figura 5.2: Pre-procesamiento de datos.....	52
Figura 5.3: Agrupación de curvas de carga según forma.....	57
Figura 5.4: $n_q(Q_{oc})$ para prueba 1 transformador PANAMERICANA T1.....	61
Figura 5.5: Dependencia de n_q con respecto al nivel de carga reactiva Q_0	61
Figura 5.6: Curvas de carga normalizadas de los 8 transformadores con modelo conocido.....	63
Figura 5.7: Componentes Principales de las curvas de carga	64
Figura 5.8: Diagrama de flujo ESMEC, parte I	65
Figura 5.9: Diagrama de flujo ESMEC, parte II (Resolución por Mínimos Cuadrados).....	66
Figura 5.10: Diagrama de flujo ESMEC, parte III (Resolución por ICA)	66

Figura 9.1: Administrador de orígenes de datos ODBC	107
Figura 9.2: Crear nuevo origen de datos	107
Figura 9.3: Configuración de ODBC MS ACCESS	108

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Valores típicos de $\tan(\phi)$	9
Tabla 2.2: Parámetros típicos de tensión y frecuencia para cargas (7)	13
Tabla 2.3: Características estáticas de componentes de carga	13
Tabla 2.4: Características estáticas de clases de carga	14
Tabla 2.5: Parámetros del modelo de carga por ESKOM	16
Tabla 2.6: Modelos de componentes de carga y su fracción de la demanda total por clase	18
Tabla 2.7: Parámetros por clase de carga	19
Tabla 2.8: Resultados de la fase de entrenamiento	25
Tabla 2.9: Validación de las redes entrenadas	25
Tabla 2.10: Resultados del modelo	27
Tabla 2.11: Factores n_p para distintos tipos de cargas puras	29
Tabla 4.1: Resultados con cargas de distribución de impedancia constante (Z)	40
Tabla 4.2: Resultados con cargas de distribución de corriente constante (I)	40
Tabla 4.3: Resultados con cargas de distribución de potencia constante (P)	41
Tabla 4.4: Parámetros del sistema de 3 barras	43
Tabla 4.5: Resultados para carga con $n_p=0.8$	44
Tabla 4.6: Resultados para carga con $n_p=0.2$	44
Tabla 4.7: Resultados para carga con $n_p=0.13$	45
Tabla 4.8: Resultados para carga con $n_p=0.12$	45
Tabla 4.9: Resultados para carga con $n_p=0.1$	46
Tabla 5.1: Transformadores ensayados	50
Tabla 5.2: Programación de las pruebas	51
Tabla 5.3: Resultados prueba 1	53
Tabla 5.4: Resultados prueba 2	53
Tabla 5.5: Resultados prueba 3	53
Tabla 5.6: Resumen por transformador	54
Tabla 5.7: Prueba 1 (Resultados sin frecuencia y comparación)	55
Tabla 5.8: Prueba 2 (Resultados sin frecuencia y comparación)	55
Tabla 5.9: Prueba 3 (Resultados sin frecuencia y comparación)	55
Tabla 5.10: n_p Grupo 1	56
Tabla 5.11: n_p Grupo 2 con SANTA ROSA SUR T1	56
Tabla 5.12: n_p Grupo 2 sin SANTA ROSA SUR T1	56

Tabla 5.13: Porcentajes de ventas de energía por tipo de tarifa por SE.....	58
Tabla 5.14: Potencia instalada Propia y Particular por cada transformador de poder.....	59
Tabla 5.15: Detalle de potencias instaladas por alimentador.....	59
Tabla 5.16: Comparación de resultados obtenidos con bibliografía.....	60
Tabla 5.17: Resultados obtenidos mediante mínimos cuadrados con ESMEC.....	67
Tabla 5.18: n_p "ideales" para cada clase de carga por horario.....	69
Tabla 5.19: Comparación n_p por ICA y por ventas de energía.....	69
Tabla 5.20: Comparación n_p por mínimos cuadrados y por ventas de energía.....	70
Tabla 5.21: Comparación n_p por ambos métodos de ESMEC.....	71
Tabla 5.22: Resultados obtenidos condición de operación 05 hrs.....	74
Tabla 5.23: Resultados obtenidos condición de operación 14 hrs.....	74
Tabla 5.24: Resultados obtenidos condición de operación 22 hrs.....	75
Tabla 5.25: Parámetros modelo exponencial global de Chilectra.....	76
Tabla 9.1: Barras.....	94
Tabla 9.2: Generadores y Condensadores sincrónicos.....	94
Tabla 9.3: Transformadores 2D.....	94
Tabla 9.4: Líneas.....	95
Tabla 9.5: Cargas y CCEE.....	95
Tabla 9.6: Ajustes de los umbrales de tensión y temporizaciones asociadas del sistema MAIS de Transelec.....	97
Tabla 9.7: Formato de archivo con curvas eliminadas.....	101
Tabla 9.8: Formato archivo de salida con curvas promedio.....	102
Tabla 9.9: Formato BD con parámetros de carga asociados a los transformadores ensayados.....	103
Tabla 9.10: Formato archivo de salida con los parámetros de carga de todos los transformadores.....	105
Tabla 9.11: Archivos del programa.....	106
Tabla 9.12: Formato base de datos.....	106
Tabla 9.13: Tabla " in_param" de la BD "in_param.mdb".....	108
Tabla 9.14: Archivos de resultados generados.....	109

Índice de archivos incluidos en CD de anexos

Directorio Raíz	Directorio local o archivo	Descripción
/	<i>MemoriaLG.pdf</i>	La presente Memoria de Título en formato pdf.
	<i>Pruebas.xls</i>	Datos de las mediciones y cálculo de parámetros de modelo exponencial para los 8 transformadores ensayados en 3 horarios.
	<i>Validacion.xls</i>	Comparación de resultados entregados por ESMEC utilizando ICA, Mínimos Cuadrados y ventas de energía.
/DeepEdit	<i>/DeepEdit/24_barras</i>	Directorio con distintas configuraciones del ejemplo de 24 barras para evaluar la medida de baja de tensión (archivos DeepEdit).
	<i>pequeno_compensacion.sim</i>	Archivo .sim (DeepEdit) que ilustra el caso particular en donde la medida de baja de tensión puede ser contraproducente.
/Unilineales	<i>STx Troncal.pdf</i>	Diagrama unilineal DigSilent, STx Troncal.
	<i>SSTx Chilectra.pdf</i>	Diagrama unilineal DigSilent, SSTx Chilectra.
/Matlab	<i>/Matlab/IO/Entrada</i>	Archivos de entrada de ESMEC con los parámetros de los transformadores base.
	<i>/Matlab/IO</i>	Archivos .xls de salida generados por ESMEC.
	<i>/Matlab/Rutinas</i>	Archivos .m necesarios para ejecutar ESMEC.

Capítulo 1. Introducción

1.1 Motivación y Justificación del estudio

El trabajo de memoria de título que se presenta a continuación, responde a una necesidad por parte de los actores del sistema eléctrico, en éste caso, del sistema interconectado central (SIC) de conocer el impacto que tiene sobre el mismo, el aplicar una medida de baja de tensión a nivel de distribución, con el fin de ayudar a evitar el racionamiento de energía eléctrica en una situación de escasez de energéticos primarios. Y una necesidad por parte de Chilectra de contar con un modelo de carga actualizado.

En el verano 2007-2008 se vivió una situación muy delicada en la operación del SIC, que terminó por gatillar el presente trabajo, ésta condición de anormalidad se debió a un año hídrico seco, lo que se tradujo en una baja capacidad de generación de las centrales hidráulicas de embalse y una mayor operación de las centrales termoeléctricas.

Por otra parte, en estas circunstancias se hizo presente además la ausencia de gas natural, con lo cual las centrales termoeléctricas de gas natural vieron reducida su eficiencia por trabajar con petróleo diesel, y aumentaron las horas en que estas centrales están fuera de servicio por motivos de mantenimiento.

Por lo mencionado, el sistema contó con una ajustada reserva de potencia y energía, además de estar más expuesto a colapsos de voltaje y frecuencia que en condiciones normales.

Consecuentemente se hizo manifiesta la preocupación por parte de las autoridades que tratan de evitar el racionamiento eléctrico. Publicándose el 26 de febrero de 2008 en el Diario Oficial el Decreto N°26, que estipula medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el sistema interconectado central, en ejecución del artículo 163° de la ley general de servicios eléctricos. En el artículo 3 de este decreto, se autoriza a las empresas distribuidoras a reducir el voltaje, siguiendo instrucciones que emita la Superintendencia Electricidad y Combustibles (SEC). La SEC responde con la Resolución Exenta N°280 que se aplicó en el Sistema Interconectado Central (SIC) y que entre otras medidas, puso en marcha la reducción de hasta un 10% bajo el valor nominal en la tensión de suministro a los consumidores finales en zonas urbanas y de hasta un 12,5% en zonas rurales. Sumado de una campaña de disminución en el consumo de electricidad.

El decreto dispuso a partir del mes de abril un uso más conservador de los recursos hídricos a través de la modificación de los procedimientos utilizados habitualmente por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC.

A continuación se cita una parte de la Resolución Exenta anteriormente mencionada (1).

1°: Ordénase a las empresas de servicio público de distribución de energía eléctrica, que sirven en el área del SIC, proceder, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, a reducir la tensión de suministro a sus consumidores finales, a contar de la fecha de notificación de la presente resolución (26 de febrero de 2008) y hasta que se mantengan las circunstancias que han motivado su dictación o hasta que exista, por parte de la Autoridad otra calificación, conforme lo indica la siguiente tabla:

- a) En baja tensión, para zonas urbanas, hasta un 10% bajo la tensión nominal;*
- b) En baja tensión, para zonas rurales, hasta un 12.5% bajo la tensión nominal;*
- c) En media tensión, para zonas urbanas, hasta un 8% bajo la tensión nominal; y*
- d) En media tensión, para zonas rurales, hasta un 10% bajo la tensión nominal.*

2º: Las empresas deberán tomar las medidas necesarias para reducir la tensión de suministro de forma de lograr los máximos ahorros de consumo, sin sobrepasar los valores mínimos de tensión de suministro que se desprenden del resuelvo anterior.

Por otra parte, se hace manifiesta la necesidad de Chilectra, de contar con un modelo de carga actualizado para uso en estudios de planificación y operación del sistema de distribución y subtransmisión de la compañía. Este objetivo pasa a ser la base en la que se cimienta el trabajo aquí presentado, ya que es la carga el principal determinante del éxito o fracaso de la medida de baja de tensión.

Como se puede apreciar, el tema de estudio es de gran relevancia a nivel nacional, ya que permitirá contribuir con una herramienta de decisión sobre si es o no conveniente seguir aplicando la medida de reducción de tensión en distribución en caso de una próxima situación crítica del sistema. También se modelan las cargas de Chilectra a nivel de sus subestaciones de poder, lo que entrega información de gran utilidad para la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema.

1.2 Alcance

En el trabajo de título presente se estima el efecto que tiene la medida de reducción de tensión en las subestaciones de poder de Chilectra sobre los consumos correspondientes a estas subestaciones y consecuentemente, el impacto que tiene la medida sobre la generación del SIC.

Se explicita que se evalúa el impacto de la medida aplicada exclusivamente sobre las subestaciones de Chilectra, correspondientes a la zona SIC-3, ya que se tiene acceso a la información sólo de estas subestaciones. Por lo tanto, las conclusiones de este trabajo se refieren sólo al aporte que Chilectra hace a la reducción de la demanda.

Para analizar el impacto de la medida de reducción de tensión en el lado de media tensión (MT) de los transformadores de poder de Chilectra sobre el SIC, se utiliza un sistema reducido que incluye el sistema de subtransmisión de Chilectra, en donde se representan las cargas a nivel de los secundarios de los mencionados transformadores; y el sistema troncal del SIC, en donde se ha modelado desde la barra San Luis 220 kV por el Norte, hasta la barra Charrúa 220 kV y sus enlaces más importantes, por el Sur.

Se modelan las cargas de Chilectra con su dependencia de tensión para la condición de verano, es decir, se encuentran los modelos para la potencia activa y reactiva en función del voltaje. La modelación de las cargas se realiza a nivel de las subestaciones de poder que son las que enlazan el sistema de subtransmisión con el de distribución, es aquí en donde se efectúa la medida de baja de voltaje cambiando la consigna de tensión transformadores la cual se regula mediante cambiadores de taps bajo carga (CTBC), o cambiando taps de forma manual en el caso de los transformadores sin CTBC.

Los modelos de carga realizados son válidos para la condición de verano, y queda propuesto encontrar los modelos de carga para la condición de invierno, lo que implica realizar nuevas pruebas en el sistema de Chilectra.

El enfoque de la memoria es de carácter estacionario, ya que en principio, no amerita una modelación dinámica de las componentes del sistema, debido a que se analizan los efectos que provoca la baja de tensión sobre los generadores en régimen permanente para visualizar así la variación de potencia y energía generada en el sistema. Lo anterior no implica que no se tomen en cuenta las reacciones que presenta el sistema ante la disminución de tensión a nivel de los consumos.

Deben tenerse presentes los elementos de compensación de reactivos del sistema en todos los niveles de tensión, es decir, en generación, transmisión, subtransmisión y distribución, como condensadores y reactores con sus respectivos sistemas de control, y los automatismos de los generadores. Son incluidos en el sistema simulado del SIC los dispositivos MAIS de control de reactivos en las líneas de 500kV, y los condensadores y reactores de mayor influencia en la zona estudiada. En las simulaciones se tiene en cuenta también la carta de operación de los generadores incluidos. Entonces, se entiende por estacionario un tiempo suficiente en donde el sistema se ha estabilizado y han actuado posibles compensaciones luego de un cambio en la consigna de voltaje en media tensión.

El programa usado para realizar el trabajo es el DigSilent Power Factory 13.1.260, versión completa con un número ilimitado de barras, que ha sido facilitado por Chilectra. Este presenta la ventaja de contar con bases de datos actualizadas para la zona SIC-3, prestando un alto detalle en subtransmisión.

1.3 Objetivo General

Contribuir con elementos técnicos objetivos que permitan evaluar los efectos de una medida de baja de tensión como herramienta de disminución de la demanda de electricidad.

1.4 Objetivos Específicos

- Estudiar y dimensionar el problema real planteado, usando datos reales del SIC y de Chilectra.
- Contribuir con un modelo actualizado de carga para Chilectra.
- Simular el comportamiento del SIC bajo distintas condiciones de demanda, utilizando el programa DigSilent.
- Simular actuaciones de automatismos de compensación de reactivos.
- Analizar los flujos de potencia activa y reactiva, consumos, pérdidas y generación en el SIC, considerando las cargas dependientes de tensión de Chilectra.
- Estimar la eficacia relativa de la medida de baja de tensión en subestaciones de poder como medida de disminución de la demanda, comparando con la situación normal. Detallando sólo el aporte de las subestaciones de Chilectra.
- Concluir sobre cambios en la potencia activa y reactiva en los generadores.

Capítulo 2. Revisión bibliográfica y Estado del Arte

2.1 Breve descripción de un SEP

Las centrales generadoras se ubican a menudo en zonas alejadas de los centros de consumo. Ello ocurre por un conjunto de razones técnicas, económicas y ambientales, tales como la localización de caídas o desniveles adecuados en el caso de centrales hidroeléctricas, una ubicación cercana a las fuentes de carbón y a fuentes adecuadas de agua para refrigeración en el caso de centrales a vapor, o cercanía a los gasoductos. Esto obliga a construir líneas de transmisión eléctricas, que paulatinamente dan origen a redes de gran tamaño, denominadas sistemas eléctricos interconectados.

En la operación de estas redes es necesario respetar ciertas restricciones técnicas, que dicen relación con la "calidad" del producto entregado. Estas limitaciones se refieren fundamentalmente a las variaciones aceptables en la tensión y la frecuencia, así como al hecho de que se debe tratar de asegurar la entrega de energía en cualquier momento.

En consecuencia, un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica, en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad.

La forma topológica de estructurar un sistema eléctrico se ha ido complicando en la medida que se van imponiendo exigencias más severas a la disponibilidad de la energía eléctrica.

En efecto, no basta con que los sistemas eléctricos permitan el paso de una determinada potencia mientras la situación sea normal, sino que deben tener una adecuada seguridad de servicio, que permita hacer frente a posibles averías de los equipos, así como a perturbaciones externas, tales como la lluvia, polución o choque de vehículos. Ahora bien, cualquier forma de aumentar la seguridad de servicio, ya sea mediante el empleo de líneas o equipos más sólidos, o por el uso de un mayor número de circuitos o equipos redundantes, implica un aumento de las inversiones. Existe, entonces, un compromiso económico entre estas mayores inversiones y el valor de la seguridad, que dependerá de la importancia del sistema o de los consumos. A continuación se describe brevemente las topologías más comunes de sistemas eléctricos, las que permiten resolver en distinta medida este problema(2).

- Sistemas radiales: son aquellos en que desde una determinada subestación salen uno o más alimentadores (feeders), cada uno de los cuales puede o no ramificarse, pero que jamás vuelven a encontrar un punto común.

En la práctica para aumentar la seguridad de servicio se suelen extender alimentadores vecinos, tomados desde una misma subestación, o incluso desde subestaciones separadas, hasta puntos muy cercanos entre sí, donde se unen mediante elementos de interrupción que permanecen abiertos durante la operación normal. Esta disposición permite, en caso de alguna perturbación importante, retomar el servicio desde el alimentador vecino, pero siempre en forma radial.

Las redes de usuarios y las redes de distribución secundaria son casi siempre radiales. Y el caso chileno no es la excepción.

- Sistemas en anillo (bucle): son aquellos en que se aumenta la seguridad de servicio alimentándolos en paralelo desde 2 ó 3 fuentes a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupciones. El número de anillos así formado es siempre reducido y cada uno puede contener derivaciones más o menos importantes y ramificadas.

En caso de problemas con una de las fuentes (transformador), es posible mantener la alimentación de los consumos desde las fuentes restantes. Si falla uno de los anillos, es posible aislar el tramo fallado y alimentar los consumos desde ambos lados en forma radial. Mientras mayor sea el número de tramos en que se pueda dividir el anillo, mayor será la seguridad, pero también el costo. Por último, la protección y el control de un anillo son más complicados y caros que los de un alimentador radial.

- **Sistemas enmallados:** son aquellos en que todas las líneas forman anillos, llegándose así a una estructura semejante a una malla. Esta disposición exige que todos los tramos de línea operen normalmente bajo sus capacidades nominales, y estén premunidos de equipos de desconexión en ambos extremos. Se obtiene así un altísimo nivel de seguridad, aunque también al mayor costo. Este tipo de redes se emplea en sistema de transmisión importantes, así como en la distribución de algunas grandes urbes, como New York o París.

En todo caso, es necesario tener presente que en un sistema de este tipo no es posible, en general, dirigir la corriente (potencia) de manera que fluya por una determinada línea, ya que ello ocurre en función de las leyes de Kirchoff, de acuerdo con las impedancias que estén operando en paralelo. Esto implica, además, que cualquier perturbación en el flujo por una línea repercute de inmediato sobre otras.

Es necesario aclarar que con estos tres tipos de sistema se puede dar la misma seguridad de servicio, pero para lograr el nivel de seguridad de un sistema enmallado con un esquema radial, el costo se incrementaría enormemente ya que sería necesario replicar n-circuitos radiales.

2.2 Conceptos asociados al modelamiento de cargas

En esta sección se dan definiciones y conceptos concernientes al modelamiento de cargas.

Antes de describir los tipos de modelación de carga es necesario comenzar definiendo los conceptos que serán utilizados más adelante.

- **Carga:** El término carga tiene varios significados en el ámbito de la ingeniería de sistemas de potencia, incluyendo (3):
 - a) Un dispositivo conectado a un sistema de potencia que consume potencia.
 - b) La potencia total (activa y/o reactiva) consumida por todos los dispositivos conectados a un sistema de potencia.
 - c) Una porción del sistema que no es explícitamente representada, pero a menudo es tratada como si fuera un solo consumo conectado a una barra en el modelo del sistema.
 - d) La salida de potencia de un generador en una central generadora.

Se puede apreciar que el término acepta diversas definiciones. Para efectos de este trabajo, se adoptará la definición dada en c), ya que es la que más se ajusta al tema que se trata.

El concepto “carga” en éste contexto incluye, además de los consumos de clientes finales, los siguientes dispositivos (3).

- Transformadores de bajada de las subestaciones de distribución.
- Alimentadores de distribución.
- Condensadores shunt.
- Reguladores de tensión.
- Tendido eléctrico, transformadores y condensadores de clientes particulares.

A continuación se definen conceptos necesarios para la composición de cargas (3). Estos han sido ilustrados en la Figura 2.1.

- **Componente de carga:** Un componente de carga es el equivalente agregado de todos los dispositivos de un tipo específico o similar, por ejemplo, equipos de aire acondicionado, tubos fluorescentes, etc.
- **Clase de carga:** Una clase de carga es una categoría de carga, las típicamente reconocidas son la clase comercial, residencial e industrial. Para propósitos de modelamiento de carga, es conveniente agrupar las cargas en clases, donde cada clase tiene una composición similar de cargas, con características parecidas.

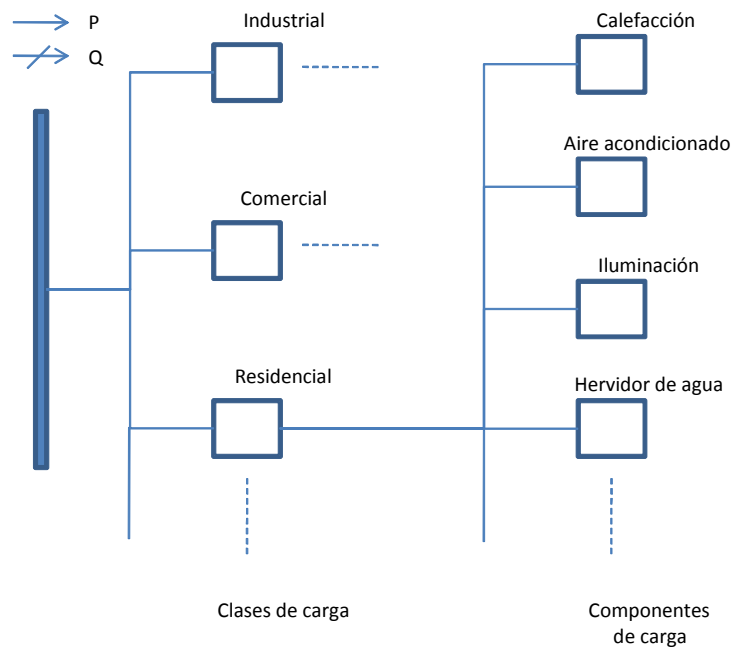


Figura 2.1: Terminología del modelamiento de cargas basado en componentes

A continuación se da una breve descripción de las clases típicas ya señaladas. En la descripción se hace una referencia al lugar donde se realizan estos consumos.

- **Carga Residencial:** Se refiere a residencias individuales o departamentos con servicio eléctrico medido por separado.
- **Carga Comercial:** Se refiere a instituciones de comercio abastecidas por el sistema eléctrico.
- **Carga Industrial:** Se refiere a las empresas que participan en actividades de extracción, fabricación, o procesamiento, de productos brutos o materiales no terminados, o que transforman los materiales en otro producto.
- **Composición de la carga:** Es la composición fraccional de la carga por componentes de carga. Este término puede ser aplicado a la carga en una barra o a una clase específica de carga. Por ejemplo, la composición de un centro de datos de internet (IDC) puede ser de 40-50% de servidores, 40-50% de cargas HVAC, y 10-15% de iluminación.

- **Mezcla de clases de carga:** Es la composición fraccional de la carga en una barra por clases de carga.
- **Características de la carga:** Es un conjunto de parámetros que definen las propiedades de la carga, como el factor de potencia, la variación de P y Q en función de la tensión, etc. Caracteriza el comportamiento de una carga específica. Este término puede ser aplicado a un dispositivo específico de carga, un componente de carga, una clase de carga, o la carga total en una barra.

A continuación se definen los conceptos de “modelo de carga” y de “modelo estático de carga” para dar paso a la sección siguiente de Modelamiento estático de carga.

- **Modelo de carga:** Un modelo de carga es una representación matemática de la relación entre la tensión de barra (magnitud y frecuencia) y la potencia (activa y reactiva) o corriente que fluye hacia la carga de la barra.
- **Modelo estático de carga:** Es un modelo que expresa la potencia activa y reactiva en cualquier instante de tiempo como una función de la magnitud de la tensión y de la frecuencia al mismo tiempo. Estos modelos son usados esencialmente para componentes estáticos de carga, por ejemplo, cargas resistivas y de iluminación, y como una aproximación para componentes dinámicas de carga, como motores de inducción.

2.3 Modelamiento estático de carga

La composición exacta de la carga asociada a una barra es difícil de estimar. Así también, la composición cambia dependiendo de muchos factores, incluyendo el tiempo (hora, día, estación del año), condiciones climáticas, e incluso de la economía.

Incluso si la composición exacta de la carga fuera conocida, sería impracticable representar cada componente individual debido al gran número que se conectan por barra. Es por esto que la representación de la carga en sistemas de estudio está basada en un número considerable de simplificaciones.(4)

Los estudios de cargas en sistemas de distribución deben considerar dos aspectos. El primero se refiere a la existencia de una gran variedad de consumos conectados a estos sistemas: motores, iluminación, calefacción, artefactos domésticos, etc. Desde el punto de vista eléctrico es necesario considerar que cada consumo no sólo requiere potencia activa P, sino también una proporción de potencia reactiva Q, necesaria para crear y mantener los campos electromagnéticos. Esta proporción, que depende del tipo de consumo, se mide a través del factor de potencia ($\cos(\phi)$) o, mejor aún, de la $\tan(\phi)$, que es la proporción de potencia reactiva sobre potencia activa ($Q/P=\tan(\phi)$), ver Tabla 2.1(2).

Ambos tipos de potencia dependen de varios factores, tales como: tensión, frecuencia, temperatura y torque (este último en los motores), destacándose por su importancia los dos primeros. La dependencia es distinta según sea el tipo de consumo. En un estudio del Electric Power Research Institute (EPRI) reportado en (5) se determinaron relaciones funcionales para P y Q, sensibles a cambios en tensión y frecuencia, para varios tipos de carga. Incorporar esas relaciones permite hacer más precisa la simulación del alimentador redundando en resultados más cercanos a la realidad (6).

Tabla 2.1: Valores típicos de $\tan(\phi)$

Tipo de Consumo	$\tan(\phi)$
Resistivo	0
Rectificadores no controlados	0.3
Motores sincrónicos	-0.5 a 0.5
Motores de inducción	0.5 a 1.1
Hornos de arco	1
Subsistemas (ciudades, regiones)	0.55 a 0.75

2.3.1 Factores de influencia

Ambas potencias varían con la tensión y la frecuencia, según el tipo de consumo (los motores son en general de potencia constante; la iluminación convencional con ampolletas de bulbo es de impedancia constante y otros consumos son de corriente constante). A variaciones pequeñas ΔV en la tensión y/o Δf en la frecuencia corresponderán variaciones ΔP en la potencia activa y ΔQ en la reactiva tales que (2):

$$\Delta P = \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right) \Delta V + \left(\frac{\partial P}{\partial f}\right) \Delta f \quad \text{Ec. 2.1}$$

$$\Delta Q = \left(\frac{\partial Q}{\partial V}\right) \Delta V + \left(\frac{\partial Q}{\partial f}\right) \Delta f \quad \text{Ec. 2.2}$$

Las derivadas parciales, llamadas factores de influencia, son difíciles de determinar analíticamente, sobre todo si el consumo es una mezcla de motores, alumbrado, etc., y deben obtenerse en forma experimental. Valores típicos son por ejemplo:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right) \approx (1,0a1,5); \left(\frac{\partial Q}{\partial V}\right) \approx (1,0a1,3); \left(\frac{\partial P}{\partial f}\right) \approx (1,5a2,0); \left(\frac{\partial Q}{\partial f}\right) \approx 1,0$$

Si se hace la simplificación de suponer consumos de impedancia constante, entonces:

$$P = \varphi(V^2, f^{-2}) = \left(\frac{RV^2}{R^2 + 4\pi^2 L^2 f^2}\right) \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$Q = \varphi(V^2, f^{-2}) = \left(\frac{2\pi LfV^2}{R^2 + 4\pi^2 L^2 f^2}\right) \quad \text{Ec. 2.4}$$

De estas últimas expresiones se deduce que, si la frecuencia se supone constante, como una simplificación razonable, entonces las variaciones de potencia activa y reactiva quedan:

$$\Delta P = (2k_1 V_{ini}) \cdot \Delta V \quad \text{Ec. 2.5}$$

$$\Delta Q = (2k_2 V_{ini}) \cdot \Delta V \quad \text{Ec. 2.6}$$

En donde:

$$k_1 = \left(\frac{R}{R^2 + 4\pi^2 L^2 f^2}\right) \quad k_2 = \left(\frac{2\pi Lf}{R^2 + 4\pi^2 L^2 f^2}\right)$$

2.3.2 Modelos estáticos de carga en función de la tensión

Un modelo estático de carga expresa las características de la misma en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de la magnitud de la tensión y de la frecuencia en la barra a la que se asocia.(4)

Existen diversas caracterizaciones de las cargas, entre ellas se encuentran las cargas de impedancia constante, las de corriente constante y las de potencia constante. A continuación se explica cada uno de estos modelos de carga (7).

- Modelo de impedancia constante: Es un modelo estático en donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud de la tensión. También puede ser llamado “modelo de carga de admitancia constante”.
- Modelo de corriente constante: Es un modelo estático en donde la potencia varía directamente con la magnitud de la tensión.
- Modelo de potencia constante: Es un modelo estático en donde la potencia de la carga no varía con cambios en la tensión. También es llamado “modelo de carga de MVA constante”.

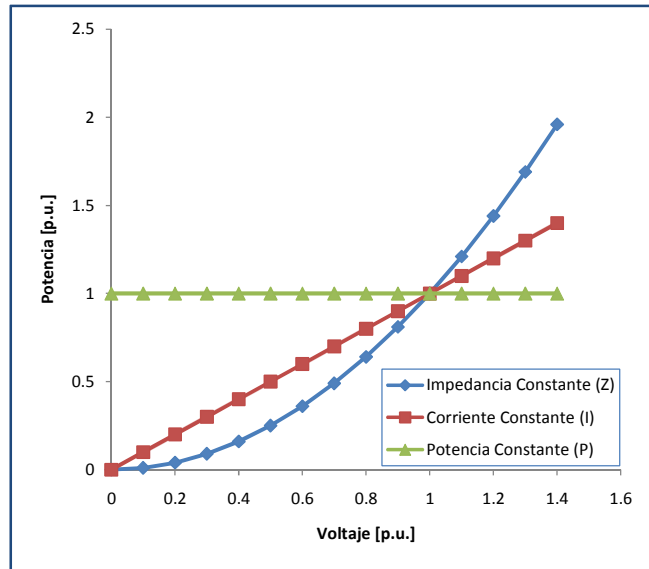


Figura 2.2: Características de los modelos de carga “puros”

A continuación se presentan los modelos de carga en función de la tensión más difundidos y aceptados en la literatura (7)(8)(9)(10)(11)(12)(13)(14).

- Modelo Polinomial: Es un modelo estático que representa la dependencia de tensión que tiene la potencia, como una ecuación polinomial, que tiene la forma siguiente (7):

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad \text{Ec. 2.7}$$

$$Q = Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \quad \text{Ec. 2.8}$$

Este modelo es también conocido como el modelo “ZIP”, ya que actúa bajo el supuesto de que la carga de un transformador de una subestación primaria (en adelante se hablará de la carga de un transformador a la carga vista desde la barra de 12kV en el lado BT del transformador de poder 110/12kV, barra de la que nacen los alimentadores de distribución) corresponde a una superposición de cargas de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P). V_0 corresponde a la tensión nominal de la carga, P_0 y Q_0 a la potencia consumida por la carga a tensión nominal. Los parámetros del modelo son $a_1 \dots a_6$, con $a_1 + a_2 + a_3 = 1$ y $a_4 + a_5 + a_6 = 1$.

Una versión un poco más general de éste modelo se puede revisar en (8) y en la sección siguiente.

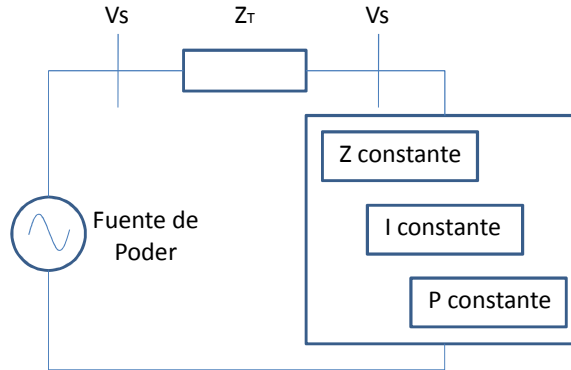


Figura 2.3: Modelo ZIP (13)

- **Modelo Exponencial:** Es un modelo estático que representa la dependencia de tensión que tiene la potencia, como una ecuación exponencial, que tiene la forma siguiente:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Los parámetros de este modelo son los exponentes n_p y n_q , donde P_0 y Q_0 corresponden a las potencias activa y reactiva respectivamente, a tensión nominal. Notar que usando estos exponentes en 0, 1 o 2, la carga es representada por el modelo de potencia constante, corriente constante o impedancia constante, respectivamente. Para cargas compuestas, sus valores dependen de las características agregadas de las componentes de carga conectadas aguas debajo de la barra en estudio.

Los exponentes n_p y n_q corresponden a las derivadas de las potencias normalizadas con respecto a los valores P_0 y Q_0 , $\frac{dP}{dV}$ y $\frac{dQ}{dV}$ en torno a $V=V_0$. También se puede aproximar la variación de potencia debido a un cambio en la tensión, usando el concepto de factores de influencia (sección 2.3.1), quedando:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V = \frac{n_p P_0}{V_0^{n_p}} V^{n_p-1} \Delta V = n_p \frac{P}{V} \Delta V \quad \text{Ec. 2.11}$$

Luego se puede escribir:

$$\frac{\Delta P}{P} = n_p \frac{\Delta V}{V} \quad y \quad \frac{\Delta Q}{Q} = n_q \frac{\Delta V}{V} \quad \text{Ec. 2.12}$$

Lo que significa que por cada 1% de variación en el voltaje, la potencia activa varía en un n_p % y la potencia reactiva en un n_q %. De esta forma la Ec. 2.11 constituye una forma mucho más directa y simple de estimar la reacción de la carga.

Para sistemas de cargas compuestas, el exponente n_p usualmente adopta valores entre 0.5 y 1.8, mientras que el exponente n_q típicamente toma valores entre 1.5 y 6. Una característica importante del exponente n_q es que varía de forma no lineal con la tensión. Esto se debe a efectos de saturación magnética en los transformadores de distribución y en motores. A tensiones altas, Q tiende a ser significativamente mayor.(4)

- EPRI LOADSYN: Es el modelo estático usado en el programa EPRI LOADSYN (EPRI Load Model Synthesis) (9).

$$P = P_0 \left\{ P_{a1} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{KPV1} [1 + KPF1(f - f_0)] + (1 - P_{a1}) \left(\frac{V}{V_0} \right)^{KPV2} \right\} \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$Q = P_0 \left\{ Q_{a1} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{KQV1} [1 + KQF1(f - f_0)] + \left(\frac{Q_0}{P_0 - Q_{a1}} \right) \left(\frac{V}{V_0} \right)^{KQV2} [1 + KQF2(f - f_0)] \right\} \quad \text{Ec. 2.14}$$

La potencia activa es representada por una componente dependiente de la frecuencia y otra dependiente sólo de la tensión. El primer término de la ecuación de potencia reactiva representa el consumo reactivo de las componentes de la carga. El segundo término aproxima el efecto del consumo de reactivos de la red, considerando el consumo de los alimentadores, transformadores, menos la capacitancia paralela, incluida en la “barra de consumo”, para darle el flujo reactivo inicial Q_0 a la barra.

Algunos parámetros han sido publicados en varios papers y publicaciones. Siendo una de las más grandes compilaciones la encontrada en Concordia and Ihara (11).

La muestra un grupo de características estáticas de varios tipos de cargas, regiones geográficas de Estados Unidos y estaciones del año. Los datos fueron obtenidos del programa EPRI LOADSYN. El modelo usado corresponde a una versión del exponencial, en donde se incluye la variable frecuencia (7):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{Kpv} [1 + Kfp * (f - f_0)] \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{Kqv} [1 + Kfq * (f - f_0)] \quad \text{Ec. 2.16}$$

Tabla 2.2: Parámetros típicos de tensión y frecuencia para cargas (7)

	fp	Kpv	Kqv	Kfp	Kfq
RESIDENCIAL					
Calefacción eléctrica.					
Noreste					
Verano	0.90	1.2	2.7	0.7	-2.3
Invierno	0.99	1.7	2.6	1.0	-1.7
Norte- Central					
Verano	0.90	1.1	2.6	0.8	-2.3
Invierno	0.99	1.7	2.6	1.0	-1.7
Sur					
Verano	0.87	0.9	2.4	0.9	-2.1
Invierno	0.97	1.5	2.5	0.9	-1.8
Oeste					
Verano	0.92	1.3	2.7	0.8	-2.2
Invierno	0.99	1.7	2.5	1.0	-1.5
Calefacción no eléctrica.					
Noroeste					
Verano	0.91	1.2	2.8	0.7	-2.3
Invierno	0.93	1.6	3.1	0.7	-1.9
Norte- Central					
Verano	0.91	1.3	2.8	0.7	-2.2
Invierno	0.96	1.5	3.0	0.8	-1.7
Sur					
Verano	0.89	1.1	2.5	0.9	-2.0
Invierno	0.97	1.6	2.9	0.8	-1.6
Oeste					
Verano	0.94	1.4	2.9	0.7	-2.1
Invierno	0.97	1.5	2.8	0.9	-1.3
COMERCIAL					
Calefacción eléctrica.					
Verano	0.85	0.5	2.5	1.2	-1.6
Invierno	0.9	0.6	2.5	1.5	-1.1
Calefacción No eléctrica.					
Verano	0.87	0.7	2.5	1.3	-1.9
Invierno	0.9	0.8	2.4	1.7	-0.9
INDUSTRIAL	0.85	0.1	0.6	2.6	1.6
INDUSTRIA ALUMINIO	0.90	1.8	2.2	-0.3	0.6
INDUSTRIA ACERO	0.83	0.6	2.0	1.5	0.6
SS AUX. PLANTA GENERADORA	0.80	0.1	1.6	2.9	1.8
BOMBAS AGRICOLAS	0.85	1.4	1.4	5.6	4.2

Otra publicación reportada en (15) muestra los siguientes resultados basados en pruebas realizadas a principios de los años 80s, y corresponden al modelo exponencial de carga:

Tabla 2.3: Características estáticas de componentes de carga

Componente	fp	dP/dV	dQ/dV	dP/df	dQ/df
Aire acondicionado					
<i>Trifásico</i>	0.90	0.088	2.5	0.98	-1.3
<i>Monofásico</i>	0.96	0.202	2.3	0.9	-2.7
<i>Tipo ventana</i>	0.82	0.468	2.5	0.56	-2.8
Horno eléctrico	1.00	2	0	0	0
Lavavajilla	0.99	1.8	3.6	0	-1.4
Lavadora	0.65	0.08	1.6	3	1.8
Secador de ropa	0.99	2	3.2	0	-2.5
Refrigerador	0.80	0.77	2.5	0.53	-1.5
Televisión	0.80	2	5.1	0	-4.5
Luces Incandescentes	1.00	1.55	0	0	0
Luces Fluorescentes	0.90	0.96	7.4	1	-2.8

Motores Industriales	0.88	0.07	0.5	2.5	1.2
Motores de ventiladores	0.87	0.08	1.6	2.9	1.7
Bombas agrícolas	0.85	1.4	1.4	5	4
Soldadura al arco	0.70	2.3	1.6	-1	-1
Transformador	0.64	3.4	11.5	0	-11.8

Tabla 2.4: Características estáticas de clases de carga

Clases de carga	f_p	dP/dV	dQ/dV	dP/df	dQ/df
Residencial					
Verano	0.90	1.20	2.90	0.80	-2.20
Invierno	0.99	1.50	3.20	1.00	-1.50
Comercial					
Verano	0.85	0.99	3.50	1.20	-1.60
Invierno	0.90	1.30	3.10	1.50	-1.10
Industrial	0.85	0.18	6.00	2.60	1.60

También han sido desarrollados modelos de carga capaces de estimar el comportamiento dinámico de las mismas. El modelo más utilizado en estudios dinámicos es el modelo de motor de inducción descrito muy someramente a continuación, aunque se dan las referencias si se desea profundizar en el tema (ya que el enfoque de este trabajo es estacionario, no dinámico). Un completo resumen de los modelos estáticos y dinámicos de carga es presentado en (15).

- Modelo de Motor de Inducción: Para modelar dinámicamente la carga, se considera que ésta se compone de una parte estática y una dinámica, y la dinámica se comporta como un motor de inducción. La parte estática es modelada de alguna de las formas antes descritas, mientras que la parte dinámica del modelo consiste en determinar los parámetros del circuito equivalente de un motor de inducción (7)(10).

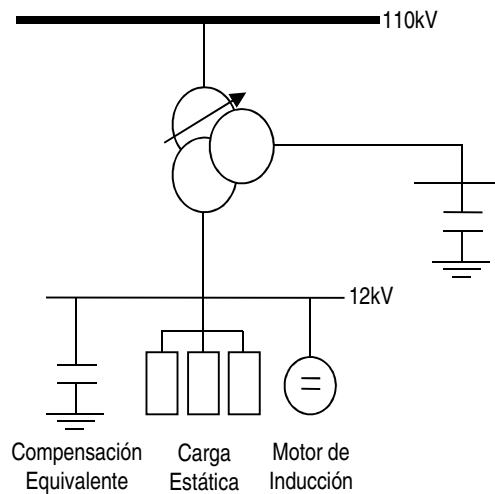


Figura 2.4: Modelo de carga dinámico con motor de inducción

El circuito equivalente asociado al motor de inducción se muestra en la Figura 2.5, del cual se deben encontrar todos sus parámetros. Una explicación detallada incluyendo las ecuaciones dinámicas del modelo puede ser encontrada en (7)(10)(16).

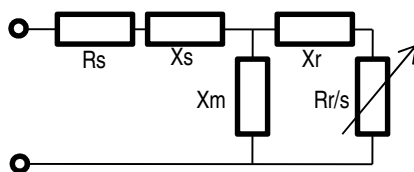


Figura 2.5: Circuito equivalente motor de inducción

En el circuito equivalente de la Figura 2.5 las resistencias R_s y R_r representan las pérdidas en los enrollados de estator y rotor respectivamente, las inductancias X_s y X_r modelan las pérdidas por flujos de fuga en el estator y rotor respectivamente. X_m es la inductancia de magnetización que representa las pérdidas en el hierro y s es el deslizamiento, que se define como el cociente entre las velocidades de los campos magnéticos rotatorios de rotor (referido al rotor) y de estator de la máquina (17).

Cabe destacar que por simplicidad la frecuencia se considera constante en muchos estudios de carga, y en consecuencia, sus modelos pueden ser expresados únicamente en función de la tensión (13), así es como se simplifica el modelo expresado en Ec. 2.15 y Ec. 2.16 al mostrado en Ec. 2.9 y Ec. 2.10. Debido a que para efectos de este trabajo no se tiene control sobre la frecuencia, y a que por razones de calidad de servicio ésta debe permanecer en torno a un valor fijo de 50 Hz, se considerará constante y por lo tanto se puede utilizar el modelo aproximado dependiente solamente de la tensión. Las respuestas de las cargas pueden clasificarse según su rapidez de reaccionar ante variaciones de tensión como: subtransientes, transientes, dinámicas y de régimen permanente, variando desde fracciones de segundo a algunos minutos en régimen permanente. Por ejemplo, 10 segundos pueden ser considerados para analizar el comportamiento de los cambiadores de tap bajo carga y reguladores de voltaje (13).

Se ha visto la obtención de modelos a partir de mediciones, otra forma es la aproximación en base a las componentes de la carga, que requiere información detallada de la composición de ésta, la forma en que está dispuesta en el alimentador y sus características (18). Se pueden clasificar a las barras de consumo en Residenciales, Industriales y Comerciales, según la curva de carga que presente cada una. Claramente es difícil que una barra pertenezca completamente a uno de estos tipos, ya que los consumos en la barra se componen de una parte de cada tipo, pero en ciertas barras es más claro identificar el tipo de consumo y consecuentemente clasificar esa barra, a estas zonas se les llamará “zonas puras” (19).

2.3.2.1 Inclusión de la variable temporal en el modelo de carga

Modelar el comportamiento de una carga mediante un solo parámetro (caso del modelo exponencial) puede llevar a conclusiones erróneas, toda vez que un solo valor no es capaz de dar cuenta de las diversas composiciones de la carga a lo largo de un día, de la semana o del año. A continuación se resumen los resultados de algunas publicaciones que han considerado para una misma carga (o transformador de poder) distintos valores de parámetros de modo de considerar este efecto.

En (20) se modela exponencialmente la carga correspondiente al sistema completo sudafricano ESKOM MTS (Main Transmission System) para los distintos tipos de días de la semana (día hábil, sábado y domingo), en dos horarios cada uno, el de máxima y mínima demanda, y diferenciando por períodos del año. Para esto se utilizó el programa LOADSYN de EPRI, basado en la metodología de componentes de carga (ver sección 2.3.3.1). Los resultados se muestran en la Tabla 2.5.

En (21) se presentan algunos resultados sobre modelos de carga y parámetros de los mismos, en función del tiempo, siguiendo la curva de carga. En la Figura 2.6 se muestra la variación del parámetro de tensión correspondiente al modelo exponencial de potencia activa para una barra de clase industrial, y la Figura 2.7 muestra la variación de un modelo de carga a medianoche y a mediodía.

Tabla 2.5: Parámetros del modelo de carga por ESKOM

Día	Parámetro	Antes del invierno	Invierno	Después del invierno
Día de semana (máximo)	n_p	1.08	1.21	1.10
	n_q	2.15	2.12	2.14
Día de semana (mínimo)	n_p	0.95	0.96	0.94
	n_q	2.27	2.25	2.26
Sábado (máximo)	n_p	0.99	1.07	1.00
	n_q	2.18	2.14	2.17
Sábado (mínimo)	n_p	0.94	1.04	0.94
	n_q	2.27	2.27	2.26
Domingo (máximo)	n_p	1.13	1.24	1.11
	n_q	2.24	2.19	2.22
Domingo (mínimo)	n_p	0.99	1.02	0.98
	n_q	2.35	2.35	2.32

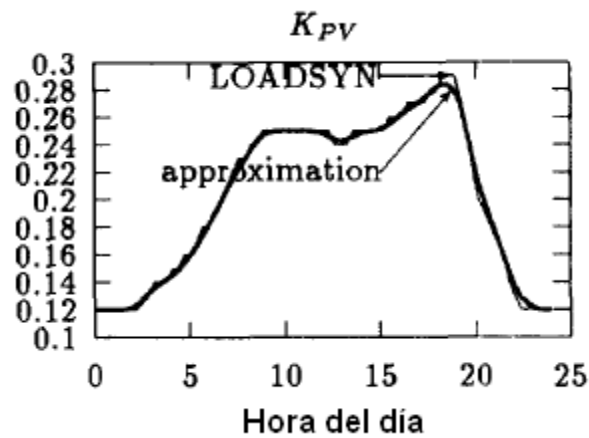


Figura 2.6: Curva típica de parámetro de Q

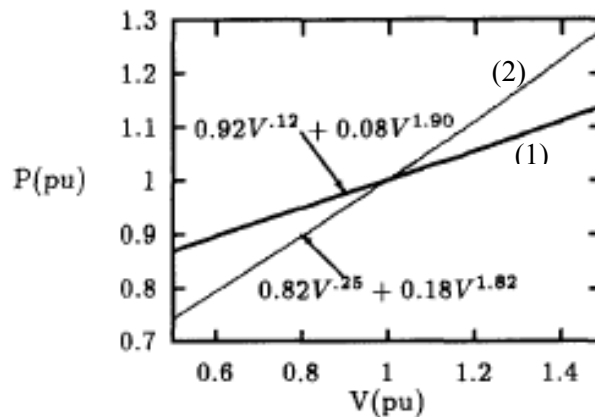


Figura 2.7: Modelo de carga para mediodía (1) y medianoche (2).

Es claro que la variación de la distribución de la carga a través del tiempo tiene un efecto significativo en los parámetros de los modelos y deben ser tomados en cuenta en la aproximación a realizar (21). En el presente trabajo se hace un análisis de esta situación y se comprueba empíricamente la variación que pueden experimentar los parámetros según el momento en que éstos se midan.

2.3.3 Métodos de determinación de parámetros de los modelos de carga

Existen básicamente dos formas de estimar las características de la carga asociadas a una barra(4).

1. Aproximación basada en los componentes de carga conectados a la barra.
2. Aproximación basada en mediciones.

Estas son explicadas a continuación.

2.3.3.1 Aproximación basada en los componentes de carga conectados a la barra

Esta aproximación fue desarrollada por la EPRI bajo un gran número de proyectos de investigación desde 1976 y consiste en construir el modelo de carga a partir de la información disponible de sus partes constituyentes como se muestra en la Figura 2.8. La carga alimentada desde la barra de poder es categorizada en clases de carga como residencial, comercial, industrial, agrícola, y minera. Cada clase de carga es representada en función de sus componentes de carga, como iluminación, aire acondicionado, calefacción, calentadores de agua y refrigeración (4), cuyas características pueden ser determinadas teóricamente y bajo mediciones de laboratorio.

La técnica de obtención del modelo de carga por componentes presenta la ventaja de no requerir realizar mediciones y de ser capaz de adaptarse a diferentes sistemas y condiciones. Su principal desventaja es que requiere reunir el conjunto de clases de carga, y probablemente la composición de la carga, datos que no son normalmente usados en análisis de los sistemas de potencia (3). Además, los parámetros obtenidos mediante ésta aproximación no pueden incluir factores externos, por lo que debe ser adoptado un criterio conservador en los estudios que se pretenda realizar (15). Por otra parte, los valores predeterminados para modelar las cargas, basados en investigaciones realizadas en las décadas de los 70s y 80s, no pueden adecuarse de buena forma a las cargas actuales debido al incremento sostenido de cargas no lineales en el sistema y los avances tecnológicos que hacen cambiar el comportamiento de las cargas conectadas a una barra. Por lo tanto, se requiere mediciones y validación periódicas de los parámetros correspondientes a los distintos componentes individuales de carga, para poder actualizar estos datos y obtener modelos más confiables (15).

Como ejemplo, en (22) se comparan las características de la carga determinadas por ambas formas presentadas, para Long Island Lighting Company, Rochester Gas and Electric Company, y Montana-Dakota Utility systems. Los modelos de carga representaron correctamente el comportamiento estático de la potencia activa versus cambios en la tensión, pero no pudieron representar de forma ajustada el comportamiento estático de la potencia reactiva versus cambios en la tensión. Los modelos tampoco pudieron representar de buena forma respuestas transientes de potencia activa y reactiva.

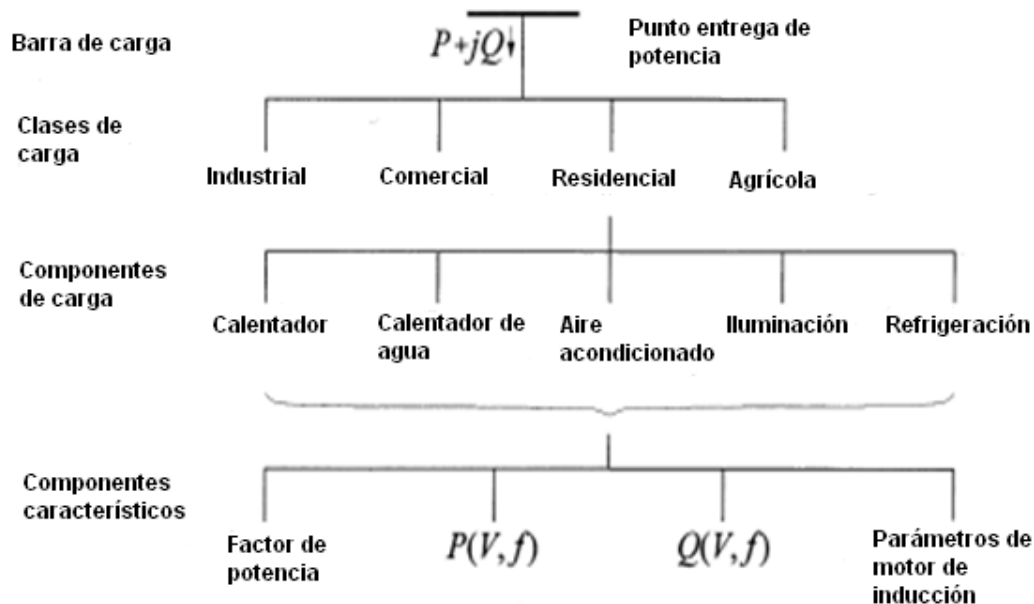


Figura 2.8: Modelación de carga basada en sus componentes

La forma de obtener el modelo agregado para una subestación (SE) o transformador de poder, en términos matemáticos, es por simple superposición de las cargas. En caso de conocerse la composición de clases de carga (porcentaje residencial, comercial, industrial, etc.) de una determinada SE, basta con conocer los parámetros n_p y n_q asociados a cada una y realizar una ponderación simple. La forma de obtener dichos parámetros (llamados “puros”) es análoga y consiste en ponderar los distintos exponentes asociados a las componentes de carga por su peso relativo dentro del tipo de clase. A continuación se cita el ejemplo usado en (23).

Tabla 2.6: Modelos de componentes de carga y su fracción de la demanda total por clase

	Sensibilidad comp. de carga				Fracción de demanda total		
	dP/dV	dQ/dV	dP/df	dQ/df	Industrial	Comercial	Residencial
Luz Incandescente	1.55	0.00	0.00	0.00	3%	13%	10%
Luz Fluorescente	0.96	7.38	1.00	-26.60	49%	39%	0%
Aire Acondicionado	0.20	2.30	0.90	-2.67	21%	40%	24%
Secador, calentador. aire	2.04	3.27	0.00	-2.63	0%	0%	23%
Refrigerador	0.77	2.50	0.53	-1.46	0%	0%	13%
Cocina Eléctrica	2.00	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8%
Bombas o motor inducción	0.08	1.60	2.90	1.80	27%	8%	0%
Calentadores, hervidores	2.00	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17%
TV, PC	2.00	5.20	0.00	-4.60	0%	0%	5%

Dados los parámetros de los modelos correspondientes a las componentes de carga y el porcentaje de participación de cada una por clase de carga mostrados en la Tabla 2.6. Es posible encontrar los parámetros de los modelos definidos en Ec. 2.15 y Ec. 2.16 por cada clase de carga de la siguiente manera.

Llamando M al vector de parámetros de una cierta clase de carga, N a la matriz de parámetros de las componentes de carga (Tabla 2.6), y con X el vector de composición de cada componente de carga para cada tipo de clase.

$$M = \begin{bmatrix} n_p \\ n_q \\ kf_p \\ kf_q \end{bmatrix}, N = \begin{bmatrix} 1.55 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 2.00 & \cdots & -4.60 \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} \%_1 \\ \vdots \\ \%_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Se calcula cada parámetro por clase de carga como:

$$M = N^T \cdot X \quad \text{Ec. 2.18}$$

En la Tabla 2.7 se presentan los resultados de los parámetros de sensibilidad con respecto a la tensión para las tres clases de carga típicas calculadas de la manera descrita. El desarrollo y justificación de ésta aproximación se encuentra en (23).

Tabla 2.7: Parámetros por clase de carga

Clase de carga	n_p	n_q
Industrial	0.56	4.1
Comercial	0.664	4.01
Residencial	1.132	1.79

2.3.3.2 Aproximación basada en mediciones

Consiste en medir de la forma más continua posible las variables siguientes: potencias activa y reactiva, y tensiones en el lado BT del transformador de poder, además de la frecuencia por completitud del modelo. Estos datos de entrada son comunes para cualquier modelo de carga escogido, por lo tanto, es posible obtener mediante mediciones en terreno o mediante un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) incluso antes de definir el modelo que se utilizará.

Se debe especificar al operador encargado del transformador el cómo realizar la prueba, en qué instante, indicarle el período de muestreo de los datos requerido y durante cuánto tiempo se efectuará la experiencia.

La prueba es básicamente la misma para requerimientos de obtener un modelo de carga estático o dinámico, difiriendo básicamente en la escala de tiempo en que se analiza la reacción de la carga, y consiste en realizar variaciones de tensión en el lado BT del transformador de la subestación primaria e ir registrando los valores de V, P y Q como se mencionó anteriormente. Usando un intervalo de unos 15 minutos de pruebas para el modelo estacionario y de unos pocos segundos para el modelo dinámico. Cabe aclarar que en ambos casos es importante medir lo más continuamente posible las variables.

En (8) se presenta un método práctico para realizar la prueba completa que persigue encontrar los parámetros del modelo exponencial de carga, desde la forma de maniobrar los transformadores, hasta la obtención de los parámetros y la comparación de la potencia que arroja el modelo con datos medidos. Esta prueba particular fue realizada en algunas subestaciones de poder del Sistema Interconectado Patagónico (SIP) ubicado al sur de Argentina, mediante la aplicación de escalones de tensión a los alimentadores por medio del cambio de los taps de los transformadores. En caso de haber dos transformadores en paralelo en el mismo alimentador, el cambio se hizo en uno y luego en el otro, secuencialmente. Se registran los

valores de P , Q , la desviación de frecuencia df y la tensión de alimentación U . El procedimiento completo se explica en la sección 2.3.4. Cabe destacar que la fuente mencionada constituye el pilar fundamental de la metodología utilizada en esta memoria para el modelamiento de la carga asociada a transformadores de poder particulares de Chilectra.

Otra forma de aplicar variaciones de tensión para realizar la prueba consiste en conectar y desconectar bancos de condensadores en la barra del lado BT del transformador (18), manteniendo deshabilitado el mecanismo de ajuste automático de taps. Al final de la prueba las tensiones se vuelven al estado original.

Ambos métodos capturan las características estáticas de la carga (18), y los movimientos de taps pueden ser fácilmente llevados a cabo sin efectos adversos sobre los consumidores si todos los cambios de tensión se llevan a cabo respetando los rangos permitidos. Por otra parte, los movimientos de taps son frecuentes en el sistema.

La técnica de obtención del modelo de carga mediante mediciones presenta obviamente la ventaja de que los datos se obtienen directamente del sistema actual. Sin embargo, presenta varias desventajas, incluyendo (3):

- La aplicación de los datos recogidos para los modelos de carga en una subestación no son aplicables a otras subestaciones directamente.
- La determinación de las características sobre un amplio rango de tensiones y frecuencia puede ser impracticable.
- La carga varía sus características por día, por estación del año, por factores climáticos, y por cambios en el uso final de la electricidad por parte de los usuarios, lo que requiere volver a realizar las mediciones para cada condición de interés.

El proceso de obtención de los parámetros de un modelo de carga basado en mediciones sigue etapas lógicas que pueden ser esquematizadas según la Figura 2.9. Los pasos son los siguientes (12):

- i. Obtener un conjunto de datos de entrada-salida derivados de mediciones tomadas en la subestación del sistema a estudiar.
- ii. Seleccionar una estructura de modelo estático de carga.
- iii. Estimar los parámetros del modelo usando un método adecuado.
- iv. Evaluar la salida del modelo obtenido con el criterio de estimación (convergencia).
- v. Si el criterio no es logrado, deben tomarse acciones correctivas sobre el modelo, por ejemplo, probar con otro método de estimación de parámetros, o probar con otra estructura de modelo de carga y volver al paso 3. Si el criterio es alcanzado, se aceptan los parámetros encontrados como válidos y el modelo de carga queda completamente definido.

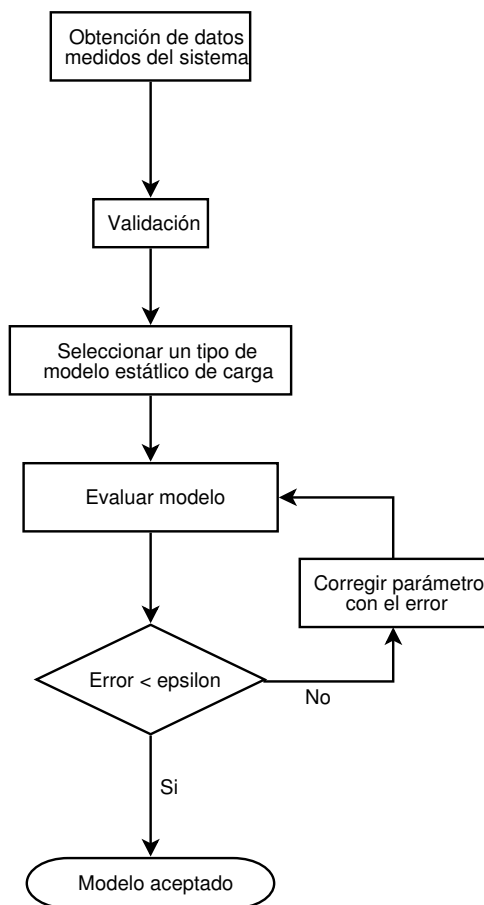


Figura 2.9: Esquema para identificación de modelo de carga

Esta aproximación es la usualmente preferida por sobre la aproximación anterior que utiliza parámetros predefinidos para los modelos de carga, debido a que logra obtener valores más ajustados de los parámetros (15).

2.3.3.3 Estimación de parámetros para modelo por mediciones

Para estimar los parámetros de los modelos de carga en una subestación de poder, es necesario un algoritmo que permita encontrar aquellos que minimicen el error entre el modelo y las medidas obtenidas. Para ello existen distintos métodos. El más clásico que consiste en minimizar el error cuadrático medio entre la medición y la salida del modelo como se muestra en la sección 2.3.4. Otros métodos más modernos que se basan en la teoría de redes neuronales, algoritmos genéticos, etc. A continuación se presenta algunos desarrollos de estimación de parámetros usando la teoría de redes neuronales.

Conceptos generales sobre Redes Neuronales (ANNs):

Una red neuronal, en adelante “ANN” (del inglés Artificial Neural Networks), es un sistema no lineal, el cual consiste de capas de procesamiento interconectadas o “neuronas”. Las redes se caracterizan por tres aspectos: la topología de la red, la función de procesamiento de la neurona, y las reglas de entrenamiento (aprendizaje) (18).

La técnica de identificación de carga basada en ANNs tiene por objetivo desarrollar modelos de carga para sistemas de potencia bajo diferentes condiciones de operación usando muestras de ejemplo del tipo

entrada-salida. La principal ventaja de esta técnica viene dada por la eficiencia y la económica implementación de éstos modelos en los computadores actuales(24). Los modelos de ANN son dotados con características únicas como una aproximación universal, aprendizaje y adaptación. Una ANN puede almacenar conocimiento de forma natural según sus experiencias y dejarlo disponible para su uso en simulaciones (24). Los parámetros del modelo de la red neuronal, sus pesos, pueden ser computados iterativamente hasta alcanzar una función objetivo. Las ANN tienen, por construcción, la capacidad de adaptar sus pesos a cambios en el entorno. En particular, una red neuronal entrenada para operar en un ambiente específico puede ser fácilmente re-entrenada para operar, con cambios menores, en un nuevo ambiente (24).

En (25) se presenta un importante respaldo teórico que valida el uso de ANN para modelación de cargas, donde se destaca que las representaciones dinámicas de carga usando funciones polinomiales o trigonométricas pueden llegar a tener errores mucho mayores que los modelos obtenidos usando ANN (18). A continuación se presenta una muy breve descripción del método de aprendizaje Backpropagation. Para mayor detalle se puede recurrir a cualquier libro de inteligencia computacional como (26) o (27).

Backpropagation es una de las técnicas más comúnmente usadas para entrenar una red neuronal. Con el objetivo de ajustar los pesos asociados a las conexiones entre las neuronas, primero se necesita calcular un error entre la salida predicha por la red neuronal y el valor actual de la variable a predecir (27). La fórmula siguiente es usada comúnmente para la capa de salida:

$$Error_i = Output_i(1 - Output_i)(Actual_i - Output_i) \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde $Error_i$ es el error resultante del nodo i , $Output_i$ es la respuesta predicha y $Actual_i$ es el valor actual real (medido) (27).

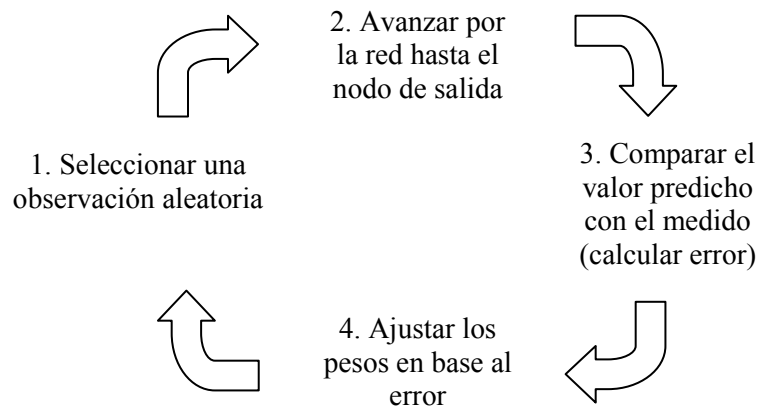


Figura 2.10: Proceso de aprendizaje en redes neuronales

En (28) se comparan los modelos de carga obtenidos usando Functional Link Network (FLN), Back Propagation Based ANN (BPANN), y minimización de error cuadrático medio. A continuación se describen los modelos y métodos mencionados.

Modelamiento de carga usando Functional Link Network (FLN):

El método fue desarrollado en 1989. Esta red transforma el vector de entrada $[X]$ en funciones no lineales del mismo. Es una red neuronal de una sola capa conocida como capa de salida. Las neuronas de esta capa son lineales. El número de neuronas en esta capa coincide con el número de salidas deseadas. El vector de entrada consiste en un vector acrecentado. La red es entrenada usando la más simple “regla d”

(no se detalla la regla mencionada, puede ser revisada en (28)). La no linealidad es generada debido a la mayor dimensión del vector de entrada (28).

Ahora en el contexto del modelamiento de cargas, se plantea la red de forma de poder escribir la potencia activa y reactiva en función de la tensión. La entrada del modelo es la tensión V , y el vector ampliado de entrada es $[X] = [1, V, V^2]$. Y la capa de salida consiste en dos neuronas, una para representar la potencia activa y otra para la potencia reactiva. La FLN que identifica este modelo de carga se muestra en la Figura 2.11(28).

Las potencias activa y reactiva son expresadas en términos de los pesos como sigue:

$$P_c = w_1 + w_2V + w_3V^2 \quad \text{Ec. 2.20}$$

$$Q_c = w_4 + w_5V + w_6V^2 \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde w_i , $i = 1, 2, \dots, 6$ son los pesos obtenidos en la etapa de entrenamiento. En la etapa de entrenamiento las variables V , P y Q son obtenidas por mediciones. V se ocupa para crear el vector de entrada, P y Q como “targets” (objetivos) de la red. En las ecuaciones anteriores los pesos son obtenidos usando el entrenamiento con “regla-d”.

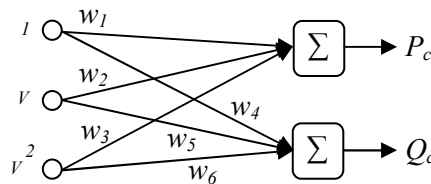


Figura 2.11: Arquitectura FLN para identificación de modelo de carga

Modelamiento de carga usando Back Propagation Based ANN (BPANN):

BPANN ha sido usada para modelamiento de carga. Las neuronas en la capa oculta se asumen sigmoideas¹ y las neuronas en la capa de salida se asumen lineales. La estructura de la red se muestra en la Figura 2.12. Las neuronas lineales en la capa de salida son dos, una para la potencia activa (P_c) y una para la potencia reactiva (Q_c). El modelo de carga viene dado por las siguientes ecuaciones en términos de los pesos obtenidos luego del entrenamiento de la red (28).

$$P_c = \sum_{j=1}^{N_H} \frac{V_{1j}}{1 + e^{-W_j \cdot X}} \quad \text{Ec. 2.22}$$

$$Q_c = \sum_{j=1}^{N_H} \frac{V_{2j}}{1 + e^{-W_j \cdot X}} \quad \text{Ec. 2.23}$$

Donde W_j son los pesos entre el nodo de entrada y las neuronas de la capa oculta, y entre éstas y las neuronas de la capa de salida. Estos se obtienen mediante entrenamiento de la red basada en el algoritmo Back Propagation. N_H denota el número total de neuronas en la capa oculta (28).

¹ $\text{sigmoid}(x) = \frac{1}{1+e^{-x}}$

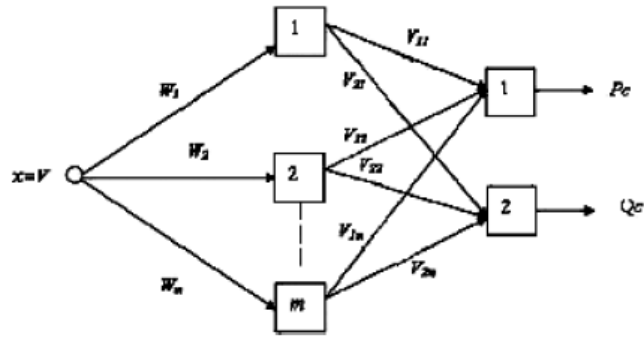


Figura 2.12: Arquitectura BPANN para modelamiento de carga

Evaluación del modelo exponencial usando minimización del error cuadrático medio

Tradicionalmente la dependencia de tensión de la carga ha sido representada por el modelo exponencial (Ec. 2.9 y Ec. 2.10). Recordemos que el modelo es el siguiente:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q}$$

Reescribiendo las ecuaciones en las siguientes formas simplificadas, se obtiene (28):

$$p = v^{n_p}$$

$$q = v^{n_q}$$

Donde $p = \frac{P}{P_0}$, $q = \frac{Q}{Q_0}$ y $v = \frac{V}{V_0}$

Los exponentes n_p y n_q pueden ser determinados usando el método de mínimo error cuadrático medio y su resultado analítico es (28):

$$n_p = \frac{\sum_{j=1}^{N_o} \ln(p_j) \cdot \ln(v_j)}{\sum_{j=1}^{N_o} (\ln(v_j))^2} \quad \text{Ec. 2.24}$$

$$n_q = \frac{\sum_{j=1}^{N_o} \ln(q_j) \cdot \ln(v_j)}{\sum_{j=1}^{N_o} (\ln(v_j))^2} \quad \text{Ec. 2.25}$$

N_o denota el número de observaciones.

2.3.3.3.1 Resultados y Conclusiones sobre las técnicas de estimación de parámetros reportados en la bibliografía.

Una vez definido el modelo de carga, es posible determinar sus parámetros basados en mediciones “de terreno” y diversas técnicas de estimación, como minimización del error cuadrático (LSE), inteligencia artificial (AI), lógica difusa, reconocimiento de patrones, procesamiento de señales y métodos probabilísticos (15).

En (28) se muestran resultados del proceso de entrenamiento y validación para el modelamiento de una carga de laboratorio compuesta por un motor de inducción trifásico y una parte resistiva pura, usando los métodos FLN, BPANN, y minimización de error cuadrático. Se varió la tensión de alimentación de la carga entre 0.825 y 1.125 p.u., en torno a los 400V.

Se observó que en el rango de tensiones 0.8-1.13 p.u., 14 observaciones fueron suficientes, de las cuales 7 fueron usadas para entrenar las redes FLN y BPANN. En la Tabla 2.8 se muestra el proceso de entrenamiento de las redes neuronales y el porcentaje de error asociado usando el modelo exponencial de carga. Las redes FLN y BPANN se entrenaron en 35000 y 75000 iteraciones respectivamente. En la Tabla 2.9 se muestran los resultados obtenidos de la fase de validación para los tres métodos.

Tabla 2.8: Resultados de la fase de entrenamiento

Valores Observados			Valores calculados de FLN y errores				Valores calculados de BPANN y errores				Valores calculados de Modelo Exponencial y errores			
V pu	P pu	Q pu	Pc pu	Qc pu	ξ_p %	ξ_q %	Pc pu	Qc pu	ξ_p %	ξ_q %	Pc pu	Qc pu	ξ_p %	ξ_q %
0.800	0.780	0.620	0.780	0.630	0.034	1.600	0.777	0.615	0.346	0.876	0.772	0.559	1.052	9.830
0.830	0.807	0.657	0.808	0.643	0.034	2.100	0.807	0.641	0.051	1.868	0.805	0.615	0.246	6.311
0.870	0.862	0.701	0.847	0.681	1.730	2.800	0.849	0.697	1.540	0.530	0.851	0.696	1.367	0.778
0.910	0.881	0.750	0.890	0.745	1.056	0.704	0.894	0.774	1.480	0.700	0.896	0.782	1.760	4.279
0.950	0.936	0.828	0.935	0.833	0.043	0.650	0.937	0.839	0.137	1.365	0.942	0.875	0.679	5.725
1.080	1.101	1.287	1.102	1.291	0.096	0.330	1.104	1.289	0.290	0.149	1.094	1.222	0.668	5.036
1.130	1.174	1.540	1.174	1.537	0.040	0.180	1.171	1.515	0.327	1.640	1.153	1.375	1.849	10.720

Tabla 2.9: Validación de las redes entrenadas

Valores Observados			Valores calculados de FLN y errores				Valores calculados de BPANN y errores				Valores calculados de Modelo Exponencial y errores			
V pu	P pu	Q pu	Pc pu	Qc pu	ξ_p %	ξ_q %	Pc pu	Qc pu	ξ_p %	ξ_q %	Pc pu	Qc pu	ξ_p %	ξ_q %
0.850	0.835	0.670	0.827	0.659	0.916	1.640	0.828	0.667	0.857	0.500	0.828	0.655	0.825	2.278
0.890	0.872	0.717	0.868	0.710	0.360	0.943	0.871	0.733	0.042	2.310	0.873	0.738	0.213	2.986
0.930	0.917	0.800	0.912	0.786	0.550	1.800	0.917	0.820	0.051	2.450	0.919	0.828	0.185	3.428
1.000	1.000	1.000	0.996	0.978	0.400	2.100	1.002	1.013	0.178	1.332	1.000	1.000	0.000	0.000
1.050	1.064	1.148	1.061	1.162	0.309	1.380	1.065	1.180	0.093	2.791	1.058	1.136	0.551	1.038
1.060	1.064	1.210	1.074	1.204	0.959	0.539	1.078	1.215	1.280	0.414	1.070	1.164	0.548	3.818
1.100	1.128	1.376	1.130	1.385	0.155	0.630	1.130	1.365	0.167	0.803	1.117	1.282	1.003	6.855

La principal ventaja de FLN según el autor es que entrega el modelo de carga en una forma simple para el tratamiento matemático, y requiere un menor número de pesos. Por otra parte, el máximo error que se obtuvo usando el criterio del error cuadrático fue de un 10.72%, mientras que para FLN y BPANN fueron de 2.8 y 2.79 respectivamente.

El autor de (28) concluye que una red FLN puede representar la carga con el modelo de forma polinomial con un menor número de pesos que usando BPANN, y la precisión de la estimación de carga

basada en FLN o BPANN resultó mejor que usando el método tradicional de mínimos cuadrados para un modelo exponencial.

En (15), el objetivo principal es desarrollar una metodología sistemática para el modelamiento de cargas. En el proyecto citado no se recomienda el uso de algoritmos de optimización basados en inteligencia artificial, en lugar de eso, sí se usan algoritmos de optimización basados en mínimos cuadrados. Como el problema a resolver es no-lineal, es apropiado usar algoritmos de optimización basados en mínimos cuadrados con restricciones. Para realizar los cálculos en (15) se usó el Toolbox de optimización de MATLAB obteniendo resultados satisfactorios y un reducido tiempo de computación.

Finalmente en este trabajo de título se utiliza el modelo exponencial de carga, usando para estimar sus parámetros el enfoque clásico de mínimos cuadrados debido a su simplicidad y rapidez de implementación, y a que el máximo error obtenido en (28) de esta forma corresponde al parámetro del modelo exponencial correspondiente al exponente reactivo para una tensión de 1.13 p.u., la cual está completamente alejada de las tensiones permitidas por la norma técnica (29). Las tensiones que se exploran para las cargas a nivel de transformador de poder están entre 0.96 y 1.03 p.u., rango para el cual se obtienen errores menores al 5% incluso para el modelo de reactivos. Por lo que se considera una buena aproximación, simple y rápida.

2.3.4 Estimación del modelo de carga en base a su composición

Uno de los mayores desafíos del presente trabajo es poder estimar los modelos de carga de todos los consumos asociados a cada transformador de poder de Chilectra, pudiendo realizar pruebas de variación de tensión solamente en cuatro de ellos, por lo tanto, conociendo los modelos de carga asociados a estos últimos transformadores es necesario encontrar relaciones que permitan estimar los parámetros correspondientes a los transformadores restantes.

De los papers encontrados sobre el tema, existe una gran cantidad de publicaciones basadas en técnicas de clustering, es decir, que buscan clasificar a los consumos conectados a cada transformador según características particulares, en donde se conocen los modelos asociados para cada grupo. Una técnica bastante recurrente es el uso de lógica difusa y redes neuronales. En (30) se presenta una técnica difuso-estadística para clasificar curvas de carga. Se usan datos históricos para formar las funciones de pertenencia correspondientes para la matriz difusa de relaciones y la regla de “multiplicación propia” (30) para obtener los coeficientes de transferencia que son utilizados sistemáticamente para clasificar las curvas de carga. Es común encontrar en la literatura que las curvas de carga base usadas para clasificar a las demás se dividen en las clases de carga citadas en la sección 2.2. En algunas publicaciones se encuentran métodos de estimación de los parámetros de carga en donde se clasifica a los consumos de una barra según el tipo de clientes que tiene asociada y el consumo mensual de energía, o la potencia contratada (fuentes (23) y (31)) bajo el supuesto de que los parámetros del modelo de carga son válidos durante todo el día, lo que es según esta fuente una buena aproximación para la condición de verano (los parámetros no cambian considerablemente en el día).

En la mayoría de los documentos revisados, la forma usada de encontrar los parámetros de los modelos de carga correspondiente a cada transformador de poder, o por cada subestación, es usando la aproximación basada en los componentes de carga conectados a la barra explicada en el capítulo 2.3.3.

En el presente trabajo se presenta un método alternativo de estimación del modelo de carga de cada transformador de poder, el cual reúne las bondades de los dos procedimientos principales presentados de estimación de parámetros. El proceso se basa en identificación de curvas de carga, bajo el supuesto de que curvas de carga similares implica tipos de carga parecidos, por lo tanto, que pueden ser representadas por modelos de carga con parámetros semejantes. Para implementar la alternativa propuesta se desarrolla un programa computacional llamado ESMEC, el cual permite realizar el reconocimiento de las curvas de

carga mediante dos métodos de resolución. El desarrollo de la herramienta computacional y una explicación más detallada se encuentran en la sección 5.3.

2.3.5 Experiencia Internacional en modelación de carga mediante mediciones

En el paper referenciado en (8), se presenta la aplicación del modelo exponencial (sección 2.3) para representar cargas dependientes de la tensión. Se representaron cargas de diferentes tipos: industriales; residenciales; campos de extracción de petróleo; y combinaciones de ellas.

Los modelos de carga fueron obtenidos para el “Sistema Interconectado Patagónico” (SIP), un pequeño sistema de 1200MW de potencia máxima ubicado al sur de Argentina.

Las pruebas para determinar los parámetros del modelo fueron realizadas en un gran número de alimentadores del SIP, donde cada uno tenía su combinación de cargas propia.

Estas pruebas se llevaron a cabo aplicando escalones de tensión a los alimentadores, mediante el cambio de los taps del transformador. En caso de haber dos transformadores en paralelo en el mismo alimentador, el cambio se hizo en uno y luego en el otro, secuencialmente.

Se registraron los valores de P , Q , la desviación de frecuencia df y la tensión de alimentación U .

Los resultados de las pruebas (los modelos) fueron usados para simular el comportamiento de las cargas con Simulink-MatLab.

Las potencias activas y reactivas medidas y simuladas son variables de entrada para unos bloques que calculan el error cuadrático entre ellas.

$$E_p = \frac{\int (P_m - P_s)^2 dt}{\int P_m^2 dt} \quad \text{Ec. 2.26}$$

$$E_q = \frac{\int (Q_m - Q_s)^2 dt}{\int Q_m^2 dt} \quad \text{Ec. 2.27}$$

Los resultados son tomados como válidos cuando $E_p \leq 5\%$ y $E_q \leq 5\%$.

Luego las variables de potencia activa y reactiva simuladas y medidas son pasadas por un filtro de primer orden, donde se suavizan.

Una muestra representativa de los resultados obtenidos se muestra en la Tabla 2.10 (8).

Tabla 2.10: Resultados del modelo

Tipo	$\cos(\varphi)$	P_0 [MW]	n_p	E_p [%]	Q_0 [MVar]	n_q	E_q [%]
P_1	0.936	7.04	0.4	4.3	2.64	3.6	2.8
P_2	0.966	3.68	0	5	0.98	3.4	3.1
R	0.915	2.95	1.1	0.9	1.3	4.5	1.7
I	0.891	3.816	0.1	1.5	1.94	2	0.8
$P_1=0.6/R=0.4$	0.964	11.28	0.8	1.2	3.12	6	0.9
$P_1=0.9/R=0.1$	0.997	25.36	0.4	1.7	2.1	15	4.7
$P_1=0.9/R=0.1$	0.874	25.36	0.4	1.7	14.1	4	0.8

Donde el tipo de carga es:

- P₁: Campos de extracción de petróleo, con bombas eléctricas tipo 1
- P₂: Campos de extracción de petróleo, con bombas eléctricas tipo 2.
- R: Residencial
- I: Industrial (Petroquímicas)

Se puede apreciar que los resultados son muy buenos, aproximándose muy bien el modelo a la medición real. Un gráfico de resultados se muestra como ejemplo a continuación (8), que corresponde a medidas realizadas sobre un alimentador con características de carga formada por P₁=90% y R=10%.

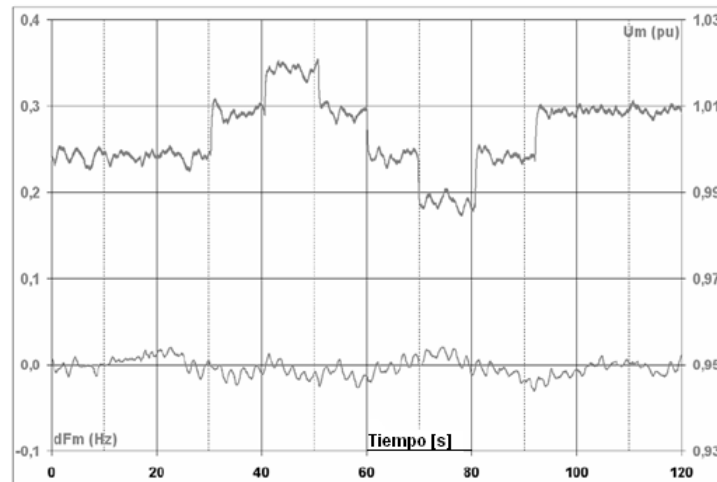


Figura 2.13: Voltaje de alimentación medido (U_m , curva superior, escala de la derecha) y desviación de frecuencia medida (dF , curva inferior, escala de la izquierda).

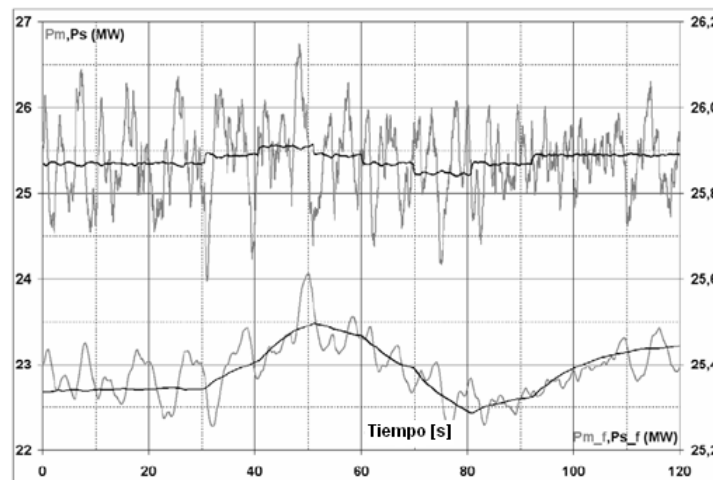


Figura 2.14: Potencia activa medida/simulada sin filtrar (P_m/P_s , curvas superiores, escala izquierda) y filtradas (P_{m_f}/P_{s_f} , curvas inferiores, escala derecha).

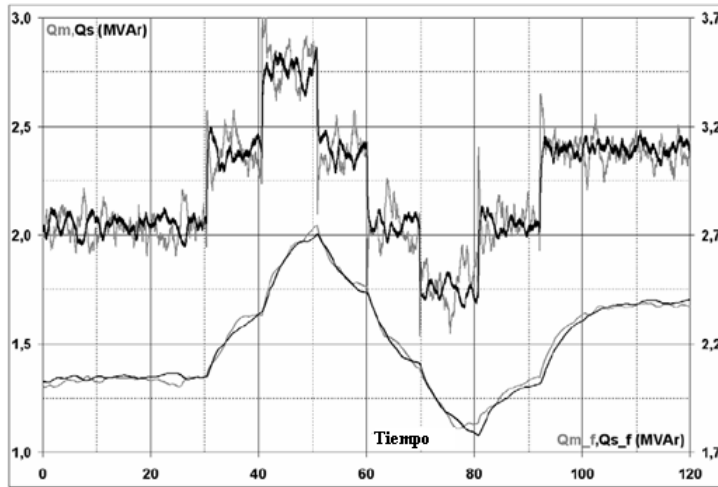


Figura 2.15: Potencia reactiva Medida/Simulada sin filtrar (Q_m/Q_s , curvas superiores, escala izquierda) y filtradas (Q_{m_f}/Q_{s_f} , curvas inferiores, escala derecha).

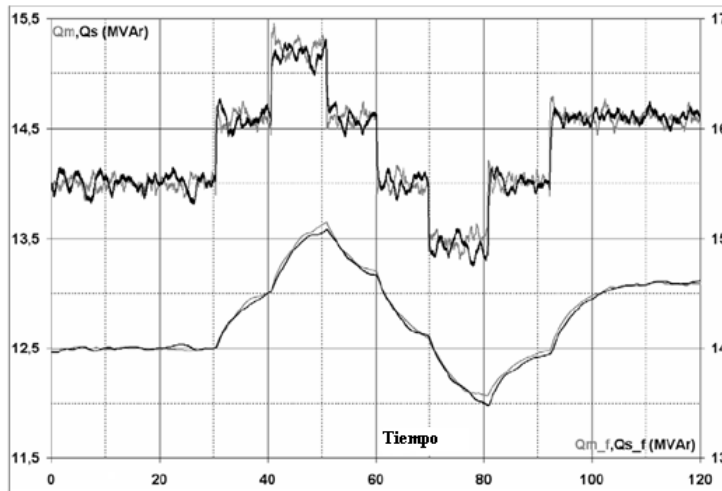


Figura 2.16: Potencia reactiva Medida/Simulada sin filtrar (Q_m/Q_s , curvas superiores, escala izquierda) y filtradas (Q_{m_f}/Q_{s_f} , curvas inferiores, escala derecha), descontando los efectos de un banco de condensadores shunt de 3x4 MVar en la barra.

En el estudio presentado (8) se obtuvieron los factores n_p mostrados en la Tabla 2.11 para cada tipo de carga:

Tabla 2.11: Factores n_p para distintos tipos de cargas puras.

Tipo de carga (pura)	n_p
P_1	0.4
P_2	0.0
R	1.1
I	0.1

Por otro lado el factor n_q depende fuertemente de la compensación reactiva que tenga la barra. Para una misma carga mientras mayor sea el nivel de compensación reactiva, mayor será n_q . Esto se aprecia claramente comparando la Figura 2.15 con la Figura 2.16. La Figura 2.15 muestra la prueba realizada con un factor de potencia de 0.874 en la barra, obteniéndose $n_q = 4.0$, mientras que la Figura 2.16 muestra la

misma prueba pero con un factor de potencia de 0.997, es decir, con el banco de condensadores 3x4 MVar desconectado a la barra, obteniéndose $n_q = 15$.

Este último resultado puede encontrarse también analíticamente modelando al banco de condensadores como un consumo negativo de reactivos de impedancia constante:

$$Q_c = Q_{c0} \left(\frac{V}{V_{c0}} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.28}$$

Donde $Q_{c0} = 12[\text{MVar}]$ y $V_{c0} = 35[\text{kV}]$, son la potencia reactiva y tensión nominales del banco de condensadores respectivamente. Coincidentemente en este caso la tensión nominal del banco de condensadores es igual a la tensión en torno a la que se realizaron las pruebas (V_0), pero esto podría no ser así en otro caso.

Luego, la potencia reactiva consumida vista desde el lado de media tensión del transformador de poder (35kV) es:

$$Q = Q_L - Q_c \quad \text{Ec. 2.29}$$

$$Q = 14.1 \left(\frac{V}{35} \right)^4 - 12 \left(\frac{V}{35} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.30}$$

Si la última expresión se resuelve por ejemplo con un algoritmo de mínimos cuadrados, para expresar ésta carga compensada de la forma tradicional del modelo exponencial, se llega a la Ec. 2.31 que corresponde exactamente el modelo encontrado mediante mediciones.

$$Q = 2.055 \left(\frac{V}{35} \right)^{15.25} \approx 2.1 \left(\frac{V}{35} \right)^{15} \quad \text{Ec. 2.31}$$

Una experiencia similar puede ser revisada en (32), en donde se realizan los test de variación de tensión mediante distintas formas (usando movimiento de taps del transformador; y conectando o desconectando condensadores). Se encuentran los parámetros del modelo polinomial de una carga residencial, haciendo la diferencia también entre la carga con compensación reactiva y sin compensación.

2.4 Cálculo de pérdidas en un sistema radial de distribución

Para estudiar el efecto que tiene la baja de tensión sobre las pérdidas y consumos en un alimentador de distribución, es posible encontrar una expresión de estos en función de la magnitud de las tensiones, ya que es posible expresar las pérdidas por las líneas del sistema radial en función de las potencias de los consumos y estas en función de la tensión en su transformador de distribución.

Para ejemplificar lo anteriormente dicho se ocupa un sistema radial reducido de sólo tres barras.

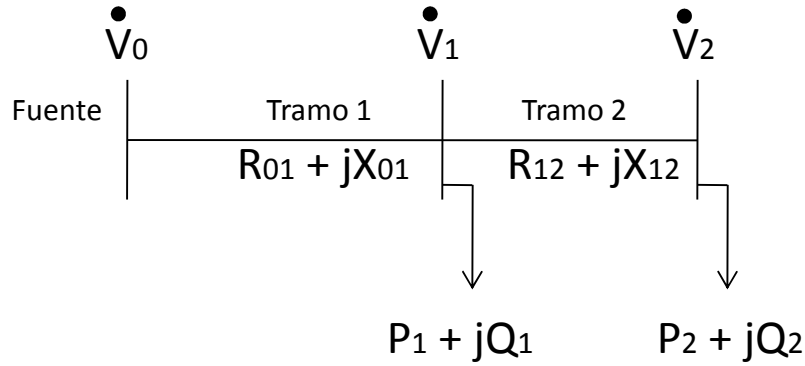


Figura 2.17: Sistema radial con 2 tramos

Se puede encontrar las pérdidas de potencia activa y reactiva en el alimentador de la siguiente manera.

$$\dot{V}_1 - \dot{V}_2 = I(R_{12} + jX_{12}) \quad \text{Ec. 2.32}$$

$$I_2 = \left(\frac{\dot{S}_2}{\dot{V}_2} \right)^* \quad \text{Ec. 2.33}$$

$$P_{L12} = R_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} \quad \text{Ec. 2.34}$$

$$Q_{L12} = X_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} = P_{L12} \frac{X_{12}}{R_{12}} \quad \text{Ec. 2.35}$$

$$P_{L01} = R_{01} \frac{[(P_1 + P_2 + P_{L12})^2 + (Q_1 + Q_2 + Q_{L12})^2]}{|V_1|^2} \quad \text{Ec. 2.36}$$

$$Q_{L01} = P_{L01} \frac{X_{01}}{R_{01}} \quad \text{Ec. 2.37}$$

$$P_{L01} = \frac{R_{01}}{|V_1|^2} \left[\left(P_1 + P_2 + R_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} \right)^2 + \left(Q_1 + Q_2 + X_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.38}$$

$$P_{Loss} = P_{L01} + P_{L12} \quad \text{Ec. 2.39}$$

$$P_{Loss} = \frac{R_{01}}{|V_1|^2} \left[\left(P_1 + P_2 + R_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} \right)^2 + \left(Q_1 + Q_2 + X_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} \right)^2 \right] + R_{12} \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{|V_2|^2} \quad \text{Ec. 2.40}$$

Es directo extender la forma de calcular las pérdidas a un alimentador radial real, comenzando desde el tramo final y considerando las pérdidas del tramo $n-1$ como una carga más para calcular las pérdidas del tramo n . La fórmula que representa las pérdidas totales (activa y reactiva) en un alimentador con n puntos de retiro queda de la siguiente manera:

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^n P_{L(k-1,k)} \quad \text{Ec. 2.41}$$

Donde $P_{L(k-1,k)}$ representa las pérdidas de potencia activa en el tramo $(k-1,k)$ del alimentador, con $k \in [1, n]$.

$$P_{L(k-1,k)} = \frac{R_{k-1,k}}{|V_k|^2} \left[\left(\sum_{i=k}^n P_i + \sum_{i=k}^{n-1} P_{L(k,k+1)} \right)^2 + \left(\sum_{i=k}^n Q_i + \sum_{i=k}^{n-1} Q_{L(k,k+1)} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.42}$$

Análogamente

$$Q_{L(k-1,k)} = P_{L(k-1,k)} \cdot \frac{X_{k-1,k}}{R_{k-1,k}} \quad \text{Ec. 2.43}$$

$$Q_{Loss} = \sum_{k=1}^n Q_{L(k-1,k)} \quad \text{Ec. 2.44}$$

Una dificultad del método propuesto es que se necesita conocer todos los consumos del alimentador y todas las tensiones en los puntos de retiro. Aparte de que se necesita conocer las resistencias y reactancias en cada tramo del alimentador.

También es posible conocer las tensiones a partir de las potencias, de la siguiente fórmula (6):

$$|V_{i+1}|^4 + |V_{i+1}|^2 [2(P_{eq_{i+1}} \cdot R + Q_{eq_{i+1}} \cdot X) - |V_i|^2] + (P_{eq_{i+1}}^2 + Q_{eq_{i+1}}^2)(R^2 + X^2) = 0 \quad \text{Ec. 2.45}$$

Es una ecuación cuadrática en $|V_{i+1}|^2$, donde se resuelve de forma iterativa desde el nodo i al nodo $i+1$. R y X son la resistencia y reactancia respectivamente del tramo $i, i+1$.

Una forma mucho más sencilla de evaluar las pérdidas en un sistema radial de distribución es plantear la ecuación de balance de potencias en la barra de la subestación de poder (después del transformador), de la siguiente forma:

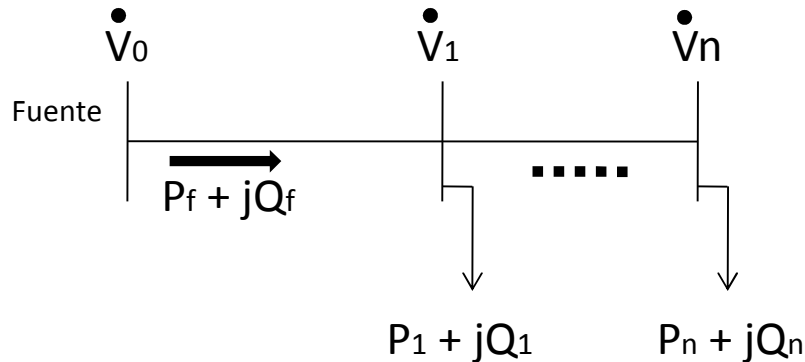


Figura 2.18: Sistema radial con n tramos

$$P_{Loss} = P_f - \sum_{i=1}^n P_i \quad \text{Ec. 2.46}$$

$$Q_{Loss} = Q_f - \sum_{i=1}^n Q_i \quad \text{Ec. 2.47}$$

Como se puede apreciar, es necesario conocer tanto las potencias demandadas como la inyectada en el alimentador. Esto es más fácil que conocer todas las tensiones y potencias demandadas. Es un método más enfocado a un sistema real donde existen mediciones, el primer método en cambio está enfocado a programar un flujo de potencia radial.

2.4.1 Efecto del tipo de carga sobre las pérdidas en el alimentador

El éxito o fracaso de la medida por subestación primaria de distribución tiene que ver con la composición de cargas en cada transformador de la misma y la compensación reactiva que se posea a lo largo del alimentador, luego el efecto de la variación de demanda en la subestación debido a la baja de tensión (correspondiente a la suma entre las pérdidas del alimentador y los consumos), debe ser considerado a nivel de subtransmisión, transmisión y generación, analizando las nuevas pérdidas, y tensiones en el sistema, que podrían gatillar la incorporación de compensadores de reactivos mediante automatismos.

Para visualizar los efectos de una baja de tensión en MT a nivel sistémico, se debe realizar una modelación simplificada de la red de distribución, que contemple las cargas en BT y MT, y las pérdidas en estas redes. Considerando que los alimentadores deben tener una tensión aceptable en todo su trayecto, en particular en el terminal final del mismo, ya que es aquí en donde se ve una mayor caída de tensión. Para lograr esto es que se dispone de condensadores a lo largo del alimentador. Por lo tanto la forma de bajar la tensión en los secundarios de los transformadores de las subestaciones primarias de distribución debe ser tal que el punto con menor tensión dentro del alimentador no baje del porcentaje especificado en (1). Este punto en general coincide con el terminal final del alimentador.

Para visualizar el efecto que tiene la composición de cargas en un alimentador radial, se puede partir estudiando las pérdidas que presenta en su último tramo.

Si $P + jQ$ representa la última carga del alimentador y sigue el modelo exponencial, llamando V al módulo de la tensión en esta carga (desde el último transformador del alimentador), entonces las pérdidas activas en el tramo que alimenta a esta carga se expresa como:

$$P_{loss} = R \frac{P^2 + Q^2}{V^2} = R \frac{P_0^2 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{2n_p} + Q_0^2 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{2n_q}}{V^2} \quad \text{Ec. 2.48}$$

Si se escribe $V = V_0 \cdot t$ con $t \in [0.93, 1.07]$ (rango dado por la norma técnica (29) para tensiones menores a 100 kV).

La demanda y las pérdidas en este tramo del alimentador quedan expresadas como:

$$P = P_0 \left(\frac{V_0 \cdot t}{V_0}\right)^{n_p} = P_0 \cdot t^{n_p}; \quad Q = Q_0 \cdot t^{n_q} \quad \text{Ec. 2.49}$$

$$P_{loss} = R \frac{P_0^2 t^{2n_p} + Q_0^2 t^{2n_q}}{V_0^2 \cdot t^2} = R \frac{P_0^2 t^{2(n_p-1)} + Q_0^2 t^{2(n_q-1)}}{V_0^2} \quad \text{Ec. 2.50}$$

$$Q_{loss} = X \frac{P_0^2 t^{2(n_p-1)} + Q_0^2 t^{2(n_q-1)}}{V_0^2} \quad \text{Ec. 2.51}$$

Se analizan a continuación los tres casos teóricos para cargas puras (Z, I, P).

Caso 1: Carga de Potencia Constante.

$$n_p = n_q = 0 \quad \text{Ec. 2.52}$$

$$P = P_0; Q = Q_0 \quad \text{Ec. 2.53}$$

$$P_{loss} = R \frac{P_0^2 + Q_0^2}{V_0^2 t^2} = \frac{P_{loss_0}}{t^2}; Q_{loss} = \frac{Q_{loss_0}}{t^2} \quad \text{Ec. 2.54}$$

Se aprecia que la potencia consumida no varía, y las pérdidas activa y reactiva aumentan cuadráticamente con la disminución de tensión.

Caso 2: Carga de Corriente Constante.

$$n_p = n_q = 1 \quad \text{Ec. 2.55}$$

$$P = P_0 t; Q = Q_0 t \quad \text{Ec. 2.56}$$

$$P_{loss} = R \frac{P_0^2 t^2 + Q_0^2 t^2}{V_0^2 t^2} = P_{loss_0}; Q_{loss} = Q_{loss_0} \quad \text{Ec. 2.57}$$

Se aprecia que la potencia consumida disminuye linealmente con la disminución de tensión, y las pérdidas activa y reactiva permanecen inalteradas.

Caso 3: Carga de Impedancia Constante.

$$n_p = n_q = 2 \quad \text{Ec. 2.58}$$

$$P = P_0 t^2; Q = Q_0 t^2 \quad \text{Ec. 2.59}$$

$$P_{loss} = R \frac{P_0^2 t^4 + Q_0^2 t^4}{V_0^2 t^2} = P_{loss_0} t^2; Q_{loss} = Q_{loss_0} t^2 \quad \text{Ec. 2.60}$$

Se aprecia que la potencia consumida disminuye cuadráticamente con la disminución de tensión al igual que las pérdidas activa y reactiva.

Es claro que el resultado obtenido depende de la composición de cargas que se tenga conectada a la barra en cuestión, y de las características de la red de distribución.

Capítulo 3. Reuniones con los actores del sistema

Dado la importancia y complejidad del tema tratado, se procedió a efectuar una serie de reuniones con representantes de los principales actores del sistema interconectado, con el fin de formar una visión global del problema y sus efectos, conocer la opinión de cada sector (generación, transmisión, distribución y CDEC-SIC) y recolectar información de relevancia. Se tiene el convencimiento de que es de vital importancia escuchar a los expertos para poder realizar un trabajo de de calidad y utilidad.

En esta sección se pretende resumir las ideas y percepciones de los distintos actores del sistema eléctrico que fueron consultados acerca del impacto sobre el SIC que tiene de la medida de baja de tensión en distribución.

ENDESA: Julio Guzmán (Jefe Despacho de Carga)

- Efectivamente se observó una reducción de la demanda al aplicar la medida de baja de tensión en distribución, lo que da pie a pensar que cumple su objetivo.
- Considerar que en la condición que se aplica la medida (verano), Chilectra es visto como un gran consumo de reactivos desde el sistema.

CDEC-SIC: Sergio Díaz (Jefe Departamento Operaciones, Profesor Integrante comisión de esta memoria).

Se realizaron 2 reuniones. De ellas se obtuvieron las siguientes recomendaciones y observaciones para modelar el SIC.

- Considerar los elementos que interactúan en las líneas de transmisión y subtransmisión:
 - Cambiadores de taps bajo carga (CTBC) de los transformadores de interconexión, aporte local de reactivos por condensadores estáticos (CCEE).
 - Margen de reactivos en generadores.
 - Reactores en barras y líneas de 500 kV controlados por dispositivos MAIS (se sugiere averiguar detalles de su funcionamiento en TRANSELEC).
- Tensiones deben respetar rangos dados en la Norma Técnica (NT) (29).
- Existe el convencimiento que la medida de baja de tensión debe ser lo más cercano a la carga posible para evitar aumento excesivo de pérdidas.

Se sugiere encontrar un rango de validez o efectividad en donde la disminución de consumo sea mayor a un posible aumento de pérdidas. Además realizar un análisis de sensibilidad por nivel de carga y factor de potencia.

Con el propósito de construir el sistema reducido del SIC, con el cual se estimaría el efecto de la baja de tensión en distribución sobre el sistema troncal y la generación, se entregó la siguiente información y sugerencias:

Información suministrada:

- Listado de CCEE del SIC.
- Listado de CERs, indicando su banda de tensión y capacidad de entrega o consumo de reactivos. (Finalmente no fueron considerados por estar alejados eléctricamente de los consumos de Chilectra, y por lo tanto fuera de la zona de influencia de la medida de baja de tensión).

- Ajustes de los umbrales de tensión y temporizaciones asociadas del sistema MAIS de TRANSELEC.

Sugerencias y conclusiones de conversaciones:

- Modelar el sistema troncal del SIC con sus elementos de compensación reactiva.
- Considerar hasta la SE San Luis 220kV por el norte, con todas las unidades de las centrales Nehuenco y San Isidro; y por el sur considerar las principales unidades generadoras que inyectan en el entorno de las SE Ancoa 500kV y Charrúa 500kV.
- Considerar las siguientes prioridades de compensación reactiva para cumplir con los rangos de tensión explícitos en la norma técnica (NT) (29):
 1. Margen de reactivos en generadores (respetar NT con respecto a la carta de operación de las unidades, ver en sección 9.3).
 2. CCEE.
 3. Reactores con control MAIS.
 4. Taps de transformadores y autotransformadores de interconexión.

También se mencionó como caso crítico operar el sistema con poca reserva de reactivos y altos consumos de los mismos por parte de Chilectra en verano. En éstas condiciones las centrales Pehuenche y Rapel se copan por reactivos y se llega a una situación cercana al colapso de tensión.

TRANSELEC: Günter Fromm (Especialista Operación del Sistema Eléctrico):

- Se explica el funcionamiento de los dispositivos MAIS:
 - Los reactores con control MAIS son una reserva de potencia reactiva en el sistema troncal para afrontar contingencias severas, como la salida de un ciclo combinado.
 - Opera por variaciones bruscas de tensión, conectando o desconectando reactores, o cuando cae a menos de un 95% de la tensión nominal.
 - Existe una acción coordinada entre los MAIS de las barras SSEE Polpaico 500kV, Alto Jahuel 500kV, Ancoa 500kV y Charrúa 500kV, en ese orden de operación.
- Consideraciones a tomar en cuenta:
 - Las pérdidas son menores para cargas bajas.
 - Se podrían llegar a presentar sobretensiones en el sistema de transmisión y subtransmisión debido a que el menor consumo de reactivos produciría que quede una parte mayor circulando por las líneas, lo que provocaría que las tensiones se eleven y que incluso se vean disminuidas las pérdidas en éstas zonas.
- Convencimiento de parte del aludido:
 - El sistema sólo ve una reducción de demanda, por lo que la medida de baja de tensión en distribución sería exitosa.
 - Estima una reducción del orden del 8% de la energía.

UNIVERSIDAD DE CHILE: Rodrigo Palma (Profesor co-guía de esta memoria):

Como profesor co-guía del presente trabajo de título, el profesor Rodrigo Palma tuvo una participación activa durante el desarrollo del mismo, aportando entre otras cosas con una primera visión de los elementos que debieron ser considerados para estimar la reacción del sistema frente a la baja de tensión en distribución:

- Ver el despacho de reactivos antes y después de aplicar la baja de tensión.
- Considerar automatismos de regulación de tensión.
- Verificar perfil de tensiones del sistema.

Además el profesor sugiere construir un sistema pequeño genérico de pocas barras para ejemplificar lo que pasaría en un sistema real y plantea el desafío de encontrar una condición de operación en la que la medida de baja de tensión sea perjudicial.

CHILECTRA: Víctor Canales (Jefe COS), Heriberto Valdés y Felipe Antinao (Unidad Estudios del Sistema), Mauro Ramírez y Claudio Bastías (Unidad Movimiento de Energía):

Durante la pasantía del alumno en Chilectra, se contó con el total apoyo de la compañía, en lo que respecta al acceso a información técnica; gestión con CAM S.A. para la configuración de medidores ION de los transformadores; y gestión con el COS (Centro de Operación del Sistema, de Chilectra) para la realización de pruebas de variación de tensión en transformadores mediante el cambio de taps bajo carga usando telecomando. Además del constante apoyo en la aclaración de dudas técnicas, abarcando desde la forma real en que se llevó a cabo la medida de baja de tensión, hasta dudas con algunas curvas de carga de transformadores de poder, en donde se ha explicitado el consumo al que corresponde.

Una de las principales sugerencias fue considerar el cambio en la impedancia característica de la carga a lo largo del día y por día de la semana. Lo que confirmó la idea del alumno de modelar la carga en tres bloques horarios a lo largo del día y diferenciando entre día de la semana, sábado y domingo. Finalmente por motivos ajenos al alumno, fue factible efectuar pruebas para modelar la carga sólo durante un día hábil (viernes).

Información facilitada:

- Mediciones de potencia activa y reactiva a intervalos de 15 minutos de cada transformador de poder correspondientes el mes de enero 2008.
- Listado de transformadores con sus características (CTBC, ION, telecomando, etc.).
- Listado de CCEE con sus características.
- Sistema de Subtransmisión modelado en DigSilent.
- Ventas de energía por SE.

Capítulo 4. Efecto de la baja de tensión sobre sistemas de ejemplo

En esta sección se ilustra el efecto de la medida de baja de tensión en las subestaciones primarias de distribución. Para esto se ha construido un sistema genérico de pocas barras en donde se muestra su comportamiento bajo distintos tipos de carga.

El principal objetivo es dejar de manifiesto que el nivel de tensión en distribución impacta directamente en el resto del sistema, y que el resultado obtenido depende fuertemente de la sensibilidad que tenga la carga ante variaciones de voltaje, y de la compensación reactiva conectada en paralelo con los consumos.

4.1 Validación de la medida en un sistema de 24 barras.

Para verificar que el efecto de baja de tensión en distribución se refleja en el sistema troncal y los generadores, se ha realizado simulaciones de flujo de potencia sobre una versión modificada del sistema de 14 barras de la IEEE, que incluye transformadores con CTBC para alimentar las cargas. Se han representado la cargas a nivel de los transformadores de poder (en este ejemplo la razón de transformación es 66/13.8 kV). En la Figura 4.1 se muestra el sistema base de 14 barras de la IEEE (33) y en la Figura 4.2 se muestra el sistema usado para correr los flujos de potencia en el software DeepEdit. Sus parámetros pueden ser revisados en la sección 9.2.

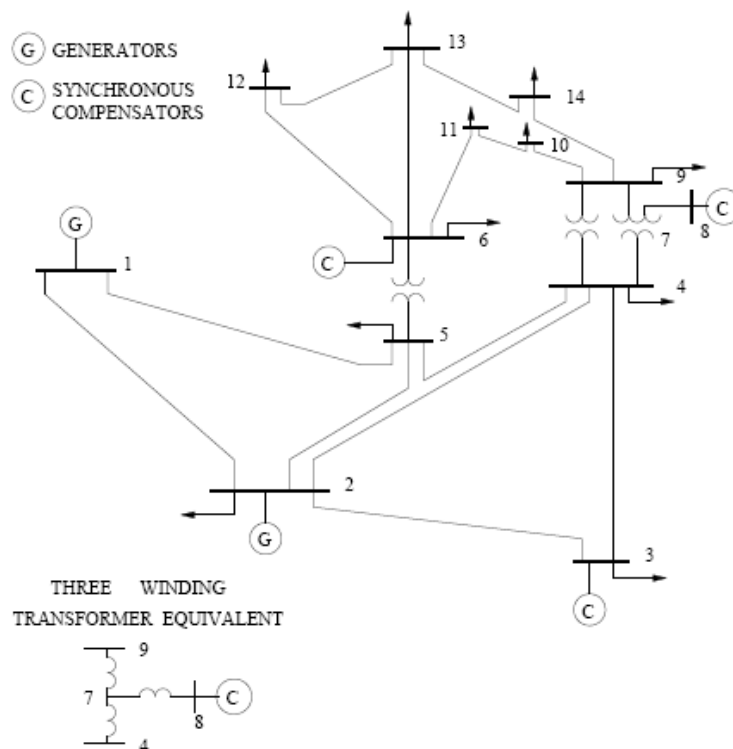


Figura 4.1: Sistema IEEE de 14 barras

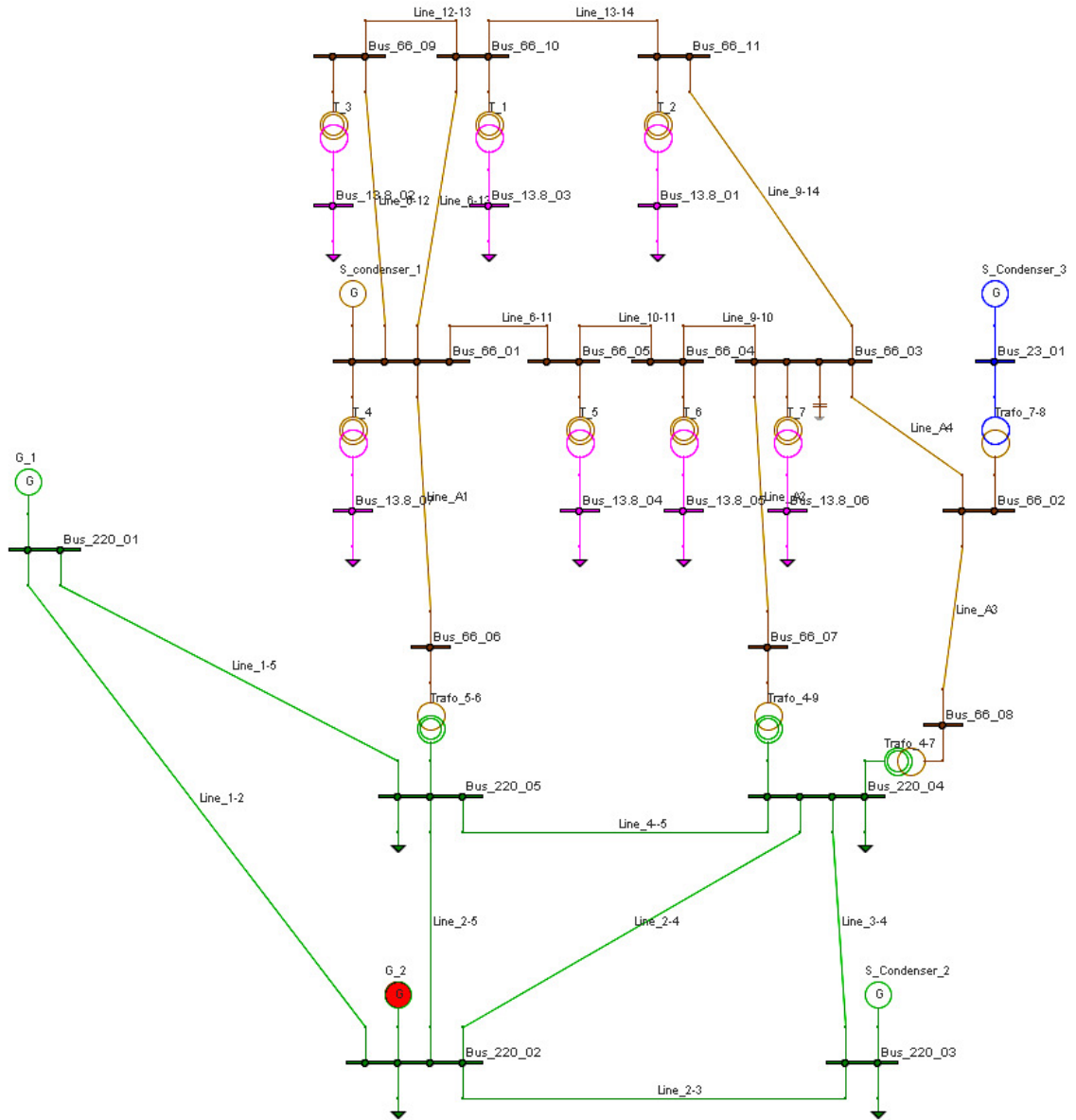


Figura 4.2: Sistema de 24 barras simulado

Se evaluó el efecto de la medida de baja de tensión en distribución para los tres tipos de carga “pura” teóricos: impedancia constante (Z); corriente constante (I); y potencia constante (P), moviendo la consigna de tensión mediante el cambio en los taps de los transformadores de poder únicamente. Las cargas a nivel de transmisión fueron simuladas mediante un modelo exponencial con parámetros $n_p=1$ y $n_q=2$, el cual es frecuentemente usado en análisis sistémicos, ya que en promedio el comportamiento de las cargas de un sistema eléctrico tiende a asemejarse al de corriente constante en relación a la potencia activa y como impedancia constante para la potencia reactiva (20). Los condensadores se han modelado como impedancias constantes y reactivas puras. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

4.1.1 Resultados obtenidos

Tabla 4.1: Resultados con cargas de distribución de impedancia constante (Z)

TENSIONES ALTAS		TENSIONES BAJAS		VARIACIONES	
Ptot Gen [MW]	274.09	Ptot Gen [MW]	270.06	Ptot Gen [MW]	-4.03
P Load MT [MW]	89.95	P Load MT [MW]	86.12	P Load MT [MW]	-3.84
P Load AT [MW]	173.28	P Load AT [MW]	173.37	P Load AT [MW]	0.08
P Loss [MW]	10.85	P Loss [MW]	10.58	P Loss [MW]	-0.28
Qtot Gen [MVar]	76.30	Qtot Gen [MVar]	72.42	Qtot Gen [MVar]	-3.89
Q Load MT [MVar]	45.25	Q Load MT [MVar]	43.31	Q Load MT [MVar]	-1.94
Q Load AT [MVar]	30.54	Q Load AT [MVar]	30.53	Q Load AT [MVar]	-0.01
Q cond [MVar]	-22.41	Q cond [MVar]	-22.52	Q cond [MVar]	-0.11
Q Loss [MVar]	22.91	Q Loss [MVar]	21.09	Q Loss [MVar]	-1.82
Stot Gen [MVA]	284.51	Stot Gen [MVA]	279.60	Stot Gen [MVA]	-4.91

TENSIONES ALTAS							TENSIONES BAJAS			
Barra	Nombre	Tipo	Volt[pu]	Ang[grad]	Piny[p.u.]	Qiny[p.u.]	Volt[pu]	Ang[grad]	Piny[p.u.]	Qiny[p.u.]
1	Bus_13.8_01	PQ	1.0012	-14.38	-0.1494	-0.0501	0.9803	-14.01	-0.1432	-0.048
2	Bus_13.8_02	PQ	1.0349	-12.04	-0.0653	-0.0171	1.0131	-11.68	-0.0626	-0.0164
3	Bus_13.8_07	PQ	1.0214	-12.66	-0.1168	-0.0782	0.9993	-12.33	-0.1119	-0.0749
4	Bus_13.8_04	PQ	1.0374	-11.08	-0.0377	-0.0194	1.0150	-10.74	-0.0361	-0.0185
5	Bus_13.8_05	PQ	1.0154	-12.32	-0.0928	-0.0598	0.9932	-11.98	-0.0888	-0.0572
6	Bus_13.8_06	PQ	1.0080	-13.54	-0.2998	-0.1687	0.9857	-13.2	-0.2866	-0.1613
7	Bus_23_01	PV	1.0500	-9.99	0	0.0858	1.0500	-9.65	0	0.0718
8	Bus_66_01	PQ	1.0429	-10.11	0	0.24	1.0462	-9.78	0	0.24
9	Bus_66_02	PQ	1.0356	-9.99	0	0	1.0380	-9.65	0	0
10	Bus_66_03	PQ	1.0329	-10.14	0	0.2241	1.0355	-9.81	0	0.2252
11	Bus_66_04	PQ	1.0289	-10.25	0	0	1.0319	-9.91	0	0
12	Bus_66_08	PQ	1.0356	-9.99	0	0	1.0380	-9.65	0	0
13	Bus_66_09	PQ	1.0299	-10.59	0	0	1.0338	-10.24	0	0
14	Bus_66_10	PQ	1.0252	-10.63	0	0	1.0292	-10.27	0	0
15	Bus_66_11	PQ	1.0132	-10.92	0	0	1.0172	-10.55	0	0
16	Bus_220_01	PV	1.0500	3.2	1.6944	0.0568	1.0500	3.23	1.6944	0.0487
17	Bus_220_02	SL	1.0300	0	0.8295	-0.1479	1.0300	0	0.7892	-0.1558
18	Bus_220_03	PV	1.0100	-8.46	-0.9514	0.1997	1.0100	-8.38	-0.9514	0.1909
19	Bus_220_04	PQ	1.0064	-6.04	-0.4811	0.0395	1.0080	-5.92	-0.4818	0.0396
20	Bus_220_05	PQ	1.0107	-4.56	-0.0768	-0.0163	1.0122	-4.45	-0.0769	-0.0164
21	Bus_13.8_03	PQ	1.0103	-13.75	-0.1378	-0.0592	0.9891	-13.39	-0.1321	-0.0567
22	Bus_66_05	PQ	1.0327	-10.26	0	0	1.0360	-9.92	0	0
23	Bus_66_06	PQ	1.0429	-10.11	0	0	1.0462	-9.78	0	0
24	Bus_66_07	PQ	1.0329	-10.14	0	0	1.0355	-9.81	0	0

Tabla 4.2: Resultados con cargas de distribución de corriente constante (I)

TENSIONES ALTAS		TENSIONES BAJAS		VARIACIONES	
Ptot Gen [MW]	273.02	Ptot Gen [MW]	270.80	Ptot Gen [MW]	-2.22
P Load MT [MW]	88.93	P Load MT [MW]	86.81	P Load MT [MW]	-2.12
P Load AT [MW]	173.31	P Load AT [MW]	173.35	P Load AT [MW]	0.04
P Loss [MW]	10.78	P Loss [MW]	10.64	P Loss [MW]	-0.15
Qtot Gen [MVar]	75.20	Qtot Gen [MVar]	73.21	Qtot Gen [MVar]	-1.99
Q Load MT [MVar]	44.73	Q Load MT [MVar]	43.66	Q Load MT [MVar]	-1.07
Q Load AT [MVar]	30.54	Q Load AT [MVar]	30.53	Q Load AT [MVar]	0.00
Q cond [MVar]	-22.44	Q cond [MVar]	-22.49	Q cond [MVar]	-0.06
Q Loss [MVar]	22.37	Q Loss [MVar]	21.51	Q Loss [MVar]	-0.86
Stot Gen [MVA]	283.19	Stot Gen [MVA]	280.52	Stot Gen [MVA]	-2.67

TENSIONES ALTAS							TENSIONES BAJAS			
Barra	Nombre	Tipo	Volt[pu]	Ang[grad]	Piny[p.u.]	Qiny[p.u.]	Volt[pu]	Ang[grad]	Piny[p.u.]	Qiny[p.u.]
1	Bus_13.8_01	PQ	1.0022	-14.38	-0.1494	-0.0501	0.9788	-14.01	-0.1432	-0.048

2	Bus_13.8_02	PQ	1.0366	-12.04	-0.0653	-0.0171	1.0128	-11.68	-0.0626	-0.0164
3	Bus_13.8_07	PQ	1.0233	-12.66	-0.1168	-0.0782	0.9988	-12.33	-0.1119	-0.0749
4	Bus_13.8_04	PQ	1.0388	-11.08	-0.0377	-0.0194	1.0146	-10.74	-0.0361	-0.0185
5	Bus_13.8_05	PQ	1.0166	-12.32	-0.0928	-0.0598	0.9924	-11.98	-0.0888	-0.0572
6	Bus_13.8_06	PQ	1.0091	-13.54	-0.2998	-0.1687	0.9845	-13.2	-0.2866	-0.1613
7	Bus_23_01	PV	1.0500	-9.99	0	0.0858	1.0500	-9.65	0	0.0718
8	Bus_66_01	PQ	1.0440	-10.11	0	0.24	1.0457	-9.78	0	0.24
9	Bus_66_02	PQ	1.0362	-9.99	0	0	1.0374	-9.65	0	0
10	Bus_66_03	PQ	1.0336	-10.14	0	0.2241	1.0349	-9.81	0	0.2252
11	Bus_66_04	PQ	1.0298	-10.25	0	0	1.0313	-9.91	0	0
12	Bus_66_08	PQ	1.0362	-9.99	0	0	1.0374	-9.65	0	0
13	Bus_66_09	PQ	1.0313	-10.59	0	0	1.0333	-10.24	0	0
14	Bus_66_10	PQ	1.0264	-10.63	0	0	1.0285	-10.27	0	0
15	Bus_66_11	PQ	1.0142	-10.92	0	0	1.0162	-10.55	0	0
16	Bus_220_01	PV	1.0500	3.2	1.6944	0.0568	1.0500	3.23	1.6944	0.0487
17	Bus_220_02	SL	1.0300	0	0.8295	-0.1479	1.0300	0	0.7892	-0.1558
18	Bus_220_03	PV	1.0100	-8.46	-0.9514	0.1997	1.0100	-8.38	-0.9514	0.1909
19	Bus_220_04	PQ	1.0069	-6.04	-0.4811	0.0395	1.0077	-5.92	-0.4818	0.0396
20	Bus_220_05	PQ	1.0112	-4.56	-0.0768	-0.0163	1.0120	-4.45	-0.0769	-0.0164
21	Bus_13.8_03	PQ	1.0118	-13.75	-0.1378	-0.0592	0.9881	-13.39	-0.1321	-0.0567
22	Bus_66_05	PQ	1.0338	-10.26	0	0	1.0355	-9.92	0	0
23	Bus_66_06	PQ	1.0440	-10.11	0	0	1.0457	-9.78	0	0
24	Bus_66_07	PQ	1.0336	-10.14	0	0	1.0349	-9.81	0	0

Tabla 4.3: Resultados con cargas de distribución de potencia constante (P)

TENSIONES ALTAS		TENSIONES BAJAS		VARIACIONES	
Ptot Gen [MW]	271.73	Ptot Gen [MW]	271.74	Ptot Gen [MW]	0.01
P Load MT [MW]	87.70	P Load MT [MW]	87.70	P Load MT [MW]	0.00
P Load AT [MW]	173.33	P Load AT [MW]	173.33	P Load AT [MW]	-0.01
P Loss [MW]	10.70	P Loss [MW]	10.71	P Loss [MW]	0.01
Qtot Gen [MVA]	73.88	Qtot Gen [MVA]	74.22	Qtot Gen [MVA]	0.34
Q Load MT [MVA]	44.10	Q Load MT [MVA]	44.10	Q Load MT [MVA]	0.00
Q Load AT [MVA]	30.54	Q Load AT [MVA]	30.54	Q Load AT [MVA]	0.00
Q cond [MVA]	-22.47	Q cond [MVA]	-22.46	Q cond [MVA]	0.01
Q Loss [MVA]	21.71	Q Loss [MVA]	22.04	Q Loss [MVA]	0.33
Stot Gen [MVA]	281.60	Stot Gen [MVA]	281.69	Stot Gen [MVA]	0.09

TENSIONES ALTAS							TENSIONES BAJAS			
Barra	Nombre	Tipo	Volt[pu]	Ang[grad]	Piny[p.u.]	Qiny[p.u.]	Volt[pu]	Ang[grad]	Piny[p.u.]	Qiny[p.u.]
1	Bus_13.8_01	PQ	1.0035	-14.38	-0.1494	-0.0501	0.9770	-14.01	-0.1432	-0.048
2	Bus_13.8_02	PQ	1.0386	-12.04	-0.0653	-0.0171	1.0122	-11.68	-0.0626	-0.0164
3	Bus_13.8_07	PQ	1.0255	-12.66	-0.1168	-0.0782	0.9981	-12.33	-0.1119	-0.0749
4	Bus_13.8_04	PQ	1.0404	-11.08	-0.0377	-0.0194	1.0141	-10.74	-0.0361	-0.0185
5	Bus_13.8_05	PQ	1.0182	-12.32	-0.0928	-0.0598	0.9914	-11.98	-0.0888	-0.0572
6	Bus_13.8_06	PQ	1.0103	-13.54	-0.2998	-0.1687	0.9830	-13.2	-0.2866	-0.1613
7	Bus_23_01	PV	1.0500	-9.99	0	0.0858	1.0500	-9.65	0	0.0718
8	Bus_66_01	PQ	1.0454	-10.11	0	0.24	1.0451	-9.78	0	0.24
9	Bus_66_02	PQ	1.0370	-9.99	0	0	1.0367	-9.65	0	0
10	Bus_66_03	PQ	1.0344	-10.14	0	0.2241	1.0342	-9.81	0	0.2252
11	Bus_66_04	PQ	1.0308	-10.25	0	0	1.0305	-9.91	0	0
12	Bus_66_08	PQ	1.0370	-9.99	0	0	1.0367	-9.65	0	0
13	Bus_66_09	PQ	1.0330	-10.59	0	0	1.0327	-10.24	0	0
14	Bus_66_10	PQ	1.0279	-10.63	0	0	1.0275	-10.27	0	0
15	Bus_66_11	PQ	1.0153	-10.92	0	0	1.0150	-10.55	0	0
16	Bus_220_01	PV	1.0500	3.2	1.6944	0.0568	1.0500	3.23	1.6944	0.0487
17	Bus_220_02	SL	1.0300	0	0.8295	-0.1479	1.0300	0	0.7892	-0.1558
18	Bus_220_03	PV	1.0100	-8.46	-0.9514	0.1997	1.0100	-8.38	-0.9514	0.1909
19	Bus_220_04	PQ	1.0074	-6.04	-0.4811	0.0395	1.0073	-5.92	-0.4818	0.0396
20	Bus_220_05	PQ	1.0117	-4.56	-0.0768	-0.0163	1.0116	-4.45	-0.0769	-0.0164
21	Bus_13.8_03	PQ	1.0137	-13.75	-0.1378	-0.0592	0.9868	-13.39	-0.1321	-0.0567

22	Bus_66_05	PQ	1.0351	-10.26	0	0	1.0348	-9.92	0	0
23	Bus_66_06	PQ	1.0454	-10.11	0	0	1.0451	-9.78	0	0
24	Bus_66_07	PQ	1.0344	-10.14	0	0	1.0342	-9.81	0	0

4.1.2 Análisis de Resultados

Como era de esperarse, al operar el sistema de distribución con una tensión reducida se observó una disminución en la potencia activa y reactiva generada, y consecuentemente en la potencia aparente generada, para los casos de carga tipo Z y tipo I, teniendo un mayor impacto en el primer caso. También se corroboró que si las cargas de distribución fueran tipo P, el hecho de operar el sistema a una tensión reducida, solo aumenta las pérdidas en las líneas, y se aumenta la generación de potencia activa y reactiva, por lo que en este caso la medida es perjudicial. Es evidente entonces que existe al menos un tipo de carga teórica intermedia (no pura) la cual produciría el mismo nivel de generación operando el sistema de distribución en cualquiera de dos niveles de tensión distintos y específicos.

Se aprecia además que en el caso de los sistemas con cargas tipo Z o I, al bajar la tensión en las redes MT, secundario de los transformadores de poder, barra de alimentadores o carga equivalente, aparte de reducir la potencia demandada por las cargas, se ve elevada la tensión en el lado primario de los mismos, es decir, se eleva la tensión en el sistema de subtransmisión (STx), reduciendo las pérdidas en estas redes. Lo mismo ocurre en las barras del sistema de transmisión (Tx), aunque en menor medida. Consecuentemente, al verse elevadas las tensiones en Tx, aumenta la demanda de las cargas conectadas en este nivel de tensión, aunque como la variación es pequeña, su efecto es poco relevante en comparación a la reducción de demandas en MT y la disminución de pérdidas.

En el caso del sistema con cargas tipo P, al no tener sensibilidad de tensión éstas se mantienen inalteradas. Al requerir la circulación de mayores corrientes en el sistema completo y la misma magnitud de reactivos en las cargas MT, las tensiones en STx y Tx se ven casi imperceptiblemente deprimidas, provocando que las cargas en AT queden prácticamente inalteradas (aunque con tendencia a disminuir su demanda). Se observa un leve aumento de pérdidas activas y en mayor medida de pérdidas reactivas. El aumento de corrientes no fue considerable y por lo mismo no se observaron variaciones considerables con este tipo de carga.

Otro factor de influencia en que las tensiones en Tx no cambiaran en gran medida es que 3 de las 5 barras de 220 kV poseen un generador o un condensador sincrónico que regulan el voltaje en las mismas. También se observa que la baja de tensión en una barra con CCEE shunt se traduce en una menor entrega de reactivos a la carga o al sistema, debido a su dependencia cuadrática de tensión, lo que puede repercutir directamente en los niveles de tensión de las barras cercanas y finalmente en los generadores. Este efecto se explora en mayor detalle en la sección 4.2 de este trabajo.

4.2 Influencia de compensación reactiva en MT

Esta sección busca aclarar que la medida de baja de tensión en distribución no siempre cumple el objetivo de disminuir la generación del sistema, el éxito de la misma depende no sólo del tipo de carga (de su dependencia de tensión), sino también de la topología del sistema y las condiciones de operación.

Para ilustrar este fenómeno, se presenta un pequeño sistema de 3 barras, compuesto por un generador Slack que representa al sistema de transmisión, una línea de subtransmisión en 110kV, un transformador de poder con CTBC y una carga con compensación reactiva en 12kV, además de otra carga que representa el consumo de otros transformadores ficticios de la subestación de poder en 110kV. El sistema fue

simulado en el software DeepEdit, y es mostrado en la Figura 4.3. Las características del sistema aludido se muestran en la Tabla 4.4.

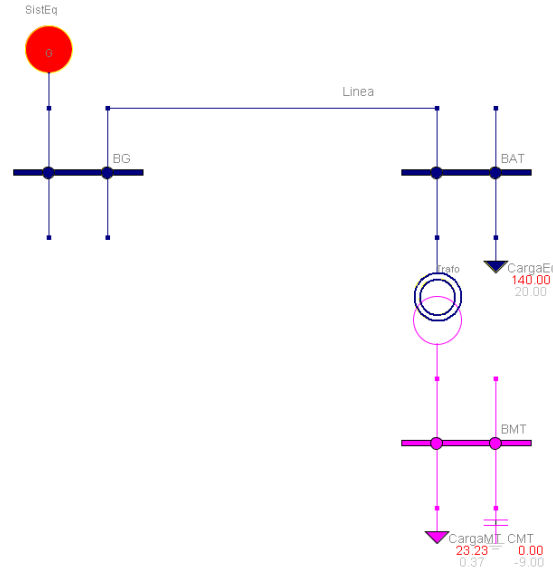


Figura 4.3: Sistema de 3 barras

Tabla 4.4: Parámetros del sistema de 3 barras

BARRAS

Name	Umin [p.u.]	Umax [p.u.]	Un [kV]
BG	0.93	1.07	110
BAT	0.95	1.05	110
BMT	0.95	1.05	12

GENERADOR

Name	Us [p.u.]	U [kV]	Smax [MVA]	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Qmin [MVA]	Qmax [MVA]	Sn [MVA]	type	Xs [p.u.]	Xd [p.u.]	Xd1 [p.u.]	Emin [p.u.]	Emax [p.u.]
SistEq	1.03	110	1000	0	800	-100	100	300	SL	0	0	0	0	2

LINEA

Name	con1	con2	Un [kV]	Smax [MVA]	Sn [MVA]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	G [μs/km]	B [μs/km]	len [km]
Linea	BG	BAT	110	240.0623	300	0.1	0.4	0	3	25

CARGAS Y CE

Name	Un [kV]	P0 [MW]	Q0 [MVA]	n_p	n_q
CMT	12	0	-4.5	0	2
CargaEq	110	140	20	0	0
CargaMT	12	23.24	0.37	variable	1

TRANSFORMADOR

Name	Un1 [kV]	Un2 [kV]	zsl [%]	maxt	sollt	Smax [MVA]	Sn [MVA]	Pfe [kW]	Pcu [kW]	Uk [%]
Trafo	110	12	1.7	12	-12	50	50	0	233.5	20

Se evalúan las cuatro condiciones de operación siguientes para distintos tipos de carga (distintos exponentes del modelo exponencial): taps del transformador al máximo (tensión reducida) y taps del

transformador al mínimo (tensión elevada), con y sin el condensador estático (CE) conectado en MT. El CE se modela como un consumo negativo de reactivos de impedancia constante (Ec. 2.28). Se simuló para la misma carga con distintas dependencias de tensión de potencia activa n_p y manteniendo invariante la dependencia de tensión de potencia reactiva $n_q=1$. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente sección 4.2.1.

4.2.1 Resultados obtenidos

Tabla 4.5: Resultados para carga con $n_p=0.8$

	$(n_p, n_q)=(0.8, 1)$			
	CE en servicio		CE F/S	
	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]
	1.020	0.986	0.998	0.965
VAT [p.u.]	0.993	0.993	0.989	0.989
PAT [MW]	140.000	140.000	140.000	140.000
PMT [MW]	23.610	22.990	23.200	22.590
Pgen [MW]	169.340	168.670	168.980	168.330
Ploss [MW]	5.730	5.680	5.780	5.740
QAT [MVar]	20.000	20.000	20.000	20.000
QMT [MVar]	-4.300	-4.010	0.370	0.360
Qgen [MVar]	39.620	39.780	44.470	44.310
Qloss [MVar]	23.920	23.790	24.100	23.950
SAT [MVA]	141.421	141.421	141.421	141.421
SMT [MVA]	23.998	23.337	23.203	22.593
Sgen [MVA]	173.913	173.297	174.734	174.064
Sloss [MVA]	8.493	8.539	10.109	10.050
fp MT	0.983 cap	0.985 cap	0.999 ind	0.999 ind
ΔP_{gen} [MW]	-0.67		-0.65	
ΔQ_{gen} [MVar]	0.16		-0.16	
ΔS_{gen} [MVA]	-0.615657145		-0.669316955	

Tabla 4.6: Resultados para carga con $n_p=0.2$

	$(n_p, n_q)=(0.2, 1)$			
	CE en servicio		CE F/S	
	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]
	1.020	0.986	0.998	0.965
VAT [p.u.]	0.993	0.993	0.989	0.989
PAT [MW]	140.000	140.000	140.000	140.000
PMT [MW]	23.330	23.170	23.230	23.070
Pgen [MW]	169.040	168.880	169.010	168.850
Ploss [MW]	5.710	5.710	5.780	5.780
QAT [MVar]	20.000	20.000	20.000	20.000
QMT [MVar]	-4.310	-4.010	0.370	0.360
Qgen [MVar]	39.480	39.870	44.480	44.550
Qloss [MVar]	23.790	23.880	24.110	24.190
SAT [MVA]	141.421	141.421	141.421	141.421
SMT [MVA]	23.725	23.514	23.233	23.073
Sgen [MVA]	173.589	173.523	174.765	174.628
Sloss [MVA]	8.443	8.587	10.111	10.134
fp MT	0.983 cap	0.985 cap	0.999 ind	0.999 ind
ΔP_{gen} [MW]	-0.16		-0.16	
ΔQ_{gen} [MVar]	0.39		0.07	
ΔS_{gen} [MVA]	-0.066608821		-0.13688153	

Tabla 4.7: Resultados para carga con $n_p=0.13$

	$(n_p, n_q)=(0.13, 1)$			
	CE en servicio		CE F/S	
	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]
	1.020	0.986	0.998	0.965
VAT [p.u.]	0.993	0.993	0.989	0.989
PAT [MW]	140.000	140.000	140.000	140.000
PMT [MW]	23.300	23.200	23.230	23.130
Pgen [MW]	169.000	168.900	169.020	168.910
Ploss [MW]	5.700	5.700	5.790	5.780
QAT [MVar]	20.000	20.000	20.000	20.000
QMT [MVar]	-4.310	-4.010	0.370	0.360
Qgen [MVar]	39.470	39.880	44.480	44.580
Qloss [MVar]	23.780	23.890	24.110	24.220
SAT [MVA]	141.421	141.421	141.421	141.421
SMT [MVA]	23.695	23.544	23.233	23.133
Sgen [MVA]	173.548	173.544	174.775	174.694
Sloss [MVA]	8.431	8.579	10.120	10.140
fp MT	0.983 cap	0.985 cap	0.999 ind	0.999 ind
ΔP_{gen} [MW]	-0.1		-0.11	
ΔQ_{gen} [MVar]	0.41		0.1	
ΔS_{gen} [MVA]	-0.003620075		-0.080883635	

Tabla 4.8: Resultados para carga con $n_p=0.12$

	$(n_p, n_q)=(0.12, 1)$			
	CE en servicio		CE F/S	
	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]
	1.020	0.986	0.998	0.965
VAT [p.u.]	0.993	0.993	0.989	0.989
PAT [MW]	140.000	140.000	140.000	140.000
PMT [MW]	23.300	23.200	23.230	23.140
Pgen [MW]	169.000	168.910	169.020	168.920
Ploss [MW]	5.700	5.710	5.790	5.780
QAT [MVar]	20.000	20.000	20.000	20.000
QMT [MVar]	-4.310	-4.010	0.370	0.360
Qgen [MVar]	39.460	39.880	44.480	44.580
Qloss [MVar]	23.770	23.890	24.110	24.220
SAT [MVA]	141.421	141.421	141.421	141.421
SMT [MVA]	23.695	23.544	23.233	23.143
Sgen [MVA]	173.546	173.554	174.775	174.704
Sloss [MVA]	8.429	8.589	10.120	10.139
fp MT	0.983 cap	0.985 cap	0.999 ind	0.999 ind
ΔP_{gen} [MW]	-0.09		-0.1	
ΔQ_{gen} [MVar]	0.42		0.1	
ΔS_{gen} [MVA]	0.008386352		-0.071214705	

Tabla 4.9: Resultados para carga con $n_p=0.1$

	$(n_p, n_q)=(0.1, 1)$			
	CE en servicio		CE F/S	
	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]	VMT_alto [p.u.]	VMT_bajo [p.u.]
	1.020	0.986	0.998	0.965
VAT [p.u.]	0.993	0.993	0.989	0.989
PAT [MW]	140.000	140.000	140.000	140.000
PMT [MW]	23.290	23.210	23.230	23.160
Pgen [MW]	168.990	168.910	169.020	168.940
Ploss [MW]	5.700	5.700	5.790	5.780
QAT [MVar]	20.000	20.000	20.000	20.000
QMT [MVar]	-4.310	-4.010	0.370	0.360
Qgen [MVar]	39.460	39.890	44.480	44.590
Qloss [MVar]	23.770	23.900	24.110	24.230
SAT [MVA]	141.421	141.421	141.421	141.421
SMT [MVA]	23.685	23.554	23.233	23.163
Sgen [MVA]	173.536	173.556	174.775	174.725
Sloss [MVA]	8.429	8.581	10.120	10.141
fp MT	0.983 cap	0.985 cap	0.999 ind	0.999 ind
ΔP_{gen} [MW]	-0.08		-0.08	
ΔQ_{gen} [MVar]	0.43		0.11	
ΔS_{gen} [MVA]	0.020422525		-0.049324997	

4.2.2 Análisis de Resultados

Se puede apreciar que para cualquier condición probada, la potencia activa generada siempre disminuye al reducir la tensión en la carga, debido a que la potencia consumida por la carga decae en una cantidad aproximadamente 10 veces mayor al aumento de pérdidas (en este ejemplo), por lo que no alcanzan a contrarrestar el efecto por sí solas.

El resultado más relevante es que si se aplica la medida de baja de tensión sobre una barra MT que presenta un consumo equivalente capacitivo, es decir, que entrega reactivos al sistema de subtransmisión, es posible que el efecto global sea contrario al deseado, es decir, aumente el flujo de reactivos por la red, consecuentemente aumenten las pérdidas en la misma y la generación. Esto dependerá del factor de potencia (o nivel de carga reactiva relativa) de la demanda, de su composición y luego de su dependencia de tensión. El caso evaluado en la presente sección corresponde a una demanda capacitiva compuesta por una carga con baja dependencia de tensión reactiva ($n_q=1$) y una parte reactiva pura ($n_q=2$) que representa a los CCEE conectados a lo largo de la red de distribución o en la barra MT del transformador. El fenómeno que se observa es que la potencia reactiva entregada al sistema desde la barra del consumo disminuye, lo que provoca que los generadores tengan que abastecer los reactivos que dejó de entregar el consumo capacitivo para mantener la tensión en el lado AT. Si a esto se suma una dependencia de tensión de la parte activa de la carga pequeña, el aumento de potencia reactiva generada será mayor que la disminución de potencia activa generada, y consecuentemente, la potencia aparente generada aumenta. Este efecto se apreció para cargas con $n_p < 0.13$ (y $n_q=1$ fijo). Cabe destacar que si se efectúa la misma prueba pero sin la compensación reactiva (consumo inductivo) se logra el efecto deseado de disminución de demanda activa y reactiva, y luego de generación de las mismas, notando despreciable el efecto de la variación de pérdidas con respecto al cambio de demanda.

La otra posibilidad es que la parte reactiva de la carga tenga una dependencia de tensión alta ($n_q > 2$), caso en el cual la baja de tensión provocará que ésta disminuya, al mismo tiempo que baja la entrega de reactivos por parte del condensador, pero como la dependencia de tensión reactiva de la carga es mayor que la del condensador ($n_c=2$), la reducción en la carga será de mayor magnitud que la reducción de la

entrega de reactivos del condensador, por lo que el resultado conjunto será una mayor entrega de reactivos al sistema que en el caso con tensión más alta.

Un ejemplo real de lo recientemente mencionado es la carga asociada al transformador T1 de la SE Panamericana, la cual presenta un consumo capacitivo durante la noche debido exclusivamente a CCEE de industrias asociadas a sus alimentadores, ya que no presenta compensación reactiva en la barra MT. El comportamiento presentado durante el día es inductivo (ver sección 5.2.1). La justificación matemática de lo anteriormente descrito se muestra a continuación (se ha escrito la tensión en p.u.):

Escribiendo la carga reactiva vista desde el transformador como la composición de un condensador (representando la compensación reactiva) y la demanda reactiva conectada.

$$Q_T(V) = Q_{0T}V^{n_T} = Q_{0L}V^{n_L} - Q_{0C}V^2 \quad \text{Ec. 4.1}$$

Como la carga es capacitiva, evaluando en $V=1$:

$$Q_{0T} = Q_{0L} - Q_{0C} < 0 \quad \text{Ec. 4.2}$$

Derivando con respecto a V :

$$\frac{\partial Q_{0T}}{\partial V} = n_T Q_{0T} V^{n_T-1} = n_L Q_{0L} V^{n_L-1} - 2Q_{0C} V^1 \quad \text{Ec. 4.3}$$

Evaluando en $V=1$:

$$\frac{\partial Q_{0T}}{\partial V} = n_T Q_{0T} = n_L Q_{0L} - 2Q_{0C} \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$\therefore \frac{\partial Q_{0T}}{\partial V} > 0 \Leftrightarrow n_L > \frac{2Q_{0C}}{Q_{0L}} = 2K \text{ con } K > 1 \text{ ya que } Q_{0C} > Q_{0L} \quad \text{Ec. 4.5}$$

O si se conoce $n_T Q_{0T}$:

$$\frac{\partial Q_{0T}}{\partial V} > 0 \Leftrightarrow n_T Q_{0T} > 0 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Análogamente

$$\frac{\partial Q_{0T}}{\partial V} < 0 \Leftrightarrow n_L < \frac{2Q_{0C}}{Q_{0L}} = 2K \text{ o bien } n_T Q_{0T} < 0 \quad \text{Ec. 4.7}$$

En el caso mencionado del transformador PANAMERICANA T1 se tiene que $n_T < 0$ y $Q_{0T} < 0$, luego $n_T Q_{0T} > 0$, lo que provocaría que al bajar la tensión, la inyección de reactivos al sistema aumentara. Efectivamente esto se puede apreciar en las pruebas 1 y 3 realizadas en dicho transformador (ver resultados gráficos en sección 9.1 y un análisis detallado de los mismos en la sección 5.2.3).

En el caso teórico simulado en esta sección, se corrobora que la medida es perjudicial ya que:

$$n_L = 1 < \frac{2Q_{0C}}{Q_{0L}} = \frac{2 \cdot 4.5}{0.37} = 24.32 \quad \text{Ec. 4.8}$$

El caso de los consumos capacitivos se da a menudo en varias SE de poder de Chilectra, que cuentan con bancos de condensadores en el lado MT de sus transformadores, los que pueden superar los requerimientos de potencia reactiva del propio consumo conectado, quedando entonces entregando reactivos al sistema de subtransmisión. Este fenómeno se da también en barras MT sin compensación reactiva pero que cuentan con CCEE a lo largo de sus alimentadores, como por ejemplo en zonas industriales en donde se encuentran conectados bancos de condensadores de particulares, siendo más notorio en algunas horas del día (sobre todo durante la noche). También se puede obtener un efecto similar al operar la red de distribución a un nivel de carga reactiva muy baja, sin necesariamente tener equipos de compensación en la misma, en donde la componente capacitiva de las líneas cobra mayor importancia, sobre todo en zonas con líneas subterráneas.

En el caso de consumos inductivos (simulados con el CE desconectado), se aprecia que la medida es efectiva, ya que en todos los casos simulados se logró disminuir la cantidad de potencia aparente entregada por el sistema de transmisión, que se supone es entregada por los generadores.

Cabe mencionar que los resultados obtenidos respetan en todos los casos los límites de tensión y de factor de potencia indicados en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (ver sección 9.3).

Queda manifiesto entonces que el éxito de la medida de baja de tensión en distribución no sólo depende del tipo de carga (magnitud y dependencia de tensión), sino también de otros factores, como la compensación reactiva paralela a la carga en la barra MT o a lo largo de los alimentadores, y del nivel de carga.

Capítulo 5. Estimación del efecto de la medida de baja de tensión sobre el SIC

5.1 Introducción

En esta sección se expone el trabajo realizado para poder dar respuesta a los objetivos planteados en esta memoria de título. Dado que el éxito de la medida de baja de tensión depende fuertemente del tipo de carga conectada en distribución, es decir, de su respuesta en potencia a la variación de tensión, el eje central de la memoria fue desarrollar modelos de carga con dependencia de voltaje para la gran mayoría de transformadores de poder de Chilectra. El mayor aporte consiste en la realización de pruebas en terreno sobre ocho transformadores en 3 horarios distintos de forma de poder modelar la carga conectada a cada uno de ellos incluyendo la variación de la composición de la misma a lo largo del día, mediante el procedimiento basado en mediciones mostrado en la sección 2.3.5. Se realiza un análisis de los resultados y comparación con formas alternativas de estimar el tipo de consumo conectado a cada transformador medido. En la sección 5.2 se muestran los detalles del procedimiento efectuado y sus resultados. Para estimar los modelos de carga asociados a los transformadores de poder que no pudieron ser ensayados en terreno se desarrolló un programa computacional que permite realizar ésta tarea mediante el reconocimiento de curvas de carga, dicho desarrollo constituye una gran parte del trabajo. Una explicación detallada se encuentra en la sección 5.3.

Para visualizar los efectos que tiene la medida de baja de tensión sobre el SIC se ha implementado una versión reducida del mismo que contempla desde la subestación San Luis 220 kV a la subestación Charrúa 220 kV, con sus principales enlaces. Se modelan las líneas de transmisión del sistema troncal, los sistemas de compensación existentes en estas líneas y barras, como bancos de condensadores estáticos shunt (CCEE), reactores shunt y condensadores serie. Se han incluido los modelos de los generadores más influyentes en la zona de estudio, con sus parámetros habituales como las reactancias sincrónicas de eje directo y cuadratura (x_d y x_q), los límites de potencia activa y reactiva, el factor de potencia de las máquinas, su potencia aparente nominal, tensión nominal, su carta de operación y finalmente para efectos de las simulaciones, el tipo de controlador de la tensión local (PV, PQ o Máquina de Referencia). Se incluyen también los transformadores y autotransformadores con sus respectivos cambiadores de taps. El modelo reducido del SIC que se propuso, se encuentra en la sección 9.10 y fue desarrollado con información proporcionada por el CDEC-SIC, el sistema de subtransmisión de Chilectra fue facilitado por dicha compañía e incluye sus líneas, condensadores estáticos, transformadores de poder y cargas por transformador, a las que se les incluyó el modelo estático de dependencia de tensión desarrollado. Ambos sistemas han sido construidos y enlazados en la plataforma de DigSilent Power Factory 13.1.260. Finalmente teniendo los modelos del sistema y de las cargas se efectúan simulaciones sistémicas para 3 bloques horarios (o niveles de carga), en condición de verano e hidrología seca, con tensiones normales y disminuidas en MT de Chilectra; es decir, se simulan 6 casos para estimar la variación de potencias generadas en el sistema. Para las simulaciones se verifica es que se respeten los rangos de tensión, factor de potencia y reserva de reactivos dados por la norma técnica de seguridad y calidad de servicio del año 2005(29), el extracto usado puede ser revisado en la sección 9.3.

5.2 Pruebas para el modelamiento de la carga

En esta sección se muestra una parte fundamental del trabajo realizado, ya que es la base para modelar las cargas conectadas a los transformadores de poder de Chilectra, las cuales son las principales responsables de la variación en la generación del SIC al efectuar la medida de baja de tensión.

Se realizaron pruebas de variación de tensión en 8 transformadores de poder el día viernes 6 de Marzo de 2009 en distintos horarios, de modo de considerar el cambio en la composición de carga a lo largo del día. Los equipos mencionados se muestran en la Tabla 5.1. La metodología usada se basa en la expuesta en la sección 2.3.5. Las variables medidas son la energía activa y reactiva, tensiones y corrientes por fase, y frecuencia.

Tabla 5.1: Transformadores ensayados

SUBESTACION	TRANSFORMADOR
CHACABUCO	T3
LA DEHESA	T3
LOS DOMINICOS	T3
MACUL	T4
PANAMERICANA	T1
SAN BERNARDO	T3
SAN CRISTOBAL	T1
SANTA ROSA SUR	T1

En la actualidad existen sólo 19 transformadores de poder que cuentan con medidor ION, equipo que rescata los datos de las variables antes indicadas dado un tiempo de muestreo (el escaso número de equipos se debe a que se están implementando recientemente), por lo que el criterio para elegir los transformadores a ser ensayados vino dado netamente dado por la existencia conjunta de esta tecnología; cambiador de taps bajo carga (CTBC); y telecomando. El total de transformadores que reúnen estas características son 8 en la actualidad y es sobre ese total que se realizaron los ensayos (Tabla 5.1).

Se pone énfasis en que es importante medir las variables de interés lo más continuamente posible y efectuar las pruebas de variación de tensión en un intervalo de tiempo corto (no más de 15 o 20 minutos), y en horarios en donde la curva de carga es relativamente plana, ya que de otra forma los cambios en las potencias no se podrían adjudicar directamente a las variaciones de tensión efectuadas, por el efecto del cambio natural del nivel de carga en el tiempo. Es por ésta razón que se reconfiguraron los medidores ION mencionados para registrar las variables cada 1 segundo. De ésta manera se soluciona el problema y es claro apreciar el efecto de la tensión sobre las potencias. Las pruebas se efectuaron en rangos de unos 15 minutos.

Luego de tener reconfigurados los medidores ION de los transformadores a ensayar para registrar cada 1 segundo, se procedió a efectuar las pruebas de cambio de tensión en el lado de MT de los mismos, y registrar las variables ya mencionadas. Este cambio de tensiones se lleva a cabo mediante el movimiento de taps de los transformadores (lado AT), efectuado de forma remota desde el Centro de Operación del Sistema (COS) de Chilectra, usando telecomando.

Una vez hechas las pruebas de variación de tensión sobre los transformadores y teniendo los datos de las mediciones cada 1 segundo, se encuentran los parámetros del modelo exponencial minimizando el error cuadrático entre las potencias medidas y las estimaciones del mismo. También se entrega el valor final del error cuadrático para verificar la consistencia de los parámetros. La herramienta computacional usada fue SOLVER de MS EXCEL, en donde se utilizó una tolerancia del 5% como error máximo y el método clásico de Newton mediante estimación por tangente y derivadas progresivas, como puede apreciarse en la Figura 5.1.

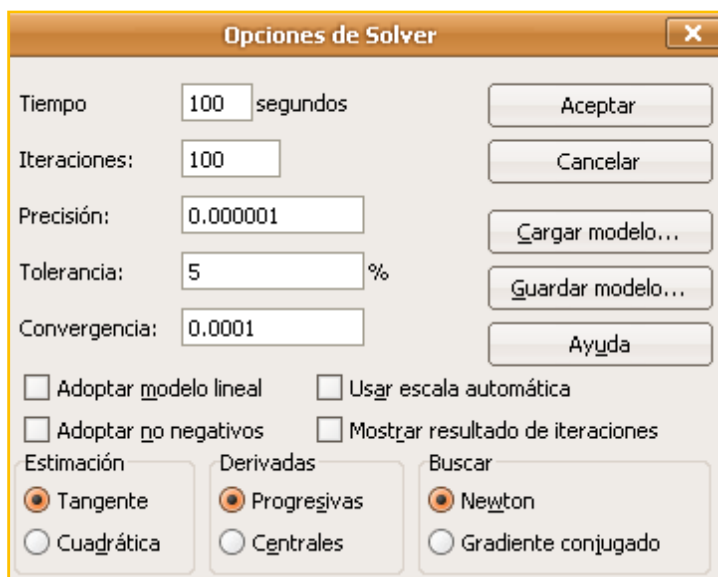


Figura 5.1: Opciones de SOLVER usadas

Los horarios de inicio de las pruebas realizadas por transformador fueron escogidos en los rangos donde la curva de carga es lo más plana posible para cada uno. Estos horarios se resumen en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Programación de las pruebas

SE	TRANSFORMADOR	Vnom [kV]	PRUEBA 1	PRUEBA 2	PRUEBA 3
CHACABUCO	T3	23	5:00	14:00	21:00
LA DEHESA	T3	23	4:00	14:00	21:30
LOS DOMINICOS	T3	12	5:00	15:00	21:00
MACUL	T4	12	4:00	16:00	21:30
PANAMERICANA	T1	12	5:00	16:00	22:00
SAN BERNARDO	T3	12	5:00	16:00	22:15
SAN CRISTOBAL	T1	12	5:00	16:00	22:00
SANTA ROSA	T1	12	5:00	16:00	22:15

Una dificultad encontrada en algunos casos es que al momento de realizar las pruebas la curva de carga no era completamente plana debido a que no se respetó completamente los horarios pedidos, sino que se realizaron todas las pruebas 1 a las 6 hrs.; las pruebas 2 a las 14 hrs.; y las pruebas 3 a las 22 hrs., por razones de disponibilidad y para hacer las pruebas de todos los transformadores de una vez. Para corregir este efecto se procedió a trazar una recta en la curva de potencia (activa y reactiva) entre dos puntos de ella que correspondieran a niveles de tensión iguales. De esta forma se aproximó en un intervalo pequeño el cambio natural de la demanda por una recta (línea de tendencia) la cual se denotará por $P_0(t)$.

Finalmente el resultado de restar la curva de demanda a la de P_0 estimada se llamará curva de potencia “estabilizada”. Es sobre esta curva que se calcula el modelo de carga. A modo de ejemplo en la Figura 5.2 se aprecian las tres curvas mencionadas para el transformador Macul T4 en su prueba 1.

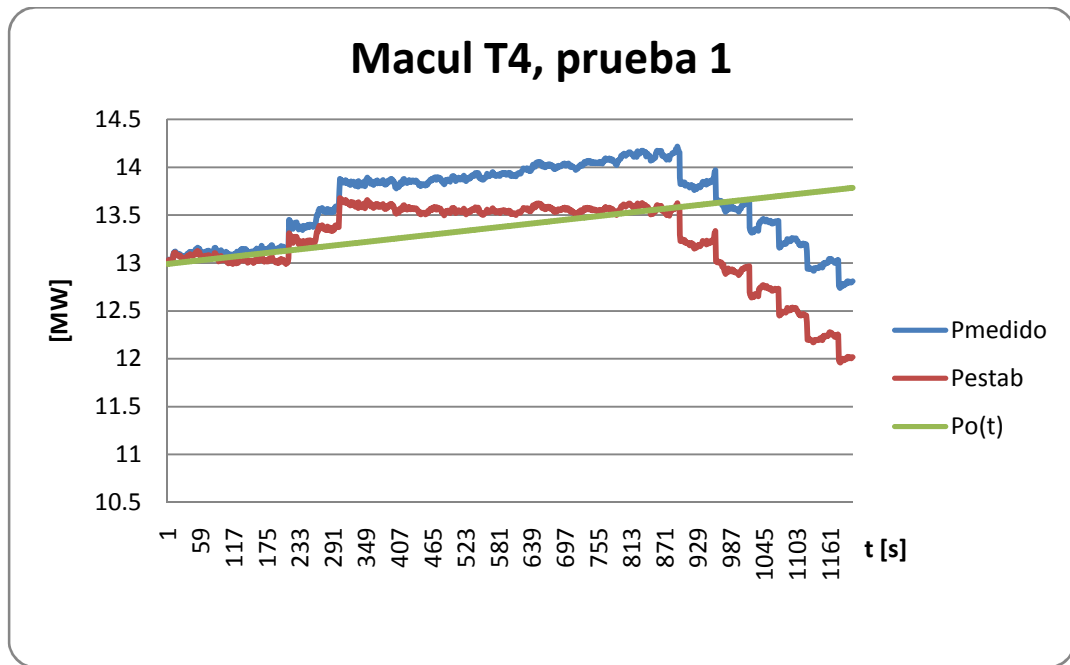


Figura 5.2: Pre-procesamiento de datos

Otro punto importante es que se debe desacoplar del modelo de carga de potencia reactiva el efecto de condensadores shunt, simulándolos de forma independiente con un modelo de impedancia constante de la siguiente forma:

$$C(V) = C_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad \text{Ec. 5.1}$$

Luego para obtener la curva correspondiente a la carga reactiva y poder encontrar su modelo, es necesario restar el efecto de los condensadores shunt en la barra MT del transformador. Finalmente la curva a estabilizar viene dada por la siguiente expresión:

$$Q_{load}(V) = Q_{est}(V) + C_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 = Q_{0,load} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad \text{Ec. 5.2}$$

De los ocho transformadores ensayados, sólo dos presentan CCEE conectados en el lado MT (en la subestación), ver la sección 5.2.1.

5.2.1 Resultados obtenidos

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los ocho transformadores ensayados, siguiendo el procedimiento señalado en la sección 5.2. En la Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5 se muestra el detalle de las mismas, incluyendo la compensación reactiva conectada en caso de haberla. La modelación corresponde al tipo exponencial con dependencia de tensión y frecuencia ilustrados en las siguientes dos ecuaciones (ver sección 2.3.2):

$$P(V) = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{np} \cdot (1 + kfp \cdot (f - f_0)) \quad \text{Ec. 5.3}$$

$$Q(V) = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{nq} \cdot (1 + kfq \cdot (f - f_0)) \quad \text{Ec. 5.4}$$

Los datos de entrada para encontrar los modelos mostrados corresponden a las curvas de potencia activa y reactiva “estabilizadas”; promedio simple entre las tensiones de las tres fases; y frecuencia eléctrica. Los datos de FP (factor de potencia) entregados en las tablas no incorporan la compensación reactiva en caso de existir (transformadores MACUL T4 y SAN CRISTOBAL T1). En la Tabla 5.5 se aprecia que faltan los resultados correspondientes al transformador LOS DOMINICOS T3, debido a que los datos de la prueba 3 de dicho equipo fueron entregados de manera errónea y finalmente no se tuvo acceso a los que correspondían. Otra observación es que durante todo el día de los ensayos, SANTA ROSA SUR T1 se encontraba con la fase b abierta, lo que corresponde a una perturbación importante en los resultados obtenidos.

Tabla 5.3: Resultados prueba 1

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	V ₀ [kV]	FP	P0 [MW]	n _p	k _{fp}	error_p [%]	Q ₀ [MVar]	n _q	k _{fq}	error_q [%]	C ₀ [MVar]
CHACABUCO	T3	23	0.965	14.855	0.117	-0.012	0.028	4.012	3.130	-0.101	0.114	
LA DEHESA	T3	23	0.998	2.182	1.242	-0.002	0.010	0.134	23.791	-0.847	0.406	
LOS DOMINICOS	T3	12	0.991	12.505	1.066	0.022	0.010	1.653	10.597	-0.932	0.892	
MACUL	T4	12	0.877	12.607	1.442	-0.013	0.001	6.896	4.970	-0.069	0.017	9.6
PANAMERICANA	T1	12	0.992	13.044	0.698	0.011	0.021	-1.703	-4.097	0.584	0.763	
SAN BERNARDO	T3	12	0.991	21.352	0.869	0.019	0.004	2.837	9.251	0.096	0.563	
SAN CRISTOBAL	T1	12	0.614	11.104	0.984	-0.001	0.002	14.270	2.990	-0.030	0.003	14.4
SANTA ROSA SUR	T1	12	0.981	8.386	0.708	-0.018	0.010	1.665	7.266	-0.291	0.033	

Tabla 5.4: Resultados prueba 2

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	V ₀ [kV]	FP	P0 [MW]	n _p	k _{fp}	error_p [%]	Q ₀ [MVar]	n _q	k _{fq}	error_q [%]	C ₀ [MVar]
CHACABUCO	T3	23	0.937	20.896	0.397	-0.014	0.018	7.785	2.903	-0.066	0.025	
LA DEHESA	T3	23	0.970	3.543	0.705	-0.028	0.010	0.880	7.675	-0.249	0.019	
LOS DOMINICOS	T3	12	0.973	22.894	0.854	0.026	0.002	5.437	6.035	-0.077	0.015	
MACUL	T4	12	0.926	24.333	0.754	-0.013	0.004	9.898	4.119	-0.084	0.005	9.6
PANAMERICANA	T1	12	0.991	18.441	0.374	-0.030	0.012	2.556	5.278	-0.508	0.628	
SAN BERNARDO	T3	12	0.957	30.069	0.982	0.023	0.002	9.165	7.731	-0.065	0.145	
SAN CRISTOBAL	T1	12	0.930	33.919	0.706	-0.001	0.002	13.354	4.097	-0.081	0.004	14.4
SANTA ROSA SUR	T1	12	0.949	11.913	1.322	-0.027	0.007	3.967	4.925	-0.128	0.011	

Tabla 5.5: Resultados prueba 3

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	V ₀ [kV]	FP	P0 [MW]	n _p	k _{fp}	error_p [%]	Q ₀ [MVar]	n _q	k _{fq}	error_q [%]	C ₀ [MVar]
CHACABUCO	T3	23	0.976	16.352	0.399	0.003	0.026	3.686	4.650	-0.107	0.055	
LA DEHESA	T3	23	0.993	4.797	1.215	0.009	0.001	0.569	10.399	-0.391	0.215	

LOS DOMINICOS	T3	12	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
MACUL	T4	12	0.954	30.820	0.946	-0.002	0.002	9.644	3.942	-0.090	0.009	9.6
PANAMERICANA	T1	12	0.998	13.101	0.415	0.035	0.011	-0.867	-6.939	0.845	2.010	
SAN BERNARDO	T3	12	0.982	31.784	1.014	-0.003	0.003	6.053	6.008	-0.186	0.060	
SAN CRISTOBAL	T1	12	0.750	19.426	0.889	-0.002	0.001	17.121	2.867	-0.043	0.001	14.4
SANTA ROSA SUR	T1	12	0.972	17.276	1.064	-0.010	0.002	4.153	4.493	-0.095	0.010	

Tabla 5.6: Resumen por transformador

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	Día	n_{p1}	n_{q1}	n_{p2}	n_{q2}	n_{p3}	n_{q3}
CHACABUCO	T3	semana	0.117	3.130	0.397	2.903	0.399	4.650
LA DEHESA	T3	semana	1.242	23.791	0.705	7.675	1.215	10.399
LOS DOMINICOS	T3	semana	1.066	10.597	0.854	6.035	NA	NA
MACUL	T4	semana	1.442	4.970	0.754	4.119	0.946	3.942
PANAMERICANA	T1	semana	0.698	-4.097	0.374	5.278	0.415	-6.939
SAN BERNARDO	T3	semana	0.869	9.251	0.982	7.731	1.014	6.008
SAN CRISTOBAL	T1	semana	0.984	2.990	0.706	4.097	0.889	2.867
SANTA ROSA SUR	T1	semana	0.708	7.266	1.322	4.925	1.064	4.493

En la sección 9.1 se puede apreciar gráficamente la estimación de potencias que entregan los modelos de carga encontrados, en comparación a las variables observadas durante los ensayos de terreno (considerando el pre-procesamiento de los datos).

5.2.2 Influencia de la variable frecuencia en los modelos de carga encontrados

Se recalcularon los modelos de carga omitiendo la variable frecuencia para ver el cambio en los parámetros n_p y n_q ; y la variación del error. Luego la estructura del modelo de carga simplificado (sólo con dependencia de tensión) que se usó es:

$$P(V) = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p} \quad \text{Ec. 5.5}$$

$$Q(V) = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q} \quad \text{Ec. 5.6}$$

Los resultados obtenidos y la comparación con el caso en que se incluye la frecuencia en el modelo son mostrados en la Tabla 5.7; Tabla 5.8; y Tabla 5.9 para las distintas pruebas.

Tabla 5.7: Prueba 1 (Resultados sin frecuencia y comparación)

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	n_p	error _p [%]	n_q	error _q [%]	Dif n_p	Dif n_q	Dif error P	Dif error Q
CHACABUCO	T3	0.117	0.028%	3.130	0.116%	0.000	0.000	0.000%	-0.002%
LA DEHESA	T3	1.242	0.010%	23.803	0.562%	0.000	-0.012	0.000%	-0.156%
LOS DOMINICOS	T3	0.987	0.005%	10.565	1.132%	0.080	0.032	0.005%	-0.239%
MACUL	T4	1.445	0.001%	4.989	0.018%	-0.003	-0.019	0.000%	-0.001%
PANAMERICANA	T1	0.720	0.021%	-3.999	0.838%	-0.023	-0.098	0.000%	-0.075%
SAN BERNARDO	T3	0.874	0.004%	9.277	0.565%	-0.006	-0.025	0.000%	-0.002%
SAN CRISTOBAL	T1	0.984	0.002%	2.990	0.003%	0.000	0.000	0.000%	0.000%
SANTA ROSA SUR	T1	0.713	0.010%	7.350	0.052%	-0.006	-0.083	0.000%	-0.019%

Tabla 5.8: Prueba 2 (Resultados sin frecuencia y comparación)

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	n_p	error _p [%]	n_q	error _q [%]	Dif n_p	Dif n_q	Dif error P	Dif error Q
CHACABUCO	T3	0.397	0.018%	2.903	0.026%	0.000	0.000	0.000%	-0.001%
LA DEHESA	T3	0.711	0.010%	7.735	0.028%	-0.005	-0.060	0.000%	-0.008%
LOS DOMINICOS	T3	0.845	0.002%	6.060	0.016%	0.009	-0.025	0.000%	-0.001%
MACUL	T4	0.757	0.004%	4.137	0.006%	-0.003	-0.018	0.000%	-0.001%
PANAMERICANA	T1	0.381	0.012%	5.406	0.661%	-0.008	-0.128	0.000%	-0.033%
SAN BERNARDO	T3	0.955	0.003%	7.801	0.145%	0.026	-0.070	0.000%	-0.001%
SAN CRISTOBAL	T1	0.706	0.002%	4.127	0.005%	0.000	-0.030	0.000%	-0.001%
SANTA ROSA SUR	T1	1.330	0.007%	4.963	0.013%	-0.008	-0.038	0.000%	-0.002%

Tabla 5.9: Prueba 3 (Resultados sin frecuencia y comparación)

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	n_p	error _p [%]	n_q	error _q [%]	Dif n_p	Dif n_q	Dif error P	Dif error Q
CHACABUCO	T3	0.399	0.026%	4.650	0.057%	0.000	0.000	0.000%	-0.002%
LA DEHESA	T3	1.215	0.001%	10.392	0.239%	0.000	0.007	0.000%	-0.024%
LOS DOMINICOS	T3	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
MACUL	T4	0.946	0.002%	3.934	0.011%	0.000	0.008	0.000%	-0.001%
PANAMERICANA	T1	0.414	0.011%	-6.948	2.132%	0.002	0.009	0.000%	-0.121%
SAN BERNARDO	T3	1.014	0.003%	5.994	0.066%	0.000	0.014	0.000%	-0.005%
SAN CRISTOBAL	T1	0.889	0.001%	2.836	0.002%	0.000	0.031	0.000%	0.000%
SANTA ROSA SUR	T1	1.063	0.002%	4.485	0.011%	0.001	0.008	0.000%	-0.001%

5.2.3 Análisis de Resultados

De las pruebas realizadas según la metodología expuesta en la sección 2.3.5 se puede apreciar que todos los modelos de carga encontrados para potencia activa y reactiva en función de la tensión y la frecuencia cumplen ampliamente con la condición de error menor al 5% con respecto a las potencias medidas, con lo que se dan por aceptados.

Con los resultados obtenidos para los modelos de carga y las curvas de potencia activa correspondientes, se evaluará a continuación la hipótesis de que curvas de carga similares se constituyen de componentes de carga parecidos, y por lo tanto, debieran reflejarse en parámetros del modelo con baja variación.

Se aprecia que las curvas de carga asociadas a los 8 transformadores ensayados pueden ser asociadas por su forma, constituyendo los grupos mostrados en la Figura 5.3 (se muestran las curvas de potencia activa normalizadas con respecto al promedio). En la Tabla 5.10 se muestran los parámetros n_p de los

modelos de carga obtenidos en los 3 horarios en que se realizaron las pruebas, correspondientes al grupo 1; y en la Tabla 5.11 y Tabla 5.12 para el grupo 2 con y sin SANTA ROSA SUR T1, sobre el cual se efectuaron las pruebas en condiciones anormales de operación.

Tabla 5.10: n_p Grupo 1

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	Día	n_{p1}	n_{p2}	n_{p3}
CHACABUCO	T3	semana	0.117	0.397	0.399
PANAMERICANA	T1	semana	0.698	0.374	0.415
<i>PROMEDIO</i>			<i>0.407</i>	<i>0.385</i>	<i>0.407</i>
<i>DSV STD</i>			<i>0.411</i>	<i>0.017</i>	<i>0.011</i>

Tabla 5.11: n_p Grupo 2 con SANTA ROSA SUR T1

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	Día	n_{p1}	n_{p2}	n_{p3}
LA DEHESA	T3	semana	1.242	0.705	1.215
LOS DOMINICOS	T3	semana	1.066	0.854	NA
MACUL	T4	semana	1.442	0.754	0.946
SANTA ROSA SUR	T1	semana	0.708	1.322	1.064
<i>PROMEDIO</i>			<i>1.114</i>	<i>0.909</i>	<i>1.075</i>
<i>DSV STD</i>			<i>0.312</i>	<i>0.282</i>	<i>0.135</i>

Tabla 5.12: n_p Grupo 2 sin SANTA ROSA SUR T1

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	Día	n_{p1}	n_{p2}	n_{p3}
LA DEHESA	T3	semana	1.242	0.705	1.215
LOS DOMINICOS	T3	semana	1.066	0.854	NA
MACUL	T4	semana	1.442	0.754	0.946
<i>PROMEDIO</i>			<i>1.250</i>	<i>0.771</i>	<i>1.080</i>
<i>DSV STD</i>			<i>0.188</i>	<i>0.076</i>	<i>0.190</i>

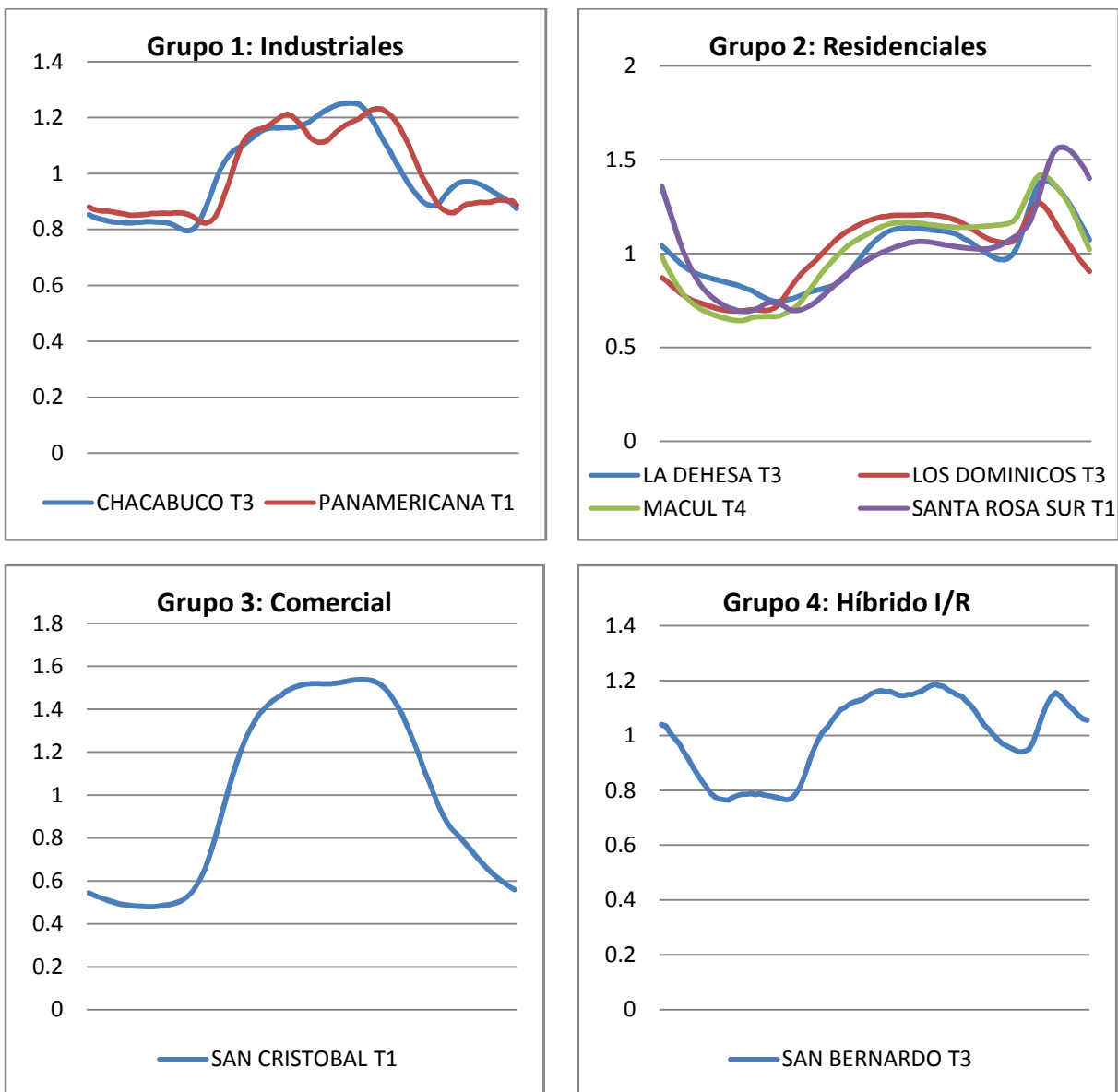


Figura 5.3: Agrupación de curvas de carga según forma

De la Tabla 5.10 se aprecia que efectivamente los dos transformadores asociados al grupo 1 presentan un comportamiento muy parecido en cuanto a su dependencia de la potencia activa con la tensión, ya que la desviación estándar de los parámetros n_p que caracterizan a cada uno de ellos durante el día es muy baja, con la única excepción de n_{p1} . El parámetro correspondiente a PANAMERICANA T1 tiene un valor mayor que n_{p2} y n_{p3} debido a una composición de cargas con una mayor componente de iluminación. Mientras que n_{p1} de CHACABUCO T3 es menor, con valor cercano a 0.1 debido al funcionamiento de industrias petroquímicas de turno completo conectadas en sus alimentadores (como PLASTICOS CERUTI, INDUSTRIAS PLASTICAS CORVALAN, POLITEX, etc.). Puede revisarse en la Tabla 2.10 de la sección 2.3.5 que el n_p asociado a este tipo de consumo es de 0.1.

En el grupo 2 se distingue que el transformador SANTA ROSA SUR T1 presenta un comportamiento distinto al de los demás del grupo, esto se adjudica a que las pruebas efectuadas a dicho equipo se realizaron en condiciones anormales, al encontrarse este con una fase abierta (durante las 3 pruebas), lo que trae efectos de saturación y flujos desbalanceados en el transformador, y tensiones más elevadas en las fases (en las sanas y mucho más en la abierta).

Los nombres asociados a los grupos en la Figura 5.3 se justifican de 3 formas, la primera es por el conocimiento experto de los profesionales de Chilectra, los que identifican los tipos de curvas mostradas con las clases de carga entregadas. La segunda forma es mediante los porcentajes de venta de energía registrados en enero 2008, identificando su composición por el tipo de tarifas. Se asume como aproximación que la tarifa AT corresponde a consumos Industriales; la tarifa BT, a consumos Comerciales; y la tarifa BT1, a consumos Residenciales. En la Tabla 5.13 se muestra dicha composición para las SSEE de las cuales cuenta con la información disponible (los alimentadores de las SSEE SAN BERNARDO y SANTA ROSA SUR pertenecen a CGE Distribución, por lo que no se cuenta con el detalle de las ventas de energía por tipo de tarifa). Con esta tabla se corrobora el alto porcentaje de ventas de energía AT para las SSEE CHACABUCO y PANAMERICANA, por lo tanto su pertenencia a la clase de carga Industrial; se observa la alta participación de consumos con tarifa BT1 para las SSEE LA DEHESA, LOS DOMINICOS, y MACUL, confirmando así su tendencia Residencial; y el alto porcentaje de consumos tipo BT en la SE SAN CRISTOBAL, la que justifica su tendencia Comercial. La comparación de un transformador particular con las ventas de energía de su SE correspondiente se justifica porque cada transformador de una misma SE presenta curvas de carga similares en forma, y por lo tanto, según la hipótesis tomada en este trabajo, abastecen consumos similares.

Tabla 5.13: Porcentajes de ventas de energía por tipo de tarifa por SE

S/E	% AT	% BT	% BT1
Chacabuco	74.7%	7.6%	17.6%
La Dehesa	27.7%	16.5%	55.8%
Los Dominicos	37.2%	16.4%	46.4%
Macul	26.5%	10.4%	63.1%
Panamericana	94.7%	4.5%	0.7%
San Cristóbal	16.6%	58.0%	25.3%

La tercera forma que da luces de la clase de carga conectada a cada transformador de poder es la cantidad de potencia instalada correspondiente a transformadores de distribución particulares y a los de Chilectra (propios) a lo largo de todos sus alimentadores. Esta información se muestra en la Tabla 5.14. Se puede suponer como aproximación que los transformadores propios corresponden a consumos Residenciales y los particulares corresponden a Comercio o Industrias, a diferencia del caso de Santiago Centro, en donde por razones técnicas y de calidad de servicio, no hay transformadores particulares. Por dicha razón este procedimiento no entrega una información detallada para los transformadores de poder con alimentadores en la zona mencionada.

Queda de manifiesto en la Tabla 5.14 el gran porcentaje relativo de potencia instalada de particulares en el transformador CHACABUCO T3, lo que confirma su característica Industrial. Puede apreciarse también que el porcentaje Residencial prácticamente coincide con el entregado mediante ventas de energía en la Tabla 5.13. Para LA DEHESA T3 se aprecia un alto porcentaje de transformadores de distribución (TDx) de particulares, en este caso este hecho no implica consumos industriales, sino que se debe a transformadores de clientes residenciales con altos niveles de consumo, los cuales adquieren sus propios transformadores para alimentar sus propiedades. Para los equipos LOS DOMINICOS T3 y MACUL T4 se confirma su alta participación de TDx propios, y por lo tanto su característica Residencial. Finalmente para SAN CRISTOBAL T1 se aprecia un altísimo porcentaje de TDx propios. Pero en este caso no implica un comportamiento Residencial por las razones expuestas en el párrafo precedente. El 12.6% de TDx particulares forma parte de los 2 alimentadores que salen de Santiago Centro, asociados a este último transformador de poder.

En la Tabla 5.15 se muestra el detalle de potencias instaladas por alimentador correspondientes a todos los equipos.

Tabla 5.14: Potencia instalada Propia y Particular por cada transformador de poder

SE	Posición	% TProp.	%TPart.
Chacabuco	T3	17.8%	82.2%
La Dehesa	T3	29.0%	71.0%
Los Dominicos	T3	67.2%	32.8%
Macul	T4	68.5%	31.5%
San Cristóbal	T1	87.4%	12.6%

Tabla 5.15: Detalle de potencias instaladas por alimentador

Transformador	Nombre_Alimentador	KVA Propios	kVA Particulares
CHACABUCO T3	EL QUILLAY	8730	27265
CHACABUCO T3	TOTAL	2035	22435
LA DEHESA T3	LAS HUALTATAS	0	850
LA DEHESA T3	LOS JUGLARES	610	640
LOS DOMINICOS T3	EL ARRAYAN	26478	9000
LOS DOMINICOS T3	LA FUENTE	8765	7175
LOS DOMINICOS T3	LAS FLORES	15980	7188
LOS DOMINICOS T3	MALBEC	7300	5230
MACUL T4	AMERICO VESPUICIO	2865	8375
MACUL T4	CHACARILLAS	8005	5390
MACUL T4	LAS TORRES	13005	3575
MACUL T4	PUNITAQUI	525	760
MACUL T4	QUILIN	4430	1025
MACUL T4	RAMON CRUZ	8360	2015
MACUL T4	TORNEROS	9920	500
PANAMERICANA T1	No hay alimentadores de Chilectra	No Hay TD de Chilectra	No hay TP asociados de Chilectra
SAN BERNARDO T3	No hay alimentadores de Chilectra	No Hay TD de Chilectra	No hay TP asociados de Chilectra
SAN CRISTOBAL T1	CENTRO 1	14000	0
SAN CRISTOBAL T1	CENTRO 10	16000	0
SAN CRISTOBAL T1	CENTRO 3	11000	0
SAN CRISTOBAL T1	CENTRO 6	15250	0
SAN CRISTOBAL T1	CENTRO 8	9500	0
SAN CRISTOBAL T1	OLIVOS 1	6500	10175
SAN CRISTOBAL T1	OLIVOS 2	1500	500
SANTA ROSA SUR T1	No hay alimentadores de Chilectra	No Hay TD de Chilectra	No hay TP asociados de Chilectra

Con las razones expuestas en esta sección se puede concluir que la hipótesis de que curvas de carga similares implica consumos parecidos y con gran correlación entre sus modelos de carga es válida.

Se ha justificado la agrupación de los transformadores ensayados y la identificación de clases de carga. Conocida entonces la tendencia de cada uno de los transformadores a alguna de ellas se procede a comparar con los parámetros n_p y n_q entregados por la revisión bibliográfica en la Tabla 5.16. En esta tabla se puede apreciar que los resultados obtenidos por grupo presentan buena relación con las publicaciones internacionales revisadas. Hay que tomar en cuenta que el comportamiento Industrial es distinto para cada tipo de industria, abarcando desde las metalúrgicas con $n_p=1.8$, hasta otros tipos como petroquímicas con $n_p=0.1$. Pero en publicaciones más generales, en donde sólo se especifica la clase de carga Industrial, sin mayores detalles, se le adjudica un valor de n_p en torno a 0.1. De los resultados obtenidos en los transformadores del grupo 1 (CHACABUCO T3 y PANAMERICANA T1) se obtuvo un valor en torno a 0.4 durante las 3 pruebas. En cuanto a las clases de carga Residencial y Comercial, se aprecia un valor de n_p muy cercano a los encontrados en bibliografía.

Tabla 5.16: Comparación de resultados obtenidos con bibliografía

	Resultados obtenidos por grupo				Tabla 2.4	Tabla 2.5	Tabla 2.10
	n_{p1}	n_{p2}	n_{p3}	$n_p \text{ prom}$	n_p	n_p	n_p
Residencial	1.25	0.771	1.08	1.03	1.2	0.95-1.08	1.1
Comercial	0.984	0.706	0.889	0.86	0.6	0.99	
Industrial	0.407	0.385	0.407	0.40	0.1	0.18	0.1

La sensibilidad de tensión de la potencia reactiva alimentada por los transformadores probados tiene un comportamiento errático y se comprobó que dependen fuertemente de la compensación reactiva a lo largo de los alimentadores o en la barra MT, siendo el caso más extremo los modelos encontrados para PANAMERICANA T1, en donde n_{q1} y n_{q3} resultan negativos al igual que los consumos de reactivos en los horarios correspondientes. En la sección 4.2.2 se ha realizado la deducción matemática del fenómeno físico que está envuelto detrás de estos exponentes n_q negativos para dicha SE con consumo capacitivo. Ahora analizando los datos concretos obtenidos se puede explicar de mejor manera. Como se dijo en la sección 4.2.2, existen bancos de condensadores conectados a lo largo de sus alimentadores, ya que éstos abastecen industrias que los poseen. En los horarios 1 y 3 la entrega de reactivos por parte de los CCEE abastece la demanda y alcanza incluso para inyectar potencia reactiva al sistema de distribución, lo que se traduce en un flujo inverso de reactivos en el transformador de poder.

Supongamos entonces que existe una carga compuesta por un consumo de reactivos y un condensador (cada uno representa el equivalente de los consumos y compensaciones en la red de distribución). El modelo queda descrito en la Ec. 5.7. Se explicará para la prueba 1 del transformador (para la prueba 3 es análogo).

$$Q_{tot} = Q_{0tot} V^{n_{tot}} = Q_{0L} V^{n_L} - Q_{0c} V^2 \quad \text{Ec. 5.7}$$

Conocemos el modelo equivalente (lado izquierdo de la Ec. 5.7):

$$Q_{0tot} V^{n_{tot}} = -1.703 \cdot V^{-4.097} \quad \text{Ec. 5.8}$$

En $V=1$:

$$-1.703 = Q_{0L} - Q_{0c} \quad \text{Ec. 5.9}$$

Evaluando la derivada en $V=1$:

$$(-4.097) \cdot (-1.703) = n_L \cdot Q_{0L} - 2 \cdot Q_{0c} \quad \text{Ec. 5.10}$$

Finalmente con Ec. 5.9 y Ec. 5.10 se puede deducir una función que entrega el valor de n_L para una cantidad de compensación reactiva en la red dada Q_{0c} . Esta se muestra en la Ec. 5.11 y su gráfico en la Figura 5.4.

$$n_L = \frac{n_{tot} \cdot Q_{0tot} + 2Q_{0c}}{Q_{0L}} = \frac{(-4.097) \cdot (-1.703) + 2Q_{0c}}{Q_{0c} - 1.703} \quad \text{Ec. 5.11}$$

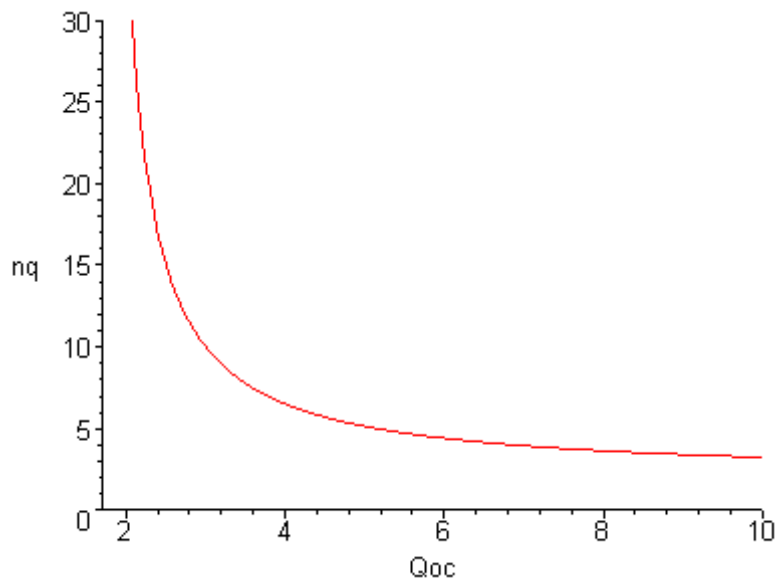


Figura 5.4: $n_q(Q_{oc})$ para prueba 1 transformador PANAMERICANA T1

Se puede apreciar que un sistema puede lograr estas condiciones sin problemas, por ejemplo, un conjunto de valores factibles podría ser el siguiente: $n_q=4$; $Q_{oc}=6.89$ [MVar]; y $Q_{0L}=5.19$ [MVar]. Por lo tanto se concluye que el valor negativo de n_q (total) se debe a compensación reactiva a lo largo de los alimentadores, la cual es desconocida ya que no se tiene acceso a la información de los condensadores de particulares.

Otro aspecto observado es que el parámetro n_q del modelo exponencial de potencia reactiva parece depender del nivel de carga de reactivos en la red de distribución, y resultó mayor a menor Q_0 . En la Figura 5.5 se muestra en un gráfico log-log los parámetros n_q encontrados en función del nivel de carga normalizado con respecto a la potencia nominal de cada transformador (Q_0/S_0). Una ecuación que representa la tendencia descrita medianamente bien es la mostrada en el gráfico (Ec. 5.12). En este gráfico se excluyeron las pruebas 1 y 3 del transformador PANAMERICANA T1 por presentar valores negativos de Q_0 y n_q . Las razones han sido ya expuestas.

$$n_q = 2.2843 \cdot Q_0^{-0.368} \quad \text{Ec. 5.12}$$

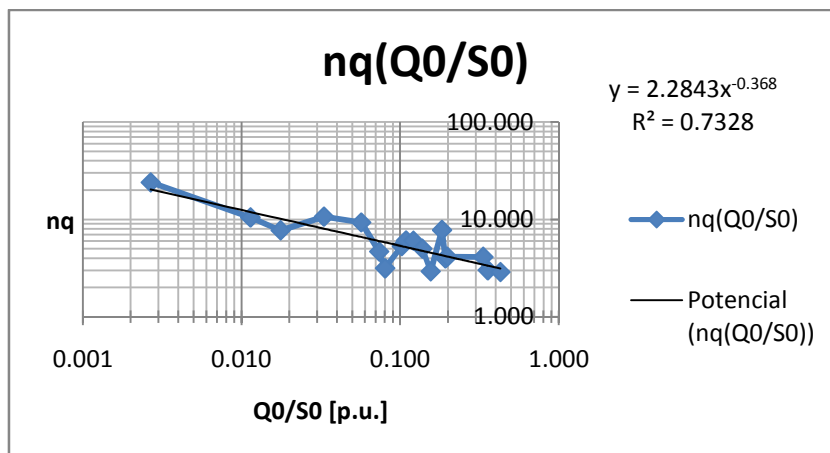


Figura 5.5: Dependencia de n_q con respecto al nivel de carga reactiva Q_0

Con respecto a la inclusión de la variable frecuencia en los modelos de carga obtenidos de las pruebas realizadas, se concluye que si bien esta influye directamente sobre las potencias activa y reactiva, no se ensayó con cambios de la misma y las variaciones de frecuencia que se midieron durante el desarrollo de las experiencias no fue lo suficientemente significativa como para alterar a la demanda. Por lo tanto, se puede decir que para todos los efectos la frecuencia se ha mantenido constante durante las pruebas y que en consecuencia las variaciones obtenidas se deben sólo a las variaciones del voltaje. La máxima variación encontrada para n_p es de 0.08 y de -0.128 para n_q , por otra parte, la máxima diferencia de error entre los modelos con y sin frecuencia fue de 0.005% para P y de -0.239% para Q. Se aprecia de la Tabla 5.7; Tabla 5.8; y Tabla 5.9 que el error del modelo para Q aumenta en todos los casos al no incluir la variable frecuencia, aunque en una cantidad marginal; y que los modelos para P se ven prácticamente inalterados. A mayor k_{pf} o k_{qf} , mayor será el error del modelo por no incluir la desviación de frecuencia. Sin embargo se reitera que por razones de calidad de servicio la frecuencia debe mantenerse prácticamente constante en 50 Hz, y además es una variable con valor único en el sistema. Por lo que las variaciones ocurridas durante el desarrollo de las pruebas son despreciables y se considera que en condiciones normales en régimen permanente este supuesto es igual de válido. Con lo que es aceptable modelar las cargas de Chilectra solamente en función del voltaje, es decir, asumiendo frecuencia constante.

5.3 Extensión del modelo a todas las subestaciones de poder de Chilectra.

Como se pudo efectuar pruebas solamente sobre 8 transformadores, se hace necesaria alguna forma de encontrar los parámetros del modelo de carga exponencial para los demás consumos de Chilectra, a nivel de transformadores de poder, los que son del orden de 110 en total. Se ha eliminado de la modelación los transformadores pertenecientes a METRO y a FFCC, y los que no tienen carga. El motivo es que estos tienen un comportamiento y composición de carga completamente distinta a los demás y a que se conectan directamente a instalaciones de subtransmisión, razón por la cual la medida de baja de tensión no aplica directamente sobre ellos.

El principal supuesto es que las cargas conectadas a un transformador (a lo largo de los alimentadores), es similar a la que sirve otro transformador, si las curvas de carga de éstos son similares. Este supuesto no está alejado de la realidad, y es la base para concebir el concepto de “clase de carga” definido en la sección 2.2. Además es conocido que cada clase de carga tiene asociada su propia curva tipo, la cual muestra la demanda de potencia activa a lo largo del día, luego, curvas de carga similares, implicaría una composición de carga similar, y consecuentemente parámetros del modelo de carga similares. Por otra parte, dicha hipótesis ha sido validada en la sección precedente con datos de mediciones reales.

La idea propuesta es describir a cada curva de carga por transformador como una composición lineal de las curvas de carga de los transformadores con modelo conocido (ver sección 5.2.1), para luego obtener el modelo de carga correspondiente a dicho transformador de la siguiente forma:

Supóngase que se conoce el modelo de carga exponencial de los transformadores ensayados para un bloque horario y día específico, dado por la Ec. 2.9 para cada uno, derivada de la sección 2.3.2, que escrito en por unidad queda:

$$P_i(V) = V^{np_i} [p. u.] \quad \text{Ec. 5.13}$$

Luego el modelo de carga de un consumo alimentado por un transformador que no se ha ensayado vendrá dado (en por unidad) por la siguiente expresión:

$$P(V) = k_1 V^{np_1} + k_2 V^{np_2} + \dots + k_m V^{np_m} \quad \text{Ec. 5.14}$$

Donde m es el número de bases usadas y puede ser menor o igual al número de cargas con modelo conocido, y k_i ($i = 1, \dots, m$) son ponderadores a determinar mediante la descomposición de la curva de

carga asociada al consumo en cuestión. Sea $X(t)$ la curva de carga asociada al transformador con modelo por estimar, y sean $X_1(t), \dots, X_m(t)$ las curvas de carga asociadas a los m transformadores con modelo conocido. Luego la descomposición vendrá dada por:

$$X(t) \approx k_1 X_1(t) + \dots + k_m X_m(t) \quad \text{Ec. 5.15}$$

Para resolver el problema de descomposición de la curva de carga particular en curvas de los transformadores con modelo conocido, se presentan dos alternativas. La primera de ellas se ha denominado “Resolución por mínimos cuadrados” y consiste en encontrar la combinación de las curvas normalizadas (al promedio) que minimice el error cuadrático con respecto a la curva a estimar, sujeto a la restricción que la suma de los k_i sea unitaria y que cada uno de estos ponderadores sea positivo, estas condiciones son necesarias para que la composición de la curva de carga sea porcentual en relación a las curvas base.

Para la segunda alternativa se recurrió a una herramienta estadística conocida como “Análisis de Componentes Independientes” (ICA, por su sigla en inglés). Esta técnica es capaz de entregar funciones base lo más estadísticamente independientes posible a partir de las curvas de carga de los transformadores con modelo conocido (mostradas en la Figura 5.6). El algoritmo busca encontrar curvas fuente que combinadas linealmente son capaces de regenerar las curvas originales, con la ventaja que aquellas curvas fuente son prácticamente no-Gaussianas. El procedimiento consiste en realizar transformaciones lineales sobre las curvas base, con tal de que las curvas transformadas sean ortogonales. A cada una de estas curvas base se le asocia el parámetro conocido del modelo de carga correspondiente al transformador que la generó. En este caso los k_i también suman 1 pero no están sujetos a la restricción de ser positivos, ya que las curvas ortogonales que entrega ICA pueden ser negativas. Un mayor detalle del algoritmo y referencias pueden ser encontradas en la sección 9.5.

Se recomienda utilizar el método ICA cuando se maneja escasa información sobre las curvas de carga y pocas pruebas, ya que si se le entrega curvas de carga parecidas (al tener más) se complica la obtención de curvas estadísticamente independientes, en ese caso conviene usar el método de mínimos cuadrados, en donde a mayor información o mayor cantidad de curvas de carga conocidas, mejor se vuelve la estimación del modelo de las curvas de carga restantes.

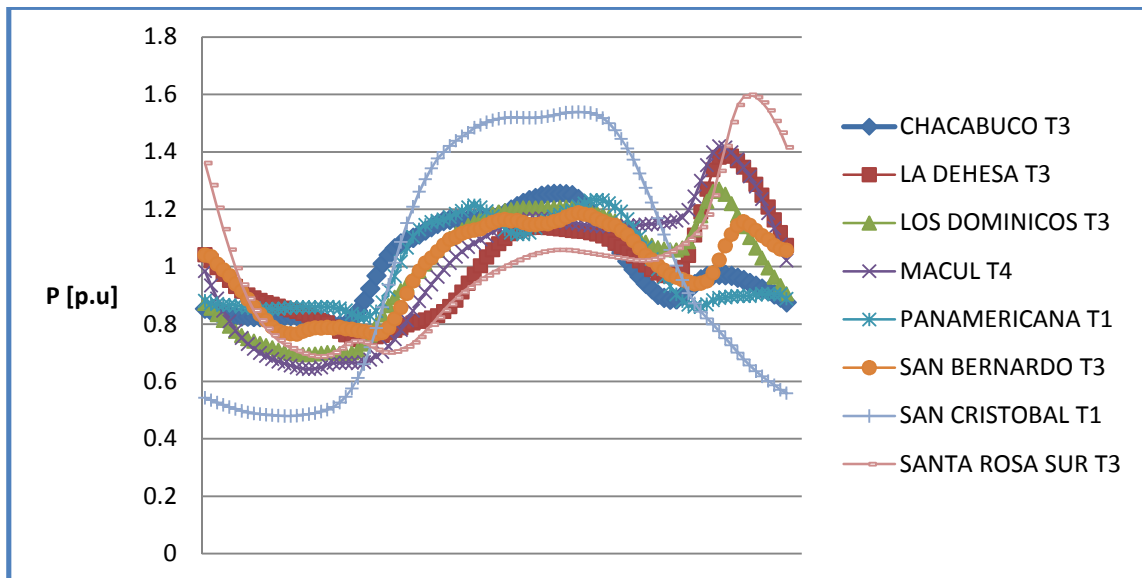


Figura 5.6: Curvas de carga normalizadas de los 8 transformadores con modelo conocido

Como se maneja un número considerable de datos, se desarrolló un programa computacional en el software MATLAB, versión R2007a, bautizado como “ESMEC” (Estimador de Modelo Exponencial de Carga), que procesa las curvas de carga de la mayoría de los transformadores de poder de Chilectra. El software desarrollado se divide en varios bloques, los cuales se muestran en la Figura 5.8; Figura 5.9; y Figura 5.10 y son explicados en la sección 9.6. Se adjunta un manual de usuario de ESMEC en la sección 9.7 y el detalle de las rutinas implementadas en MATLAB (códigos) en la sección 9.7.3.

Para justificar que se puede componer cualquier curva en función de otras llamadas base, se realizó un Análisis de Componentes Principales (PCA) (34) sobre un conjunto de 95 curvas de carga de distintos transformadores, tal que no se mostraran componentes con un aporte menor al 4%. Los resultados obtenidos son los componentes principales mostrados en la Figura 5.7. De dicha figura se desprende que los componentes principales de las 95 curvas de carga tienen las formas asociadas a los grupos Residencial, Comercial e Industrial, según la Figura 5.3. Luego se concluye que se puede componer una curva de carga particular a partir de las correspondientes a los transformadores con modelo conocido.

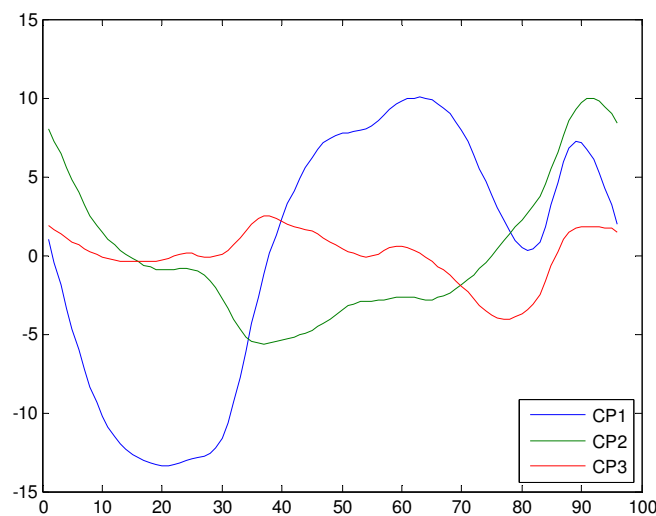


Figura 5.7: Componentes Principales de las curvas de carga

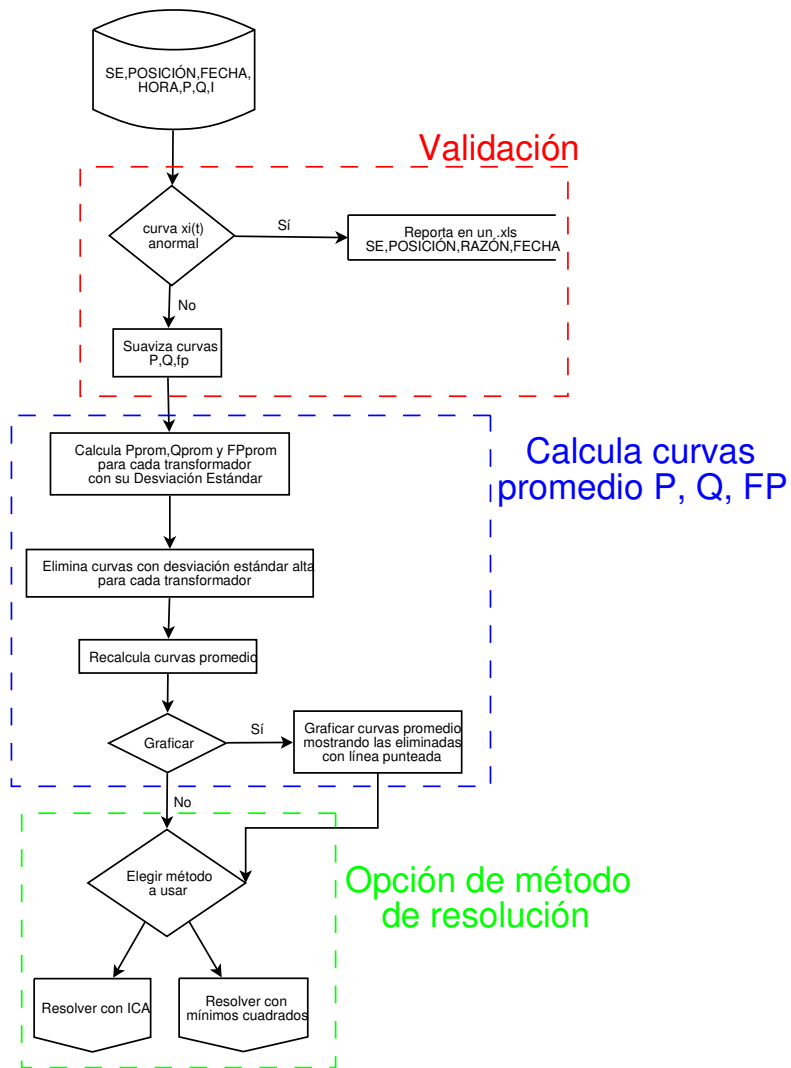


Figura 5.8: Diagrama de flujo ESMEC, parte I

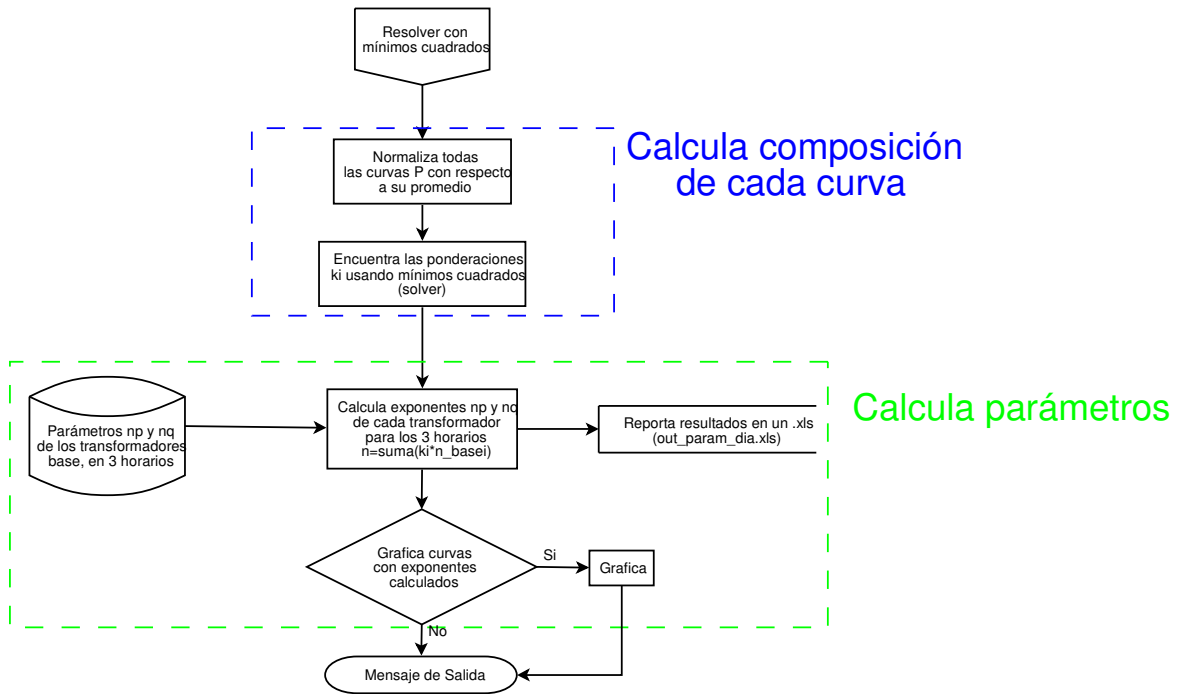


Figura 5.9: Diagrama de flujo ESMEC, parte II (Resolución por Mínimos Cuadrados)

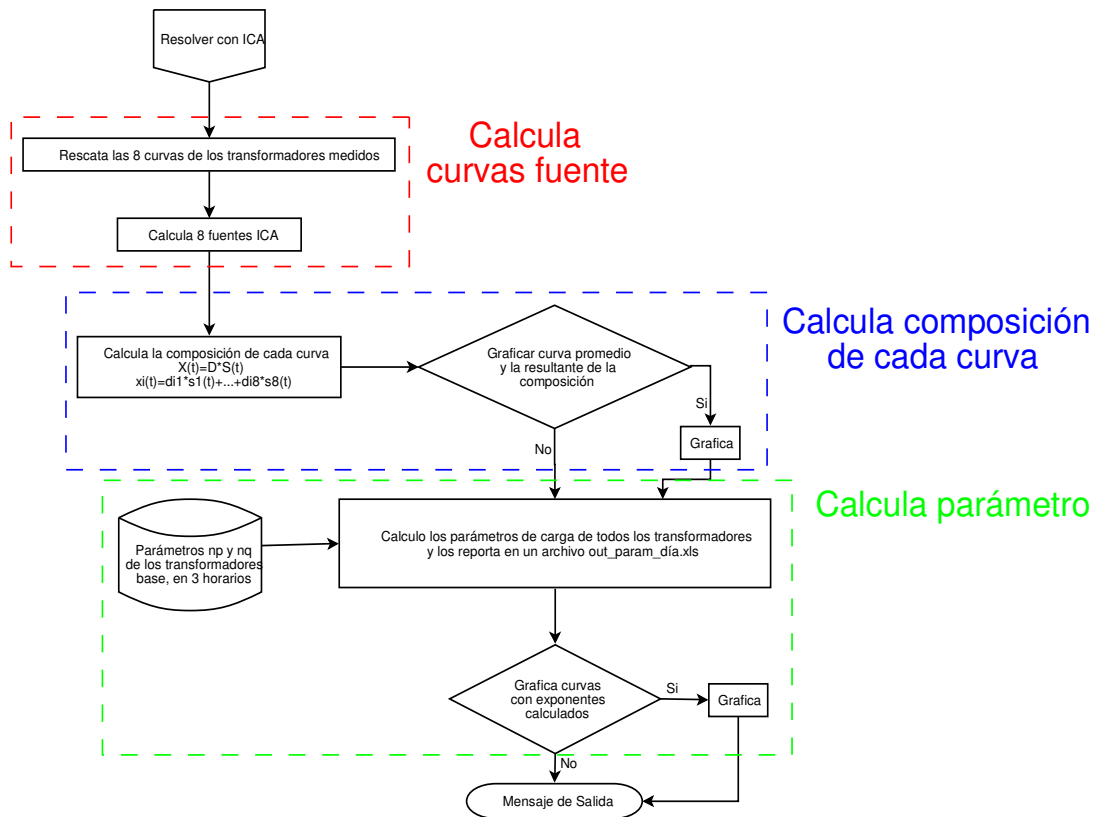


Figura 5.10: Diagrama de flujo ESMEC, parte III (Resolución por ICA)

5.3.1 Resultados obtenidos

A partir de 7 curvas con modelo de carga conocido (descartando SANTA ROSA SUR T1 y suponiendo los resultados de la prueba 3 iguales a los de la prueba 1 en el transformador LOS DOMINICOS T3), mostradas en la Tabla 5.17, el software ESMEC entregó los siguientes resultados usando el método de mínimos cuadrados.

Tabla 5.17: Resultados obtenidos mediante mínimos cuadrados con ESMEC

SSEE	TRANSFORMADOR	madrugada		mediodía		tarde	
		n_p	n_q	n_p	n_q	n_p	n_q
ALONSO DE CORDOVA	T1	1.23	4.23	0.74	4.26	0.92	3.47
ALONSO DE CORDOVA	T2	1.25	4.16	0.73	4.11	0.92	3.50
ALTAMIRANO	T1	0.87	9.11	0.97	7.65	1.01	5.94
ALTAMIRANO	T2	0.92	6.79	0.83	6.78	0.90	3.54
ANDES	T1	1.24	16.65	0.76	6.74	1.11	8.04
ANDES	T2	1.09	7.36	0.88	6.21	0.98	5.09
APOQUINDO	T1	1.27	5.76	0.79	4.84	0.95	4.27
APOQUINDO	T2	1.22	5.65	0.80	4.98	0.95	4.25
BATUCO	T1	0.90	6.96	0.56	6.39	0.76	0.52
BATUCO	T2	0.81	3.28	0.60	6.33	0.70	-0.86
BATUCO	T3	1.03	15.48	0.86	7.71	1.10	7.89
BRASIL	T1	1.10	4.72	0.77	5.03	0.91	3.38
BRASIL	T2	1.04	3.25	0.71	4.10	0.90	3.01
CARRASCAL	T1	0.98	7.21	0.89	6.38	0.97	5.00
CARRASCAL	T2	0.87	5.63	0.81	6.84	0.86	2.68
CHACABUCO	T1	0.74	1.85	0.44	5.49	0.56	-2.53
CHACABUCO	T2	0.62	2.32	0.45	5.04	0.54	-0.86
CHACABUCO	T3	0.12	3.13	0.40	2.90	0.40	4.65
CISTERNA	T1	1.25	12.47	0.79	6.13	1.05	6.64
CISTERNA	T2	1.19	6.87	0.85	5.73	0.98	4.86
CISTERNA	T3	1.16	10.60	0.84	6.33	1.03	6.12
CLUB HIPICO	T1	1.20	3.94	0.73	4.11	0.92	3.38
CLUB HIPICO	T2	1.21	3.97	0.73	4.11	0.92	3.40
CLUB HIPICO	T3	1.18	4.15	0.74	4.26	0.92	3.48
CURACAVI	T1	1.11	7.41	0.88	6.18	0.98	5.12
CURACAVI	T2	1.04	4.68	0.70	4.29	0.84	4.06
EL MANZANO	T1	0.94	8.26	0.52	6.34	0.77	0.74
FLORIDA (ALIM EL CANELO)	T1	1.27	20.84	0.71	7.12	1.17	9.39
LA DEHESA	T1	1.18	10.85	0.81	6.14	1.03	6.12
LA DEHESA	T2	1.09	14.11	0.84	7.17	1.08	7.36
LA DEHESA	T3	1.24	23.79	0.71	7.67	1.21	10.40
LA PINTANA	T1	1.17	18.49	0.77	7.33	1.14	8.72
LA PINTANA	T2	1.13	13.47	0.83	6.90	1.07	7.11
LA REINA	T1	1.18	21.40	0.75	7.68	1.18	9.68
LA REINA	T2	1.09	18.07	0.81	7.70	1.13	8.67
LA REINA	T4	1.10	18.10	0.81	7.70	1.14	8.68
LAMPA	T1	0.70	-4.10	0.37	5.28	0.42	-6.94
LAMPA	T2	0.88	5.22	0.48	6.08	0.68	-1.14
LAS ACACIAS	T1	0.83	3.06	0.60	5.71	0.69	0.01
LO AGUIRRE	T1	0.94	11.48	0.87	7.51	1.01	5.93
LO BOZA	T1	0.61	-0.13	0.47	4.28	0.54	-0.99
LO BOZA	T2	0.81	1.99	0.44	5.76	0.59	-3.07
LO BOZA	T4	0.91	7.48	0.59	6.51	0.79	1.10
LO PRADO 44/12	T1	0.90	8.51	0.75	7.02	0.89	3.25
LO VALLEDOR	T1	0.74	2.61	0.63	6.19	0.68	-0.36
LO VALLEDOR	T2	0.67	6.98	0.79	6.06	0.83	5.35

LO VALLEDOR	T3	1.28	6.90	0.81	5.26	0.97	4.77
LORD COCHRANE	T1	1.08	3.40	0.72	4.10	0.90	3.09
LORD COCHRANE	T2	1.01	3.09	0.71	4.10	0.89	2.92
LOS DOMINICOS	T2	1.16	6.46	0.84	5.57	0.97	4.64
LOS DOMINICOS	T3	1.07	10.60	0.85	6.04	1.07	10.60
MACUL	T3	1.30	4.35	0.74	4.11	0.93	3.60
MACUL	T4	1.44	4.97	0.75	4.12	0.95	3.94
MAIPU	T1	0.55	-1.99	0.38	4.68	0.42	-3.79
MAIPU	T2	1.10	4.08	0.68	5.10	0.83	1.76
MAIPU	T3	1.02	4.32	0.60	5.06	0.7	1.01
MALLOCO	T1	1.02	6.13	0.80	6.23	0.90	3.36
MALLOCO	T2	1.22	15.51	0.78	6.71	1.10	7.69
MALLOCO	T3	0.95	8.91	0.53	6.40	0.79	1.14
OCHAGAVIA	T2	0.97	8.13	0.92	6.89	0.99	5.46
PAJARITOS	T1	1.32	14.31	0.74	5.99	1.08	7.17
PAJARITOS	T2	1.14	16.00	0.81	7.17	1.11	7.93
PANAMERICANA	T1	0.70	-4.10	0.37	5.28	0.42	-6.94
PANAMERICANA	T2	0.70	-4.10	0.37	5.28	0.42	-6.94
POLPAICO	T1	0.62	4.04	0.45	5.00	0.58	0.43
PUDAHUEL	T1	1.23	23.31	0.71	7.68	1.21	10.25
PUDAHUEL	T2	1.22	17.97	0.76	7.04	1.13	8.50
QUILICURA	T1	1.04	15.37	0.78	7.46	1.06	6.98
QUILICURA	T2	1.22	4.03	0.73	4.11	0.92	3.43
QUILICURA	T3	0.95	11.25	0.78	7.26	0.96	4.97
RECOLETA	T1	1.08	5.20	0.79	5.06	0.94	4.00
RECOLETA	T4	1.09	8.97	0.75	5.39	0.93	5.64
SAN BERNARDO	T1	1.16	7.18	0.86	5.90	0.98	4.99
SAN BERNARDO	T3	0.87	9.25	0.98	7.73	1.01	6.01
SAN CRISTOBAL	T1	0.98	2.99	0.71	4.10	0.89	2.87
SAN CRISTOBAL	T2	0.98	2.99	0.71	4.10	0.89	2.87
SAN CRISTOBAL	T3	1.03	5.09	0.79	5.33	0.92	3.64
SAN CRISTOBAL	T4	0.93	2.63	0.63	4.19	0.78	1.99
SAN JOAQUIN	T1	0.65	0.72	0.53	4.94	0.59	-0.78
SAN JOAQUIN	T2	0.92	8.23	0.93	7.07	0.99	5.50
SAN JOAQUIN	T3	0.91	8.44	0.94	7.21	1.00	5.60
SAN JOAQUIN	T4	0.87	5.65	0.82	6.50	0.89	3.19
SAN JOSE	T1	1.13	12.17	0.84	6.72	1.05	6.68
SAN JOSE	T2	1.06	7.49	0.89	6.35	0.98	5.15
SAN JOSE	T3	1.24	16.55	0.76	6.71	1.11	8.00
SAN PABLO	T1	0.97	9.71	0.54	6.46	0.81	1.64
SAN PABLO	T2	0.99	12.79	0.77	7.30	0.99	5.58
SANTA ELENA	T2	1.06	7.03	0.87	6.10	0.97	4.92
SANTA ELENA	T3	0.91	4.30	0.75	5.92	0.84	2.15
SANTA ELENA	T4	0.90	7.59	0.91	6.77	0.98	5.17
SANTA MARTA	T1	1.14	20.00	0.78	7.69	1.16	9.25
SANTA MARTA	T2	0.92	11.30	0.94	7.72	1.04	6.63
SANTA MARTA	T3	0.53	3.08	0.58	5.00	0.61	1.99
SANTA RAQUEL	T1	1.29	17.58	0.73	6.57	1.13	8.28
SANTA RAQUEL	T2	1.36	12.29	0.73	5.50	1.05	6.45
SANTA RAQUEL	T4	1.16	17.14	0.79	7.22	1.12	8.29
SANTA ROSA SUR	T1	1.26	21.54	0.71	7.25	1.18	9.63
SANTA ROSA SUR	T2	1.26	21.85	0.71	7.31	1.19	9.73
SANTA ROSA SUR	T3	1.27	21.43	0.71	7.23	1.18	9.59
SANTA ROSA SUR	T4	1.24	23.79	0.71	7.67	1.21	10.40
VITACURA	T1	1.13	3.62	0.72	4.10	0.91	3.21
VITACURA	T2	1.04	3.24	0.71	4.10	0.90	3.00
VITACURA	T3	1.12	3.56	0.72	4.10	0.90	3.18
VITACURA	T4	1.15	3.70	0.72	4.10	0.91	3.25

5.3.2 Análisis de Resultados

Para realizar un análisis de los resultados entregados por ESMEC es necesario establecer un punto de comparación. A continuación se muestran tres tablas en las que se comparan los resultados n_p entregados por cada forma de resolución (ICA y mínimos cuadrados) con respecto a las estimaciones por venta de energía, y una comparación entre ambos métodos. Para poder realizar dicha comparación se estimó un solo parámetro por SE mediante la ponderación de los n_p individuales arrojados para cada transformador de la SE, usando los niveles de potencia activa a la hora de cada prueba como ponderador. Es necesario hacer esta ponderación debido a que los datos de venta de energía se tienen por SE, no por transformador. La Ec. 5.16 resume el procedimiento para cada SE.

$$\overline{np_{i,h}} = \frac{\sum_{i=1}^T P_{i,h} \cdot np_{i,h}}{\sum_{i=1}^T P_{i,h}} \quad \text{Ec. 5.16}$$

Donde:

h: horario

T: número de transformadores de la SE

Para calcular los valores de n_p según ventas de energía, se encontró parámetros ideales para las 3 clases de carga en los 3 horarios ensayados. Esto se realizó de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \%R_1 & \%C_1 & \%I_1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \%R_n & \%C_n & \%I_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} npr_1 & npr_2 & npr_3 \\ npc_1 & npc_2 & npc_3 \\ npi_1 & npi_2 & npi_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} np_{1,1} & np_{1,2} & np_{1,3} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ np_{n,1} & np_{n,2} & np_{n,3} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 5.17}$$

Los resultados obtenidos son mostrados en la Tabla 5.18. Luego en base a éstos parámetros se prorrateó para cada SE con ventas de energía conocida.

Tabla 5.18: n_p "ideales" para cada clase de carga por horario

	$n_p \text{ res}$	$n_p \text{ com}$	$n_p \text{ ind}$
horario 1	1.8165	0.7872	0.3098
horario 2	0.9982	0.7104	0.3235
horario 3	1.5011	0.8493	0.2988

Tabla 5.19: Comparación n_p por ICA y por ventas de energía

SE	n_{p1} SE ICA	n_{p2} SE ICA	n_{p3} SE ICA	n_{p1} Energía	n_{p2} Energía	n_{p3} Energía	delta n_{p1}	delta n_{p2}	delta n_{p3}
ALONSO DE CORDOVA	1.25	0.81	1.26	1.00	0.69	0.91	0.25	0.12	0.35
ALTAMIRANO	0.98	0.56	0.84	0.98	0.65	0.86	0.00	0.09	0.02
ANDES	1.22	0.72	1.20	1.32	0.80	1.13	0.10	0.09	0.07
APOQUINDO	1.28	0.79	1.29	1.20	0.77	1.06	0.08	0.02	0.23
BATUCO	0.87	0.46	0.67	0.79	0.56	0.70	0.08	0.10	0.03
BRASIL	1.22	0.81	1.23	0.96	0.70	0.90	0.26	0.11	0.33
CARRASCAL	0.98	0.57	0.84	1.03	0.68	0.91	0.05	0.11	0.07
CHACABUCO	0.77	0.41	0.52	0.61	0.47	0.55	0.16	0.06	0.03
CISTERNA	1.24	0.73	1.23	1.44	0.86	1.23	0.20	0.13	0.00
CLUB HIPICO	1.27	0.84	1.29	0.97	0.68	0.89	0.30	0.16	0.41
CURACAVI	1.15	0.68	1.09	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LA DEHESA	1.22	0.72	1.20	1.23	0.76	1.06	0.01	0.05	0.14
LA FARFANA	0.88	0.43	0.67	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LA PINTANA	1.18	0.66	1.13	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LA REINA	1.12	0.60	1.03	1.40	0.84	1.19	0.28	0.23	0.16

LAS ACACIAS	0.90	0.50	0.71	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LO BOZA	0.82	0.44	0.59	0.61	0.47	0.55	0.21	0.02	0.05
LO VALLEDOR	0.98	0.56	0.84	1.02	0.66	0.89	0.04	0.10	0.05
LORD COCHRANE	1.24	0.89	1.28	0.89	0.72	0.89	0.35	0.17	0.39
LOS DOMINICOS	1.19	0.73	1.15	1.09	0.70	0.95	0.10	0.03	0.21
MACUL	1.47	0.93	1.58	1.31	0.79	1.11	0.16	0.14	0.47
MAIPU	0.93	0.55	0.77	0.58	0.45	0.52	0.35	0.10	0.25
MALLOCO	0.96	0.52	0.79	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
OCHAGAVIA	1.06	0.62	0.96	1.25	0.77	1.08	0.19	0.15	0.12
PAJARITOS	1.28	0.74	1.27	1.33	0.80	1.13	0.06	0.06	0.14
PANAMERICANA	0.70	0.37	0.42	0.34	0.35	0.33	0.35	0.03	0.08
POLPAICO	0.71	0.35	0.42	0.35	0.35	0.34	0.35	0.00	0.08
PUDAHUEL	1.23	0.68	1.20	1.50	0.87	1.26	0.26	0.19	0.06
QUILICURA	1.07	0.62	0.97	1.09	0.69	0.94	0.02	0.07	0.03
RECOLETA	1.16	0.70	1.12	1.19	0.75	1.03	0.03	0.04	0.09
RUNGUE	0.78	0.37	0.51	0.57	0.44	0.51	0.21	0.08	0.00
SAN BERNARDO	1.03	0.59	0.91	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
SAN CRISTOBAL	1.06	0.73	0.99	0.97	0.72	0.92	0.09	0.01	0.07
SAN JOAQUIN	0.91	0.53	0.73	0.95	0.64	0.83	0.05	0.10	0.10
SAN JOSE	1.20	0.70	1.17	1.30	0.79	1.11	0.10	0.09	0.06
SAN PABLO	0.91	0.48	0.72	0.67	0.50	0.60	0.24	0.01	0.12
SANTA ELENA	1.03	0.62	0.92	1.02	0.68	0.90	0.01	0.06	0.02
SANTA MARTA	1.00	0.54	0.86	1.26	0.76	1.06	0.25	0.22	0.21
SANTA RAQUEL	1.34	0.78	1.37	1.46	0.86	1.23	0.11	0.08	0.14
SANTA ROSA SUR	1.38	0.77	1.42	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
VITACURA	1.17	0.80	1.15	0.95	0.70	0.90	0.22	0.10	0.25

Tabla 5.20: Comparación n_p por mínimos cuadrados y por ventas de energía

SE	n_{p1} SE min ²	n_{p2} SE min ²	n_{p3} SE min ²	n_{p1} Energía	n_{p2} Energía	n_{p3} Energía	delta n_{p1}	delta n_{p2}	delta n_{p3}
ALONSO DE CORDOVA	1.24	0.74	0.92	1.00	0.69	0.91	0.24	0.04	0.01
ALTAMIRANO	0.91	0.88	0.95	0.98	0.65	0.86	0.08	0.23	0.09
ANDES	1.16	0.82	1.05	1.32	0.80	1.13	0.16	0.02	0.08
APOQUINDO	1.25	0.79	0.95	1.20	0.77	1.06	0.04	0.02	0.11
BATUCO	0.94	0.68	0.89	0.79	0.56	0.70	0.15	0.13	0.19
BRASIL	1.09	0.75	0.90	0.96	0.70	0.90	0.13	0.05	0.01
CARRASCAL	0.92	0.84	0.91	1.03	0.68	0.91	0.11	0.16	0.00
CHACABUCO	0.56	0.43	0.52	0.61	0.47	0.55	0.06	0.04	0.03
CISTERNA	1.20	0.83	1.02	1.44	0.86	1.23	0.24	0.03	0.21
CLUB HIPICO	1.20	0.73	0.92	0.97	0.68	0.89	0.23	0.05	0.03
CURACAVI	1.10	0.86	0.96	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LA DEHESA	1.16	0.80	1.09	1.23	0.76	1.06	0.07	0.04	0.03
LA FARFANA	1.12	0.63	1.03	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LA PINTANA	1.17	0.78	1.13	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LA REINA	1.13	0.79	1.15	1.40	0.84	1.19	0.27	0.05	0.04
LAS ACACIAS	0.83	0.60	0.69	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
LO BOZA	0.84	0.53	0.70	0.61	0.47	0.55	0.23	0.06	0.15
LO VALLEDOR	0.86	0.72	0.80	1.02	0.66	0.89	0.16	0.06	0.09
LORD COCHRANE	1.04	0.71	0.90	0.89	0.72	0.89	0.15	0.00	0.00
LOS DOMINICOS	1.10	0.84	1.03	1.09	0.70	0.95	0.02	0.15	0.08
MACUL	1.37	0.75	0.94	1.31	0.79	1.11	0.06	0.04	0.18
MAIPU	0.87	0.55	0.68	0.58	0.45	0.52	0.30	0.10	0.16
MALLOCO	1.03	0.67	0.90	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
OCHAGAVIA	0.97	0.93	0.99	1.25	0.77	1.08	0.28	0.15	0.08
PAJARITOS	1.25	0.76	1.10	1.33	0.80	1.13	0.09	0.04	0.04

PANAMERICANA	0.70	0.37	0.42	0.34	0.35	0.33	0.35	0.03	0.08
POLPAICO	0.63	0.45	0.58	0.35	0.35	0.34	0.27	0.11	0.25
PUDAHUEL	1.23	0.73	1.18	1.50	0.87	1.26	0.27	0.14	0.08
QUILICURA	1.08	0.75	0.98	1.09	0.69	0.94	0.02	0.05	0.04
RECOLETA	1.09	0.76	0.93	1.19	0.75	1.03	0.10	0.01	0.10
RUNGUE	1.01	0.56	0.88	0.57	0.44	0.51	0.44	0.12	0.37
SAN BERNARDO	0.94	0.95	1.00	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
SAN CRISTOBAL	0.99	0.72	0.89	0.97	0.72	0.92	0.02	0.01	0.04
SAN JOAQUIN	0.83	0.79	0.85	0.95	0.64	0.83	0.12	0.16	0.02
SAN JOSE	1.14	0.83	1.05	1.30	0.79	1.11	0.16	0.04	0.06
SAN PABLO	1.00	0.66	0.93	0.67	0.50	0.60	0.33	0.17	0.33
SANTA ELENA	0.97	0.85	0.94	1.02	0.68	0.90	0.06	0.17	0.04
SANTA MARTA	0.99	0.78	1.04	1.26	0.76	1.06	0.27	0.02	0.02
SANTA RAQUEL	1.30	0.73	1.11	1.46	0.86	1.23	0.16	0.12	0.12
SANTA ROSA SUR	1.26	0.71	1.19	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
VITACURA	1.12	0.72	0.90	0.95	0.70	0.90	0.17	0.02	0.01

Tabla 5.21: Comparación n_p por ambos métodos de ESMEC

SE	n_{p1} SE ICA	n_{p2} SE ICA	n_{p3} SE ICA	n_{p1} SE min ²	n_{p2} SE min ²	n_{p3} SE min ²	delta n_{p1}	delta n_{p2}	delta n_{p3}
ALONSO DE CORDOVA	1.25	0.81	1.26	1.24	0.74	0.92	0.01	0.07	0.34
ALTAMIRANO	0.98	0.56	0.84	0.91	0.88	0.95	0.08	0.32	0.11
ANDES	1.22	0.72	1.20	1.16	0.82	1.05	0.06	0.10	0.15
APOQUINDO	1.28	0.79	1.29	1.25	0.79	0.95	0.03	0.00	0.34
BATUCO	0.87	0.46	0.67	0.94	0.68	0.89	0.07	0.23	0.22
BRASIL	1.22	0.81	1.23	1.09	0.75	0.90	0.14	0.06	0.32
CARRASCAL	0.98	0.57	0.84	0.92	0.84	0.91	0.06	0.28	0.07
CHACABUCO	0.77	0.41	0.52	0.56	0.43	0.52	0.22	0.02	0.00
CISTERNA	1.24	0.73	1.23	1.20	0.83	1.02	0.04	0.10	0.21
CLUB HIPICO	1.27	0.84	1.29	1.20	0.73	0.92	0.07	0.11	0.38
CURACAVI	1.15	0.68	1.09	1.10	0.86	0.96	0.04	0.18	0.12
LA DEHESA	1.22	0.72	1.20	1.16	0.80	1.09	0.06	0.08	0.11
LA FARFANA	0.88	0.43	0.67	1.12	0.63	1.03	0.23	0.20	0.36
LA PINTANA	1.18	0.66	1.13	1.17	0.78	1.13	0.01	0.12	0.00
LA REINA	1.12	0.60	1.03	1.13	0.79	1.15	0.01	0.18	0.12
LAS ACACIAS	0.90	0.50	0.71	0.83	0.60	0.69	0.07	0.09	0.02
LO BOZA	0.82	0.44	0.59	0.84	0.53	0.70	0.02	0.08	0.11
LO VALLEDOR	0.98	0.56	0.84	0.86	0.72	0.80	0.12	0.16	0.04
LORD COCHRANE	1.24	0.89	1.28	1.04	0.71	0.90	0.20	0.18	0.39
LOS DOMINICOS	1.19	0.73	1.15	1.10	0.84	1.03	0.09	0.12	0.12
MACUL	1.47	0.93	1.58	1.37	0.75	0.94	0.10	0.19	0.64
MAIPU	0.93	0.55	0.77	0.87	0.55	0.68	0.05	0.00	0.08
MALLOCO	0.96	0.52	0.79	1.03	0.67	0.90	0.08	0.16	0.11
OCHAGAVIA	1.06	0.62	0.96	0.97	0.93	0.99	0.09	0.31	0.04
PAJARITOS	1.28	0.74	1.27	1.25	0.76	1.10	0.03	0.03	0.17
PANAMERICANA	0.70	0.37	0.42	0.70	0.37	0.42	0.00	0.00	0.00
POLPAICO	0.71	0.35	0.42	0.63	0.45	0.58	0.08	0.10	0.17
PUDAHUEL	1.23	0.68	1.20	1.23	0.73	1.18	0.00	0.05	0.02
QUILICURA	1.07	0.62	0.97	1.08	0.75	0.98	0.00	0.13	0.01
RECOLETA	1.16	0.70	1.12	1.09	0.76	0.93	0.08	0.06	0.18
RUNGUE	0.78	0.37	0.51	1.01	0.56	0.88	0.23	0.20	0.36
SAN BERNARDO	1.03	0.59	0.91	0.94	0.95	1.00	0.09	0.37	0.10
SAN CRISTOBAL	1.06	0.73	0.99	0.99	0.72	0.89	0.07	0.01	0.11
SAN JOAQUIN	0.91	0.53	0.73	0.83	0.79	0.85	0.07	0.26	0.12
SAN JOSE	1.20	0.70	1.17	1.14	0.83	1.05	0.06	0.13	0.12

SAN PABLO	0.91	0.48	0.72	1.00	0.66	0.93	0.08	0.18	0.21
SANTA ELENA	1.03	0.62	0.92	0.97	0.85	0.94	0.07	0.23	0.02
SANTA MARTA	1.00	0.54	0.86	0.99	0.78	1.04	0.01	0.24	0.18
SANTA RAQUEL	1.34	0.78	1.37	1.30	0.73	1.11	0.05	0.04	0.26
SANTA ROSA SUR	1.38	0.77	1.42	1.26	0.71	1.19	0.13	0.07	0.23
VITACURA	1.17	0.80	1.15	1.12	0.72	0.90	0.05	0.08	0.25

El número de bases usadas para calcular las componentes independientes fue de tan sólo 3, una de cada clase (PANAMERICANA T1, LA DEHESA T3 y SAN CRISTÓBAL T1), y se aprecia que los resultados entregados son bastante satisfactorios. Por otra parte ambas formas de resolución entregan valores aceptables y bastante cercanos, con la diferencia que para el método de mínimos cuadrados se requiere mayor información, es decir, un mayor número de bases para lograr un buen resultado (se usaron 7 transformadores conocidos). Otro punto a considerar es que la comparación se realiza en una visión de orden de magnitud, ya que no existe la certeza del valor exacto asociado a cada consumo, y la ponderación por ventas de energía es también una aproximación. Luego la forma de validar los modelos es también aproximada y el único procedimiento fidedigno es el de realizar ensayos en cada transformador.

5.4 Estimación de baja de consumo de la red de distribución de Chilectra.

Con los modelos de carga obtenidos y mostrados en las secciones 5.2 y 5.3 se realizan simulaciones comparativas entre la situación con tensiones de servicio habituales y con tensiones reducidas para la condición de operación de Enero 2008. La composición de consumos corresponde a la de verano, que se caracteriza por un fuerte consumo de reactivos debido al accionamiento de elementos de aire acondicionado y refrigeración. Esta es la condición más crítica ya que la medida de reducción de tensión presenta un efecto menor que en invierno en donde los consumos tienen una mayor componente resistiva y por lo tanto el comportamiento de las cargas es más cercano al modelo cuadrático de impedancia constante (estufas eléctricas, frazadas eléctricas, etc.).

Para analizar los cambios que se producen en el SIC debido a un cambio en la tensión de operación de los alimentadores de Chilectra, se utilizó el sistema de subtransmisión de la compañía facilitado por la Subgerencia de Operaciones Técnicas. Los consumos están representados a nivel del lado MT de los transformadores de las subestaciones primarias de distribución, incluyendo el agregado de las cargas finales, las pérdidas y compensaciones estáticas en éstas redes. A este sistema se le ha incorporado el modelo de carga de dependencia de tensión estática de forma exponencial ya mencionado. El cual se obtuvo mediante el método de mínimos cuadrados.

Con el objetivo de visualizar los efectos que tiene la medida sobre el sistema troncal y en las unidades generadoras, se ha propuesto un modelo reducido del SIC, que incluye las principales barras; líneas de transmisión; transformadores; bancos de condensadores; reactores; y generadores entre las subestaciones San Luis 220kV por el Norte y Charrúa 220kV por el Sur, considerando en esta última los tramos de líneas de 220kV que transportan los flujos de las centrales El Toro, Antuco, Pangué y Ralco. Los flujos de potencia entre las barras incluidas en el modelo y las no-incluidas, se simulan como cargas de potencia constante o sistemas equivalentes PQ conectados a la barra existente en el sistema reducido.

Los parámetros de las líneas, transformadores, condensadores, reactores y generadores que conforman los sistemas del SIC reducido y de subtransmisión de Chilectra se encuentran en las secciones 9.8 y 9.9. Los diagramas unilineales de ambos sistemas pueden ser revisados en las secciones 9.10 y 9.11.

5.4.1 Resultados obtenidos

A continuación se muestran los resultados obtenidos de los flujos de potencia realizados para dos condiciones de tensión en los transformadores de poder de Chilectra, en cada uno de los tres horarios modelados, para la condición hidrológica correspondiente a Enero de 2008(condición seca que motivó este trabajo) sobre el sistema propuesto del SIC. Cabe mencionar que el sistema fue ajustado con los datos reales de operación del día viernes 18 de Enero de 2008, es decir, las centrales incluidas en el sistema se han despachado siguiendo el despacho real (menos la central Nehuenco que actuó como Máquina de Referencia o Slack), y los flujos por las líneas que no han sido incluidas en el modelo, se han representado como consumos equivalentes de potencia constante a nivel de las barras que sí fueron modeladas. Estas transmisiones también han sido rescatadas de datos reales de la operación correspondiente al día mencionado en las horas respectivas. Debido a que el sistema se ajustó con flujos reales, se encontró más apropiado utilizar la topología de la red con la que se contaba a esa fecha, por lo tanto, la diferencia que tiene el sistema simulado con lo que sería una versión reducida del actual, es que no se cuenta con la SE Polpaico 500kV, y por lo tanto no se encuentran las líneas Polpaico 500kV-Alto Jahuel 500kV ni Polpaico 500kV-Ancoa 500kV. En su lugar se cuenta con la línea de doble circuito Polpaico 220kV-Alto Jahuel 220kV y con la línea N°2 Ancoa 500kV-Alto Jahuel 500kV.

Para lograr un análisis en régimen permanente, se permitió que los condensadores y reactores del sistema troncal pudieran ser ajustados de forma óptima de tal modo de lograr las tensiones requeridas en las barras para cada condición simulada. Es claro que si ésta no fuese la manera de operar el sistema, serían los generadores los más afectados con la medida de baja de tensión (positiva o negativamente), teniendo ellos que suplir todo el requerimiento de reactivos causado por el cambio de las tensiones.

Tabla 5.22: Resultados obtenidos condición de operación 05 hrs

05 hrs		V alto (Vprom=1.038)			V bajo (Vprom=1.014)			Diferencia (Vbajo-Valto)		
		P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]
SST-CHIL	Carga (Vnom)	1168.21	325.33	1212.66	1168.21	325.33	1212.66	0.00	0.00	0.00
	Carga (V)	1202.43	412.88	1271.34	1167.62	362.27	1222.53	-34.81	-50.61	-48.81
	Comp. Ind. (V)		0	0		0	0.00	0.00	0.00	0.00
	Comp. Cap. (V)		617.76	617.76		603.36	603.36	0.00	-14.40	-14.40
	Generación (V)	616.6	11.7	616.71	616.6	11.7	616.71	0.00	0.00	0.00
	Pérdidas (V)	9.22	5.02	10.50	8.78	0.64	8.80	-0.44	-4.38	-1.69
ST-TRONCAL	Carga (Vnom)	902.04	100.68	907.64	902.04	100.68	907.64	0.00	0.00	0.00
	Carga (V)	902.04	100.68	907.64	902.04	100.68	907.64	0.00	0.00	0.00
	Comp. Ind. (V)		850.35	850.35		857.88	857.88	0.00	7.53	7.53
	Comp. Cap. (V)		0	0.00		0	0.00	0.00	0.00	0.00
	Generación (V)	1510.87	-185.3	1522.19	1475.11	-238.46	1494.26	-35.76	-53.16	-27.93
	Pérdidas (V)	13.77	-924.77	924.87	13.27	-944.87	944.96	-0.50	-20.10	-20.09

Tabla 5.23: Resultados obtenidos condición de operación 14 hrs

14 hrs		V alto (Vprom=1.016)			V bajo (Vprom=0.986)			Diferencia (Vbajo-Valto)		
		P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]
SST-CHIL	Carga (Vnom)	2013.38	520.11	2079.47	2013.38	520.11	2079.47	0.00	0.00	0.00
	Carga (V)	2037.37	569.63	2115.5	1987.58	471.12	2042.66	-49.79	-98.51	-72.84
	Comp. Ind. (V)		0	0		0	0.00	0.00	0.00	0.00
	Comp. Cap. (V)		575.92	575.92		561.79	561.79	0.00	-14.13	-14.13
	Generación (V)	610.8	72	615.03	610.8	72	615.03	0.00	0.00	0.00
	Pérdidas (V)	27.04	307.28	308.47	24.86	284.84	285.92	-2.18	-22.44	-22.54
ST-TRONCAL	Carga (Vnom)	1363.63	266.32	1389.39	1363.63	266.32	1389.39	0.00	0.00	0.00
	Carga (V)	1363.63	266.32	1389.39	1363.63	266.32	1389.39	0.00	0.00	0.00
	Comp. Ind. (V)		784.76	784.76		808.07	808.07	0.00	23.31	23.31
	Comp. Cap. (V)		454.34	454.34		469.99	469.99	0.00	15.65	15.65
	Generación (V)	2852.9	307.34	2869.41	2799.15	144.41	2802.87	-53.75	-162.93	-66.54
	Pérdidas (V)	35.66	-518.37	519.60	33.88	-582.16	583.15	-1.78	-63.79	-63.55

Tabla 5.24: Resultados obtenidos condición de operación 22 hrs

22 hrs	V alto (Vprom=1.013)			V bajo (Vprom=0.983)			Diferencia (Vbajo-Valto)			
	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	
SST-CHIL	Carga (Vnom)	1798.42	388.28	1839.86	1798.42	388.28	1839.86	0.00	0.00	0.00
	Carga (V)	1817.19	406.96	1862.2	1759.42	361.67	1796.21	-57.77	-45.29	-65.99
	Comp. Ind. (V)		0	0		0	0.00	0.00	0.00	0.00
	Comp. Cap. (V)		578.49	578.49		560.57	560.57	0.00	-17.92	-17.92
	Generación (V)	614	59.4	616.87	614	59.4	616.86	0.00	0.00	0.00
	Pérdidas (V)	21.69	215.89	216.98	20.12	201.1	202.10	-1.57	-14.79	-14.87
ST-TRONCAL	Carga (Vnom)	1438.3	188.75	1450.63	1438.3	188.75	1450.63	0.00	0.00	0.00
	Carga (V)	1438.3	188.75	1450.63	1438.3	188.75	1450.63	0.00	0.00	0.00
	Comp. Ind. (V)		770.27	770.27		779.98	779.98	0.00	9.71	9.71
	Comp. Cap. (V)		133.9	133.90		136.19	136.19	0.00	2.29	2.29
	Generación (V)	2698.9	237.43	2709.32	2638.13	161.28	2643.06	-60.77	-76.15	-66.26
	Pérdidas (V)	35.72	-572.65	573.76	34.29	-614.06	615.02	-1.43	-41.41	-41.25

5.4.2 Análisis de los Resultados

Se puede apreciar que la medida de baja de tensión ha demostrado ser efectiva en cada uno de los horarios simulados, teniendo el mayor impacto en cuanto a generación de potencia aparente a las 14 horas, que es precisamente en el bloque horario en que se produce la demanda máxima en el sistema Chilectra en esta época del año. La disminución de 66.54 MVA que se encontró a esa hora es de mucha importancia y puede significar por ejemplo sacar de operación a 2 de las 3 unidades de la central Cipreses (Hidráulica de Embalse), o a una unidad de la central Rapel, y así poder contar con mayor cantidad de reserva en giro y agua embalsada.

Se confirma que las cargas aportan en conjunto con la mayor reducción de potencia activa y reactiva; y que se produce como consecuencia de la baja de tensión en los consumos un aumento de las mismas a nivel de subtransmisión y transmisión, viéndose reducidas las pérdidas de potencia activa y reactiva en estos dos niveles. Nótese también que al efectuar la medida, la compensación capacitiva a nivel de SSEE de poder de Chilectra se ve disminuida, lo cual se explica por el modelo de carga de impedancia constante de un condensador, y al mismo tiempo la compensación capacitiva e inductiva a nivel de sistema troncal se ve aumentada por la misma razón (aumentan las tensiones); y se recalca que si no se hubiese dado la posibilidad de que estas compensaciones a nivel de sistema troncal pudieran ajustarse, las tensiones aumentarían mucho más en AT y los generadores PV verían reducida su entrega de reactivos al sistema.

Finalmente la reducción de generación de potencia activa se debe al agregado de la reducción en los consumos y la disminución de pérdidas en las redes AT debida al aumento de tensiones en las líneas de subtransmisión y transmisión. La mayor variación en la generación de potencia activa fue de 60.77 MW, lo cual corresponde a un 2.25% de su valor con niveles habituales de tensión, y se observa a las 22 hrs. Dicha reducción de la generación de potencia activa se debe a que la demanda activa de Chilectra disminuye en 57.77 MW, correspondiente al 3.17% de su valor antes de la medida de baja de tensión. La mayor variación de potencia reactiva generada se dio a las 14 hrs y fue de 162.93 MVAR (53% del valor original de generación), la que corresponde a una disminución de la potencia reactiva consumida por las cargas de Chilectra de 98.51 MVAR (17.3% de su valor originalmente consumido). La potencia reactiva entregada por los CCEE de las subestaciones de poder disminuyó en 14.13 MVAR (2.4% de su valor originalmente entregado). Por otra parte la compensación reactiva del tipo inductivo y capacitivo aumenta

en transmisión debido su ajuste automático que permite mantener las tensiones dentro del rango permitido por la NT, llegando a un aumento global inductivo de 7.7 MVAR. Finalmente un punto muy destacable es que los niveles de pérdidas de potencia activa y reactiva también disminuyen en un 8% y 7.3% respectivamente en el sistema de subtransmisión de Chilectra, y en un 5% y 12.3% respectivamente en transmisión.

Con respecto a los modelos de carga, es matemáticamente posible entregar un valor de n_p y n_q para el consumo global de Chilectra, pero debe tenerse presente que debe ser estimado a nivel de transformadores de poder, en donde se aplica la medida de baja de tensión. Los valores se calculan con los resultados mostrados en las tablas 5.22, 5.23 y 5.24 y ocupando la Ec. 2.12, y se muestran en la Tabla 5.25. Cabe mencionar que para el cálculo de n_q no se consideran los CCEE conectados en los transformadores de poder. Se puede apreciar que dichos valores se asemejan a un consumo del tipo Residencial.

Tabla 5.25: Parámetros modelo exponencial global de Chilectra

	n_p	n_q
5:00 horas	1.21	5.11
14:00 horas	0.81	5.76
22:00 horas	1.06	3.71

Capítulo 6. Conclusiones

Del trabajo realizado se puede concluir que se cumplen los objetivos planteados; se estudia y dimensiona el problema usando datos reales de transmisión, generación y demandas de Chilectra y del SIC, logrando acoplar un modelo del sistema troncal que incluye las principales unidades generadoras, con sus características más importantes, incluyendo las cartas de operación de cada una de ellas; se simula la actuación de los sistemas de compensación reactiva tanto capacitiva como inductiva. Se dispone de los datos reales de las líneas de transmisión y se simulan las líneas que no fueron incluidas como cargas equivalentes conectadas a las barras de las que nacen en el sistema troncal. Finalmente el sistema construido logra satisfacer el comportamiento real y es apto para entregar resultados aproximados sobre la medida de baja de tensión en distribución. Se simula para distintas condiciones de demanda las que vinieron dadas por diferentes horarios en la curva de carga. Queda propuesto analizar el sistema entregado bajo distintos supuestos de hidrologías y despacho.

Con respecto a contribuir con un modelo de carga actualizado para Chilectra, se concluye que se logra el objetivo, dejando un programa computacional que es capaz de entregar dicho modelo mediante el reconocimiento de curvas de carga, para cada transformador, dando la opción de dos métodos de resolución. Se recomienda utilizar el método ICA cuando se maneja escasa información sobre las curvas de carga y pocas pruebas, ya que si se le entrega curvas de carga parecidas (al tener más) se complica la obtención de curvas estadísticamente independientes, en ese caso conviene usar el método de mínimos cuadrados, en donde a mayor información o mayor cantidad de curvas de carga conocidas, mejor se vuelve la estimación del modelo de las curvas de carga restantes. Los resultados obtenidos han sido validados comparando entre las dos metodologías y externamente con datos de ventas de energía y potencia instalada de clientes particulares y de la compañía por transformador.

La contribución más importante de este trabajo de título la constituyen las mediciones en terreno realizadas, y la modelación de carga de ellas deducida. Dichas pruebas constituyen un ensayo inédito en Chile y firman un precedente de cómo deben ser realizadas, y de cómo se pueden deducir los modelos requeridos, sirviendo de metodología para futuras pruebas en la compañía. Los resultados obtenidos mediante este procedimiento han sido corroborados mediante bibliografía. La influencia de la frecuencia eléctrica sobre el nivel de potencia en las cargas no pudo ser apreciada en las pruebas realizadas ya que las variaciones de dicha variable fueron mínimas y no fue manipulada. Por lo tanto, para efectos de los ensayos de terreno se puede considerar que la frecuencia se mantiene constante. Sólo se opera sobre la tensión de los transformadores. En consecuencia, para los fines de este estudio, la frecuencia se considera constante y por lo tanto se descarta de la modelación de las cargas.

Finalmente se logra concluir sobre los cambios que provoca una baja de tensión en distribución sobre el SIC, visualizando el cambio en las pérdidas de las redes de subtransmisión y transmisión, y lo más importante, el cambio en las potencias generadas. Luego de revisados los resultados se termina por concluir que la medida es eficaz para las condiciones probadas, llegando a una reducción del orden de 60 MW a las 22 horas, lo que puede significar por ejemplo pasar una unidad generadora de dicha capacidad, como una de la central Rapel, desde el estado de plena carga a un estado de reserva en giro, aumentando de esta manera la holgura del sistema en condiciones críticas de abastecimiento. En términos energéticos, se visualiza una disminución en los consumos de potencia activa de Chilectra en torno al 3.6%, siendo la menor reducción de un 3.4% a las 14:00 horas y de un 3.8% a las 5:00 horas. Con lo que es esperable una reducción de energía activa mensual en torno al 3.6%, bajo la suposición de que los días hábiles presentan un consumo muy similar tanto en magnitud como en composición de la carga, y que representan la mayor parte del mes. Por otra parte, y según bibliografía, los fines de semana la dependencia de tensión de la composición de cargas no debiera ser muy distinta a la que presentan los días hábiles, por lo que el supuesto es aceptable.

Otro aporte importante del presente trabajo es que se identifica un caso particular en donde la medida de baja de tensión en sistemas de distribución es contraproducente, al menos en lo referente a potencia reactiva generada.

Como conclusión aparte, una característica particular de este trabajo de título es que se logra recoger la opinión de los expertos del sector eléctrico en torno a esta materia, lo cual da una base más sólida al trabajo realizado y puede ser considerado como una parte no convencional de la revisión bibliográfica. Se recomienda para futuras memorias realizar este ciclo de entrevistas ya que sirve para ganar tiempo sobre el entendimiento del tema y encontrar apoyo en cuanto al acceso a información técnica y de datos reales recopilados por los distintos entes.

Capítulo 7. Trabajo Futuro

Queda propuesto como trabajo futuro continuar realizando ensayos en terreno sobre más transformadores de poder de Chilectra, a medida que ellos cuenten con los equipos necesarios detallados en esta memoria. Se propone también realizar la modelación mediante pruebas de terreno para los meses de invierno, donde el comportamiento de la carga debiera reflejar una sensibilidad de potencia activa mayor con respecto a la variación de tensión que en verano, debido a los artefactos resistivos que se conectan en este período, como diversas formas de calefacción, además de un aumento de la iluminación incandescente. Se deja propuesto también mejorar la estimación de parámetros de potencia reactiva con ESMEC, ya que ésta mostró un comportamiento errático dependiente del nivel de carga del transformador, y estimar de alguna manera la compensación reactiva de particulares conectada a los alimentadores, variable que se demostró que influye en gran medida sobre el parámetro n_q .

Queda como trabajo futuro simular el sistema diseñado bajo algún algoritmo de despacho de unidades y cálculo de las cargas equivalentes, de modo de incluir de mejor forma distintas condiciones de carga e hidrología. Se propone también a Chilectra utilizar los modelos de carga encontrados, para la operación y planificación del sistema, de modo de incluir la “variable controlada” voltaje en sus estudios.

Capítulo 8. Referencias

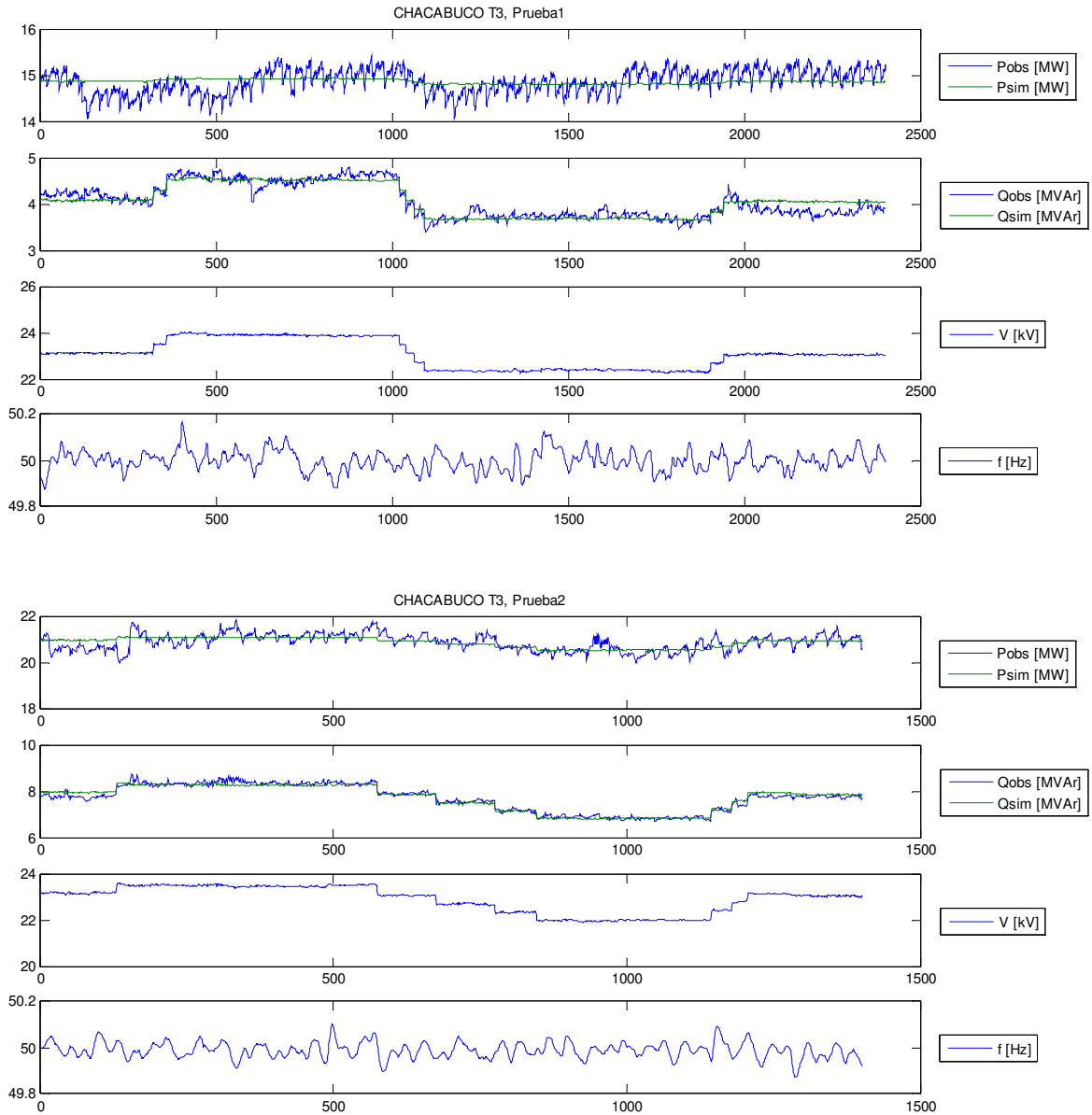
1. **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).** *Resolución Exenta N°280.* 26 de Febrero de 2008.
2. **R. Palma, W. Brokering, L. Vargas.** *Sistemas Eléctricos de Potencia.* Santiago, Chile : s.n., Enero 2006.
3. **Al-Ghamdi, Khaled Hamed.** *"Environmental Impact on Residential Load Modeling", Tesis para obtener el grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, King Fahd University of Petroleum and Minerals.* Dhahran, Arabia Saudita : s.n., 2003.
4. **Kundur, P.** *Power System Stability and Control.* [ed.] McGraw-Hill. 1994, 7.
5. *Calculation of Energy Loses in a Distribution System.* **Sun D. I. H, Abe S., Shoults R. R., Chen M. S., Eichenberger P., Farris D.** 4, 1980, IEEE Trans. on PAS, Vols. PAS-99.
6. **Muñoz, C.** *"Flujo de Potencia trifásico para Sistemas de Distribución", Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista, Pontificia Universidad Católica de Chile.* 1989. Memoria de Título Ing. Civil Electricista.
7. *Load Representation for Dynamic Performance Analysis.* **W.W. Price, S. Ihara. C.A. King, C.J. Lin, Y. Mansour, K Srinivasan, C.W. Taylor, E. Vaahedi.** 2, Mayo de 1993, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8.
8. *Voltage Depending Load Models. Validation by Voltage Step Test.* **J. L. Agüero, M. B. Barbieri, M. C. Beroqui.** Junio de 2006, Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.
9. *Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Studies.* **W.W. Price, K.A. Wirgau, A. Murdoch, F. Nozari.** 1987, EPRI Report EL-5003.
10. *Electrical Load Modeling with Considering Distribution Network.* **Qian Chen, Ping Ju, Zheng-Yan Shao, Feng Wu.** Charleston : s.n., 2007, iREP Symposium -Bulk Power System Dynamics and Control- VII.
11. *Load Representation in Power System Stability Studies.* **C. Concordia, S. Ihara.** 1982, IEEE Trans., Vols. PAS-101.
12. *Representative static load models for transient stability analysis: development and examination.* **Y. Li, H.-D. Chiang, B.-K. Choi, Y.-T. Chen, D.-H. Huang, M.G. Lauby.** 2007.
13. *On Composite Load Modeling for Voltage Stability and Under Voltage Load Shedding.* **Rifaat, R. M.** Calgary, Alberta, Canada : s.n., Junio de 2004, Power Engineering Society General Meeting. IEEE.
14. *Advanced load models for voltage sag studies in distribution networks.* **Martinez, J.A.** 2004, Power Engineering Society General Meeting, IEEE.
15. **Electric Power Research Institute (EPRI).** *Measurement-Based Load Modeling.* Sept, 2006. Final Report.
16. *Measurement-based Load Modeling - Model Structure.* **J. H. Shi, He Renmu.** Bologna : s.n., 2003, Power Tech Conference Proceedings, IEEE.

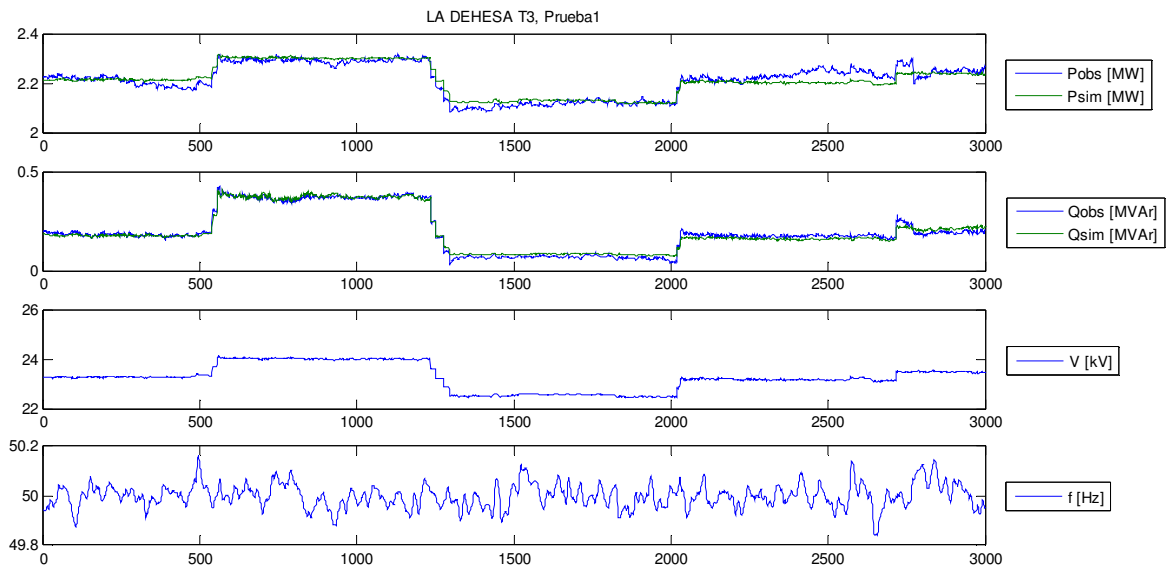
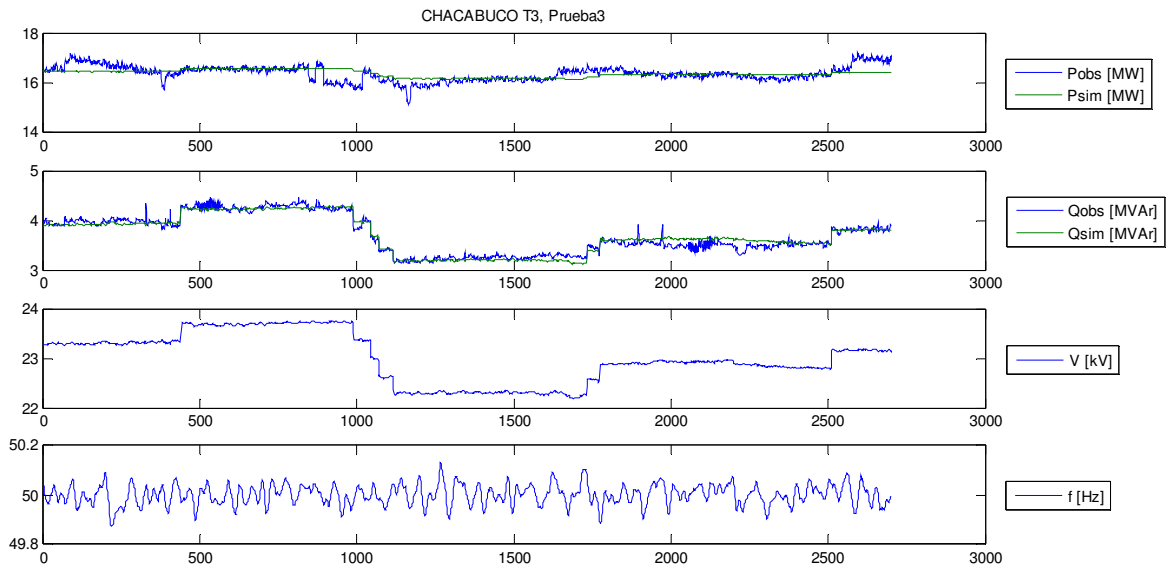
17. **L. Vargas, J. Romo, Y. del Valle.** *Apuntes del curso "Conversión Electromecánica de la Energía", Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.* 2003.
18. *New Load Modeling Approaches Based on Field Test for Fast Transient Stability Calculations.* **Ai, Q, Gu, D y Chen, C.** Noviembre de 2006, IEEE Transactions on Power Systems, págs. 1864-1878.
19. *Modelo de estimación espacial del consumo eléctrico para la planificación de la expansión de sistemas de transmisión.* **Infante, J. M., Palma, R. y Araneda, J. C.** Agosto de 2005, Anales del Instituto de Ingenieros.
20. **ESKOM Technology Group.** Load Modeling. Cleveland, South Africa : s.n., 1999.
21. **Department of Electrical and Computer Engineering University of Maine.** Identification of Static Distribution Load Parameters Using General Regression Neural Networks. 1993.
22. **RP849-3, EPRI Report of Project.** *Determining Load Characteristics for Transient Performance.* s.l. : General electric Company, 1981.
23. *A new aggregation method for determining composite load characteristics.* **Ribeiro, J.R. y Lange, F.J.** s.l. : IEEE Trans. PAS-101, No. 8, pp. 2869-75, Aug. 1982.
24. *Identification of Power System Load Dynamics Using Artificial Neural Networks.* **M. Bostanci, J. Koplowitz, C. W. Taylor.** Noviembre 1997, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4.
25. *Power system dynamic load modeling using artificial neural networks.* **B. Y. Ku, R. J. Thomas, C. Y. Chio, C. J. Lin.** Noviembre 1994, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, págs. 1868-1874.
26. **Fu, L. M.** *Neural Network in Computer Intelligence.* s.l. : Mc Graw Hill Inc., 1994.
27. **Myatt, Glenn J.** *Making Sense of Data, A practical guide to exploratory data analysis and data mining.* 2007.
28. **L. D. Arya, A. Koshti.** Identification of Static Load Models using Artificial Neural Networks. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9.* 2008.
29. **Comisión Nacional de Energía.** *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.* 2005.
30. *A Statistic-Fuzzy Technique for Clustering Load Curves.* **Li, Wenyuan, y otros.** 2007, Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 22, págs. 890-891.
31. *Voltage Dependence on Composite Loads.* **Ohyama, T., Walanabe, A. y Tsuruta., K. Nishimura: S.** s.l. : IEEE Trans. PAS-104, No.1 I. pp. 3065-73, Nov. 1985.
32. *Determination of static load models from LTC and Capacitor switching test.* **Baghzouz, Y. y C., Quist.** Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, Vol. 1, págs. 389-394.
33. *Modeling and Simulation of IEEE 14 bus system with facts controllers.* **Cañizares C., Kamel S.** 2003.
34. **MATLAB 7.4.0 (R2007a).** *Ayuda de MATLAB, Principal Component Analysis (processpca).* 2007.
35. **A. Hyvärinen, J. Karhunen, E. Oja.** *Independent Component Analysis.* s.l. : John Wiley & Sons, 2001.

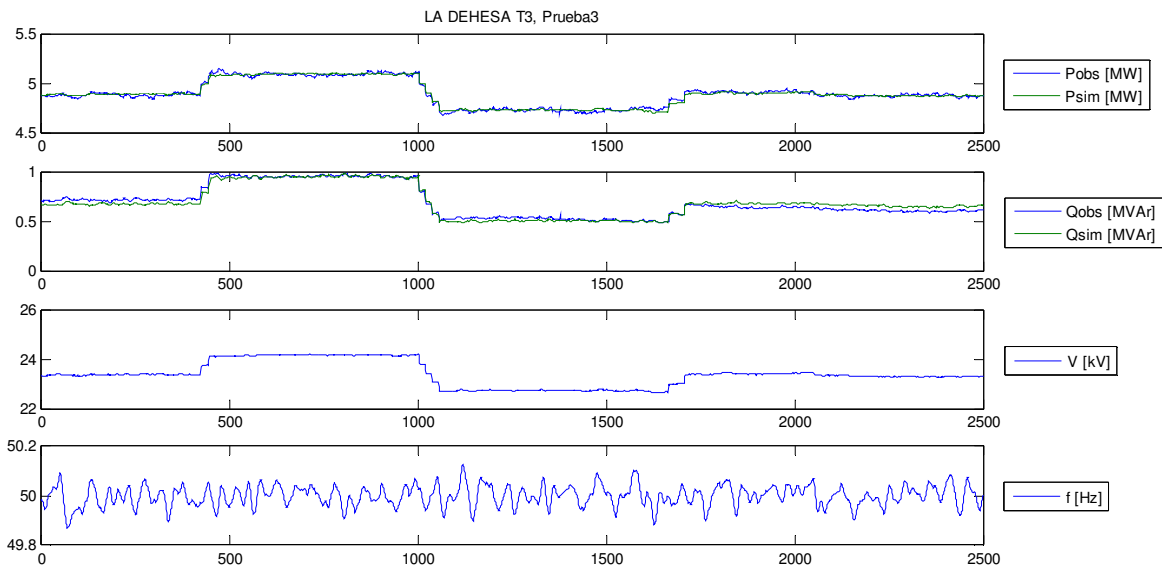
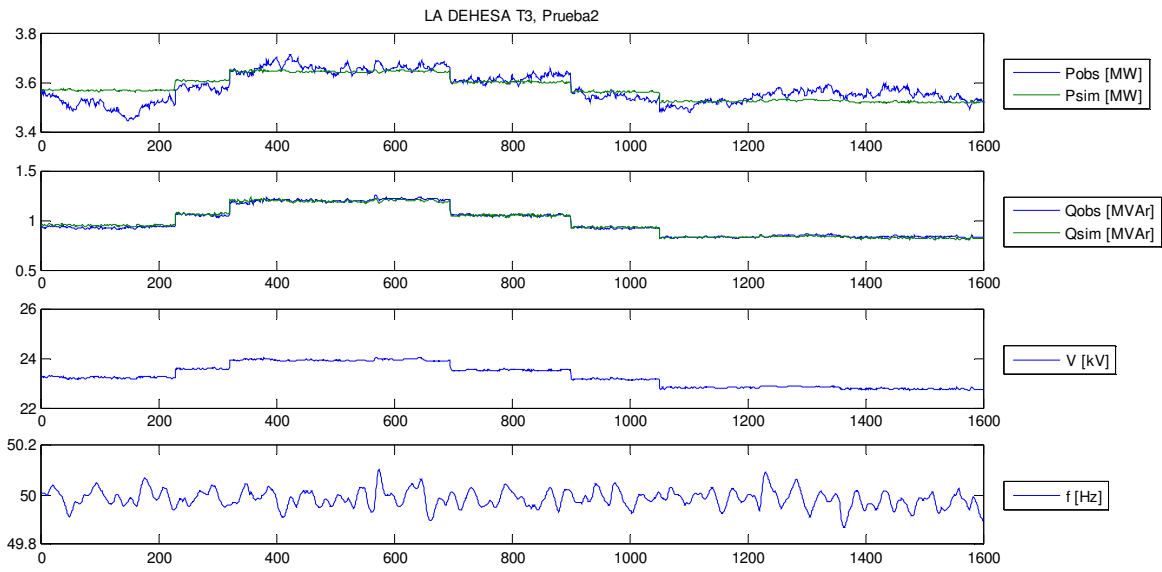
36. **Neural Networks Research Centre.** Independent Component Analysis: Algorithms and Applications. [aut. libro] Oja E. Hyvärinen A. Finland : s.n., 2000, págs. 411-430.
37. FastICA. [En línea] 19 de 10 de 2005. <http://www.cis.hut.fi/projects/ica/fastica/>.
38. **Jaramillo, P.** *Apuntes del Curso "Planificación de Sistemas Eléctricos", Pontificia Universidad Católica de Chile.* 2001.
39. **Aranda, E.** *"Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Demanda de Energía Eléctrica, Estudio Para el Caso Chileno", memoria de título Ingeniería Civil Industrial, Universidad de Chile.* 2002.
40. **Laboratory of Computer and Information Science.** Laboratory of Computer and Information Science. [En línea] 2005. <http://www.cis.hut.fi/projects/ica/fastica/>.

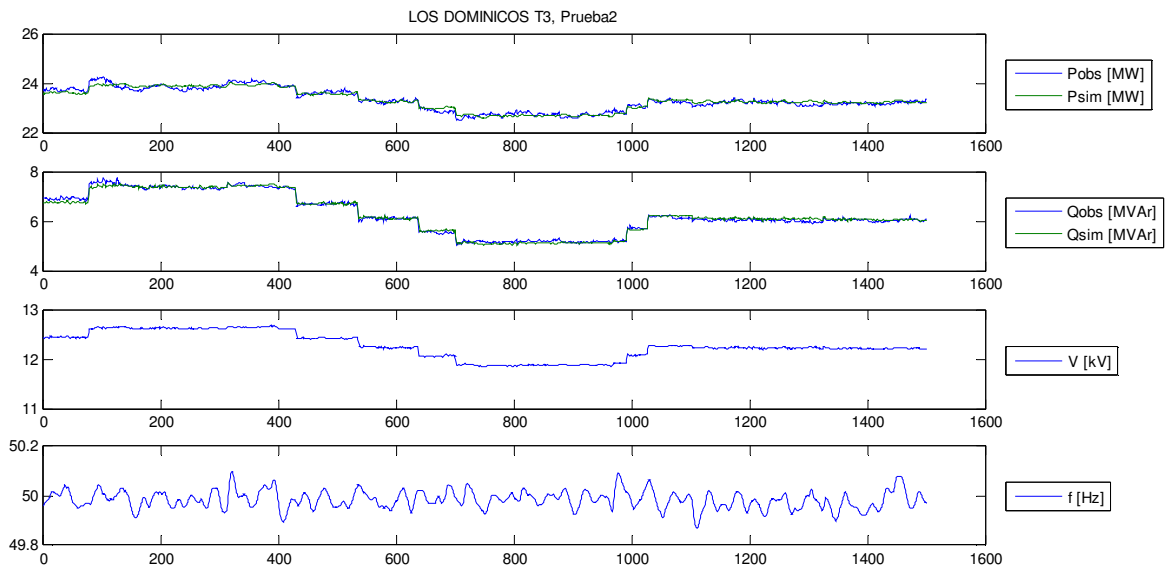
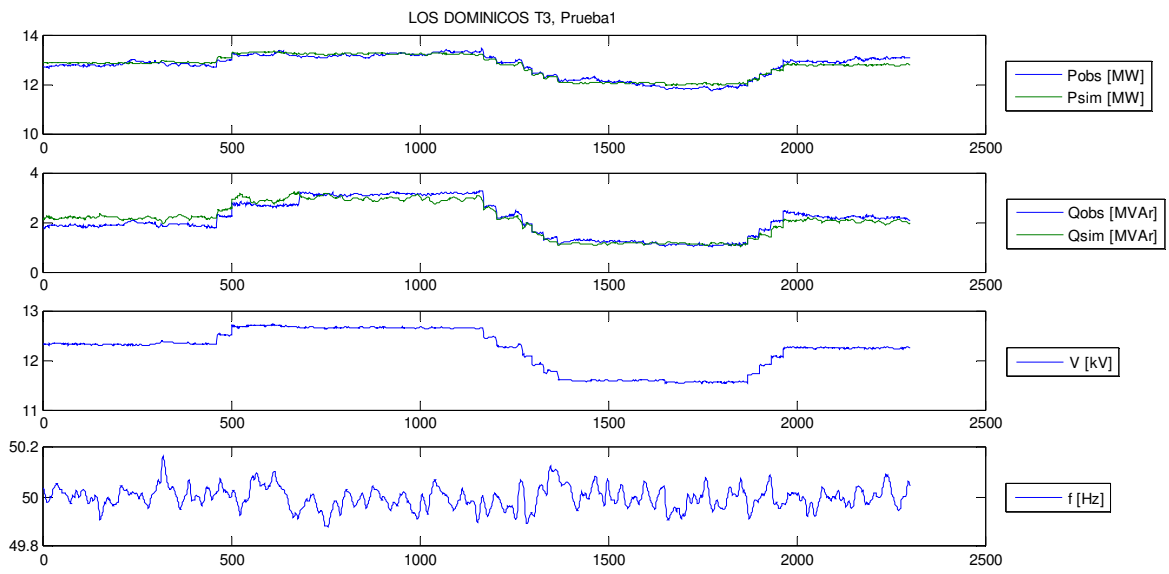
Capítulo 9. Anexos

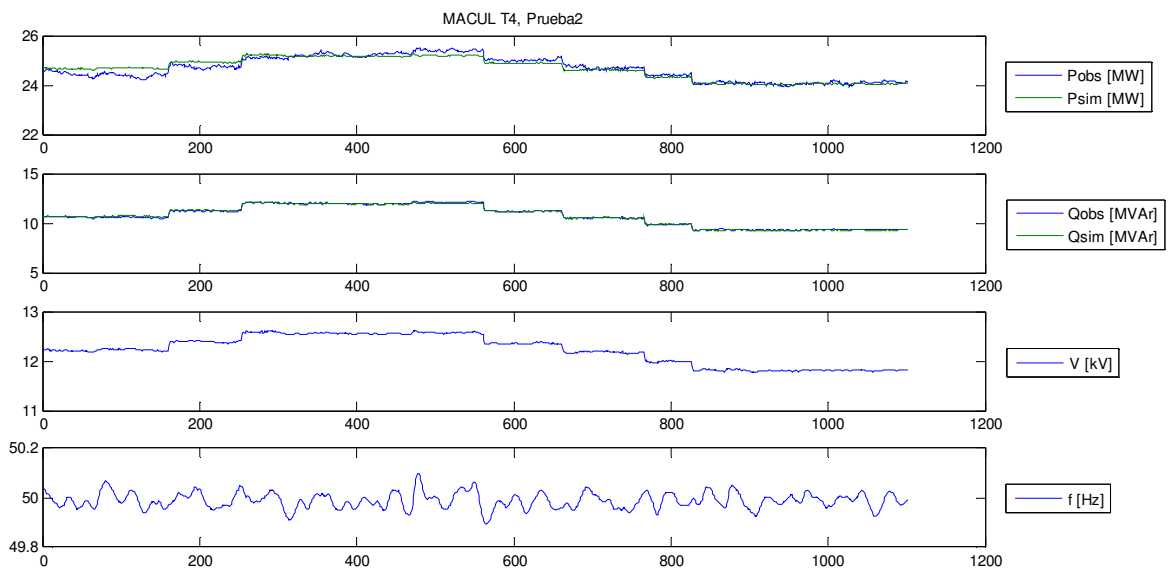
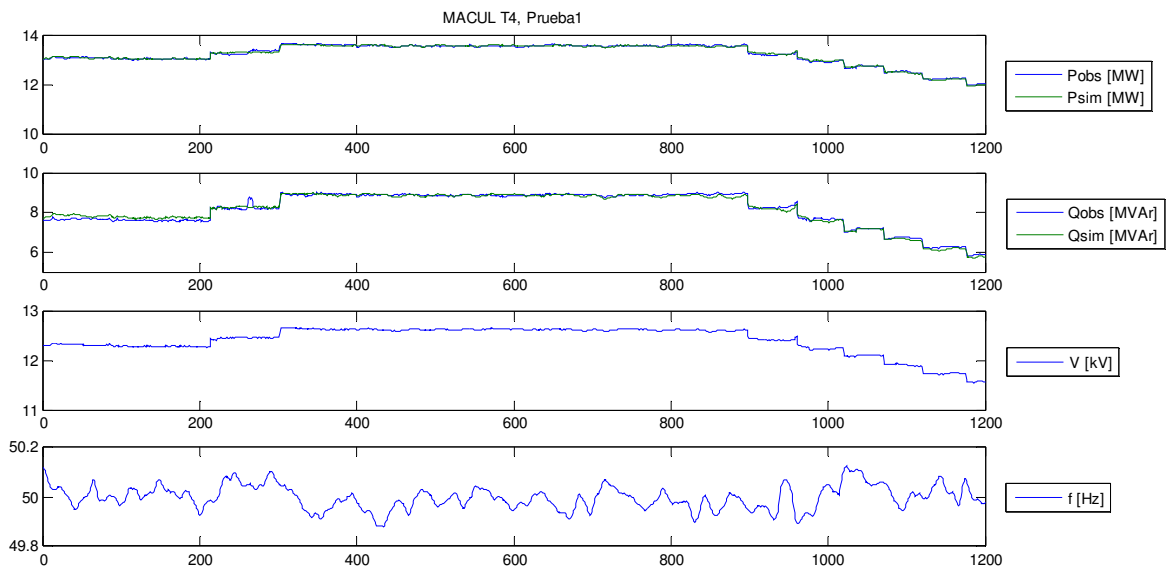
9.1 Resultados gráficos de los modelos de carga obtenidos por mediciones

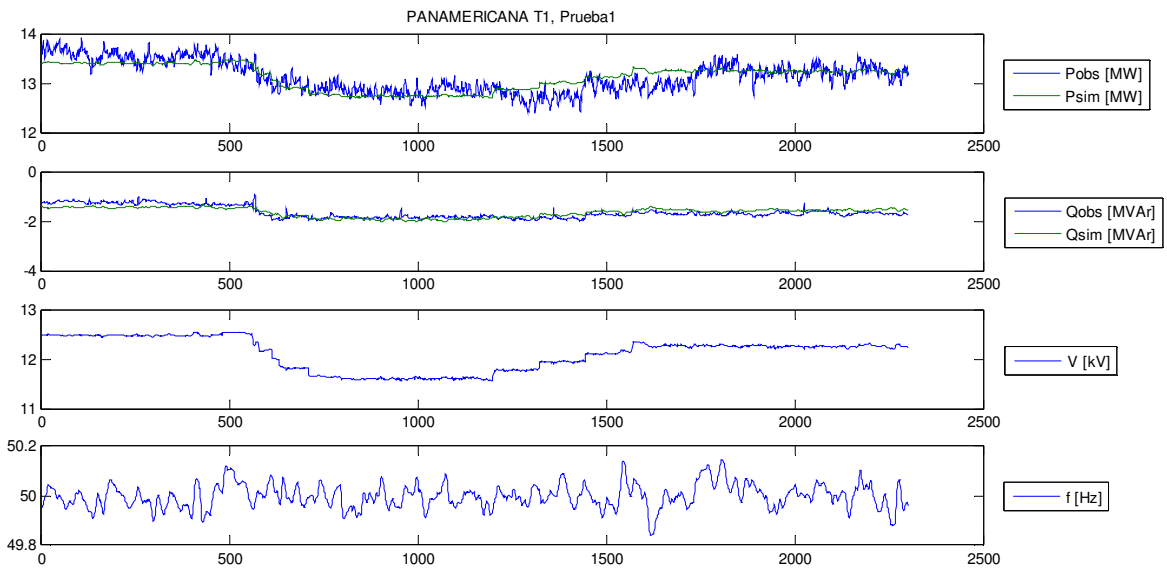
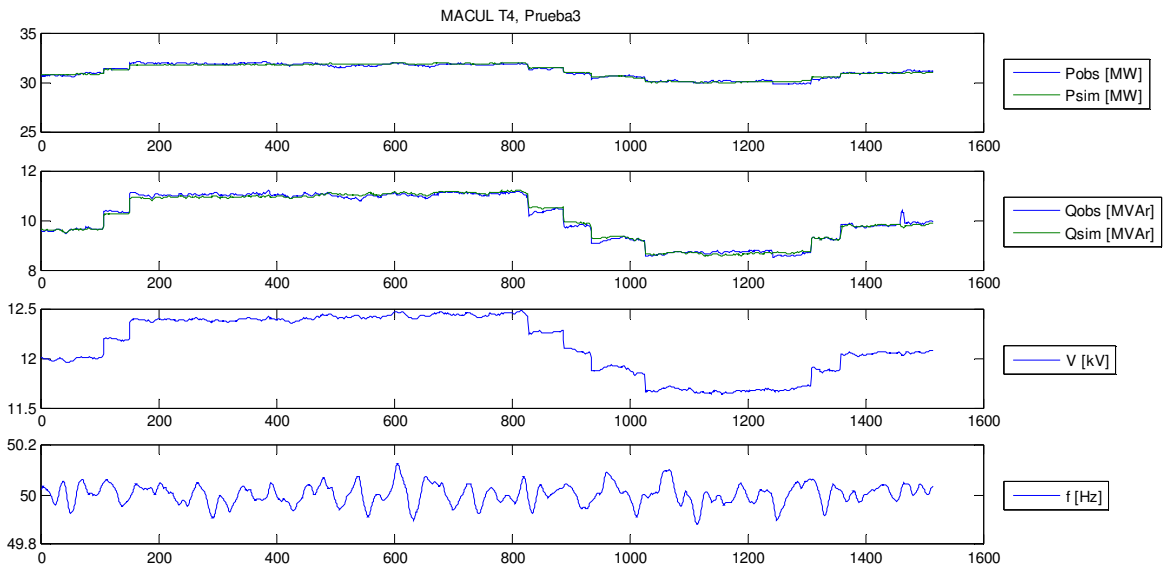


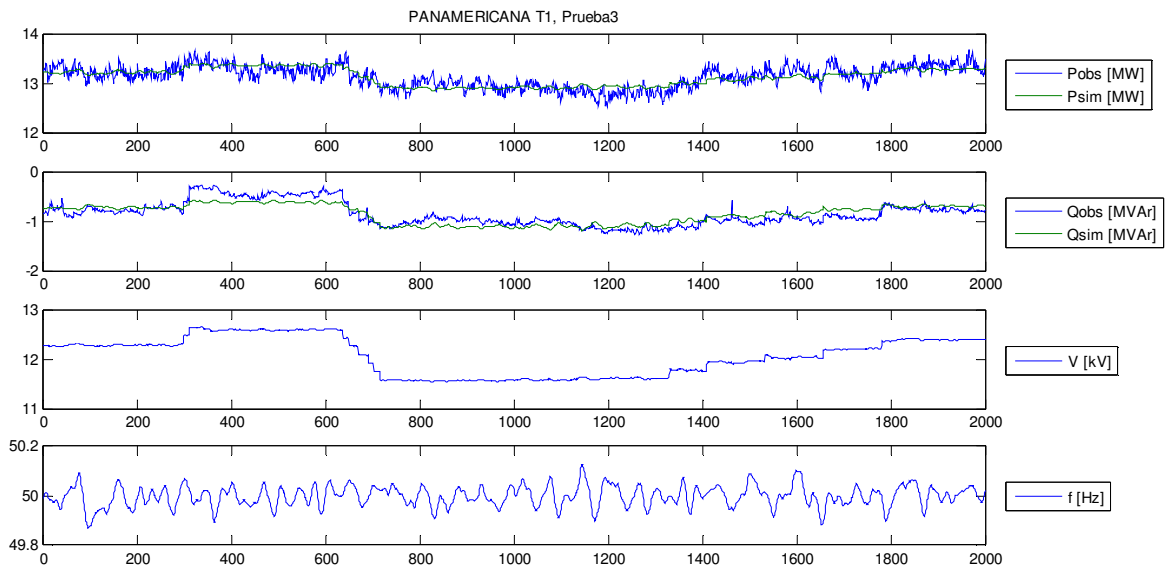
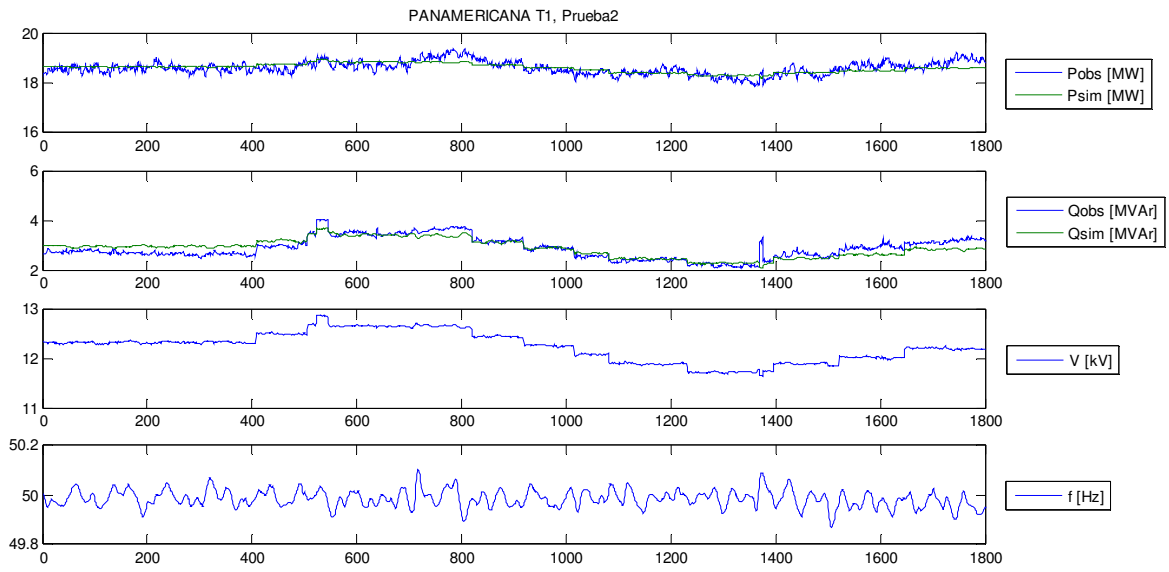


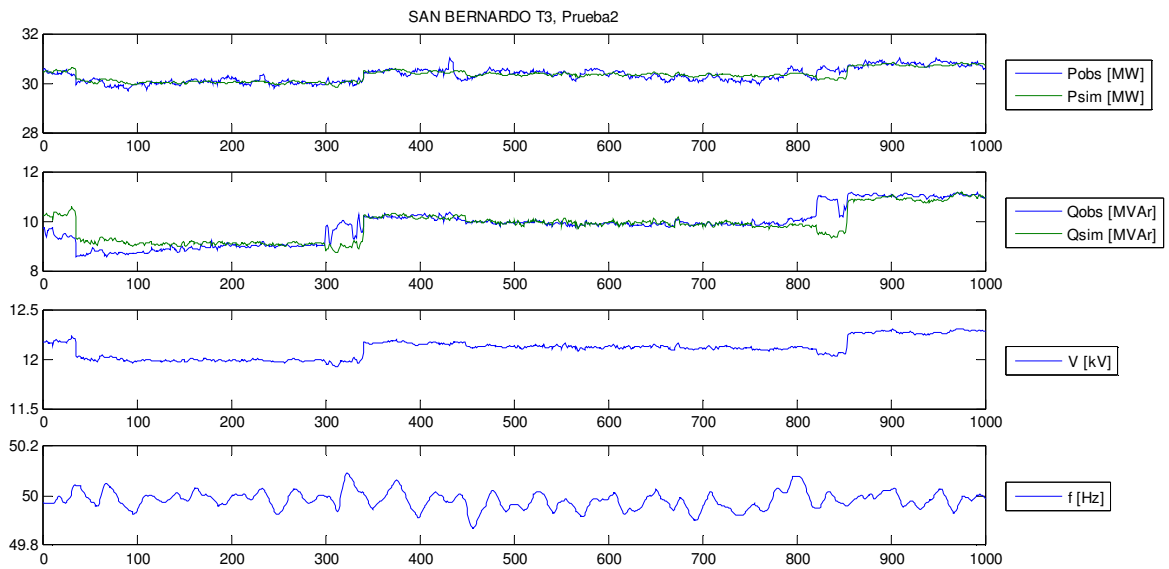
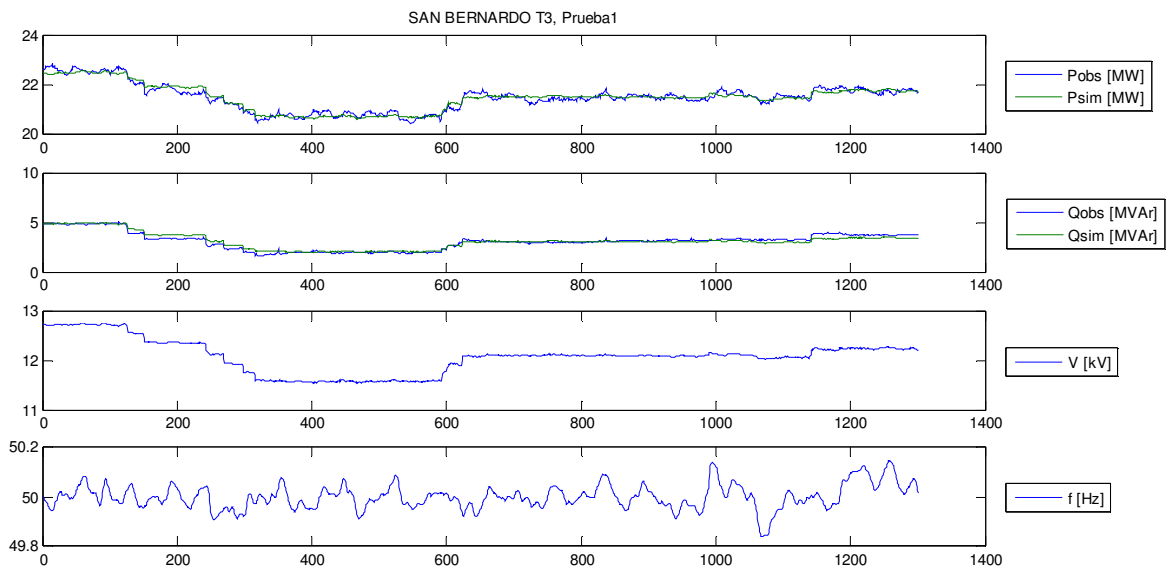


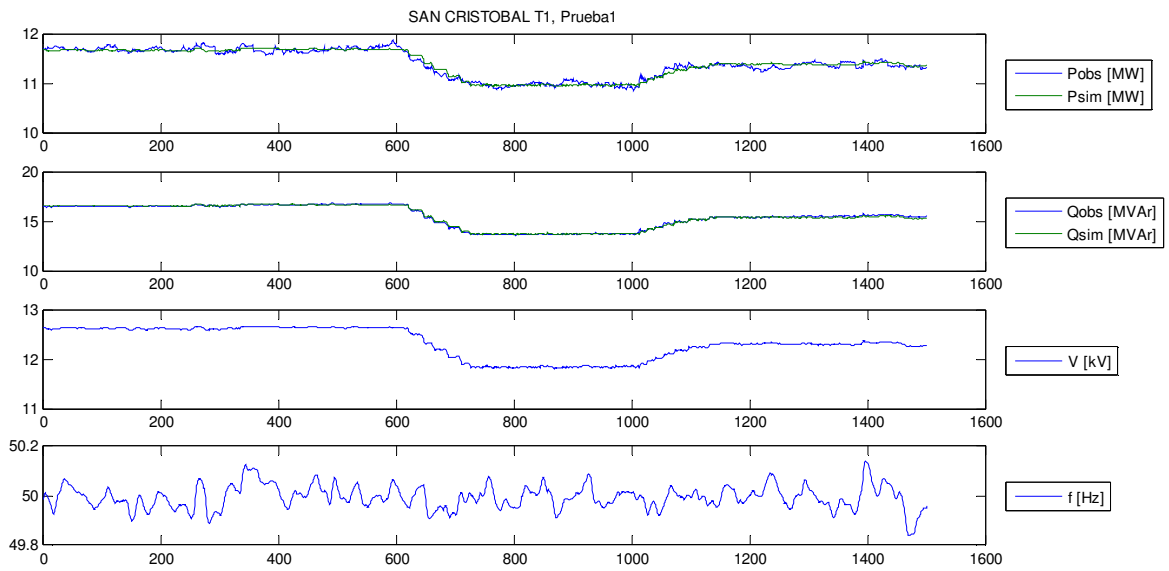
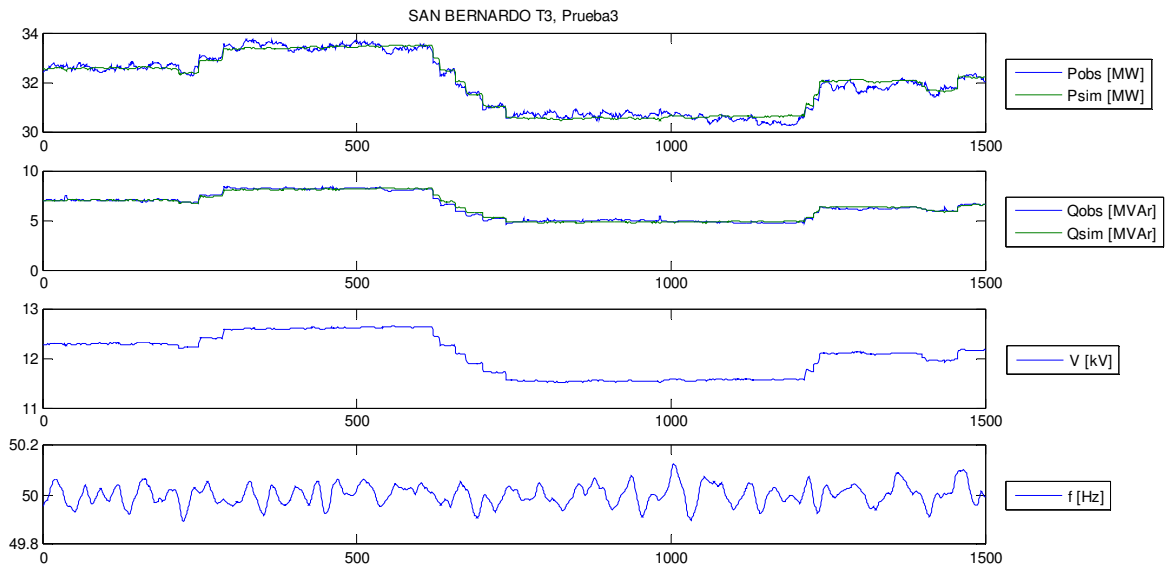


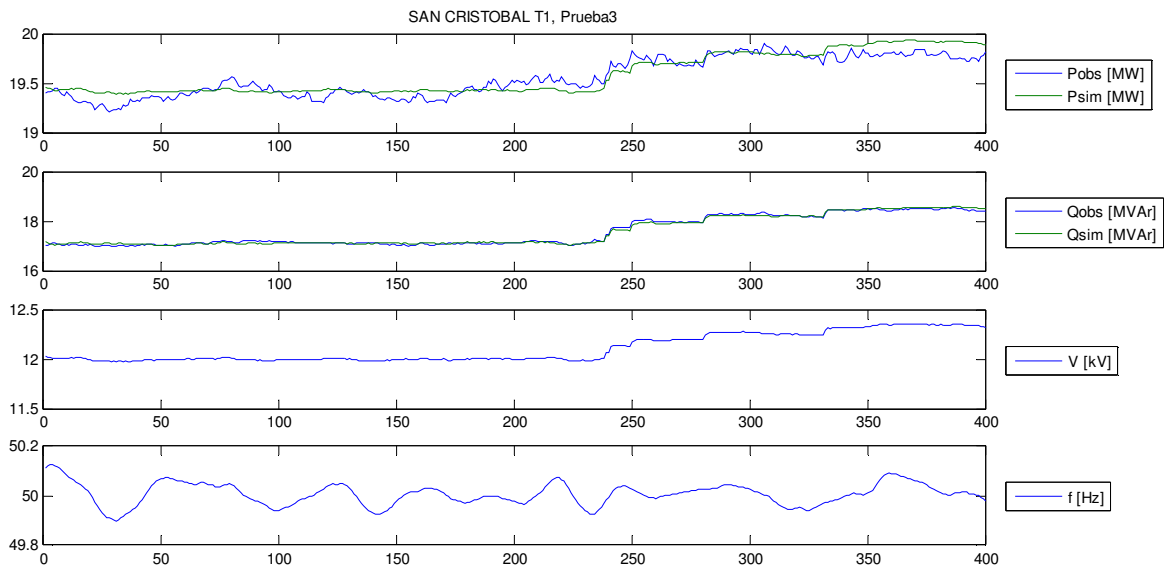
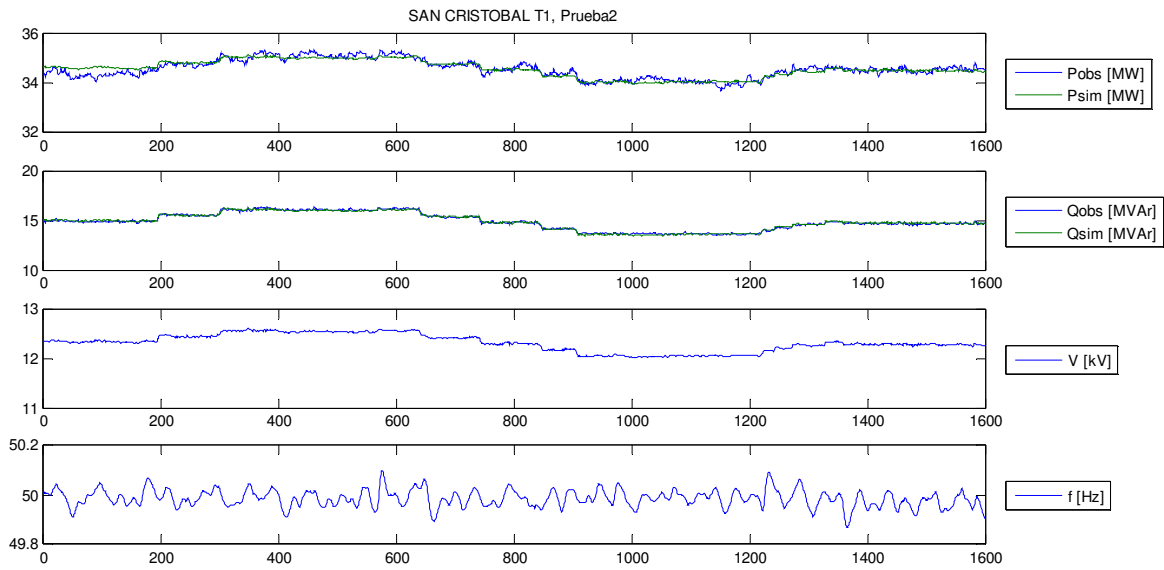


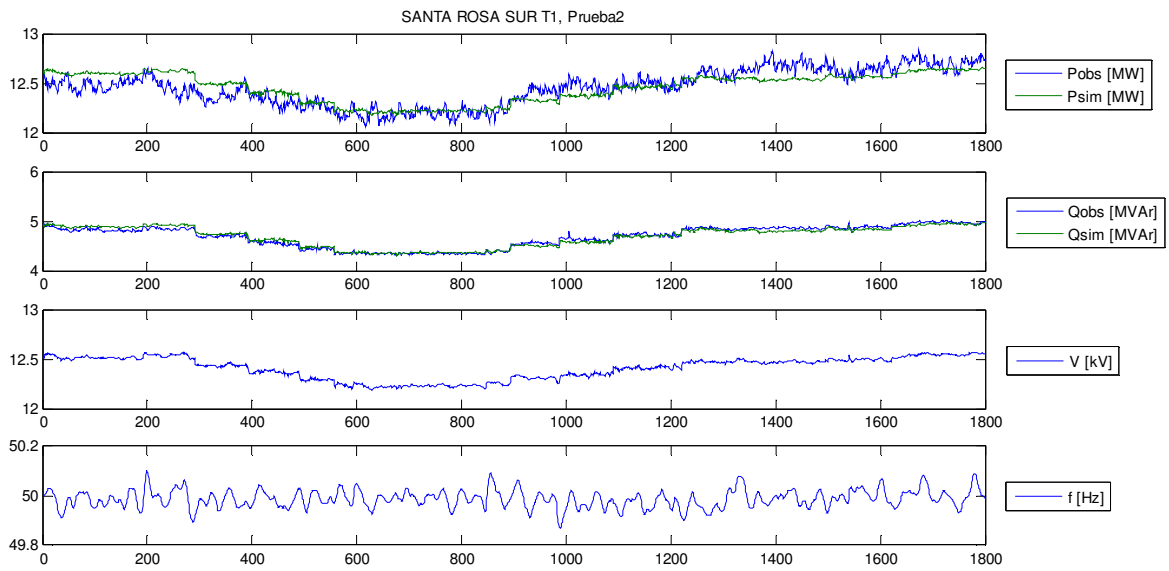
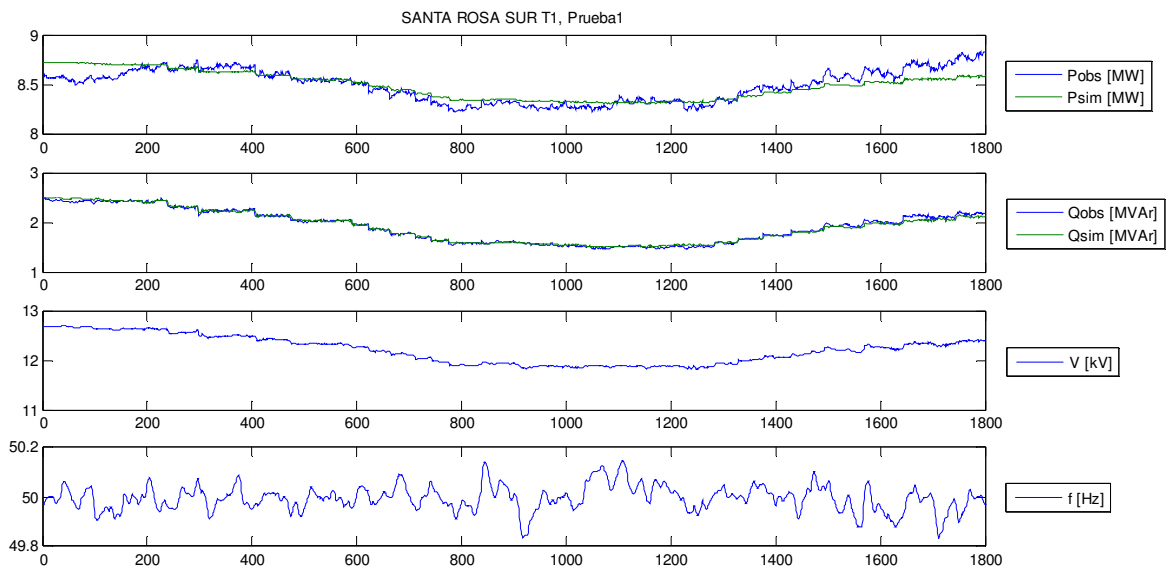


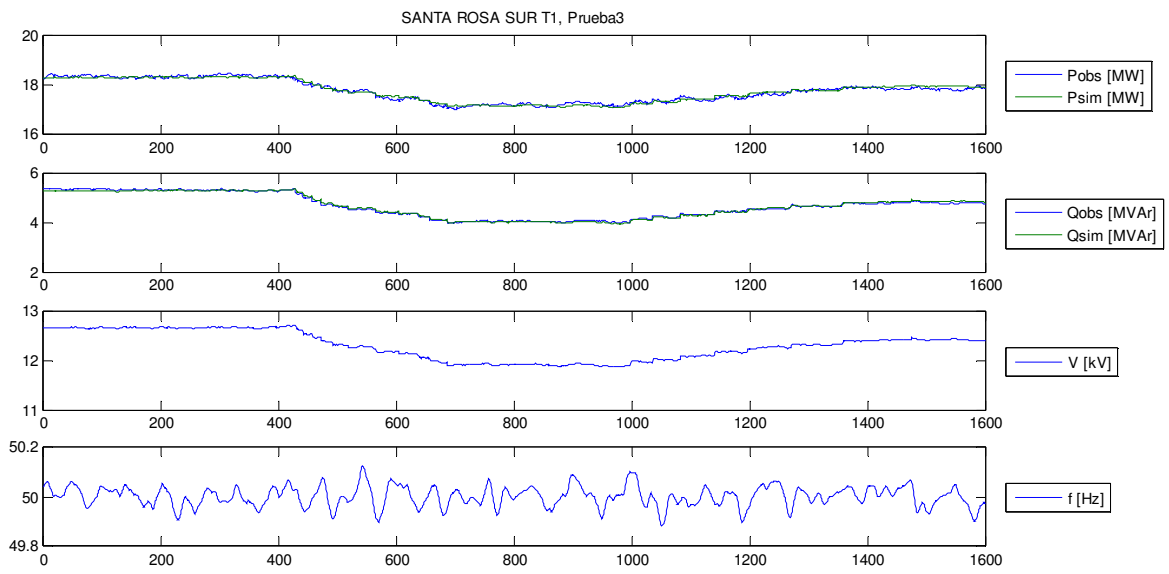












9.2 Parámetros del sistema de 24 barras

Tabla 9.1: Barras

Name	Umin[pu]	Umax[pu]	Un[kV]
Bus_13.8_01	0.97	1.025	13.8
Bus_13.8_02	0.97	1.025	13.8
Bus_13.8_03	0.97	1.025	13.8
Bus_13.8_04	0.97	1.025	13.8
Bus_13.8_05	0.97	1.025	13.8
Bus_13.8_06	0.97	1.025	13.8
Bus_13.8_07	0.97	1.025	13.8
Bus_220_01	0.95	1.05	220
Bus_220_02	0.95	1.05	220
Bus_220_03	0.95	1.05	220
Bus_220_04	0.95	1.05	220
Bus_220_05	0.95	1.05	220
Bus_23_01	0.93	1.07	23
Bus_66_01	0.93	1.07	66
Bus_66_02	0.93	1.07	66
Bus_66_03	0.93	1.07	66
Bus_66_04	0.93	1.07	66
Bus_66_05	0.93	1.07	66
Bus_66_06	0.93	1.07	66
Bus_66_07	0.93	1.07	66
Bus_66_08	0.93	1.07	66
Bus_66_09	0.93	1.07	66
Bus_66_10	0.93	1.07	66
Bus_66_11	0.93	1.07	66

Tabla 9.2: Generadores y Condensadores sincrónicos

Name	pmax [MW]	p0 [MW]	q0 [MVar]	un1 [kV]	us [pu]	smax [MVA]	pmin [MW]	qmin [MVar]	qmax [MVar]	lftype	xs [pu]	xd1 [pu]	emin [pu]	emax [pu]
G_1	300	170.09	-27.57	220	1.05	1000	0	-300	300	PV	1	1	0	2
G_2	100	100.00	34.09	220	1.03	300	0	-40	50	SL	1	1	0	2
S_condenser_1	0	0.00	24.00	66	1.07	24	0	-6	24	PQ	1	1	0	2
S Condenser_2	0	0.00	28.58	220	1.01	40	0	0	40	PV	1	1	0	2
S Condenser_3	0	0.00	16.70	23	1.05	24	0	-6	24	PV	1	1	0	2

Tabla 9.3: Transformadores 2D

Name	un1 [kV]	un2 [kV]	zsl [%]	maxt	sollt	smax [MVA]	sn [MVA]	pfe [kW]	pcu [kW]	uk [%]
T_1	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
T_2	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
T_3	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
T_4	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
T_5	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
T_6	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
T_7	66	13.8	1.25	16	16	20	20	15	52	8.4
Trafo_4-7	220	66	2.2	10	-10	100	100	0	0	20.912
Trafo_4-9	220	66	3.1	10	-10	100	100	0	0	55.618
Trafo_5-6	220	66	6.8	10	-5	100	100	0	0	25.202
Trafo_7-8	66	23	0	0	0	100	100	0	0	17.615

Tabla 9.4: Líneas

Name	un1 [kV]	smax [MVA]	sn [MVA]	r1 [ohm]	xx1 [ohm]	b1 [uS]	U1 [kV]
Line 10-11	66	100	100	3.570	4.760	32.130	66
Line 1-2	220	100	100	9.380	28.638	109.090	220
Line 12-13	66	100	100	9.600	12.800	86.400	66
Line 13-14	66	100	100	7.440	9.920	66.960	66
Line 1-5	220	100	100	26.151	107.951	101.650	220
Line 2-3	220	100	100	22.743	95.817	90.496	220
Line 2-4	220	100	100	28.125	85.339	77.273	220
Line 2-5	220	100	100	27.564	84.158	70.248	220
Line 3-4	220	100	100	32.433	82.779	71.488	220
Line 4-5	220	100	100	6.461	20.381	26.446	220
Line 6-11	66	100	100	4.140	5.520	37.260	66
Line 6-12	66	100	100	5.340	7.120	48.060	66
Line 6-13	66	100	100	2.880	3.840	25.920	66
Line 9-10	66	100	100	1.380	1.840	12.420	66
Line 9-14	66	100	100	5.550	7.400	49.950	66
Line A1	66	100	100	0.000	0.001	0.000	66
Line A2	66	100	100	0.000	0.001	0.000	66
Line A3	66	100	100	0.000	0.001	0.000	66
Line A4	66	100	100	0.300	0.400	2.700	66

Tabla 9.5: Cargas y CCEE

Name	U [kV]	p0 [MW]	q0 [MVAr]	n_p	n_q
C 13.8 2	13.8	0	-2	0	2
C 13.8 2	13.8	0	-5	0	2
C 13.8 3	13.8	0	-7	0	2
C 13.8 4	13.8	0	-2.5	0	2
C 13.8 5	13.8	0	-7	0	2
C 13.8 6	13.8	0	-20	0	2
C 13.8 7	13.8	0	-9	0	2
C 66 1	66	0	-21	0	2
Load 10	13.8	9	5.8	x	x
Load 11	13.8	3.5	1.8	x	x
Load 12	13.8	6.1	1.6	x	x
Load 13	13.8	13.5	5.8	x	x
Load 14	13.8	14.9	5	x	x
Load 2	220	21.7	12.7	1	2
Load 3	220	94.2	19	1	2
Load 4	220	47.8	-3.9	1	2
Load 5	220	7.6	1.6	1	2
Load 6	13.8	11.2	7.5	x	x
Load 9	13.8	29.5	16.6	x	x

Las dependencias de tensión de las cargas en distribución se han marcado con “x” y se ha ensayado con los tres modelos de carga puros. Para modelo de potencia constante x=0; corriente constante x=1; y para modelo de impedancia constante x=2. Los condensadores se modelaron como impedancias constantes, y reactivos puros.

9.3 Extractos de la NT de Seguridad y Calidad de Servicio.

En esta sección se muestra un extracto de la NT citada que hace referencia a los rangos de tensión y factor de potencia permitidos en el SIC; y los márgenes de reactivos necesarios en las unidades generadoras según su carta de operación (o diagrama PQ), en estado Normal.

Artículo 5-8

Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SI deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme lo indique el Diagrama PQ que presente el propietario a la DO, a partir de los protocolos o ensayos de recepción de la unidad, o bien, de cualquier otra documentación del fabricante que confirme que tal diagrama corresponde al diseño de la unidad generadora y por ende está garantizado.

Artículo 5-9

Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el SI deberán tener la capacidad de control que asegure la disponibilidad de una Reserva Primaria mínima de 1,5 % en cada unidad generadora respecto a su máxima capacidad de generación.

Artículo 5-10

Las instalaciones de Sistemas de Subtransmisión deberán contar con el equipamiento necesario que permita el Control de Tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al Sistema de Transmisión Troncal u otros Sistemas de subtransmisión, un factor de potencia medido en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre:

- a) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 100 [kV].
- b) 0,98 inductivo y 1,0 para puntos de conexión con tensión nominal igual o superior a 100 [kV].

Artículo 5-21

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Artículo 5-22

Para mantener las tensiones permanentemente dentro de las bandas de variación permitidas en el presente título, el CDC podrá instruir a los Coordinados la operación, conexión y/o desconexión de:

- a) Bancos de condensadores shunt.
- b) Condensadores síncronos.
- c) Reactores shunt.
- d) Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap.
- f) Unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

Artículo 5-23

En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de variación permitidas deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 90 % de la capacidad máxima en forma permanente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación para cumplir con los niveles de tensión especificados.

Artículo 5-24

Para cumplir con lo indicado en el artículo precedente, el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras estará limitado por los valores de la tensión en los terminales de la unidad, la cual no deberá ser superior a 1,05 por unidad ni inferior a 0,95 por unidad.

9.4 Control automático de reactores con sistema MAIS.

El sistema de control automático de reactores (conexión y desconexión), está compuesto por dispositivos MAIS que actúan de manera independiente sobre los reactores asociados a cada SE (Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa), de acuerdo con el nivel o desviación de tensión que presenten las respectivas barras de 500 kV. En el siguiente cuadro, se muestran los ajustes de los dispositivos MAIS informados por Transelec (a Enero de 2008).

Tabla 9.6: Ajustes de los umbrales de tensión y temporizaciones asociadas del sistema MAIS de Transelec

	Desconexión de reactores					Conexión de reactores	
	Umbral de baja tensión		Umbral de caída de tensión ΔV			Umbral de sobretensión	
	S01X(pu) T01X(s)	S02X(pu) T02X(s)	SH1X(pu) TH1X(s)	SH2X(pu) TH2X(s)	SH3X(pu) TH3X(s)	SU1X(pu) TU1X(s)	SU2X(pu) TU2X(s)
A. Jahuel	0.95	0.95	-0.04	-0.04	-0.07	1.05	1.07
	10.0	13.0	10.0	13.0	1.8	10.0	1.8
Ancoa	0.95	0.95	-0.04	-0.04	-0.07	1.05	1.07
	11.0	14.0	11.0	14.0	2.0	11.0	2.0
Charrúa	0.95	0.95	-0.04	-0.04	-0.07	1.05	1.07
	12.0	15.0	12.0	15.0	2.2	12.0	2.2

Para el análisis del funcionamiento de la función de caída de tensión de los MAIS se considera lo siguiente:

Se efectúa una medida continua del valor medio de la tensión de la red (tensión media de secuencia positiva, una por ciclo) calculada durante la ventana de tiempo de los últimos 30 segundos.

Cuando el valor de la tensión de un ciclo de secuencia positiva sufre una baja súbita (respecto al valor medio) en más que el valor de la banda muerta, el valor medio de este momento (es decir, el calculado en los últimos 30 segundos) se memoriza y se convierte en la tensión de referencia de los umbrales de caída de tensión por un periodo de 5 minutos. Los umbrales se definen como porcentaje de disminución (fracción de p.u.) de la tensión respecto a la tensión de referencia.

El umbral de bloqueo de funcionamiento de los MAIS es 1.0 p.u., para evitar cualquier operación de desconexión, si la tensión es superior a este umbral.

9.5 Análisis de Componentes Independientes (ICA)

El análisis de componentes independientes (ICA por sus siglas en inglés) es un método para encontrar factores o componentes ocultos en datos estadísticos multidimensionales. La particularidad de ICA es que entrega componentes que son estadísticamente independientes, y no-Gaussianos (35).

9.5.1 Observando mezclas de señales desconocidas

Consideremos una situación donde hay un número de señales emitidas por elementos físicos o fuentes. Esas fuentes podrían ser, por ejemplo, diferentes áreas del cerebro emitiendo señales eléctricas; personas hablando en la misma pieza, emitiendo señales de voz; o teléfonos celulares emitiendo ondas de radio. Supongamos que hay sensores dispuestos en distintas posiciones, luego cada uno grabará una mezcla de las señales originales en distintas proporciones.

Por simplicidad, supongamos que hay tres señales fuente, y tres señales observadas. Denotando por $x_1(t)$, $x_2(t)$ y $x_3(t)$ a las señales observadas y por $s_1(t)$, $s_2(t)$ y $s_3(t)$ a las señales originales. Las señales observadas $x_i(t)$ son sumas proporcionales de las señales originales $s_i(t)$, donde los pesos de las proporciones (coeficientes) dependen de la distancia entre las fuentes y los sensores (35).

$$\begin{aligned}x_1(t) &= a_{11}s_1(t) + a_{12}s_2(t) + a_{13}s_3(t) \\x_2(t) &= a_{21}s_1(t) + a_{22}s_2(t) + a_{23}s_3(t) \\x_3(t) &= a_{31}s_1(t) + a_{32}s_2(t) + a_{33}s_3(t)\end{aligned}\tag{Ec. 9.1}$$

Los coeficientes a_{ij} son constantes y representan los pesos de mezclado. Estos se suponen desconocidos, ya que es imposible conocerlos sin saber todas las propiedades del sistema físico de mezclado, lo que puede ser muy difícil en general. Las señales fuente $s_i(t)$ son desconocidas, y el gran problema es que no pueden ser obtenidas directamente.

Lo que se busca es rescatar las señales originales desde las señales mezcladas $x_i(t)$. Este problema se conoce como *Blind Source Separation (BSS)*. *Blind* significa que no se conoce prácticamente nada o nada de las señales originales.

Se puede suponer que los coeficientes de mezclado son suficientemente distintos para hacer que la matriz que ellos forman es invertible. Luego, existe una matriz W con coeficientes w_{ij} que permite separar las fuentes $s_i(t)$ como:

$$\begin{aligned}s_1(t) &= w_{11}x_1(t) + w_{12}x_2(t) + w_{13}x_3(t) \\s_2(t) &= w_{21}x_1(t) + w_{22}x_2(t) + w_{23}x_3(t)\end{aligned}\tag{Ec. 9.2}$$

$$s_3(t) = w_{31}x_1(t) + w_{32}x_2(t) + w_{33}x_3(t)$$

La matriz W puede ser encontrada como la inversa de la matriz A correspondiente a los coeficientes a_{ij} , si estos factores fueran conocidos (35).

9.5.2 Definición ICA

Se ha visto que el problema de BBS consiste en encontrar una representación lineal en donde las componentes son estadísticamente independientes. En situaciones prácticas, no es posible en general encontrar una representación donde las componentes sean realmente independientes, pero al menos se puede encontrar componentes que sean tan independientes como sea posible.

Esto nos lleva a la siguiente definición de ICA. Dado un conjunto de observaciones de variables aleatorias $(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t))$, donde t es el tiempo o el índice de muestreo, se supone que éstas han sido generadas como una composición lineal de componentes independientes (35).

$$\begin{bmatrix} x_1(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} s_1(t) \\ \vdots \\ s_n(t) \end{bmatrix} \text{ o bien } x(t) = A \cdot s(t) \quad \text{Ec. 9.3}$$

Donde A es una matriz desconocida. El análisis de componentes independientes consiste en estimar A y las señales fuentes $s_i(t)$, donde sólo se conocen las señales observadas $x_i(t)$. Nótese que se supuso que el número de componentes independientes s_i es igual al número de variables observadas; ésta es una simplificación que no es completamente necesaria (35).

9.5.3 Pre-procesamiento para ICA

Antes de aplicar algún algoritmo ICA, es usualmente muy útil realizar un pre-procesamiento de los datos. A continuación se muestra algunas técnicas que hacen al problema de estimación ICA más simple y mejor condicionado (36).

9.5.3.1 Centrado

Lo primero es centrar el vector de datos x , es decir, restarle el vector promedio $m=E\{x\}$ para dejar a la variable x con promedio nulo.

$$x'(t) = x(t) - E\{x(t)\} \quad \text{Ec. 9.4}$$

Esto implica que $s(t)$ también tendrá promedio nulo, puede ser fácilmente demostrado tomando la esperanza a ambos lados de la ecuación $x(t) = A \cdot s(t)$. Este pre-procesamiento es hecho sólo para simplificar los algoritmos ICA. No significa que el promedio no deba ser estimado, de hecho, luego de estimar la matriz de mezclado A con los datos centrados, se puede completar la estimación añadiendo el vector promedio de $s(t)$ al vector centrado estimado de $s(t)$ ($s'(t)$), de la siguiente forma (36):

$$s(t) = s'(t) + A^{-1}E\{x\} \quad \text{Ec. 9.5}$$

9.5.3.2 Blanqueado

Se aplica una transformación lineal de tal forma que el vector x' (previamente centrado) quede con sus componentes sin correlación y sus varianzas igual a la unidad. En otras palabras, la matriz de covarianza del nuevo vector \tilde{x} es igual a la matriz identidad (36).

$$E\{\tilde{x} \cdot \tilde{x}^T\} = I \quad \text{Ec. 9.6}$$

La transformación de blanqueo es siempre posible, y un método habitual es usar la descomposición de la matriz de covarianza en sus valores propios:

$$E\{\tilde{x} \cdot \tilde{x}^T\} = EDE^T \quad \text{Ec. 9.7}$$

Donde E es la matriz ortogonal de vectores propios de $E\{xx^T\}$ y D es la matriz diagonal de valores propios. Luego el blanqueo puede llevarse a cabo como:

$$\tilde{x} = ED^{-1/2}E^T x \quad \text{Ec. 9.8}$$

Donde la matriz $D^{-1/2}$ es calculada como $D^{-1/2} = \text{diag}(d_1^{-1/2}, \dots, d_n^{-1/2})$. Es fácil verificar que ahora $E\{\tilde{x} \cdot \tilde{x}^T\} = I$.

El proceso de blanqueo transforma la matriz de mezclado en una nueva matriz \tilde{A} que es ortogonal.

$$\tilde{x} = ED^{-1/2}E^T \cdot A \cdot s = \tilde{A} \cdot s \quad \text{Ec. 9.9}$$

$$E\{\tilde{x} \cdot \tilde{x}^T\} = \tilde{A}E\{s \cdot s^T\}\tilde{A}^T = \tilde{A}\tilde{A}^T = I \quad \text{Ec. 9.10}$$

Se puede ver que blanquear reduce el número de parámetros a ser estimados. En lugar de estimar los n^2 parámetros de la matriz original A , solo se necesita estimar $n(n-1)/2$ parámetros de la matriz ortogonal \tilde{A} . Luego se podría decir que este proceso resuelve la mitad del problema de ICA.

Para profundizar en el algoritmo FastICA que es el utilizado en el programa desarrollado, se citan las siguientes referencias (35)(37)(36). En (37) se puede obtener el algoritmo desarrollado para MATLAB, papers explicativos y links de interés.

9.5.4 Conclusiones de ICA

ICA es una técnica estadística de propósito general en donde un conjunto de datos aleatorios observados son linealmente transformados en componentes que son máximamente independientes, y simultáneamente tienen distribuciones “interesantes” (36). ICA puede ser formulado como un modelo de estimación de variable latente. La noción intuitiva de máxima no-Gaussianidad puede ser usada para derivar funciones objetivo diferentes cuya optimización permite la estimación del modelo ICA. Alternativamente, se puede usar nociones más clásicas como maximizar la estimación de probabilidad o minimizar la información mutua para estimar ICA. Sorprendentemente, estas aproximaciones son casi equivalentes. Un método muy eficiente computacionalmente hablando se conoce como el algoritmo FastICA.

Es posible encontrar aplicaciones de ICA en diferentes áreas como procesamiento de audio, de señales biomédicas, de imágenes, en telecomunicaciones y en economía.

9.6 Etapas del software ESMEC

Luego de iniciado el programa diseñado, debe ser ingresado el nombre de la base de datos, con lo que se procede a rescatar las curvas de carga de cuatro días jueves del mes de Enero 2008 para todos los transformadores de poder de Chilectra. Los días elegidos fueron los 4 jueves siguientes: 3, 10, 17, 24.

Las etapas mostradas a continuación describen el procesamiento de los datos hasta llegar a los resultados finales.

9.6.1 Validación:

En esta etapa se eliminan las curvas de carga que presenten potencia activa negativa o nula. El primer motivo indica que no se trata de un transformador de poder, sino de un transformador de interconexión (la base de datos cuenta con datos de muchos transformadores, por lo que se deben seleccionar sólo los de interés). El segundo motivo indica que el equipo se encontraba fuera de servicio ese día, por lo que se elimina del conjunto seleccionado. Finalmente se genera un reporte en un archivo llamado “curvas_eliminadas.xls” en donde se indica el transformador; la fecha; y el motivo de del descarte. El formato de este archivo se muestra en la Tabla 9.7.

Tabla 9.7: Formato de archivo con curvas eliminadas

<i>SSEE</i>	<i>TRANSFORMADOR</i>	<i>DIA</i>	<i>MOTIVO</i>
APOQUINDO	T4	03-01-2008	F/S
APOQUINDO	T4	10-01-2008	F/S
APOQUINDO	T4	17-01-2008	F/S
APOQUINDO	T4	24-01-2008	F/S
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
SAN BERNARDO	T2	03-01-2008	F/S
SAN BERNARDO	T2	10-01-2008	F/S
SAN BERNARDO	T2	24-01-2008	F/S

Una vez filtradas las curvas, se procede a suavizarlas y luego a encontrar la curva de factor de potencia para cada una de ellas. Para suavizar se utiliza la función “smooth” de MATLAB. Como su nombre lo dice, “smooth” suaviza un vector y usando un filtro de media móvil (filtro pasa bajos con coeficiente igual al inverso del tramo usado para sacar el promedio). Los resultados son devueltos en el vector yy . Se usó un “tramo” igual a 5 (que es el que se usa por defecto).

Los primeros elementos del vector yy se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 yy(1) &= y(1) \\
 yy(2) &= (y(1) + y(2) + y(3))/3 \\
 yy(3) &= (y(1) + y(2) + y(3) + y(4) + y(5))/5 \\
 yy(4) &= (y(2) + y(3) + y(4) + y(5) + y(6))/5 \\
 &\dots
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 9.11}$$

Finalmente la etapa entrega las curvas de potencia activa P , potencia reactiva Q y factor de potencia fp suavizadas. La implementación está en la función “selec_y_suaviza.m” (ver sección 9.7.3.1.1).

9.6.2 Cálculo de curvas promedio:

Esta etapa tiene por objeto entregar curvas P , Q promedio para cada tipo de día y por cada transformador. Para esto se comienza calculando las curvas promedio y de desviación estándar para cada uno de ellos. Luego los datos son pasados por un segundo filtro para eliminar las curvas correspondientes a fechas en donde la demanda se comportó de manera anormal, por ejemplo, debido a una falla (para cada transformador). Para esto se calcula el máximo de la desviación estándar entre los días usados para sacar el promedio para cada transformador, la cual llamaremos mx , y se registra la hora a la que corresponde (hr_mx). Luego se usa el criterio siguiente:

Si $mx > 2 * promedio(Dsv_std)$, entonces existe una curva que presenta una anomalía con respecto a las demás.

En seguida se identifica la curva “defectuosa” calculando el máximo de las distancias entre los puntos de cada curva con respecto a las demás, a la hora hr_mx , y se saca del promedio de las curvas de carga. Se vuelven a calcular los promedios P y Q , y las desviaciones estándar. Finalmente se generan 3 archivos .xls con las curvas promedio P ; Q ; y de factor de potencia (FP) de cada transformador. Los nombres respectivos de estos archivos de salida son: promP.xls; promQ.xls; y promFP.xls.

El formato de estos archivos es el que se muestra en la Tabla 9.8.

Tabla 9.8: Formato archivo de salida con curvas promedio

SSEE	TRANSFORMADOR	00:00:00.0	00:15:00.0	...	23:45:00.0
ALONSODECORDOVA	T1	23010.4	22297.3333	...	24483.2
ALONSODECORDOVA	T2	21390.5	20703.7667	...	21682.7
ALTAMIRANO	T1	18972.9	18509.3333	...	18996.9
ALTAMIRANO	T2	30397.5	29782.2	...	30195.9
.
.
.
VITACURA	T3	17242.6667	16718.8889	...	17498.4
VITACURA	T4	19249.5	18593.2333	...	19838.8

La implementación está en la función “dpt.m” (días promedio por transformador). Ver sección 9.7.3.1.2.

Antes de pasar a la siguiente etapa, el programa da la opción de graficar los resultados obtenidos de curvas promedio por transformador, graficando también la desviación estándar, para cada tipo de día. Se muestran las también las curvas que no fueron consideradas para calcular el promedio, con línea punteada.

Luego, ESMEC da la opción de resolver el problema de la descomposición de las curvas mediante el método ICA y mediante el método de los mínimos cuadrados. A continuación se divide cada uno de estos métodos en sus bloques constituyentes.

9.6.3 Método ICA

9.6.3.1 Calcula curvas fuente:

Esta etapa es la base para el cálculo de los parámetros de modelo de carga exponencial para todos los transformadores de Chilectra. Lo primero es rescatar las bases de datos que contienen los parámetros n_p y

n_q de los transformadores ensayados, llamada “*in_param.mdb*”, la cual contiene una tabla en donde se encuentran los parámetros mencionados, diferenciados por bloque horario, como se muestra en la Tabla 9.9.

Tabla 9.9: Formato BD con parámetros de carga asociados a los transformadores ensayados

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	Día	n_{p1}	n_{q1}	n_{p2}	n_{q2}	n_{p3}	n_{q3}
CHACABUCO	T3	semana	0.117	3.130	0.397	2.903	0.399	4.650
LA DEHESA	T3	semana	1.242	23.791	0.705	7.675	1.215	10.399
LOS DOMINICOS	T3	semana	1.066	10.597	0.854	6.035	1.066	10.597
MACUL	T4	semana	1.442	4.970	0.754	4.119	0.946	3.942
PANAMERICANA	T1	semana	0.698	-4.097	0.374	5.278	0.415	-6.939
SAN BERNARDO	T3	semana	0.869	9.251	0.982	7.731	1.014	6.008
SAN CRISTOBAL	T1	semana	0.984	2.990	0.706	4.097	0.889	2.867
SANTA ROSA SUR	T1	semana	0.708	7.266	1.322	4.925	1.064	4.493

Las curvas de carga que sirven para distinguir entre un tipo de consumo u otro son las curvas de potencia activa P . Y para poder realizar comparaciones se normalizan todas las curvas con respecto a su promedio, para mantener la forma de las curvas y lograr que estén todas dentro de un rango estrecho de valores. Luego se identifican los transformadores que fueron ensayados y de los cuales se conoce su modelo de carga, y son usados para encontrar curvas lo más estadísticamente independientes posible usando el algoritmo *fastICA* basado en la técnica estadística ICA (ver sección 9.5).

La implementación está en la función “*calc_ICA.m*” (ver sección 9.7.3.1.8), que entrega como resultado las curvas de carga promedio P de todos los transformadores, normalizadas con su media; lo mismo para las curvas P de los transformadores ensayados en una variable aparte; las curvas base calculadas con “*fastica.m*”(37); y las matrices A y W asociadas al método ICA.

9.6.3.2 Calcula composición de cada curva:

En este bloque del programa se busca una descomposición de cada curva de carga en función de las b curvas base calculadas en la parte anterior. El objetivo es encontrar una matriz de mezclado D ($n \times b$) tal que el vector de curvas de carga normalizadas P pueda ser descrito en función del vector de curvas base S , de la siguiente forma²:

$$[P]_{(n,96)} = [D]_{(n,b)} \cdot [S]_{(b,96)} \quad \text{Ec. 9.12}$$

Para lograrlo solamente se resolvió el sistema lineal usando el operador “/” permitido en MATLAB, que resuelve el problema $X \cdot A = B$ de la forma $X = B/A$.

El resultado para cada curva de carga es entonces del tipo:

$$P_i(t) = d_{i1} \cdot s_1(t) + \dots + d_{ib} \cdot s_b(t) \quad \text{Ec. 9.13}$$

Y es calculado por la función “*compos.m*” (ver sección 9.7.3.1.9) que luego de calcular la composición de la curva P de cada transformador da la opción de graficarlas en conjunto con las curvas originales para verificar visualmente el resultado de la aproximación.

² 96 es el número de muestras o tiempos de cada curva de carga ya que éstas han sido construidas con datos cada 15 minutos, y n es el número de curvas de carga.

9.6.3.3 Calcula parámetros:

Este es el bloque final del programa y consiste en calcular los exponentes n_p y n_q del modelo de carga de cada transformador, a partir de los parámetros conocidos de los equipos base.

Se tiene que:

$$[P] = [D] \cdot [S] \quad \text{Ec. 9.14}$$

$$[P] = [D] \cdot [W] \cdot [P_{med}] \quad \text{Ec. 9.15}$$

Sea $[K] = [D] \cdot [W]$, luego se tendrá:

$$[P]_{(n,96)} = [K]_{(n,b)} \cdot [P_{med}]_{(b,96)} \quad \text{Ec. 9.16}$$

Entonces se ha encontrado una descomposición lineal de cada curva de carga normalizada en función de las curvas con modelo conocido (también normalizadas).

En otras palabras, la curva del transformador i -ésimo se puede aproximar como:

$$P_i(t) = k_{i1} \cdot P_{med_1}(t) + \dots + k_{ib} \cdot P_{med_b}(t) \quad \text{Ec. 9.17}$$

Como todas las curvas de carga están normalizadas, se puede escribir en por unidad cada uno de los modelos de los b transformadores base:

$$P_{med_i} = P_{med_{i0}} \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{np_i} \quad \text{Ec. 9.18}$$

$$P_{med_i} = V^{np_i} \quad \text{Ec. 9.19}$$

Con lo que el modelo de carga del transformador i -ésimo queda (en por unidad):

$$P_i(t) = k_{i1} \cdot V^{np_1} + \dots + k_{ib} \cdot V^{np_b} \approx V^{np_i} \quad \text{Ec. 9.20}$$

La última igualdad se logra aplicando la función *lsqcurvefit* de MATLAB que consiste en un algoritmo de minimización de error cuadrático medio, dado un rango de valores de voltaje entre 0.94 y 1.05, a pasos de 0.01 (en por unidad).

La función implementada en MATLAB que resuelve esta etapa es llamada “calc_exp.m” (sección 9.7.3.1.10). En ella finalmente se escribe un archivo .xls con los resultados de los parámetros n_p y n_q por transformador y por bloque horario. El nombre del archivo generado es: “out_param_semana.xls”. El cual tiene el formato mostrado en la Tabla 9.10 y al igual que etapas anteriores, da la opción de mostrar los resultados en forma gráfica, dibujando las curvas P normalizadas, la curva resultante de la composición lineal y los exponentes n_p en los 3 bloques horarios.

Tabla 9.10: Formato archivo de salida con los parámetros de carga de todos los transformadores

SSEE	TRANSFORMADOR	mañana		mediodía		tarde	
		np	nq	np	nq	np	nq
ALONSO DE CORDOVA	T1	1.23	4.28	0.74	4.26	0.92	3.49
ALONSO DE CORDOVA	T2	1.25	4.16	0.73	4.11	0.92	3.50
ALTAMIRANO	T1	0.87	9.11	0.97	7.65	1.01	5.94
ALTAMIRANO	T2	0.93	7.07	0.83	6.81	0.91	3.67
.
.
.

9.6.4 Método de Mínimos Cuadrados

Al igual que el método ICA, lo primero que se debe hacer es normalizar las curvas de potencia activa (P) por su promedio para poder compararlas, luego se identifica las curvas con modelo de carga conocido, y al igual que en el caso anterior, se buscan ponderadores k_i , pero usando directamente como bases a las curvas P normalizadas, sujeto a las restricciones de que la suma de dichos ponderadores sea 1 y que todos ellos sean mayores o iguales a cero. Luego el problema a resolver para una curva P cualquiera es:

$$P_{i_{est}}(t) = k_{i1} \cdot P_{med_1}(t) + \dots + k_{ib} \cdot P_{med_b}(t) \quad \text{Ec. 9.21}$$

$$\min f = \left(P_i(t) - P_{i_{est}}(t) \right)^2 \quad \text{Ec. 9.22}$$

s. a.

$$\sum_{i=1}^b k_i = 1 \quad \text{Ec. 9.23}$$

$$0 \leq k_i \leq 1 \quad \forall i \in [1, b] \quad \text{Ec. 9.24}$$

Este problema de optimización se resuelve con la subrutina “*solver_2.m*”.

Luego, obtenidos los ponderadores k_i para cada transformador, se estima sus parámetros de modelo de carga como:

$$np_i = \sum_{i=1}^b k_i \cdot np_{base\ i} \quad \text{Ec. 9.25}$$

Finalmente se escribe el archivo de salida “out_param_semana.xls” con los parámetros calculados para cada transformador, y se da la opción de graficar para verificar consistencia en forma visual al igual que en el método ICA.

9.7 Manual de uso de software ESMEC.

9.7.1 Consideraciones previas

El programa ha sido desarrollado en MATLAB, versión 7.4.0.287(R2007a). Para poder correr la aplicación desarrollada deben copiarse los archivos mostrados en la Tabla 9.11 en la carpeta de trabajo del programa, por ejemplo en “Mis documentos\MATLAB”:

Tabla 9.11: Archivos del programa

Desarrollo Propio	Desarrollo Referencia (37)
calc_exp.m	fastica.m
calc_ICA.m	icaplot.m
compos.m	pcamat.m
dpt.m	remmean.m
ESMEC.m	whitenv.m
FO.m	
graficar.m	
metodo_ICA.m	
metodo_min2.m	
selec_y_suaviza.m	
solver_2.m	

También debe contarse con la base de datos de la cual se obtienen las curvas de carga, en el formato que se indica en la Tabla 9.12. Debe de respetarse el orden de las variables que se indican y contener sólo éstas. Por otra parte, el número de filas por transformador debe ser de 96 para 1 día, es decir, la base de datos respeta el formato habitual en que se rescatan los datos, cada 15 minutos.

Tabla 9.12: Formato base de datos

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	FECHA	HORA	P	Q
LA REINA	T1	12-01-2008	0:00:00	12058.4	1736
LA REINA	T1	12-01-2008	0:15:00	11717.2	1626.4
LA REINA	T1	12-01-2008	0:30:00	11424.8	1507.6
LA REINA	T1	12-01-2008	0:45:00	11132.4	1406.8
LA REINA	T1	12-01-2008	1:00:00	10876.8	1342.8
LA REINA	T1	12-01-2008	1:15:00	10438.4	1215.2
LA REINA	T1	12-01-2008	1:30:00	9951.2	1059.6
LA REINA	T1	12-01-2008	1:45:00	9464	959.2
LA REINA	T1	12-01-2008	2:00:00	9062	868
.
.
.
LA REINA	T1	12-01-2008	23:45:00	11619.6	1498.4

La base de datos debe ser agregada al “Administrador de orígenes de datos ODBC” del computador. Para esto se debe acceder a “Panel de control\Herramientas administrativas\Orígenes de datos (ODBC)”. Aparecerá una ventana como la que se muestra en la Figura 9.1.

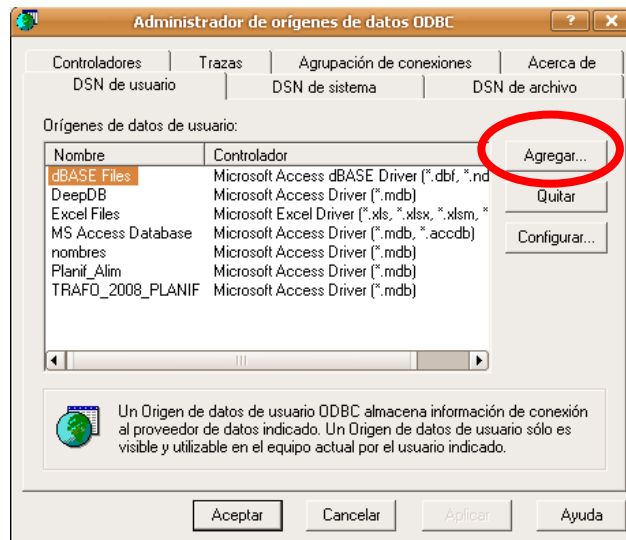


Figura 9.1: Administrador de orígenes de datos ODBC

Al presionar “Agregar...” aparecerá la ventana de la Figura 9.2, de la cual debe seleccionarse la opción “Microsoft Access Driver (*.mdb)”. Luego de presionar “Finalizar” aparecerá la ventana de la Figura 9.3, en donde se debe presionar “Seleccionar...” para buscar la base de datos en el equipo, y finalmente se le debe asignar un “Nombre del origen de datos” que será el usado para llamar a la base desde MATLAB.

La base de datos usada en el presente trabajo, lleva por nombre “Trafo_2008_planif.mdb”, y será referenciada de esa forma de aquí en adelante.

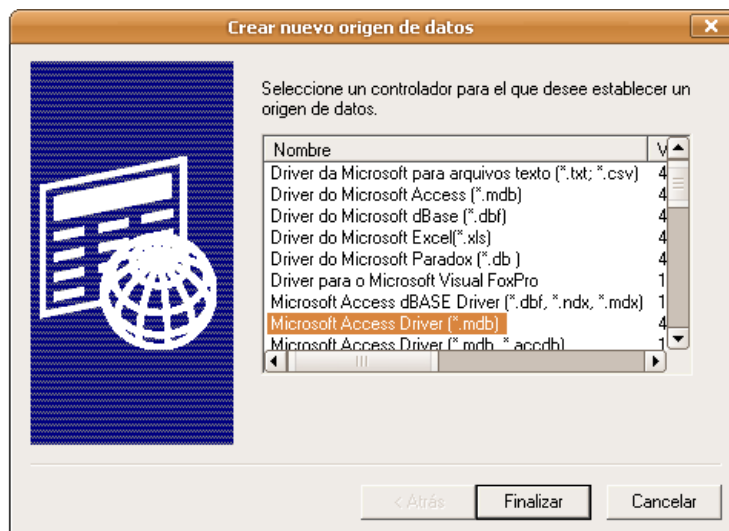


Figura 9.2: Crear nuevo origen de datos

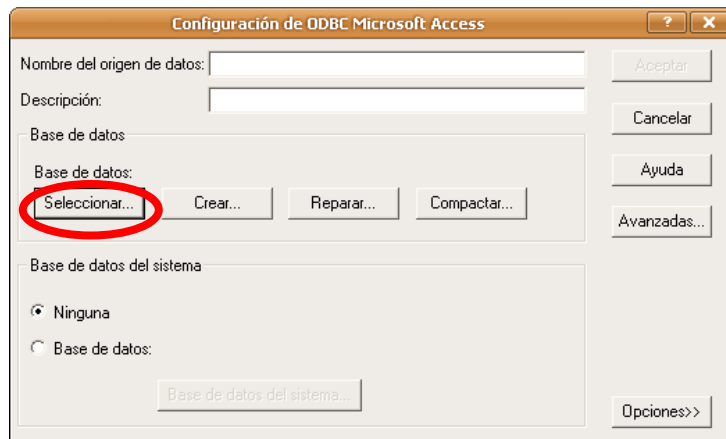


Figura 9.3: Configuración de ODBC MS ACCESS

Antes de comenzar a utilizar “ESMEC” es necesario conocer los parámetros del modelo exponencial de carga asociado al consumo de cada transformador de poder, es decir, se requiere haber realizado las pruebas de variación de tensión en los transformadores predeterminados para los 3 bloques horarios y 3 tipos de día. Estos parámetros deben estar en una base de datos de MS ACCESS que se llamará “in_param.mdb” con el formato que se muestra en la Tabla 9.13. El nombre de esta tabla será “in_param”. Esta base de datos (BD) también debe ser agregada al “Administrador de orígenes de datos ODBC” del computador, de la forma descrita anteriormente.

Es absolutamente necesario respetar los formatos y nombres aquí mencionados ya que es con estos identificadores que son llamados los datos por el programa.

Tabla 9.13: Tabla " in_param" de la BD "in_param.mdb"

SUBESTACION	TRANSFORMADOR	Día	np1	nq1	np2	nq2	np3	nq3
CHACABUCO	T3	semana	0.12	3.129	0.4	2.9	0.4	4.65
LA DEHESA	T3	semana	1.24	23.79	0.71	7.67	1.21	10.4
LOS DOMINICOS	T3	semana	1.07	10.6	0.85	6.04	1.07	10.6
MACUL	T4	semana	1.44	4.969	0.75	4.12	0.95	3.94
PANAMERICANA	T1	semana	0.7	-4.097	0.37	5.28	0.42	-6.94
SAN BERNARDO	T3	semana	0.87	9.251	0.98	7.73	1.01	6.01
SAN CRISTOBAL	T1	semana	0.98	2.99	0.71	4.1	0.89	2.87
SANTA ROSA SUR	T1	semana	0.71	7.266	1.32	4.93	1.06	4.49

Una vez realizados estos pasos, se está en condiciones de comenzar a usar “ESMEC”.

9.7.2 Ejecutando “ESMEC”.

Para empezar a correr el programa se debe escribir su nombre en la ventana de comandos de MATLAB, es decir, se debe tipear: ESMEC sin comillas y presionar ENTER.

En seguida, el programa pide que se ingrese entre comillas simples el nombre de la BD que contiene las curvas de carga. Por ejemplo: ‘Trafo_2008_planif’.

A medida que el programa va avanzando, da la opción de visualizar los resultados parciales de las etapas gráficamente. Simplemente debe escribirse ‘Si’ o ‘No’, la elección no afecta en nada los cálculos, es sólo una alternativa útil para detectar posibles errores. Si la elección es ‘Si’, los gráficos cambiarán al apretar cualquier botón del teclado o Mouse (sobre la imagen) hasta llegar al último.

Una vez que el programa ha terminado, en la carpeta de trabajo de MATLAB se han generado archivos Excel con resultados, los que se explican en la Tabla 9.14.

Tabla 9.14: Archivos de resultados generados

curvas_eliminadas.xls	Muestra las curvas de potencia activa de los transformadores que no fueron consideradas en el programa por presentar potencia activa menor o igual a cero, se imprime la SE, Transformador, Día, y Motivo (Fuera de servicio F/S o Flujo inverso).
promP_enero.xls	Muestra las curvas de carga promedio de potencia activa, calculadas habiendo descartado curvas con comportamiento sospechoso (posible falla), para cada tipo de día.
promQ_enero.xls	Muestra las curvas de carga promedio de potencia reactiva, calculadas con las fechas que no se descartaron al calcular los promedios de potencia activa, para cada tipo de día.
out_param_hábil.xls	Resultados finales de los parámetros del modelo exponencial por bloque horario.

9.7.3 Códigos de las rutinas programadas

En ésta sección se muestran los códigos de las rutinas programadas en MATLAB. Cabe destacar que todos los archivos computacionales requeridos para correr el programa se adjuntan en CD.

9.7.3.1 ESMEC.m

```
%Mensaje de Bienvenida
fprintf('\n*****Bienvenido a ESMEC*****\n\n');

% Set preferences with setdbprefs.
s.DataReturnFormat = 'cellarray';
s.ErrorHandling = 'store';
s.NullNumberRead = 'NaN';
s.NullNumberWrite = 'NaN';
s.NullStringRead = 'null';
s.NullStringWrite = 'null';
s.JDBCDataSourceFile = '';
s.UseRegistryForSources = 'yes';
s.TempDirForRegistryOutput = '';
setdbprefs(s)

% conexion a la base de datos.
% Using ODBC driver.

base=sprintf('%s',input('Ingrese nombre de la BD de entrada entre comillas
simples: '));
conn=database(base, '', '');

% se rescata la base jueves (3,10,17,24) de enero
fprintf('\nRescatando la base de jueves de enero\nEsta operación puede tardar,
espere por favor...\n');
consulta=exec(conn, 'SELECT SUBESTACION, TRANSFORMADOR, FECHA, HORA, P, Q FROM
Trafo_ene_08_cons WHERE FECHA=#1/03/2008# OR FECHA=#1/10/2008# OR
FECHA=#1/17/2008# OR FECHA=#1/24/2008#');
fet=fetch(consulta);
db_ene=fet.data;
```

```

%%%%%%%%SE ELIMINAN CURVAS MALAS (CUANDO EXISTE UNA POTENCIA<=0)%%%%%%%%
out_curv_elim=fopen('curvas_eliminadas.xls','w+');
[nombre_trafo,todasP,todasQ,fp]=selec_y_suaviza(db_ene,out_curv_elim);
fprintf('Revise el archivo: curvas_eliminadas.xls\n');
close all

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% SACO PROMEDIO DEL MES de ENERO
%para jueves
out_promP=fopen('promP.xls','w+'); %archivo de salida tipo .xls
out_promQ=fopen('promQ.xls','w+'); %archivo de salida tipo .xls
out_promFP=fopen('promFP.xls','w+'); %archivo de salida tipo .xls

fprintf(out_promP,'SSEE\tTRANSFORMADOR\t'); %encabezado
fprintf(out_promQ,'SSEE\tTRANSFORMADOR\t');
fprintf(out_promFP,'SSEE\tTRANSFORMADOR\t');

for i=1:96
    [token,remain]=strtok(db_ene{i,4});%encabezado
    fprintf(out_promP,strcat(remain,'\t'));%encabezado
    fprintf(out_promQ,strcat(remain,'\t'));
    fprintf(out_promFP,strcat(remain,'\t'));
end
fprintf(out_promP,'\n'); %paso a la siguiente linea
fprintf(out_promQ,'\n');
fprintf(out_promFP,'\n');

%%calculo los promedios y desviaciones estandar
[nombre_trafo,dias_x_trafo,promP,promQ,promFP,Pstd_desv,Qstd_desv,descartadas]
=dpt(nombre_trafo,todasP,todasQ,out_promP,out_promQ,out_promFP);

%Grafico las curvas promedio y su desviación estandar por trafo
im=sprintf('%s',input('\nDesea ver las curvas P promedio y su Desv_Std?
('Si','No'): '));
if strcmp(im,'Si')==1
    fprintf('Se mostrarán las curvas que no han sido consideradas para el
promedio con línea punteada\n');
    pause(2);
    graficar(dias_x_trafo,nombre_trafo,todasP,promP,Pstd_desv)
end

%Grafico las curvas factor de potencia por trafo
im=sprintf('%s',input('\nDesea ver las curvas FP promedio? ('Si','No'):
'));
t=1:96;
if strcmp(im,'Si')==1
    for i=1:size(promFP,1)
        plot(t,promFP(i,:));
        title(strcat(dias_x_trafo{i,1},', ',dias_x_trafo{i,2}));
        w=waitforbuttonpress;
        close all;
    end
end
end

%Conexion a la base con los parametros de los trafos conocidos

```



```

conn_param=database('in_param','','');

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

%selecciona el método de estimación de parámetros

fprintf('\n Elija el método de estimación a usar:\n');

valido='false';

while strcmp(valido,'false')==1;
    metodo=input('\n Para ICA presione 1 \n Para mínimos cuadrados presione
2:');

    if metodo==1    %resuelve con ICA
        valido='true';
        consulta2=exec(conn_param,'SELECT * FROM in_param WHERE
SUBESTACION='LA DEHESA' OR SUBESTACION='PANAMERICANA' OR SUBESTACION='SAN
CRISTOBAL''');
        fet2=fetch(consulta2);
        db_param=fet2.data;

        metodo_ICA(dias_x_trafo,promP,db_param);
    end

    if metodo==2    %resuelve con minimos cuadrados
        valido='true';
        consulta2=exec(conn_param,'SELECT * FROM in_param WHERE
SUBESTACION<>'SANTA ROSA SUR''');
        fet2=fetch(consulta2);
        db_param=fet2.data;

        metodo_min2(dias_x_trafo,promP,db_param);
    end

    if strcmp(valido,'false');
        fprintf('\n El valor ingresado no es válido, intente nuevamente:');
    end

end

% Close database connection.
close(conn);close(conn_param);
fprintf('\nProceso Finalizado\n');
fprintf('\n*****Gracias por usar ESMEC*****\n');

```

9.7.3.1.1 *selec_y_suaviza.m*

```

function [nombre_trafo,todasP,todasQ,fp]=selec_y_suaviza(db,out_curv_elim)

fprintf(out_curv_elim,'SSEE\tTRANSFORMADOR\tDIA\tMOTIVO\n');
cm=0;    %contador de curvas malas

```

```

a=size(db,1);
a=a/96;
h = waitbar(0, 'Seleccionando y suavizando curvas...');
for k=1:a
    waitbar(k/a)
    nombre_trafo{k-cm,1}=strcat(db{k*96,1});    %Se rescatan las SSEE
    nombre_trafo{k-cm,2}=strcat(db{k*96,2});    %Se rescatan las posiciones
    (trafos)

    [fecha,hora]=strtok(db{k*96,3});
    nombre_trafo{k-cm,3}=fecha;    %Se rescatan los dias
    for j=1:96
        %    veo el motivo de la eliminacion y se imprime
        [fecha,hora]=strtok(db{(j+(k-1)*96),3});

        P=db{(j+(k-1)*96),5};
        Q=db{(j+(k-1)*96),6};

        if P==0
            fprintf(out_curv_elim,strcat(db{(j+(k-1)*96),1},'\t',db{(j+(k-
1)*96),2},'\t',fecha,'\t','F/S\n'));
            cm=cm+1;
            break
        end
        if P<0
            fprintf(out_curv_elim,strcat(db{(j+(k-1)*96),1},'\t',db{(j+(k-
1)*96),2},'\t',fecha,'\t','Flujo Opuesto\n'));
            cm=cm+1;
            break
        end

        %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%elimino curvas "a mano"
        if strcmp(nombre_trafo{k-cm,1},'SAN BERNARDO')*strcmp(nombre_trafo{k-
cm,2},'T2')==1
            fprintf(out_curv_elim,strcat(db{(j+(k-1)*96),1},'\t',db{(j+(k-
1)*96),2},'\t',fecha,'\t','central Carbomet\n'));
            cm=cm+1;
            break
        end

        if strcmp(nombre_trafo{k-cm,1},'SANTA ELENA')*strcmp(nombre_trafo{k-
cm,2},'T1')==1
            fprintf(out_curv_elim,strcat(db{(j+(k-1)*96),1},'\t',db{(j+(k-
1)*96),2},'\t',fecha,'\t','Horno\n'));
            cm=cm+1;
            break
        end

        if strcmp(nombre_trafo{k-cm,1},'LA DEHESA')*strcmp(fecha,'2008-01-
03')==1
            fprintf(out_curv_elim,strcat(db{(j+(k-1)*96),1},'\t',db{(j+(k-
1)*96),2},'\t',fecha,'\t','falla\n'));
            cm=cm+1;
            break
        end
        end
        %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
        %    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    if k>cm

```

```

        todasP(k-cm, j)=P; %Se rescatan las curvas P
        todasQ(k-cm, j)=Q; %Se rescatan las curvas Q
        fp(k-cm, j)=cos(atan(Q/P));
    end
end
%suavizo las curvas
todasP(k-cm, :)=smooth(todasP(k-cm, :));
todasQ(k-cm, :)=smooth(todasQ(k-cm, :));
fp(k-cm, :)=smooth(fp(k-cm, :));
end
close(h)

```

9.7.3.1.2 dpt.m

```

% ENTREGA EL VECTOR DE DIAS PROMEDIO POR TRANSFORMADOR (dpt)
function
[nnc, diasbuenos, promP, promQ, promFP, Pstd_desv, Qstd_desv, descartadas, buenasP]=dp
t(nnc, curvaP, curvaQ, excell, excel2, excel3)

tam=size(nnc,1); %num nombres (curvas)
desc=1;
aux=1;
k=1;
fprintf('\nCalculando curvas promedio...\n');

while k<tam

    dias=1; %inicializo los dias buenos del trafo
    clear Pdias;
    clear Qdias;
    Pdias(dias, :)=curvaP(k, :);
    Qdias(dias, :)=curvaQ(k, :);

    while k<tam
        nncjunk=strcat(nnc{k,1}, ',', nnc{k,2});
        nncjunk1=strcat(nnc{k+1,1}, ',', nnc{k+1,2});
        aux2=strcmp(nncjunk, nncjunk1);
        if aux2==1
            dias=dias+1;
            k=k+1;
            Pdias(dias, :)=curvaP(k, :);
            Qdias(dias, :)=curvaQ(k, :);
        else
            break
        end
    end
end

Pstd_desv(aux, :)=std(Pdias(:, :), 1);
Qstd_desv(aux, :)=std(Qdias(:, :), 1);
%hacer esto despues de tener las curvas definitivas
diasbuenos{aux,1}=nnc{k,1}; %nombre SSEE

diasbuenos{aux,2}=nnc{k,2}; %nombre Trafo
diasbuenos{aux,3}=dias; %num dias para promedio
promP(aux, :)=mean(Pdias); %promedio P

```

```

promQ(aux,:) = mean(Qdias);           %promedio Q
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
diasbuenos{aux,4} = dias;

    %saco curvas que echan a perder el promedio solo si éste se calculó con 3
o 4 días
    [mx, poss] = max(Pstd_desv(aux,:));

    if (mx > 2 * mean(Pstd_desv(aux,:))) && (dias >= 3)           %si el cacho es grande hay
que eliminar una curva si es que son mas de 2
clear sumdif;
    if dias == 3
        sumdif(1) = (Pdias(1, pos) - Pdias(2, pos))^2 + (Pdias(1, pos) - Pdias(3, pos))^2;
        sumdif(2) = (Pdias(2, pos) - Pdias(1, pos))^2 + (Pdias(2, pos) - Pdias(3, pos))^2;
        sumdif(3) = (Pdias(3, pos) - Pdias(1, pos))^2 + (Pdias(3, pos) - Pdias(2, pos))^2;
    end

    if dias == 4
        sumdif(1) = (Pdias(1, pos) - Pdias(2, pos))^2 + (Pdias(1, pos) -
Pdias(3, pos))^2 + (Pdias(1, pos) - Pdias(4, pos))^2;
        sumdif(2) = (Pdias(2, pos) - Pdias(1, pos))^2 + (Pdias(2, pos) -
Pdias(3, pos))^2 + (Pdias(2, pos) - Pdias(4, pos))^2;
        sumdif(3) = (Pdias(3, pos) - Pdias(1, pos))^2 + (Pdias(3, pos) -
Pdias(2, pos))^2 + (Pdias(3, pos) - Pdias(4, pos))^2;
        sumdif(4) = (Pdias(4, pos) - Pdias(1, pos))^2 + (Pdias(4, pos) -
Pdias(2, pos))^2 + (Pdias(4, pos) - Pdias(3, pos))^2;
    end

    [mxs, poss] = max(sumdif);

    %escribo vector de curvas descartadas
descartadas{desc, 1} = nnc{k, 1};           %SSEE
descartadas{desc, 2} = nnc{k, 2};           %Trafo
descartadas{desc, 3} = nnc{k - (dias - poss), 3};           %Fecha

    nnc{k - (dias - poss), 4} = 'eliminada';           %nueva columna para marcar que fue
sacada del promedio esta curva

    promP(aux,:) = (promP(aux,:) * dias - Pdias(poss,:)) / (dias - 1);           %nuevo
promedio con una curva menos
    promQ(aux,:) = (promQ(aux,:) * dias - Qdias(poss,:)) / (dias - 1);

    desc = desc + 1;
    dias = dias - 1;

        Pdias(poss,:) = [];           %elimino la curva mala
        Qdias(poss,:) = [];

    Pstd_desv(aux,:) = std(Pdias(:, :), 1);
    Qstd_desv(aux,:) = std(Qdias(:, :), 1);

    clear Pdias;
    clear Qdias;

```

```

        diasbuenos{aux,4}=dias;           %num dias para promedio efectivamente usados

    end

    aux=aux+1;
    k=k+1;
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Se escribe en excel las curvas promedio P, Q y FP

for fila=1:size(promP,1)
    fprintf(excel1, strcat(diasbuenos{fila,1}, '\t'));
    fprintf(excel1, strcat(diasbuenos{fila,2}, '\t'));
    fprintf(excel2, strcat(diasbuenos{fila,1}, '\t'));
    fprintf(excel2, strcat(diasbuenos{fila,2}, '\t'));
    fprintf(excel3, strcat(diasbuenos{fila,1}, '\t'));
    fprintf(excel3, strcat(diasbuenos{fila,2}, '\t'));

    for i=1:96
        P=promP(fila,i);
        Q=promQ(fila,i);
        promFP(fila,i)=cos(atan(Q/P))*sign(Q);
        fp=promFP(fila,i);
        fprintf(excel1, '%f', P);
        fprintf(excel1, '\t');
        fprintf(excel2, '%f', Q);
        fprintf(excel2, '\t');
        fprintf(excel3, '%f', fp);
        fprintf(excel3, '\t');
    end
    fprintf(excel1, '\n');
    fprintf(excel2, '\n');
    fprintf(excel3, '\n');
end

fprintf('\nSe han calculado las curvas promedio, vea los archivos:
promP_enero_dia.xls y promQ_enero_dia.xls\nDonde "dia" es "ju","sab" o
"dom"\n\n'); %debe depender del mes

```

9.7.3.1.3 graficar.m

```

%grafico curva promedio y sus constituyentes
function []=graficar(dias_x_trafo,nombre_trafo,todasP,promP,Pstd_desv)

t=1:96;
cont=0;
des=0;
for i=1:size(dias_x_trafo,1)

    for j=1:cell2mat(dias_x_trafo(i,3))
        cont=cont+1;
        hold all;
    end
end

```

```

        if strcmp(nombre_trafo(cont,4),'eliminada')==1
            plot(t,todasP(cont,:), 'LineStyle','--');      %lineas no
consideradas en el promedio son punteadas.

        else
            plot(t,todasP(cont,:));
        end
        title(strcat(dias_x_trafo{i,1},', ',dias_x_trafo{i,2},' - Jueves'));

        dias(j)=nombre_trafo(cont,3);
end

plot(t,promP(i,:), 'LineWidth',3);

plot(t,Pstd_desv(i,:));

n=size(dias,2);
dias(n+1)=cellstr('Promedio');
dias(n+2)=cellstr('DsvStd');

legend(dias,4);

w=waitforbuttonpress;
close all;
clear dias;
end

```

9.7.3.1.4 metodo_ICA.m

```

function []=metodo_ICA(dias_x_trafo,promP,db_param)

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

fprintf('\n\nProcediendo con la descomposición en componentes
independientes...\n');
pause(2);

%Calculo ICA con 8 curvas (y normalizo las curvas con su promedio)
[norm,medidos,fuentesP,Ap,Wp]=calc_ICA(dias_x_trafo,promP,db_param);
pause(2);
close all

%Calculo matriz de mezclado de las curvas en función de las curvas base
(fuentes)
D=(norm/fuentesP);          %(nx8)

%Calculo curva resultante de la composicion.
fprintf('\nCalculando curvas resultantes de la composición de JUEVES');
rc=compos(D,fuentesP,norm,dias_x_trafo);
close all

```

```

%Calculo parámetros de los modelos de carga%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%jueves (hábil)
K=D*Wp; % K(nx8) sirve por filas, ie, modelo=suma(K_j*V^nmed_j,1,8)
Vdata=0.94:0.01:1.05;

calc_exp(K,Vdata,db_param,dias_x_trafo,'semana',rc,norm); %se calcula el
exponente con mínimos cuadrados y lo guarda en un excel.

```

9.7.3.1.5 metodo_min2

```

function []=metodo_min2(dias_x_trafo,promP,db_param)

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

cont=1;
s=size(dias_x_trafo,1);

for i=1:s

    norm(i,:)=promP(i,:)./mean(promP(i,:)); %curva normalizada al promedio

    tr=strcat(dias_x_trafo{i,1},',',dias_x_trafo{i,2});
    suma=0;

    for kk=1:size(db_param,1)
        tr_param=strcat(db_param{kk,1},',',db_param{kk,2});

        c1=strcmp(tr,tr_param);
        suma=suma+c1;
    end

    if suma>0
        medidosP(cont,:)=norm(i,:); %curva normalizada al promedio
        cont=cont+1;
    end
end

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

Xbase=medidosP';
Xobj=norm';

for i=1:s
    [K(:,i),Xeval(:,i)]=solver_2(Xbase,Xobj(:,i)); %encontrar las
ponderaciones
end

for j=1:length(db_param(:,1))
    for i=1:6
        npnqbases(j,i)=db_param{j,i+3};
    end
end

```

```

end

nqnqtot=K'*nqnqbases;    %calcula todos los parametros

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

dia=sprintf('%s',input('Ingrese el tipo de día en que se hizo la prueba: '));
out_param_dia=strcat('out_param_',dia, '.xls');

out_param_dia=fopen(out_param_dia, 'w+');    %archivo de salida tipo .xls
fprintf(out_param_dia, '\t \t madrugada \t\t mediodía \t\t tarde \n SSEE\t
TRANSFORMADOR\t np\t nq\t np\t nq\t np\t nq \n');    %encabezado

%lleno con datos el excel
for j=1:s

fprintf(out_param_dia, '%s\t%s\t%f\t%f\t%f\t%f\t%f\t%f\n', dias_x_trafo{j,1}, dia
s_x_trafo{j,2}, nqnqtot(j,1), nqnqtot(j,2), nqnqtot(j,3), nqnqtot(j,4), nqnqtot(j,5
), nqnqtot(j,6));
end

% Grafica resultados
imp=sprintf('%s',input(strcat('\nDesea ver las curvas de día_', dia, ' con sus
exponentes np por horario? ('Si','No'): ')));
if imp=='Si'
t=1:96;
for i=1:s
    plot(t, Xeval(:,i), t, norm(i,:));
    title(strcat('Trafo: ', dias_x_trafo{i,1}, ', ', dias_x_trafo{i,2}, ': np1:
', num2str(nqnqtot(i,1)), ', np2: ', num2str(nqnqtot(i,3)), ', np3:
', num2str(nqnqtot(i,5))));
    ylim([0 2])
    w=waitforbuttonpress;
end
end
close all

```

9.7.3.1.6 solver_2.m

```

function [K, Xeval]=solver_2(Xbase, Xobj)

dim=length(Xbase(1,:)); %debiera ser 7
% K0=zeros(dim,1);
% K0(1)=1;          %inicializo K0
K0=ones(dim,1);
% K=K0;
lb=zeros(dim,1);
ub=ones(dim,1);

% goal=Xobj;    %(96x1)
% weight=abs(goal);

options = optimset('Display','final','GoalsExactAchieve',4,'TolCon',0.001);
Aeq=ones(1,dim);

```



```

beq=1;

F1=@(K) norm(Xbase*K-Xobj); %suma de los cuadrados de las diferencias

% ceq=@(K) K*ones(size(K))'-1; %suma(Ki)=1

K=fmincon(F1,K0,[],[],Aeq,beq,lb,ub,[],options);
Xeval=Xbase*K;

```

9.7.3.1.7 FO.m

```

function F=FO(x,xdata)
% F=xdata^x;
tam=length(xdata);
for i=1:tam
    F(i)=xdata(i)^x;
end

```

9.7.3.1.8 calc_ICA.m

```

%Calcula las curvas base

function [normP,medidos,fuentesP,Ap,Wp]=calc_ICA(nombres,promPs,db)
cont=1;
s=size(nombres,1);

for i=1:s

    normP(i,:)=promPs(i,:)./mean(promPs(i,:)); %curva normalizada al
    promedio

    tr=strcat(nombres{i,1},',',nombres{i,2});
    suma=0;

    for kk=1:size(db,1)
        tr_param=strcat(db{kk,1},',',db{kk,2});

        c1=strcmp(tr,tr_param);
        suma=suma+c1;
    end

    if suma>0
        medidos(cont,:)=normP(i,:); %curva normalizada al promedio
        cont=cont+1;
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Calcular ICA
% fprintf('\nIniciando descomposición ICA\n');
[fuentesP,Ap,Wp]=fastica(medidos,'stabilization','on','displayMode','signals')
; %Se calculan las curvas fuentes P.

```

```

%
[fuentesP,Ap,Wp]=fastica(medidos,'stabilization','on','displayMode','signals')
; %Se calculan las curvas fuentes P.

```

9.7.3.1.9 *compos.m*

```

function rc=compos(D,fuente,norm,nombre)

for i=1:size(D,1) %filas
    suma=0;
    for j=1:size(D,2) %columnas
        suma=D(i,j)*fuente(j,:)+suma;
    end
    rc(i,:)=suma; %resultado composicion
end

%Grafico
imp=sprintf('%s',input('\nDesea ver las curvas reales y resultantes de la
composicion? ('Si','No'): '));
if imp=='Si'
t=1:96;
for i=1:size(D,1)
    plot(t,rc(i,:),t,norm(i,:)); title(strcat(nombre{i,1},', ',nombre{i,2}));
    pause(1);
end
end

```

9.7.3.1.10 *calc_exp.m*

```

function calc_exp(K,xdata,db_exp,nom_trafo,dia,rc,norm)

fprintf('\nCalculando los exponentes del modelo de carga...\n');
pause(2);

out_param_dia=strcat('out_param_',dia, '.xls');

out_param_dia=fopen(out_param_dia,'w+'); %archivo de salida tipo .xls
fprintf(out_param_dia,'\t \t madrugada \t\t mediodía \t\t tarde \n SSEE\t
TRANSFORMADOR\t np\t nq\t np\t nq\t np\t nq \n'); %encabezado

for horario=1:3
    clear ydataP;
    clear ydataQ;

    for j=1:size(K,1)
        for b=1:length(xdata)
            sumaP=0;
            sumaQ=0;
            for a=1:size(K,2)
                sumaP=sumaP+K(j,a)*xdata(b)^db_exp{a,4+(horario-1)*2};
                sumaQ=sumaQ+K(j,a)*xdata(b)^db_exp{a,5+(horario-1)*2};
            end
        end
    end
end

```

```

        ydataP(b)=sumaP;
        ydataQ(b)=sumaQ;
    end
    [nP,resnorm]=lsqcurvefit(@FO,1,xdata,ydataP); %solver que entrega un único
exponente.
    exponentesP(j,horario)=nP;      %exponente np del horario
    [nQ,resnorm]=lsqcurvefit(@FO,1,xdata,ydataQ); %solver que entrega un único
exponente.
    exponentesQ(j,horario)=nQ;      %exponente nq del horario

    if nP<0      %esponentes np negativos serán cero.
        exponentesP(j,horario)=0;
    end
end
end
end

%lleno con datos el excel
for j=1:size(K,1)

fprintf(out_param_dia,'%s\t%s\t%f\t%f\t%f\t%f\t%f\t%f\n',nom_trafo{j,1},nom_trafo{j,2},exponentesP(j,1),exponentesQ(j,1),exponentesP(j,2),exponentesQ(j,2),exponentesP(j,3),exponentesQ(j,3)); %los nq se estan escribiendo en 0!!!!
end

% Grafica resultados
imp=sprintf('%s',input(strcat('\nDesea ver las curvas de día_',dia,' con sus exponentes np por horario? ('Si','No')): '));
if imp=='Si'
t=1:96;
for i=1:size(K,1)
    plot(t,rc(i,:),t,norm(i,:));
    title(strcat('Trafo: ',nom_trafo{i,1},', ',nom_trafo{i,2},': np1: ',num2str(exponentesP(i,1)),', np2: ',num2str(exponentesP(i,2)),', np3: ',num2str(exponentesP(i,3))));
    ylim([0 2])
    w=waitforbuttonpress;
end
end
close all

```

9.8 Parámetros del sistema de Transmisión del SIC reducido.

Generadores														
Nombre	Nodo.	Pot.Act.	Pot.React.	Pot.Apar.	Fact.Pot.	cos(phi)(ind, cap)	Tensión	Limite Min.Pot.React.	Limite Max.Pot.React.	Pmin	Pmax	Factor de clasificación	Pn	Curva de capacidad
		MW	Mvar	MVA			p.u.	p.u.	p.u.	MW	MW		MW	
Antuco_1	PQ	84	-3	84.05	1.00	1	1	-1	1	0	152	1.00	152	1
Antuco_2	PQ	84	0	84.00	1.00	0	1	-1	1	0	152	1.00	152	1
Colbun-1	PV	147	0	147.00	1.00	0	1	-1	1	0	228	1.00	228	1
Colbun-2	PQ	147	16	147.87	0.99	0	1	-1	1	0	228	1.00	228	1
El Toro_1	PV	100	-2	100.02	1.00	1	1	-1	1	0	100	1.00	99.75	1
El Toro_2	PQ	103	-10	103.48	1.00	1	1	-1	1	0	103	1.03	99.75	1
El Toro_3	PV	90	-10	90.55	0.99	1	1	-1	1	0	100	1.00	99.75	1
El Toro_4	PV	100	10	100.50	1.00	0	1	-1	1	0	99.75	1.00	99.75	1
Loma Alta	PQ	38	0	38.00	1.00	0	1	-1	1	0	40	1.05	38	1
Machicura-1	PQ	29	1	29.02	1.00	0	1	-1	1	0	50.35	1.00	50.35	1
Machicura-2	PQ	35	3	35.13	1.00	0	1	-1	1	0	50.35	1.00	50.35	1
Neh TG1	PQ	220	-75	232.43	0.95	1	1	-1	1	0	232.05	1.00	232.05	1
Neh TG2	PV	171	-75	186.72	0.92	1	1	-1	1	0	232.05	1.00	232.05	1
Neh TG_eq	PQ	220	-75	232.43	0.95	1	1	-1	1	0	232.05	1.00	232.05	1
Neh TV1	PQ	109.69	28.47	113.32	0.97	0	1	-1	1	0	148.75	1.00	148.75	1
Neh TV2	PQ	119.66	43.29	127.25	0.94	0	1	-1	1	0	148.75	1.00	148.75	1
Pangue_1	PV	201	22	202.20	0.99	0	1	-1	1	0	228	1.00	228	1
Pangue_2	PQ	220	22	221.10	1.00	0	1	-1	1	0	228	1.00	228	1
Pehuenche1	PV	235.5	0	235.50	1.00	0	1	-1	1	0	275.5	1.00	275.5	1
Pehuenche2	PQ	235.5	66	244.57	0.96	0	1	-1	1	0	275.5	1.00	275.5	1
Ralco1	PV	193.5	0	193.50	1.00	0	1	-1	1	0	381.9	1.00	381.9	1
Ralco2	PV	193.5	30	195.81	0.99	0	1	-1	1	0	381.9	1.00	381.9	1
Rapel1	PQ	43.5	30	52.84	0.82	0	1	-1	1	0	72.2	1.00	72.2	1
Rapel2	PQ	43.5	30	52.84	0.82	0	1	-1	1	0	72.2	1.00	72.2	1
Rapel3	PQ	63	20	66.10	0.95	0	1	-1	1	0	72.2	1.00	72.2	1
Rapel4	PQ	63	20	66.10	0.95	0	1	-1	1	0	72.2	1.00	72.2	1
Rapel5	PQ	63	20	66.10	0.95	0	1	-1	1	0	72.2	1.00	72.2	1

Slsi TG1	PQ	272	67.5	280.25	0.97	0	1	-1	1	0	272	1.13	241.06	1
Slsi TG2	PV	232	67.5	241.62	0.96	0	1	-1	1	0	241.06	1.00	241.06	1
Slsi TV1	PQ	130	0	130.00	1.00	0	1	-1	1	0	138.04	1.00	138.04	1
Slsi TV2	PQ	109.76	25.72	112.73	0.97	0	1	-1	1	0	138.04	1.00	138.04	1

Líneas											
Nombre	Tipo	Terminal i	Terminal j	Lin. Par.	Long.	Inom	Z1	phiz1	R1	X1	
	TypLne,TypTow,TypGeo	Barras	Barras		km	kA	Ohm	deg	Ohm	Ohm	
Ancoa-Itahue 220	ACAR 1400 MCM	Itahue 220	Ancoa 220_2	2	65	2.476	12.584	82.640	1.612	12.480	
Ancoa-Jahuel 500kV (Llegada S/E)	2xAASC 1192.5 MCM _Anc_Jah N°1	Jahuel 500 kV_1	Terminal(1)	1	0.01	1.617	0.003	85.243	0.000	0.003	
Ancoa-Jahuel 500kV (Tramo 1)	ACAR 4x700 - 500kV	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1	Ancoa 500 kV_1	1	0.005	1.617	0.001	85.145	0.000	0.001	
Ancoa-Jahuel 500kV (Tramo 2)	2xAASC 1192.5 MCM _Anc_Jah N°1	Terminal(1)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_2	1	240.5	1.617	80.764	85.243	6.698	80.485	
Ancoa-Pehuenche 220	AAC 1590 MCM Coreopsis	Pehuenche 220	Ancoa 220_2	2	24.5	2.000	4.965	83.839	0.533	4.937	
Ancoa-Polpaico 500kV (Llegada S/E)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	Polpaico 500 kV_1	Terminal(2)	1	0.01	2.082	0.003	85.057	0.000	0.003	
Ancoa-Polpaico 500kV (Tramo 1)	ACAR 4x700 - 500kV	T - Ancoa-Polpaico 500 kV_1	Ancoa 500 kV_1	1	0.005	1.617	0.001	85.145	0.000	0.001	
Ancoa-Polpaico 500kV (Tramo 2)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	Terminal(2)	T - Ancoa-Polpaico 500 kV_2	1	309.7	2.082	86.978	85.057	7.495	86.654	
Ant_Trup_220	CoreopsisH	Trupan	Antuco 220kV_2	1	23.4	1.300	9.001	83.791	0.973	8.948	
Antuco_El Toro_220_1	CoreopsisH	El Toro 220kV	Antuco 220kV_1	1	17.5	1.300	6.731	83.791	0.728	6.692	
Antuco_El Toro_220_2	CoreopsisH	El Toro 220kV	Antuco 220kV_2	1	17.5	1.300	6.731	83.791	0.728	6.692	
CNavia_AMelip_220	ACSR 666.6 MCM	AMelip	B220	2	56	1.302	11.141	75.667	2.758	10.794	
Cand-Maipo 220kV	2x Anemone	Candelaria 220	Maipo 220kV	2	46.4	3.500	7.225	83.306	0.842	7.176	
Charrua-Ancoa 500kV (1)	2xAASC 1192.5 MCM _Anc_Jah N°1	T - Ancoa-Jahuel 500kV_2(1)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1(1)	1	189.67	1.617	63.694	85.243	5.282	63.475	
Charrua-Ancoa 500kV (2)	2xAASC 1192.5 MCM _Anc_Jah N°1	T - Ancoa-Jahuel 500kV_2(2)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1(2)	1	189.67	1.617	63.694	85.243	5.282	63.475	
Charrua-Ancoa 500kV (Tramo1_1)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1(1)	Charrua 500 kV_2	1	0.005	2.082	0.001	85.057	0.000	0.001	
Charrua-Ancoa 500kV (Tramo1_2)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1(2)	Charrua 500 kV_2	1	0.01	2.082	0.003	85.057	0.000	0.003	
Charrua-Ancoa 500kV (Tramo2_1)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	Terminal(4)	Ancoa 500 kV_2	1	0.005	2.082	0.001	85.057	0.000	0.001	
Charrua-Ancoa 500kV (Tramo2_2)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	Terminal(5)	Ancoa 500 kV_1	1	0.01	2.082	0.003	85.057	0.000	0.003	
Charrua_Antuco_220kV_1	CoreopsisH	Antuco 220kV_1	Charrua 220-2	1	67.5	1.300	25.964	83.791	2.808	25.812	
Charrua_Antuco_220kV_2	CoreopsisH	Charrua 220-2	Antuco 220kV_1	1	67.5	1.300	25.964	83.791	2.808	25.812	
Charrua_Pangue_220kV	ACAR 1600 Charrúa_Cholguán	Pangue220kV	Charrua 220-2	1	75.81	1.350	28.465	83.977	2.987	28.307	
Charrua_Trupan_220	CoreopsisH	Trupan	Charrua 220-2	1	44.45	1.300	17.098	83.791	1.849	16.998	
Colb_Cand_220kV-1	2x Anemone	Terminal(6)	Colbun 220-1	1	214.4	1.750	66.769	83.306	7.783	66.314	

Colb_Cand_220kV-2	2x Anemone	Terminal(7)	Colbun 220-1	1	214.4	1.750	66.769	83.306	7.783	66.314
Jahuel-Polpaico 500kV	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	Terminal(3)	Terminal	2	71.91	4.164	10.098	85.057	0.870	10.060
Jahuel-Polpaico 500kV (1)	ACAR 4x700 - 500kV	Jahuel 500 kV_1	Terminal	2	0.01	3.233	0.001	85.145	0.000	0.001
Jahuel-Polpaico 500kV (Llegada S/E)	A. Jahuel - Ancoa ACAR 4x700	Polpaico 500 kV_1	Terminal(3)	2	0.01	4.164	0.001	85.057	0.000	0.001
Maipo-AJAH 220	2x Anemone	Maipo 220kV	BP-220-2	1	0.4	1.750	0.125	83.306	0.015	0.124
Pangue_Trupan_220	ACAR 1600	Pangue220kV	Trupan	1	34.1	1.350	12.804	83.977	1.344	12.733
Polpaico - Quillota 220kV L1(1)	QU_Polp_4xACAR850	B220-1	Quillota 220-2	1	49.47	3.364	11.764	85.180	0.988	11.722
Polpaico - Quillota 220kV L2(1)	QU_Polp_4xACAR850	B220-1	Quillota 220-2	1	49.47	3.364	11.764	85.180	0.988	11.722
Ralco-Charrua 220-1	ACAR 1200 2x220kV Ralco_Charr 2c/f TSusp	Charrua 220-2	Ralco	1	141	1.000	39.851	84.559	3.779	39.671
Ralco-Charrua 220-2	ACAR 1200 2x220kV Ralco_Charr 2c/f TSusp	Ralco	Charrua 220-2	1	141	1.000	39.851	84.559	3.779	39.671
Rapel-AMel_220	ACSR 666.6 MCM	Rapel220kV	AMelip	2	56	1.302	11.141	75.667	2.758	10.794
San Isidro - San Luis 220 kV - L1	Coreopsis	San Luis 220kV	Quillota 220-1	1	7.97	2.000	2.255	86.150	0.151	2.250
San Isidro - San Luis 220 kV - L2	Coreopsis	San Luis 220kV	Quillota 220-1	1	7.97	2.000	2.255	86.150	0.151	2.250

Compensación Paralela												
Nombre	Terminal	Volt.Nom.	Tipo	Máx.Escalón	Escalón Actual	Qmax	Qact	C:Pot.Reac.	Corr. Nom.	Pot.Reac.Nom.	C:Corr.	L:Pot.Reac.
	Barras	kV				Mvar	Mvar	Mvar	A	Mvar	A	Mvar
C_Ancoa220	Ancoa 220_2	220	2	1	1	65	65	65	170.581	65	0	0
C_Charrua 220	Charrua 220-2	220	2	1	1	65	65	65	170.581	65	0	0
C_Maipo220	Maipo 220kV	230	2	4	3	240	180	60	150.613	60	0	0
Jahuel 66 kV_1	66 kV_1	66	2	4	3	132	99	33	288.675	33	0	0
Jahuel 66 kV_2	66 kV_2	66	2	4	3	132	99	33	288.675	33	0	0
Reactor Ancoa 220	Ancoa 220_2	220	1	1	1	75	75	0	0	75	196.824	75
Reactor Ancoa 500kV_1(2)	Terminal(4)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Ancoa 500kV_1(3)	Terminal(5)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Jahuel 500kV_1	Terminal	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Jahuel 500kV_1(1)	Terminal(1)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Polpaico 500kV_1	- Terminal(2)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Polpaico 500kV_2	Terminal(3)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Ancoa - Jahuel 500 kV	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Ancoa - Polpaico 500 kV	T - Ancoa-Polpaico 500 kV_1	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Charrua- Ancoa 500 kV(1)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1(1)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75
Reactor Charrua- Ancoa 500 kV(2)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1(2)	500	1	1	1	75	75	0	0	75	86.603	75

Compensación Serie					
Nombre	Terminal i	Terminal j	V Nom.	Potencia Nominal	Corriente Nominal
	Barras	Barras	kV	MVA	kA
C_Colb_Cand-1	Candelaria 220	Terminal(6)	220	381.051	1.000
C_Colb_Cand-2	Candelaria 220	Terminal(7)	220	381.051	1.000
CompSerie_Ancoa - Jahuel 500 kV	T - Ancoa-Jahuel 500kV_2	T - Ancoa-Jahuel 500kV_1	500	1400.000	1.617
CompSerie_Ancoa - Polpaico 500 kV	T - Ancoa-Polpaico 500 kV_2	T - Ancoa-Polpaico 500 kV_1	500	1400.000	1.617
CompSerie_Charrua- Ancoa 500 kV(1)	Terminal(4)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_2(1)	500	1400.000	1.617
CompSerie_Charrua- Ancoa 500 kV(2)	Terminal(5)	T - Ancoa-Jahuel 500kV_2(2)	500	1400.000	1.617

Transformadores 2D						
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado LV	Trf. Par.	Snom	Autotransformador
	TypTr2	Barras	Barras		MVA	
Autotrafo Ancoa 500-220	Autotrafo Ancoa 500-220	Ancoa 500 kV_2	Ancoa 220_1	2	1500	1
Autotrafo Polpaico	Autotrafo Ancoa 500-220	Polpaico 500 kV_1	B220-2	1	750	1
T1_Neh	173 MVA 10.5/220 kV Nehuenco Vapor	San Luis 220kV	Neh 10.5kV	2	346	0
T1_Sls	164 MVA 15/220 kV Slsidro Vapor	San Luis 220kV	Slsi 15kV	2	324.8	0
T2_Neh	273 MVA 13.8/220 kV Nehuenco Gas	San Luis 220kV	Neh 15.75kV	2	546	0
T2_Slsi	284 MVA 13.8/220 kV Slsidro Gas	San Luis 220kV	Slsi 13.8kV	2	546	0
T_Antuco_1	175 MVA 230/13.8 Hitachi Antuco	Antuco 220kV_1	Terminal(10)	1	175	0
T_Antuco_2	175 MVA 230/13.8 Hitachi Antuco	Antuco 220kV_1	Terminal(11)	1	175	0
T_EiToro_1	120 MVA 230/13.8 kV ASEA El Toro	El Toro 220kV	Terminal(12)	1	121	0
T_EiToro_2	120 MVA 230/13.8 kV ASEA El Toro	El Toro 220kV	Terminal(13)	1	121	0
T_EiToro_3	120 MVA 230/13.8 kV ASEA El Toro	El Toro 220kV	Terminal(14)	1	121	0
T_EiToro_4	120 MVA 230/13.8 kV ASEA El Toro	El Toro 220kV	Terminal(15)	1	121	0
T_Eq_Rapel	85 MVA 13.8/220 Rapel	Rapel220kV	Rapel13.8kV	5	425	0
T_LAlta	42 MVA 220/13.8 kV Loma Alta	Pehuenche 220	LAlta	1	42	0
T_Machicura	53 MVA 230/13.8 kV Machicura	Colbun 220-1	Machicura 13.8kV	2	106	0
T_Pangue_1	290 MVA 230/13.8 kV Pangue	Pangue220kV	Terminal(16)	1	290	0
T_Pangue_2	290 MVA 230/13.8 kV Pangue	Pangue220kV	Terminal(17)	1	290	0

T_Peh	290 MVA 220/13.8 kV Pehuenche	Pehuenche 220	Peh13.8kV	2	580	0
T_Ralco_1	420 MVA 220/13.8 kV Ralco	Ralco	Ralco13.8_1	1	420	0
T_Ralco_2	420 MVA 220/13.8 kV Ralco	Ralco	Ralco13.8_1(1)	1	420	0
T_colbun	240 MVA 230/13.8 kV Colbún	Colbun 220-1	Colbun 13.8kV	2	480	0

Transformadores 3D						
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado LV	Autotransformador
	TypTr3	Barras	Barras	Subestación	Barras	
T1_Charrua 500/200/66	750 MVA 525/230 kV Hitachi	Charrua 500 kV_1	Charrua 220-1		Terminal(8)	ningun
T2_Charrua 500/200/66	750 MVA 525/230 kV Hitachi	Charrua 500 kV_1	Charrua 220-1		Terminal(9)	ningun
T_JAHUEL 500/220 KV 1	750 MVA 525/230 kV Hitachi	Jahuel 500 kV_1	BP-220-2	Alto Jahuel 500kV	66 kV_1	ningun
T_JAHUEL 500/220 KV 2	750 MVA 525/230 kV Hitachi	Jahuel 500 kV_1	BP-220-2	Alto Jahuel 500kV	66 kV_2	ningun

Cargas Equivalentes						
Nombre	Terminal	Pot.Act.	Pot.React.	Pot.Apar.	Fact.Pot.	Fuera de Servicio
	Barras	MW	Mvar	MVA		
AMelipilla	AMelip	92.8	14.5	93.926	0.988	0
Agua Santa 220	San Luis 220kV	27.5	7.5	28.504	0.965	0
CMPC	Maipo 220kV	40	6	40.448	0.989	0
Eq Itahue 220	Itahue 220	99.3	27.2	102.958	0.964	0
Eq Sur	Charrua 220-1	244.8	-4	244.833	1.000	1
EqSur_13hrs	Charrua 220-2	245	60	252.240	0.971	0
Minero	Candelaria 220	200	60	208.806	0.958	0

9.9 Parámetros del sistema de Subtransmisión de Chilectra.

Sistemas Equivalentes					
Nombre	Terminal	T. Barra	Fuera de Servicio	Pot.Act.	Pot.React.
	Barras			MW	Mvar
Alto Jahuel 110kV	- B1_110	PQ	1	0	38.8
Equiv. Alfalfal	Terminal(1)	PQ	0	70	30
Equiv. Carena	- B44	PQ	1	0	0
Equiv. Cordillera	Terminal(2)	PQ	0	45.9	8
Equiv. Florida 12kV	B12-1	PQ	0	10	-1.7
Equiv. Renca	B1 110	PQ	0	320	40
Equiv_ Las Vegas	B1	PQ	1	-39.4	14.3
Equiv_ Las Vegas2	B2	PQ	1	-44.2	11.3
Red Externa(1)	- B2	PQ	0	120	2

Transformadores 3D										
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado HV	Lado MV	Lado MV	Lado LV	Lado LV	Fuera de Servicio	Trf. Par.	Autotransformador
	TypTr3	Subestación	Barras	Subestación	Barras	Subestación	Barras			
Autotra. Buin 220/110kV-400MVA	400MVA T1 BUIN	S/E Buin	B220	S/E Buin	B110	S/E Buin	B13.8	0	1	ningun
Autotra. Chena 220/110kV-400MVA	400MVA T1 CHEN	S/E Chena	B220-1	S/E Chena	B110-1	S/E Chena	B13.8	0	1	ningun
Autotra. El Salto 220/110kV-400MVA	400MVA T1 ESAL	S/E El Salto	B220	S/E El Salto	Salto 110kV	S/E El Salto	Salto_T	0	1	ningun
Autotra. Jahuel 220/110kV-400MVA(1)	390 MVA T1 AJAH (Italrafo)	S/E Alto Jahuel	BP-220-1	S/E Alto Jahuel	B1_110	S/E Alto Jahuel	B13.2	0	1	ningun
T1-CNAV (Hyundai)	400MVA T2 CNAV (Hyundai)	S/E Cerro Navia	B220	S/E Cerro Navia	B1	S/E Cerro Navia	B13.8-1	0	1	ningun
T1-LALM	400MVA T1 LALM	S/E Los Almendros	B220	S/E Los Almendros	B110	S/E Los Almendros	B13.8	0	1	ningun
T2-CNAV (Jeumont)	375 MVA T1 CNAV (Jeumont)	S/E Cerro Navia	B220	S/E Cerro Navia	B2	S/E Cerro Navia	B13.8-2	0	1	ningun

Transformadores 2D							
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado LV	Fuera de Servicio	Trf. Par.	Snom	Autotransformador
	TypTr2	Subestación	Subestación			MVA	
T1-ACOR	ACOR1 (HYUN-T-983039)_50MVA	S/E A. Córdova	S/E A. Córdova	0	1	50	0
T1-ALTA	ALTA1 (TRAF-XA0928A001)_50MVA	S/E Altamirano	S/E Altamirano	0	1	50	0
T1-ANDE	ANDE1 (ABB-59586)_25MVA	S/E Andes	S/E Andes	0	1	25	0
T1-APOQ	APOQ1 (CROM-ET8816/1)_50MVA	S/E Apoquindo	S/E Apoquindo	0	1	50	0
T1-BATU	BATU1 (COEM-111.134-U)_37.5MVA	S/E Batuco	S/E Batuco	0	1	37.5	0
T1-BRAS	BRAS1 (HYUN-T-973059)_50MVA	S/E Brasil	S/E Brasil	0	1	50	0
T1-CARR	CARR1 (G.-E-691714-A)_22.4MVA	S/E Carrascal	S/E Carrascal	0	1	22.4	0
T1-CHAC	CHAC1 (HYUN-T-983038)_50MVA	S/E Chacabuco	S/E Chacabuco	0	1	50	0
T1-CHIP	CHIP1 (RHON-11327)_22.4MVA	S/E Club Hípico	S/E Club Hípico	0	1	22.4	0
T1-CIST	CIST1 (ITEL-D-595-1)_25MVA	S/E Cisterna	S/E Cisterna	0	1	25	0
T1-EMAN	EMAN1 (ABB-59079)_20MVA	S/E El Manzano	S/E El Manzano	0	1	20	0
T1-FLOR	20 MVA Florida	S/E Florida	S/E Florida	0	1	20	0
T1-LACA	LACA1 (CROM-ET8817/1)_37.5MVA	S/E Las Acacias	S/E Las Acacias	0	1	37.5	0
T1-LAGU	LAGU1 (WEST-MCS-0178-1)_10.5MVA	S/E Lo Aguirre	S/E Lo Aguirre	1	1	10.5	0
T1-LAMP	LAMP1 (EFAC-13442)_67MVA	S/E Lampa	S/E Lampa	0	1	67	0
T1-LBOZ	LBOZ1 (ABB-59268)_25MVA	S/E Lo Boza	S/E Lo Boza	0	1	25	0
T1-LCOC	LCOC1 (JEUM-91674)_44.7MVA	S/E Lord Cochrane	S/E Lord Cochrane	0	1	44.7	0
T1-LDEH	LDEH1 (MITS-9048110102)_25MVA	S/E La Dehesa	S/E La Dehesa	0	1	25	0
T1-LDOM(1)	LDOM1 (TOSH-82.09.00137)_22.4MVA	S/E Los Dominicos	S/E Los Dominicos	0	1	22.4	0
T1-LPIN	LPIN1 (ABB-59269)_25MVA	S/E La Pintana	S/E La Pintana	0	1	25	0
T1-LPRA	28 MVA (Si 75.15.002)	S/E Lo Prado	S/E Lo Prado	1	1	28	0
T1-LREI	LREI1 (CEM-H-27442)_20MVA	S/E La Reina	S/E La Reina	0	1	20	0
T1-LVAL	LVAL1 (ITEL-D-595-2)_25MVA	S/E Lo Valledor	S/E Lo Valledor	0	1	25	0
T1-MACU	MACU1 (G.-D-260677)_20MVA	S/E Macul	S/E Macul	0	1	20	0
T1-MAIP	MAIP1 (MITS-9048100101)_25MVA	S/E Maipú	S/E Maipú	0	1	25	0
T1-MALL	MALL1 (G.-E-691088-E)_22.4MVA	S/E Malloco	S/E Malloco	0	1	22.4	0
T1-OCHA	OCHA1 (WEST-4082549Provi)_40MVA	S/E Ochagavía	S/E Ochagavía	0	1	40	0
T1-PAJA	PAJA1 (TOSH-A-99014)_50MVA	S/E Pajaritos	S/E Pajaritos	0	1	50	0
T1-PANA	PANA1 (ITEL-D-595-3)_25MVA	S/E Panamericana	S/E Panamericana	0	1	25	0
T1-POLP	POLP1 (G.E.-E-691088-D)_20MVA	S/E Polpaico	S/E Polpaico-CHI	0	1	20	0

T1-PUDA	PUDA1 (WAGN-9P-1333)_22.4MVA	S/E Pudahuel	S/E Pudahuel	0	1	22.4	0
T1-QUIL	QUIL1 (G.E.-E-691714-B)_22.4MVA	S/E Quilicura	S/E Quilicura	0	1	22.4	0
T1-RECO	RECO1 (MITS-9048100104)_25MVA	S/E Recoleta	S/E Recoleta	0	1	25	0
T1-SBER	SBER1 (RHON-11356)_22.4MVA	S/E San Bernardo	S/E San Bernardo	0	1	22.4	0
T1-SCRI	SCRI1 (G.-8977884Provi)_40MVA	S/E San Cristóbal	S/E San Cristóbal	0	1	40	0
T1-SELE	SELE1 (RHON-9860)_22.4MVA	S/E Santa Elena	S/E Santa Elena	0	1	22.4	0
T1-SJOA	SJOA1 (CROM-ET8777/1)_50MVA	S/E San Joaquín	S/E San Joaquín	0	1	50	0
T1-SJOS	SJOS1 (WEST-699.39.28)_22.4MVA	S/E San José	S/E San José	0	1	22.4	0
T1-SMAR	SMAR1 (TUBO-41840)_50MVA	S/E Santa Marta	S/E Santa Marta	0	1	50	0
T1-SPAB	SPAB1 (CROM-ET8817/2)_37.5MVA	S/E San Pablo	S/E San Pablo	0	1	37.5	0
T1-SRAQ	SRAQ1 (COEM-111114U)_25MVA	S/E Santa Raquel	S/E Santa Raquel	0	1	25	0
T1-SROS	SROS1 (RHON-13548)_25MVA	S/E Santa Rosa	S/E Santa Rosa	0	1	25	0
T1-VITA(1)	VITA1 (CROM-ET8816/2)_50MVA	S/E Vitacura	S/E Vitacura	0	1	50	0
T2-ACOR	ACOR2 (CROM-ET8952A/1)_50MVA	S/E A. Córdova	S/E A. Córdova	0	1	50	0
T2-ALTA	ALTA2 (COEM-111.170-U)_50MVA	S/E Altamirano	S/E Altamirano	0	1	50	0
T2-ANDE	ANDE2 (ABB-59449)_25MVA	S/E Andes	S/E Andes	0	1	25	0
T2-APOQ	APOQ2 (CROM-ET8888/2)_50MVA	S/E Apoquindo	S/E Apoquindo	0	1	50	0
T2-BATU	BATU2 (ABB-PT0012-1)_37.5MVA	S/E Batuco	S/E Batuco	0	1	37.5	0
T2-BRAS	BRASR (CROM-ET8816/4)_50MVA	S/E Brasil	S/E Brasil	0	1	50	0
T2-CARR	CARR2 (WAGN-9S-1043)_22.4MVA	S/E Carrascal	S/E Carrascal	0	1	22.4	0
T2-CHAC	CHAC2 (IEM-261362)_37.5MVA	S/E Chacabuco	S/E Chacabuco	0	1	37.5	0
T2-CHIP	CHIP2 (OSAK-5K0027001)_22.4MVA	S/E Club Hípico	S/E Club Hípico	0	1	22.4	0
T2-CIST	CIST2 (RHON-15040)_35MVA	S/E Cisterna	S/E Cisterna	0	1	35	0
T2-CURA	CURA2 (ALST-C-10407)_10MVA	S/E Curacaví	S/E Curacaví	1	1	10	0
T2-EMAN	EMAN2 (ABB-59080)_20MVA	S/E El Manzano	S/E El Manzano	0	1	20	0
T2-LACA	LACA2 (CROM-ET8889/1)_37.5MVA	S/E Las Acacias	S/E Las Acacias	0	1	37.5	0
T2-LAGU	LAGU2 (WEST-MCS-0178-2)_10.5MVA	S/E Lo Aguirre	S/E Lo Aguirre	1	1	10.5	0
T2-LAMP	LAMP2 (EFAC-13443)_40MVA	S/E Lampa	S/E Lampa	0	1	40	0
T2-LBOZ	LBOZ2 (RHON-13680)_25MVA	S/E Lo Boza	S/E Lo Boza	0	1	25	0
T2-LCOC	LCOC2 (JEUM-91675)_44.7MVA	S/E Lord Cochrane	S/E Lord Cochrane	0	1	44.7	0
T2-LDEH	LDEH2 (TUBO-41841)_50MVA	S/E La Dehesa	S/E La Dehesa	0	1	50	0
T2-LDOM	LDOM2 (ABB-59448)_25MVA	S/E Los Dominicos	S/E Los Dominicos	0	1	25	0
T2-LPIN	LPIN2 (WAGN-9P-1345)_20MVA	S/E La Pintana	S/E La Pintana	0	1	20	0
T2-LPRA	LPR1 (SIND-75.15.002)_28MVA	S/E Lo Prado	S/E Lo Prado	1	1	28	0

T2-LREI	LREI2 (CROM-ET8816/3)_50MVA	S/E La Reina	S/E La Reina	0	1	50	0
T2-LVAL	LVAL2 (ABB-59450)_25MVA	S/E Lo Valledor	S/E Lo Valledor	0	1	25	0
T2-MAIP	MAIP2 (RHON-5759)_22.4MVA	S/E Maipú	S/E Maipú	0	1	22.4	0
T2-MALL	MALL2 (SIND-74.12.002)_22.4MVA	S/E Malloco	S/E Malloco	0	1	22.4	0
T2-OCHA	OCHA2 (CROM-ET8888/4)_50MVA	S/E Ochagavía	S/E Ochagavía	0	1	50	0
T2-PAJA	PAJA2 (ABB-59587)_50MVA	S/E Pajaritos	S/E Pajaritos	0	1	50	0
T2-PANA	PANA2 (TOSH-A-94055)_25MVA	S/E Panamericana	S/E Panamericana	0	1	25	0
T2-PUDA	PUDA2 (SIND-69.12.001)_22.4MVA	S/E Pudahuel	S/E Pudahuel	0	1	22.4	0
T2-QUIL	QUIL2 (ABB-59447)_25MVA	S/E Quilicura	S/E Quilicura	0	1	25	0
T2-RECO	RECO2 (RHON-5760)_22.4MVA	S/E Recoleta	S/E Recoleta	0	1	22.4	0
T2-SBER	SBER2 (SIEM-T-300096)_22.4MVA	S/E San Bernardo	S/E San Bernardo	0	1	22.4	0
T2-SCRI	SCRI2 (WEST-5069128Provi)_40MVA	S/E San Cristóbal	S/E San Cristóbal	0	1	40	0
T2-SELE	SELE2 (TOSH-A-99015)_50MVA	S/E Santa Elena	S/E Santa Elena	0	1	50	0
T2-SJOA	SJOA2 (RHON-12923)_25MVA	S/E San Joaquín	S/E San Joaquín	0	1	25	0
T2-SJOS	SJOS2 (MITS-9048110101)_25MVA	S/E San José	S/E San José	0	1	25	0
T2-SMAR	SMAR2 (CROM-ET8952A/5Provi)_50MVA	S/E Santa Marta	S/E Santa Marta	0	1	50	0
T2-SPAB	SPAB2 (CROM-ET8889/2)_37.5MVA	S/E San Pablo	S/E San Pablo	0	1	37.5	0
T2-SRAQ	SRAQ2 (G.E.-E-691714-C)_22.4MVA	S/E Santa Raquel	S/E Santa Raquel	0	1	22.4	0
T2-SROS	SROS2 (TOSH-A-94054)_25MVA	S/E Santa Rosa	S/E Santa Rosa	0	1	25	0
T2-VITA	VITA2 (CROM-ET8952A/4Provi)_50MVA	S/E Vitacura	S/E Vitacura	0	1	50	0
T3-BATU	BATU3 (WEG-235075Provi)_50MVA	S/E Batuco	S/E Batuco	0	1	50	0
T3-CARR	CARR3 (RHON-9071)_22.4MVA	S/E Carrascal	S/E Carrascal	0	1	22.4	0
T3-CHAC	CHAC3 (CROM-ET8952/1)_50MVA	S/E Chacabuco	S/E Chacabuco	0	1	50	0
T3-CHIP	CHIP3 (TOSH-A-93029)_25MVA	S/E Club Hípico	S/E Club Hípico	0	1	25	0
T3-CIST	CIST3 (TOSH-82.09.00139)_22.4MVA	S/E Cisterna	S/E Cisterna	0	1	22.4	0
T3-CURA	CURA3 (STAN-106649)_4MVA	S/E Curacaví	S/E Curacaví	1	1	4	0
T3-LBOZ	LBOZ3 (ALLI-2-6312-01917-1)_12.5MVA	S/E Lo Boza	S/E Lo Boza	0	1	12.5	0
T3-LDEH_Pend2008	Z_Provisorio 2008 T3 LA Dehesa	S/E La Dehesa	S/E La Dehesa	0	1	50	0
T3-LDOM	LDOM3 (CROM-ET8952A/2)_50MVA	S/E Los Dominicos	S/E Los Dominicos	0	1	50	0
T3-LPIN	LPIN3 (TUSA-7320003)_25MVA	S/E La Pintana	S/E La Pintana	0	1	25	0
T3-LVAL	LVAL3 (CROM-ET8888/1)_50MVA	S/E Lo Valledor	S/E Lo Valledor	0	1	50	0
T3-MACU	MACU3 (TUBO-41842)_50MVA	S/E Macul	S/E Macul	0	1	50	0
T3-MAIP	MAIP3 (TUSA-7.330.001.01)_22.4MVA	S/E Maipú	S/E Maipú	0	1	22.4	0
T3-MALL	MALL3 (RHON-18830)_37.5MVA	S/E Malloco	S/E Malloco	0	1	37.5	0

T3-QUIL	QUIL3 (MITS-9048110103)_25MVA	S/E Quilicura	S/E Quilicura	0	1	25	0
T3-RECO	12.5 MVA (GE E-690202)	S/E Recoleta	S/E Recoleta	0	1	12.5	0
T3-SBER	SBER3 (CROM-ET8952/2)_50MVA	S/E San Bernardo	S/E San Bernardo	0	1	50	0
T3-SCRI	SCRI3 (PAUW-9147211)_50MVA	S/E San Cristóbal	S/E San Cristóbal	0	1	50	0
T3-SELE	SELE3 (MITS-9048100102)_25MVA	S/E Santa Elena	S/E Santa Elena	0	1	25	0
T3-SJOA	SJOA3 (RHON-7499)_22.4MVA	S/E San Joaquín	S/E San Joaquín	0	1	22.4	0
T3-SJOS	SJOS3 (RHON-10553)_22.4MVA	S/E San José	S/E San José	0	1	22.4	0
T3-SMAR	SMAR3 (ITEL-E-536-1)_20MVA	S/E Santa Marta	S/E Santa Marta	0	1	20	0
T3-SROS	SROS3 (SIND-76.12.003)_22.4MVA	S/E Santa Rosa	S/E Santa Rosa	0	1	22.4	0
T3-VITA(1)	VITA3 (HYUN-T-973058)_50MVA	S/E Vitacura	S/E Vitacura	0	1	50	0
T4-ACOR(1)	ACOR4 (G.-D-260342)_20MVA	S/E A. Córdova	S/E A. Córdova	0	1	20	0
T4-APOQ	APOQ4 (RHON-8957)_22.4MVA	S/E Apoquindo	S/E Apoquindo	0	1	22.4	0
T4-LBOZ	LBOZ4 (CROM-ET8952/4)_50MVA	S/E Lo Boza	S/E Lo Boza	0	1	50	0
T4-LPIN	20 MVA (Wg 9P-1345)	S/E La Pintana	S/E La Pintana	0	1	20	0
T4-LREI	LREI4 (CROM-ET8888/3)_50MVA	S/E La Reina	S/E La Reina	0	1	50	0
T4-MACU	MACU4 (CROM-ET8816/5)_50MVA	S/E Macul	S/E Macul	0	1	50	0
T4-PAJA	PAJAR (G.-E-691714-E)_22.4MVA	S/E Pajaritos	S/E Pajaritos	0	1	22.4	0
T4-PANA	PANA3 (RHON-9838)_22.4MVA	S/E Panamericana	S/E Panamericana	0	1	22.4	0
T4-RECO(1)	RECO4 (CROM-ET8952A/3)_50MVA	S/E Recoleta	S/E Recoleta	0	1	50	0
T4-SELE	SELE4 (G.-D-260343)_20MVA	S/E Santa Elena	S/E Santa Elena	0	1	20	0
T4-SJOA	SJOA4 (HYUN-T-973057)_50MVA	S/E San Joaquín	S/E San Joaquín	0	1	50	0
T4-SRAQ	SRAQ4 (CROM-ET8952A/6Provi)_50MVA	S/E Santa Raquel	S/E Santa Raquel	0	1	50	0
T4-SROS	SROS4 (G.-E-691088-F)_22.4MVA	S/E Santa Rosa	S/E Santa Rosa	0	1	22.4	0
T4-VITA(1)	VITA4 (COEM-111.121-U)_50MVA	S/E Vitacura	S/E Vitacura	0	1	50	0
T5-SRAQ	SRAQ5 (CROM-ET8994/2Provi)_50MVA	S/E Santa Raquel	S/E Santa Raquel	0	1	50	0
T6-MACU	MACU6 (CROM-ET8994/1Provi)_50MVA	S/E Macul	S/E Macul	0	1	50	0
TR-CURA	CURAR (B.T.-R-154902)_3.5MVA	S/E Curacaví	S/E Curacaví	1	1	3.5	0
TR-LCOC	LCOC3 (ABB-59588)_50MVA	S/E Lord Cochrane	S/E Lord Cochrane	0	1	50	0
TR-SCRI	SCRI4 (TOSH-A-99013)_50MVA	S/E San Cristóbal	S/E San Cristóbal	0	1	50	0

Líneas										
Nombre	Tipo	Terminal i	Terminal j	Lín. Par.	Long.	Inom	Z1	phiz1	R1	X1
	TypLne,TypTow,TypGeo	Subestación	Subestación		km	kA	Ohm	deg	Ohm	Ohm
Almendros - Florida 110kV L1		S/E Los Almendros	S/E Florida	1	18.26	0.732	7.61795	72.22958	2.325026	7.254476
Almendros - Florida 110kV L2		S/E Los Almendros	S/E Florida	1	18.26	0.732	7.61795	72.22958	2.325026	7.254476
Almendros Alfalfal C1	Para Caso Especial de línea Rapel	S/E Los Almendros	Terminal(1)	1	1	2.082	0	0	0	0
Almendros Alfalfal C2	Para Caso Especial de línea Rapel	Terminal(1)	B220	1	1	2.082	0	0	0	0
Alto Jahuel - Buin 220kV	JAHUEL 220KV-BUIN 220KV	S/E Buin	BP-220-1	1	0.23	1.362	0.09680001	90	0	0.09680001
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV L1	JAHUEL 220KV-LOS ALMENDROS 220KV	S/E Alto Jahuel	B220	1	40.53	1.362	16.9928	81.84692	2.409892	16.82104
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV L2	JAHUEL 220KV-LOS ALMENDROS 220KV	S/E Alto Jahuel	B220	1	40.53	1.362	16.9928	81.84692	2.409892	16.82104
Alto Jahuel - Polpaico 220kV L1	ACAR 4x700+1590 AAC	S/E Alto Jahuel	B220-2	1	71.91	1.527	20.14116	85.08856	1.724402	20.06721
Alto Jahuel - Polpaico 220kV L2	ACAR 4x700+1590 AAC	S/E Polpaico	BP-220-2	1	71.91	1.527	20.14116	85.08856	1.724402	20.06721
Alto Jahuel - Tap Chena 220kV L1	AASC 927.2 MCM (Greeley 220)	TChena220_1	BP-220-1	1	26.8	0.779	10.42404	79.08498	1.97382	10.23546
Alto Jahuel - Tap Chena 220kV L2	AASC 927.2 MCM (Greeley 220)	TChena220_2	BP-220-1	1	26.8	0.779	10.42404	79.08498	1.97382	10.23546
Arr. Lampa 220kV L1	TAP LAMPA-LAMPA	Terminal	B220	1	0.1	1.004	0	0	0	0
Arr. Lampa 220kV L2	TAP LAMPA-LAMPA	Terminal	- B220	1	0.1	1.004	0	0	0	0
Buin - Torre 1 110kV L1	BUIN-TORRE 1	S/E Buin	Torre 1 L1	1	0.44	2.008	0.1108048	78.69006	0.02173061	0.1086531
Buin - Torre 1 110kV L2	BUIN-TORRE 1	S/E Buin	Torre 1 L2	1	0.44	2.008	0.1108048	78.69006	0.02173061	0.1086531
C.Navia - Chena 110kV L1		S/E Cerro Navia	B110-1	1	12.17	0.809	4.563428	75.17806	1.167397	4.411582
C.Navia - Chena 110kV L2		S/E Cerro Navia	B110-1	1	12.17	0.809	4.563428	75.17806	1.167397	4.411582
C.Navia - Lo Prado		S/E Cerro Navia	B110	1	18.98	0.43	8.763609	58.96771	4.517825	7.509334
C.Navia - Renca 110kV L1		S/E Renca	B1	1	4.74	2.724	1.106894	82.39712	0.146449	1.097164
C.Navia - Renca 110kV L2		S/E Renca	B2	1	4.74	2.724	1.106894	82.39712	0.146449	1.097164
C.Navia - San Cristobal 110kV L1		S/E Cerro Navia	B110	1	22.26	0.563	7.028975	72.98794	2.056489	6.721409
C.Navia - San Cristobal 110kV L2		S/E Cerro Navia	B110	1	22.26	0.563	7.028975	72.98794	2.056489	6.721409
C.Navia - San Pablo 110kV	C. NAVIA-SAN PABLO	S/E Cerro Navia	B110-1	1	3.94	2.008	1.071028	79.33965	0.1981257	1.052543
C.Navia - Tap Chena 220kV L1	ACSR 666.6 MCM	S/E Cerro Navia	TChena220_1	1	12.25	0.651	4.892986	76.86034	1.1123	4.764883
C.Navia - Tap Chena 220kV L2	ACSR 666.6 MCM	S/E Cerro Navia	TChena220_2	1	12.25	0.651	4.892986	76.86034	1.1123	4.764883
C1_T1-T6_Tap Vitacura	AASC 630 mm2 (110 kV)	Tap Vitacura 1	BN110-1	1	1.53	1.183	0.5550882	77.73523	0.1179172	0.5424191
C2_T1-T6_Tap Vitacura	AASC 500 mm2 (110 kV)	Tap Vitacura 2	BN110-2	1	1.53	1.183	0.5550882	77.73523	0.1179172	0.5424191
CNAV-LAGU_T99-LAGU	AASC 250 MCM 110 kV	Terminal(1)	B110	1	1	0.381	0.5148786	56.24882	0.28606	0.4281
CNavia-Las Vegas L1		S/E Cerro Navia	B2	1	76.4	1	35.68423	60.57282	17.53227	31.08028
CNavia-Las Vegas L2		S/E Cerro Navia	B1	1	76.4	1	35.68423	60.57282	17.53227	31.08028

Chena - Ochagavía L1		S/E Ochagavía	B110-1	1	8.700001	2.008	2.231247	78.87092	0.4306753	2.189288
Chena - Ochagavía L2		S/E Ochagavía	B110-1	1	8.700001	2.008	2.231247	78.87092	0.4306753	2.189288
Chena - Tap Chena 220kV L1	TAP CHENA-CHENA 220KV	S/E Chena	TChena220_1	1	0.41	1.362	0.1335154	71.56506	0.04222127	0.1266638
Chena - Tap Chena 220kV L2	TAP CHENA-CHENA 220KV	TChena220_2	B220-1	1	0.41	1.362	0.1335154	71.56506	0.04222127	0.1266638
El Salto - San Cristobal 110kV L1	AASC 400 mm2 (110 kV)	S/E El Salto	B110	1	11.28	1.004	4.275218	75.10982	1.098591	4.131657
El Salto - San Cristobal 110kV L2	AASC 400 mm2 (110 kV)	S/E El Salto	B110	1	11.28	1.004	4.275218	75.10982	1.098591	4.131657
Espejo - Buin 110kV L1		Espejo 1	B110	1	21.2	1.036	5.95709	78.19697	1.21851	5.831137
Espejo - Buin 110kV L2		Espejo 2	B110	1	21.2	1.036	5.95709	78.19697	1.21851	5.831137
Florida - Tap Sta Raquel 110kV L1	TAP STA.RAQUEL-FLORIDA	Tap Santa Raquel 1	B110-1	1	5.93	0.905	2.221044	72.7185	0.6597978	2.120779
Florida - Tap Sta Raquel 110kV L2	TAP STA.RAQUEL-FLORIDA	S/E Florida	Tap Santa Raquel 2	1	5.93	0.905	2.221044	72.7185	0.6597978	2.120779
Florida Laja C1	Para Caso Especial de línea Laja	Terminal(2)	B110-1	1	1	2.082	0	0	0	0
Florida Laja C2	Para Caso Especial de línea Laja	Terminal(2)	B110-1	1	1	2.082	0	0	0	0
Lo Prado - Curacavi	LO PRADO CURACAVI	S/E Lo Prado	B44	1	14	0.43	7.210425	54.51975	4.185091	5.871562
Ochagavía_L.Cochrane - Metro	AASC 400 mm2 (110 kV)	S/E Lord Cochrane	B110-1	1	0.4	0.88	0.1505304	75.45195	0.037812	0.145704
Ochagavía - Florida 110 kV L1		S/E Ochagavía	B110-1	1	16.97	0.865	5.34302	75.10348	1.373552	5.163451
Ochagavía - Florida 110 kV L2		S/E Ochagavía	B110-1	1	16.97	0.865	5.34302	75.10348	1.373552	5.163451
Ochagavía - Metro 110 kV	AASC 800 MCM (110 kV)	S/E Lord Cochrane	B110	1	5.2	0.91	1.775831	74.64159	0.47034	1.712412
Polpaico - C.Navía 110kV L1	ACSR 636 MCM	S/E Cerro Navía	B220-2	1	29.8	0.892	11.84743	75.32759	3.00086	11.46108
Polpaico - C.Navía 110kV L2	ACSR 636 MCM	S/E Polpaico	B220	1	29.8	0.892	11.84743	75.32759	3.00086	11.46108
Polpaico - El Salto 110kV L1	2xAASC 630 mm2(Polp-ElSalto)	S/E Polpaico	B220	1	49.9	2.724	15.09676	84.34329	1.488055	15.02324
Polpaico - El Salto 110kV L2	2xAASC 630 mm2(Polp-ElSalto)	S/E El Salto	B220-2	1	49.9	2.724	15.09676	84.34329	1.488055	15.02324
Puente1	TORRE 18 A-TORRE 60	Torre 59 1	T60_C1	1	0	1.004	0	0	0	0
Puente2	TORRE 18 A-TORRE 60	Torre 59 2	T60_C2	1	0	1.004	0	0	0	0
Renca - Brasil L1		S/E Renca	B110-1	1	3	2.008	0.7619159	79.93932	0.1331	0.7502001
Renca - Brasil L2		S/E Renca	B110-2	1	3	2.008	0.7619159	79.93932	0.1331	0.7502001
Renca - Metro 110 kV	AASC 3x800 mm2	S/E Renca	BP110-2	1	5.2	1.8	0.5411463	63.45957	0.2418	0.48412
Renca_L.Cochrane - Metro	AASC 3x800 mm2	S/E Lord Cochrane	B110-2	1	0.4	1.8	0.04162664	63.45957	0.0186	0.03724
Salto - Almendros 110 kV L1		S/E El Salto	B110	1	17.54	1.004	5.598244	78.88705	1.079026	5.493272
Salto - Almendros 110 kV L2		S/E El Salto	B110	1	17.54	1.004	5.598244	78.88705	1.079026	5.493272
San Bernardo - Malloco 110kV	S.BERNARDO-MALLOCO	S/E San Bernardo	B-110	1	13.6	0.371	7.854102	49.36052	5.115355	5.959871
Sta Rosa - Tap Pintana 110kV L1	TAP LA PINTANA-STA.ROSA SUR	Santa Rosa 1	Tap Pintana 1	1	4.52	2.008	1.163213	79.1597	0.218768	1.142455
Sta Rosa - Tap Pintana 110kV L2	TAP LA PINTANA-STA.ROSA SUR	Santa Rosa 2	Tap Pintana 2	1	4.52	2.008	1.163213	79.1597	0.218768	1.142455
T18 - La Dehesa 110 kV L2	TAP LA DEHESA-LA DEHESA	Torre 18 2B	B110-2	1	4.72	0.562	2.175059	59.40863	1.106913	1.872332
T28 - SanPablo 110kV	C. NAVIA-SAN PABLO	Terminal	B110-2	1	0.0001	2.008	0.00002718	79.33965	0.00000503	0.00002671

Tap A.Córdova 110kV L1a	TAP A. CORDOVA 2-A. CORDOVA	S/E A. Córdova	Terminal	1	0.05	0.865	0.03025	90	0	0.03025
Tap A.Córdova 110kV L2a	TAP A. CORDOVA 2-A. CORDOVA	Terminal	B110-2	1	0.05	0.865	0.03025	90	0	0.03025
Tap Acacias 110kV L1	TAP LAS ACACIAS-LAS ACACIAS	Espejo 1	B110-1	1	0.05	1.362	0.03025	90	0	0.03025
Tap Acacias 110kV L2	TAP LAS ACACIAS-LAS ACACIAS	Espejo 1	B110-2	1	0.05	1.362	0.03025	90	0	0.03025
Tap Altamirano 110kV L2	TAP ALTAMIRANO-ALTAMIRANO	S/E Altamirano	Terminal	1	0.69	0.43	0.3622506	54.24612	0.2116647	0.2939788
Tap Altamirano 110kV L1	TAP ALTAMIRANO-ALTAMIRANO	S/E Altamirano	Terminal	1	0.69	0.43	0.3622506	54.24612	0.2116647	0.2939788
Tap Andes 110 kV L1	TAP ANDES-ANDES	Terminal(1)	B110-1	1	0.05	1.362	0.02016667	90	0	0.02016667
Tap Andes 110 kV L2	TAP ANDES-ANDES	Terminal(1)	B110-2	1	0.05	1.362	0.02016667	90	0	0.02016667
Tap Apoquindo 110kV L1	TAP APOQUINDO-APOQUINDO	LALM-ESAL_C1_T36	B110-1	1	0.05	1.362	0.03025	90	0	0.03025
Tap Apoquindo 110kV L2	TAP APOQUINDO-APOQUINDO	LALM-ESAL_C2_T36	B110-2	1	0.05	1.362	0.03025	90	0	0.03025
Tap Batuco L1	TAP BATUCO-BATUCO	Terminal	B0.0	1	0.05	0.342	0.03382053	26.56505	0.03025	0.015125
Tap Batuco L2	TAP BATUCO-BATUCO	Terminal	B1.0	1	0.05	0.342	0.03382053	26.56505	0.03025	0.015125
Tap Brasil - Carrascal 110kV L1	TAP CARRASCAL-CARRASCAL	Tap Brasil 1	B110-1	1	0.57	0.43	0.2966512	54.46232	0.172425	0.241395
Tap Brasil - Carrascal 110kV L2	TAP CARRASCAL-CARRASCAL	Tap Brasil 2	B110-2	1	0.57	0.43	0.2966512	54.46232	0.172425	0.241395
Tap Chacabuco 110kV L1	TAP CHACABUCO-CHACABUCO	Terminal(2)	B110-1	1	4.2	2.008	1.132045	79.53082	0.2057	1.1132
Tap Chacabuco 110kV L2	TAP CHACABUCO-CHACABUCO	Terminal(2)	B110-2	1	4.2	2.008	1.132045	79.53082	0.2057	1.1132
Tap Cisterna 110kV L1	TAP CISTERNA-CISTERNA	Tap Cisterna 1	B110-1	1	1.84	1.362	0.6448888	80.53768	0.1060191	0.6361143
Tap Cisterna 110kV L2	TAP CISTERNA-CISTERNA	S/E Cisterna	Tap Cisterna 2	1	1.84	1.362	0.6448888	80.53768	0.1060191	0.6361143
Tap Club Hipico 110kV L1	TAP C.HIPICO-C.HIPICO	Terminal	B110-1	1	0.33	0.43	0.1706348	55.30485	0.09712703	0.1402946
Tap Club Hipico 110kV L2	TAP C.HIPICO-C.HIPICO	Terminal	B110-2	1	0.33	0.43	0.1706348	55.30485	0.09712703	0.1402946
Tap El Manzano 220kV L1	TAP EL MANZANO-EL MANZANO	C1-T41	B220-1	1	0.001	0.865	0.00053778	90	0	0.00053778
Tap El Manzano 220kV L2	TAP EL MANZANO-EL MANZANO	C2-T41	B220-1	1	0.001	0.865	0.00053778	90	0	0.00053778
Tap FFCC 110kV L1	AASC 2x400 (CHILECTRA) FFCC - Ochagavía	FFCC 1	- B110-1_FFCC	1	0.2	0.86	0.05195645	79.10531	0.00982	0.05102
Tap FFCC 110kV L2	AASC 2x400 (CHILECTRA) FFCC - Ochagavía	S/E FFCC	FFCC 2	1	0.2	0.86	0.05195645	79.10531	0.00982	0.05102
Tap La Reina 110 kV L1	TAP LA REINA-LA REINA	Terminal(2)	B110-1	1	5.2	1.362	1.819644	80.10174	0.3127954	1.792558
Tap La Reina 110 kV L2	TAP LA REINA-LA REINA	Terminal(2)	B110-2	1	5.2	1.362	1.819644	80.10174	0.3127954	1.792558
Tap Lo Boza 110kV L1	TAP LO BOZA-LO BOZA	Terminal	B110-1	1	2.7	0.562	1.269538	59.78272	0.6389337	1.097037
Tap Lo Boza 110kV L2	TAP LO BOZA-LO BOZA	Terminal	B110-2	1	2.7	0.562	1.269538	59.78272	0.6389337	1.097037
Tap Lo Valledor 110 kV L2	TAP LO VALLEDOR-LO VALLEDOR	Terminal(3)	B110-1	1	4.11	0.562	1.890792	59.53445	0.9586698	1.629739
Tap Lo Valledor 110kV L1	TAP LO VALLEDOR-LO VALLEDOR	Terminal(3)	B110-2	1	4.11	0.562	1.890792	59.53445	0.9586698	1.629739
Tap Los Dominicos 110kV L1	TAP LOS DOMINICOS-LOS DOMINICOS	Tap Dominicos 1	B110-1	1	4.78	0.563	2.168477	59.44759	1.102294	1.867416
Tap Los Dominicos 110kV L2	TAP LOS DOMINICOS-LOS DOMINICOS	Tap Dominicos 2	B110-2	1	4.78	0.563	2.168477	59.44759	1.102294	1.867416
Tap Macul 110 kV L1	TAP MACUL-MACUL	S/E Macul	Terminal(3)	1	0.39	1.362	0.1366884	80.53768	0.02247143	0.1348286
Tap Macul 110 kV L2	TAP MACUL-MACUL	S/E Macul	Terminal(3)	1	0.39	1.362	0.1366884	80.53768	0.02247143	0.1348286

Tap Maipú 110 kV L1	TAP MAIPU-MAIPU	S/E Maipú	Terminal(4)	1	0.01	1.362	0.00403333	90	0	0.00403333
Tap Maipú 110 kV L2	TAP MAIPU-MAIPU	S/E Maipú	Terminal(4)	1	0.01	1.362	0.00403333	90	0	0.00403333
Tap P.Peuco L1	AASC 315 mm2 (110 kV)	Terminal(1)	- B1	1	0.05	0.76	0.01867596	71.14691	0.006035	0.017674
Tap P.Peuco L2	AASC 315 mm2 (110 kV)	Terminal(1)	B1	1	0.05	0.76	0.01867596	71.14691	0.006035	0.017674
Tap Pajaritos 110 kV L1	TAP PAJARITOS-PAJARITOS	S/E Pajaritos	Terminal(2)	1	2.2	1.362	0.7648944	80.24757	0.1295664	0.7538408
Tap Pajaritos 110 kV L2	TAP PAJARITOS-PAJARITOS	S/E Pajaritos	Terminal(2)	1	2.2	1.362	0.7648944	80.24757	0.1295664	0.7538408
Tap Panamericana 110 kV L2	TAP LO ESPEJO-LO ESPEJO	Terminal	B110-2	1	0.05	1.73	0.02016667	90	0	0.02016667
Tap Panamericana110 kV L1	TAP LO ESPEJO-LO ESPEJO	Terminal	B110-1	1	0.05	1.73	0.02016667	90	0	0.02016667
Tap Pintana - Torre1 110kV L1	TORRE 1-PINTANA	Tap Pintana 1	Torre 1 L1	1	12.55	2.008	3.227413	79.1956	0.605	3.1702
Tap Pintana - Torre1 110kV L2	TORRE 1-PINTANA	Tap Pintana 2	Torre 1 L2	1	12.55	2.008	3.227413	79.1956	0.605	3.1702
Tap Pintana 110kV L1	TAP LA PINTANA-LA PINTANA	Tap Pintana 1	B110-1	1	0.06	0.865	0.02705642	63.43494	0.0121	0.0242
Tap Pintana 110kV L2	TAP LA PINTANA-LA PINTANA	Tap Pintana 2	B110-2	1	0.06	0.865	0.02705642	63.43494	0.0121	0.0242
Tap Pudahuel 110 kV L1	TAP PUDAHUEL-PUDAHUEL	Terminal	B110-1	1	0.01	1.362	0.00605	90	0	0.00605
Tap Pudahuel 110 kV L2	TAP PUDAHUEL-PUDAHUEL	Terminal	B110-2	1	0.01	1.362	0.00605	90	0	0.00605
Tap Quilicura 110kV L1	TAP QUILICURA-QUILICURA	Terminal(1)	B110-1	1	0.3	1.362	0.1068654	80.90972	0.01688372	0.1055233
Tap Quilicura 110kV L2	TAP QUILICURA-QUILICURA	Terminal(1)	B110-2	1	0.3	1.362	0.1068654	80.90972	0.01688372	0.1055233
Tap Recoleta 110kV L1	TAP RECOLETA-RECOLETA	Terminal(3)	B110-1	1	0.19	0.43	0.1032796	57.99462	0.05473809	0.08758096
Tap Recoleta 110kV L2	TAP RECOLETA-RECOLETA	Terminal(3)	B110-2	1	0.19	0.43	0.1032796	57.99462	0.05473809	0.08758096
Tap Sn Bernardo 110kV L1	TAP SAN BERNARDO-SAN BERNARDO	Bernardo 1	B110-1	1	0.1	0.865	0.05411284	63.43495	0.0242	0.0484
Tap Sn Bernardo 110kV L2	TAP SAN BERNARDO-SAN BERNARDO	Bernardo 2	B110-2	1	0.1	0.865	0.05411284	63.43495	0.0242	0.0484
Tap Sn Joaquin 110 kV L1	TAP SAN JOAQUIN-SAN JOAQUIN	S/E San Joaquín	Joaquin 110kV_1	1	0.01	1.362	0.00403333	90	0	0.00403333
Tap Sn Joaquin 110 kV L2	TAP SAN JOAQUIN-SAN JOAQUIN	S/E San Joaquín	Joaquin 110kV_2	1	0.01	1.362	0.00403333	90	0	0.00403333
Tap Sn José 110 kV L1	TAP S.JOSE-S.JOSE	Terminal(1)	B110-1	1	2.12	0.43	1.101366	54.38915	0.6413	0.8954
Tap Sn José 110 kV L2	TAP S.JOSE-S.JOSE	Terminal(1)	B110-2	1	2.12	0.43	1.101366	54.38915	0.6413	0.8954
Tap Sta Elena 110 kV L1	TAP S.ELENA-S.ELENA	S/E Santa Elena	Terminal(2)	1	1.9	1.362	0.6659177	80.53768	0.1094762	0.6568572
Tap Sta Elena 110 kV L2	TAP S.ELENA-S.ELENA	S/E Santa Elena	Terminal(2)	1	1.9	1.362	0.6659177	80.53768	0.1094762	0.6568572
Tap Sta Marta 110 kV L1	TAP S.MARTA-S.MARTA	Terminal(5)	B110-1	1	3.9	1.362	1.367549	80.37184	0.2287271	1.348286
Tap Sta Marta 110 kV L2	TAP S.MARTA-S.MARTA	Terminal(5)	B110-2	1	3.9	1.362	1.367549	80.37184	0.2287271	1.348286
Tap Sta Raquel - Sta Rosa 110kV L1	STA.ROSA SUR-TAP STA.RAQUEL	Tap Santa Raquel 1	Santa Rosa 1	1	0.89	0.905	0.3291555	72.89728	0.09679996	0.3146
Tap Sta Raquel - Sta Rosa 110kV L2	STA.ROSA SUR-TAP STA.RAQUEL	Tap Santa Raquel 2	Santa Rosa 2	1	0.89	0.905	0.3291555	72.89728	0.09679996	0.3146
Tap Sta Raquel 110 kV L1	TAP S.RAQUEL-RAQUEL	Tap Santa Raquel 1	S/E Santa Raquel	1	2.87	0.43	1.490453	54.51602	0.8651709	1.213643
Tap Sta Raquel 110 kV L2	TAP S.RAQUEL-RAQUEL	Tap Santa Raquel 2	S/E Santa Raquel	1	2.87	0.43	1.490453	54.51602	0.8651709	1.213643
Tap Sta Rosa 110 kV L1	TAP S.ROSA-S.ROSA	Santa Rosa 1	S/E Santa Rosa	1	0.05	0.43	0.04277996	45	0.03025	0.03025
Tap Sta Rosa 110 kV L2	TAP S.ROSA-S.ROSA	Santa Rosa 2	S/E Santa Rosa	1	0.05	0.43	0.04277996	45	0.03025	0.03025

Torre 18 - La Dehesa 110kV L1	TAP LA DEHESA-LA DEHESA	Torre 18 1B	S/E La Dehesa	1	4.72	0.562	2.175059	59.40863	1.106913	1.872332
Torre1 - Jahuel 110kV L1	JAHUEL-TORRE 1	Torre 1 L1	S/E Alto Jahuel	1	0.47	1.2	0.18445	71.56505	0.05832822	0.1749846
Torre1 - Jahuel 110kV L2	JAHUEL-TORRE 1	Torre 1 L2	S/E Alto Jahuel	1	0.47	1.2	0.18445	71.56505	0.05832822	0.1749846

Compensación Paralela													
Nombre	Terminal	Fuera de Servicio	Volt.Nom.	Tipo	Máx.Escalón	Escalón Actual	Qmax	Qact	C:Pot.Reac.	Corr. Nom.	Pot.Reac.Nom.	C:Corr.	L:Pot.Reac.
	Subestación		kV				Mvar	Mvar	Mvar	A	Mvar	A	Mvar
BC1-ACOR	S/E A. Córdoba	1	12	2	4	2	9.6	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-ALTA	S/E Altamirano	1	12	2	2	2	7.2	7.2	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC1-ANDE	S/E Andes	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-APOQ	S/E Apoquindo	1	12	2	2	2	7.2	7.2	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC1-BRAS	S/E Brasil	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-BUIN	S/E Buin	0	110	2	1	1	40	40	40	209.9456	40	0	0
BC1-CARR	S/E Carrascal	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-CHAC	S/E Chacabuco	1	12	2	3	3	7.2	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-CHENA	S/E Chena	0	110	2	1	1	40	40	40	209.9456	40	0	0
BC1-CHIP	S/E Club Hípico	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC1-LBOZ	S/E Lo Boza	1	12	2	1	1	3.6	3.6	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC1-LCOC	S/E Lord Cochrane	1	12	2	3	3	10.8	10.8	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC1-LREI	S/E La Reina	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-LVAL1	S/E Lo Valledor	1	12	2	3	3	7.2	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-MACU	S/E Macul	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-MAIP	S/E Maipú	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC1-PAJA	S/E Pajaritos	1	12	2	2	2	7.2	7.2	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC1-QUIL	S/E Quilicura	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-SCRI	S/E San Cristóbal	1	12	2	2	2	14.4	14.4	7.2	346.4102	7.2	0	0
BC1-SJOA	S/E San Joaquín	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-SMAR	S/E Santa Marta	1	12	2	4	2	9.6	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC1-SPAB	S/E San Pablo	1	23	2	1	1	3.6	3.6	3.6	90.36787	3.6	0	0
BC1-VITA	S/E Vitacura	1	12	2	3	3	10.8	10.8	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC2-ACOR	S/E A. Córdoba	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0

BC2-ALTA	S/E Altamirano	1	12	2	2	1	4.8	2.4	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-ANDE	S/E Andes	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-APOQ	S/E Apoquindo	1	12	2	3	2	7.2	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-BRAS	S/E Brasil	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-CARR	S/E Carrascal	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-CHAC	S/E Chacabuco	1	23	2	2	1	10	5	5	125.5109	5	0	0
BC2-CHIP	S/E Club Hípico	1	12	2	1	1	2.4	2.4	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-LBOZ	S/E Lo Boza	1	12	2	1	1	3.6	3.6	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC2-LCOC	S/E Lord Cochran	1	12	2	1	1	10.8	10.8	10.8	519.6152	10.8	0	0
BC2-LREI	S/E La Reina	1	12	2	3	3	7.2	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-MAIP	S/E Maipú	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC2-OCHA	S/E Ochagavía	1	12	2	1	1	7.2	7.2	7.2	346.4102	7.2	0	0
BC2-PAJA	S/E Pajaritos	1	12	2	3	3	10.8	10.8	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC2-SBER	S/E San Bernardo	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-SCRI	S/E San Cristóbal	1	12	2	2	2	14.4	14.4	7.2	346.4102	7.2	0	0
BC2-SELE	S/E Santa Elena	1	12	2	3	3	7.2	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-SJOA	S/E San Joaquín	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC2-SJOS	S/E San José	1	12	2	4	3	9.6	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC2-SPAB	S/E San Pablo	1	23	2	1	1	3.6	3.6	3.6	90.36787	3.6	0	0
BC3-CIST	S/E Cisterna	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC3-LVAL	S/E Lo Valledor	1	12	2	3	3	7.2	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC3-MACU	S/E Macul	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC3-MAIP	S/E Maipú	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC3-QUIL	S/E Quilicura	1	12	2	2	2	7.2	7.2	3.6	173.2051	3.6	0	0
BC3-SCRI	S/E San Cristóbal	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC3-SELE	S/E Santa Elena	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC3-SJOA	S/E San Joaquín	1	12	2	1	1	4.8	4.8	4.8	230.9401	4.8	0	0
BC3-VITA	S/E Vitacura	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC4-LBOZ	S/E Lo Boza	1	12	2	3	3	7.2	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC4-LREI	S/E La Reina	1	12	2	3	2	7.2	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC4-RECO4	S/E Recoleta	1	12	2	4	3	9.6	7.2	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC4-SJOA	S/E San Joaquín	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC4-SRAQ	S/E Santa Raquel	1	12	2	2	2	4.8	4.8	2.4	115.4701	2.4	0	0
BC4-VITA	S/E Vitacura	1	12	2	4	4	9.6	9.6	2.4	115.4701	2.4	0	0

CCEE_JAhuel 220	S/E Alto Jahuel	0	220	2	1	1	65	65	65	170.5808	65	0	0
CNAV-BCO	S/E Cerro Navia	0	13.8	2	3	3	60	60	20	836.7395	20	0	0
C_AJ_13.2	S/E Alto Jahuel	0	13.2	2	3	2	75	50	25	1093.466	25	0	0
Reactor_JAhuel 220	S/E Alto Jahuel	0	220	0	1	1	75	75	72	0	75	196.824	1800

Cargas																	
Terminal	Terminal	Fuera de Servicio	Modo de Entrada	Pot.Act	Pot.React.	Pot.Apar	I	Fact.Pot.	cos(phi)(ind,ca)	Tensió	Factor de	np1	nq1	np2	nq2	np3	nq3
Subestación	Barras			MW	Mvar	MVA	kA		p)	n	escala						
										p.u.							
S/E A. Córdova	B12-1	0	DEF	42.1	-2.5	42.17416	2.029105	0.9982415	1	1	1	1.23	4.23	0.74	4.26	0.92	3.47
S/E A. Córdova	B12-2	0	DEF	36.7	-1.9	36.74915	1.768094	0.9986626	1	1	1	1.25	4.16	0.73	4.11	0.92	3.50
S/E Altamirano	B12-1	0	PQ	22.1	1.2	22.13256	1.064853	0.9985291	0	1	1	0.87	9.11	0.97	7.65	1.01	5.94
S/E Altamirano	B12-2	0	PQ	44.2	2.3	44.2598	2.129451	0.9986489	0	1	1	0.92	6.79	0.83	6.78	0.90	3.54
S/E Andes	B12-1	0	PQ	15.3	-3.7	15.74103	0.7573406	0.9719822	1	1	1	1.24	16.65	0.76	6.74	1.11	8.04
S/E Andes	B12-2	0	PQ	20	-2.1	20.10995	0.9675403	0.9945326	1	1	1	1.09	7.36	0.88	6.21	0.98	5.09
S/E Apoquindo	BP12-1	0	PQ	38.2	7.6	38.94868	1.873919	0.9807777	0	1	1	1.27	5.76	0.79	4.84	0.95	4.27
S/E Apoquindo	BP12-2	0	PQ	42.7	0.5	42.70293	2.054546	0.9999315	0	1	1	1.22	5.65	0.80	4.98	0.95	4.25
S/E Batuco	B23-1	0	PQ	22.7	7.4	23.87572	0.5993327	0.9507567	0	1	1	0.90	6.96	0.56	6.39	0.76	0.52
S/E Batuco	B23-2	0	PQ	11.6	3.6	12.14578	0.3048857	0.9550641	0	1	1	0.81	3.28	0.60	6.33	0.70	-0.86
S/E Batuco	B23-3	0	PQ	22.6	3.3	22.83966	0.5733253	0.9895069	0	1	1	1.03	15.48	0.86	7.71	1.10	7.89
S/E Brasil	B12-1	0	PQ	44.3	3.5	44.43805	2.138026	0.9968935	0	1	1	1.10	4.72	0.77	5.03	0.91	3.38
S/E Brasil	B12-2	0	PQ	12.5	-3.3	12.92826	0.6220114	0.9668738	1	1	1	1.04	3.25	0.71	4.10	0.90	3.01
S/E Carrascal	B12-1	0	PQ	14.8	-0.6	14.81216	0.7126502	0.9991792	1	1	1	0.98	7.21	0.89	6.38	0.97	5.00
S/E Carrascal	B12-2	0	PQ	17.2	-0.8	17.2186	0.8284301	0.9989201	1	1	1	0.87	5.63	0.81	6.84	0.86	2.68
S/E Chacabuco	B12-1	0	PQ	22.9	1.9	22.97869	1.105563	0.9965757	0	1	1	0.74	1.85	0.44	5.49	0.56	-2.53
S/E Chacabuco	B23-2	0	PQ	22.1	-0.8	22.11448	0.5551217	0.9993455	1	1	1	0.62	2.32	0.45	5.04	0.54	-0.86
S/E Chacabuco	B23-3	0	PQ	20.3	6.1	21.1967	0.5320835	0.9576963	0	1	1	0.12	3.13	0.40	2.90	0.40	4.65
S/E Club Hípico	BP12-1	0	PQ	15.6	1.2	15.64609	0.7527727	0.9970545	0	1	1	1.20	3.94	0.73	4.11	0.92	3.38
S/E Club Hípico	BP12-2	0	PQ	22.5	2.7	22.66142	1.090298	0.9928768	0	1	1	1.21	3.97	0.73	4.11	0.92	3.40
S/E Club Hípico	BP12-3	0	PQ	21.3	6.8	22.35911	1.075753	0.9526317	0	1	1	1.18	4.15	0.74	4.26	0.92	3.48

S/E Cisterna	B12-1	0	PQ	19.7	-2	19.80126	0.9526888	0.994886	1	1	1	1.2	12.4	0.7	6.1	1.0	6.64
												5	7	9	3	5	
S/E Cisterna	B12-2	0	PQ	24.2	1.9	24.27447	1.167906	0.996932	0	1	1	1.1	6.87	0.8	5.7	0.9	4.86
												9	5	3	8		
S/E Cisterna	B12-3	0	PQ	21.8	4	22.16393	1.066363	0.983579	0	1	1	1.1	10.6	0.8	6.3	1.0	6.12
												6	0	4	3	3	
S/E Curacaví	- B12-2	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	1.0	4.68	0.7	4.2	0.8	4.06
												4	0	0	9	4	
S/E Curacaví	B12-3	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
												0	0	0	0	0	
S/E El Manzano	B23-1	0	PQ	15.5	5.2	16.34901	0.4103958	0.948069	0	1	1	0.9	8.26	0.5	6.3	0.7	0.74
												4	2	4	7		
S/E El Manzano	B23-2	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
												0	0	0	0	0	
S/E Cerro Navia	B2	0	DEF	14	5	14.86607	0.0780266	0.941741	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
												0	0	0	0	0	
S/E FFCC	B110-1_FFCC	0	PQ	0.8	0.1	0.806225	0.0042315	0.992277	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
												0	0	0	0	0	
S/E FFCC	B110-2_FFCC	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
												0	0	0	0	0	
S/E Florida	B12-1	0	PQ	13	0	13	0.6254628	1	0	1	1	1.2	20.8	0.7	7.1	1.1	9.39
												7	4	1	2	7	
S/E Las Acacias	B23-1	0	PQ	24.6	7.4	25.68891	0.6448478	0.957611	0	1	1	0.8	3.06	0.6	5.7	0.6	0.01
												3	0	0	1	9	
S/E Lo Aguirre	B12	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.9	11.4	0.8	7.5	1.0	5.93
												4	8	7	1	1	
S/E Lampa	B23-1	0	PQ	43.4	0	43.4	1.089435	1	0	1	1	0.7	-4.10	0.3	5.2	0.4	-6.94
												0	7	8	2		
S/E Lampa	B23-2	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.8	5.22	0.4	6.0	0.6	-1.14
												8	8	8	8		
S/E Lo Boza	BP12-1	0	PQ	15.5	-3.4	15.86852	0.7634746	0.976776	1	1	1	0.6	-0.13	0.4	4.2	0.5	-0.99
												1	7	8	4		
S/E Lo Boza	BP12-2	0	PQ	11.9	0.2	11.90168	0.5726199	0.999858	0	1	1	0.8	1.99	0.4	5.7	0.5	-3.07
												1	4	6	9		
S/E Lo Boza	BP12-4	0	PQ	40.1	5.2	40.43575	1.945466	0.991696	0	1	1	0.9	7.48	0.5	6.5	0.7	1.10
												1	9	1	9		
S/E Lord Cochrane	BP12-1	0	PQ	35.9	0	35.9	1.72724	1	0	1	1	1.0	3.40	0.7	4.1	0.9	3.09
												8	2	0	0		
S/E Lord Cochrane	BP12-2	0	PQ	33.3	-2.4	33.38638	1.606303	0.997412	1	1	1	1.0	3.09	0.7	4.1	0.8	2.92
												1	1	0	9		
S/E La Dehesa	BP12-1	0	PQ	17.3	1.9	17.40402	0.8373514	0.994023	0	1	1	1.1	10.8	0.8	6.1	1.0	6.12
												8	5	1	4	3	
S/E La Dehesa	BP12-2	0	PQ	10.6	1.7	10.73546	0.5165098	0.987382	0	1	1	1.0	14.1	0.8	7.1	1.0	7.36
												9	1	4	7	8	
S/E La Dehesa	B1	0	PQ	3	1.2	3.231099	0.0811076	0.928476	0	1	1	1.2	23.7	0.7	7.6	1.2	10.4
												4	9	1	7	1	0
S/E Los Dominicos	B12-1	0	PQ	23.3	5.2	23.87321	1.1486	0.975989	0	1	1	1.1	6.46	0.8	5.5	0.9	4.64
												6	4	7	7		
S/E Los Dominicos	B12-2	0	PQ	21.9	1.4	21.9447	1.055815	0.997962	0	1	1	1.0	10.6	0.8	6.0	1.0	10.6
												7	0	5	4	7	0
S/E La Pintana	B12-1	0	PQ	17.4	1.5	17.46453	0.8402628	0.996304	0	1	1	1.1	18.4	0.7	7.3	1.1	8.72
												7	9	7	3	4	
S/E La Pintana	B12-2	0	PQ	12.4	4	13.0292	0.6268676	0.951708	0	1	1	1.1	13.4	0.8	6.9	1.0	7.11
												3	7	3	0	7	
S/E La Pintana	B12-4	0	PQ	17.8	2.5	17.9747	0.8648083	0.990280	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
												0	0	0	0	0	
S/E Lo Prado	B12	0	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.9	8.51	0.7	7.0	0.8	3.25
												0	5	2	9		
S/E La Reina	BP12-1	0	PQ	17.2	-1.3	17.24906	0.8298957	0.997155	1	1	1	1.1	21.4	0.7	7.6	1.1	9.68
												8	0	5	8	8	
S/E La Reina	BP12-2	0	PQ	33.5	6.9	34.20322	1.645603	0.97944	0	1	1	1.0	18.0	0.8	7.7	1.1	8.67
												9	7	1	0	3	

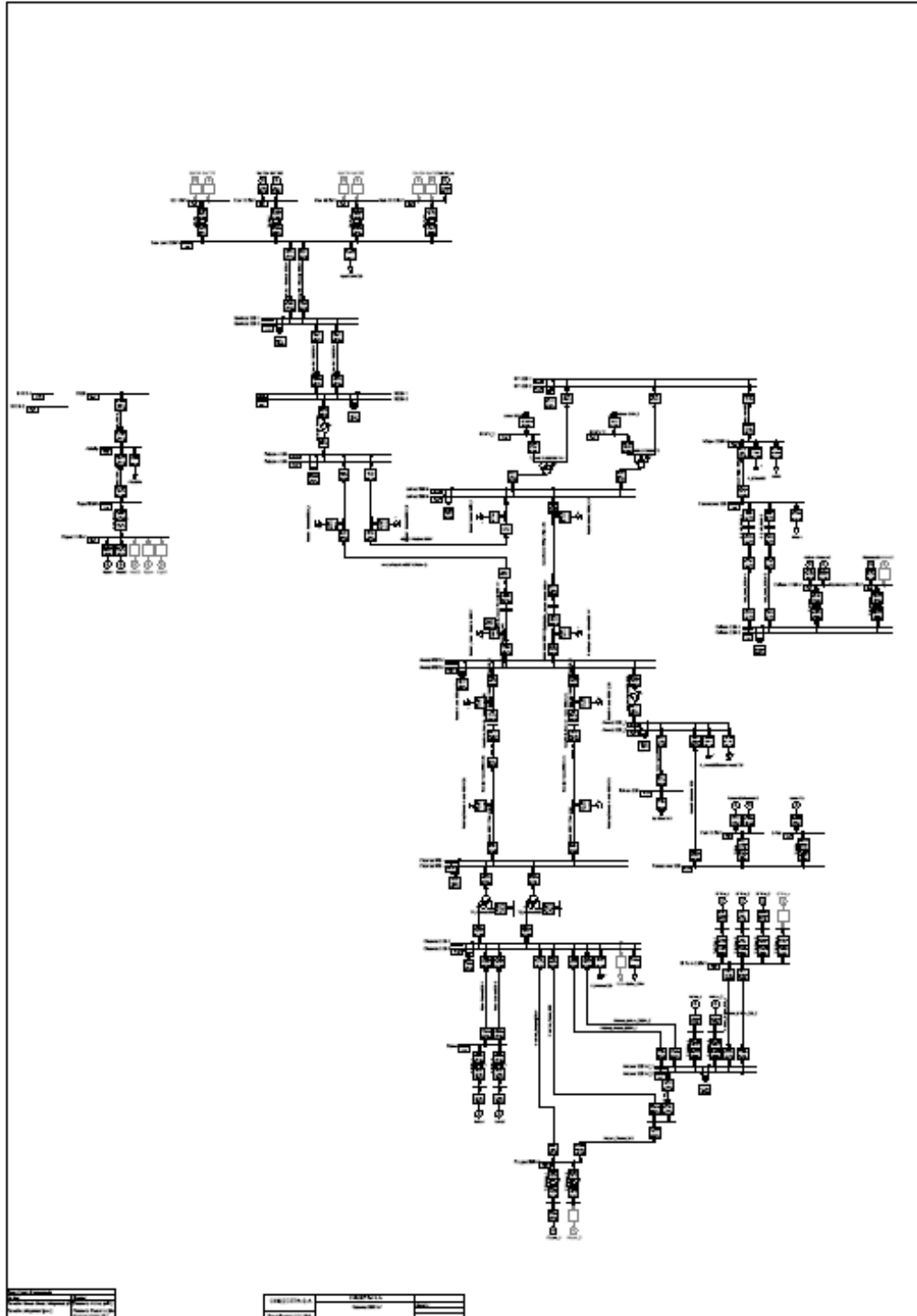
S/E La Reina	BP12-4	0	PQ	24.1	-4.1	24.44627	1.176172	0.9858356	1	1	1	1.1	18.1	0.8	7.7	1.1	8.68
S/E Lo Valledor	B12_1	0	PQ	25.8	1.3	25.83273	1.242878	0.998733	0	1	1	0.7	2.61	0.6	6.1	0.6	-0.36
S/E Lo Valledor	B12_2	0	PQ	26	0.6	26.00692	1.251259	0.9997338	0	1	1	0.6	6.98	0.7	6.0	0.8	5.35
S/E Lo Valledor	B12_3	0	PQ	11.5	-3.1	11.9105	0.5730442	0.9655346	1	1	1	1.2	6.90	0.8	5.2	0.9	4.77
S/E Macul	B12-3	0	PQ	24.6	-2.4	24.7168	1.189187	0.9952747	1	1	1	1.3	4.35	0.7	4.1	0.9	3.60
S/E Macul	BP12-2	0	PQ	29.6	-5	30.01933	1.444306	0.9860314	1	1	1	1.4	4.97	0.7	4.1	0.9	3.94
S/E Macul	B20-6	0	PQ	6.9	-1.6	7.083078	0.2044709	0.9741527	1	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Maipú	B12-1	0	PQ	17.4	1.8	17.49286	0.8416254	0.9946918	0	1	1	0.5	-1.99	0.3	4.6	0.4	-3.79
S/E Maipú	B12-2	0	PQ	19.6	6.3	20.58762	0.9905223	0.9520286	0	1	1	1.1	4.08	0.6	5.1	0.8	1.76
S/E Maipú	B12-3	0	PQ	16.7	0.7	16.71466	0.8041847	0.9991227	0	1	1	1.0	4.32	0.6	5.0	0.7	1.01
S/E Malloco	B1	0	PQ	15.1	2.6	15.32221	0.73719	0.9854978	0	1	1	1.0	6.13	0.8	6.2	0.9	3.36
S/E Malloco	B2	0	PQ	11.3	3.1	11.71751	0.5637589	0.9643689	0	1	1	1.2	15.5	0.7	6.7	1.1	7.69
S/E Malloco	B3	0	PQ	17.7	5.2	18.44804	0.463086	0.9594518	0	1	1	0.9	8.91	0.5	6.4	0.7	1.14
S/E Metro	B110-1	0	PQ	24.2	0	24.2	0.1270171	1	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Metro	B110-2	0	PQ	20	0	20	0.1049728	1	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Ochagavía	B12-1	0	PQ	40.2	2.8	40.29739	1.938809	0.9975831	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Pajaritos	BP12-1	0	PQ	42	2	42.04759	2.023016	0.9988682	0	1	1	1.3	14.3	0.7	5.9	1.0	7.17
S/E Pajaritos	BP12-2	0	PQ	32.8	5.8	33.30886	1.602573	0.984723	0	1	1	1.1	16.0	0.8	7.1	1.1	7.93
S/E Panamericana	B12-1	0	PQ	20.9	5.1	21.51325	1.035057	0.9714943	0	1	1	0.7	-4.10	0.3	5.2	0.4	-6.94
S/E Panamericana	B12-2	0	PQ	19.7	4.1	20.12213	0.9681264	0.9790217	0	1	1	0.7	-4.10	0.3	5.2	0.4	-6.94
S/E Polpaico-CHI	B23-1	0	PQ	3.6	0.6	3.649657	0.09161438	0.9863939	0	1	1	0.6	4.04	0.4	5.0	0.5	0.43
S/E Polpaico	-B1	0	PQ	3.6	0.6	3.649657	0.01915573	0.9863939	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Pudahuel	B12-1	0	PQ	15.2	2.1	15.34438	0.7382568	0.9905907	0	1	1	1.2	23.3	0.7	7.6	1.2	10.2
S/E Pudahuel	B12-2	0	PQ	20.3	1.8	20.37965	0.9805162	0.9960918	0	1	1	1.2	17.9	0.7	7.0	1.1	8.50
S/E Quilicura	BP12-1	0	PQ	18.8	1.5	18.85975	0.9073899	0.9968321	0	1	1	1.0	15.3	0.7	7.4	1.0	6.98
S/E Quilicura	BP12-2	0	PQ	16.3	2	16.42224	0.7901154	0.9925564	0	1	1	1.2	4.03	0.7	4.1	0.9	3.43
S/E Quilicura	BP12-3	0	PQ	16.2	-3.7	16.61716	0.7994935	0.9748958	1	1	1	0.9	11.2	0.7	7.2	0.9	4.97
S/E Recoleta	B12-1	0	PQ	20.3	4.8	20.85977	1.003616	0.9731651	0	1	1	1.0	5.20	0.7	5.0	0.9	4.00
S/E Recoleta	B12-2	1	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Recoleta	B12-3	1	PQ	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.00
S/E Recoleta	B12-4	0	PQ	40.6	-3.1	40.71818	1.959054	0.9970977	1	1	1	1.0	8.97	0.7	5.3	0.9	5.64

S/E San Bernardo	B12-1	0	PQ	14.9	1.7	14.99667	0.7215274	0.9935542	0	1	1	1.16	7.18	0.86	5.90	0.98	4.99
S/E San Bernardo	B12-2	0	PQ	-0.1	-0.1	0.1414214	0.00680414	0.7071068	0	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E San Bernardo	B12-3	0	PQ	42.1	6.7	42.6298	2.051027	0.987572	0	1	1	0.87	9.25	0.98	7.73	1.01	6.01
S/E San Cristóbal	BP12-1	0	PQ	37.3	-0.9	37.31086	1.795119	0.999709	1	1	1	0.98	2.99	0.71	4.10	0.89	2.87
S/E San Cristóbal	BP12-2	0	PQ	38.6	-0.8	38.60829	1.857542	0.9997853	1	1	1	0.98	2.99	0.71	4.10	0.89	2.87
S/E San Cristóbal	BP12-3	0	PQ	52	3.8	52.13866	2.508523	0.9973405	0	1	1	1.03	5.09	0.79	5.33	0.92	3.64
S/E Santa Elena	BP12-1	0	PQ	5	3	5.830952	0.2805418	0.8574929	0	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E Santa Elena	BP12-2	0	PQ	33	2.2	33.07325	1.591238	0.9977852	0	1	1	1.06	7.03	0.87	6.10	0.97	4.92
S/E Santa Elena	BP12-3	0	PQ	26.2	0.8	26.21221	1.261136	0.9995341	0	1	1	0.91	4.30	0.75	5.92	0.84	2.15
S/E Santa Elena	BP12-4	0	PQ	29	6	29.61419	1.424813	0.9792604	0	1	1	0.90	7.59	0.91	6.77	0.98	5.17
S/E San Joaquín	BP12-1	0	PQ	26.3	-0.7	26.30931	1.265807	0.999646	1	1	1	0.65	0.72	0.53	4.94	0.59	-0.78
S/E San Joaquín	BP12-2	0	PQ	19.2	1	19.22602	0.9250125	0.9986464	0	1	1	0.92	8.23	0.93	7.07	0.99	5.50
S/E San Joaquín	BP12-3	0	PQ	13.5	-1.3	13.56245	0.6525236	0.9953955	1	1	1	0.91	8.44	0.94	7.21	1.00	5.60
S/E San Joaquín	BP12-4	0	PQ	39.7	5.3	40.05222	1.927013	0.9912061	0	1	1	0.87	5.65	0.82	6.50	0.89	3.19
S/E San José	BP12-3	0	PQ	20.9	4.3	21.33776	1.026613	0.9794843	0	1	1	1.13	12.17	0.84	6.72	1.05	6.68
S/E San José	BP12-2	0	PQ	25.5	-0.6	25.50706	1.227209	0.9997233	1	1	1	1.06	7.49	0.89	6.35	0.98	5.15
S/E San José	BP12-1	0	PQ	16.8	2.5	16.98499	0.8171908	0.9891084	0	1	1	1.24	16.55	0.76	6.71	1.11	8.00
S/E Santa Marta	B12-1	0	PQ	34.9	-3.1	35.03741	1.685738	0.9960783	1	1	1	1.14	20.00	0.78	7.69	1.16	9.25
S/E Santa Marta	B12-2	0	PQ	4.2	1.1	4.341659	0.2088881	0.9673722	0	1	1	0.92	11.30	0.94	7.72	1.04	6.63
S/E Santa Marta	B23-3	0	PQ	7.5	0.8	7.542546	0.1893344	0.9943592	0	1	1	0.53	3.08	0.58	5.00	0.61	1.99
S/E San Pablo	B23-1	0	PQ	8.1	-1.2	8.188407	0.2055469	0.9892035	1	1	1	0.97	9.71	0.54	6.46	0.81	1.64
S/E San Pablo	B23-2	0	PQ	14.2	1.1	14.24254	0.3575189	0.997013	0	1	1	0.99	12.79	0.77	7.30	0.99	5.58
S/E Santa Raquel	B12-1	0	PQ	23.8	5	24.31954	1.170074	0.978637	0	1	1	1.29	17.58	0.73	6.57	1.13	8.28
S/E Santa Raquel	B12-2	0	PQ	14.8	3	15.10099	0.7265469	0.980068	0	1	1	1.36	12.29	0.73	5.50	1.05	6.45
S/E Santa Raquel	B12-4	0	PQ	14.2	-3	14.51344	0.6982783	0.9784033	1	1	1	1.16	17.14	0.79	7.22	1.12	8.29
S/E Santa Raquel	B20-6	0	PQ	4.8	-1.7	5.092151	0.1469977	0.9426273	1	1	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S/E Santa Rosa	B12-1	0	PQ	20.7	3.3	20.96139	1.008506	0.9875298	0	1	1	1.26	21.54	0.71	7.25	1.18	9.63
S/E Santa Rosa	B12-2	0	PQ	14.6	1.3	14.65776	0.705222	0.9960592	0	1	1	1.26	21.85	0.71	7.31	1.19	9.73
S/E Santa Rosa	B12-3	0	PQ	14.3	3.1	14.63216	0.70399	0.9772996	0	1	1	1.27	21.43	0.71	7.23	1.18	9.59
S/E Santa Rosa	B12-4	0	PQ	7.2	0.8	7.244308	0.3485419	0.9938837	0	1	1	1.24	23.79	0.71	7.67	1.20	10.40
S/E Vitacura	B12-1	0	PQ	31.1	-4.7	31.45314	1.51329	0.9887725	1	1	1	1.13	3.62	0.72	4.10	0.91	3.21

S/E Vitacura	BP12-4	0	PQ	13.5	2.8	13.78731	0.6633424	0.979161 1	0	1	1	1.0 4	3.24	0.7 1	4.1 0	0.9 0	3.00
S/E Vitacura	BP12-1	0	PQ	35.5	-2.5	35.58792	1.712225	0.997529 5	1	1	1	1.1 2	3.56	0.7 2	4.1 0	0.9 0	3.18
S/E Vitacura	BP12-3	0	PQ	39.2	-1.7	39.23685	1.887784	0.999061	1	1	1	1.1 5	3.70	0.7 2	4.1 0	0.9 1	3.25

9.10 Diagrama unilineales del Sistema de Transmisión del SIC reducido

Este unilineal se adjunta también en CD.



9.11 Diagrama unilineales del Sistema de Subtransmisión de Chilectra.

Este unilineal se adjunta también en CD.

