

## **Anexo N°11**

**OBRAS PRESENTADAS A LA DIRECCIÓN DE PEAJES POR SUS  
PROMOTORES PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN**

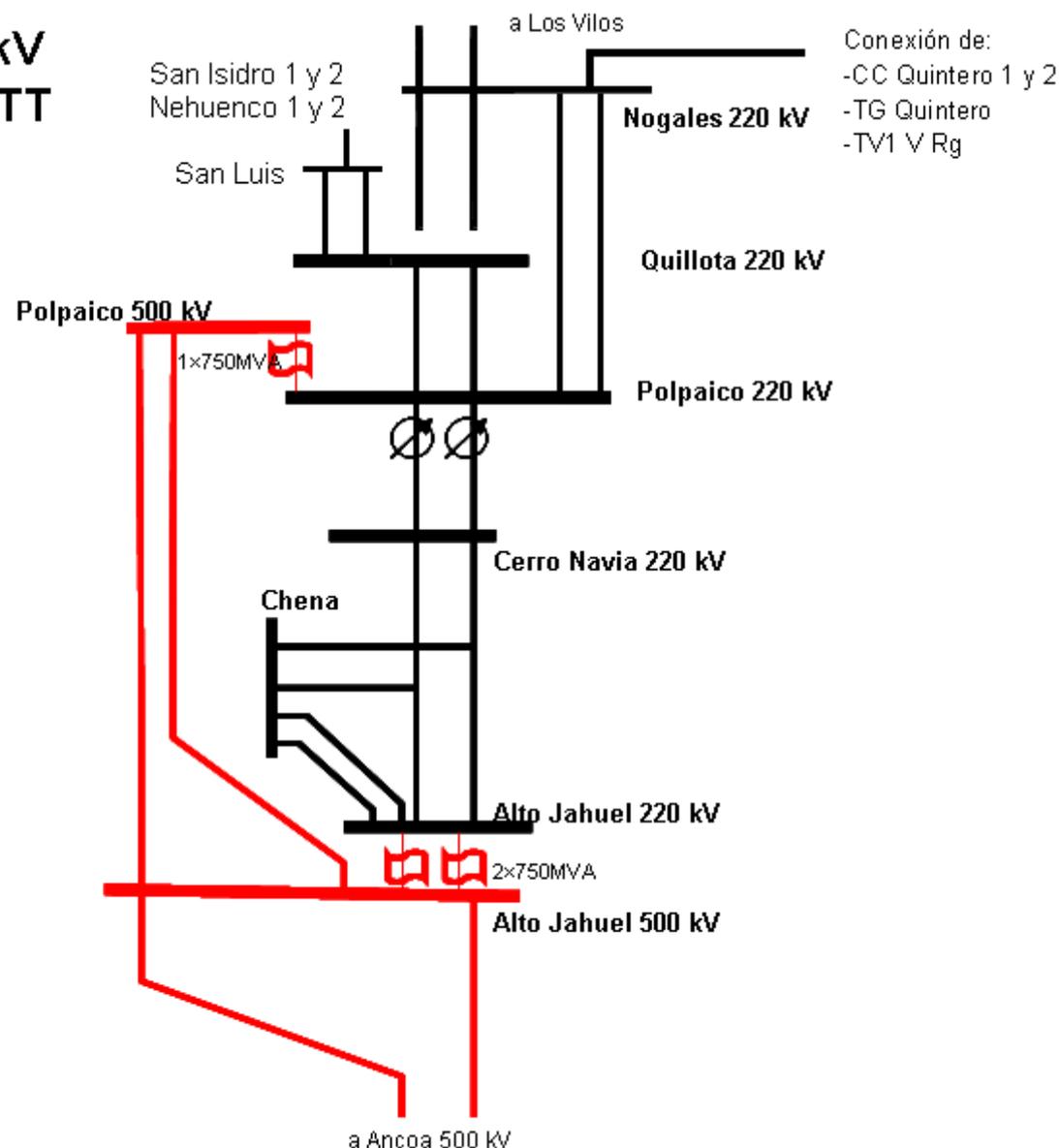
## **OBRAS PROPUESTAS POR ENDESA**

# SUBESTACIÓN SAN LUIS

## Alternativa de Desarrollo Troncal V Región

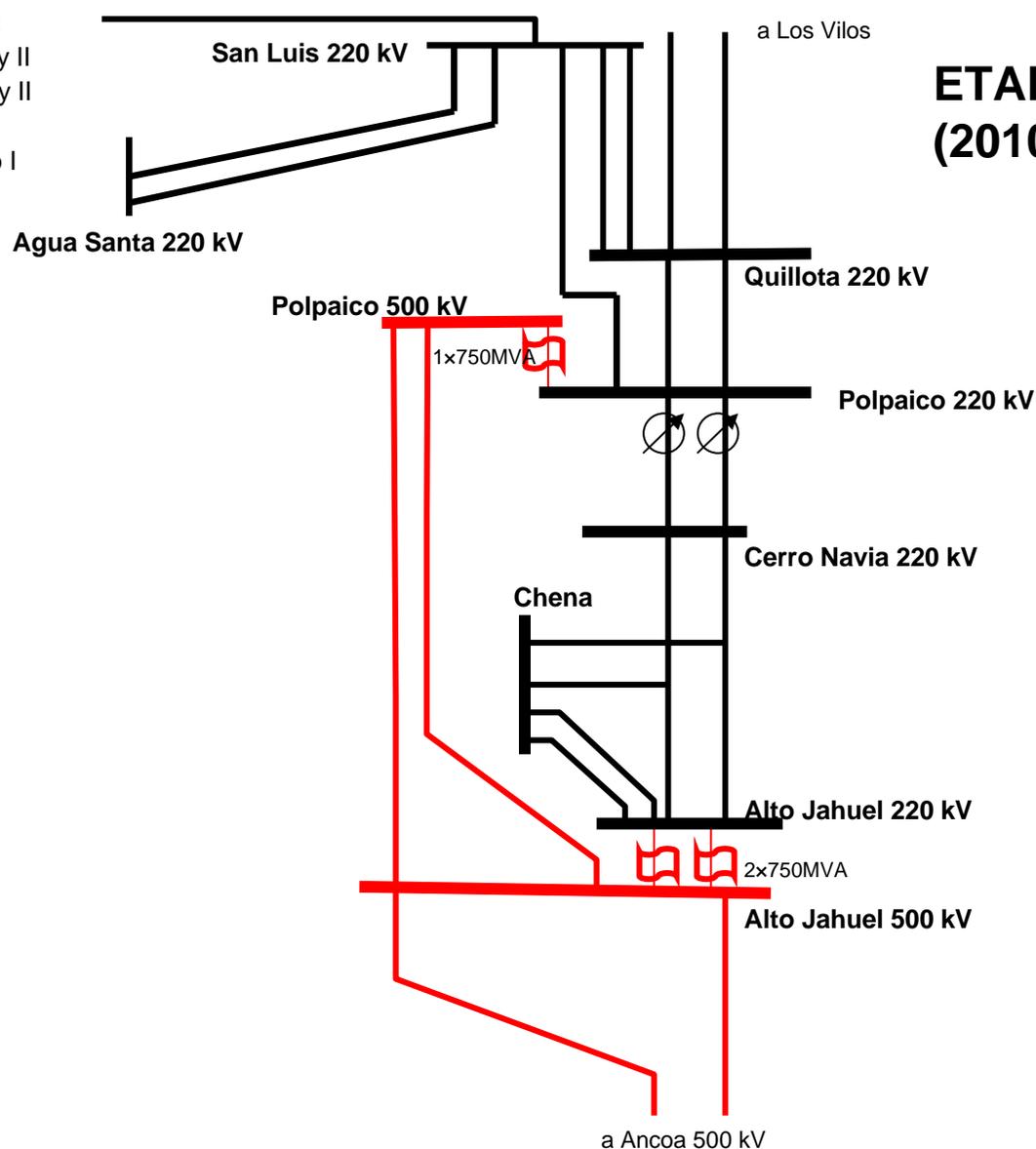
- Según plan de obras de generación existe un conjunto relevante de potenciales proyectos en la 5ª región:
  - CC San Isidro II
  - Central a carbón V región
  - GNL Quinteros I
  - GNL Quinteros II
- La posible materialización de estos proyectos ha significado que el consorcio Synex-Cesi-Electronet (consultor) en el contexto del Estudio de Transmisión Troncal (ETT) haya planteado el desarrollo de una subestación en la zona de Nogales y un doble circuito 220 kV Nogales – Polpaico.
- Endesa ante la proposición de la subestación Nogales ha planteado la conveniencia de que se considere la subestación San Luis existente en la zona de Quillota (25 km de Nogales aproximadamente), como alternativa a la construcción de una nueva subestación que parece redundante con la existente.
- Ante lo propuesto el consultor del ETT señaló en su informe final que lo propuesto por Endesa no cumplía con la formalidad requerida y que sólo se limitaría a comentarla.
- En consideración a lo anterior y debido a que el consorcio consultor omitió los comentarios señalados, Endesa presenta en este documento las ventajas de lo propuesto para consideración de los interesados en un desarrollo eficiente del sistema.

## ETAPA 1: 220 kV (2010) PROP ETT



**Nota:** Se abre Nogales – Quillota para evitar una distribución inadecuada de flujos dada la diferencia de las líneas. Nogales – Polpaico de acuerdo al ETT esta definida como una línea 2x220 de 1500 MVA de capacidad por circuito y está condicionada por la entrada en operación de las nuevas centrales en la V región.

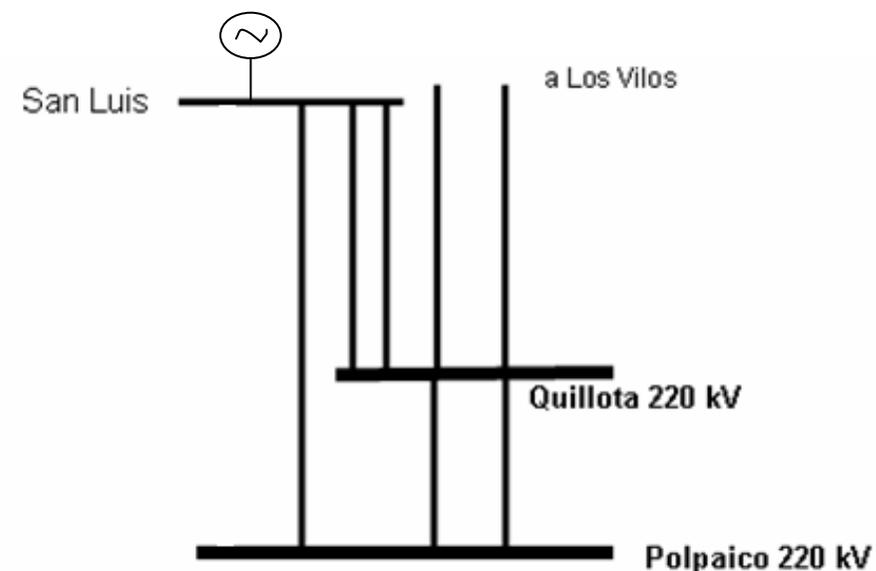
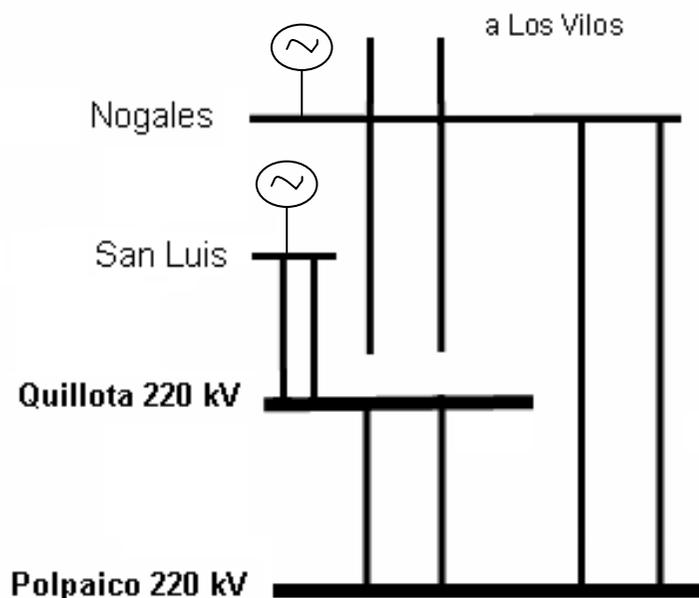
Conexión de:  
 -San Isidro I y II  
 -Nehuenco I y II  
 -TV1 V Reg.  
 -CC Quintero I



## ETAPA 1: 220 kV (2010)

**Nota: Considera la construcción de línea 1x220 kV de capacidad similar a los circuitos de la línea Quillota – Polpaico.**

## VALORES DE INVERSIÓN POR ALTERNATIVA



Inversión (MMUS\$):

S/E Nogales	10.8
S/E Polpaico	2.1
Línea Nogales – Polpaico	41.7

**TOTAL 54.6**

Inversión (MMUS\$):

S/E San Luis	7,0
S/E Polpaico	1.5
Línea San Luis – Polpaico 1 (2010)	27.0

**TOTAL 35.5**

**DIFERENCIA = 19,1 MMUS\$**

## ANALISIS DE ALTERNATIVAS

### Solución Nogales

#### **Desventajas**

- Deja sin utilizar líneas existentes del sistema troncal (Nogales – Quillota 2x220 kV).
- Mayores pérdidas por deficiente distribución de flujos.
- Mayor inversión para los requerimientos de la zona (20 MMUS\$).
- Requiere el desarrollo de una nueva subestación.
- Mayor costo de conexión de las centrales de la quinta región respecto a solución San Luis (30 km).
- Trazado de la línea a Nogales con mayor impacto ambiental (flora nativa).

### Solución San Luis

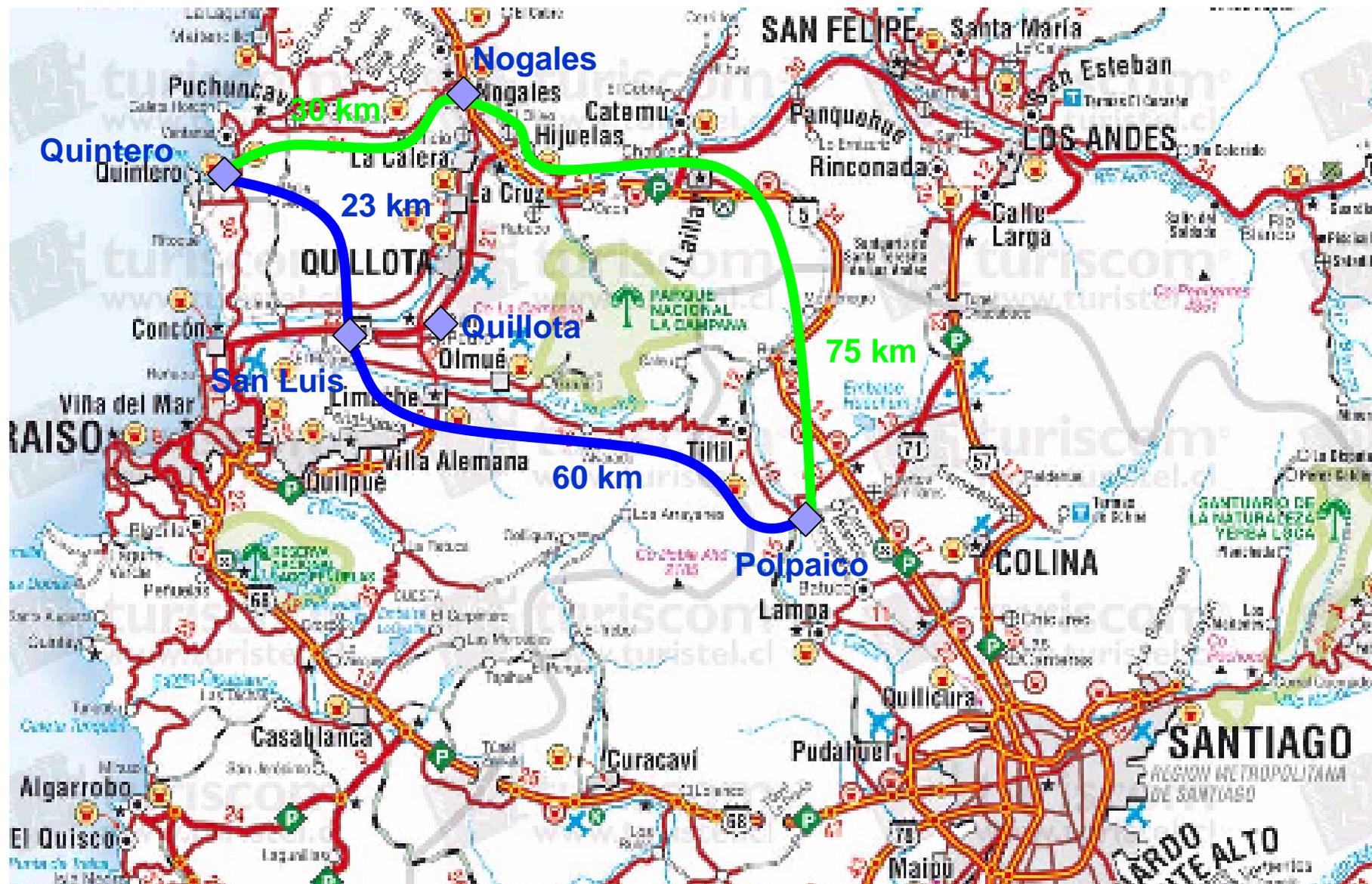
#### **Ventajas**

- Permite disponer desde ya de una subestación para conectar los desarrollos de generación en la 5ª región.
- Aprovecha instalaciones existente y optimiza el uso del sistema.
- Escalable a diferentes planes de desarrollo en generación de la zona.
- Menores pérdidas de transmisión.
- Menor costo de conexión de centrales de la quinta región respecto a solución Nogales (23 km).
- Menor inversión ya que evita construir circuito adicional 1x220 kV hasta Polpaico.
- Mejora estabilidad de centrales existentes.
- La solución de interruptor y medio adoptada en subestación San Luis la transforma en la barra más segura del SIC.
- Menor impacto ambiental ya que evita la construcción de una nueva subestación.

## OTROS ANTECEDENTES

- *TRAZADO PROYECTOS ALTERNATIVOS PARA CENTRALES V REGIÓN*
- *TRAZADO PARA LINEA SAN LUIS - POLPAICO*
- *CAPACIDAD DE CRECIMIENTO SUBESTACION SAN LUIS*
- *DIAGRÁMA UNILINEAL MODERNIZACION S/E SAN LUIS (Interruptor y Medio)*
- *FLUJOS DE POTENCIA ZONA INVOLUCRADA (hasta Polpaico)*

## TRAZADO PROYECTOS ALTERNATIVOS PARA CENTRALES V REGIÓN



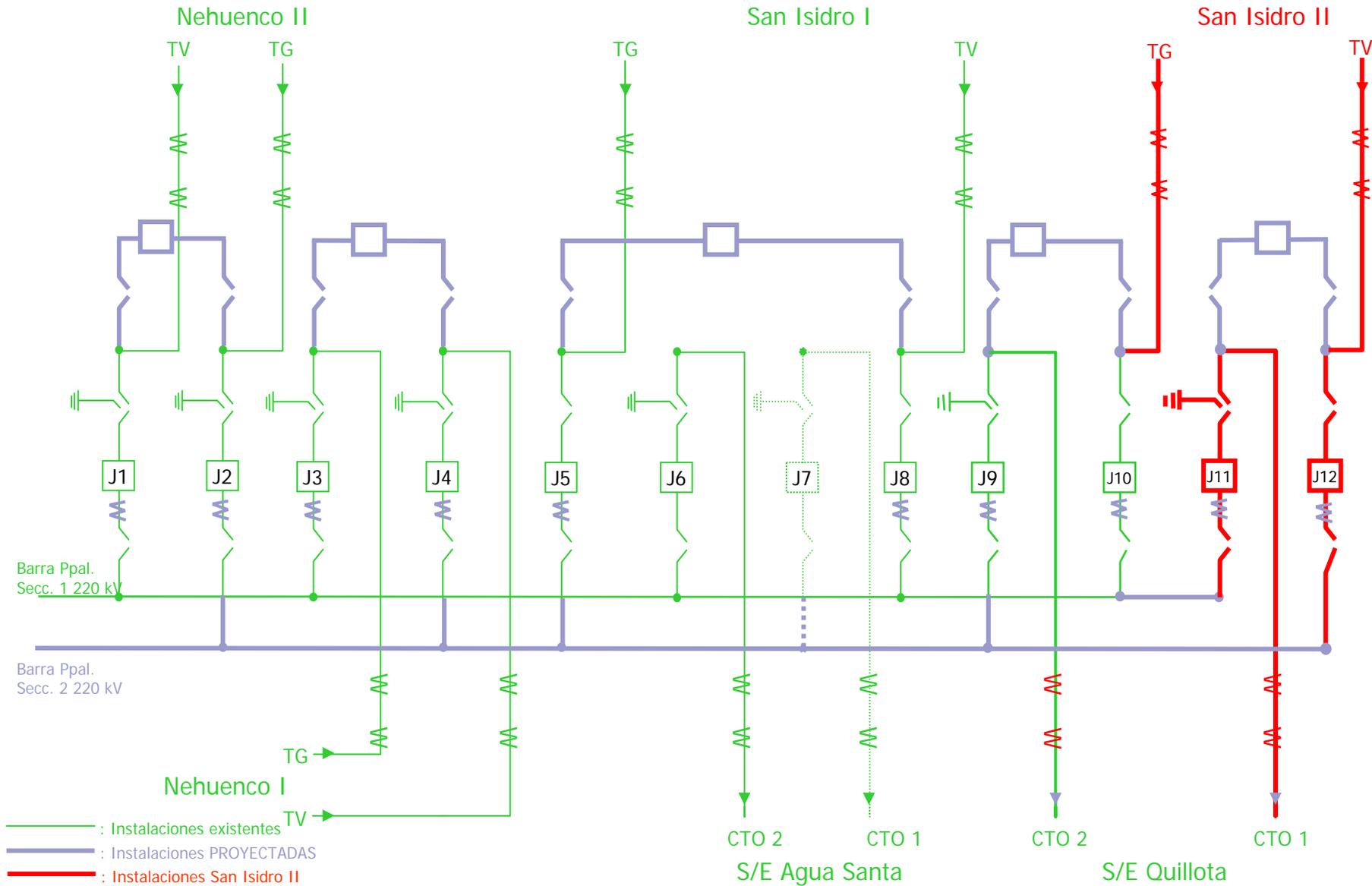
## TRAZADO PARA LINEA SAN LUIS POLPAICO



## CAPACIDAD DE CRECIMIENTO SUBESTACION SAN LUIS

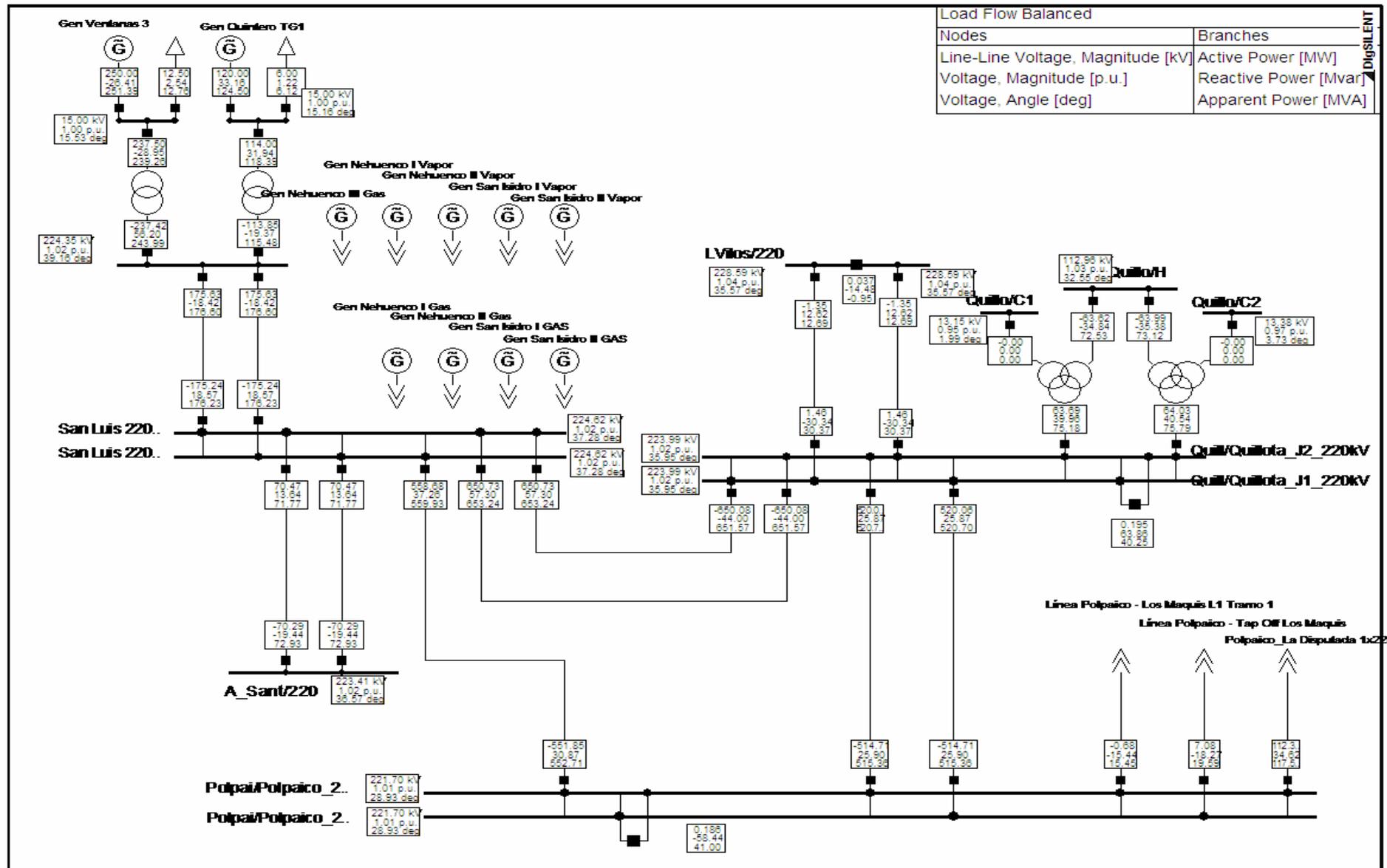


# DIAGRÁMA UNILINEAL MODERNIZACION S/E SAN LUIS (Interrupor y Medio)



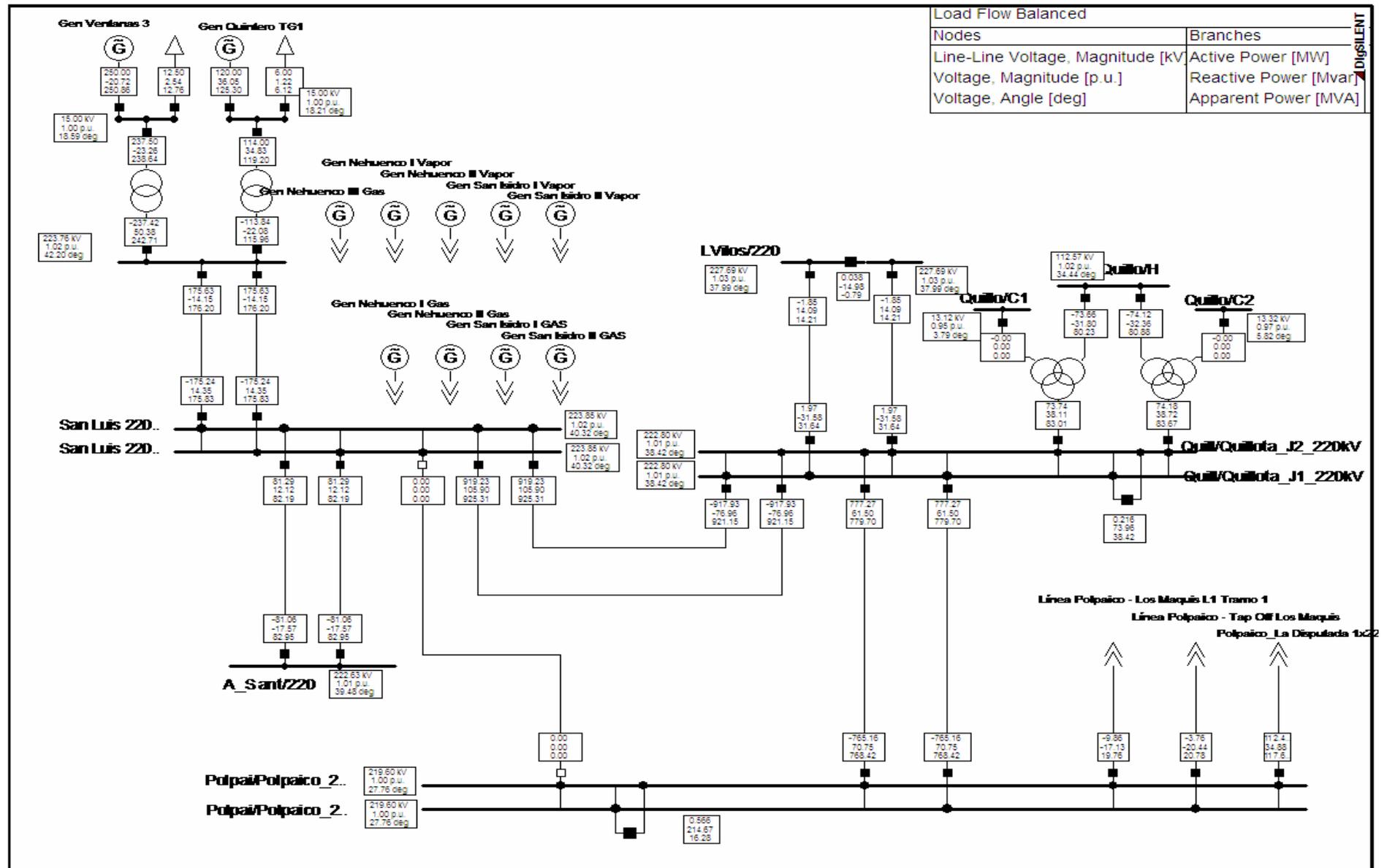
# FLUJOS DE POTENCIA ZONA INVOLUCRADA (hasta Polpaico)

## Operación Normal



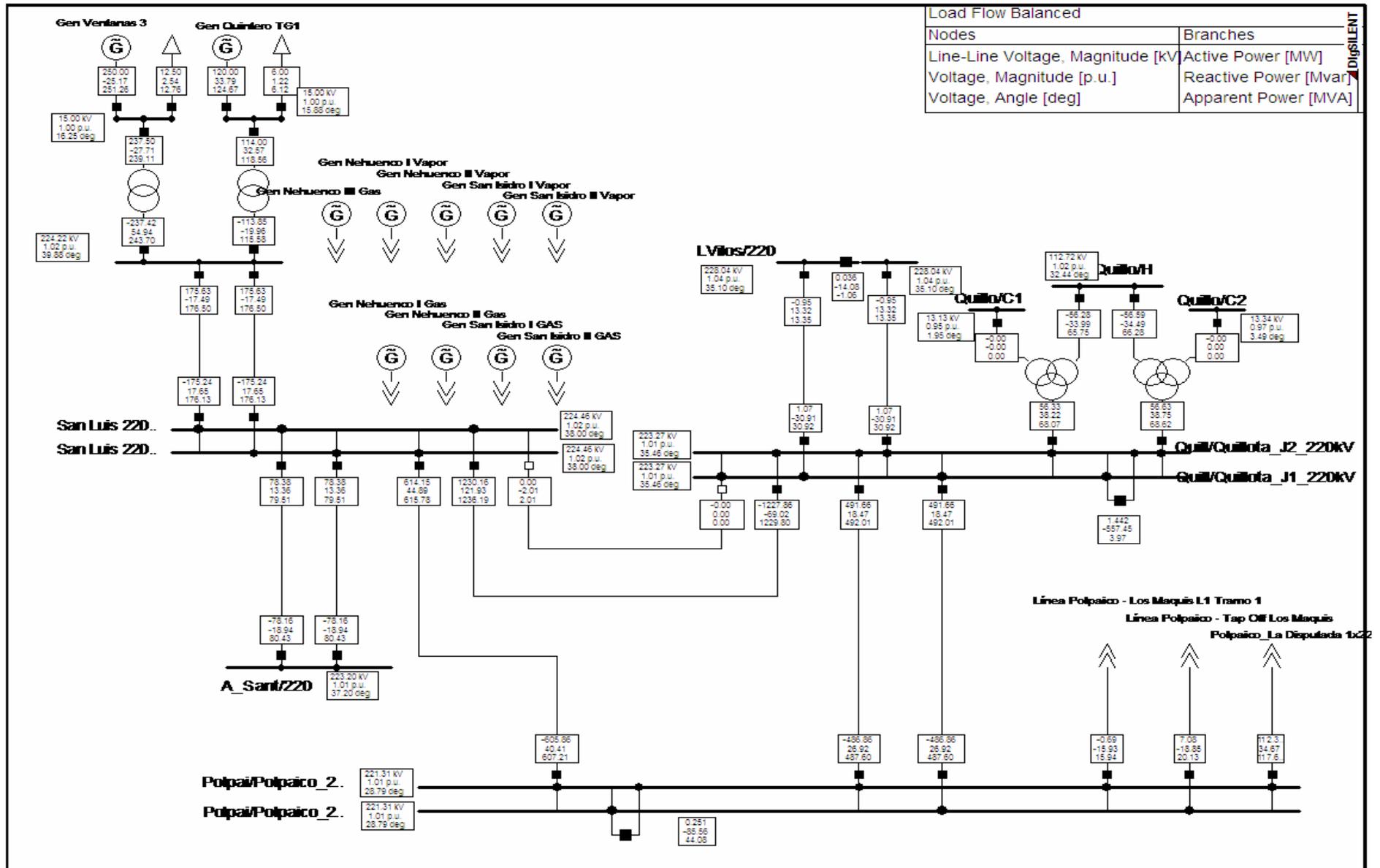
# FLUJOS DE POTENCIA ZONA INVOLUCRADA (hasta Polpaico)

## Línea San Luís – Polpaico 220 kV fuera de servicio



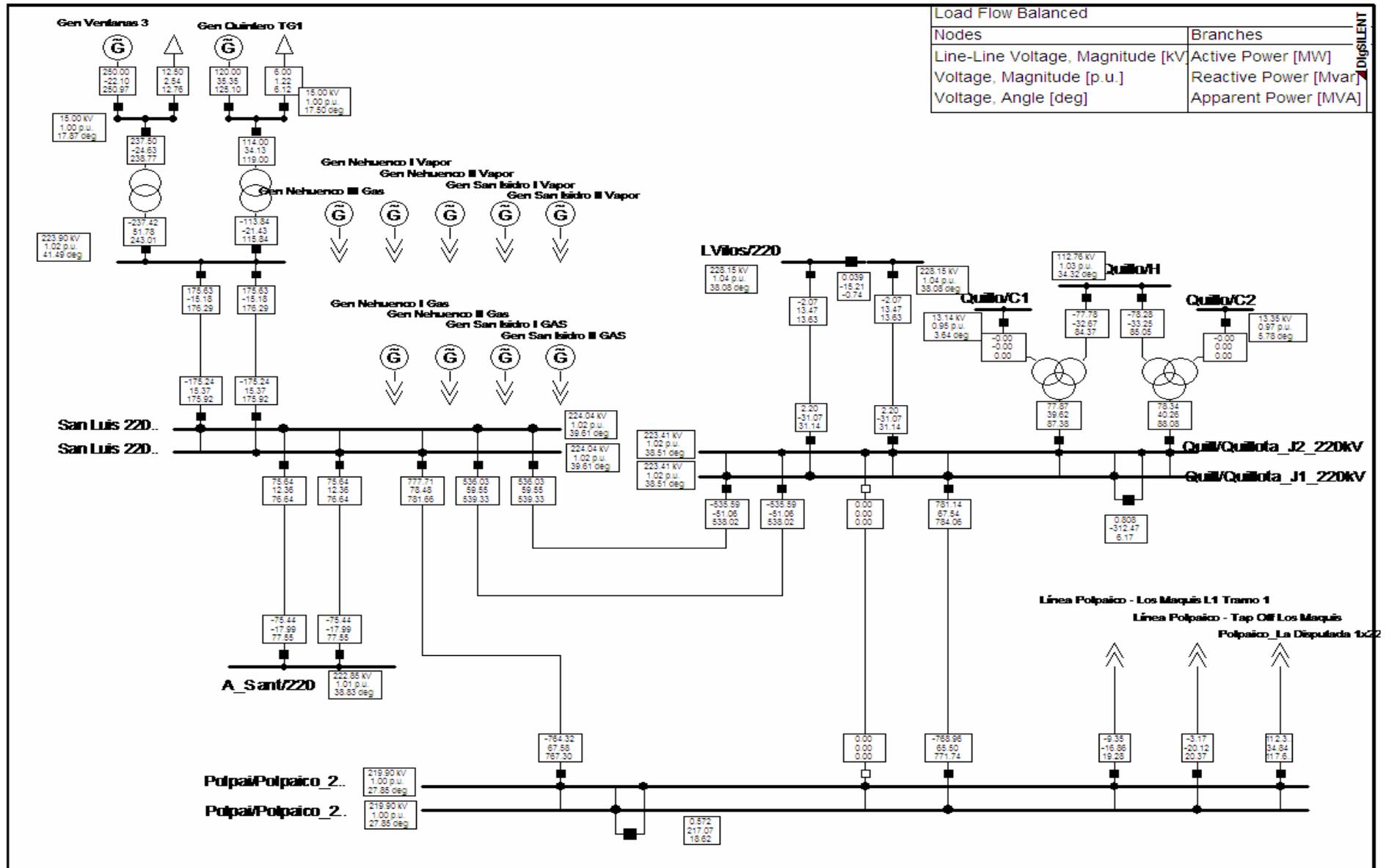
# FLUJOS DE POTENCIA ZONA INVOLUCRADA (hasta Polpaico)

## Línea San Luís – Quillota 220 kV L1 fuera de servicio



# FLUJOS DE POTENCIA ZONA INVOLUCRADA (hasta Polpaico)

## Línea Quillota - Polpaico 220 kV L1 fuera de servicio



## **OBRAS PROPUESTAS POR TRANSELEC**



**PROYECTOS DE TRANSMISIÓN NO  
CONSIDERADOS EN EL INFORME  
TÉCNICO DE LA CNE**

**02 de Abril de 2007**

## INDICE

### 1. INTRODUCCIÓN

### 2. BASES

2.1. Previsión de demanda

2.2. Simulaciones estocásticas

### 3. ZONA NORTE

3.1. Tramo Diego de Almagro - Cardones

a. Construcción de un CER en la subestación Diego de Almagro

b. Nueva línea 1x220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto

c. Nueva línea 1x220 kV Carrera Pinto – Cardones

3.2. S/E Carrera Pinto 220 kV: Instalación de TT/PP y equipos de sincronización

### 4. ZONA CENTRO

4.1. S/E Quillota: Reemplazo del interruptor acoplador de barras 52JR

4.2. S/E Alto Jahuel: Cambio de conexión de los bancos de CC/EE instalados en el terciario de los bancos de autotransformadores 500/220 kV

4.3. S/E Alto Jahuel: Incorporar equipos de maniobras en conexión de reactores de 500 kV

### 5. ZONA SUR

5.1. Tramo Cautín – Puerto Montt

a. Nueva línea 1x220 kV Valdivia – Puerto Montt

b. Ampliación capacidad de reactivos en S/E Puerto Montt

5.2. Partida autónoma del CER de Puerto Montt

### 6. SECCIONAMIENTO Y BARRAS DE TRANSFERENCIA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA TRONCAL

Anexo A – Flujos reales por tramo año 2006

Anexo B – Previsión de demanda

Anexo C – Simulaciones SDDP

Anexo D – Proyectos de ampliación zona norte

Anexo E – Proyecto de ampliación zona sur

Anexo F – Efecto de conectar bancos de CCEE en el terciario de transformadores.

Anexo G – Cálculo de nivel de cortocircuito

## 1. INTRODUCCIÓN

En conformidad a lo solicitado en carta CDE-SIC, D.P. N° 131/2007 del 23 de Marzo del 2007, se presentan a continuación la necesidad de nuevos desarrollos de proyectos de transmisión troncal no incluidos en el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía.

Las Obras se clasificaron según su tipo

- Obras nuevas: Son aquellas obras que deben ser licitadas por canon.
- Ampliación: Aquellas obras que las debe realizar la empresa propietaria de las instalaciones.

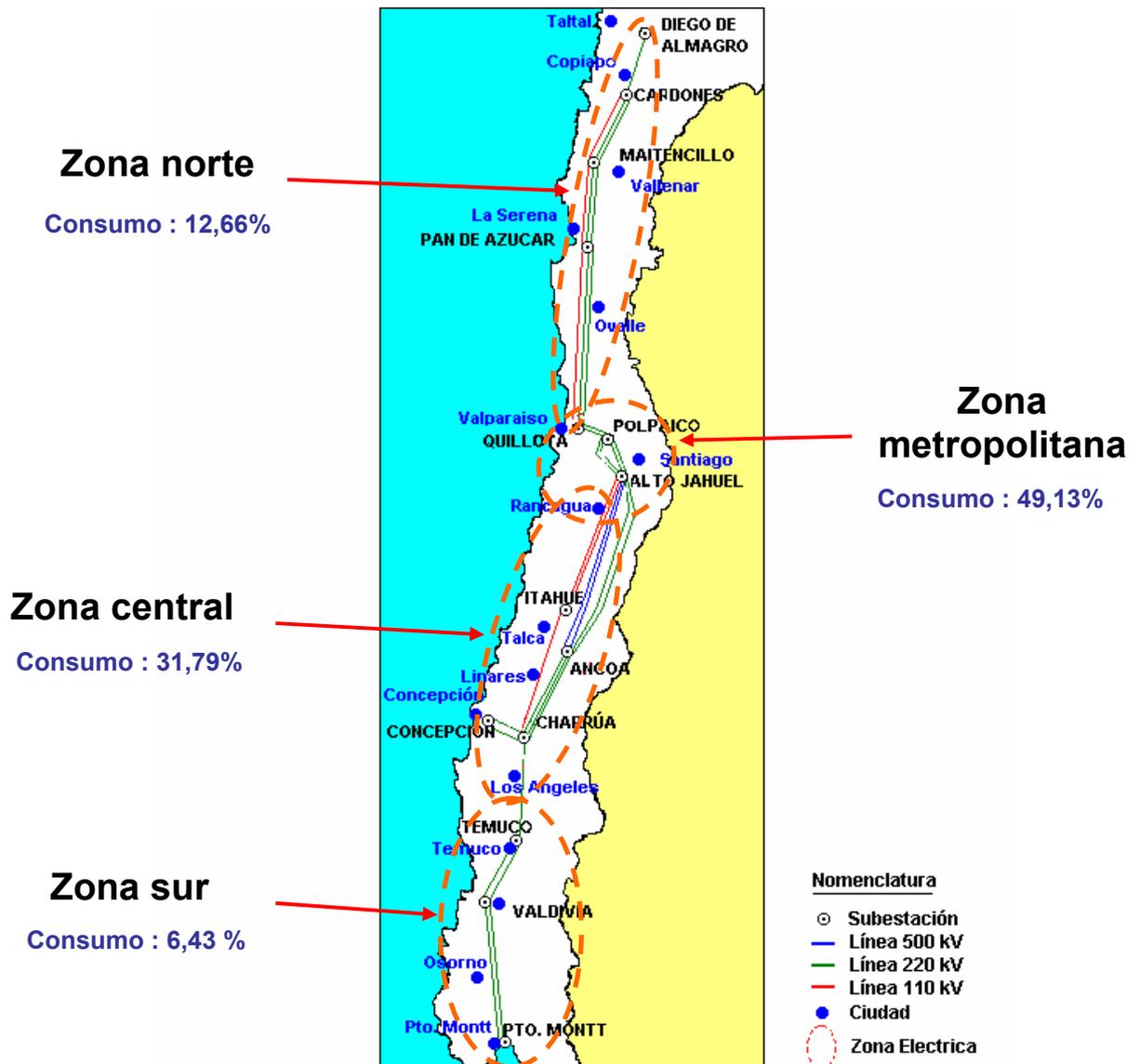
Para cada proyecto se incluyeron los antecedentes que sustentan la necesidad de su implementación, las cuales se basaron en los siguientes aspectos fundamentales:

- a) Revisión de la previsión de demanda por zona y la incorporación factores de diversidad zonales.
- b) Actualización del plan de obras de generación.
- c) Revisión del cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS) para las instalaciones troncales.

## d) BASES

### 2.1. Previsión de demanda

Para la obtención del consumo asociado a cada zona, se han utilizado los datos de demanda a nivel de retiros finales, tomando en consideración los registros de facturación del CDEC-SIC del año 2006. En base a estos valores, se observa que el año pasado la demanda eléctrica presentó la siguiente distribución a lo largo del SIC:



En el anexo A se encuentran los flujos reales por tramo del año 2006 que se registraron con los medidores de facturación en las instalaciones de transmisión de Transelec.

La demanda máxima coincidente y el consumo de energía anual asociados al 2006 se señalan en la siguiente tabla. Los valores corresponden a la demanda neta por lo que no consideran las pérdidas de transmisión, no obstante la demanda máxima bruta fue 6059 MW.

Zona	Demanda máxima [MW]	Energía anual [GWh]
Norte	617	4.747
Metropolitana	2.838	18.429
Central	1.851	11.923
Sur	360	2.411
<b>TOTAL SIC</b>	<b>5.666</b>	<b>37.510</b>

Con respecto a la previsión de demanda, ésta se ha obtenido considerando una tasa de crecimiento global del SIC de un 6,6 % para el período 2006-2016. A partir de los resultados obtenidos, se ha calculado la proyección de demanda individual por zona, considerando las tasas de crecimiento históricas asociadas a cada una de ellas.

#### Previsión de demanda máxima con factor de coincidencia del SIC

Zona	Tasa promedio de crecimiento	2006 [MW]	2007 [MW]	2008 [MW]	2009 [MW]	2010 [MW]	2011 [MW]	2012 [MW]	2013 [MW]	2014 [MW]	2015 [MW]	2016 [MW]
Norte	6,5%	617	685	724	756	848	886	971	1.015	1.061	1.109	1.159
Metropolitana	7,0%	2.838	3.028	3.247	3.487	3.675	3.945	4.210	4.518	4.846	5.198	5.573
Central	5,8%	1.851	1.941	2.049	2.164	2.317	2.450	2.577	2.727	2.887	3.057	3.238
Sur	7,6%	360	386	417	449	476	514	552	596	643	694	749
<b>Total</b>	<b>6,6%</b>	<b>5.666</b>	<b>6.040</b>	<b>6.436</b>	<b>6.857</b>	<b>7.316</b>	<b>7.796</b>	<b>8.311</b>	<b>8.856</b>	<b>9.438</b>	<b>10.058</b>	<b>10.719</b>

#### Previsión de demanda máxima con factor de coincidencia por zona

Zona	Tasa promedio de crecimiento	2006 [MW]	2007 [MW]	2008 [MW]	2009 [MW]	2010 [MW]	2011 [MW]	2012 [MW]	2013 [MW]	2014 [MW]	2015 [MW]	2016 [MW]
Norte	6,4%	713	790	834	871	975	1.019	1.115	1.165	1.217	1.272	1.329
Sur	7,6%	420	450	486	524	555	600	644	695	750	809	873

**Nota: Se muestran solo las zonas con factor de coincidencia por zona que son motivo de estudios en el presente informe**

### Previsión de energía anual

Zona	Tasa promedio de crecimiento	2006 [GWh]	2007 [GWh]	2008 [GWh]	2009 [GWh]	2010 [GWh]	2011 [GWh]	2012 [GWh]	2013 [GWh]	2014 [GWh]	2015 [GWh]	2016 [GWh]
Norte	6,6%	4.747	5.302	5.601	5.846	6.583	6.873	7.566	7.894	8.236	8.593	8.965
Metropolitana	7,0%	18.429	19.626	21.063	22.652	23.707	25.481	27.155	29.177	31.338	33.648	36.117
Central	5,8%	11.923	12.474	13.168	13.921	14.965	15.835	16.622	17.601	18.642	19.750	20.928
Sur	7,7%	2.411	2.585	2.792	3.020	3.182	3.445	3.698	4.002	4.331	4.684	5.066
<b>Total</b>	<b>6,6%</b>	<b>37.510</b>	<b>39.986</b>	<b>42.625</b>	<b>45.438</b>	<b>48.437</b>	<b>51.634</b>	<b>55.042</b>	<b>58.675</b>	<b>62.547</b>	<b>66.675</b>	<b>71.076</b>

En el anexo B se encuentra la previsión de demanda máxima coincidente por zona y energía por barra utilizados en los estudios de Transelec.

### Comparación de la demanda utilizada por el consultor del ETT

Analizando la previsión de demanda utilizada por el consultor del ETT, se distingue en el caso de la demanda máxima una diferencia significativa con respecto a los resultados de Transelec, información que se ha obtenido a partir de las bases de datos de DigSilent entregadas por él. Un aspecto que cabe resaltar es que los valores utilizados son invariantes en los períodos 2008-2010 y 2011-2015, no reflejando en forma adecuada las exigencias esperadas sobre el sistema de transmisión.

#### Previsión de demanda máxima coincidente Consultor ETT

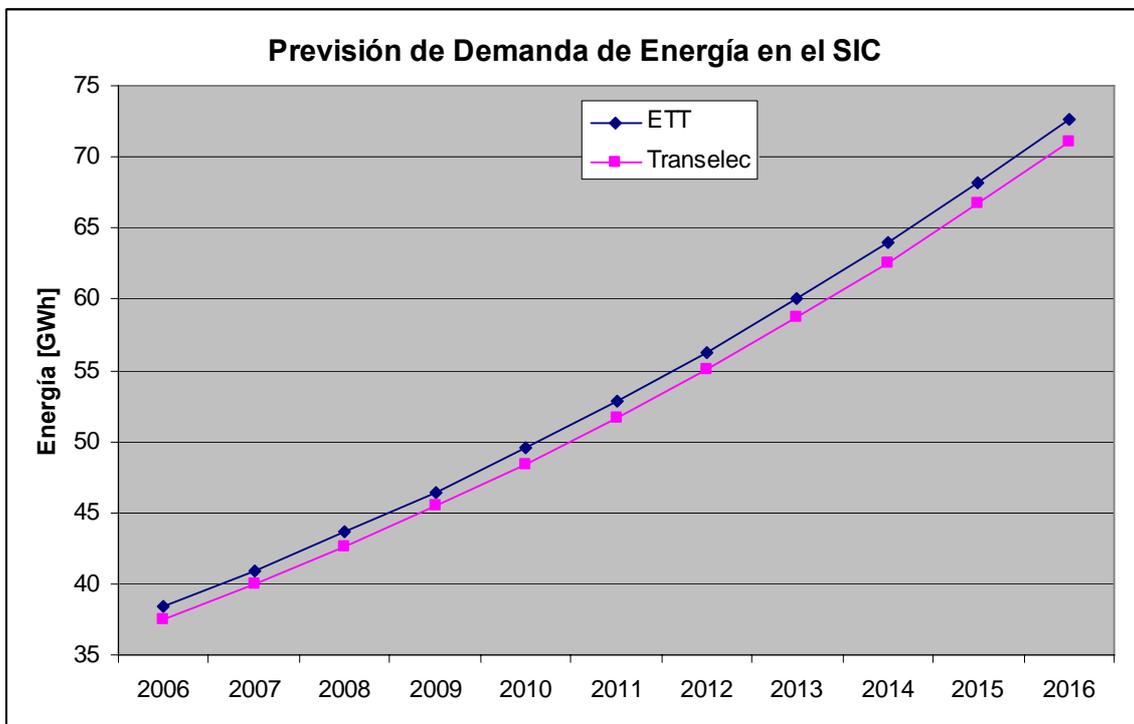
Zona	2007 [MW]	2008 [MW]	2009 [MW]	2010 [MW]	2011 [MW]	2012 [MW]	2013 [MW]	2014 [MW]	2015 [MW]	2016 [MW]
Norte	623	623	623	623	742	742	742	742	742	-
Metropolitana	2.647	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	2.757	-
Central	1.917	2.028	2.028	2.028	2.028	2.028	2.028	2.028	2.028	-
Sur	354	354	354	354	354	354	354	354	354	-
<b>Total</b>	<b>5.541</b>	<b>5.762</b>	<b>5.762</b>	<b>5.762</b>	<b>5.880</b>	<b>5.880</b>	<b>5.880</b>	<b>5.880</b>	<b>5.880</b>	<b>-</b>

Con respecto a la previsión de energía utilizada por el consultor, se observa que en términos globales ésta es levemente superior a la considerada por Transelec, estando un 9% por encima.

### Previsión de energía anual Consultor ETT

Zona	2007 [GWh]	2008 [GWh]	2009 [GWh]	2010 [GWh]	2011 [GWh]	2012 [GWh]	2013 [GWh]	2014 [GWh]	2015 [GWh]	2015 [GWh]
Norte	5.174	5.476	5.797	6.135	6.494	6.873	7.275	7.700	8.151	8.628
Metropolitana	20.726	22.217	23.809	25.510	27.326	29.265	31.336	33.546	35.906	38.425
Central	12.415	13.119	13.867	14.663	15.509	16.409	17.367	18.386	19.470	20.623
Sur	2.583	2.785	3.001	3.233	3.482	3.749	4.034	4.341	4.668	5.019
<b>Total</b>	<b>40.897</b>	<b>43.597</b>	<b>46.474</b>	<b>49.541</b>	<b>52.811</b>	<b>56.296</b>	<b>60.012</b>	<b>63.973</b>	<b>68.195</b>	<b>72.696</b>

Lo que se muestra en forma gráfica



Es necesario señalar que para determinar el uso máximo del Sistema de Transmisión lo relevante son las demandas máximas por zona y por lo tanto utilizando el factor de coincidencia de la zona. De otra forma las demandas no representan la real magnitud a que se verá exigido el sistema troncal lo que traduciría en imposibilidad de abastecimiento, incumplimiento de norma técnica o un mayor costo total del sistema por despacho no económico.

## 2.2. Simulaciones estocásticas

Con la actualización de la previsión de demanda y la información de planes de obras de centrales se realizaron las simulaciones estocásticas utilizando el modelo SDDP para simular la operación económica del SIC y definir el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, cuyos resultados se encuentran en el Anexo C

### a) Bases de la simulación:

#### **Demanda**

Se utilizó la proyección de demanda desarrollada por Transelec, presentada en el punto anterior. La demanda de energía proyectada es distribuida mensualmente de acuerdo a los siguientes factores.

**Distribución Mensual de la Demanda del SIC**

<b>Mes</b>	<b>Porcentaje</b>
enero	8.19%
febrero	7.82%
marzo	8.71%
abril	8.30%
mavo	8.65%
junio	8.38%
julio	8.46%
agosto	8.40%
septiembre	7.95%
octubre	8.31%
noviembre	8.25%
diciembre	8.57%

A su vez, la demanda de energía proyectada se distribuye para cada mes en cinco bloques, cuya duración se muestra en la siguiente tabla.

### Duración de los Bloques de Demanda del SIC

Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
enero	37,73%	17,47%	22,39%	12,64%	9,76%
febrero	37,89%	17,39%	22,10%	12,71%	9,91%
marzo	36,89%	17,46%	21,89%	13,99%	9,77%
abril	36,52%	17,20%	21,53%	15,07%	9,68%
mayo	37,13%	17,91%	21,86%	13,95%	9,15%
junio	36,41%	17,87%	22,37%	14,17%	9,18%
julio	36,61%	17,91%	21,89%	14,31%	9,27%
agosto	36,85%	17,99%	21,76%	14,10%	9,30%
septiembre	37,07%	17,79%	21,68%	13,98%	9,48%
octubre	36,76%	17,58%	21,84%	13,87%	9,96%
noviembre	37,23%	17,68%	22,15%	12,96%	9,99%
diciembre	37,76%	17,53%	22,17%	12,64%	9,90%

### Plan de Obras de Generación

La siguiente tabla presenta el Plan de Obras de Generación utilizado para la simulación de la operación económica del SIC hasta 2012.

#### PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN UTILIZADO POR TRANSELEC

##### Centrales Modeladas en Servicio (antes de 2008)

Fecha de entrada		Proyectos en construcción	Potencia	Punto de Conexión
Mes	Año		MW	SDDP
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20	S/E Chillán 154
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	121	S/E Las Vegas 110
Noviembre	2006	Central Campanario Ciclo Abierto (Operación Diesel)	125	S/E Charrúa 220
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240	S/E San Luis
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70	S/E Charrúa 220
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19	S/E Colbún 220
Septiembre	2007	Central Eólica Canela	10	S/E Los Vilos
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55	S/E Los Maquis
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32	S/E Palmucho

<b>Centrales Modeladas (2008 - 2012)</b>				
<b>Fecha de entrada</b>		<b>Proyecto</b>	<b>Potencia</b>	<b>Punto de Conexión</b>
<b>Mes</b>	<b>Año</b>			
Enero	2008	TG - Cardones(*)	100	S/E Cardones
Enero	2008	TG - Quinteros(*)	100	S/E Nogales
Enero	2008	TG - Puerto Montt(*)	100	S/E Puerto Montt
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313	S/E San Luis
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155	S/E Tinguiririca
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20	S/E Hualpén
Junio	2009	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358	S/E San Luis
Junio	2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (Cap. final)	377	S/E San Luis
Octubre	2009	Central Guacolda 3 (Carbón Maitencillo I)	200	S/E Maitencillo
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20	S/E Hualpén
Enero	2010	Central hidroeléctrica Confluencia	145	S/E Tinguiririca
Enero	2010	Central Carbón Coronel I	250	S/E Hualpén
Enero	2010	Nueva Ventanas (Central a carbón)	350	S/E Nogales
Junio	2010	Central Carbón Coronel II	350	S/E Hualpén
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40	S/E Ancoa 220
Abril	2011	Central Geotérmica Chillán Etapa 1	25	S/E Chillán 154
Abril	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	350	S/E Nogales
Abril	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros I Fuego Adicional (Capacidad final)	385	S/E Nogales
Abril	2012	Central a Carbón Maitencillo II	200	S/E Maitencillo
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	400	S/E Ciruelos

### **Costos Variables de Combustible y No Combustibles**

Se utilizan los costos variables de combustible y no combustibles incluidos por la CNE en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de octubre de 2006.

### **Disponibilidad de Gas Natural**

Las restricciones esperadas a las importaciones de Gas Natural Argentino para las centrales del SIC son modeladas según se propone en el Informe

Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de octubre de 2006.

Cabe señalar que dicho informe sitúa la llegada del Gas Natural Licuado a la zona central del SIC en junio de 2008. Como se menciona anteriormente, para la simulación realizada por Transelec, se considera que este combustible estará disponible a partir del segundo semestre de 2009, es decir, un año después.

#### **Mantenimientos Programados**

Se considera el calendario de mantenimientos programados incluido en la simulación a cinco años mediante el modelo PLP, elaborada por el CDEC-SIC y disponible en la red CDEC a través del directorio CdecSIC\Modelos\Modelo\_PLP\Acuerdo EX-4.1-2006-01\PLP-5-años\_Oct2006\_Corr\_Obs, de enero de 2007.

#### **Plan de Obras de Transmisión**

El Plan de Obras de Transmisión considerado para la simulación de la operación económica del SIC es aquel resultante del Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal, de octubre de 2006.

#### **Costo de Racionamiento**

Según el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de octubre de 2006, se considera un costo de racionamiento de 342,7 US\$/MWh.

#### **Horizonte de Simulación**

La simulación se realiza para el período comprendido entre enero de 2008 y diciembre de 2016, ambos meses inclusive.

#### **b) Análisis con respecto al estudio del ETT:**

La siguiente tabla presenta el Plan de Obras de Generación utilizado para el Estudio de Transmisión Troncal hasta 2012.

**PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN UTILIZADO POR EL ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

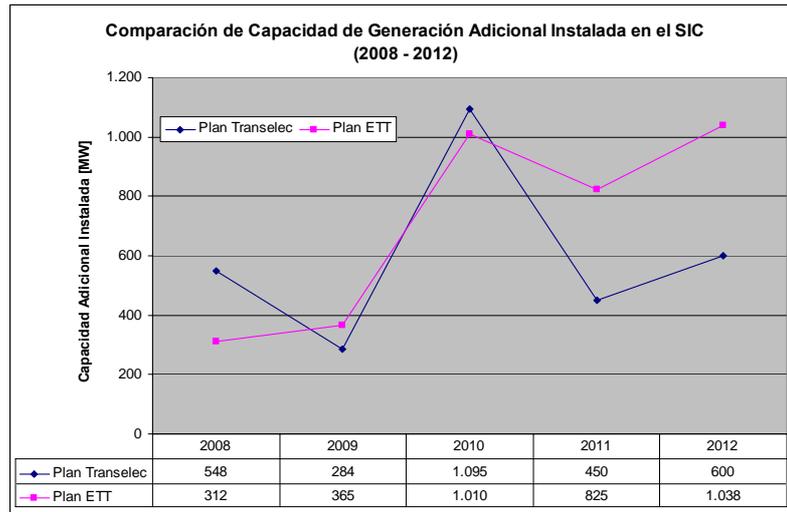
**Centrales Modelada en Servicio (antes de 2008)**

Fecha de entrada		Proyectos en construcción	Potencia MW
Mes	Año		
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	121
Enero	2007	Central Ciclo Abierto Campanario	125
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32

**Centrales Modeladas (2008 - 2017)**

Fecha de entrada		Proyecto	Potencia MW
Mes	Año		
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (Cap. final)	377
Octubre	2008	Central Eolica Concepción Modulo I	20
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155
Octubre	2009	Central Eolica Concepción Modulo II	20
Octubre	2009	Central Hidroeléctrica Confluencia	145
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200
Abril	2010	Central Carbón V-Region I	250
Mayo	2010	Turbina GNL Polpaico I	125
Junio	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	385
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	250
Enero	2011	Turbina GNL Quinteros I	125
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40
Abril	2011	Central Geotérmica Chillan Etapa 1	25
Junio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II	385
Junio	2012	Ciclo Combinado GNL VI-Region I	385
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403
Octubre	2012	Central Carbón Pan de Azúcar II	250

La figura siguiente muestra la diferencia en capacidad adicional instalada en el SIC, de acuerdo a los dos planes de obra desarrollada por el ETT y Transelec.



Cabe señalar que el Plan de Obras de Generación utilizado por Transelec incorpora la información pública disponible acerca de proyectos en ejecución y centrales proyectadas por las empresas generadoras. Esta información otorga un alto grado de certeza a dicho plan, sobre todo para los cuatro primeros años (2008 – 2011).

Las principales diferencias entre el plan utilizado por Transelec con respecto al utilizado para el Estudio de Transmisión Troncal se pueden atribuir, principalmente, a los siguientes factores:

- Si bien la tasa de crecimiento es igual, la magnitud de la demanda de energía proyectada por Transelec es menor que aquella considerada para el ETT, por lo que el plan de obras se ajusta a una proyección más conservadora de dicha demanda.
- Se considera la instalación de tres turbinas Diesel en 2008. Ante la escasez de proyectos en ejecución con fecha de puesta en servicio

entre 2008 y 2009, se estima que será necesaria la instalación de turbinas para suplir la falta de potencia durante esos años, en la eventualidad de que se presenten escenarios hidrológicos secos.

- Se considera la llegada de Gas Natural Licuado a la zona central del SIC en junio de 2009, a diferencia del plan considerado para el ETT, que sitúa este evento en junio de 2008, es decir, un año antes. Esta consideración afecta tanto la instalación de capacidad adicional (San Isidro II) como la operación de las centrales de ciclo combinado existentes en el sistema.
- La puesta en servicio de la Central Nueva Ventanas se adelanta, según información de público conocimiento, a enero de 2010 desde abril del mismo año.
- Se incluye sólo una central a Gas Natural Licuado durante el período 2008 – 2012, ubicada en la zona de Quinteros, cuya puesta en servicio ocurre en abril de 2011. Mientras que el plan para el ETT considera tres centrales de este tipo, dos en la zona de Quinteros y una en la VI Región, con fecha de puesta en servicio junio de 2010, octubre de 2011 y junio de 2012, respectivamente. Esto, ya que se estima que el desarrollo del sistema privilegiará la instalación de centrales que utilicen carbón en vez de centrales cuyo combustible sea Gas Natural Licuado. Este desarrollo estará determinado por los menores costos esperados asociados a la generación con carbón.

### **c) Resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones**

Luego de la instalación de los transformadores desfasadores, en el año 2009, la línea 220 kV Chena – Cerro Navia requiere de una mayor capacidad, de modo de evacuar los flujos forzados por estos transformadores. Esto, ya que el mayor crecimiento de la demanda se da en la zona norte de Santiago.

La línea Maitencillo – Cardones se requiere por el crecimiento de la demanda de la zona norte y de la indisponibilidad de Taltal. Debido a la puesta en servicio de Guacolda 3 (2009) considerando la demanda proyectada, no se requeriría

capacidad de transporte al sur de Maitencillo. Esta situación podría cambiar con el surgimiento de algún proyecto minero no incluido en la previsión de demanda.

Considerando su capacidad actual, el sistema de 500 kV (Charrúa – Ancoa y Ancoa – Alto Jahuel) presentaría una restricción para la evacuación de la generación de las centrales a carbón que se ubicarán en la zona de Coronel, al sur de Charrúa, a partir de 2010.

La puesta en servicio de la Central Neltume, en octubre de 2012 y, luego, de una central a carbón en la zona de la S/E Puerto Montt, en 2013, hacen necesaria ampliar la capacidad capacidad de transporte en el tramo Valdivia – Ciruelos y Ciruelos – Cautín.

Finalmente, se observa como resultado de la simulación que el proyecto de la instalación de una nueva línea entre las SS/EE Nogales y Pan de Azúcar en 2013 compite con la puesta en servicio de una central a carbón en la zona de la S/E Maitencillo. Efectivamente, antes de la puesta en servicio de dicha central, en el año 2012, los tramos 220 kV Nogales – Los Vilos y Los Vilos – Pan de Azúcar presentan importantes niveles de saturación, los que disminuyen en dicho año, sin volver a producirse. No obstante lo anterior, la instalación de una nueva central en la zona de la S/E Maitencillo requiere de mayor capacidad de transmisión en el tramo Pan de Azúcar – Maitencillo, para evacuar la generación en dirección norte – sur.

### **3. ZONA NORTE**

#### **3.1. TRAMO DIEGO DE ALMAGRO - CARDONES**

De los estudios realizados para la zona norte (Anexo D), se concluye que la capacidad máxima que puede ser transmitida de Cardones al Norte por problemas de estabilidad de tensión está limitada a 90 MW o 103 MW dependiendo si se considera el margen de 30% o 20% establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y calidad de Servicio (NTSyCS). Para poder satisfacer la demanda y cumplir la NTSyCS es necesario el despacho no económico de las turbinas de Diego de Almagro o la central Taltal, aumentando los costos de operación del sistema.

Producto de lo anterior, en estos mismos estudios se desarrolló la evaluación económica de los proyectos en cuestión llegándose a la conclusión que lo más económico para el sistema es desarrollar las obras de construcción del CER que es la obra más eficiente para aumentar la capacidad de transporte.

Dicha evaluación se realizó considerando los despachos esperados obtenidos del modelo SDDP, las limitaciones de la capacidad de transporte y los costos de operación de las turbinas de Diego de Almagro y la central Taltal.

Adicionalmente, para solucionar en forma definitiva los problemas operacionales de la zona producto de tener un sistema radial se propone la construcción de una nueva línea 1x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro. Este proyecto mejora la confiabilidad del sistema ya que se evitan utilizar mecanismos propuestos por el consultor del ETT pero que no se ha demostrado que funcionen los cuales son el uso de EDAC ante la pérdida del actual simple circuito 220 kV Cardones – Diego de Almagro y la operación en isla de la zona de Cardones al Norte.

Por lo tanto, se solicita al CDEC-SIC incorporar los siguientes proyectos en la zona norte con fecha de inicio de construcción el año 2007:

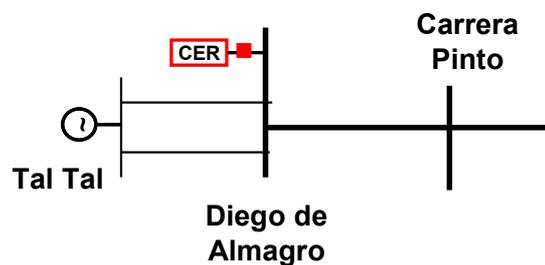
- Instalación de un CER en la subestación Diego de Almagro.
- Nueva línea 1x220 kV Diego de Almagro - Carrera Pinto.
- Nueva línea 1x220 kV Carrera Pinto – Cardones.

#### a) INSTALACIÓN DE UN CER EN LA SUBESTACIÓN DIEGO DE ALMAGRO

##### Características básicas:

Localización : Subestación Diego de Almagro  
 Barra de control : 220 kV  
 Rango de potencia : 40 MVAR inductivo, 130 MVAR capacitivo  
 Tipo de obra : Nueva

##### Diagrama Unilineal



##### Costo del proyecto:

Valor estimado de inversión (VI) : 12.3 MMUS\$

##### Plazo de construcción

	Meses
Desarrollo bases de licitación	3
Licitación y adjudicación	2
Ejecución de obras	19
<b>Tiempo total desde publicación decreto en el D.O.</b>	<b>24</b>

### Fechas de entrada en operaciones

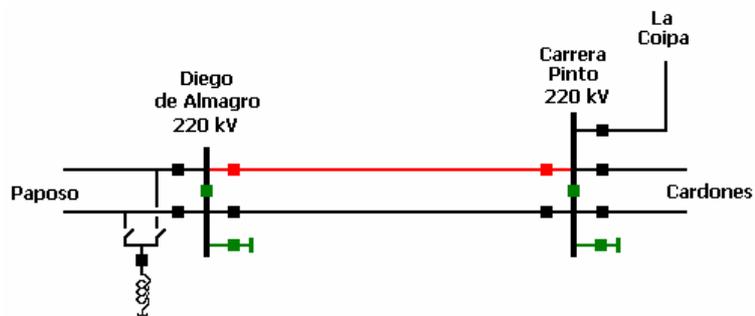
<b>Más pronta</b>	Oct 2009
<b>Referencial</b>	Oct 2009

### b) NUEVA LÍNEA 1X220 KV DIEGO DE ALMAGRO – CARRERA PINTO

#### Características básicas:

Tensión	: 220 kV
Capacidad de transporte	: 250 MW a 30°C con sol
Tipo de estructura	: Simple circuito
Longitud aproximada	: 73 km.
Tipo de obra	: Nueva

#### Diagrama unilineal



#### Costo del proyecto:

Valor estimado de inversión (VI) : 18,3 MMUS\$

#### Duración del proyecto

	Meses
Desarrollo bases de licitación	3
Licitación y adjudicación	2
Ejecución de obras	36
<b>Tiempo total desde publicación decreto en el D.O.</b>	<b>41</b>

### Fechas de entrada en operaciones

<b>Más pronta</b>	Mar 2011
<b>Referencial</b>	Mar 2011

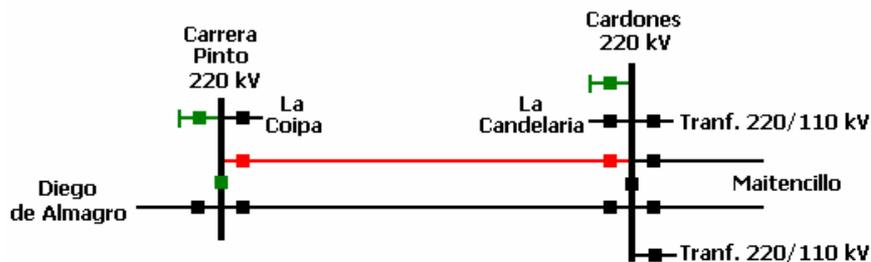
Nota: Los proyectos de instalación de los interruptores seccionadores y de transferencia de las SS/EE Diego de Almagro y Carrera Pinto, señalados en color verde, se encuentran en el Capítulo 6 del presente informe.

### c) NUEVA LÍNEA 1X220 KV CARRERA PINTO – CARDONES

#### Características básicas:

Tensión	: 220 kV
Capacidad de transporte	: 250 MW a 30°C con sol
Tipo de estructura	: Simple circuito
Longitud aproximada	: 73 km.
Tipo de obra	: Nueva

#### Diagrama unilineal



#### Costo del proyecto:

Valor estimado de inversión (VI) : 19,1 MMUS\$

### Duración del proyecto

	Meses
Desarrollo bases de licitación	3
Licitación y adjudicación	2
Ejecución de obras	36
<b>Tiempo total desde publicación decreto en el D.O.</b>	<b>41</b>

### Fechas de entrada en operaciones

<b>Más pronta</b>	Mar 2011
<b>Referencial</b>	Mar 2011

Nota: Los proyectos de instalación de los interruptores seccionadores y de transferencia de las SS/EE Carrera Pinto y cardones, señalados en color verde, se encuentran en el Capítulo 6 del presente informe.

### 3.2. S/E CARRERA PINTO 220 KV: INSTALACIÓN DE TT/PP Y EQUIPOS DE SINCRONIZACIÓN

Actualmente existen equipos de sincronización en Diego de Almagro y Cardones. En los últimos años el extremo norte del SIC se ha operado en condiciones cada vez más exigidas, lo que complica la reposición de las líneas 220 kV Cardones – Carrera Pinto - Diego de Almagro. En efecto, en el caso de una indisponibilidad de uno de los dos tramos, su energización debe ser realizada en Carrera Pinto, lo que puede provocar sobretensiones importantes en el extremo abierto con respecto a la barra a la cual se debe sincronizar. En el caso de tener ambos tramos fuera de servicio la situación anterior es de mayor dificultad, ya que al no existir carga en la barra Carrera Pinto, aumentan las diferencias de tensión. Esto se debe a que el consumo de Carrera Pinto correspondiente a la Minera La Coipa tiene una recuperación muy lenta (a veces varias horas).

Esta dificultad se evita si los tramos se energizan en Cardones o en Diego de



Almagro y se sincronizan en Carrera Pinto, para lo cual se propone la instalación de los equipos de sincronización y transformadores de potencial (TT/PP).

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización (VI) : 130.000 US\$

Plazo de ejecución : 9 meses

Tipo de obra : Ampliación

## 4. Zona centro

### 4.1. S/E QUILLOTA: REEMPLAZO DEL INTERRUPTOR ACOPLADOR DE BARRAS 52JR

En Diciembre de 2006 se alcanzaron niveles de cortocircuito que implican corrientes máximas en los interruptores de 29,0 kA para fallas monofásicas a tierra. Con San Isidro II y la extensión del sistema de 500 kV hasta Polpaico se superará el límite de 31,5 kA en los interruptores y con las obras contempladas hasta el año 2010 se alcanzan corrientes máximas de 33,8 kA (Anexo G)

Con la puesta en servicio de la turbina a vapor y operación en ciclo cerrado de San Isidro II se alcanzarán corrientes dinámicas máximas de 81 kA para falla trifásica lo que excede el límite de  $2,5 * 31,5 = 78,8$  kA.

Por lo que se concluye que se sobrepasa la capacidad de interrupción de dichos interruptores, siendo necesario su reemplazo para dar cumplimiento a la NTSyCS.

#### **Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 250.000 US\$

Plazo de ejecución : 12 meses

Tipo de obra : Ampliación

### 4.2. S/E ALTO JAHUEL: CAMBIO DE CONEXIÓN DE LOS BANCOS DE CC/EE INSTALADOS EN LOS TERCIARIOS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV.

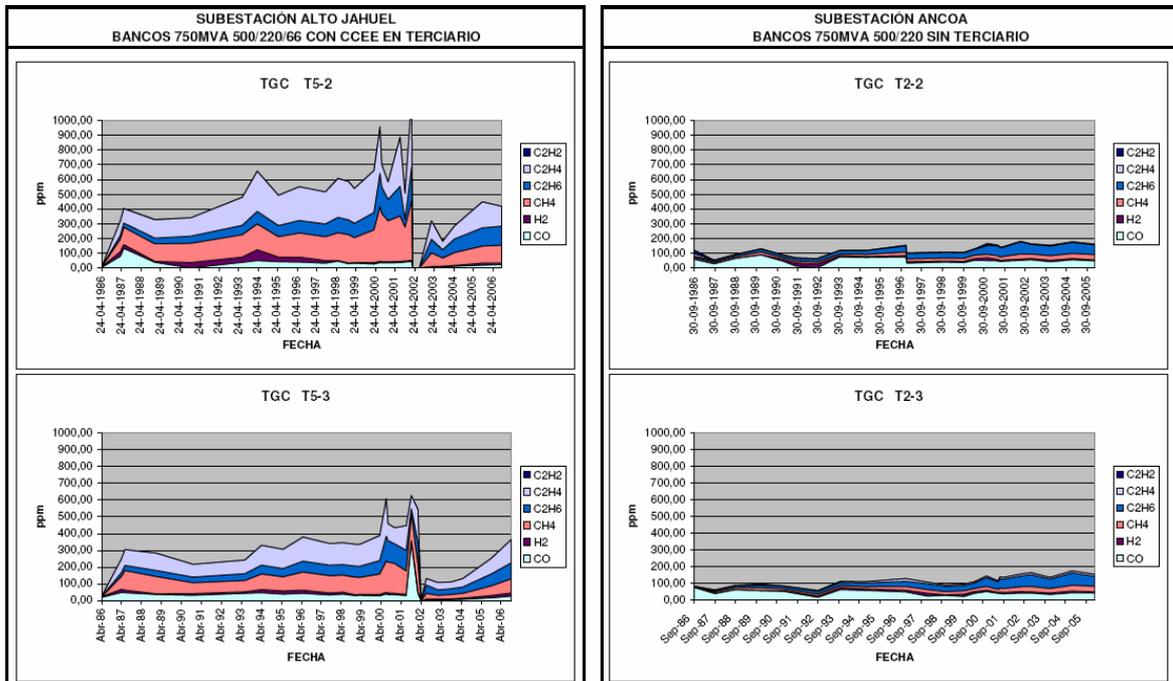
La instalación de bancos de condensadores estáticos en los terciarios de transformadores tiene varios efectos nocivos, tanto para el sistema como para los mismos equipos. Estos efectos son provocados por la circulación de corrientes armónicas que producen problemas eléctricos (riesgo de resonancia,

sobretensiones en los terciarios y deterioro de aislación), térmicos (por las mayores pérdidas debido a las corrientes no sinusoidales) y mecánicos (vibraciones), que en conjunto significan un mayor desgaste y pérdida de vida útil. Esto es especialmente negativo en transformadores que están en serie con un sistema de transmisión troncal, que en general son de alto costo y que tienen una gran incidencia en la confiabilidad del sistema.

En el caso de los autotransformadores 500/220 kV de Alto Jahuel, durante largos períodos se transmiten más de 1000 MW por los dos transformadores y una falla en uno de ellos provocaría la desconexión por sobrecarga del otro y una caída de servicio en el sistema, en el mejor de los casos de Alto Jahuel hacia el norte, pero que también puede afectar al resto del sistema por el violento rechazo de carga que se producirá.

En la minuta de la Subgerencia de Soporte Técnico de Transelec “EFECTOS DE CONECTAR BANCOS DE CONDENSADORES EN EL TERCIARIO DE TRANSFORMADORES “, (Anexo F), se presenta un análisis detallado de este tema y además, un análisis comparativo de los registros de cromatografía de los bancos de autotransformadores de Ancoa y Alto Jahuel, respectivamente.

En el siguiente gráfico se presenta una muestra de este análisis comparativo de la evolución en la concentración Total de Gases Combustibles (TGC) para cuatro unidades de autotransformadores, dos (T5-2 y T5-2) instalados en las subestaciones Alto Jahuel y dos (T2-2 y T2-3) en Ancoa. La principal diferencia entre estos equipos, además de su ubicación, radica en que los equipos de S/E Alto Jahuel tienen conectados bancos de condensadores estáticos en el terciario, a diferencia de lo que sucede en S/E Ancoa donde no tienen terciario.



Sobre la base de estos resultados y lo expuesto anteriormente, con el fin de mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema troncal de 500 kV y no arriesgar un mayor deterioro de la vida útil de los transformadores de Alto Jahuel, es necesario retirar los 8 bancos de condensadores de sus terciarios y conectarlos directamente a las respectivas secciones de barra de 220 kV a través de transformadores de 220/69kV, 150 MVA.

#### Costo, plazo y tipo de proyecto:

Valorización : 13,8 MMUS\$  
 Plazo de ejecución : 24 meses  
 Tipo de obra : Ampliación

### 4.3. S/E ALTO JAHUEL: INCORPORAR EQUIPOS DE MANIOBRAS EN CONEXIÓN DE REACTORES DE 500 KV

En la S/E Alto Jahuel los reactores de 500 kV no disponen de desconectores en los interruptores de 500 kV de los reactores de líneas. En caso de falla del

interruptor de un reactor o ante la necesidad de mantenimiento se debe dejar indisponible la línea respectiva, siendo éste el principal tramo del sistema de transmisión troncal, donde se requieren las dos líneas para operar con seguridad de servicio, de acuerdo a las exigencias de la NTSyCS.

Para mejorar la confiabilidad del sistema de 500 kV es necesario instalar equipos de maniobra en la S/E Alto Jahuel para poder aislar los reactores de 500 kV con su interruptor, con lo que se puede reponer la línea en el menor tiempo, tal como sucede en las demás subestaciones de 500 kV.

El proyecto consiste en reemplazar los actuales interruptores de 500 kV por interruptores con desconectores incorporados, debido a que no existe espacio suficiente para colocar desconectores convencionales.

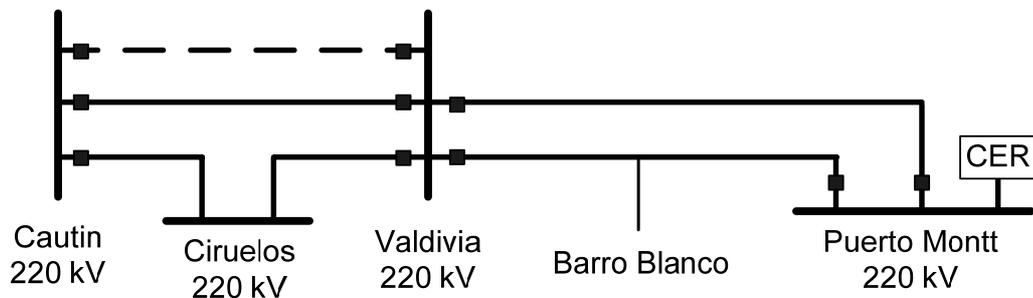
**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 4,1 MMUS\$  
Plazo de ejecución : 15 meses  
Tipo de obra : Ampliación

## 5. Zona sur

### 5.1. TRAMO CAUTIN – VALDIVIA – PUERTO MONTT

El informe técnico de la CNE indica que la única expansión a considerar en la zona sur es una nueva línea 1x220 kV Cautín – Valdivia con puesta en servicio junio del 2013, lo que se muestra en línea segmentada en el siguiente diagrama unilineal.



El análisis de la zona (Anexo E) demuestra que a partir del 2008 para el escenario de generación con solo una unidad de la Central Canutillar que sería factible en un escenario hidrológico seco o con una unidad fuera de servicio por mantenimiento, toda la zona sur queda en riesgo de un colapso por tensión o salida en cascada por capacidad de transporte.

En efecto, para todos los años analizados (2008, 2009 y 2010) en el caso de pérdida total de la generación de la Central Canutillar el CER de Puerto Montt es insuficiente para mantener las tensiones ya que copa su capacidad de aporte de reactivos lo que produce un colapso de tensión en la barra Puerto Montt. Por otro lado en el caso de falla de algunas de las líneas de Valdivia a Puerto Montt el circuito paralelo sobrepasaría su capacidad de transporte provocando una pérdida incontrolada de instalaciones y consumo, por lo tanto no se cumpliría el art. 5.5 de la NTSyCS.

**a) Nueva línea 1x220 kV Valdivia – Puerto Montt**

Corresponde a la construcción de una nueva línea 1x220 kV Valdivia – Puerto Montt con una capacidad de 300 MVA a 30°C con sol, con una longitud estimada de 200 km.

**Costo y tipo de proyecto:**

Valor estimado de inversión (VI) : 44.5 MMUS\$

Tipo de obra : Nueva

**Duración del proyecto**

	Meses
Desarrollo bases de licitación	3
Licitación y adjudicación	2
Ejecución de obras	36
<b>Tiempo total desde publicación decreto en el D.O.</b>	<b>41</b>

**Fechas de entrada en operaciones**

<b>Más pronta</b>	Marzo 2011
<b>Referencial</b>	Marzo 2011

**b) Ampliación capacidad de reactivos en Puerto Montt**

Para ampliar la capacidad de reactivos es necesario instalar bancos de condensadores estáticos externos controlados para operar en conjunto con el CER.

La cantidad de potencia reactiva a instalar es 90 MVAR la que deberá ser instalada utilizando dos bancos de 45 MVAR cada uno con su respectivos paños de 220 kV, adicionalmente para efectos de controlar adecuadamente las tensiones en contingencia se recomienda incluir el automatismo (similar a MAIS) en los reactores de las línea de 220 kV.

Se recomienda incluir en el proyecto el estudio de armónicos y eventuales modificaciones lo que se valoriza en aproximadamente US\$500.000, lo que está incluido en el valor de VI que se indica a continuación.

**Costo y tipo de proyecto:**

Valor estimado de inversión (VI) : 5,3 MMUS\$

Tipo de obra : Ampliación

**Duración del proyecto**

	Meses
Desarrollo bases de licitación	3
Licitación y adjudicación	2
Ejecución de obras	18
<b>Tiempo total desde publicación decreto en el D.O.</b>	<b>23</b>

**Fechas de entrada en operaciones**

<b>Más pronta</b>	Septiembre 2009
<b>Referencial</b>	Septiembre 2009

**5.2. PARTIDA AUTÓNOMA EN EL CER DE PUERTO MONTT**

Actualmente existen básicamente dos alternativas para recuperar la Zona Sur después de una caída de servicio: desde Charrúa o Temuco y desde la central Canutillar. En el primer caso existe el problema de tener que energizar sucesivamente líneas de gran longitud (550 km desde Charrúa, 350 km desde Temuco). Esto solamente es posible por etapas y en forma escalonada en el tiempo, para tener la carga mínima requerida antes de poder continuar hacia Puerto Montt. En el segundo caso existe la complicación técnica de energizar los transformadores desde las unidades de Canutillar, que tienen un margen reducido de potencia activa (mínimo técnico elevado) y reactiva.

En cualquiera de los dos casos el proceso sería más rápido y seguro, con la salvedad que éste fue instalado sin partida autónoma para los servicios auxiliares, especialmente la refrigeración. En consecuencia, una vez energizada la barra de 220 kV de Puerto Montt, hay que esperar un par de minutos para poder poner en servicio el CER y contar con el efecto estabilizador de las tensiones. Con el fin de evitar esta demora, lo que aumentaría la rapidez y simultáneamente la flexibilidad y confiabilidad de la recuperación de servicio en el extremo sur del SIC, se propone instalar un equipo de emergencia de 150 KVA

Cabe señalar que adelantar la recuperación de 200 MW en 6 minutos, a un costo de falla de US\$ 2000/MWh significaría un ahorro de US\$ 40.000 por evento.

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización (VI) : 200.000 US\$

Plazo de ejecución : 6 meses

Tipo de obra : Ampliación

## **6. Seccionamiento y Barras de Transferencia 220 kV en subestaciones del Sistema Troncal**

La operación de un sistema de acuerdo a las exigencias de la NTSyCS, entre muchos otros aspectos exige un estándar mínimo en las barras del sistema troncal, tanto en condiciones normales como ante contingencias simples en líneas de transmisión, pero también, para poder realizar mantenimientos en las barras y en los equipos asociados a los paños, y sobre todo, para poder afrontar fallas intempestivas, indisponibilidades forzosas o prolongadas en interruptores u otros equipos, sin poner en riesgo el funcionamiento como sistema troncal y el abastecimiento de los consumos, más allá del tiempo permitido por dicha norma.

Para estos efectos es necesario contar con configuraciones de barra que permitan satisfacer estos requerimientos en condiciones de seguridad y confiabilidad aceptables. Dependiendo de la ubicación, del número y de la importancia de los paños instalados en función de la operación global del sistema troncal, es necesario contar con barras seccionadas, doble barra con conmutación de los elementos esenciales, barras en anillo, barras con 1½ interruptores por paño o cualquier otra configuración que permita realizar los mantenimientos necesarios o las contingencias o afrontar las indisponibilidades que se pueden presentar.

En su defecto, se corre el riesgo de tener que afrontar racionamientos de consumos o dejar tramos del sistema de transmisión troncal con las transferencias muy restringidas, por consiguiente con un mayor costo de generación, o con transferencias que excedan los límites de seguridad, por consiguiente, con riesgo de fallas más severas en el sistema.

Si bien es cierto que en períodos normales la probabilidad de ocurrencia de las situaciones descritas es relativamente baja, en la medida que aumenta el nivel de carga en el sistema, que significa complicaciones de operación cada vez mayores, y sobre todo en períodos de indisponibilidad de centrales importantes o de crisis energéticas estas situaciones serían muy críticas.

En la NTSyCS el artículo 6-42) inciso e) menciona un período de 30 minutos

después de una contingencia simple en que se aplicarán los estándares y exigencias correspondientes a un Estado de Emergencia:

**Artículo 6-42**

Para la asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán tenerse en cuenta al menos los siguientes criterios:

- e) El margen de reserva de potencia reactiva posterior a una Contingencia Simple deberá ser tal que no haya riesgo de colapso de tensión ante la ocurrencia de una nueva Contingencia Simple. En caso que la segunda Contingencia Simple se presente dentro del periodo de 30 minutos siguientes a la primera, se aplicarán los estándares y exigencia correspondiente al Estado de Emergencia.

Por lo tanto al cabo de esos 30 minutos rigen nuevamente los estándares aplicables en estado normal o de alerta. En caso de falla de un interruptor u otros equipos de un paño o de una barra, esto es prácticamente imposible obtener si una subestación no tiene barra de transferencia para aislar el interruptor fallado o para habilitar otra solución de emergencia.

Al revisar las subestaciones del sistema troncal del SIC se concluye que todas las barras de 500 kV y la mayoría de las barras de 220 kV cumplen los requisitos señalados, a excepción de los casos que se indican a continuación:

- a) **S/E Diego de Almagro 220 kV:** La obra considera 1 paño seccionador, 1 paño acoplador y construcción de barra de transferencia para 4 paños

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 3,5 MMUS\$  
Plazo de ejecución : 18 meses  
Tipo de obra : Ampliación

- b) **S/E Carrera Pinto 220kV:** La obra considera 1 paño acoplador y construcción de barra de transferencia para 2 paños.

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 2,5 MMUS\$  
Plazo de ejecución : 18 meses  
Tipo de obra : Ampliación

- c) **S/E Cardones 220 kV:** La obra considera 1 paño acoplador y construcción de barra de transferencia para 3 paños.

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 2,6 MMUS\$  
Plazo de ejecución : 18 meses  
Tipo de obra : Ampliación

- d) **S/E Los Vilos 220 kV:** La obra considera construcción de barra transferencia para 4 paños de 220 kV y un paño acoplador

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 2,4 MMUS\$  
Plazo de ejecución : 24 meses  
Tipo de obra : Ampliación

- e) **S/E Ciruelos 220 kV:** La obra considera 1 paño acoplador y construcción de barra transferencia para 3 paños

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 2,8 MMUS\$  
Plazo de ejecución : 18 meses  
Tipo de obra : Ampliación

- f) **S/E Valdivia 220 kV:** La obra considera 1 paño acoplador y construcción de barra de transferencia para 4 paños.

**Costo, plazo y tipo de proyecto:**

Valorización : 2,7 MMUS\$

Plazo de ejecución : 18 meses

Tipo de obra : Ampliación

Nota: En estos presupuestos de las barras de transferencia 220 kV sólo se consideró la conexión de los elementos que forman parte del sistema de transmisión troncal.

# **ANEXO A**

## **Flujos reales por tramo año 2006**

## **Estadísticas de flujos horarios por tramos Período Enero 2006 - Diciembre 2006**

Se presentan en este informe las mediciones horarias de flujos de potencia activa efectivamente transitada, medidas en los distintos tramos de las líneas del sistema de transmisión explotado por TRANSELEC, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2006.

Esta información se obtiene a partir de medidores instalados en las distintas líneas de transmisión, con precisión de medida de facturación, con intervalo de integración de quince minutos.

Los flujos se presentan gráficamente, de dos maneras:

- Ordenados cronológicamente, es decir, en la misma secuencia horaria en que ocurrieron, para apreciar la variabilidad del flujo según la operación del sistema.
- Ordenados de mayor a menor (curva de duración), por períodos trimestrales en los últimos doce meses, para apreciar la persistencia del flujo en cada sentido.

Por convención, se muestran como positivos los flujos en el sentido que señala el nombre de cada tramo; por ejemplo, para el tramo Temuco - Charrúa, el flujo es positivo cuando la potencia fluye desde Temuco hacia Charrúa, y negativo en el caso inverso. En general, se ha definido el nombre de cada tramo de tal manera que el flujo resulte positivo cuando fluye de sur a norte.

Para cada trimestre, se muestran además los siguientes valores:

- Flujo máximo (MW)
- Flujo mínimo (MW)
- Flujo medio (MW)
- Factor de carga de la transmisión (°/1)

Las primeras cuatro láminas resumen las curvas de duración de los flujos horarios registrados en los respectivos trimestres, para los tramos más relevantes del sistema troncal. Éstas incluyen además un diagrama con el flujo medio del periodo analizado para cada uno de estos tramos.

Adicionalmente, en la siguiente tabla (Cuadro N° 1) se presentan las transmisiones físicas medias netas de potencia activa (medidas en MW) registradas en los últimos cuatro trimestres, para los tramos ya indicados.

**CUADRO N° 1 - TABLA SIC**

Tramo	Ene-06 a Mar-06	Abr-06 a Jun-06	Jul-06 a Sep-06	Oct-06 a Dic-06	Media
Carrera Pinto-D. De Almagro 1x220 kV	-21,5	45,3	45,5	20,8	22,7
Cardones-Carrera Pinto 1x220 kV	-2,8	65,2	65,7	38,8	41,9
Maitencillo-Cardones 1x220 kV (1)	82,2	110,4	113,3	107,2	103,4
Pan de Azúcar-Maitencillo 2x220 kV	-41,5	1,4	28,3	30,7	5,0
Quillota-Pan de Azúcar 2x220 kV	89,1	128,1	154,5	176,1	137,2
Polpaico-Quillota 2x220 kV y 1x220 kV	-266,2	-165,5	129,9	96,2	-50,0
Cerro Navia-Polpaico 2x220 kV	-146,1	-144,4	-77,8	-179,6	-136,9
Chena-Cerro Navia 2x220 kV	60,3	109,5	63,4	12,1	61,2
Alto Jahuel-Polpaico 2x220 kV	56,6	118,8	230,0	243,0	162,8
Alto Jahuel-Chena 2x220 kV	241,9	329,6	337,6	289,5	299,9
Ancoa-Alto Jahuel 2 x 500 kV	599,8	897,8	1161,2	1106,1	943,2
Charrúa-Ancoa 2 x 500 kV	273,7	619,4	803,6	535,0	559,3
Charrúa-Concepción 1x220 kV y 1x154 kV	185,3	200,5	222,5	200,4	202,3
Charrúa-Hualpén 1x220 kV	117,6	127,9	142,6	127,2	128,9
Concepción-San Vicente 2x154 kV	75,9	75,4	92,1	80,1	80,9
Temuco-Charrúa 1x220 kV	-107,6	-88,7	-95,8	-124,8	-104,2
Valdivia-Temuco 1x220 kV	-15,2	-4,4	-10,7	-18,8	-12,3
Pto. Montt-Valdivia 1x220 kV	31,6	36,8	18,7	6,2	23,3
Pto. Montt-Temuco 1x220 kV	1,3	10,2	1,4	-10,3	0,6
Ancoa-Itahue 1x220 kV	16,8	59,4	87,4	-44,8	29,7
Rancagua-Alto Jahuel 1x154 kV	-81,5	-41,6	-25,6	-66,8	-53,8
Pta. De Cortés-Alto Jahuel 1x154 kV	-29,6	12,4	18,5	-43,6	-10,5
Itahue-Pta. De Cortés 1x154 kV	65,7	87,6	82,6	32,3	67,0
Itahue-Rancagua 1x154 kV	63,2	93,8	93,0	32,5	70,6
Charrúa-Chillán 1x 154 kV (2)	20,3	32,7	29,7	20,8	25,9
Charrúa-Chillán 1x 154 kV	40,2	13,2	23,4	23,5	25,0
Horas del período	2161	2184	2208	2207	8760

**Notas**

(1) Sólo medidas de la línea de propiedad de Transelec

(2) Nueva línea Charrúa - Chillán

Cabe destacar que en SIC la mayoría de los tramos experimentan fuertes variaciones en el sentido y magnitud de los flujos trimestrales, lo que demuestra la alta variabilidad de las transmisiones físicas, dependiendo de las distintas condiciones hidrológicas.

Asimismo, varios tramos (por ejemplo P. de Azúcar - Maitencillo y P. Montt - Temuco) presentan flujos medios anuales pequeños en comparación a sus transferencias máximas y mínimas esto dado por la variabilidad en el sentido del flujo, por lo cual los flujos promedios trimestrales y anuales no son representativos de las transferencias por dichos tramos.

Respecto del informe de flujos del año 2005, una diferencia relevante se produce en la línea Chena – Cerro Navia, la que durante gran parte del tiempo opera abierta para así no limitar las transferencias por las líneas adyacentes.

Por otra parte, dado que el SING es un sistema térmico y compuesto principalmente por grandes clientes libres, no existen importantes variaciones de magnitud y sentido de los flujos de la forma que se dan en el SIC, el cual a diferencia del SING, corresponde a un sistema hidro-térmico con una importante proporción del consumo perteneciente a clientes regulados.

En el caso del SING, una diferencia relevante respecto del informe de flujos del año 2005 se da en el tramo Encuentro – Crucero, el cual cambia el sentido de flujo durante varios meses del año debido a la falta de gas para las centrales generadoras.

A continuación (Cuadro N° 2) se presentan las transmisiones físicas medias netas de potencia activa (medidas en MW) registradas en los últimos cuatro trimestres, para los tramos pertenecientes al sistema del SING.

**CUADRO N° 2 - TABLA SING**

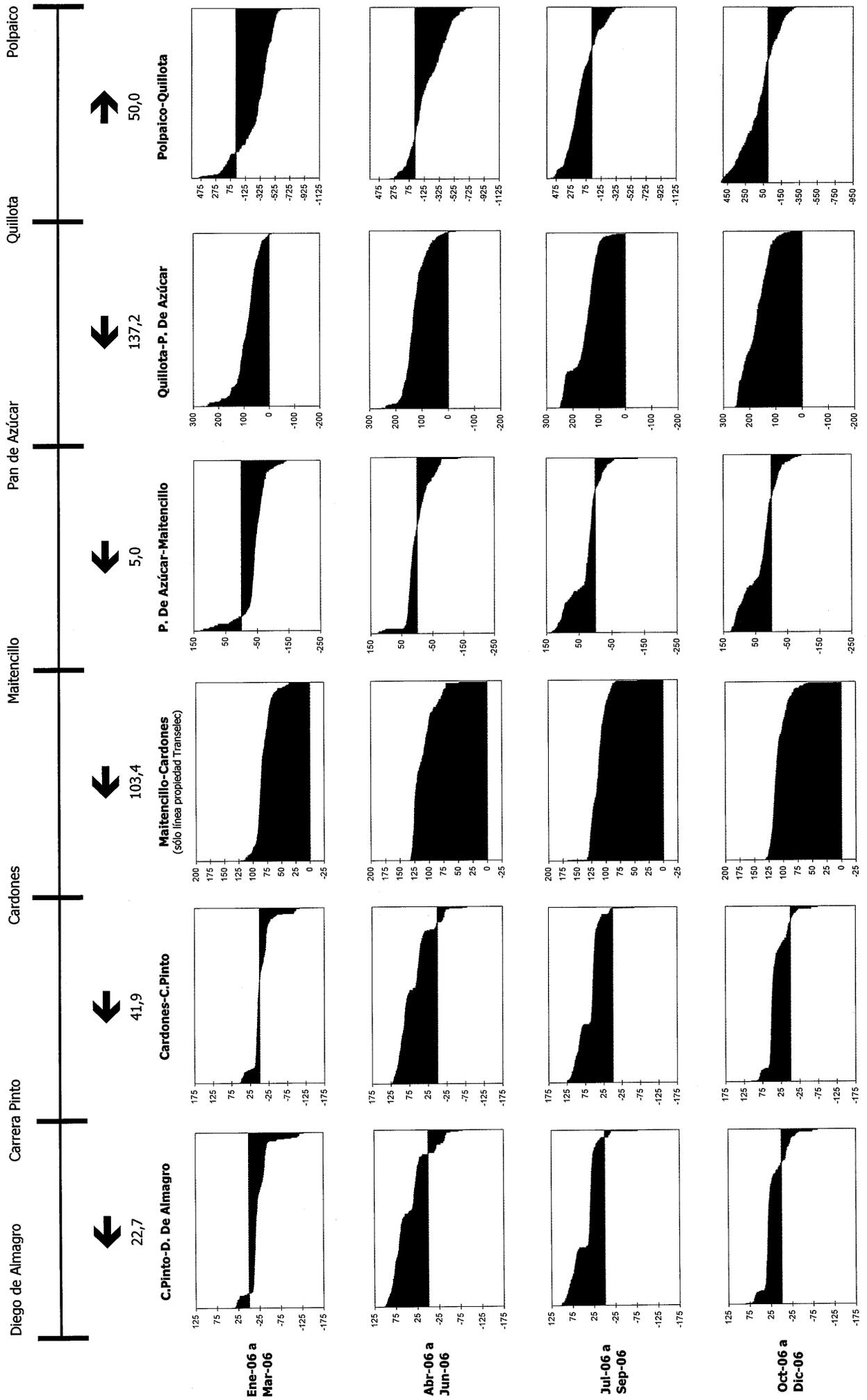
Tramo	Ene-06 a Mar-06	Abr-06 a Jun-06	Jul-06 a Sep-06	Oct-06 a Dic-06	Media
Cóndores - Parinacota 1x220 kV	28,5	28,8	27,9	29,2	28,6
Tarapacá - Cóndores 1x220 kV	67,8	66,7	65,2	69,9	67,4
Lagunas - Tarapacá 2x220 kV	17,0	-39,0	-27,5	-11,5	-15,4
Crucero - Lagunas 1x220 kV <b>(1)</b>	70,2	53,6	60,7	63,6	62,0
Encuentro - Crucero 2x220 kV	22,6	-126,9	-103,3	-43,6	-63,1
Atacama - Encuentro 2x220 kV	133,1	-26,2	11,3	82,3	49,9
Esmeralda - Atacama 1x220 kV	-48,8	-50,2	-49,8	-51,1	-50,0
Horas del período	2161	2184	2208	2207	8760

**Notas**

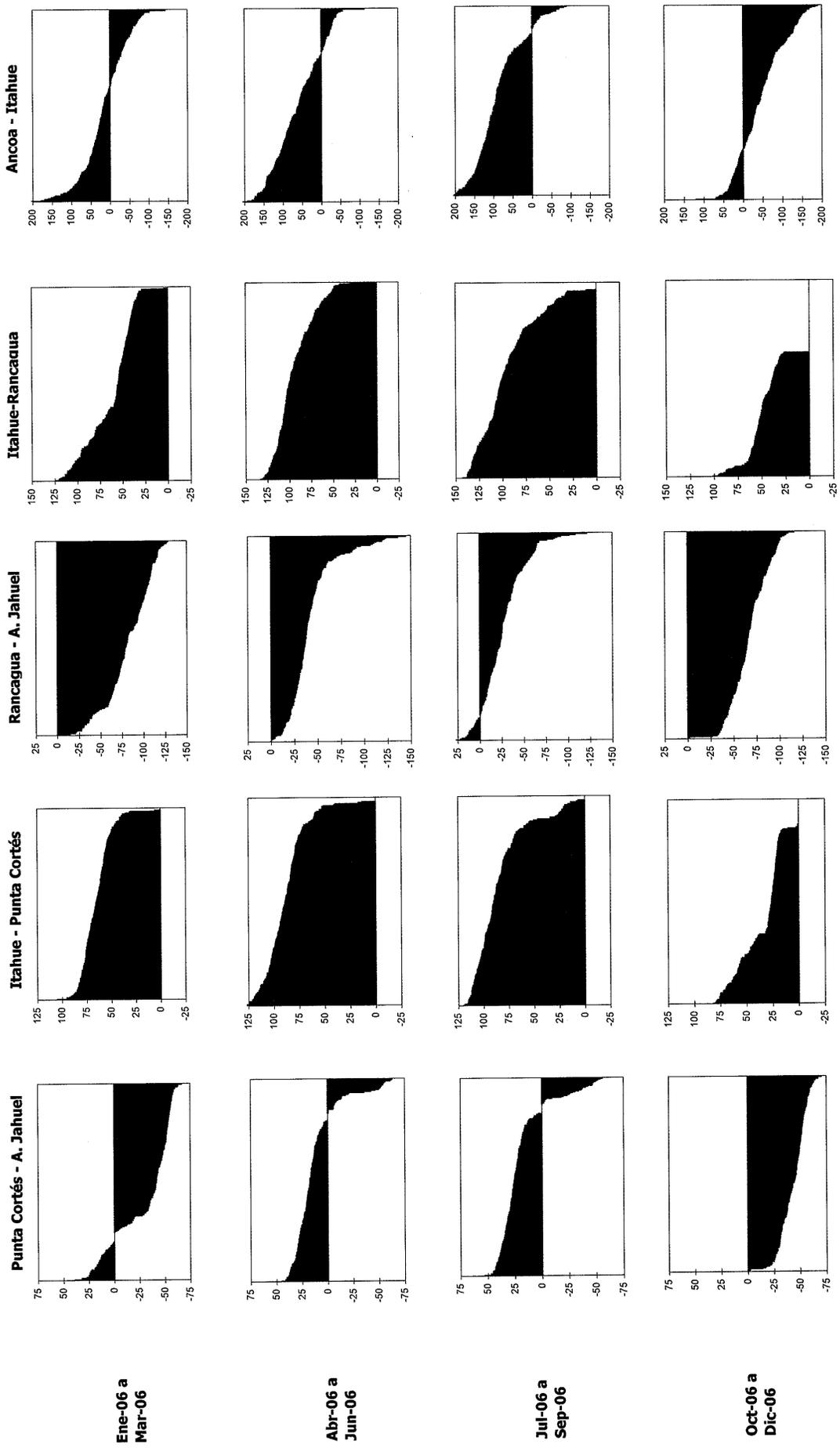
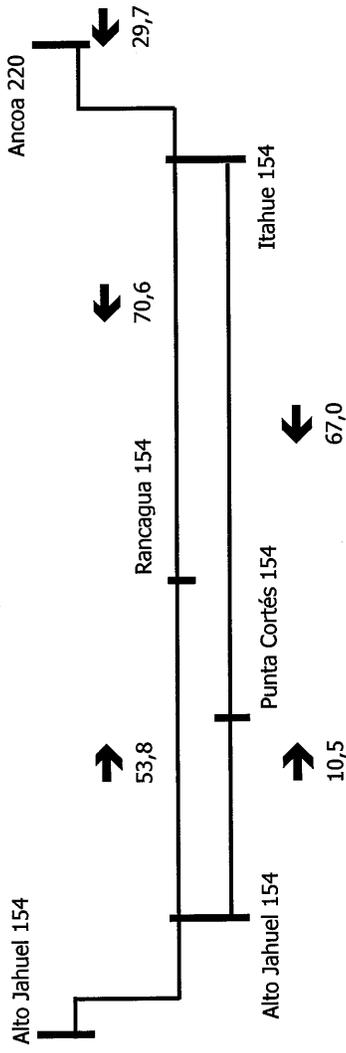
**(1)** Sólo medidas de la línea de propiedad de Transelec

**TRANSMISIÓN FÍSICA HORARIA NETA  
DE POTENCIA ACTIVA (MWh/h)  
INSTALACIONES SIC**

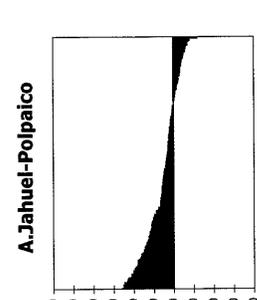
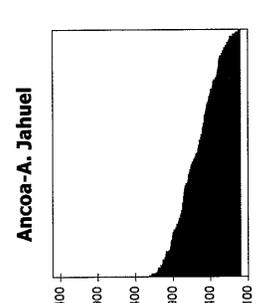
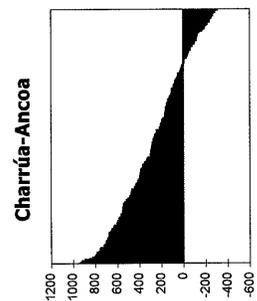
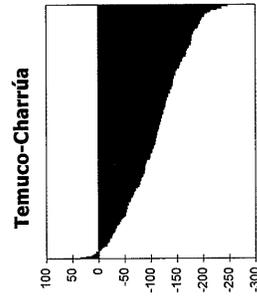
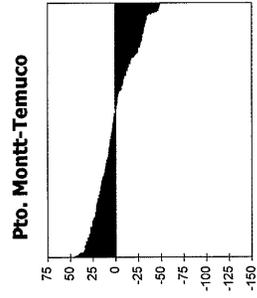
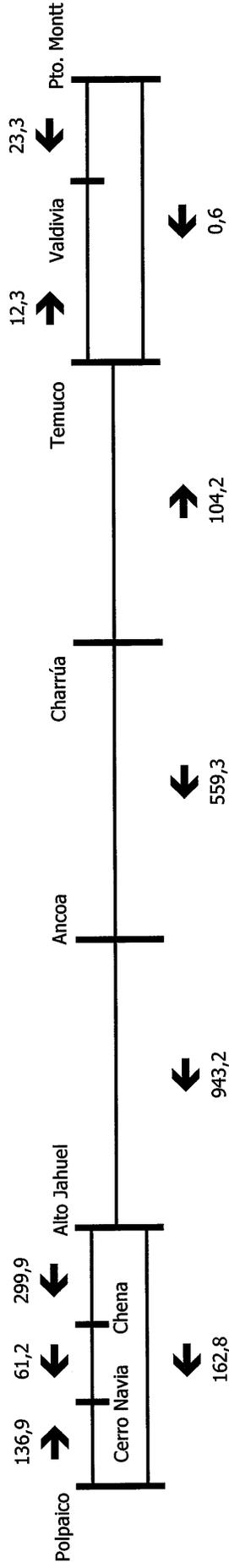
# Resumen de flujos de potencia en el sistema principal SIC (norte) Enero 2006 - Diciembre 2006



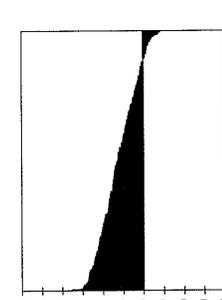
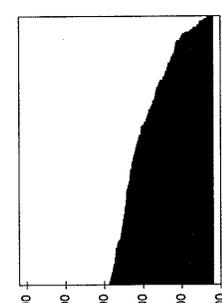
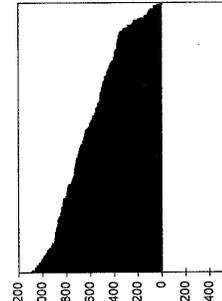
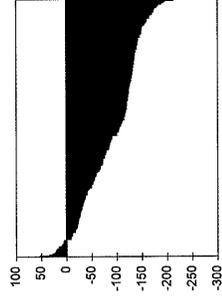
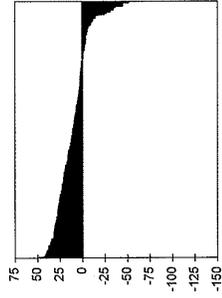
# Resumen de flujos de potencia en el sistema principal SIC (zona Itahue) Enero 2006 - Diciembre 2006



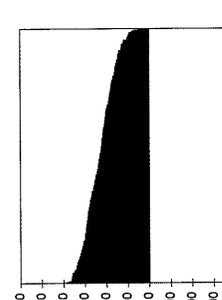
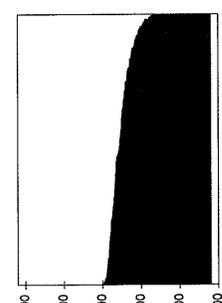
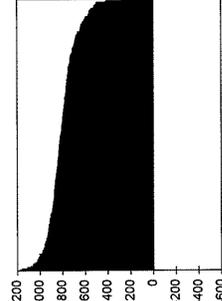
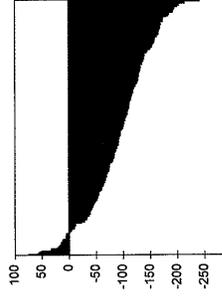
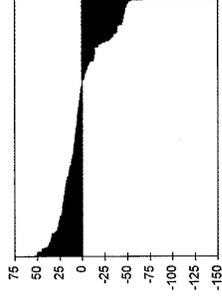
# Resumen de flujos de potencia en el sistema principal SIC (centro-sur) Enero 2006 - Diciembre 2006



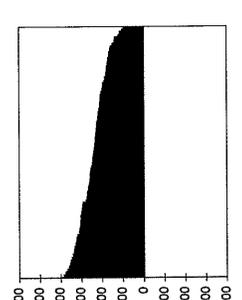
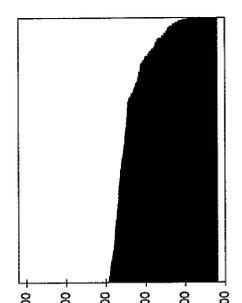
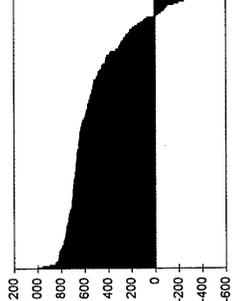
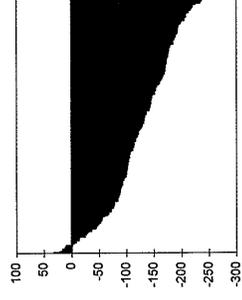
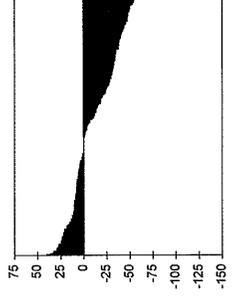
Ene-06 a  
Mar-06



Abr-06 a  
Jun-06



Jul-06 a  
Sep-06

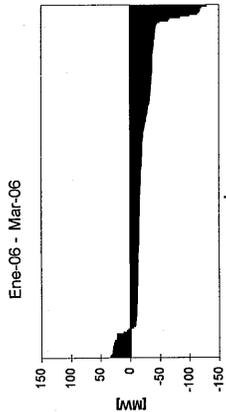


Oct-06 a  
Dic-06

**LINEA 1X220 KV CARRERA PINTO - D. ALMAGRO**

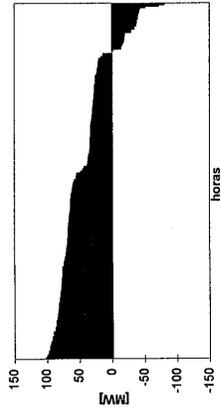
Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CARRERA PINTO

Curva trimestral de duración



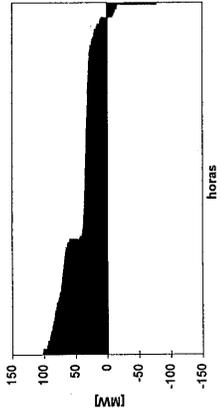
Fact. Carga 0.17  
 Máxima 35.2  
 Mínima -146.1  
 Media -21.5

Abr-06 - Jun-06



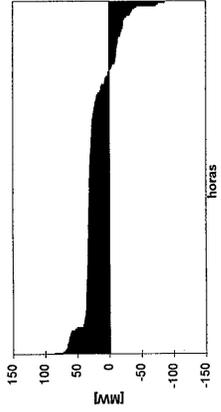
Fact. Carga 0.51  
 Máxima 105.4  
 Mínima -89.4  
 Media 45.3

Jul-06 - Sep-06



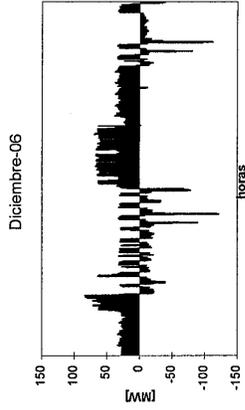
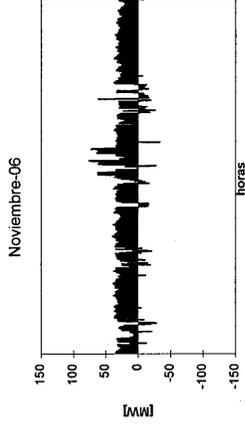
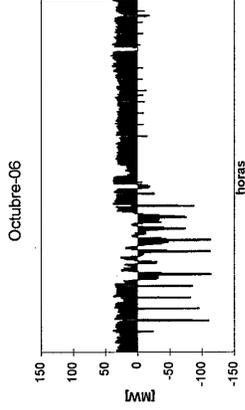
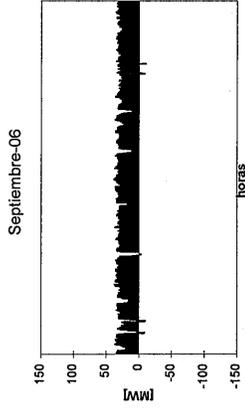
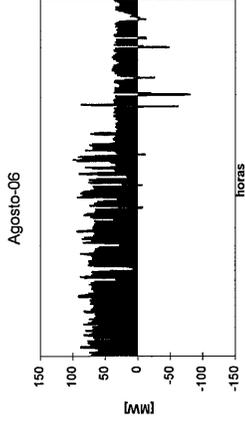
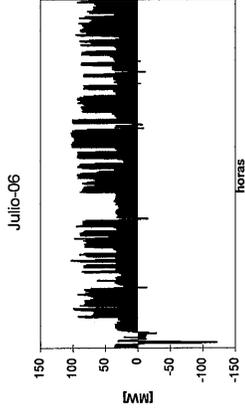
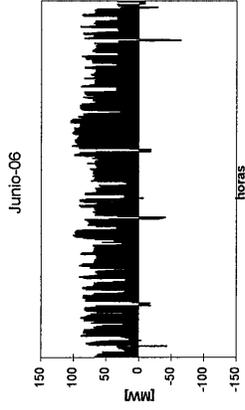
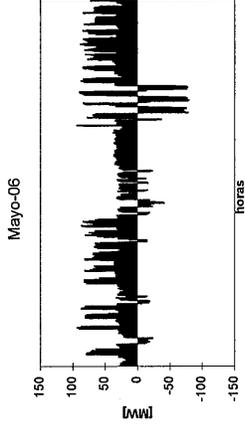
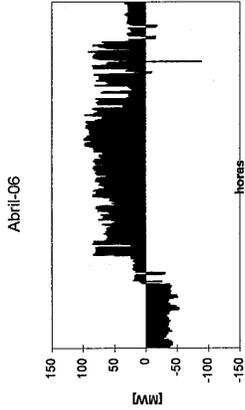
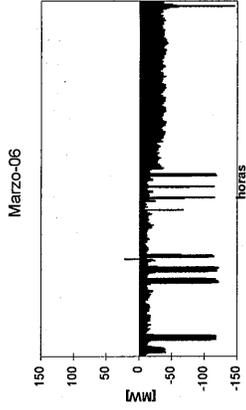
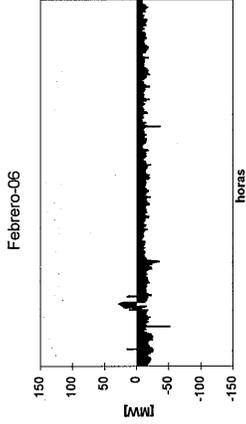
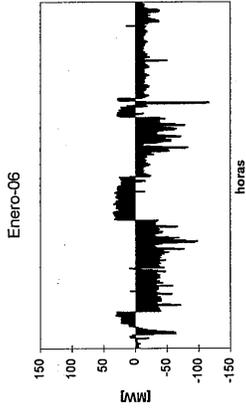
Fact. Carga 0.38  
 Máxima 103.2  
 Mínima -122.5  
 Media 45.5

Oct-06 - Dic-06



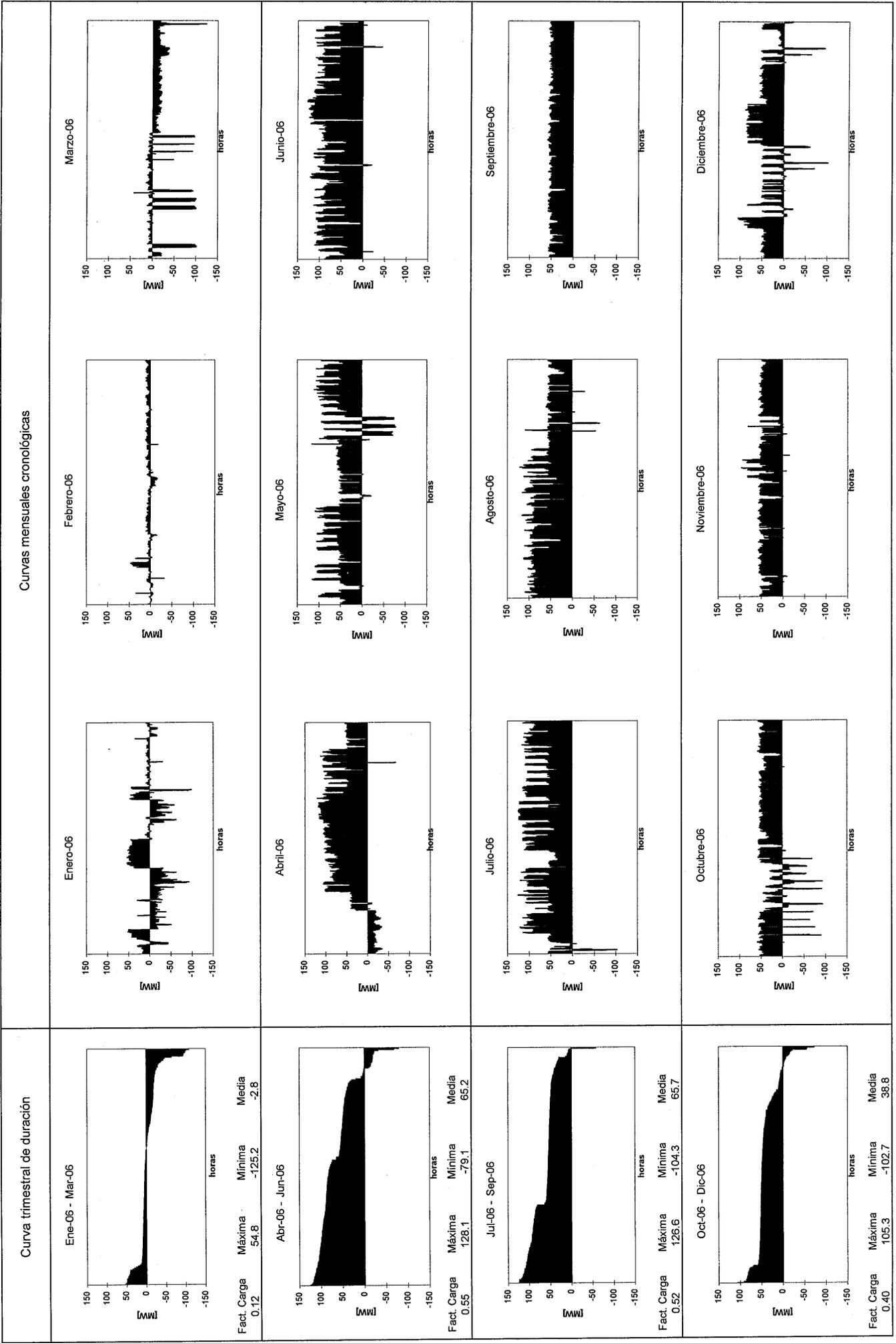
Fact. Carga 0.24  
 Máxima 84.4  
 Mínima -122.4  
 Media 20.8

Curvas mensuales cronológicas



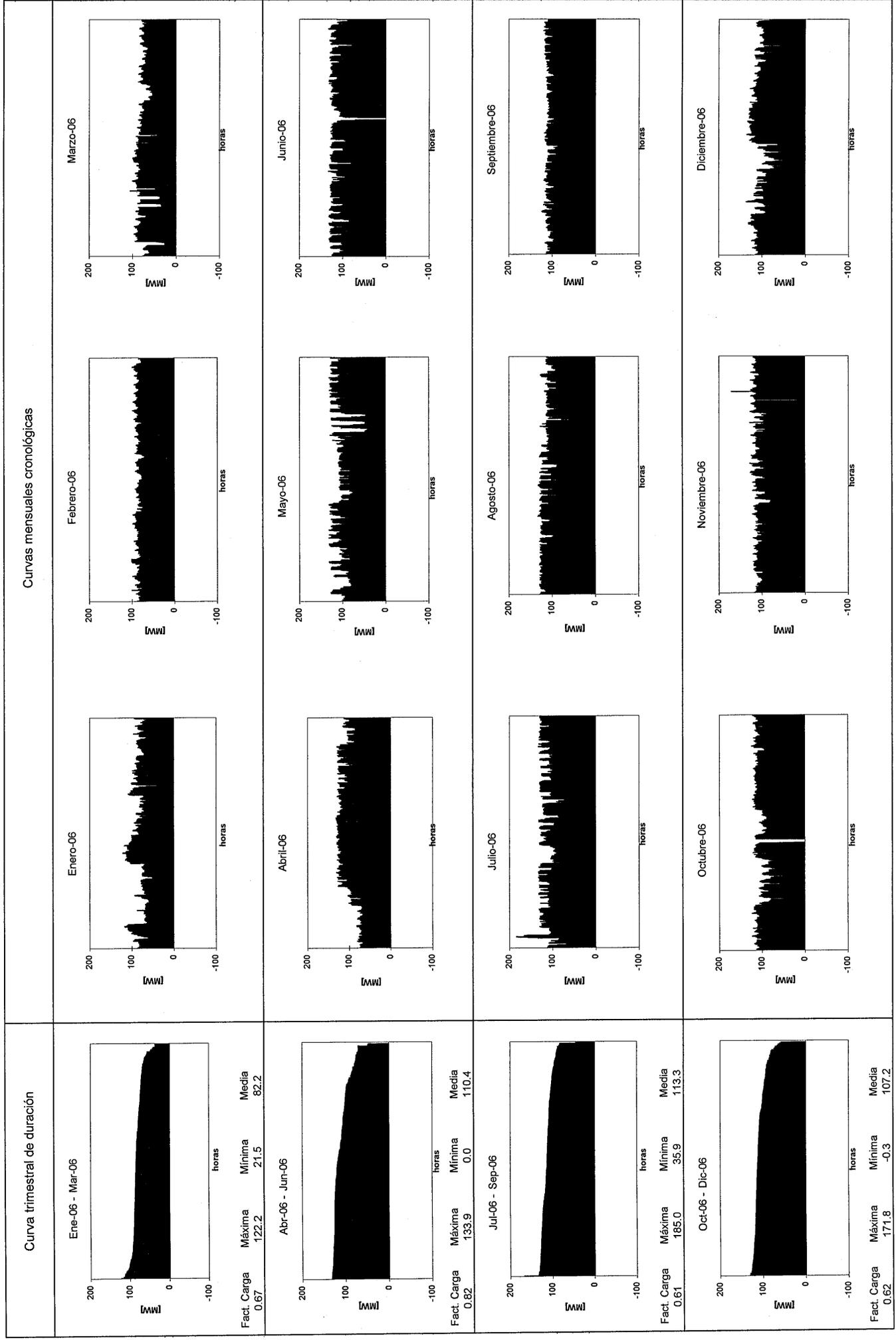
**LINEA 1X220 KV CARDONES - CARRERA PINTO**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CARDONES



**LINEA 1X220 KV MAITENCILLO - CARDONES (1)**

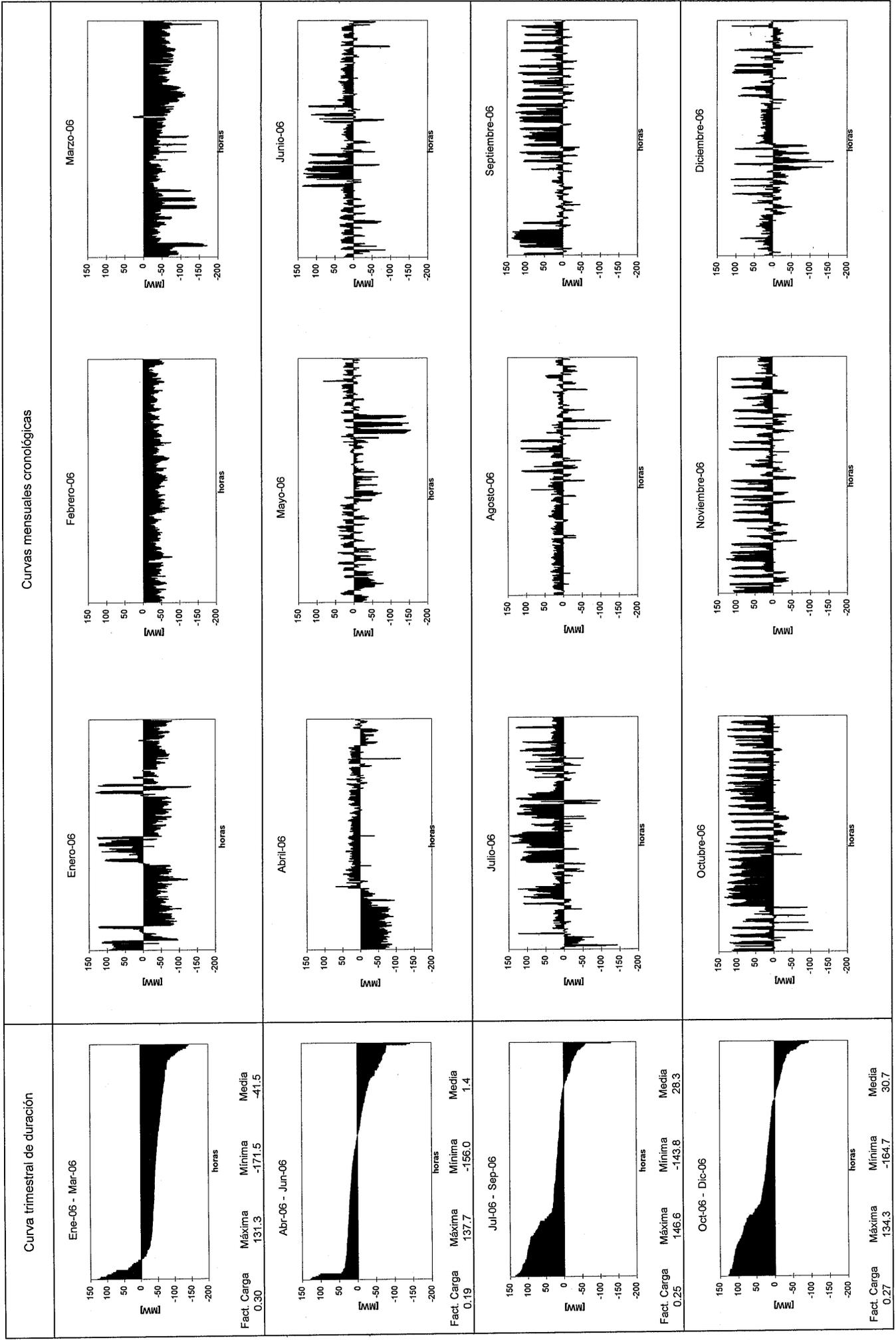
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en MAITENCILLO



(1) LAS MEDICIONES CORRESPONDEN SOLO A LA LINEA DE TRANSELEC.

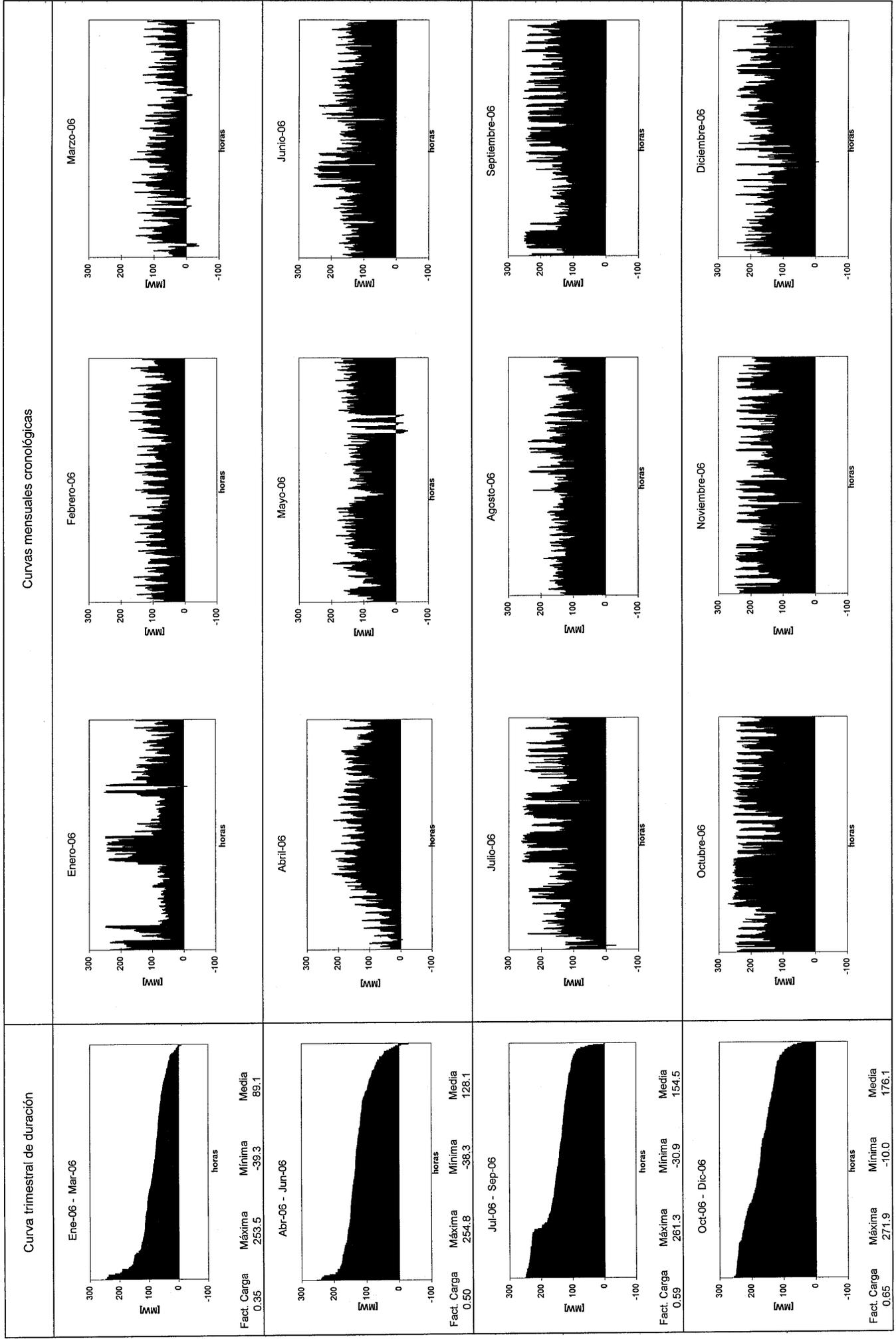
**LINEA 2X220 KV PAN DE AZUCAR - MAITENCILLO**

Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en PAN DE AZUCAR



**LINEA 2X220 KV QUILLOTA - PAN DE AZUCAR (1)**

Transfencias de Polencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en QUILLOTA

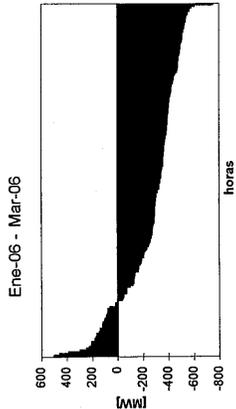


(1) QUILLOTA/LOS VILOS - LOS VILOS/PAN DE AZUCAR

LINEA 2X220 KV POLPAICO - QUILLOTA

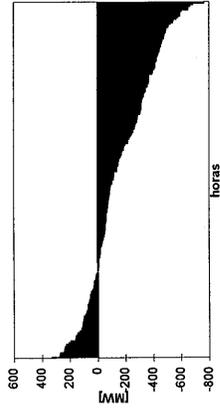
Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en QUILLOTA

Curva trimestral de duracion



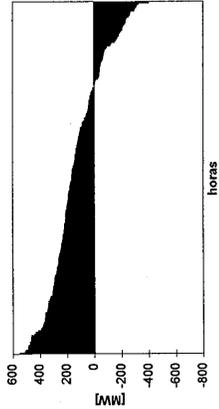
Ene-06 - Mar-06  
 Fact. Carga Máxima 592.7  
 Fact. Carga Mínima -749.4  
 Media -266.2

Abr-06 - Jun-06



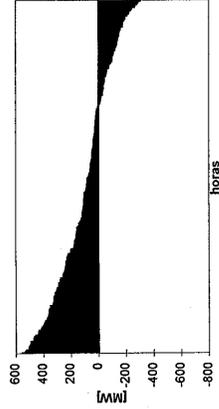
Abr-06 - Jun-06  
 Fact. Carga Máxima 494.1  
 Fact. Carga Mínima -789.8  
 Media -165.5

Jul-06 - Sep-06



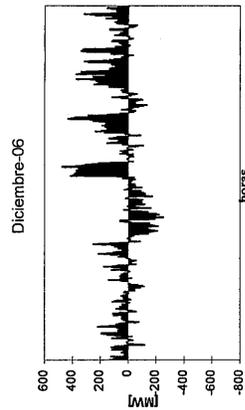
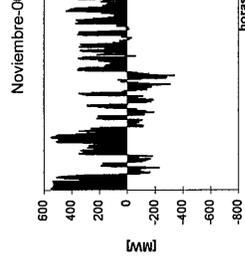
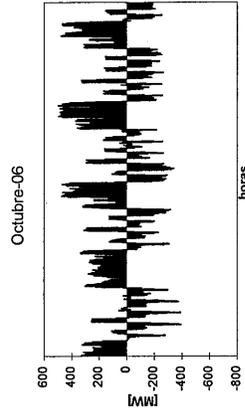
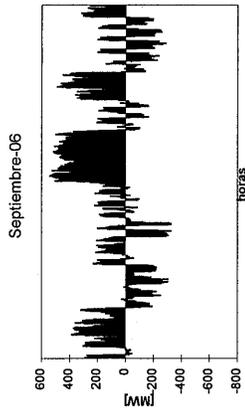
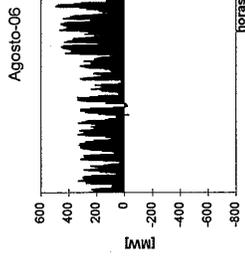
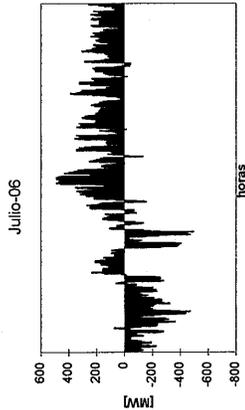
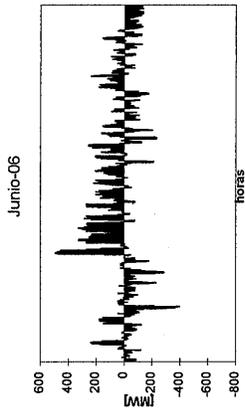
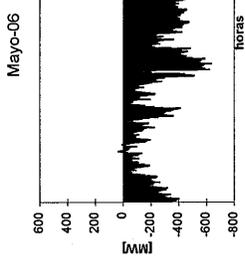
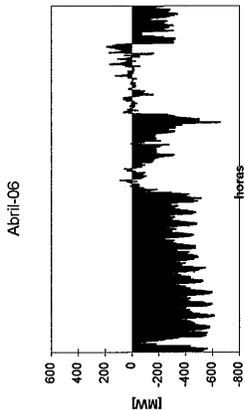
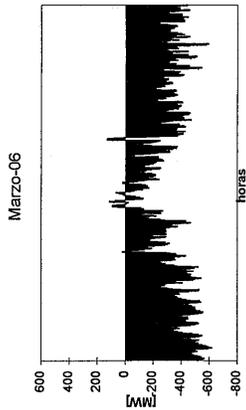
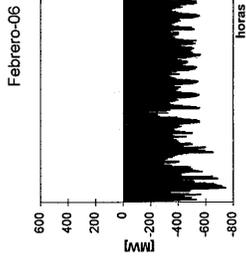
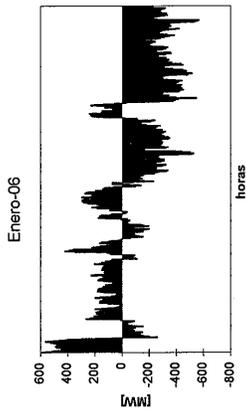
Jul-06 - Sep-06  
 Fact. Carga Máxima 545.3  
 Fact. Carga Mínima -498.5  
 Media 129.9

Oct-06 - Dic-06



Oct-06 - Dic-06  
 Fact. Carga Máxima 552.7  
 Fact. Carga Mínima -398.1  
 Media 96.2

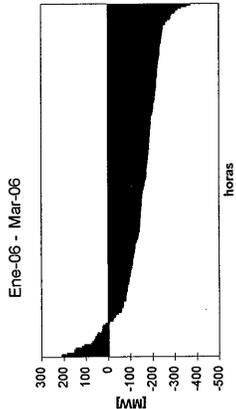
Curvas mensuales cronológicas



**LINEA 2X220 KV CERRO NAVIA - POLPAICO**

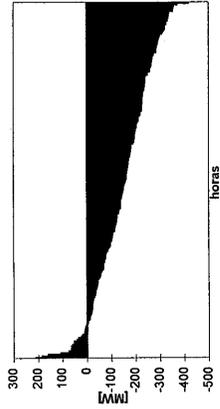
Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en POLPAICO

Curva trimestral de duraci3n



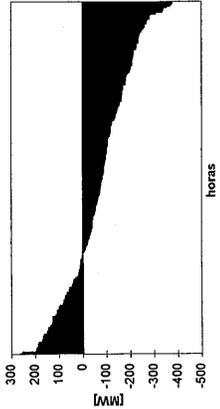
Fact. Carga 0.41 M3xima 273.0 M3nima -392.9 Media -146.1

Abr-06 - Jun-06



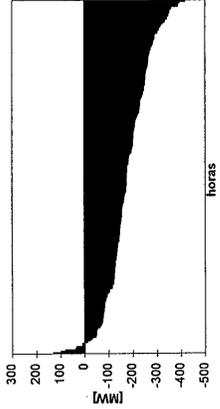
Fact. Carga 0.38 M3xima 239.5 M3nima -415.9 Media -144.4

Jul-06 - Sep-06



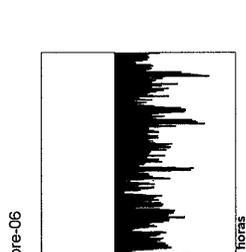
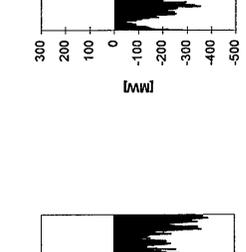
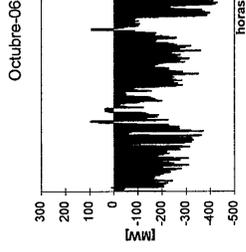
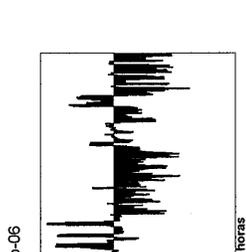
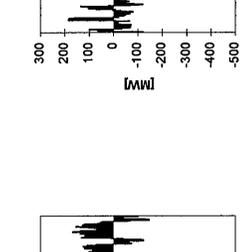
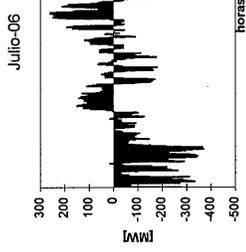
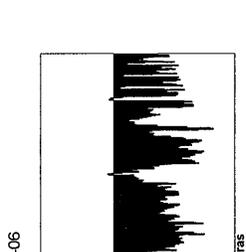
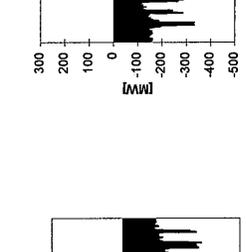
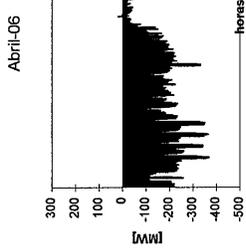
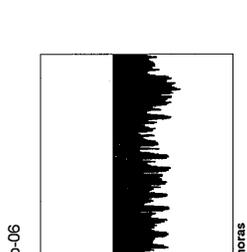
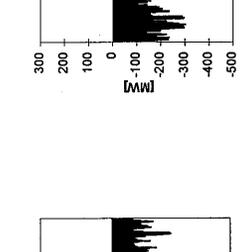
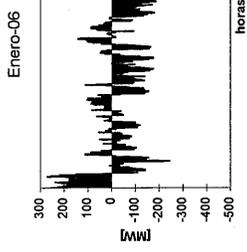
Fact. Carga 0.31 M3xima 275.3 M3nima -406.4 Media -77.8

Oct-06 - Dic-06



Fact. Carga 0.41 M3xima 127.9 M3nima -440.5 Media -179.6

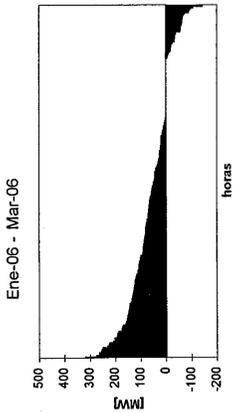
Curvas mensuales cronol3gicas



**LINEA 2X220 KV CHENA - CERRO NAVIA**

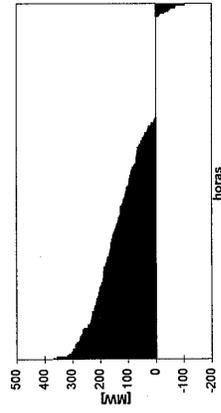
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CERRO NAVIA

Curva trimestral de duración



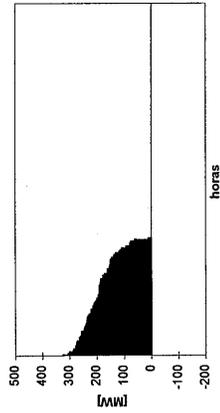
Fact. Carga 0.21  
 Máxima 348.4  
 Mínima -158.6  
 Media 60.3

Abr-06 - Jun-06



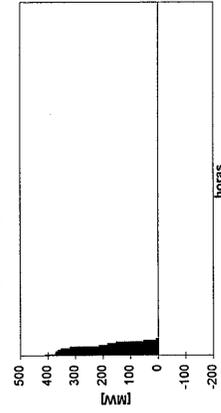
Fact. Carga 0.28  
 Máxima 396.0  
 Mínima -101.3  
 Media 109.5

Jul-06 - Sep-06



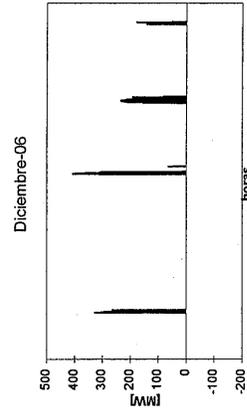
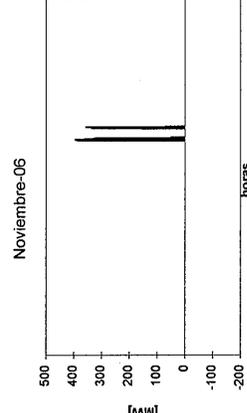
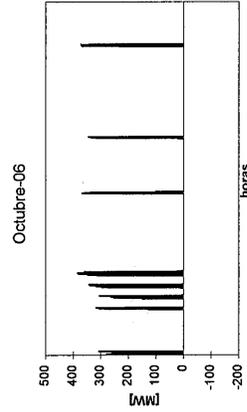
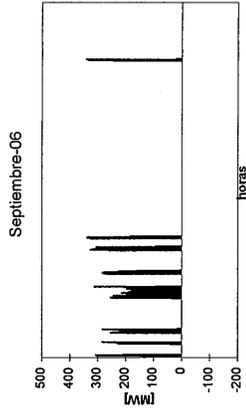
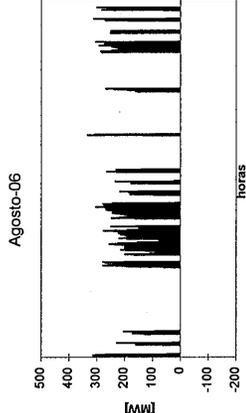
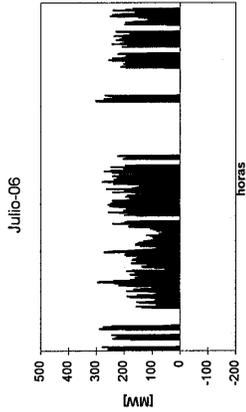
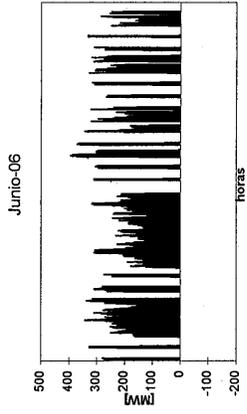
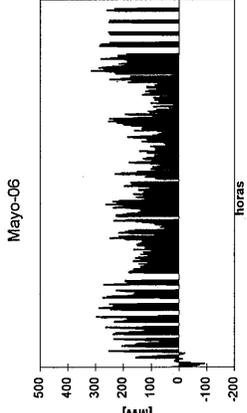
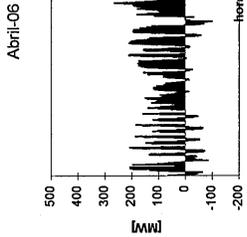
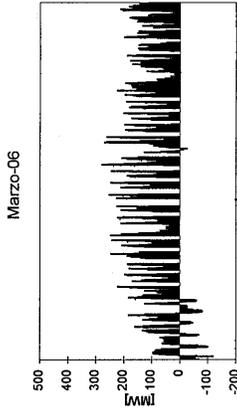
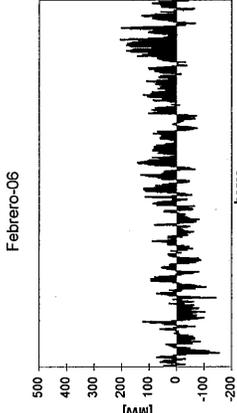
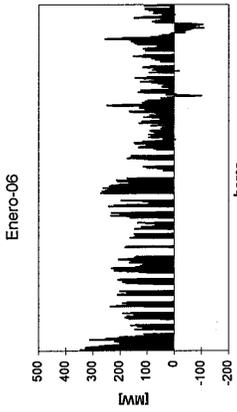
Fact. Carga 0.18  
 Máxima 343.0  
 Mínima 0.0  
 Media 63.4

Oct-06 - Dic-06



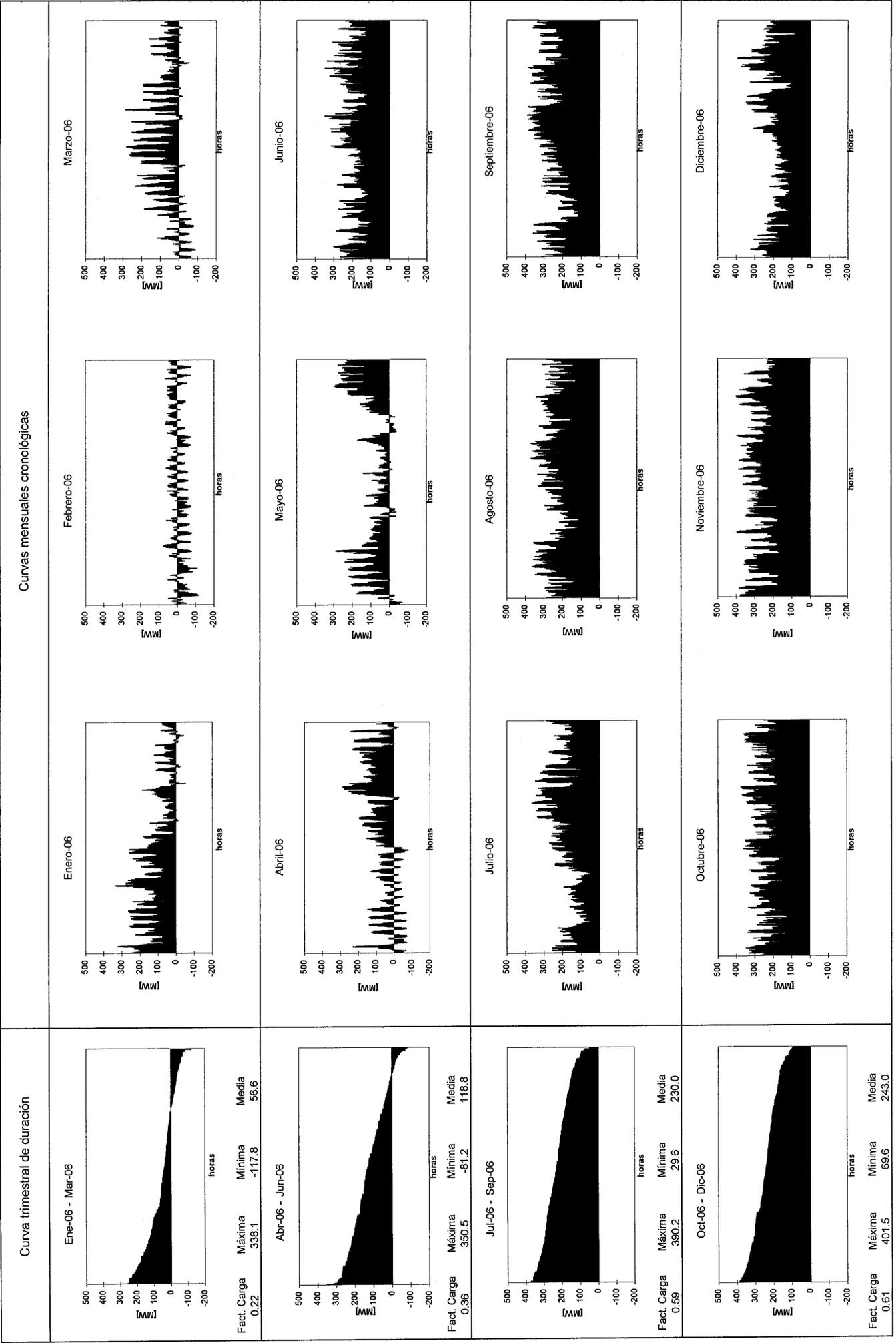
Fact. Carga 0.03  
 Máxima 408.9  
 Mínima 0.0  
 Media 12.1

Curvas mensuales cronológicas



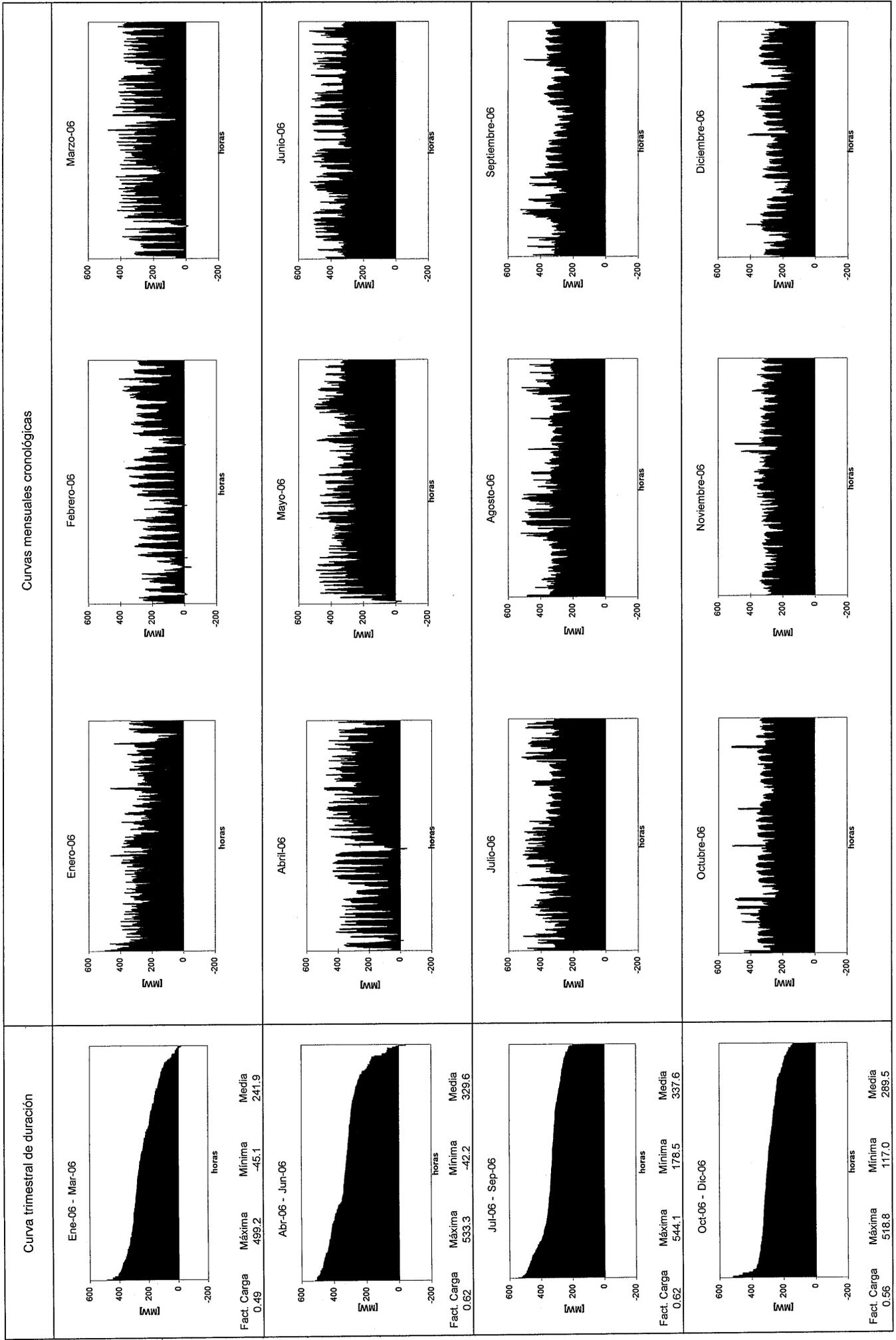
**LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - POLPAICO**

Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ALTO JAHUEL



**LINEA 2X220 KV ALTO JAHUEL - CHENA**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ALTO JAHUEL



**LINEA 2X500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL**

Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en JAHUEL

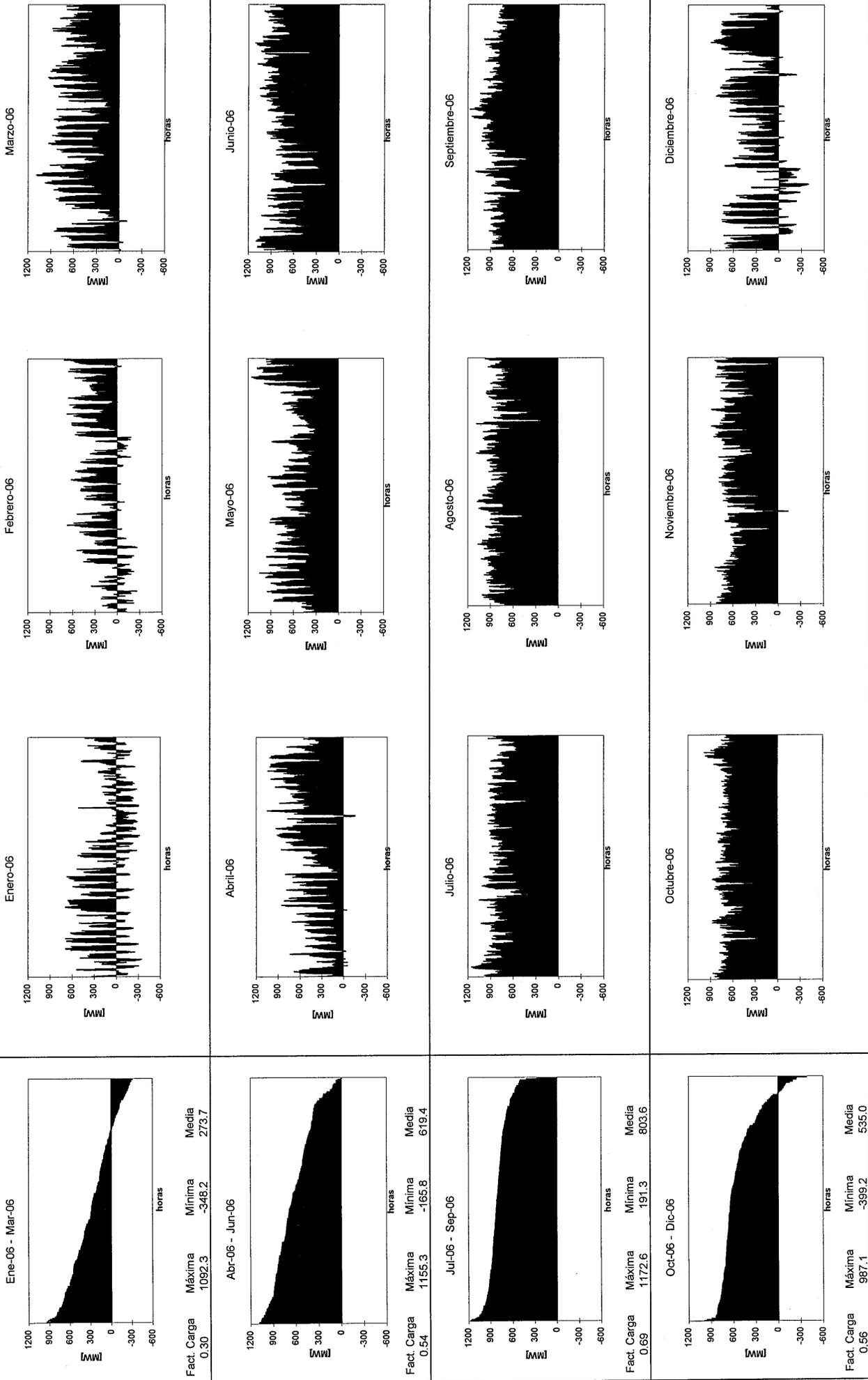
Curva trimestral de duración		Curvas mensuales cronológicas													
<p>Ene-06 - Mar-06</p> <p>Fact. Carga 0.45</p> <p>Máxima 1348.2</p> <p>Mínima -83.2</p> <p>Media 599.8</p>	<p>Apr-06 - Jun-06</p> <p>Fact. Carga 0.62</p> <p>Máxima 1441.0</p> <p>Mínima -4.2</p> <p>Media 897.8</p>	<p>Jul-06 - Sep-06</p> <p>Fact. Carga 0.82</p> <p>Máxima 1423.6</p> <p>Mínima 594.6</p> <p>Media 1161.2</p>	<p>Oct-06 - Dic-06</p> <p>Fact. Carga 0.79</p> <p>Máxima 1394.8</p> <p>Mínima 286.0</p> <p>Media 1106.1</p>	<p>Enero-06</p>	<p>Febrero-06</p>	<p>Marzo-06</p>	<p>Abril-06</p>	<p>Mayo-06</p>	<p>Junio-06</p>	<p>Julio-06</p>	<p>Agosto-06</p>	<p>Septiembre-06</p>	<p>Octubre-06</p>	<p>Noviembre-06</p>	<p>Diciembre-06</p>

**LINEAS CHARRUA - ANCOA 2X500 KV**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CHARRUA

Curvas mensuales cronológicas

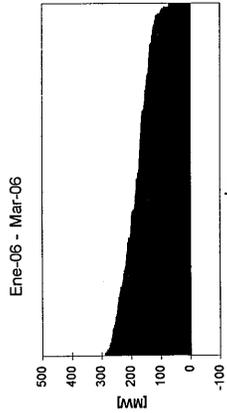
Curva trimestral de duración



# LINEAS CHARRUA - CONCEPCION 1X220 KV Y 1X154 KV

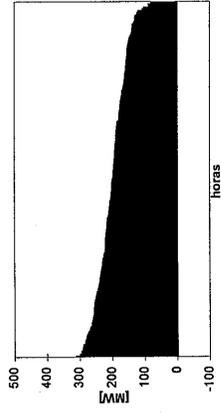
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CHARRUA

Curva trimestral de duración



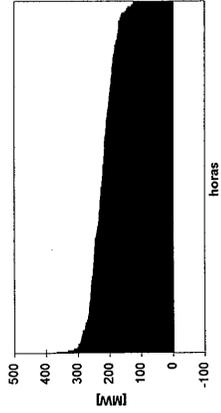
Fact. Carga 0.60 Máxima 309.3 Mínima 66.3 Media 185.3

Abr-06 - Jun-06



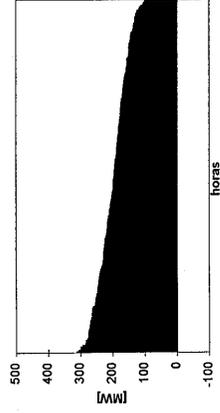
Fact. Carga 0.64 Máxima 312.1 Mínima 70.3 Media 200.5

Jul-06 - Sep-06



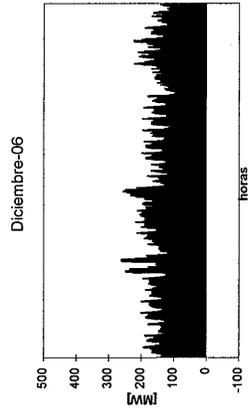
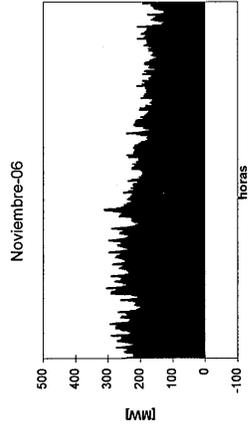
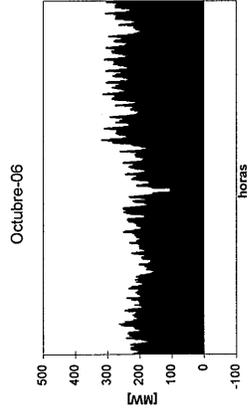
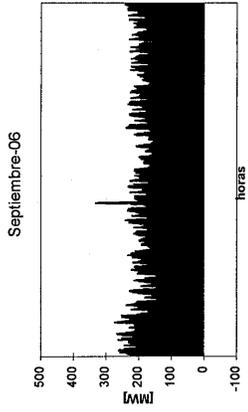
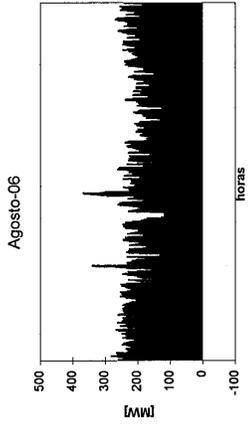
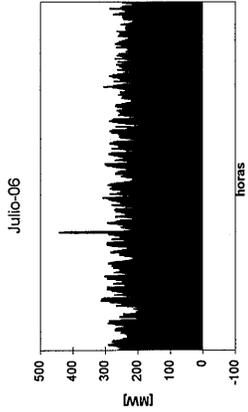
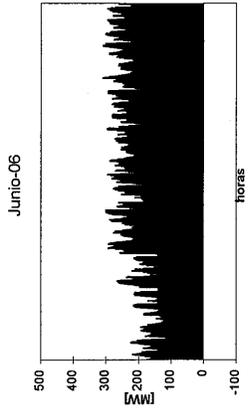
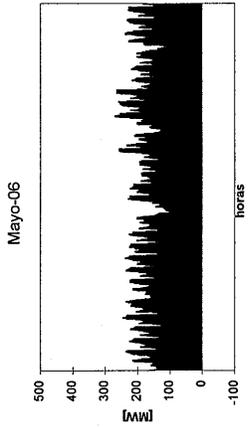
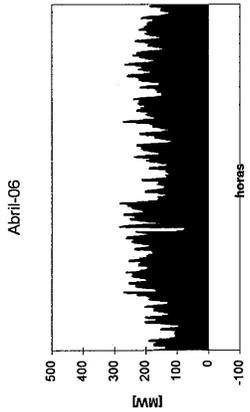
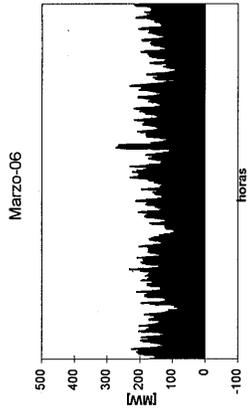
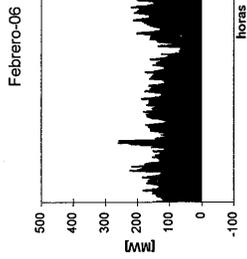
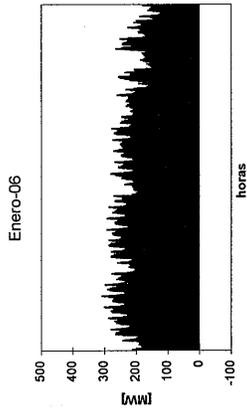
Fact. Carga 0.50 Máxima 442.5 Mínima 106.9 Media 222.5

Oct-06 - Dic-06



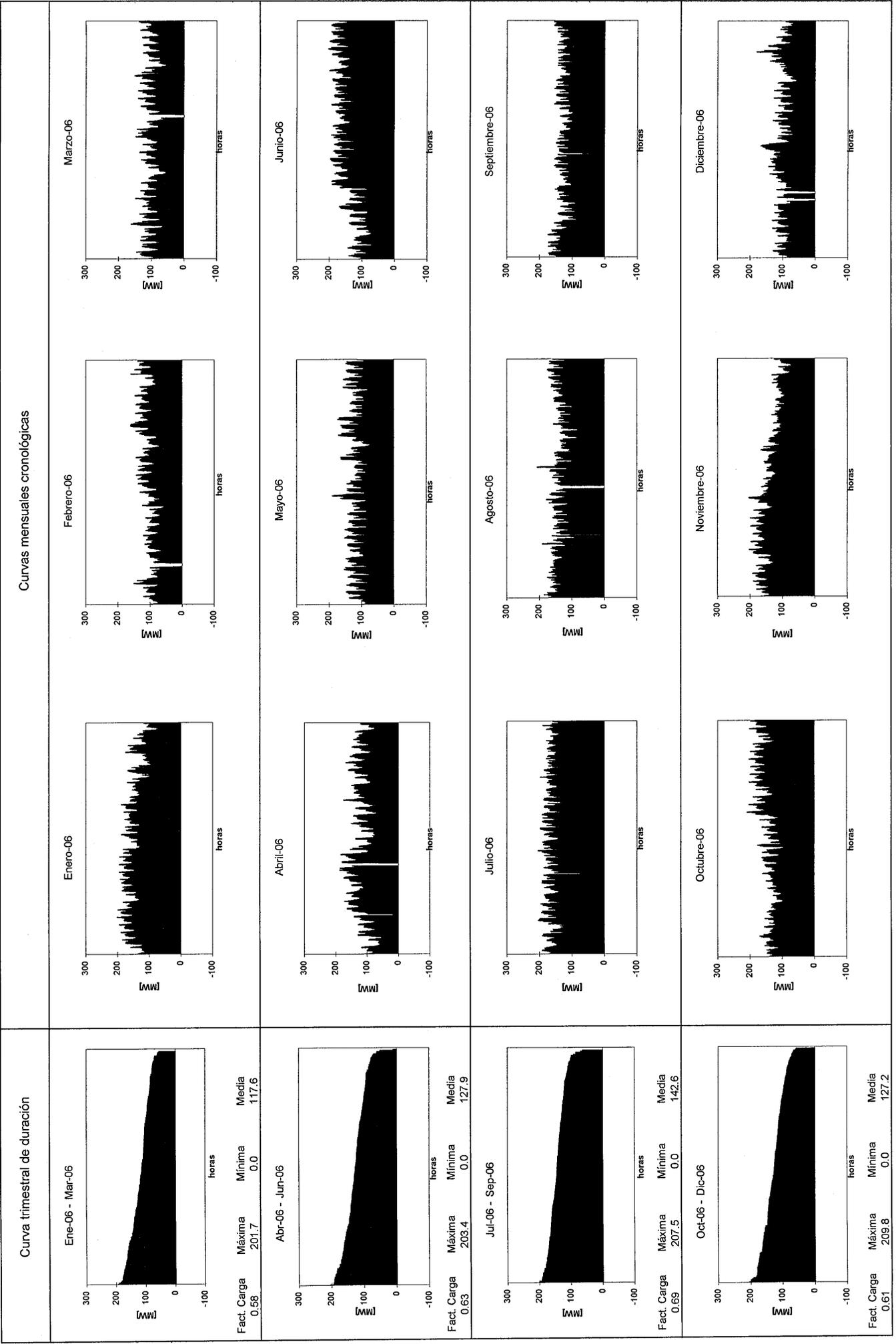
Fact. Carga 0.63 Máxima 319.0 Mínima 87.9 Media 200.4

Curvas mensuales cronológicas



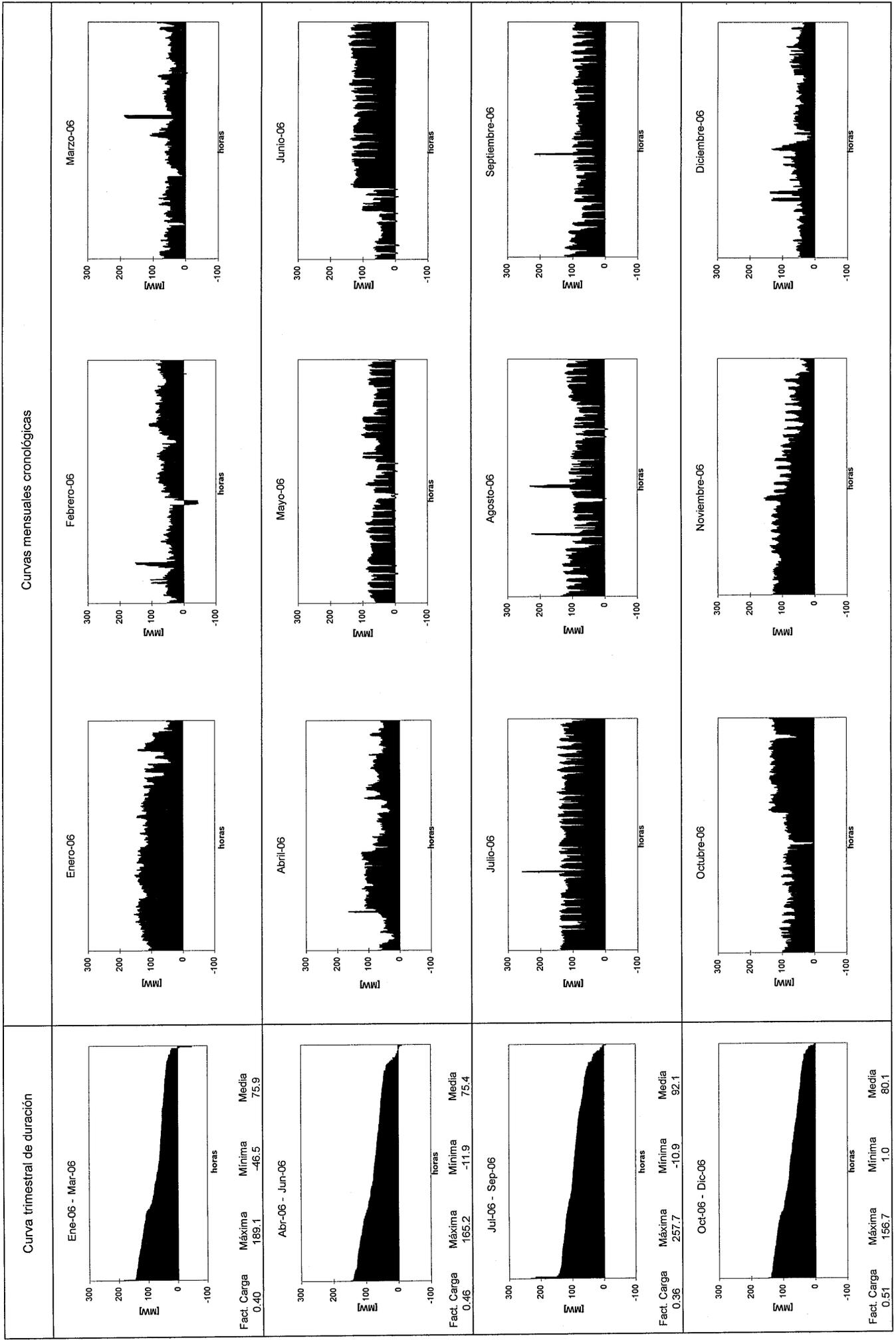
**LINEA 1X220 KV CHARRUA - HUALPEN**

Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CHARRUA



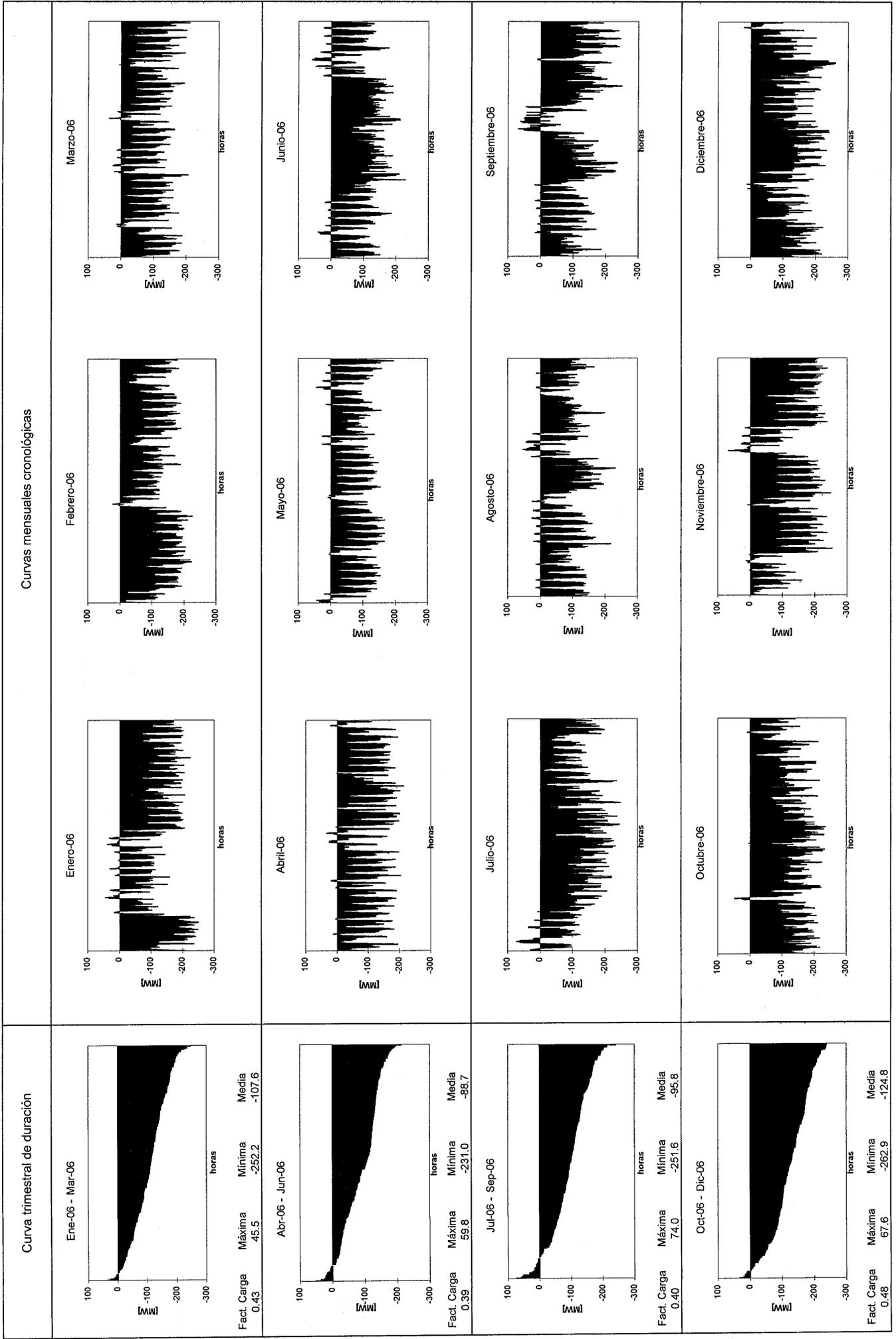
**LINEA 2X154 KV CONCEPCION - SAN VICENTE**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CONCEPCION



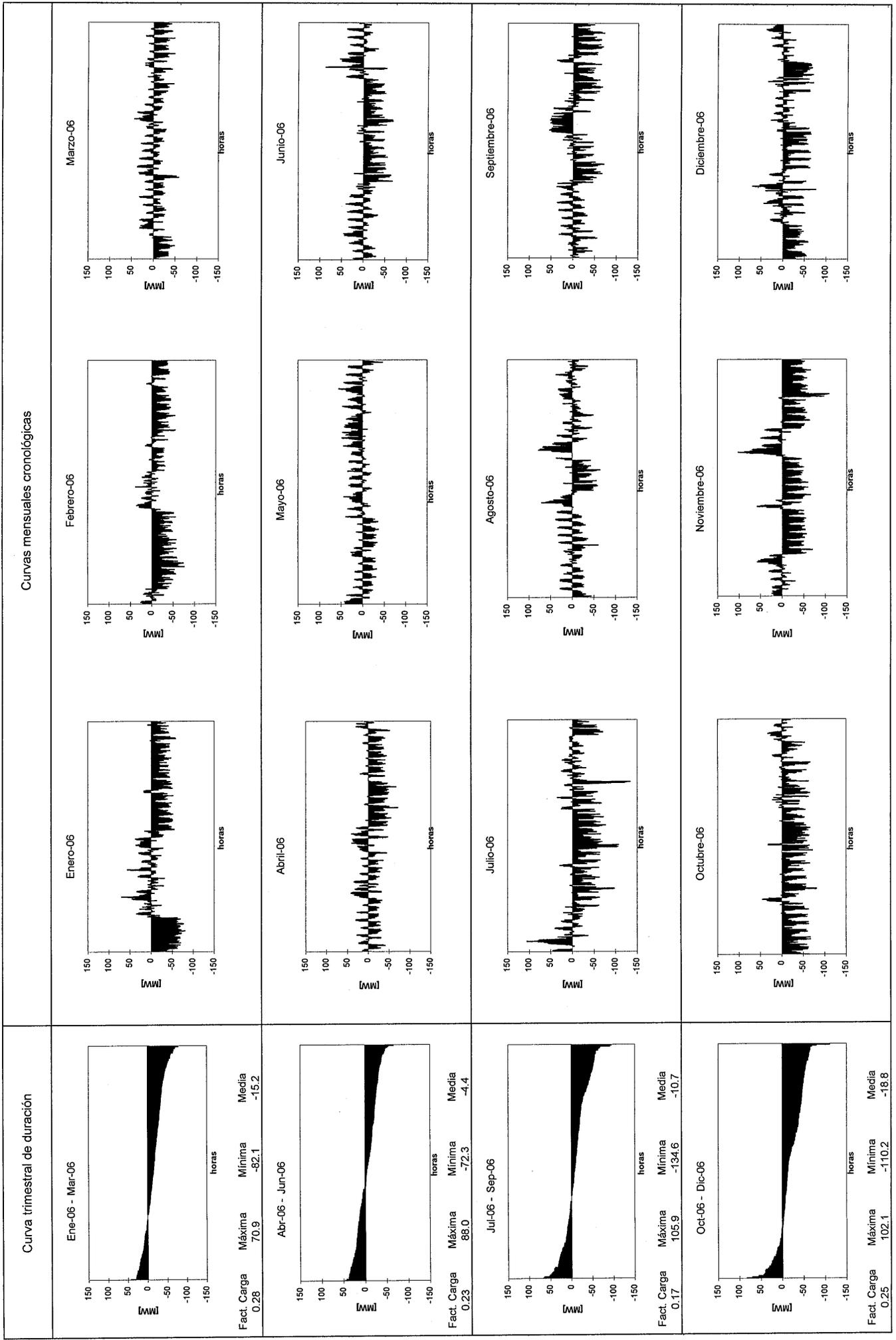
**LINEA 1X220 KV TEMUCO - CHARRUA**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en TEMUCO



**LINEA 1X220 KV VALDIVIA - TEMUCO (1)**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en TEMUCO



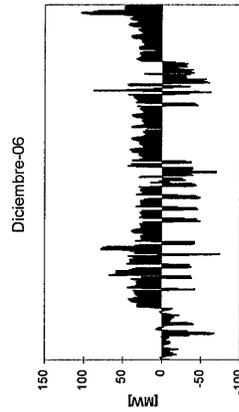
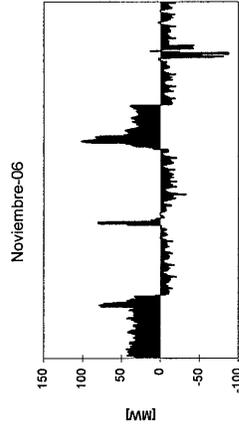
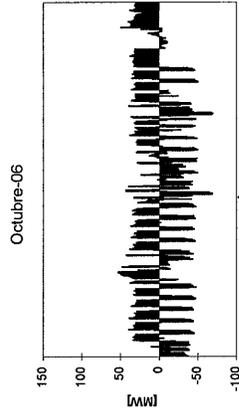
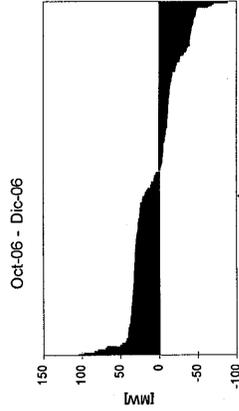
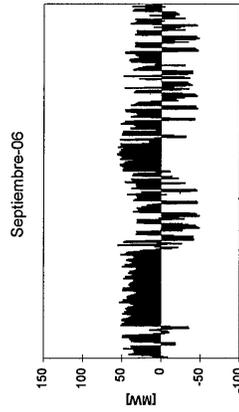
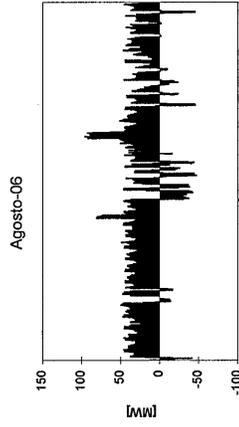
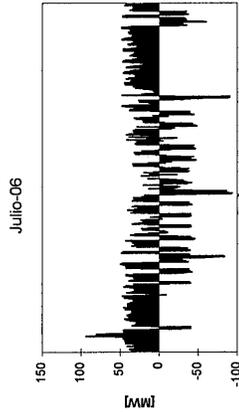
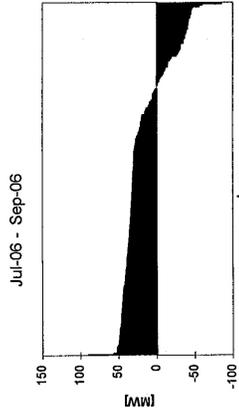
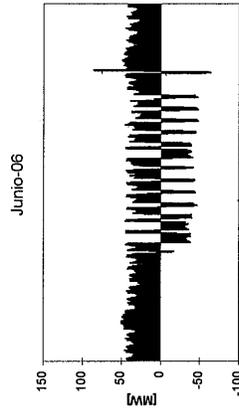
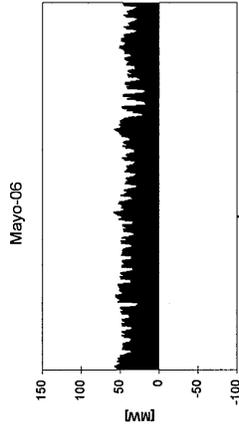
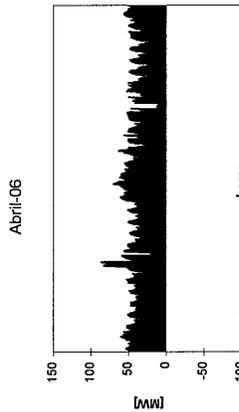
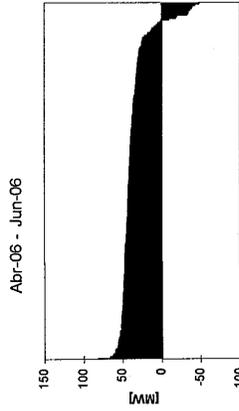
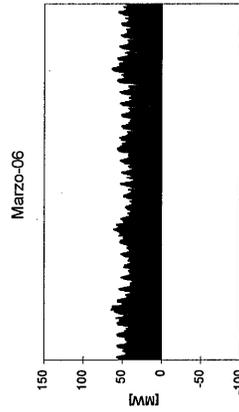
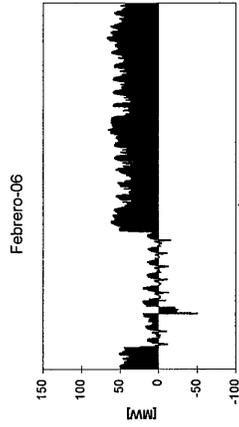
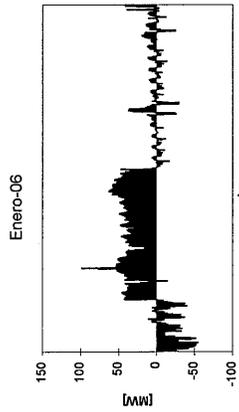
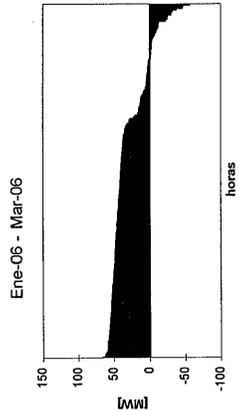
(1) VALDIVIA/CIRUELOS - CIRUELOS/TEMUCO

**LINEA 1X220 KV PUERTO MONTT - VALDIVIA (1)**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en PUERTO MONTT

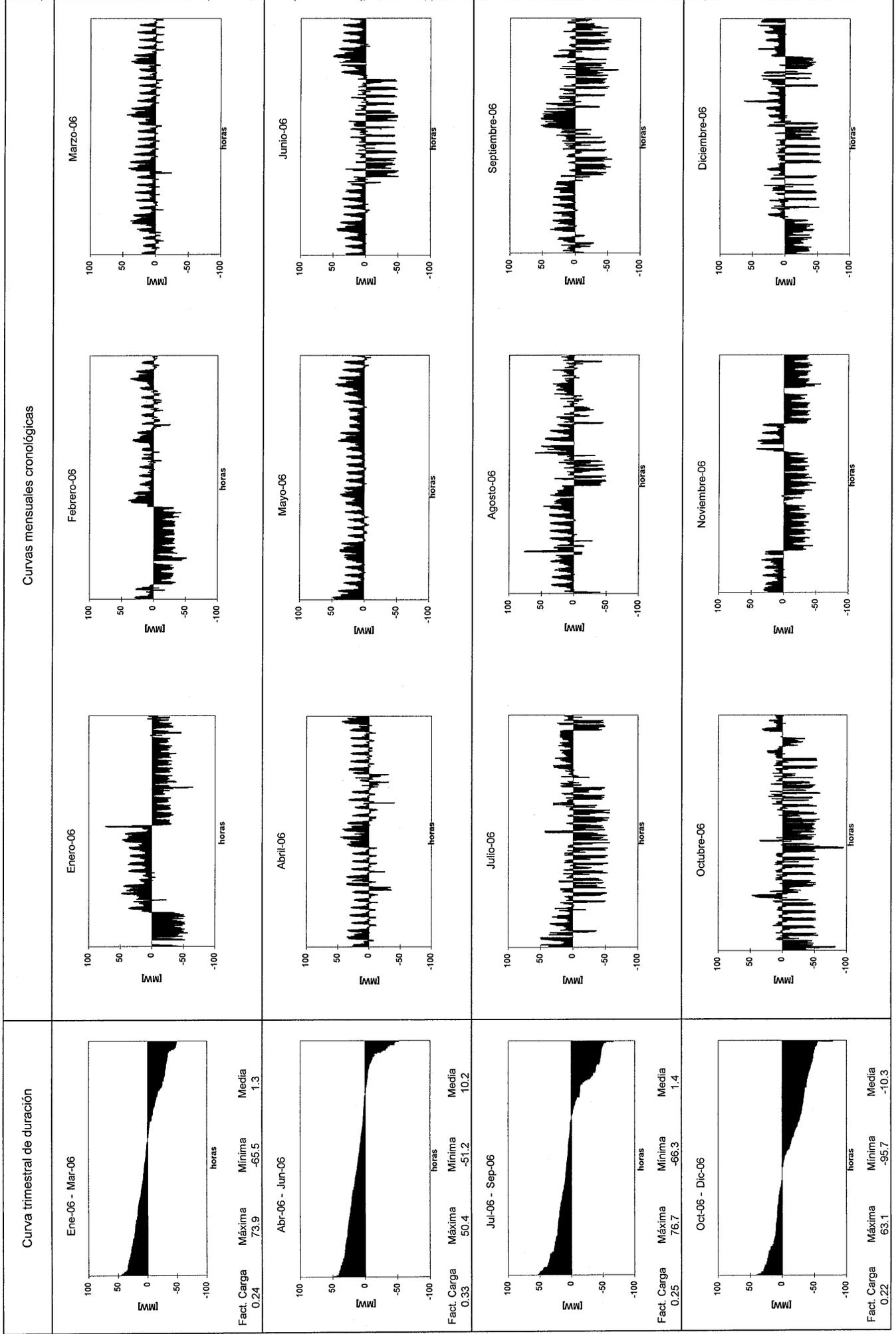
Curvas mensuales cronológicas

Curva trimestral de duración



**LINEA 2X220 KV PUERTO MONTT - TEMUCO (1)**

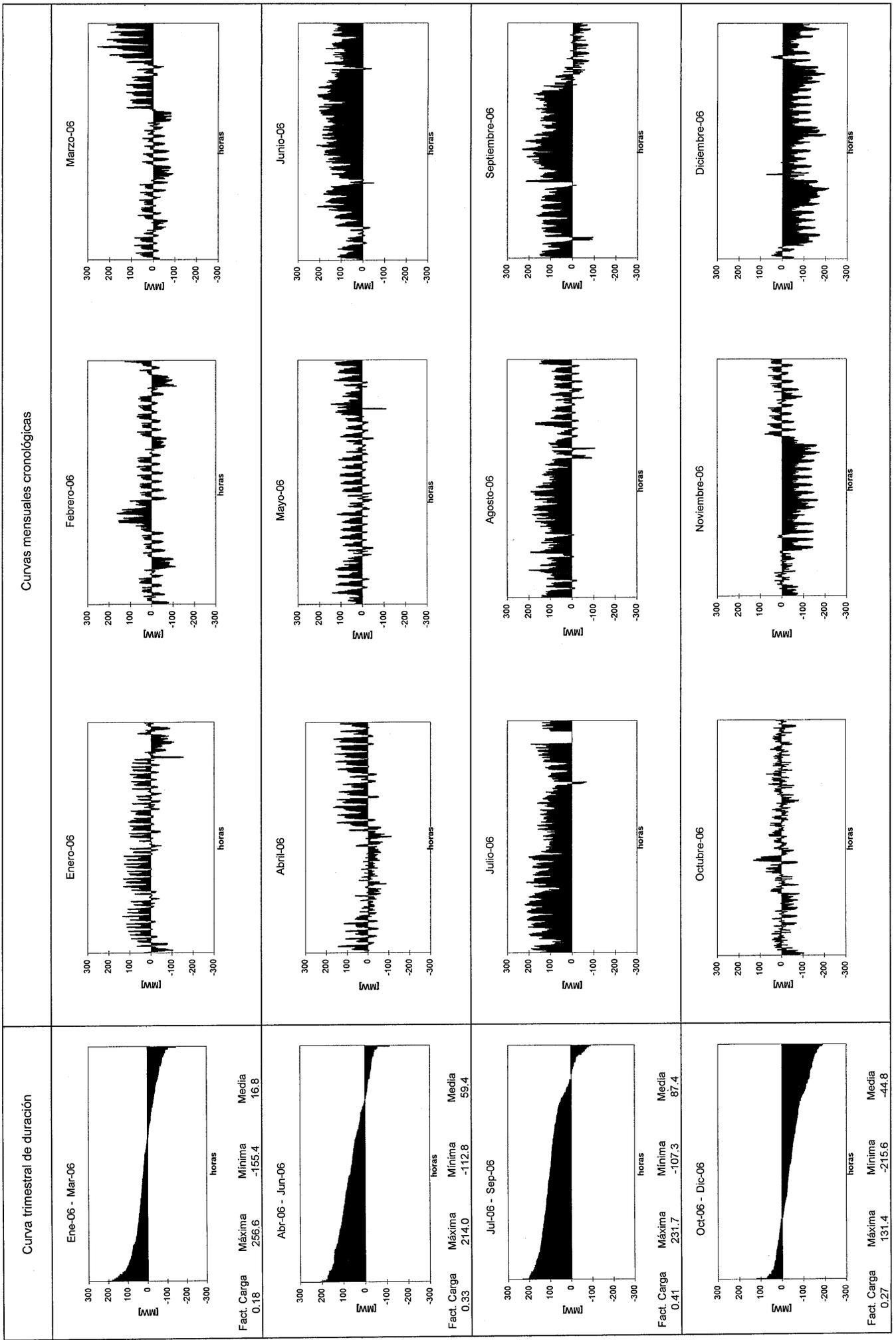
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en PUERTO MONTT



(1) Línea expresa seccionada desde diciembre 2006 en Valdivia

**LINEA 1X220 KV ANCOA - ITAHUE**

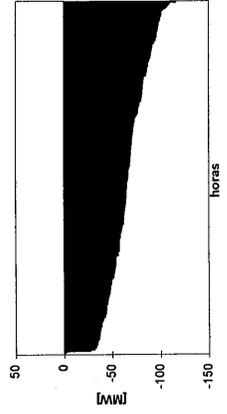
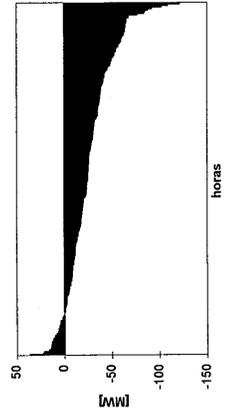
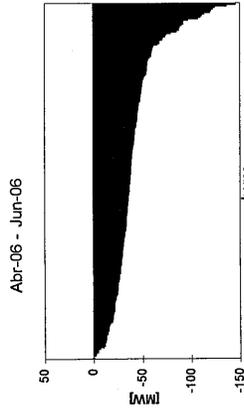
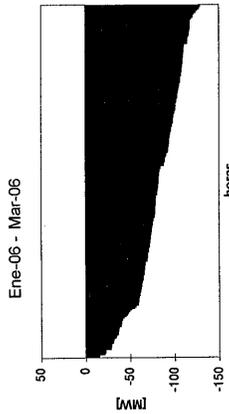
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ITAHUE



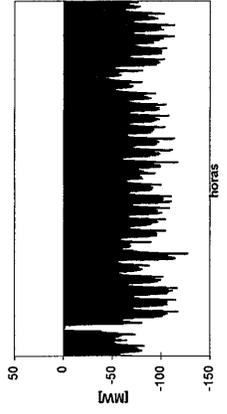
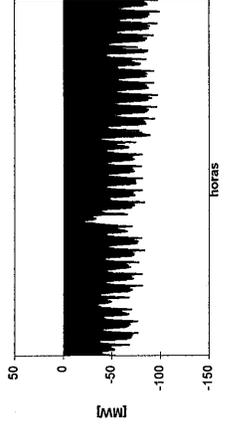
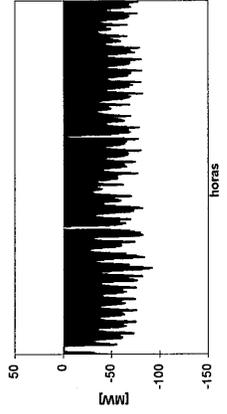
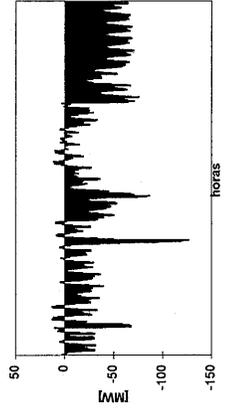
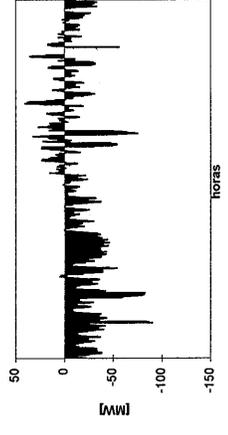
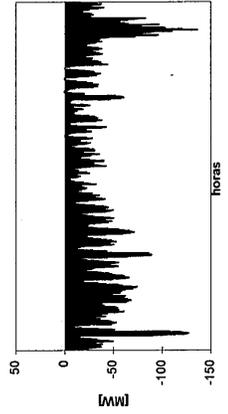
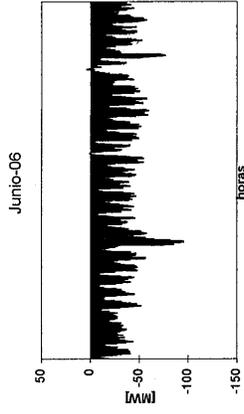
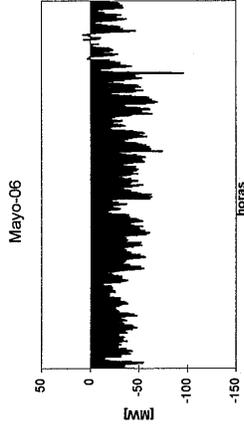
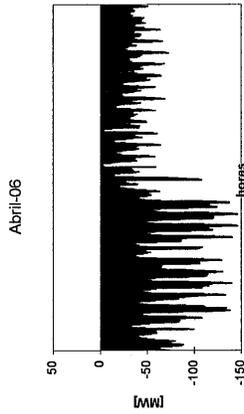
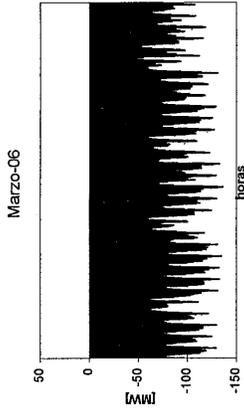
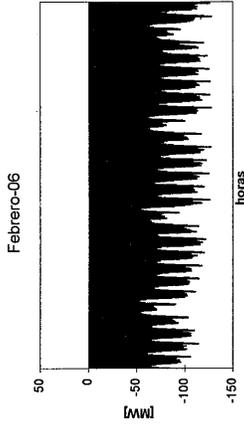
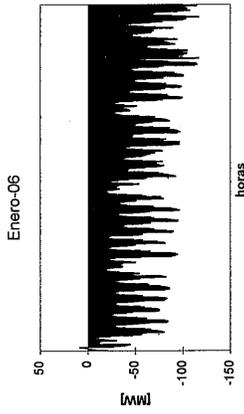
**LINEA 1X154 KV RANCAGUA - ALTO JAHUEL**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ALTO JAHUEL

Curva trimestral de duración

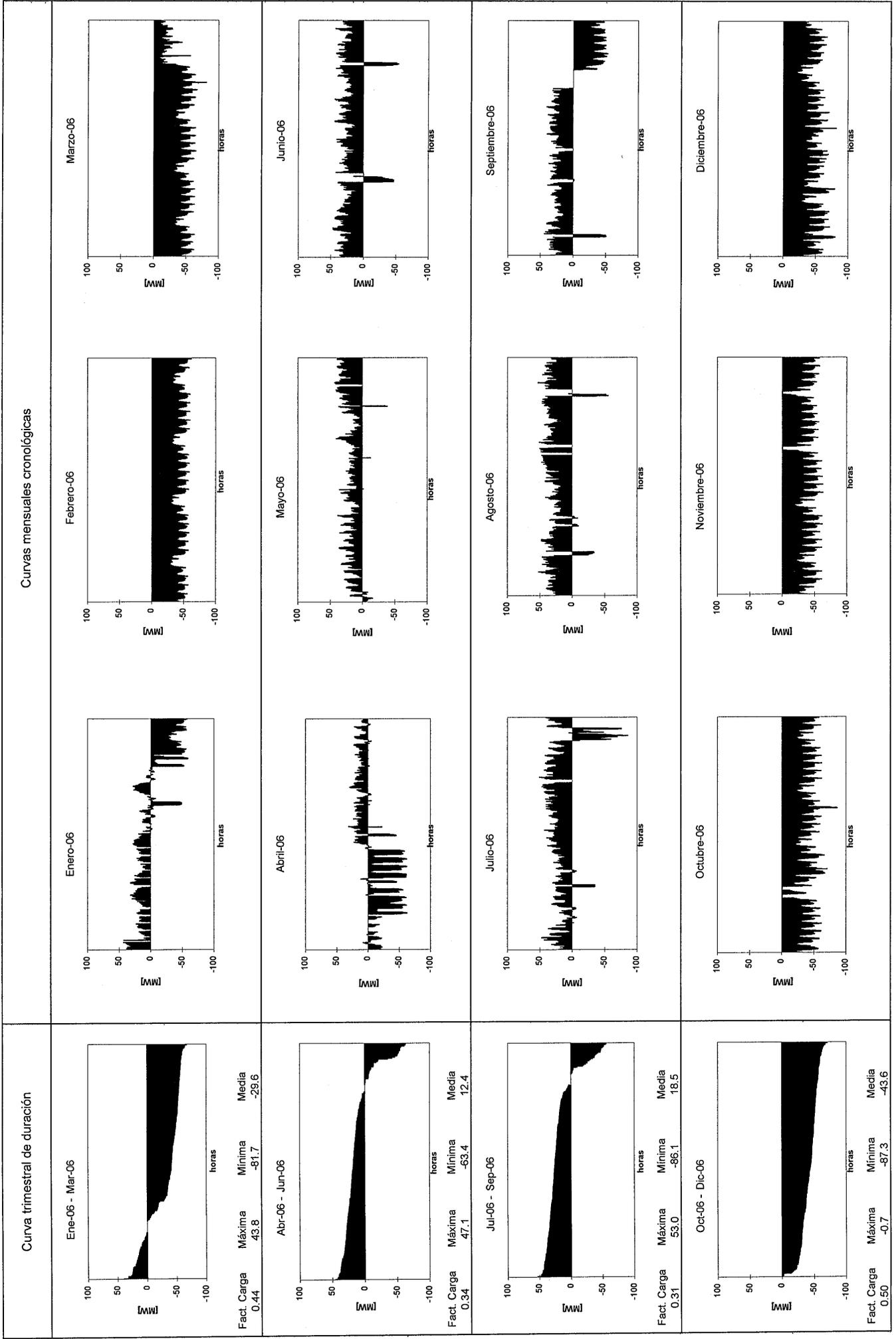


Curvas mensuales cronológicas



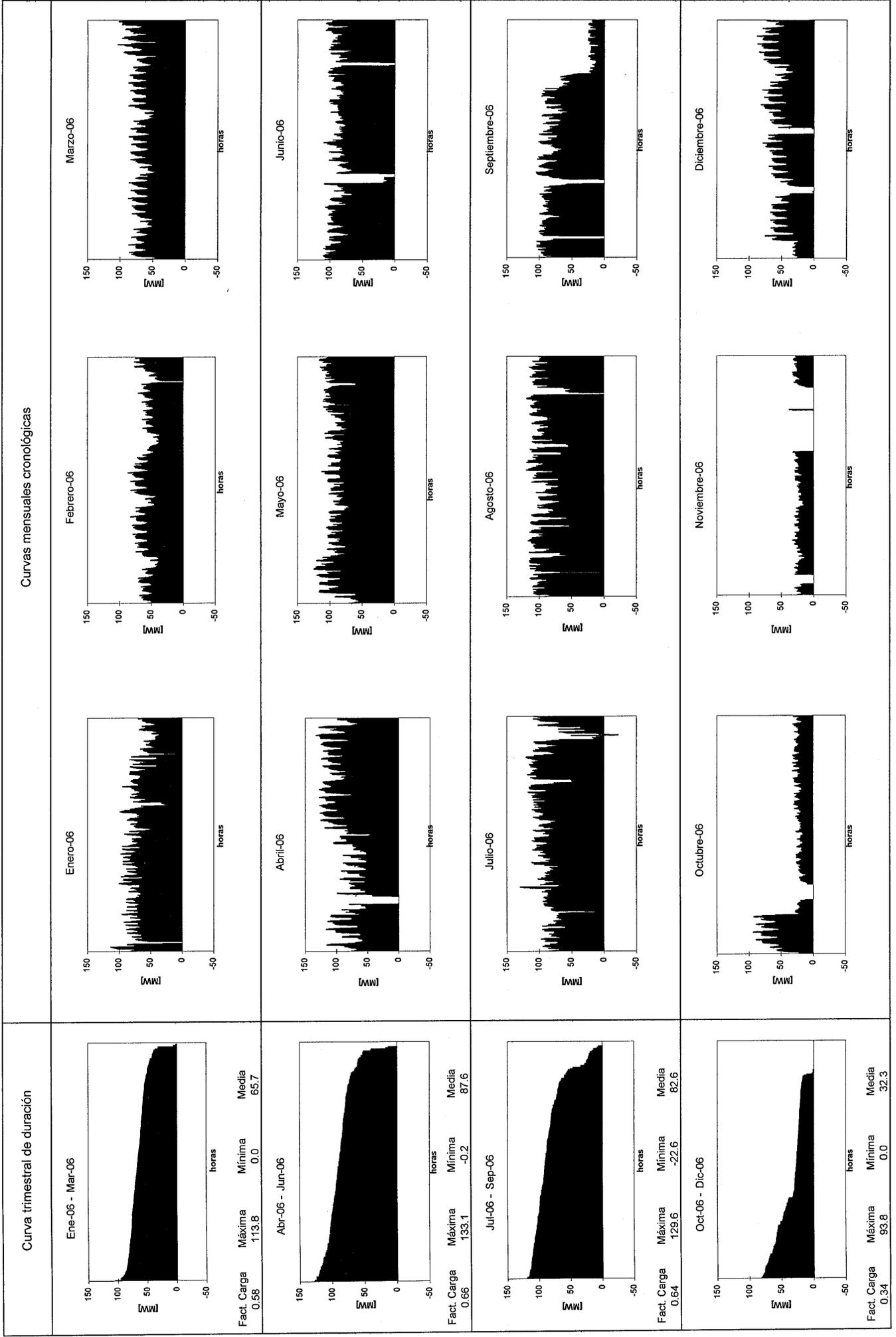
**LINEA 1X154 KV PUNTA DE CORTES - ALTO JAHUEL**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ALTO JAHUEL



**LINEA 1X154 KV ITAHUE - PUNTA DE CORTES (1)**

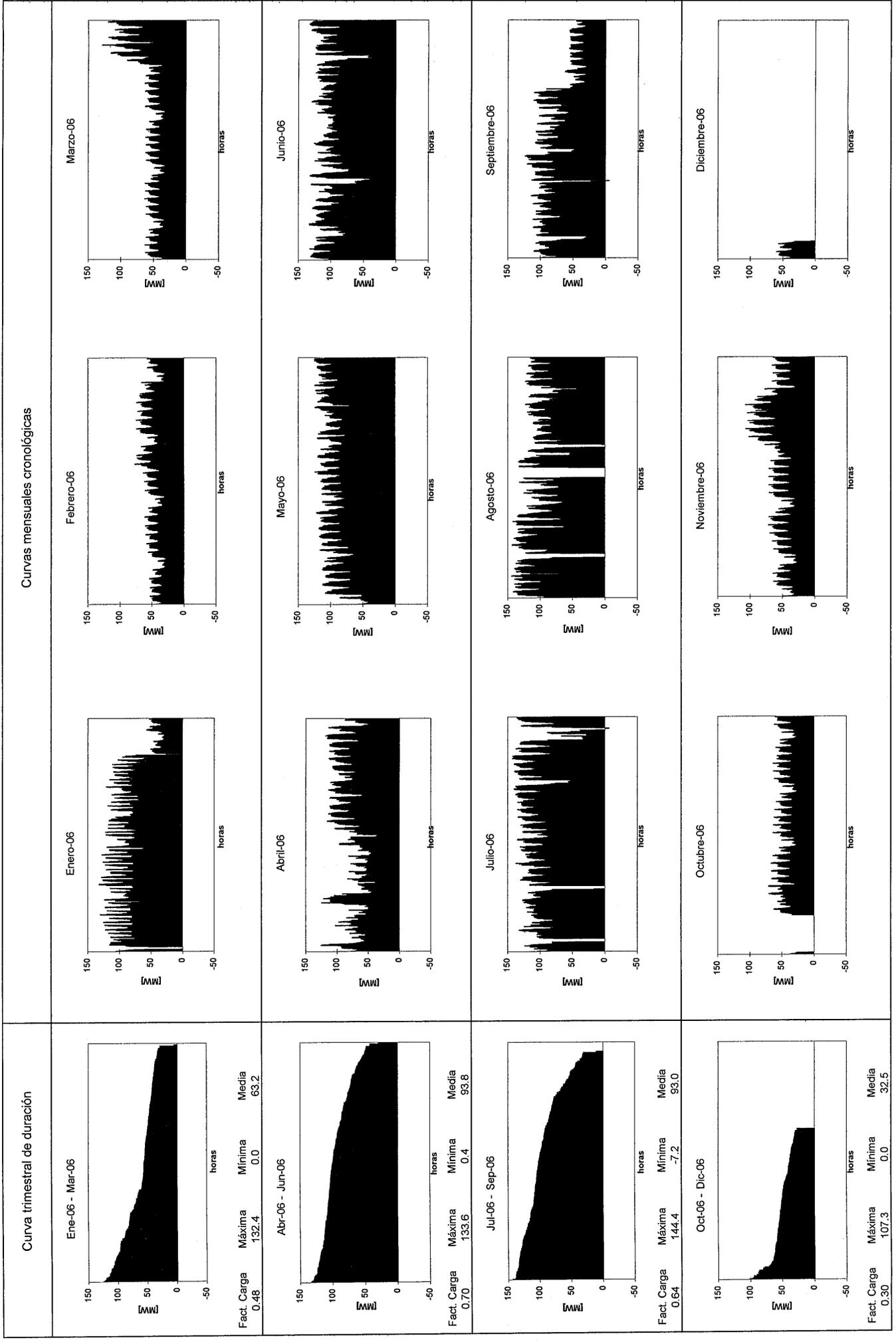
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ITAHUE



(1) Durante el cuarto trimestre hubo pruebas de puesta en servicio de teleprotecciones y trabajos

**LINEA 1X154 KV ITAHUE - RANCAGUA (1)**

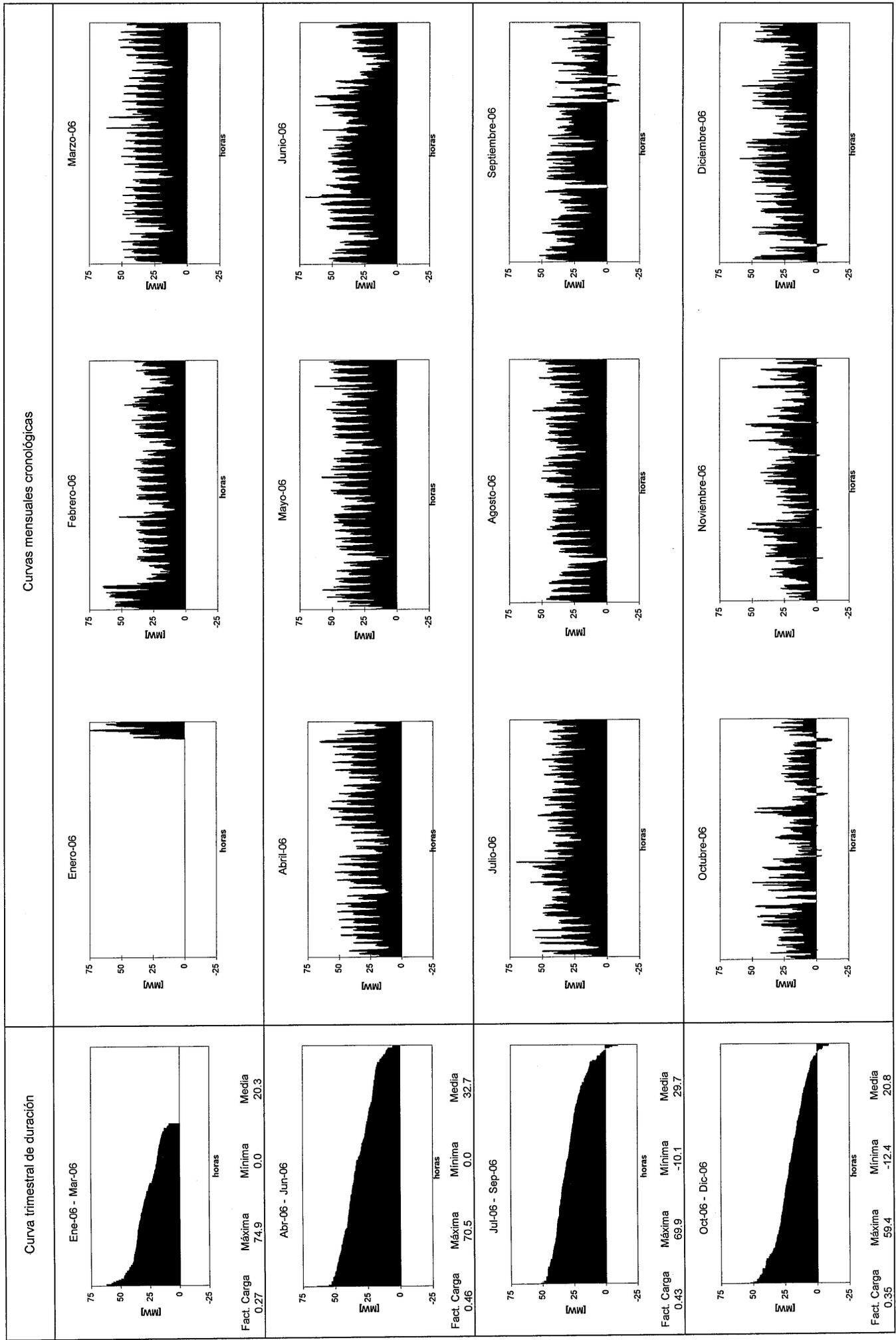
Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medicas efectuadas en ITAHUE



(1) Durante diciembre hubo faenas por ampliación a 220 KV

**LINEA 1X154 KV CHARRUA - CHILLAN (1)**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CHARRUA



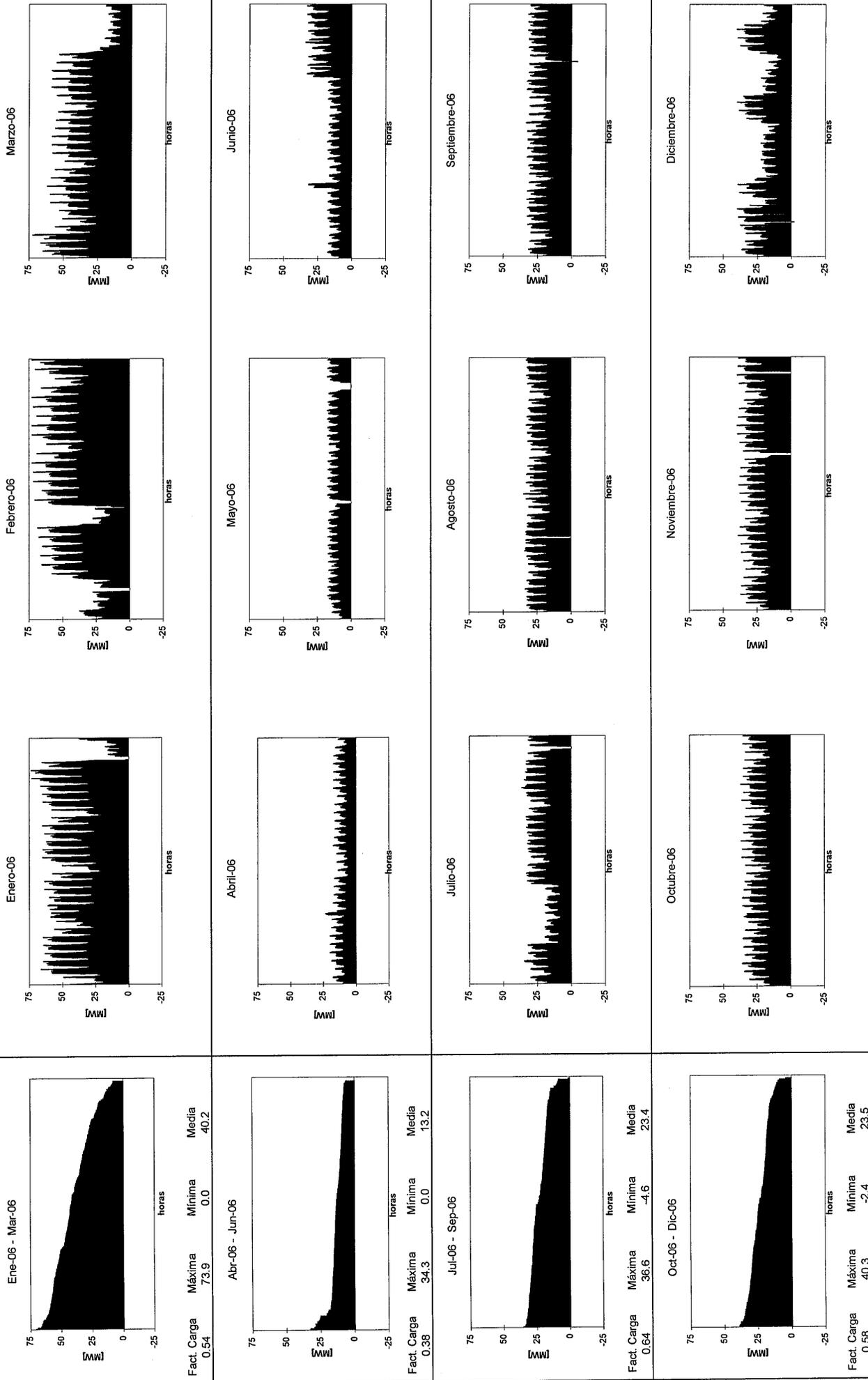
(1) A fines de enero entró en operación la nueva línea 154 KV Charrúa - Chillán

**LINEA 1X154 KV CHARRUA - CHILLAN 2 (1)**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CHARRUA

Curvas mensuales cronológicas

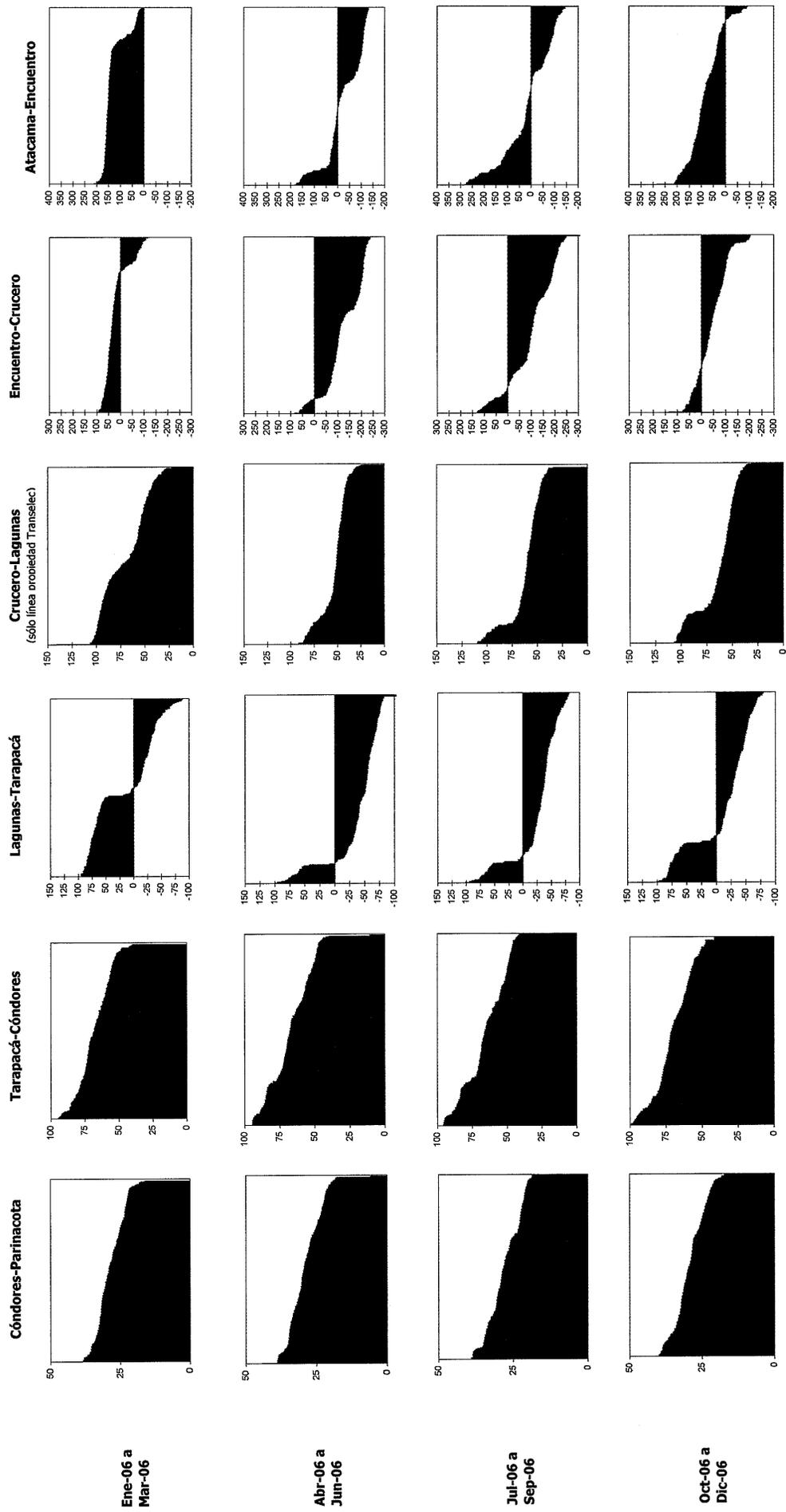
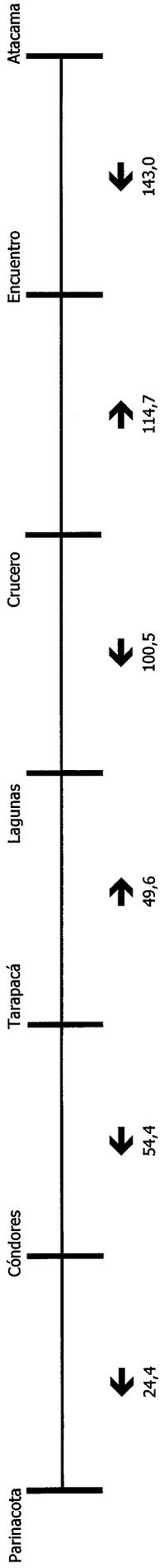
Curva trimestral de duración



(1) Línea existente 154 KV Charrúa - Parral

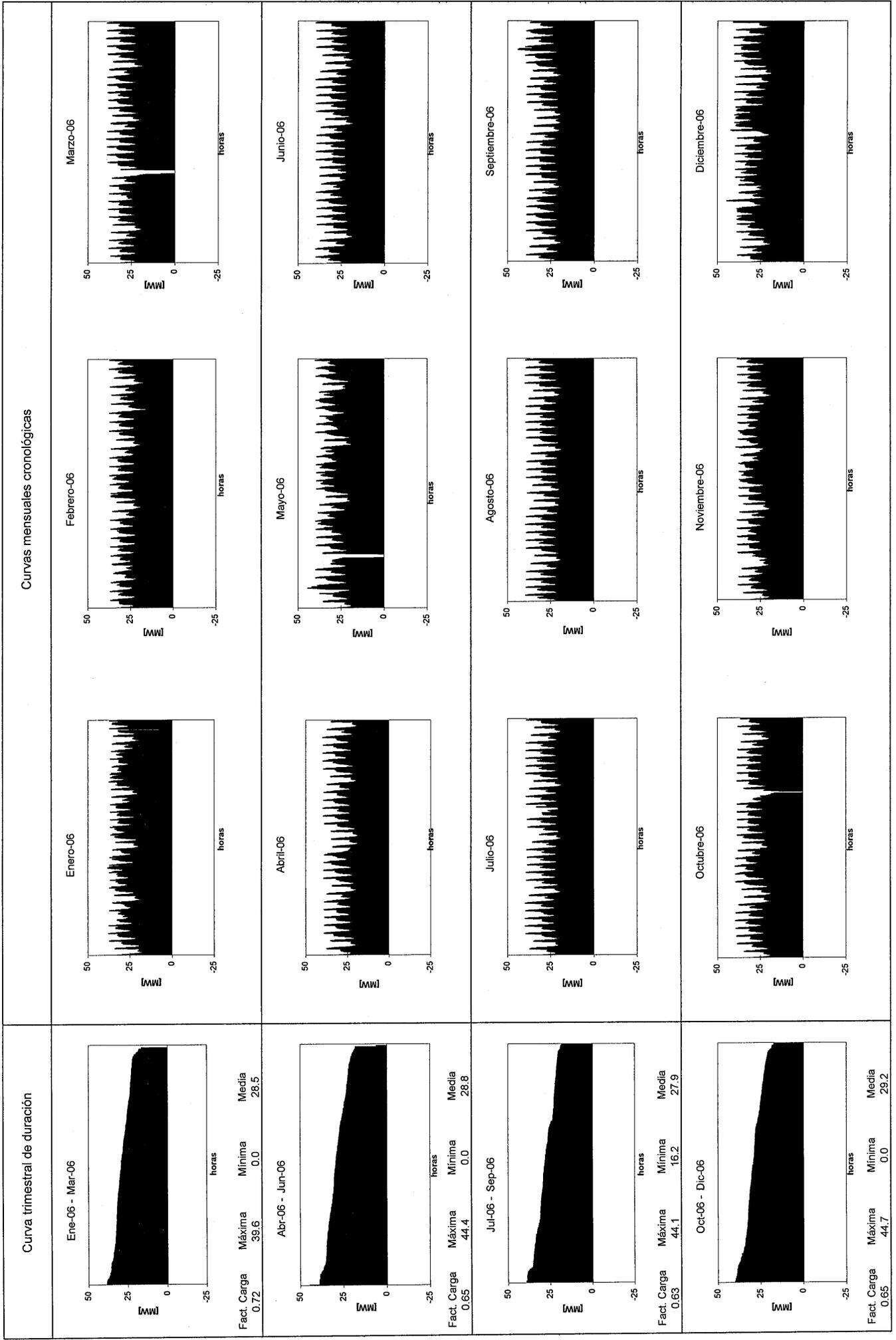
**TRANSMISIÓN FÍSICA HORARIA NETA  
DE POTENCIA ACTIVA (MWh/h)  
INSTALACIONES SING**

# Resumen de flujos de potencia en el sistema principal SING Enero 2006 - Diciembre 2006



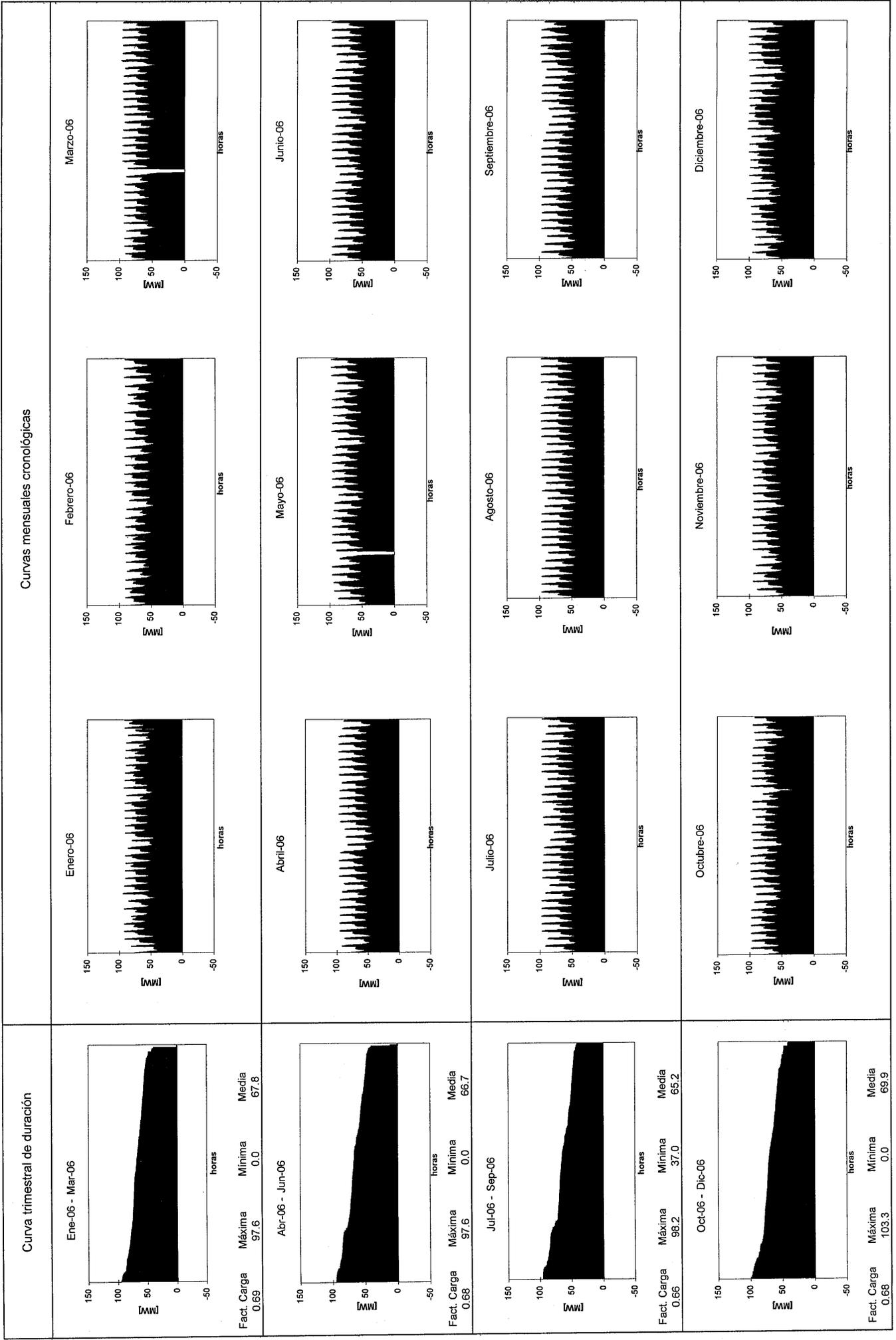
**LINEA 1X220 KV CONDORES - PARINACOTA**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CONDORES



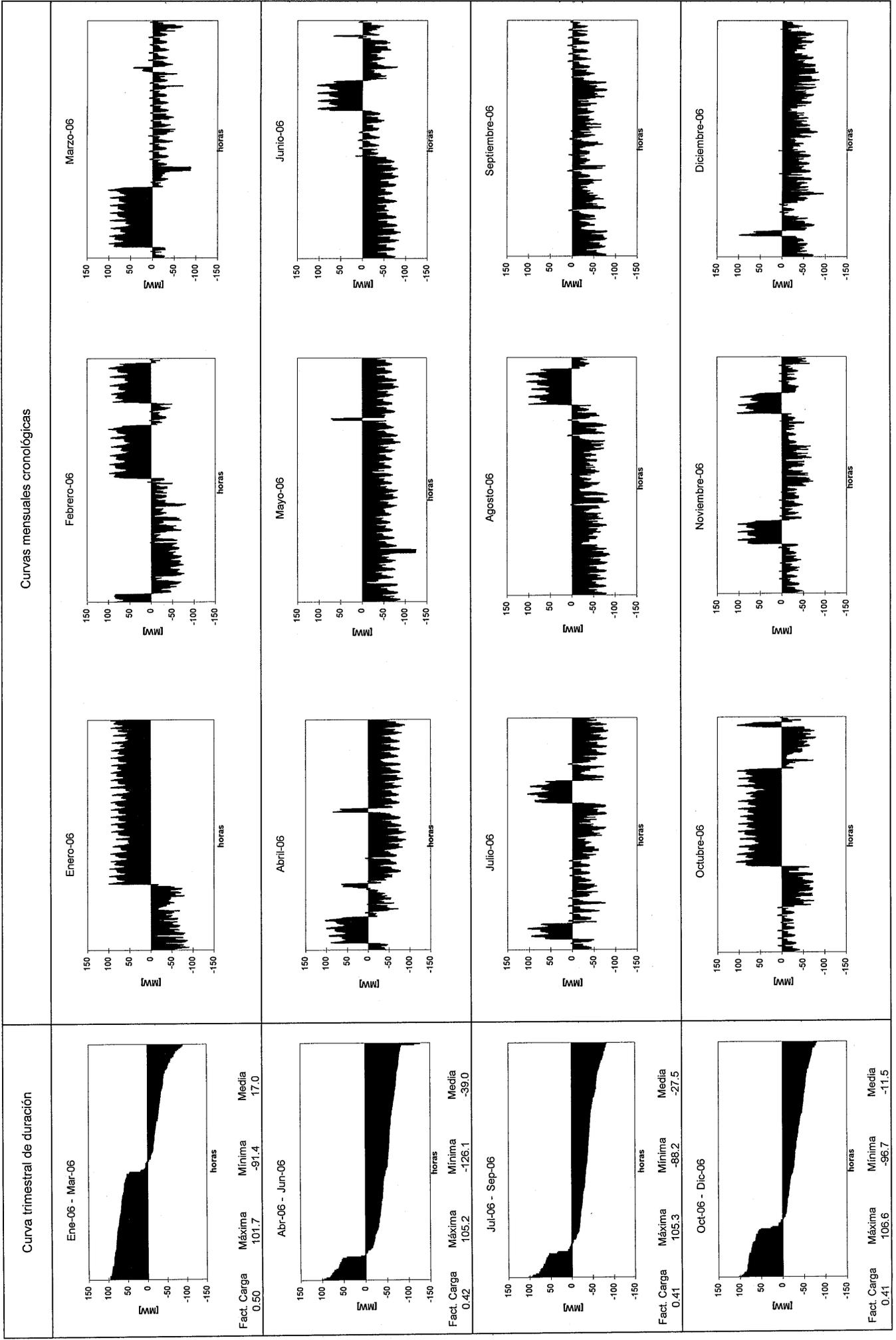
**LINEA 1X220 KV TARAPACA - CONDORES**

Transmisiones de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en TARAPACA



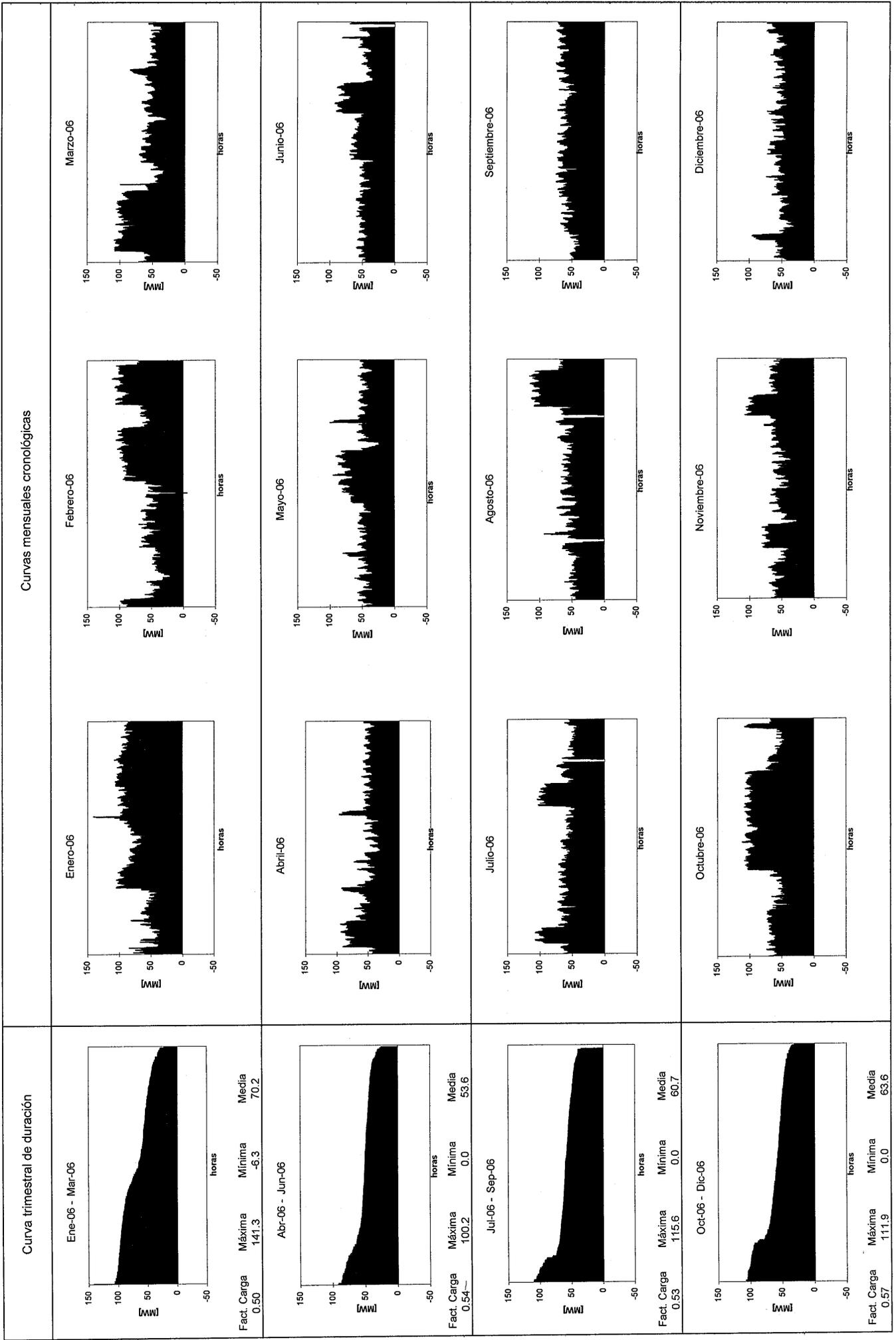
**LINEA 2X220 KV LAGUNAS - TARAPACA**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en LAGUNAS



**LINEA 1X220 KV CRUCERO - LAGUNAS (1)**

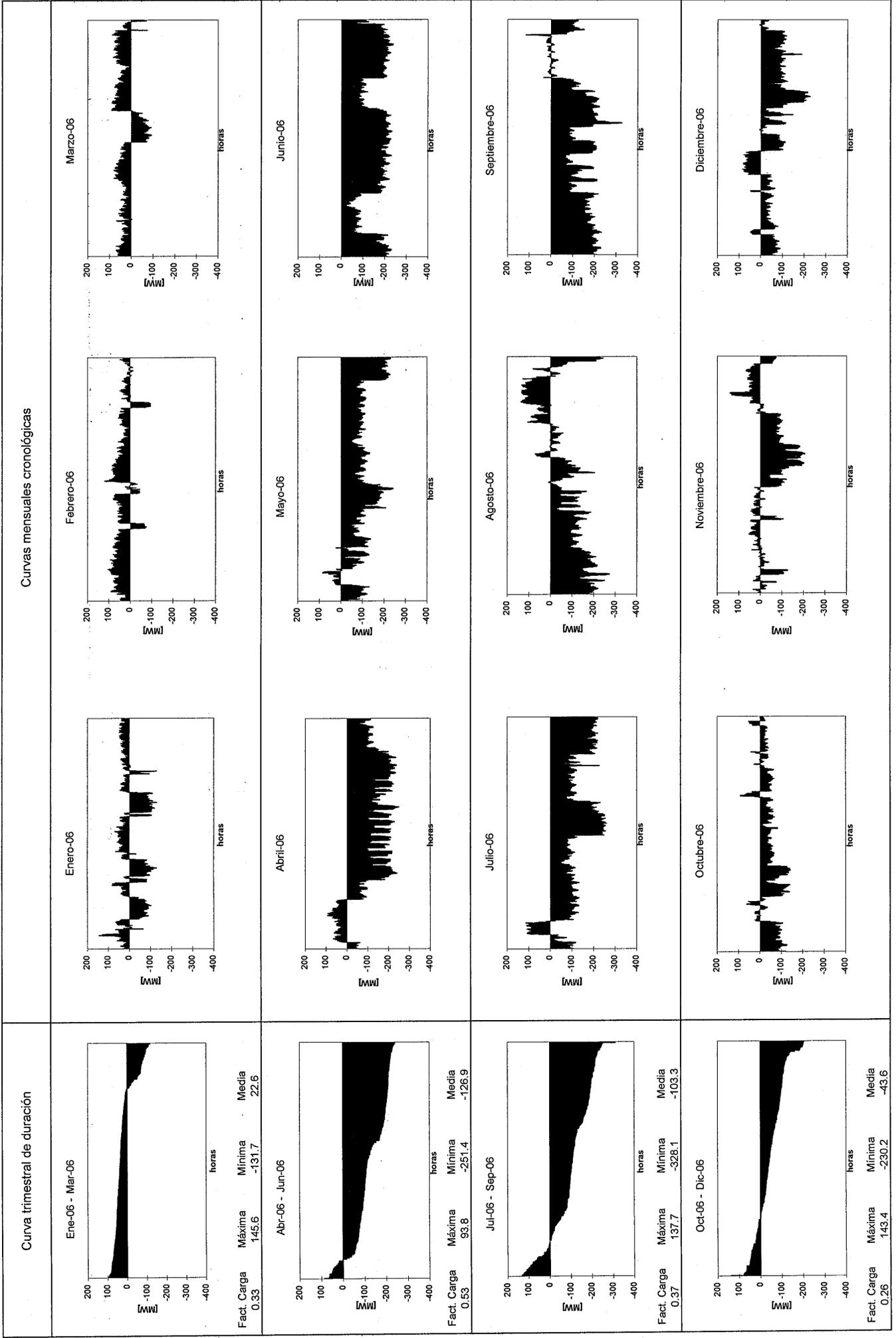
Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en CRUCERO



(1) LAS MEDICIONES CORRESPONDEN SOLO A LA LINEA DE TRANSELEC.

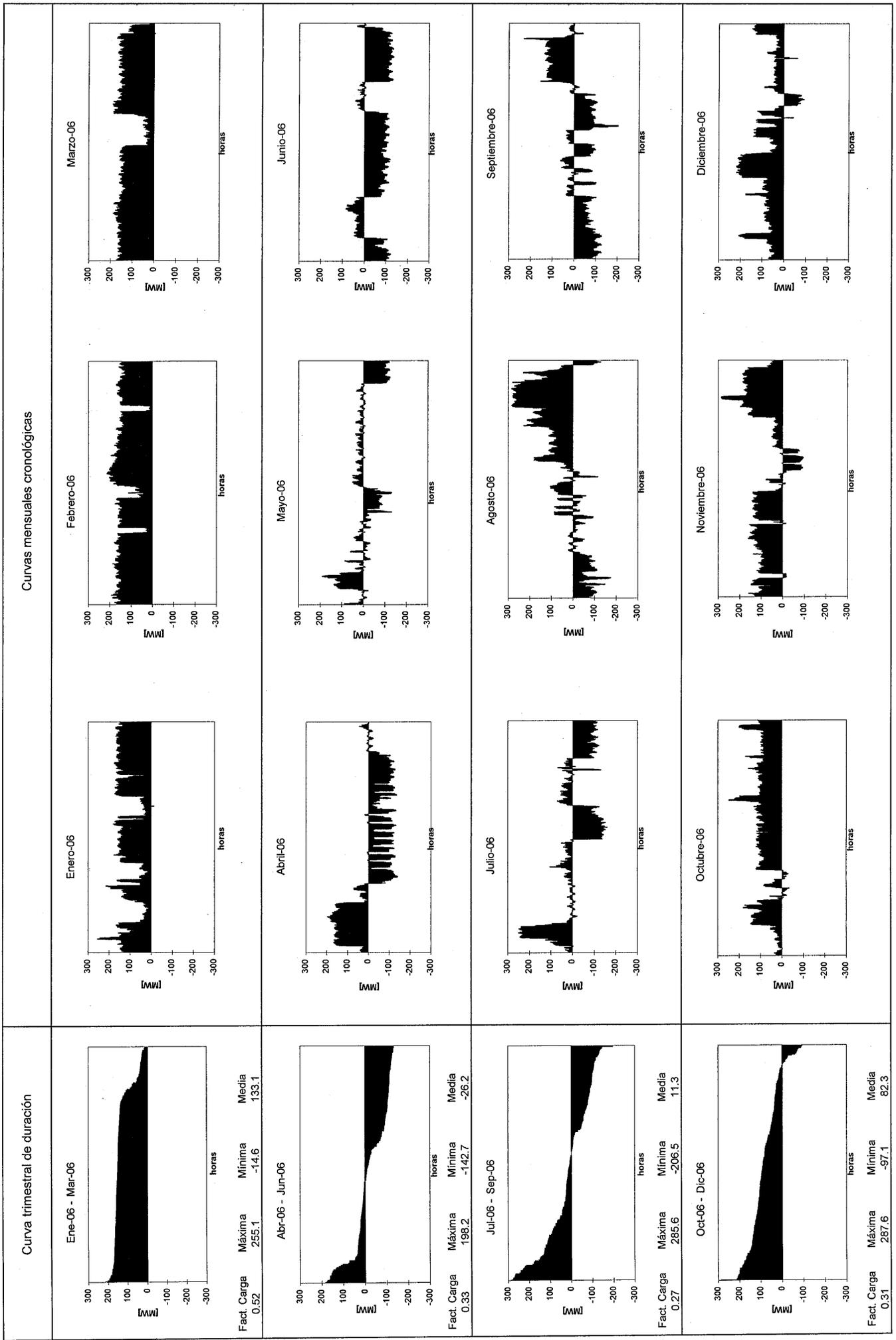
**LINEA 2X220 KV ENCUESTRO - CRUCERO**

Transferencias de Potencia Activa  
 Periodo: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ENCUESTRO

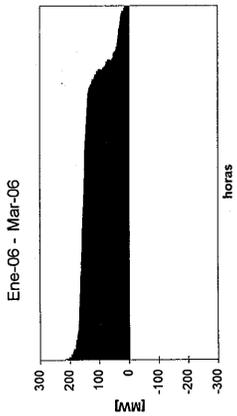


**LINEA 2X220 KV ATACAMA - ENCUENTRO**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ATACAMA

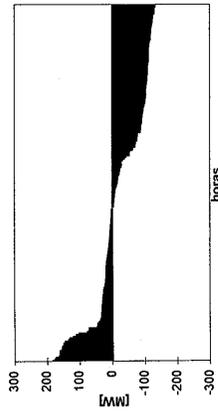


Curva trimestral de duración



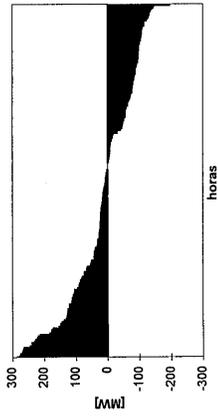
Fact. Carga 0.52  
 Máxima 255.1  
 Mínima -14.6  
 Media 133.1

Abr-06 - Jun-06



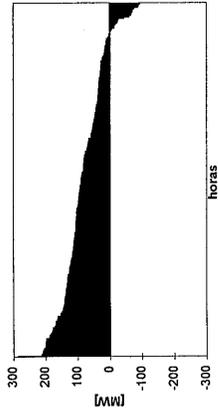
Fact. Carga 0.33  
 Máxima 198.2  
 Mínima -142.7  
 Media -26.2

Jul-06 - Sep-06



Fact. Carga 0.27  
 Máxima 285.6  
 Mínima -206.5  
 Media 11.3

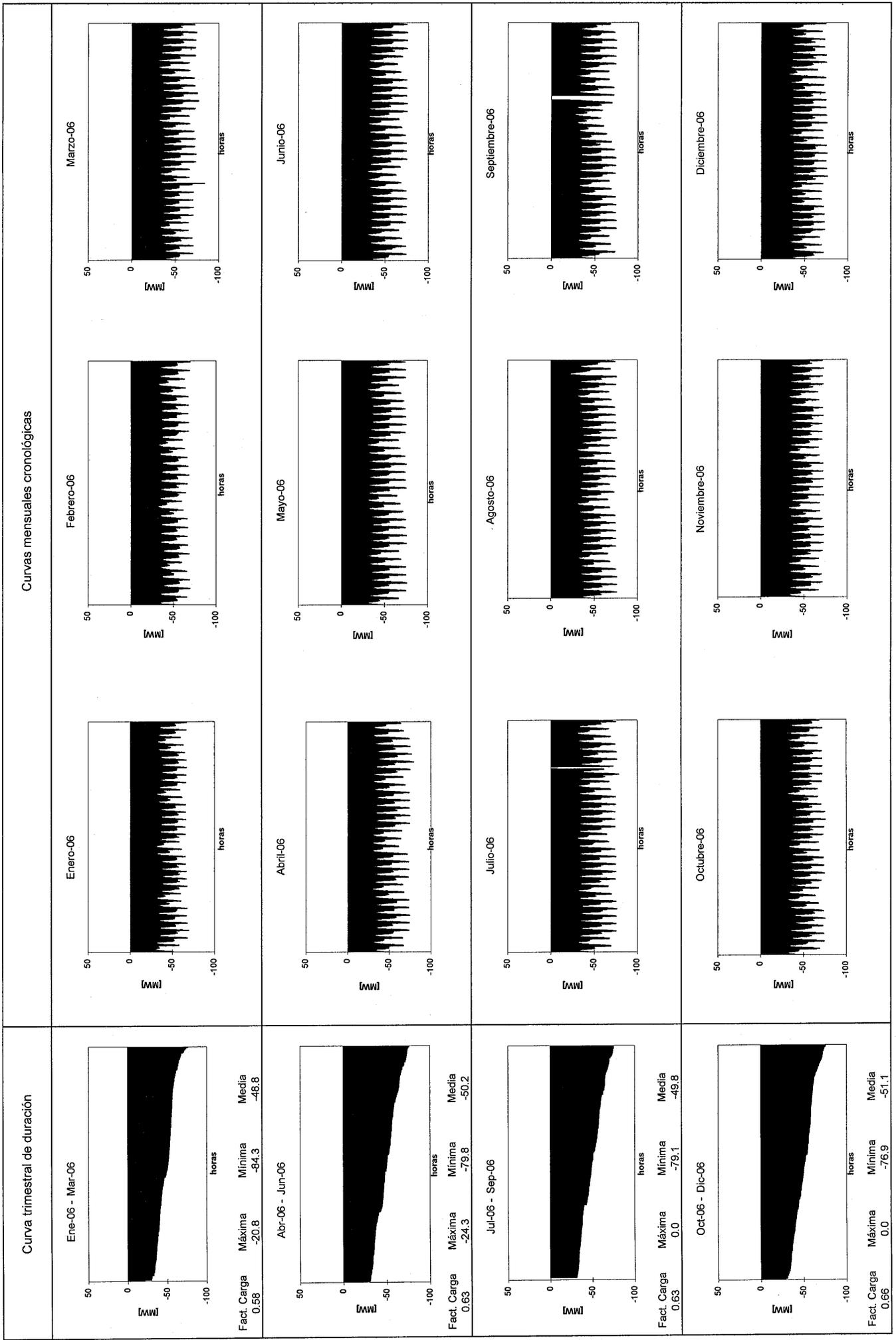
Oct-06 - Dic-06



Fact. Carga 0.31  
 Máxima 287.6  
 Mínima -97.1  
 Media 82.3

**LINEA 1X220 KV ESMERALDA - ATACAMA**

Transferencias de Potencia Activa  
 Período: Enero-06 - Diciembre-06  
 Medidas efectuadas en ATACAMA



# **ANEXO B**

## **Previsión de demanda**

## **Metodología:**

La metodología utilizada para el desarrollo de la previsión de demanda considera tres etapas. En la primera de ellas se obtienen los datos de consumo para cada retiro del sistema para el año base (2006), considerando para ello los registros de facturación del CDEC-SIC. En base a estos antecedentes, se obtienen tanto los registros de demanda máxima como los de energía anual.

En la segunda etapa, se proyecta tanto el consumo de demanda máxima como el de energía, considerando para ello tasas históricas de crecimiento. Lo anterior se realiza considerando un plazo a diez años a futuro.

Finalmente, las proyecciones para cada retiro son ajustadas de tal manera de completar las proyecciones esperadas a nivel del sistema. Para esto, se ha considerado una tasa de crecimiento de 6,6 % anual para el SIC, tomando en consideración la proyección del crecimiento macroeconómico esperado para los próximos años.

A continuación se presenta los datos de demanda máxima y energía a nivel de barras del SIC, utilizados en los estudios desarrollados por Transelec

**Zona Norte**

Punto de retiro	Previsión de demanda máxima coincidente										
	2006 MW	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
Minera Montecristo	0,0	10,1	10,4	10,7	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,2	12,5
Tal Tal	3,2	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4
Minera Manto Verde	18,8	20,2	21,7	23,3	24,6	26,5	28,4	30,5	32,8	35,2	37,8
Potrerillos + El Salvador	56,8	58,0	59,5	61,1	61,7	63,4	64,7	66,4	68,1	69,8	71,6
Chañaral	7,5	7,8	8,2	8,6	8,8	9,2	9,6	10,0	10,5	11,0	11,5
Minera Mantos de Oro	16,3	16,7	17,1	17,6	17,7	18,2	18,6	19,1	19,6	20,1	20,6
Minera Can-Can	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Minera Cerro Casale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minera Marte Lobo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minera Ojos del Salado	6,0	6,2	6,3	6,5	6,5	6,7	6,9	7,0	7,2	7,4	7,6
Minera La Candelaria	63,7	65,0	66,8	68,6	69,2	71,0	72,5	74,4	76,4	78,3	80,2
Minera El Bronces	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minera Refugio	9,8	10,0	10,3	10,6	10,6	10,9	11,2	11,5	11,8	12,0	12,3
Copiapó + Caldera	37,5	39,5	41,7	44,1	45,8	48,5	50,9	53,8	56,9	60,0	63,4
Cerrillos + Los Loros + Tierra Amarilla + Plantas	36,5	38,7	41,3	44,1	46,3	49,4	52,5	56,0	59,7	63,6	67,8
Paipote	19,2	19,6	20,2	20,7	20,9	21,5	21,9	22,5	23,1	23,6	24,2
Impulsión Manto Verde	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,5
Planta Agrosuper	0,0	16,6	17,0	17,5	31,5	32,4	59,5	61,1	62,7	64,3	65,9
Castilla	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Chuschampis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Compañía Minera Los Colorados	5,5	5,6	5,8	5,9	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	6,9
Compañía Minera Pellets	29,2	29,8	30,6	31,4	31,7	32,5	33,2	34,1	35,0	35,8	36,7
Freirina	3,6	3,8	4,0	4,3	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1
Vallenar	7,2	7,7	8,4	9,1	9,7	10,5	11,3	12,2	13,2	14,2	15,4
Alto del Carmen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Compañía Minera Algarrobo	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Compañía Minera Dos Amigos	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9
Pajonales	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Incahuasi	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
Minera Pascua Lama	0,0	15,6	23,8	24,2	80,4	82,6	107,5	110,3	113,1	116,0	118,9
Compañía Minera El Romeral	10,1	10,3	10,4	10,6	10,6	10,8	10,9	11,1	11,2	11,4	11,6
Las Compañías	7,9	8,3	8,8	9,3	9,7	10,2	10,8	11,4	12,0	12,7	13,4
Neuma Chile	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4
Marquesa	6,6	7,0	7,4	7,8	8,1	8,6	9,0	9,5	10,1	10,6	11,2
San Joaquín	24,1	25,1	26,3	27,5	28,3	29,6	30,9	32,3	33,8	35,3	36,9
Guayacán	13,3	14,4	15,7	17,1	18,2	19,8	21,5	23,3	25,4	27,6	29,9
Vicuña	9,5	10,5	11,7	12,9	14,1	15,6	17,2	19,0	21,1	23,3	25,8
Pan de Azúcar 110/23 kV, 24 MVA	17,2	18,4	19,8	21,2	22,4	24,1	25,8	27,7	29,7	31,9	34,2
Andacollo	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,4	2,6	2,7	2,9
Dayton	3,1	3,3	3,5	3,8	4,0	4,2	4,5	4,8	5,1	5,5	5,8
Compañía Minera Carmen de Andacollo	7,4	7,6	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	9,2	9,4
El Peñón	8,3	9,0	9,8	10,7	11,4	12,4	13,4	14,6	15,8	17,2	18,7
El Incienso	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ovalle 66/23 kV, 12 MVA	17,3	18,9	20,8	22,8	24,6	27,0	29,5	32,4	35,5	38,9	42,7
Monte Patria	6,5	7,2	8,0	8,8	9,6	10,7	11,7	13,0	14,4	15,9	17,6
Monte Patria 2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,1	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,5
Punitaqui - Huaquilón	5,0	5,3	5,6	5,9	6,2	6,5	6,8	7,2	7,6	8,1	8,5
Punitaqui - Mantos	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3
El Sauce	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Combarbalá	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,8	2,0	2,1	2,2	2,3
Illapel	4,6	4,8	5,0	5,2	5,3	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,5
Salamanca	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,8	3,9	4,0	4,2
Puerto Chungo	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
El Pachón	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Los Vilos	4,5	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,1	6,4	6,8	7,1	7,5
Quinquimo	10,1	10,6	11,2	11,9	12,3	13,0	13,7	14,5	15,3	16,2	17,1
Cabildo	13,5	14,2	15,0	15,9	16,5	17,5	18,4	19,4	20,5	21,6	22,9
Cenizas	4,0	4,2	4,4	4,7	4,8	5,1	5,4	5,7	6,0	6,4	6,7
Casas Viejas	8,1	8,7	9,5	10,3	11,0	12,0	13,0	14,1	15,3	16,7	18,1
Los Piuquenes	89,2	91,1	93,6	96,0	96,9	99,5	101,6	104,3	107,0	109,7	112,4

**Zona Norte**

Punto de retiro	Previsión de demanda de energía										
	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh
Minera Montecristo	0,0	92,0	94,5	97,2	97,4	100,2	102,2	105,1	108,0	110,9	113,8
Tal Tal	17,8	18,7	19,8	20,9	21,6	22,9	24,0	25,4	26,9	28,5	30,1
Minera Manto Verde	176,9	189,0	203,5	219,2	230,0	247,9	264,9	285,3	307,0	330,3	355,2
Potrillo + El Salvador	548,7	559,5	575,0	591,3	592,4	609,5	621,7	639,2	656,8	674,5	692,4
Chañaral	63,3	65,8	69,0	72,3	73,9	77,5	80,6	84,5	88,6	92,8	97,1
Minera Mantos de Oro	156,0	159,1	163,5	168,2	168,5	173,4	176,8	181,8	186,8	191,8	196,9
Minera Can-Can	10,9	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4	11,5	11,6	11,8	11,9	12,0
Minera Cerro Casale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minera Marte Lobo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minera Ojos del Salado	54,6	55,7	57,2	58,8	58,9	60,6	61,8	63,6	65,3	67,1	68,9
Minera La Candelaria	633,1	645,6	663,5	682,2	683,6	703,3	717,4	737,5	757,8	778,3	798,9
Minera El Bronces	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minera Refugio	76,5	78,0	80,2	82,4	82,6	85,0	86,7	89,1	91,6	94,0	96,5
Copiapó + Caldera	275,8	289,6	306,5	324,5	334,8	354,7	372,5	394,3	417,2	441,2	466,4
Cerrillos + Los Loros + Tierra Amarilla + Plantas	235,5	249,7	266,7	285,2	297,0	317,7	336,9	360,1	384,7	410,7	438,3
Paipote	178,7	182,3	187,3	192,6	193,0	198,5	202,5	208,2	213,9	219,7	225,5
Impulsión Manto Verde	19,5	20,3	21,3	22,3	22,8	23,9	24,9	26,1	27,3	28,6	30,0
Planta Agrosuper	0,0	150,7	154,9	159,3	285,0	293,3	538,6	553,7	569,0	584,4	599,9
Castilla	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Chuschampis	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Compañía Minera Los Colorados	35,9	36,6	37,6	38,6	38,7	39,8	40,6	41,8	42,9	44,1	45,3
Compañía Minera Pellets	272,5	277,9	285,6	293,7	294,2	302,7	308,8	317,5	326,2	335,0	343,9
Freirina	20,2	21,2	22,4	23,8	24,5	26,0	27,3	28,9	30,6	32,3	34,2
Vallenar	50,4	54,2	58,7	63,7	67,3	73,0	78,5	85,1	92,2	99,9	108,1
Alto del Carmen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Compañía Minera Algarrobo	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6
Compañía Minera Dos Amigos	29,5	30,1	30,9	31,8	31,9	32,8	33,4	34,4	35,3	36,3	37,2
Pajonales	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9
Incahuasi	6,7	7,1	7,5	7,9	8,2	8,7	9,1	9,6	10,2	10,8	11,4
Minera Pascua Lama	0,0	141,5	216,0	219,9	727,2	748,2	972,5	999,8	1027,4	1055,1	1083,1
Compañía Minera El Romeral	85,4	86,2	87,7	89,3	88,6	90,2	91,1	92,8	94,4	96,0	97,5
Las Compañías	44,5	46,7	49,4	52,4	54,0	57,3	60,2	63,7	67,4	71,3	75,4
Neuma Chile	18,5	18,8	19,4	19,9	19,9	20,5	20,9	21,5	22,1	22,7	23,3
Marquesa	52,5	55,1	58,4	61,8	63,7	67,5	70,9	75,1	79,4	84,0	88,8
San Joaquín	151,5	157,5	165,1	173,1	176,9	185,6	193,1	202,4	212,1	222,2	232,6
Guayacán	88,0	95,1	103,5	112,7	119,7	130,4	140,9	153,5	167,1	181,8	197,7
Vicuña	49,1	54,1	60,0	66,5	72,0	79,9	87,9	97,6	108,2	119,9	132,9
Pan de Azúcar 110/23 kV, 24 MVA	115,2	122,9	132,2	142,3	149,3	160,7	171,6	184,7	198,6	213,5	229,4
Andacollo	8,4	8,9	9,5	10,2	10,6	11,3	12,0	12,8	13,7	14,6	15,6
Dayton	20,5	21,7	23,2	24,8	25,9	27,7	29,3	31,4	33,5	35,8	38,2
Compañía Minera Carmen de Andacollo	65,1	66,4	68,2	70,1	70,3	72,3	73,8	75,8	77,9	80,0	82,1
El Peñón	47,7	51,6	56,2	61,2	64,9	70,8	76,5	83,3	90,7	98,7	107,3
El Incienso	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ovalle 66/23 kV, 12 MVA	115,4	125,8	138,2	152,0	162,8	179,2	195,4	214,8	236,0	259,2	284,5
Monte Patria	27,3	30,1	33,3	37,0	40,0	44,4	48,9	54,3	60,2	66,7	73,9
Monte Patria 2	15,9	16,5	17,2	17,9	18,2	19,0	19,7	20,6	21,4	22,3	23,3
Punitaqui - Huaquilón	22,1	23,2	24,6	26,0	26,9	28,4	29,9	31,6	33,5	35,4	37,4
Punitaqui - Mantos	19,9	20,9	22,2	23,5	24,2	25,6	26,9	28,5	30,2	31,9	33,7
El Sauce	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9
Combarbalá	7,5	7,9	8,4	8,8	9,1	9,7	10,2	10,7	11,4	12,0	12,7
Illapel	29,3	30,1	31,3	32,5	32,9	34,1	35,2	36,5	37,9	39,3	40,7
Salamanca	17,5	18,0	18,7	19,5	19,7	20,5	21,1	21,9	22,7	23,5	24,4
Puerto Chungo	6,4	6,5	6,7	6,8	6,9	7,1	7,2	7,4	7,6	7,8	8,0
El Pachón	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Los Vilos	22,6	23,8	25,1	26,6	27,5	29,1	30,6	32,3	34,2	36,2	38,3
Quinquimo	57,5	60,3	63,9	67,6	69,8	73,9	77,6	82,2	86,9	91,9	97,2
Cabildo	69,9	73,4	77,7	82,3	85,0	90,0	94,6	100,2	106,0	112,2	118,6
Cenizas	37,7	39,6	41,9	44,4	45,8	48,5	51,0	54,0	57,1	60,5	63,9
Casas Viejas	31,8	34,3	37,4	40,7	43,2	47,1	50,9	55,4	60,3	65,6	71,4
Los Piuquenes	651,2	664,1	682,4	701,8	703,1	723,4	737,9	758,6	779,5	800,6	821,8

Zona Central

Punto de retiro	Previsión de demanda máxima coincidente										
	2006 MW	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
Marchihue	15,1	16,2	17,5	18,8	19,9	21,5	23,0	24,8	26,7	28,7	30,9
Las Arañas	23,0	24,7	26,6	28,6	30,3	32,7	35,0	37,7	40,6	43,7	47,0
Quelentaro	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Consumos EMELETRIC	83,8	89,8	96,8	104,3	110,4	119,0	127,5	137,4	147,9	159,1	171,2
FFCC_Guindos	2,1	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7
CMPC Papeles	30,9	31,6	32,4	33,3	33,6	34,5	35,2	36,2	37,1	38,0	39,0
Pirque	4,0	4,2	4,6	4,9	5,2	5,6	6,0	6,5	7,0	7,5	8,1
Buín	22,2	23,8	25,7	27,7	29,3	31,6	33,8	36,5	39,2	42,2	45,4
Fatima	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Hospital	17,4	18,3	19,3	20,4	21,2	22,4	23,6	24,9	26,3	27,8	29,3
FFCC_Hospital	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0
Isla de Maipo	23,4	25,1	27,1	29,2	30,9	33,3	35,7	38,4	41,4	44,5	47,9
San Francisco de Mostazal	6,0	6,4	6,9	7,4	7,8	8,5	9,1	9,8	10,5	11,3	12,2
Papelera Pacífico SFM	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,6	6,8	7,0	7,1	7,3	7,5
Graneros	10,7	11,4	12,2	13,0	13,6	14,5	15,4	16,5	17,6	18,7	19,9
FFCC_Graneros	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1
Indura	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7
Dole	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Hornos de Arco - El Teniente	4,7	4,8	4,9	5,1	5,1	5,3	5,4	5,5	5,7	5,8	5,9
Alameda	33,1	34,9	36,9	39,0	40,5	42,8	45,0	47,6	50,2	53,0	56,0
Cachapoal, Lo Miranda, Loreto	51,2	54,9	59,2	63,8	67,5	72,8	78,0	84,0	90,4	97,3	104,7
Minera Valle Central	16,0	16,4	16,8	17,3	17,4	17,9	18,3	18,7	19,2	19,7	20,2
El Teniente - El Minero	172,5	176,2	180,9	185,7	187,4	192,5	196,5	201,7	206,9	212,1	217,4
Coya	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Procart	44,3	45,3	46,5	47,7	48,2	49,5	50,5	51,8	53,2	54,5	55,9
Maestranza - El Teniente	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
FFCC_Lirios	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0
Chumaquito	12,8	13,8	15,0	16,3	17,5	19,0	20,5	22,3	24,3	26,4	28,6
Rengo	12,6	13,6	14,8	16,1	17,2	18,7	20,2	22,0	23,9	26,0	28,2
FFCC_Rengo	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
CAP Rengo	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
Pelequen, Malloa	22,6	23,9	25,4	27,0	28,3	30,1	31,8	33,8	36,0	38,2	40,6
La Ronda	10,0	10,6	11,3	12,0	12,5	13,3	14,1	15,0	16,0	16,9	18,0
FFCC_Fernando	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7
Varios San Fernando_CGE	43,9	46,6	49,8	53,1	55,7	59,5	63,1	67,4	71,9	76,6	81,6
Nancahua, Panihue, Lihueimo	15,1	16,1	17,4	18,7	19,8	21,4	22,9	24,7	26,6	28,6	30,8
Chimbarongo	6,0	6,4	6,8	7,3	7,6	8,2	8,7	9,2	9,9	10,5	11,2
FFCC_Quinta	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5
Quinta	6,2	6,8	7,5	8,3	9,1	10,1	11,1	12,3	13,6	15,0	16,6
Teno	19,9	21,7	23,8	26,2	28,2	31,0	33,8	37,1	40,7	44,7	48,9
Rauquen	2,6	2,7	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,7	3,9	4,2	4,4
Curicó	47,0	51,6	56,9	62,7	68,0	75,0	82,3	90,7	100,0	110,1	121,2
FFCC_Curicó	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3
San Pedro	15,4	16,6	18,0	19,5	20,7	22,5	24,2	26,2	28,3	30,6	33,1
Itahue	4,0	4,3	4,6	5,0	5,3	5,7	6,1	6,6	7,1	7,6	8,2
FFCC_Itahue	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8
San Rafael	9,9	10,7	11,6	12,6	13,5	14,7	15,9	17,3	18,8	20,4	22,2
Licanten	2,8	2,9	3,1	3,3	3,4	3,6	3,7	3,9	4,1	4,4	4,6
Villa Prat - Parronal - Hualañe	2,7	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5
Panguilemo	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3
FFCC_Panguilemo	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7
Talca_CGE 1	13,7	14,7	15,9	17,1	18,1	19,5	20,9	22,5	24,2	26,1	28,1
Talca_Emelectric	6,0	6,5	7,1	7,7	8,3	9,1	9,9	10,8	11,8	12,8	14,0
San Clemente	4,1	4,4	4,7	5,1	5,4	5,8	6,2	6,7	7,2	7,8	8,3
Talca_CGE 2	23,8	25,5	27,5	29,6	31,3	33,8	36,2	39,0	42,0	45,1	48,6
San Miguel	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,4	7,6	7,9	8,2
Maule	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
La Palma	5,1	5,4	5,9	6,3	6,7	7,2	7,7	8,3	8,9	9,6	10,4
San Javier	3,1	3,2	3,3	3,5	3,5	3,7	3,8	3,9	4,1	4,2	4,3
Luz Linares Constitucion	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Celulosa Constitucion	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9
Constitucion_Emelectric	8,2	8,9	9,6	10,5	11,2	12,2	13,2	14,3	15,6	16,9	18,4
Constitucion_Otros	11,8	12,7	13,8	15,0	16,1	17,5	18,9	20,6	22,4	24,3	26,4
Villa Alegre	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3
FFCC_Villa Alegre	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9
Luz Linares	10,4	10,6	10,9	11,2	11,3	11,6	11,8	12,1	12,5	12,8	13,1
Linares	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Chacahuin	12,1	13,1	14,2	15,5	16,5	18,0	19,4	21,1	23,0	25,0	27,1
Panimavida	4,9	5,2	5,6	5,9	6,2	6,7	7,1	7,5	8,0	8,6	9,1
Cipreses	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Longavi	3,2	3,4	3,6	3,9	4,0	4,3	4,6	4,9	5,2	5,6	5,9
FFCC_Longavi	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7
Retiro	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
Parral_Emelectric	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1
Parral_Luz Parral	4,4	4,6	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5

**Zona Central**

Punto de retiro	Previsión de demanda máxima coincidente										
	2006 MW	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
Cauquenes	7,1	7,6	8,2	8,8	9,3	10,1	10,8	11,6	12,5	13,5	14,5
FFCC Niquen	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5
San Carlos	7,5	7,9	8,4	8,8	9,2	9,7	10,2	10,8	11,4	12,0	12,7
Cocharcas_CGE	2,2	2,4	2,6	2,9	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,6	5,0
Cocharcas_Emelectric	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,1	6,4	6,7	7,0
Cocharcas_Copelec	2,7	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,4	4,6
FFCC_Cocharcas	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6
Chillan T1	6,6	7,1	7,6	8,2	8,7	9,4	10,0	10,8	11,6	12,5	13,5
Chillan T2	12,8	13,7	14,8	15,9	16,9	18,2	19,5	21,0	22,6	24,3	26,2
Santa Elvira	19,1	20,7	22,5	24,4	26,1	28,4	30,7	33,4	36,3	39,4	42,8
Nueva Aldea	17,7	18,1	18,5	19,0	19,2	19,7	20,1	20,7	21,2	21,7	22,3
Quilmo 1	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1	5,5	5,9	6,4	6,8	7,4	7,9
Quilmo 2	1,8	1,9	2,0	2,2	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9	3,1	3,2
Bulnes	4,3	4,5	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,1	6,5	6,8	7,2
FFCC_Bulnes	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Alonso de Rivera	64,7	71,2	78,7	87,0	94,5	104,5	114,9	126,9	140,2	154,8	170,8
FFCC_Concepcion	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Concepcion	14,7	14,9	15,1	15,4	15,3	15,6	15,8	16,0	16,3	16,5	16,8
Indura, Lirquen	6,1	6,2	6,4	6,6	6,7	6,9	7,0	7,2	7,4	7,6	7,9
Fabrica Paños Bellavista	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Tome	5,0	5,3	5,6	5,9	6,1	6,4	6,7	7,1	7,5	7,9	8,3
Mahns	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6
Inchalam	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
Instapanel	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
MOLY-COP	11,1	11,3	11,6	11,9	12,0	12,3	12,6	12,9	13,3	13,6	13,9
CAP-Huachipato	75,7	77,3	79,4	81,5	82,2	84,4	86,2	88,5	90,8	93,1	95,4
Talcahuano	56,0	60,9	66,6	72,8	78,1	85,4	92,8	101,4	110,7	120,8	131,8
Cementos Bio-Bio	6,2	6,3	6,5	6,7	6,7	6,9	7,0	7,2	7,4	7,6	7,8
OXY	24,1	24,7	25,3	26,0	26,2	26,9	27,5	28,2	29,0	29,7	30,4
Eka Chile	56,5	57,7	59,2	60,8	61,3	63,0	64,3	66,0	67,7	69,4	71,2
Petrodow	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9	7,0
Petrox	39,9	40,7	41,8	42,9	43,3	44,5	45,4	46,6	47,8	49,0	50,2
San Pedro	8,0	8,6	9,4	10,2	10,9	11,9	12,9	14,0	15,2	16,5	17,9
Papeles y Bosques Bio-Bio	30,8	31,5	32,3	33,2	33,5	34,4	35,1	36,0	36,9	37,9	38,8
Loma Colorada	11,8	12,3	13,0	13,7	14,2	15,0	15,8	16,6	17,5	18,5	19,5
Coronel	11,7	12,3	13,0	13,7	14,2	14,9	15,7	16,5	17,4	18,3	19,3
Polpaico, Arenas Blancas, Puchoco	13,7	14,4	15,2	16,0	16,6	17,5	18,3	19,3	20,4	21,4	22,6
Lota_Frontel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Lota_ENACAR	7,1	7,6	8,2	8,8	9,4	10,1	10,8	11,7	12,6	13,5	14,5
Colcura	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Celulosa Arauco	22,7	23,2	23,8	24,5	24,7	25,4	25,9	26,6	27,3	27,9	28,6
Carampangue	3,2	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7	5,0	5,3
Curanilahue	6,1	6,5	7,0	7,5	8,0	8,6	9,2	9,9	10,7	11,5	12,4
Tres Pinos	6,6	6,9	7,3	7,7	8,0	8,4	8,8	9,3	9,8	10,3	10,9
Quinahue	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8
Lebu	2,2	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7
Planta polipropileno - Petroquímica	0,0	0,0	0,0	0,0	68,0	69,9	71,3	73,2	75,1	77,0	78,9
Fopaco	19,7	20,1	20,6	21,2	21,4	22,0	22,4	23,0	23,6	24,2	24,8
Mapal	11,6	11,9	12,2	12,5	12,6	13,0	13,2	13,6	13,9	14,3	14,6
Bocamina	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Papelera Laja, Nacimiento, Santa Fe, Inforsa	106,4	108,7	111,6	114,6	115,6	118,7	121,2	124,4	127,6	130,9	134,1
Consumos Charrua 66	20,9	22,0	23,3	24,6	25,6	27,0	28,4	30,1	31,8	33,6	35,4
FFCC_Laja y FFCC_Monte Aguila	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Charrua_Frontel	6,3	6,6	7,0	7,4	7,7	8,1	8,6	9,0	9,6	10,1	10,7
Bucalemu	5,7	6,0	6,3	6,7	7,0	7,4	7,7	8,2	8,6	9,1	9,6
Laja	3,4	3,6	3,8	4,0	4,1	4,4	4,6	4,9	5,2	5,4	5,7
Trupan	13,9	14,2	14,6	15,0	15,1	15,5	15,8	16,3	16,7	17,1	17,5
Paneles Arauco 220	13,9	14,2	14,6	15,0	15,1	15,6	15,9	16,3	16,7	17,1	17,6
Consumos Cholguan 220 Residenciales	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,7	8,2	8,6	9,1
Paneles Arauco 66	14,4	14,7	15,1	15,5	15,6	16,1	16,4	16,8	17,3	17,7	18,2
Consumos Cholguan 66 Residenciales	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3
Duquenco	3,0	3,2	3,4	3,6	3,7	3,9	4,1	4,4	4,6	4,9	5,1
Los Angeles (retiros CGE en 13,2 kV)	29,1	32,2	35,7	39,7	43,3	48,0	53,0	58,8	65,3	72,3	80,2
Manso de Velasco, El Avellano	6,2	6,6	7,0	7,5	7,8	8,3	8,8	9,3	9,9	10,5	11,2
Mulchen (retiro en 13,2 kV)	3,9	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,8	6,1	6,5	6,9
IANSA (retiro en 13,2 kV)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Faenas Panque	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Negrete	6,4	6,8	7,3	7,8	8,1	8,7	9,2	9,8	10,5	11,2	11,9
FFCC_Renaico	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
Angol	7,7	8,1	8,5	8,9	9,2	9,7	10,1	10,6	11,2	11,7	12,3
Collipulli	2,8	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,4	4,7	4,9
FFCC_Collipulli	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
FFCC_Victoria	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Victoria	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,7	8,2	8,6	9,1
Curacautin	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6
Traiguén	2,3	2,4	2,5	2,7	2,8	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9
FFCC_Lautaro	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lautaro	7,9	8,3	8,7	9,3	9,6	10,2	10,7	11,3	12,0	12,6	13,3
Pillanelbun	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1

Zona Central

Punto de retiro	Previsión de demanda de energía										
	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh
Marchihue	91,9	98,4	106,1	114,5	120,4	130,0	139,2	150,2	162,0	174,6	188,1
Las Arañas	139,8	149,6	161,3	174,1	183,1	197,7	211,6	228,3	246,2	265,4	285,9
Quelentaro	3,3	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5
Consumos EMELETRIC	509,1	544,9	587,7	634,2	666,9	720,1	770,9	831,8	897,0	966,8	1041,6
FFCC_Guindos	4,8	4,9	5,0	5,2	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1
CMPC Papeles	202,4	206,4	212,1	218,1	218,5	224,9	229,3	235,8	242,3	248,8	255,4
Pirque	29,0	31,0	33,5	36,1	38,0	41,0	43,9	47,4	51,1	55,1	59,3
Buín	146,1	156,3	168,6	181,9	191,3	206,6	221,2	238,6	257,3	277,4	298,8
Fatima	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Hospital	105,2	110,4	116,9	123,7	127,7	135,2	142,0	150,4	159,1	168,3	177,8
FFCC_Hospital	5,3	5,4	5,6	5,7	5,7	5,9	6,0	6,2	6,3	6,5	6,7
Isla de Maipo	173,1	185,3	199,8	215,6	226,8	244,9	262,1	282,8	305,0	328,7	354,2
San Francisco de Mostazal	37,3	39,9	43,1	46,5	48,9	52,8	56,5	61,0	65,7	70,9	76,3
Papelera Pacifico SFM	50,9	51,9	53,3	54,8	54,9	56,5	57,6	59,2	60,9	62,5	64,2
Graneros	72,7	77,0	82,3	88,0	91,7	98,0	104,0	111,1	118,7	126,7	135,2
FFCC_Graneros	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9	7,1
Indura	30,8	31,4	32,3	33,2	33,3	34,2	34,9	35,9	36,9	37,9	38,9
Dole	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0
Hornos de Arco - El Teniente	10,0	10,2	10,5	10,7	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,3	12,6
Alameda	192,0	201,7	213,4	225,9	233,1	247,0	259,4	274,6	290,5	307,2	324,8
Cachapoal, Lo Miranda, Loreto	357,8	383,0	413,1	445,8	468,7	506,2	541,8	584,6	630,5	679,6	732,1
Minera Valle Central	134,8	137,4	141,2	145,2	145,5	149,7	152,7	157,0	161,3	165,7	170,1
El Teniente - El Minero	1405,5	1433,4	1472,9	1514,6	1517,6	1561,4	1592,6	1637,3	1682,5	1727,9	1773,7
Coya	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Procart	399,2	407,1	418,3	430,1	431,0	443,4	452,3	465,0	477,8	490,7	503,7
Maestranza - El Teniente	4,9	5,0	5,1	5,3	5,3	5,4	5,5	5,7	5,8	6,0	6,2
FFCC_Lirios	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4
Chumaquito	80,4	86,8	94,5	103,0	109,3	119,1	128,7	140,2	152,6	166,1	180,6
Rengo	78,5	84,8	92,3	100,6	106,8	116,4	125,8	137,0	149,1	162,2	176,4
FFCC_Rengo	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8
CAP Rengo	13,5	13,8	14,2	14,6	14,6	15,0	15,3	15,8	16,2	16,6	17,1
Pelequen, Malloa	78,0	82,4	87,7	93,5	97,1	103,5	109,3	116,5	124,0	132,0	140,4
La Ronda	12,9	13,6	14,5	15,5	16,1	17,1	18,1	19,3	20,5	21,8	23,2
FFCC_Fernando	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8
Varios San Fernando_CGE	262,4	278,2	297,2	317,7	330,9	354,0	375,3	401,1	428,5	457,5	488,3
Nancahua, Paniahue, Lihueimo	69,5	74,3	80,2	86,5	91,0	98,2	105,2	113,5	122,4	131,9	142,1
Chimbarongo	23,2	24,6	26,3	28,1	29,3	31,3	33,2	35,5	37,9	40,5	43,2
FFCC_Quinta	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0
Quinta	30,1	33,2	36,8	40,8	44,1	49,0	53,9	59,8	66,4	73,5	81,5
Teno	125,7	137,1	150,7	165,7	177,5	195,3	213,0	234,2	257,3	282,6	310,2
Rauquen	27,8	29,2	30,9	32,7	33,7	35,7	37,5	39,7	42,0	44,5	47,0
Curicó	291,9	319,8	353,0	390,0	419,8	464,0	508,4	561,5	619,8	683,8	754,0
FFCC_Curicó	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4
San Pedro	93,8	100,8	109,3	118,5	125,2	135,8	146,1	158,3	171,6	185,8	201,1
Itahue	22,8	24,4	26,3	28,4	29,8	32,2	34,5	37,2	40,1	43,2	46,6
FFCC_Itahue	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8
San Rafael	54,2	58,5	63,7	69,4	73,7	80,3	86,8	94,5	102,9	112,0	121,8
Licanten	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1
Villa Prat - Parronal - Hualañe	13,1	13,8	14,5	15,3	15,8	16,7	17,5	18,5	19,5	20,6	21,7
Panguilemo	21,0	21,4	22,0	22,6	22,7	23,3	23,8	24,5	25,2	25,8	26,5
FFCC_Panguilemo	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1
Talca_CGE 1	86,8	92,9	100,2	108,1	113,7	122,7	131,4	141,8	152,9	164,8	177,5
Talca_Emelectric	32,4	35,1	38,4	42,1	44,9	49,1	53,3	58,4	63,8	69,8	76,2
San Clemente	24,3	26,0	28,1	30,3	31,8	34,4	36,8	39,7	42,8	46,2	49,7
Talca_CGE 2	157,0	168,1	181,2	195,6	205,7	222,1	237,8	256,5	276,7	298,2	321,3
San Miguel	24,8	25,5	26,5	27,5	27,8	28,9	29,8	30,9	32,1	33,3	34,5
Maule	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
La Palma	31,5	33,7	36,4	39,3	41,3	44,6	47,7	51,5	55,5	59,9	64,5
San Javier	19,5	20,0	20,8	21,6	21,9	22,7	23,4	24,3	25,2	26,1	27,1
Luz Linares Constitucion	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6
Celulosa Constitucion	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Constitucion_Emelectric	54,9	59,4	64,6	70,4	74,7	81,5	88,0	95,9	104,4	113,6	123,5
Constitucion_Otros	29,2	31,5	34,3	37,4	39,7	43,3	46,7	50,9	55,4	60,3	65,6
Villa Alegre	15,7	16,0	16,4	16,9	16,9	17,4	17,8	18,3	18,8	19,3	19,8
FFCC_Villa Alegre	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
Luz Linares	51,4	52,4	53,9	55,4	55,5	57,1	58,3	59,9	61,6	63,2	64,9
Linares	2,6	2,9	3,1	3,5	3,7	4,1	4,4	4,9	5,4	5,9	6,5
Chacahuin	80,3	86,7	94,4	102,9	109,2	119,0	128,6	140,1	152,5	165,9	180,4
Panimavida	18,7	19,8	21,2	22,6	23,6	25,2	26,8	28,6	30,5	32,6	34,8
Cipreses	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Longavi	10,1	10,7	11,4	12,2	12,7	13,6	14,4	15,4	16,4	17,5	18,7
FFCC_Longavi	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3
Retiro	8,1	8,5	9,0	9,5	9,8	10,4	10,9	11,6	12,2	13,0	13,7
Parral_Emelectric	24,1	25,3	26,8	28,3	29,2	31,0	32,5	34,4	36,4	38,5	40,7
Parral_Luz Parral	23,9	25,1	26,5	28,1	29,0	30,7	32,2	34,1	36,1	38,2	40,4

Zona Central

Punto de retiro	Previsión de demanda de energía										
	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh
Cauquenes	43,9	47,0	50,7	54,7	57,5	62,1	66,5	71,8	77,4	83,4	89,9
FFCC Niquen	3,8	4,0	4,3	4,6	4,7	5,1	5,4	5,8	6,1	6,6	7,0
San Carlos	47,0	49,3	52,2	55,3	57,0	60,4	63,5	67,2	71,1	75,2	79,5
Cocharcas CGE	10,5	11,3	12,3	13,4	14,3	15,6	16,8	18,3	19,9	21,7	23,6
Cocharcas Emelectric	20,4	21,3	22,3	23,4	23,9	25,0	26,1	27,3	28,6	30,0	31,4
Cocharcas Copelec	15,2	16,0	16,9	17,9	18,5	19,6	20,5	21,7	23,0	24,3	25,7
FFCC Cocharcas	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2
Chillan T1	44,8	47,9	51,7	55,8	58,7	63,4	67,8	73,2	78,9	85,1	91,6
Chillan T2	88,2	94,4	101,8	109,8	115,5	124,7	133,5	144,0	155,3	167,4	180,4
Santa Elvira	137,4	148,5	161,6	176,1	186,9	203,7	220,1	239,8	261,0	284,0	308,8
Nueva Aldea	26,5	27,1	27,8	28,6	28,7	29,5	30,1	30,9	31,8	32,6	33,5
Quilmo 1	23,4	25,1	27,0	29,2	30,7	33,1	35,5	38,3	41,3	44,5	47,9
Quilmo 2	2,5	2,7	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0	4,3	4,5
Bulnes	18,2	19,1	20,2	21,4	22,1	23,4	24,6	26,0	27,5	29,1	30,8
FFCC Bulnes	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7
Alonso de Rivera	460,5	505,6	559,5	619,4	668,3	740,3	813,1	900,0	995,8	1101,2	1217,1
FFCC Concepcion	4,4	4,5	4,6	4,8	4,8	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4	5,6
Concepcion	104,6	105,6	107,5	109,4	108,5	110,6	111,6	113,6	115,6	117,6	119,5
Indura, Lirquen	43,3	44,2	45,6	47,0	47,2	48,7	49,8	51,3	52,8	54,4	56,0
Fabrica Paños Bellavista	7,2	7,4	7,6	7,8	7,9	8,1	8,3	8,5	8,8	9,1	9,3
Tome	35,7	37,4	39,5	41,7	42,9	45,4	47,5	50,2	53,0	55,9	59,0
Mahns	11,1	11,7	12,3	13,0	13,4	14,1	14,8	15,7	16,5	17,4	18,4
Inchalam	24,7	25,2	25,9	26,6	26,6	27,4	28,0	28,8	29,5	30,3	31,1
Instapanel	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3
MOLY-COP	78,7	80,3	82,5	84,8	85,0	87,4	89,2	91,7	94,2	96,7	99,3
CAP-Huachipato	538,6	549,2	564,4	580,4	581,5	598,3	610,2	627,4	644,7	662,1	679,6
Talcahuano	398,8	432,8	473,4	518,1	552,6	605,1	656,9	718,8	786,2	859,4	938,9
Cementos Bio-Bio	44,0	44,9	46,1	47,4	47,5	48,9	49,9	51,3	52,7	54,1	55,6
OXY	171,8	175,2	180,0	185,1	185,5	190,8	194,6	200,1	205,6	211,2	216,8
Eka Chile	401,8	409,7	421,0	433,0	433,8	446,3	455,2	468,0	480,9	493,9	507,0
Petrodow	39,7	40,5	41,7	42,8	42,9	44,2	45,0	46,3	47,6	48,9	50,2
Petrox	283,6	289,2	297,2	305,6	306,2	315,1	321,4	330,4	339,5	348,7	357,9
San Pedro	56,9	61,4	66,9	72,8	77,3	84,3	91,1	99,2	108,0	117,5	127,8
Papeles y Bosques Bio-Bio	219,2	223,5	229,7	236,2	236,6	243,5	248,3	255,3	262,3	269,4	276,6
Loma Colorada	83,6	87,7	92,6	97,8	100,7	106,5	111,7	118,0	124,6	131,5	138,7
Coronel	83,3	87,2	92,1	97,3	100,1	105,8	110,9	117,1	123,6	130,4	137,5
Polpaico, Arenas Blancas, Puchoco	97,4	102,1	107,8	113,8	117,2	123,8	129,7	137,0	144,6	152,6	160,9
Lota Frontel	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8
Lota ENACAR	50,6	54,1	58,4	63,0	66,3	71,6	76,6	82,7	89,1	96,1	103,5
Colcura	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9
Celulosa Arauco	161,7	164,9	169,5	174,3	174,6	179,6	183,2	188,4	193,6	198,8	204,1
Carampangue	22,7	23,8	25,1	26,5	27,3	28,9	30,2	31,9	33,7	35,6	37,5
Curanilahue	43,1	46,2	49,8	53,7	56,5	61,0	65,3	70,5	76,0	81,9	88,3
Tres Pinos	47,0	49,2	51,9	54,9	56,5	59,7	62,5	66,0	69,7	73,5	77,5
Quinahue	3,4	3,6	3,8	4,0	4,1	4,3	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6
Lebu	15,8	16,6	17,5	18,5	19,0	20,1	21,1	22,3	23,5	24,8	26,2
Planta polipropileno - Petroquímica	0,0	0,0	0,0	0,0	615,2	633,0	645,6	663,7	682,0	700,4	719,0
Fopaco	140,1	142,8	146,8	150,9	151,2	155,6	158,7	163,2	167,7	172,2	176,8
Mapal	82,7	84,3	86,6	89,1	89,2	91,8	93,7	96,3	98,9	101,6	104,3
Bocamina	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4
Papelera Laja, Nacimiento, Santa Fe, Inforsa	601,8	613,7	630,7	648,5	649,8	668,5	681,9	701,0	720,4	739,8	759,4
Consumos Charrua 66	118,2	124,1	131,4	139,2	143,7	152,3	160,0	169,5	179,4	189,8	200,7
FFCC Laja y FFCC Monte Aguila	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6
Charrua Frontel	35,5	37,3	39,5	41,9	43,2	45,8	48,1	51,0	53,9	57,1	60,3
Bucalemu	32,1	33,8	35,7	37,9	39,1	41,4	43,5	46,1	48,8	51,6	54,6
Laja	19,2	20,1	21,3	22,6	23,3	24,7	25,9	27,5	29,1	30,8	32,5
Trupan	78,6	80,2	82,4	84,7	84,9	87,4	89,1	91,6	94,1	96,7	99,2
Paneles Arauco 220	78,8	80,4	82,6	84,9	85,1	87,6	89,3	91,8	94,4	96,9	99,5
Consumos Cholguan 220 Residenciales	30,4	31,9	33,8	35,8	37,0	39,2	41,2	43,6	46,2	48,8	51,6
Paneles Arauco 66	81,5	83,1	85,4	87,8	88,0	90,5	92,3	94,9	97,5	100,1	102,8
Concursos Cholguan 66 Residenciales	4,5	4,7	5,0	5,3	5,4	5,8	6,1	6,4	6,8	7,2	7,6
Duqueco	17,1	18,0	19,0	20,2	20,8	22,0	23,2	24,5	26,0	27,5	29,0
Los Angeles (retiros CGE en 13.2 kV)	164,8	181,7	201,9	224,4	243,1	270,5	298,3	331,5	368,3	409,0	453,9
Manso de Velasco, El Avellano	35,3	37,3	39,7	42,3	43,9	46,7	49,4	52,6	55,9	59,5	63,3
Mulchen (retiro en 13.2 kV)	21,8	23,0	24,5	26,1	27,1	28,8	30,5	32,4	34,5	36,7	39,0
IANSÁ (retiro en 13,2 kV)	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
Faenas Pangue	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Negrete	36,3	38,5	41,1	43,9	45,8	49,0	51,9	55,5	59,3	63,3	67,5
FFCC Renaico	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
Angol	43,5	45,5	47,9	50,4	51,8	54,5	57,0	60,0	63,1	66,4	69,8
Collipulli	15,6	16,5	17,6	18,7	19,4	20,7	21,8	23,2	24,7	26,3	28,0
FFCC Collipulli	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
FFCC Victoria	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Victoria	30,4	31,9	33,8	35,8	37,0	39,2	41,2	43,6	46,1	48,8	51,6
Curacautin	8,6	9,1	9,6	10,2	10,5	11,1	11,7	12,3	13,1	13,8	14,6
Traiguén	12,9	13,5	14,3	15,2	15,6	16,6	17,4	18,4	19,5	20,7	21,8
FFCC Lautaro	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lautaro	44,4	46,7	49,4	52,4	54,0	57,3	60,2	63,7	67,5	71,4	75,5
Pillanelbun	7,1	7,5	7,9	8,4	8,7	9,2	9,7	10,2	10,8	11,5	12,1

Zona Metropolitana

Punto de retiro	Previsión de demanda máxima coincidente										
	2006 MW	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
Miraflores	81,8	88,1	95,3	103,1	109,6	118,7	127,7	138,1	149,3	161,4	174,3
Quilpue 1	36,0	38,7	41,9	45,3	48,2	52,2	56,1	60,7	65,6	70,9	76,6
Quilpue 2	36,0	38,7	41,9	45,3	48,2	52,2	56,1	60,7	65,6	70,9	76,6
Enami	80,7	82,4	84,6	86,9	87,7	90,0	91,9	94,3	96,8	99,2	101,7
San Pedro + Limache	67,8	73,0	79,0	85,5	90,9	98,4	105,8	114,5	123,7	133,7	144,4
Quintero	12,9	13,8	15,0	16,2	17,2	18,6	20,1	21,7	23,5	25,3	27,4
Con Con	59,0	63,5	68,7	74,4	79,1	85,6	92,1	99,6	107,7	116,4	125,7
RPC	5,9	6,0	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,9	7,1	7,2	7,4
Reñaca	55,2	59,5	64,3	69,6	74,0	80,1	86,2	93,2	100,8	108,9	117,7
Placeres	40,4	43,5	47,1	51,0	54,2	58,6	63,1	68,3	73,8	79,7	86,1
Playa Ancha	25,2	27,2	29,4	31,8	33,8	36,6	39,4	42,6	46,1	49,8	53,8
Valparaíso 1	32,4	34,8	37,7	40,8	43,4	46,9	50,5	54,6	59,1	63,8	68,9
Valparaíso 2	32,4	34,8	37,7	40,8	43,4	46,9	50,5	54,6	59,1	63,8	68,9
Laguna Verde + San Antonio	11,8	12,7	13,7	14,8	15,8	17,1	18,4	19,9	21,5	23,2	25,1
Batuco	41,3	48,5	57,2	65,4	73,1	83,1	93,8	106,5	120,6	136,5	154,2
Polpaico	9,8	11,0	12,7	14,6	17,1	19,4	21,9	24,9	28,2	31,9	36,0
Cemento Polpaico	29,4	31,2	33,3	35,5	37,3	39,8	42,2	45,0	48,0	51,2	54,6
Calera Centro	40,5	43,1	45,9	49,0	51,4	54,9	58,3	62,2	66,3	70,7	75,3
Cemento Melon	11,5	11,8	12,1	12,4	12,5	12,8	13,1	13,5	13,8	14,2	14,5
CMDLC. El Soldado	43,6	44,6	45,7	47,0	47,4	48,7	49,7	51,0	52,3	53,6	55,0
Chagres	23,6	24,1	24,7	25,4	25,6	26,3	26,9	27,6	28,3	29,0	29,7
San Felipe	22,6	24,0	25,6	27,3	28,6	30,6	32,5	34,6	36,9	39,4	41,9
San Rafael	18,5	20,1	22,0	24,1	25,8	28,2	30,7	33,5	36,6	39,9	43,6
Andina	69,3	70,8	72,7	74,6	75,3	77,3	78,9	81,0	83,1	85,2	87,3
Alonso de Córdova 1	16,5	18,6	20,9	23,6	25,5	28,6	31,8	35,5	39,7	44,3	49,3
Alonso de Córdova 2	22,3	25,1	28,2	31,9	34,4	38,6	43,0	48,0	53,6	59,8	66,7
Alonso de Córdova 3	22,3	25,1	28,2	31,9	34,4	38,6	43,0	48,0	53,6	59,8	66,7
Altamirano 1	15,0	15,9	16,9	18,2	19,0	20,2	21,4	22,7	24,1	25,5	27,0
Altamirano 2	32,2	34,2	36,5	39,1	40,9	43,5	46,0	48,9	51,9	54,9	58,1
Andes 1	13,8	14,7	15,8	16,9	17,5	18,7	19,8	21,1	22,5	23,9	25,4
Andes 2	16,5	17,6	18,9	20,2	21,0	22,4	23,8	25,3	26,9	28,6	30,4
Apoquindo 1	30,7	33,2	36,1	39,1	41,4	44,8	48,0	51,8	55,8	60,0	64,4
Apoquindo 2	24,8	26,9	29,3	31,7	33,5	36,3	38,9	41,9	45,2	48,6	52,2
Brasil 1	28,3	31,4	34,6	38,4	41,8	46,3	50,9	56,2	62,1	68,4	75,4
Carrascal 1	13,1	13,7	14,5	15,2	15,8	16,8	17,8	18,9	20,1	21,3	22,5
Carrascal 2	13,1	13,7	14,5	15,2	15,8	16,8	17,8	18,9	20,1	21,3	22,5
Chacabuco 1	21,2	23,1	25,2	27,5	29,7	32,4	35,0	38,1	41,3	44,8	48,5
Chacabuco 2	20,0	21,9	23,9	26,0	28,1	30,7	33,1	36,0	39,1	42,4	45,9
Cisterna 1	30,6	32,6	34,9	37,6	39,4	42,3	45,1	48,3	51,6	55,2	58,9
Cisterna 2	9,1	9,7	10,4	11,1	11,7	12,5	13,4	14,3	15,3	16,4	17,5
Cisterna 3	9,1	9,7	10,4	11,1	11,7	12,5	13,4	14,3	15,3	16,4	17,5
Club Hípico 1	13,2	14,2	15,2	16,3	17,0	18,3	19,5	20,9	22,3	23,9	25,5
Club Hípico 2	15,9	17,0	18,3	19,6	20,4	21,9	23,4	25,1	26,8	28,7	30,6
Club Hípico 3	15,9	17,0	18,3	19,6	20,4	21,9	23,4	25,1	26,8	28,7	30,6
Curacaví 2	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
Curacaví 3	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
El Manzano 1	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8	5,9	6,0	6,0
El Manzano 2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,8	5,9	6,0	6,0
Ferrocarril Lo Espejo 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ferrocarril Lo Espejo 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Florida	-2,3	-2,5	-2,7	-3,0	-3,1	-3,4	-3,7	-4,0	-4,3	-4,6	-5,0
La Dehesa 1	12,0	13,4	15,0	17,0	18,3	20,3	22,4	24,8	27,5	30,4	33,6
La Dehesa 2	9,5	10,6	11,8	13,4	14,4	16,0	17,7	19,6	21,7	24,0	26,5
Lampa 1	14,9	15,8	16,9	18,0	18,9	20,2	21,4	22,9	24,4	26,0	27,7
Lampa 2	14,9	15,8	16,9	18,0	18,9	20,2	21,4	22,9	24,4	26,0	27,7
La Pintana 1	14,6	15,2	15,9	16,5	16,7	17,3	17,8	18,4	19,0	19,6	20,2
La Reina 1	10,0	11,0	12,3	13,7	14,6	16,2	17,9	19,9	22,1	24,5	27,2
La Reina 2	17,8	19,6	21,9	24,3	25,9	28,8	31,9	35,4	39,3	43,6	48,3
La Reina 3	17,8	19,6	21,9	24,3	25,9	28,8	31,9	35,4	39,3	43,6	48,3
Las Acacias 1	19,5	19,8	20,2	20,6	20,6	21,9	23,1	24,5	25,9	27,4	28,9
Lo Aguirre 1	3,5	4,4	5,5	6,6	8,4	9,6	10,8	12,3	13,9	15,7	17,8
Lo Boza 1	10,8	11,4	12,1	12,9	13,3	14,1	14,8	15,7	16,5	17,4	18,3
Lo Boza 2	17,9	19,0	20,2	21,4	22,2	23,6	24,7	26,1	27,6	29,0	30,5
Lo Boza 3	17,9	19,0	20,2	21,4	22,2	23,6	24,7	26,1	27,6	29,0	30,5

**Zona Metropolitana**

Punto de retiro	Previsión de demanda máxima coincidente										
	2006 MW	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
Lord Cochrane 1	40,9	44,7	48,9	53,4	56,9	61,9	66,8	72,4	78,4	84,8	91,6
Lord Cochrane 2	42,1	46,0	50,4	54,9	58,6	63,7	68,8	74,6	80,7	87,3	94,3
Los Dominicos 1	12,8	14,1	15,6	17,1	18,1	19,8	21,4	23,4	25,4	27,6	30,0
Los Dominicos 2	18,2	20,2	22,4	24,5	25,9	28,3	30,6	33,4	36,3	39,5	42,9
Lo Valledor 1	20,4	21,4	22,8	24,9	26,3	28,1	29,7	31,7	33,7	35,8	38,0
Lo Valledor 2	7,9	8,3	8,9	9,7	10,2	10,9	11,6	12,3	13,1	13,9	14,8
Lo Valledor 3	7,9	8,3	8,9	9,7	10,2	10,9	11,6	12,3	13,1	13,9	14,8
Macul 2	26,3	28,7	31,8	36,3	39,8	43,8	48,0	52,7	57,9	63,5	69,5
Macul 3	16,2	17,6	19,6	22,3	24,5	27,0	29,5	32,4	35,6	39,0	42,7
Maipu 1	18,0	19,4	21,2	23,0	24,3	26,4	28,5	30,9	33,4	36,1	39,0
Maipu 2	14,2	15,3	16,6	18,1	19,1	20,8	22,4	24,2	26,2	28,4	30,6
Maipu 3	14,2	15,3	16,6	18,1	19,1	20,8	22,4	24,2	26,2	28,4	30,6
Malloco 1	14,1	14,7	14,8	15,4	15,7	16,3	16,8	17,3	17,9	18,4	19,0
Malloco 2	14,1	14,7	14,8	15,4	15,7	16,3	16,8	17,3	17,9	18,4	19,0
Malloco 3	14,1	14,7	14,8	15,4	15,7	16,3	16,8	17,3	17,9	18,4	19,0
Ochagavía 1	25,3	27,3	31,0	36,2	40,1	44,5	49,0	54,2	60,0	66,2	73,0
Pajaritos 1	25,9	27,3	29,5	31,9	33,7	36,2	38,6	41,4	44,3	47,3	50,5
Pajaritos 2	25,1	26,5	28,6	30,9	32,7	35,1	37,4	40,1	42,9	45,9	49,0
Panamericana 1	16,6	16,9	17,2	17,7	17,8	17,9	17,9	17,9	18,0	18,0	17,9
Panamericana 2	13,3	13,6	13,9	14,2	14,3	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
Pudahuel 1	10,5	10,9	11,4	12,0	12,2	12,8	13,2	13,8	14,3	14,8	15,4
Pudahuel 2	15,1	15,8	16,5	17,2	17,7	18,4	19,1	19,8	20,6	21,4	22,2
Quilicura 1	13,8	15,5	17,3	19,4	21,3	23,7	26,2	29,0	32,2	35,6	39,4
Quilicura 2	12,1	13,5	15,1	17,0	18,6	20,7	22,9	25,4	28,1	31,1	34,4
Quilicura 3	12,1	13,5	15,1	17,0	18,6	20,7	22,9	25,4	28,1	31,1	34,4
Recoleta 1	17,8	19,0	20,4	21,8	23,3	25,0	26,6	28,5	30,4	32,4	34,5
Recoleta 2	12,2	13,0	13,9	14,9	15,9	17,1	18,2	19,4	20,8	22,2	23,6
Recoleta 3	12,2	13,0	13,9	14,9	15,9	17,1	18,2	19,4	20,8	22,2	23,6
San Bernardo 1	34,3	36,7	38,3	39,6	45,2	48,1	50,9	54,0	57,3	60,8	64,3
San Bernardo 2	12,4	13,3	13,9	14,4	16,4	17,4	18,4	19,6	20,8	22,0	23,3
San Bernardo 3	34,3	36,7	38,3	39,6	45,2	48,1	50,9	54,0	57,3	60,8	64,3
San Cristobal 1	34,7	36,9	39,8	43,0	45,1	48,6	51,9	55,7	59,7	63,9	68,3
San Cristobal 2	34,7	36,9	39,8	43,0	45,1	48,6	51,9	55,7	59,7	63,9	68,3
San Cristobal 3	34,7	36,9	39,8	43,0	45,1	48,6	51,9	55,7	59,7	63,9	68,3
San Joaquin 1	48,8	50,7	52,9	55,2	56,4	58,6	60,5	62,8	65,1	67,4	69,7
San Joaquin 2	9,0	9,4	9,8	10,2	10,4	10,8	11,2	11,6	12,0	12,5	12,9
San Joaquin 3	9,0	9,4	9,8	10,2	10,4	10,8	11,2	11,6	12,0	12,5	12,9
San Joaquin 4	9,0	9,4	9,8	10,2	10,4	10,8	11,2	11,6	12,0	12,5	12,9
San Jose 1	12,8	13,8	15,0	16,2	17,0	18,3	19,6	21,0	22,6	24,2	25,9
San Jose 2	19,6	21,2	23,0	24,8	26,0	28,1	30,0	32,2	34,6	37,1	39,7
San Jose 3	12,8	13,8	15,0	16,2	17,0	18,3	19,6	21,0	22,6	24,2	25,9
San Pablo 1	4,5	4,6	4,7	4,9	4,9	5,2	5,5	5,9	6,2	6,6	7,0
San Pablo 2	14,0	14,3	14,7	15,1	15,2	16,2	17,1	18,2	19,4	20,5	21,8
Santa Elena 1	21,5	22,9	24,8	26,6	27,9	29,9	31,8	34,0	36,3	38,7	41,2
Santa Elena 2	16,6	17,7	19,1	20,6	21,5	23,1	24,6	26,3	28,0	29,9	31,8
Santa Elena 3	16,6	17,7	19,1	20,6	21,5	23,1	24,6	26,3	28,0	29,9	31,8
Santa Elena 4	16,6	17,7	19,1	20,6	21,5	23,1	24,6	26,3	28,0	29,9	31,8
Santa Marta 1	11,9	12,4	13,5	14,3	14,7	15,5	16,3	17,2	18,2	19,2	20,2
Santa Marta 2	11,9	12,4	13,5	14,3	14,7	15,5	16,3	17,2	18,2	19,2	20,2
Santa Raquel 1	12,4	13,3	14,4	15,7	16,8	18,1	19,4	20,9	22,5	24,1	25,9
Santa Raquel 2	15,3	16,5	17,7	19,5	20,7	22,4	24,0	25,8	27,8	29,8	32,0
Santa Raquel 3	15,3	16,5	17,7	19,5	20,7	22,4	24,0	25,8	27,8	29,8	32,0
Santa Rosa Sur 1	15,1	15,7	16,5	17,1	17,7	18,5	19,2	20,0	20,8	21,7	22,5
Santa Rosa Sur 2	11,0	11,5	12,0	12,5	12,9	13,5	14,0	14,6	15,2	15,8	16,5
Santa Rosa Sur 3	15,1	15,7	16,5	17,1	17,7	18,5	19,2	20,0	20,8	21,7	22,5
Vitacura 2	34,4	38,5	42,4	46,7	49,6	54,7	60,0	66,1	72,7	79,9	87,7
Vitacura 3	40,6	45,5	50,1	55,2	58,6	64,7	70,9	78,1	86,0	94,5	103,7
Vitacura 4	34,4	38,5	42,4	46,7	49,6	54,7	60,0	66,1	72,7	79,9	87,7
Disputada de Las Condes	142,7	145,8	149,7	153,9	155,0	159,3	162,7	167,0	171,4	175,8	180,3
Andina Saladillo	68,0	69,4	71,3	73,3	73,8	75,9	77,5	79,6	81,6	83,8	85,9
Metro - Lord Cochrane 1	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
Metro - Lord Cochrane 2	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
Puente Alto	28,8	31,8	35,3	39,2	42,6	47,3	52,2	57,9	64,2	71,1	78,8

Zona Metropolitana

Punto de retiro	Previsión de demanda de energía										
	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh
Miraflores	340,9	366,4	396,8	430,0	454,1	492,4	529,3	573,5	621,0	672,2	727,2
Quilpue 1	149,9	161,1	174,5	189,1	199,6	216,5	232,7	252,1	273,0	295,5	319,7
Quilpue 2	149,9	161,1	174,5	189,1	199,6	216,5	232,7	252,1	273,0	295,5	319,7
Enami	336,2	342,9	352,4	362,4	363,1	373,6	381,0	391,7	402,5	413,4	424,3
San Pedro + Limache	282,5	303,7	328,9	356,4	376,3	408,1	438,6	475,3	514,7	557,1	602,6
Quintero	53,6	57,6	62,3	67,6	71,3	77,4	83,2	90,1	97,6	105,6	114,2
Con Con	245,9	264,3	286,3	310,2	327,6	355,2	381,8	413,7	448,0	484,9	524,6
RPC	24,5	25,0	25,7	26,4	26,5	27,2	27,8	28,6	29,4	30,1	30,9
Reñaca	230,2	247,4	267,9	290,3	306,6	332,4	357,3	387,2	419,3	453,8	490,9
Placeres	168,5	181,1	196,1	212,5	224,4	243,3	261,6	283,4	306,9	332,2	359,3
Playa Ancha	105,2	113,1	122,4	132,7	140,1	151,9	163,3	177,0	191,6	207,4	224,4
Valparaíso 1	134,9	144,9	157,0	170,1	179,6	194,8	209,4	226,8	245,7	265,9	287,6
Valparaíso 2	134,9	144,9	157,0	170,1	179,6	194,8	209,4	226,8	245,7	265,9	287,6
Laguna Verde + San Antonio	49,1	52,7	57,1	61,9	65,4	70,9	76,2	82,5	89,4	96,7	104,6
Batuco	254,8	299,0	353,3	404,6	448,7	511,1	576,6	655,2	743,6	842,8	954,1
Polpaico	60,8	68,1	78,7	90,0	104,8	119,4	134,7	153,1	173,7	196,9	222,9
Cemento Polpaico	181,3	192,3	205,4	219,6	228,7	244,6	259,4	277,3	296,2	316,2	337,5
Calera Centro	250,4	265,5	283,6	303,2	315,8	337,8	358,2	382,9	409,0	436,7	466,0
Cemento Melon	71,1	72,5	74,5	76,6	76,8	79,0	80,6	82,8	85,1	87,4	89,7
CMDLC. El Soldado	269,4	274,8	282,4	290,3	290,9	299,3	305,3	313,9	322,5	331,2	340,0
Chagres	145,7	148,6	152,7	157,0	157,3	161,9	165,1	169,8	174,4	179,1	183,9
San Felipe	139,4	147,8	157,9	168,8	175,8	188,0	199,4	213,1	227,7	243,1	259,4
San Rafael	114,4	124,2	135,9	148,7	158,6	173,7	188,5	206,3	225,6	246,7	269,5
Andina	428,1	436,5	448,6	461,3	462,2	475,6	485,0	498,7	512,4	526,3	540,2
Alonso de Córdova 1	104,3	117,6	132,1	149,2	160,4	180,0	200,1	224,0	250,5	279,7	312,0
Alonso de Córdova 2	68,9	77,7	87,3	98,6	105,9	118,9	132,2	148,0	165,5	184,8	206,1
Alonso de Córdova 3	244,5	275,5	309,6	349,7	375,9	421,9	469,0	525,1	587,1	655,6	731,2
Altamirano 1	112,6	119,4	127,3	136,6	142,0	151,4	159,9	170,0	180,6	191,5	202,9
Altamirano 2	264,5	280,3	298,9	320,7	333,5	355,5	375,4	399,2	424,0	449,8	476,5
Andes 1	101,9	108,8	116,8	125,0	129,1	138,0	146,1	155,9	166,0	176,6	187,6
Andes 2	128,1	136,9	146,9	157,3	162,4	173,6	183,8	196,1	208,8	222,1	236,0
Apoquindo 1	230,6	249,5	271,4	293,9	309,5	335,0	359,0	387,6	417,9	449,9	483,9
Apoquindo 2	192,6	208,4	226,7	245,5	258,5	279,7	299,8	323,7	349,0	375,7	404,1
Brasil 1	183,4	203,1	223,9	248,2	268,6	298,0	327,4	362,3	400,5	442,0	487,3
Carrascal 1	107,6	112,7	118,6	124,5	129,0	137,6	145,3	154,6	164,3	174,3	184,7
Carrascal 2	84,4	88,4	93,1	97,7	101,3	108,0	114,1	121,3	128,9	136,8	144,9
Chacabuco 1	175,2	190,9	208,8	227,6	244,6	266,8	288,2	313,6	340,8	369,9	400,9
Chacabuco 2	153,4	167,2	182,8	199,4	214,3	233,7	252,5	274,7	298,5	323,9	351,1
Cisterna 1	106,3	113,1	121,1	130,4	135,9	146,1	155,6	166,9	178,7	191,1	204,2
Cisterna 2	129,3	137,6	147,3	158,6	165,4	177,8	189,3	203,0	217,4	232,5	248,4
Cisterna 3	159,2	169,4	181,4	195,3	203,6	218,9	233,1	249,9	267,7	286,3	305,9
Club Hípico 1	83,6	89,4	96,0	103,0	106,8	114,8	122,3	131,2	140,5	150,4	160,7
Club Hípico 2	99,3	106,2	114,1	122,5	126,9	136,4	145,3	155,9	167,0	178,7	191,0
Club Hípico 3	70,7	75,6	81,2	87,1	90,3	97,1	103,4	111,0	118,9	127,2	135,9
Curacaví 2	19,4	20,5	21,9	23,4	24,4	26,1	27,7	29,6	31,6	33,7	36,0
Curacaví 3	14,1	14,9	16,0	17,1	17,8	19,0	20,1	21,5	23,0	24,5	26,2
El Manzano 1	75,5	76,6	78,2	79,8	79,3	80,8	81,5	82,7	83,9	85,0	86,0
El Manzano 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ferrocarril Lo Espejo 1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1
Ferrocarril Lo Espejo 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Florida	149,8	160,9	174,3	188,8	199,3	216,0	232,1	251,4	272,2	294,5	318,5
La Dehesa 1	86,7	96,8	107,9	122,3	130,9	145,6	160,5	178,2	197,6	218,9	242,0
La Dehesa 2	100,9	112,7	125,7	142,4	152,4	169,6	186,9	207,5	230,1	254,8	281,8
Lampa 1	123,9	131,4	140,3	150,0	156,2	167,0	177,1	189,2	202,1	215,7	230,2
Lampa 2	123,9	131,4	140,3	150,0	156,2	167,0	177,1	189,2	202,1	215,7	230,2
La Pintana 1	134,2	140,2	146,4	151,6	153,0	158,8	163,2	169,0	174,8	180,5	186,2
La Reina 1	96,6	105,9	118,5	131,6	139,5	155,6	171,9	191,3	212,6	236,0	261,6
La Reina 2	120,3	131,9	147,6	163,9	173,8	193,8	214,1	238,3	264,8	293,9	325,8
La Reina 3	173,5	190,3	212,9	236,4	250,6	279,5	308,9	343,7	381,9	423,9	469,9
Las Acacias 1	103,6	105,0	107,1	109,4	108,8	115,7	122,0	129,5	137,3	145,4	153,8
Lo Aquirre 1	26,0	33,1	41,0	49,6	62,8	71,6	80,7	91,7	104,1	118,0	133,6
Lo Boza 1	127,5	134,5	143,6	152,2	157,2	166,6	174,8	184,9	195,2	205,8	216,8
Lo Boza 2	161,2	170,1	181,6	192,5	198,7	210,6	221,1	233,8	246,8	260,3	274,2

**Zona Metropolitana**

Punto de retiro	Previsión de demanda de energía										
	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh
Lord Cochran 1	175	191	209	229	243	264	285	309	335	363	392
Lord Cochran 2	176	193	211	230	244	266	286	311	337	365	395
Los Dominicos 1	84,7	93,7	103,7	113,6	119,4	130,6	141,4	154,3	168,1	183,0	198,8
Los Dominicos 2	124,1	137,3	152,0	166,4	174,9	191,3	207,2	226,0	246,3	268,0	291,3
Lo Valledor 1	135,6	141,7	151,5	165,2	173,9	185,7	196,4	209,3	222,9	237,1	251,9
Lo Valledor 2	150,3	157,0	167,9	183,1	192,7	205,7	217,6	231,9	246,9	262,6	279,1
Lo Valledor 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Macul 2	130,6	142,0	157,8	180,1	196,1	216,4	236,5	260,3	286,1	314,1	344,4
Macul 3	214,5	233,2	259,1	295,9	322,1	355,4	388,4	427,5	470,0	515,9	565,7
Maipu 1	129,0	138,7	151,2	164,4	172,8	187,9	202,4	219,6	237,9	257,4	278,2
Maipu 2	137,8	148,2	161,5	175,6	184,6	200,8	216,2	234,6	254,2	275,0	292,7
Maipu 3	115,1	123,7	134,9	146,6	154,2	167,6	180,6	195,9	212,2	229,6	248,1
Malloco 1	86,9	90,5	91,0	94,7	96,5	100,0	102,7	106,3	109,8	113,3	116,7
Malloco 2	65,7	68,4	68,7	71,6	72,9	75,6	77,6	80,3	83,0	85,6	88,2
Malloco 3	168,3	175,3	176,1	183,4	186,8	193,7	198,9	205,8	212,6	219,4	226,0
Ochagavía 1	208,2	224,4	255,0	297,6	327,7	364,0	400,6	444,0	491,5	543,3	599,8
Pajaritos 1	194,1	204,0	220,8	238,7	250,6	269,6	287,2	308,2	330,3	353,5	377,9
Pajaritos 2	252,5	265,4	287,3	310,5	326,0	350,6	373,6	400,9	429,7	459,9	491,6
Panamericana 1	119,8	121,6	124,4	127,5	127,9	128,7	128,4	128,9	129,3	129,5	129,5
Panamericana 2	109,2	110,8	113,4	116,3	116,6	117,4	117,0	117,5	117,9	118,0	118,1
Pudahuel 1	99,8	103,9	108,7	113,7	115,8	121,0	125,1	130,4	135,7	141,0	146,3
Pudahuel 2	130,3	135,6	141,9	148,4	151,2	157,9	163,3	170,2	177,1	184,0	191,0
Quilicura 1	104,7	117,1	130,8	147,0	160,2	178,4	196,8	218,7	242,7	269,0	297,7
Quilicura 2	118,6	132,6	148,1	166,5	181,4	202,0	222,8	247,6	274,8	304,5	337,1
Quilicura 3	162,9	182,2	203,5	228,7	249,1	277,5	306,1	340,2	377,5	418,4	463,1
Recoleta 1	166,5	177,6	190,1	204,0	216,7	232,6	247,3	264,8	283,2	302,4	322,6
Recoleta 2	124,5	132,8	142,1	152,5	162,0	173,9	184,8	197,9	211,7	226,1	241,2
Recoleta 3	33,1	35,3	37,8	40,5	43,0	46,2	49,1	52,6	56,2	60,1	64,1
San Bernardo 1	113,5	121,4	126,6	131,1	148,6	158,4	167,3	178,0	189,1	200,6	212,6
San Bernardo 2	112,0	119,8	125,0	129,4	146,7	156,4	165,2	175,7	186,6	198,0	209,8
San Bernardo 3	97,3	104,1	108,6	112,4	127,5	135,9	143,5	152,7	162,2	172,1	182,4
San Cristobal 1	194,7	207,1	223,5	241,2	252,0	271,4	289,6	311,3	334,1	358,1	383,4
San Cristobal 2	182,8	194,5	209,9	226,5	236,6	254,8	271,9	292,2	313,7	336,2	359,9
San Cristobal 3	259,1	275,6	297,4	321,0	335,3	361,1	385,4	414,1	444,5	476,5	510,1
San Joaquín 1	117,1	121,4	126,8	132,4	134,5	140,0	144,4	150,1	155,7	161,4	167,0
San Joaquín 2	90,8	94,2	98,4	102,7	104,3	108,6	112,0	116,4	120,8	125,1	129,5
San Joaquín 3	102,4	106,2	111,0	115,8	117,6	122,5	126,4	131,3	136,2	141,2	146,1
San Joaquín 4	198,4	205,8	215,0	224,4	227,9	237,3	244,8	254,3	263,9	273,5	283,0
San José 1	128,4	138,5	150,3	162,5	169,5	182,8	195,3	210,1	225,7	242,3	259,7
San José 2	175,3	189,1	205,3	222,0	231,5	249,7	266,7	287,0	308,4	330,9	354,7
San José 3	87,8	94,7	102,8	111,2	115,9	125,0	133,6	143,7	154,4	165,7	177,6
San Pablo 1	149,6	152,5	156,7	161,5	161,3	172,1	182,0	193,8	206,1	218,9	232,2
San Pablo 2	7,0	7,2	7,4	7,6	7,6	8,1	8,5	9,1	9,7	10,3	10,9
Santa Elena 1	49,1	52,4	56,6	60,9	63,5	68,1	72,3	77,4	82,8	88,3	94,2
Santa Elena 2	263,9	281,7	304,2	327,5	341,3	366,2	389,1	416,4	445,1	475,1	506,5
Santa Elena 3	125,1	133,6	144,2	155,3	161,8	173,6	184,5	197,4	211,0	225,2	240,1
Santa Elena 4	43,2	46,1	49,8	53,6	55,9	59,9	63,7	68,2	72,8	77,8	82,9
Santa Marta 1	165,0	172,5	187,1	198,4	202,8	214,7	225,4	238,3	251,8	265,9	280,5
Santa Marta 2	23,1	24,1	26,2	27,8	28,4	30,1	31,5	33,4	35,3	37,2	39,3
Santa Raquel 1	64,4	69,1	74,4	81,7	86,5	93,5	100,1	108,0	116,3	125,1	134,4
Santa Raquel 2	127,9	137,2	147,8	162,3	171,8	185,7	198,8	214,4	230,9	248,4	266,8
Santa Raquel 3	128,6	137,9	148,6	163,1	172,7	186,7	199,9	215,6	232,2	249,7	268,3
Santa Rosa Sur 1	120,8	125,4	131,5	137,1	140,8	147,3	152,6	159,3	166,1	172,9	179,8
Santa Rosa Sur 2	86,5	89,8	94,2	98,1	100,8	105,5	109,3	114,1	118,9	123,8	128,7
Santa Rosa Sur 3	105,3	109,3	114,6	119,4	122,7	128,3	133,0	138,8	144,7	150,7	156,7
Vitacura 2	210,3	235,3	259,1	285,5	301,5	333,3	365,0	402,6	443,5	487,9	536,1
Vitacura 3	204,0	228,2	251,3	276,8	292,4	323,2	354,0	390,4	430,1	473,1	519,8
Vitacura 4	235,1	263,0	289,6	319,0	337,0	372,5	408,0	450,0	495,6	545,3	599,1
Disputada de Las Condes	833,8	850,3	873,8	898,5	900,3	926,3	944,8	971,3	998,1	1025,0	1052,2
Andina Saladillo	397,1	405,0	416,2	428,0	428,8	441,2	450,0	462,7	475,4	488,2	501,2
Metro - Lord Cochran 1	267,6	270,2	274,9	279,9	277,6	282,8	285,6	290,7	295,8	300,8	305,7
Metro - Lord Cochran 2	267,6	270,2	274,9	279,9	277,6	282,8	285,6	290,7	295,8	300,8	305,7
Puente Alto	168,5	185,6	206,0	228,8	247,6	275,2	303,2	336,7	373,7	414,5	459,6

ona Sur

Punto de retiro	Previsión de demanda máxima coincidente										
	2006 MW	2007 MW	2008 MW	2009 MW	2010 MW	2011 MW	2012 MW	2013 MW	2014 MW	2015 MW	2016 MW
Temuco	2,4	2,5	2,7	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,4
Pumahue	14,5	15,4	16,4	17,5	18,4	19,6	20,8	22,2	23,7	25,3	26,9
Chivilcan	25,0	26,6	28,3	30,3	31,7	33,9	36,0	38,4	40,9	43,6	46,5
Padre las Casas	16,7	17,6	18,6	19,6	20,4	21,6	22,7	24,0	25,3	26,7	28,2
Licanco	13,1	14,0	15,1	16,3	17,3	18,6	19,9	21,5	23,1	24,9	26,8
FFCC_Metrenco	6,5	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0	7,1	7,2	7,2
Pitrufulquen	6,9	7,3	7,8	8,4	8,8	9,4	9,9	10,6	11,3	12,1	12,8
Loncoche	8,9	9,6	10,4	11,3	12,1	13,2	14,3	15,5	16,8	18,3	19,9
Villarrica	13,3	14,6	16,2	17,9	19,5	21,7	23,9	26,4	29,3	32,4	35,8
Panguipulli	6,9	7,6	8,4	9,4	10,2	11,3	12,4	13,8	15,3	16,9	18,7
Los Lagos	6,5	6,9	7,4	7,9	8,3	8,9	9,4	10,0	10,7	11,4	12,1
Planta Valdivia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valdivia	15,5	16,6	17,9	19,3	20,4	22,0	23,6	25,4	27,4	29,4	31,7
CMPC_Chumpullo	7,7	8,4	9,2	10,1	10,9	12,0	13,1	14,4	15,8	17,3	19,0
Paillaco	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,1
Pichirropulli	4,4	4,7	5,0	5,3	5,6	6,0	6,4	6,8	7,2	7,7	8,2
La Unión_Residencial	7,3	7,8	8,3	8,9	9,3	9,9	10,5	11,2	12,0	12,8	13,6
La Unión_Industrial	1,9	2,0	2,2	2,3	2,4	2,6	2,8	2,9	3,1	3,3	3,6
Colun	3,3	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,1	5,5	5,9	6,3	6,8
Picarte	25,0	26,5	28,3	30,2	31,7	33,8	35,9	38,3	40,8	43,5	46,4
Osorno_Residencial	28,5	30,3	32,3	34,5	36,2	38,7	41,0	43,8	46,7	49,8	53,0
Osorno_Industrial	6,6	6,7	6,9	7,1	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	8,3
Los Negros	6,8	7,2	7,6	8,0	8,3	8,8	9,3	9,8	10,3	10,9	11,5
Pilmaiquen	2,5	2,6	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6
Purranque	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6
Frutillar	3,9	4,1	4,4	4,7	5,0	5,3	5,6	6,0	6,4	6,8	7,3
Puerto Varas	16,3	17,4	18,5	19,8	20,7	22,1	23,5	25,1	26,7	28,5	30,4
Puerto Montt	57,3	62,6	68,7	75,4	81,4	89,4	97,6	107,1	117,5	128,8	141,1
Puerto Montt - Chiloé	47,2	51,5	56,5	62,1	67,0	73,6	80,3	88,1	96,7	106,0	116,2

**Zona Sur**

Punto de retiro	Previsión de demanda de energía										
	2006 GWh	2007 GWh	2008 GWh	2009 GWh	2010 GWh	2011 GWh	2012 GWh	2013 GWh	2014 GWh	2015 GWh	2016 GWh
Temuco	16,1	17,1	18,3	19,6	20,4	21,8	23,1	24,7	26,4	28,2	30,1
Pumahue	98,7	104,6	111,8	119,5	124,5	133,1	141,2	150,9	161,2	172,1	183,6
Chivilcan	170,4	180,6	193,0	206,3	214,9	229,9	243,7	260,5	278,3	297,1	317,1
Padre las Casas	113,8	119,5	126,5	133,9	138,2	146,4	153,7	162,7	172,2	182,1	192,5
Licanco	89,3	95,6	103,1	111,2	116,9	126,3	135,2	145,9	157,3	169,5	182,7
FFCC_Metrenco	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Pitrufquen	47,1	49,9	53,3	57,0	59,4	63,5	67,4	72,0	76,9	82,1	87,6
Loncoche	60,3	65,2	70,9	77,3	82,0	89,4	96,6	105,2	114,6	124,7	135,6
Villarrica	90,3	99,4	110,3	122,4	132,3	146,9	161,7	179,4	199,0	220,5	244,3
Panguipulli	47,1	51,8	57,5	63,8	69,0	76,6	84,3	93,6	103,8	115,0	127,4
Los Lagos	44,5	47,2	50,4	53,9	56,1	60,1	63,7	68,1	72,7	77,6	82,8
Planta Valdivia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valdivia	105,6	113,0	121,9	131,5	138,3	149,3	159,9	172,5	186,0	200,5	216,0
CMPC_Chumpullo	52,5	57,2	62,9	69,2	74,1	81,5	88,9	97,7	107,4	117,9	129,5
Paillaco	7,6	8,1	8,6	9,2	9,6	10,3	10,9	11,6	12,4	13,3	14,1
Pichirropulli	30,1	31,9	34,1	36,4	38,0	40,6	43,1	46,0	49,2	52,5	56,0
La Unión_Residencial	49,9	52,9	56,5	60,4	62,9	67,3	71,3	76,3	81,5	87,0	92,8
La Unión_Industrial	13,1	13,9	14,8	15,8	16,5	17,6	18,7	20,0	21,3	22,8	24,3
Colun	22,7	24,3	26,3	28,3	29,8	32,2	34,4	37,2	40,1	43,2	46,5
Picarte	170,1	180,3	192,6	205,9	214,5	229,4	243,3	260,0	277,8	296,6	316,5
Osorno_Residencial	194,5	206,2	220,3	235,5	245,3	262,3	278,2	297,3	317,6	339,1	361,9
Osorno_Industrial	44,7	45,5	46,8	48,1	48,2	49,6	50,6	52,0	53,5	54,9	56,4
Los Negros	46,5	48,8	51,7	54,7	56,4	59,8	62,8	66,5	70,3	74,4	78,6
Pilmaiquen	16,7	17,7	19,0	20,3	21,1	22,6	23,9	25,6	27,3	29,2	31,1
Purranque	29,4	30,6	32,1	33,6	34,4	36,1	37,5	39,3	41,2	43,2	45,2
Frutillar	26,6	28,2	30,1	32,2	33,5	35,9	38,0	40,7	43,4	46,4	49,5
Puerto Varas	111,4	118,1	126,2	134,9	140,5	150,3	159,3	170,3	181,9	194,2	207,3
Puerto Montt	390,5	425,8	467,9	514,5	551,2	606,4	661,4	727,1	798,9	877,4	963,0
Puerto Montt - Chiloé	321,3	350,4	385,1	423,4	453,6	499,1	544,3	598,4	657,5	722,1	792,6

# **ANEXO C**

## **Simulaciones estocásticas (SDDP)**



---

## **Escenario Base (2008-2012)**

---

**08 de Marzo de 2007**

# Contenido

- Previsión de demanda
- Supuesto de simulación
- Plan de transmisión
- Plan de obras de generación
- Resultados:
  - Costos marginales
  - Costos de falla
  - Flujos por los tramos del Troncal

# Previsión Demanda

Previsión demanda de Transelec de enero de 2007

Años	Potencia MW	Energía GWh	Tasa Crecimiento %
<b>2006</b>	<b>6,129</b>	<b>37,510</b>	-
2007	6,534	39,986	6.6%
2008	6,965	42,625	6.6%
2009	7,425	45,438	6.6%
2010	7,915	48,437	6.6%
2011	8,437	51,634	6.6%
2012	8,994	55,042	6.6%
2013	9,588	58,675	6.6%
2014	10,221	62,547	6.6%
2015	10,895	66,675	6.6%
2016	11,614	71,076	6.6%
2017	12,381	75,767	6.6%
2018	13,198	80,768	6.6%
2019	14,069	86,098	6.6%
2020	14,998	91,781	6.6%

- La distribución de demanda por zona es la siguiente:

- Zona Norte 8.5% (Diego de Almagro – Los Vilos)
- Zona V Región 11.3% (Quillota – Zona Chilquinta)
- Zona Centro (Metropolitana) 50.9% (Chilactra – Colbún – Los Maquis – Las Vegas)
- Zona 154 KV 7.0% (Sist. 154 KV – 110 Sauzal)
- Zona Charrúa 15.9% (Maula 154 KV – Ancoa – Charrúa – Concepción)
- Zona Sur 6.3% (Temuco – Puerto Montt)

# Supuesto de Simulación

- **Datos obtenidos a partir del informe de precios de nudo (octubre de 2006):**
  - Costo de racionamiento (342.7 US\$/MWh)
  - Valor del Dólar
  - Costos de inversión de nuevas centrales
  - Costos variables de combustibles
  - Costos fijos de las centrales generadoras
- **Topología del sistema de Transelec:** utilizada en el SDDP
- **Plan de obras de transmisión:** Plan de Transmisión resultado del Estudio Troncal
- **Parámetros nuevas obras de transmisión:** Informe del Estudio Troncal
- **Plan de obras de generación:** Informe de Precio Nudo ajustado a la demanda
- **Mantenimientos programados:** ajustados a partir de la información del CDEC
- **Horizonte de estudio:** años 2008 a 2012

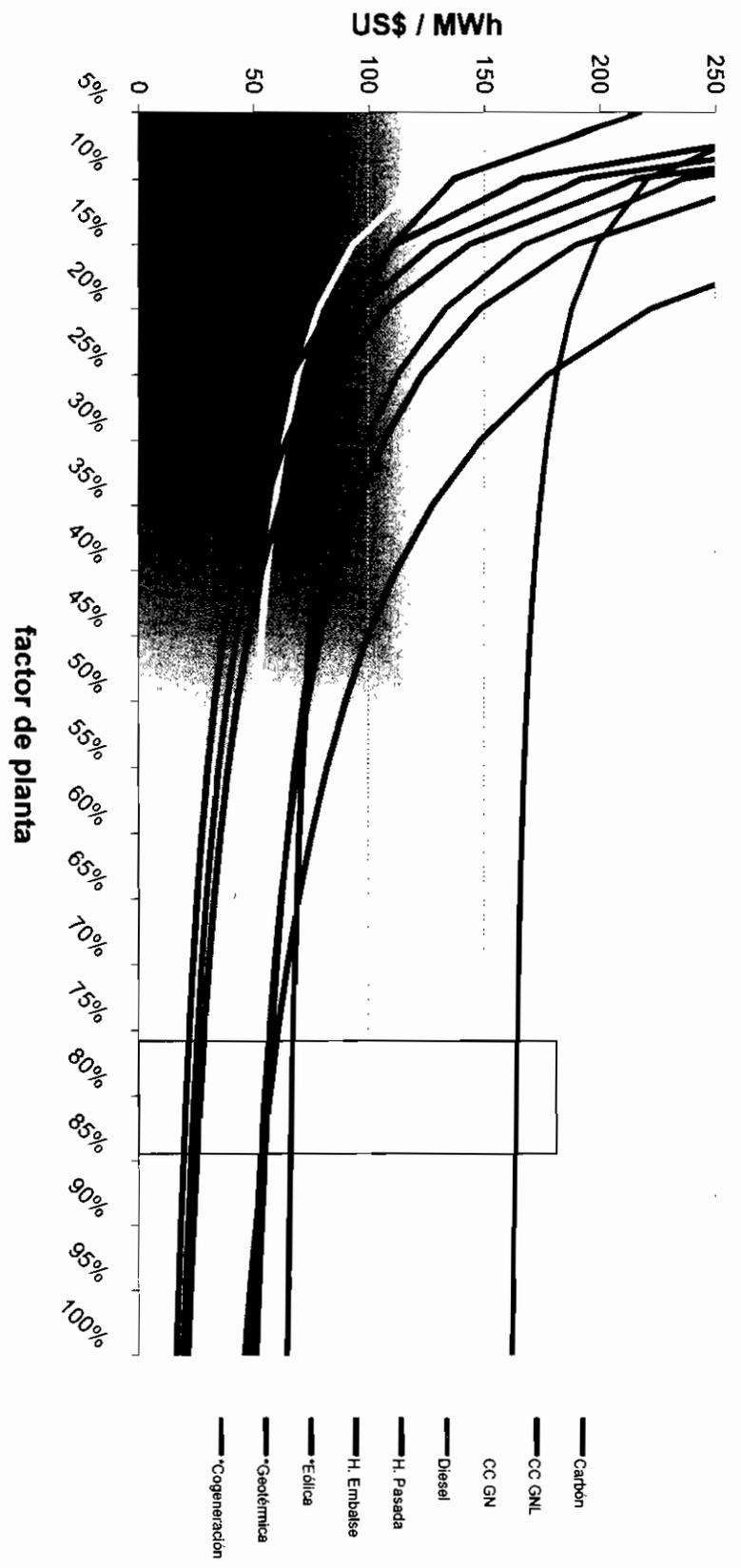
# Plan de Obras de Transmisión

Puesta en servicio	Tramo	Obra	Capacidad adicional [MW]	Observaciones
Oct-07	Cambio de conductor línea 2x154 kV Ithue - San Fernando		N/A	Capacidad liberada (en construcción)
	Charrúa - Huelpén 220 kV		N/A	Capacidad liberada para aliviar Concepción - San Vicente 154 kV
Ene-08	Transformador Huelpén 220/154 kV		N/A	Capacidad liberada para aliviar Concepción - San Vicente 154 kV
	Huelpén - San Vicente 154 kV		N/A	Capacidad liberada para aliviar Concepción - San Vicente 154 kV
May-08	San Fernando - Rancagua 154 kV	Seccionamiento en S/E Punta de Cortés 154 kV	N/A	Capacidad liberada
	S/E Polpaico	Autotransformador 750 MVA 500/220 kV	750	En construcción
Jun-08	Ancoa - Polpaico	Energización en 500 kV	N/A	Capacidad liberada (en construcción)
	El Rodeo - Polpaico	Energización en 500 kV	N/A	Capacidad liberada (en construcción)
Jul-08	Nueva Línea 2x220 kV Charrúa - Cautín	Tendido del primer circuito	500	En construcción
Oct-08	El Rodeo - Chena 220 kV	Conductor de alta temperatura 400 MVA por circuito	500	En construcción
	Chena - Cerro Navia 220 kV	Nuevo trazo 220/110 kV (Chilectra)	400	
Ene-09	Mantarrillo - Cardones 220 kV	Instalación de circuito adicional 220 kV	N/A	Capacidad liberada
May-09	Alto Jahuel - Punta de Cortés	Transformación a 220 kV	N/A	Capacidad liberada
	Arcoa - Polpaico 500 kV	Seccionamiento en Alto Jahuel 500 kV	1000	Límite de transmisión sube a 1690 MW según consultor.
Jul-09	S/E Polpaico	Instalación de desfasesores de 350 MVA c/u	N/A	Capacidad liberada
	Chena - Cerro Navia 220 kV	Tendido del segundo circuito	500	
Oct-09	San Fernando - Punta de Cortés	Transformación a 220 kV	N/A	Capacidad liberada
	Concepción - San Vicente 154 kV	Transformación a 220 kV	N/A	Capacidad liberada
Ene-10	Sistema V Región 110 kV	Conductor de alta temperatura 400 MVA por circuito (circ 1)	N/A	Capacidad liberada
	Alto Jahuel - Chena 220 kV	Seccionamiento en S/E Nogales 220 kV	N/A	Capacidad liberada
Feb-10	Temo - San Fernando	Operación abierta	N/A	Capacidad liberada
	Quillota - Los Vilos 220 kV		N/A	Capacidad liberada
	Nogales - Los Vilos 220 kV		N/A	Capacidad liberada
Apr-10	Nueva Línea 2x220 kV Polpaico - Nogales		N/A	Capacidad liberada
	Quillota - Quillota 220 kV		N/A	Capacidad liberada
Jun-10	Polpaico - Quillota 220 kV	Transformación a 220 kV	N/A	Capacidad liberada
	Ithue - San Fernando	Conductor de alta temperatura 400 MVA por circuito (circ 2)	N/A	Capacidad liberada
Jun-10	Alto Jahuel - Chena 220 kV		N/A	Capacidad liberada
Ene-11	Circuito expreso Pan de Azúcar - Nogales 220 kV	Nuevo trazo 220/110 kV (Chilectra)	400	Capacidad liberada
	S/E Chena	Nuevo trazo 500/220 kV	750	Capacidad liberada
Feb-11	S/E Polpaico	Transformador 220/110 kV	N/A	Capacidad liberada
	S/E Quillota		N/A	Capacidad liberada
Ene-12	Arcoa - Alto Jahuel 500 kV		N/A	Capacidad liberada
	Charrúa - Arcoa 500 kV		N/A	Capacidad liberada

Circuito expreso Pan de Azúcar – Nogales 220 kV fue adelantado a 2011 desde 2013 (propuesto por el Consultor)

# Costos de Desarrollo de Centrales del SIC

Costo Medio para distintas tecnologías



El costo de desarrollo utilizado para:

- Centrales de carbón: 54 US\$/MWh (41 US\$/MWh energía) → FP = 80%
- Centrales GNL : 65 US\$/MWh (53 US\$/MWh energía) → FP = 80%

Por lo tanto, se utilizó para el plan de obras de generación un valor de desarrollo de 50 US\$/MWh aprox.

# Plan de Obras de Generación

## Centrales Modeladas en Servicio (antes de 2008)

Fecha de entrada	Proyectos en construcción		Potencia MW	Delta MW	Pot./año MW	Punto de Conexión SDDP
Junio 2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro		20	20		S/E Chillán 154
Junio 2006	Central Los Vientos TG, Diesel		121	121		S/E Las Vegas 110
Noviembre 2006	Central Campanario Ciclo Abierto (Operación Diesel)		125	125	<b>266</b>	S/E Charrúa 220
Abril 2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)		240	240		S/E San Luis
Abril 2007	Central Hidroeléctrica Quileco		70	70		S/E Charrúa 220
Junio 2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo		19	19		S/E Colón 220
Septiembre 2007	Central Eólica Canela		10	10		S/E Los Vicos
Octubre 2007	Central Hidroeléctrica Hornitos		55	55		S/E Los Haquís
Diciembre 2007	Central Hidroeléctrica Palmucho		32	32		S/E Palmucho
<b>Total</b>			<b>692</b>	<b>692</b>		

## Centrales Modeladas (2008 - 2012)

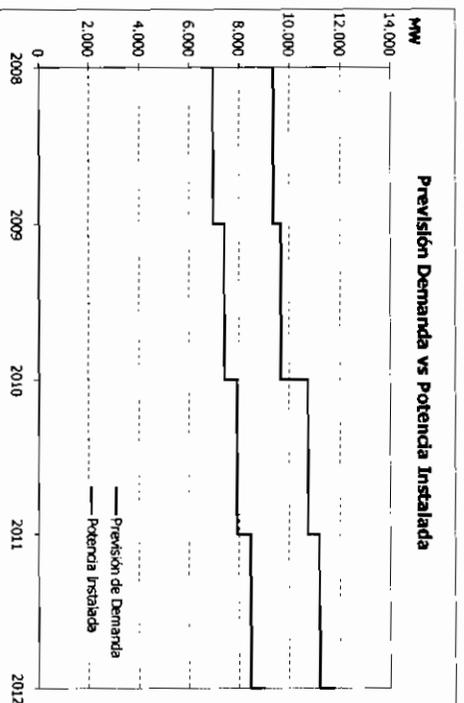
Fecha de entrada	Año	Proyecto	Potencia MW	Delta MW	Pot./año MW	Punto de Conexión SDDP
Enero 2008	2008	TG - Cardones(*)	100	100		S/E Cardones
Enero 2008	2008	TG - Quinteros(*)	100	100		S/E Nogales
Enero 2008	2008	TG - Puerto Montt(*)	100	100		S/E Puerto Montt
Marzo 2008	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	313	73		S/E San Luis
Octubre 2008	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155	155		S/E Tinguirica
Octubre 2008	2008	Central Eólica Concepción Módulo I	20	20	<b>548</b>	S/E Hualpén
Junio 2009	2009	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358	45		S/E San Luis
Junio 2009	2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (Cap. final)	377	19		S/E San Luis
Octubre 2009	2009	Central Guacolda 3 (Carbon Maltencillo I)	200	200	<b>284</b>	S/E Maltencillo
Octubre 2009	2009	Central Eólica Concepción Módulo II	20	20		S/E Hualpén
Enero 2010	2010	Central hidroeléctrica Confluencia	145	145		S/E Tinguirica
Enero 2010	2010	Central Carbon Coronel I	250	250		S/E Hualpén
Enero 2010	2010	Nueva Ventanas (Central a carbon)	350	350	<b>1.095</b>	S/E Nogales
Junio 2010	2010	Central Carbon Coronel II	350	350		S/E Hualpén
Abril 2011	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40	40		S/E Arica 220
Abril 2011	2011	Central Geotérmica Chillán Etapa 1	25	25		S/E Chillán 154
Abril 2011	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	350	350		S/E Nogales
Abril 2011	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros I Fuego Adicional (Capacidad final)	385	35	<b>450</b>	S/E Nogales
Abril 2012	2012	Central a Carbon Maltencillo II	200	200		S/E Maltencillo
Octubre 2012	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	400	400		S/E Chiviles
<b>Total</b>			<b>4.000</b>	<b>4.000</b>	<b>2.977</b>	

(\*) Turbinas Diesel puestas para entrar colapso del sistema ante escenarios secos durante los primeros años.

## Proyección de Potencia Instalada

Años	Aumento MW	Total MW	Margen de Reserva %
<b>2006</b>	<b>8.395</b>	<b>8.395</b>	
2007	426	8.821	35,0%
2008	548	9.369	34,5%
2009	284	9.653	30,0%
2010	1.095	10.748	35,8%
2011	450	11.198	32,7%
2012	600	11.798	31,2%

## Previsión Demanda vs Potencia Instalada

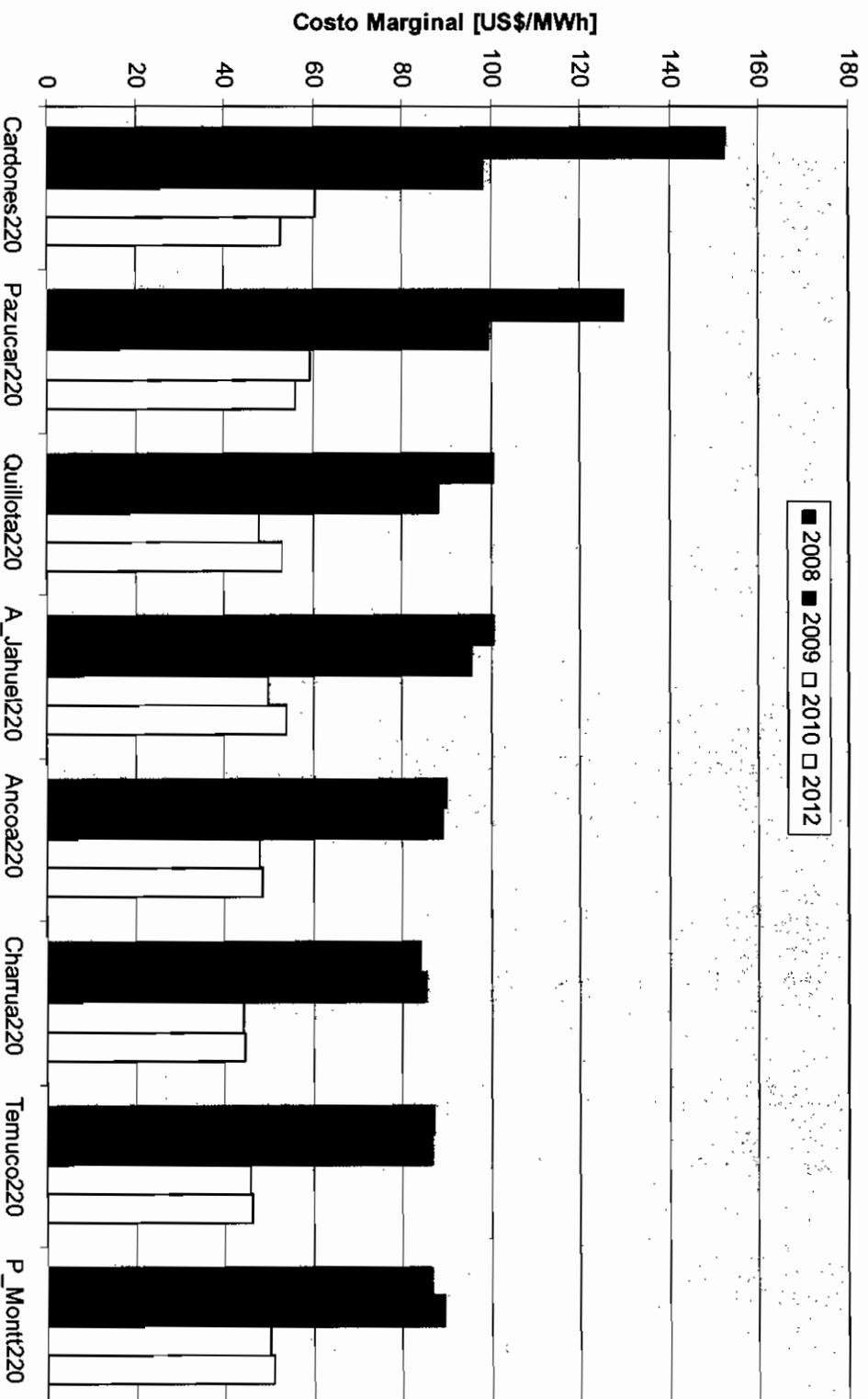


# Evolución del Costo Marginal por Barra [US\$/MWh]

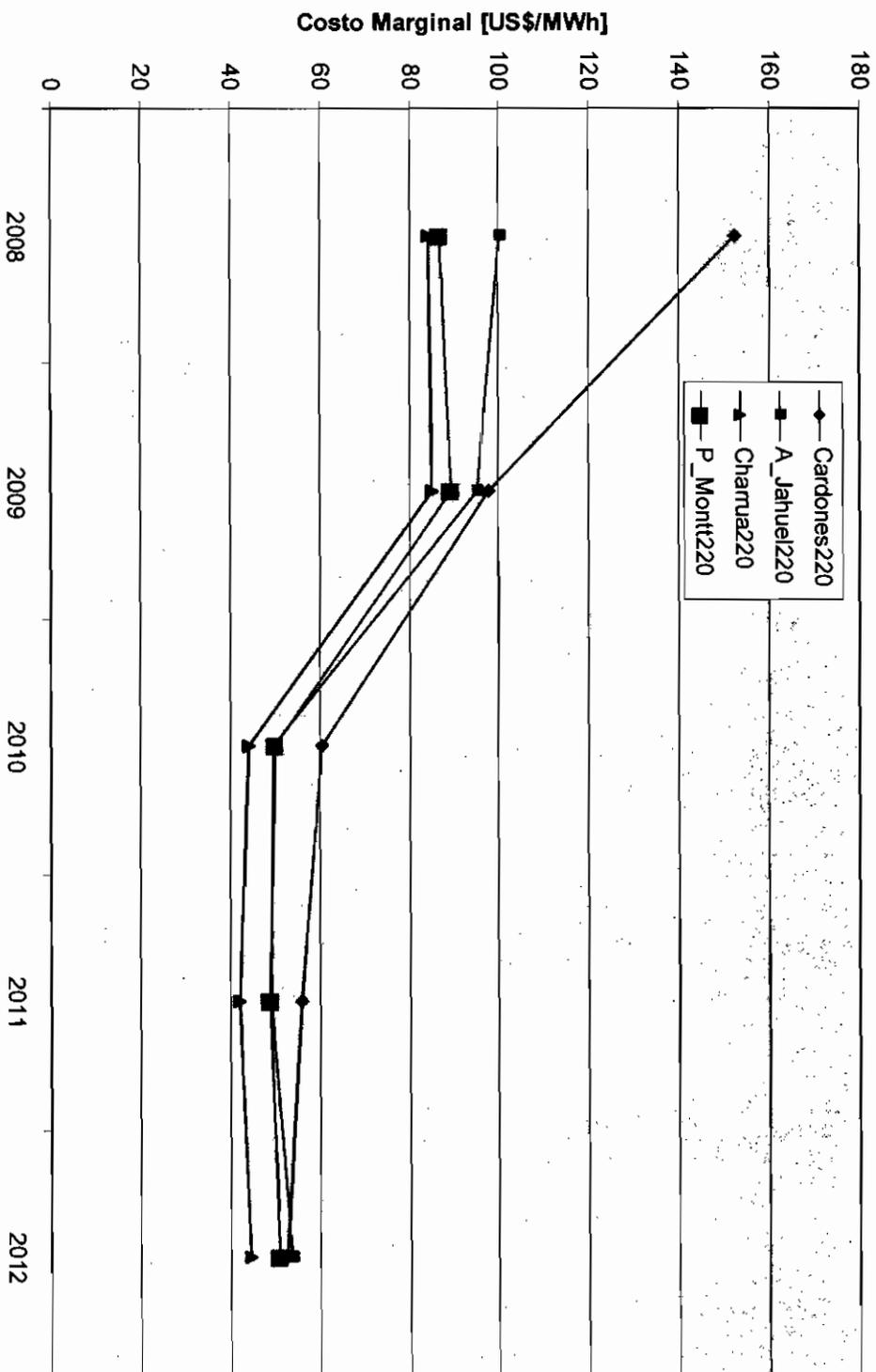
Barra	2008	2009	2010	2011	2012
Dalmagro220	157.7	95.4	64.2	60.3	57.7
CPinto220	155.7	97.1	62.7	58.5	55.8
Cardones220	152.4	97.9	60.7	56.1	52.7
Maiten220	128.7	95.0	57.2	52.5	49.1
Pazucar220	129.6	99.1	59.3	53.6	56.0
L_Villos220	119.3	94.8	49.9	50.5	54.3
Nogales220	112.9	94.2	48.9	49.3	53.6
Quillota220	100.6	88.3	47.7	48.8	53.2
Quillota110	100.6	89.1	48.2	49.1	53.4
spedro110	100.6	89.2	48.2	49.1	53.5
enami110	97.5	86.5	46.8	47.7	51.9
ventanas110	97.5	86.5	46.8	47.7	51.9
concon110	99.7	88.3	47.7	48.6	52.9
miraflo110	100.8	89.2	48.0	49.0	53.3
quillpu110	101.3	89.7	48.4	49.3	53.8
asantata110	100.6	88.8	47.6	48.6	52.9
sluis110	100.2	88.0	47.6	48.6	53.0
Iwegas110	102.6	92.0	49.7	50.3	54.8
Imaquis220	103.0	95.5	50.5	49.9	54.4
Polpaico220	102.3	94.8	50.1	49.4	53.8
C_Navía220	104.1	96.5	50.9	50.5	55.0
Chena220	101.9	96.3	50.6	50.2	54.6
A_Jahuel220	100.4	95.4	49.8	49.4	53.8
L_Almendros	104.7	97.5	51.5	51.1	55.8
ELSALTO220	103.4	96.0	50.7	50.2	54.7
ElRodeo220	101.6	95.5	49.9	49.5	53.9
Colbun220	97.5	93.4	48.7	48.3	52.6
A_Jahuel154	99.8	95.5	49.8	49.4	53.8
AJahuel 500	100.5	95.4	49.7	49.2	53.7
Polpaico 5	98.8	94.3	49.8	49.3	53.8
cnavia110	103.6	96.2	50.9	50.5	55.0
elsalto110	104.1	96.2	50.7	50.3	54.8
almen110	104.8	97.5	51.5	51.1	55.8
florida	103.6	97.5	51.3	50.9	55.6
Jahuel	100.3	95.1	49.7	49.3	53.6

Barra	2008	2009	2010	2011	2012
ochagavía	104.2	98.1	51.7	51.1	55.7
espelo	103.4	97.3	51.3	50.6	55.1
chena110	103.3	97.1	51.2	50.5	55.0
Rencan110	103.5	96.0	50.8	50.5	55.0
Sauzal110	97.4	93.3	48.6	48.0	52.1
Sauzal154	99.5	95.5	49.6	49.0	53.0
Paine154	100.2	95.9	49.9	49.4	53.6
Rancagua154	99.9	96.1	49.9	49.2	53.1
Pcorres154	99.7	95.9	49.7	49.0	52.8
Pcorres220	99.4	95.6	49.9	49.1	52.9
Pcorres2202	99.4	95.6	49.9	49.1	52.9
Teno154	94.2	90.3	49.3	47.7	50.4
Sterrando	96.3	90.4	49.0	47.8	50.9
Ithuel154	90.9	88.7	47.7	47.0	49.2
Ithue220	90.7	89.0	47.7	47.0	49.2
Mauler154	96.1	93.5	50.6	50.1	52.7
Linares154	98.3	95.6	51.8	51.4	54.1
Parral154	85.1	86.4	45.6	43.5	45.8
Chillan154	84.4	85.7	45.2	43.1	45.3
Ancoa220	89.8	89.1	47.8	46.9	48.4
Charrua220	84.2	85.2	44.2	42.3	44.6
Charrua154	84.3	85.3	44.6	42.7	45.1
Ancoa 500	89.8	89.4	48.1	47.3	48.4
Conce220	86.8	87.6	44.2	41.8	44.2
Conce154	87.0	87.7	44.4	41.9	44.3
San_Vicente	86.9	87.6	43.8	41.2	43.5
Hualpen154	86.6	87.3	43.6	40.9	43.3
Hualpen220	86.6	87.4	43.8	41.2	43.5
Temuco220	86.8	86.5	45.8	44.0	46.1
Valdivia220	87.0	87.8	48.1	46.7	48.3
B_Bianco220	88.1	89.7	49.8	48.5	50.5
P_Montt220	86.7	89.3	50.1	48.9	51.1
ntemuco	86.8	86.5	45.8	44.0	46.1
circulos	86.3	86.9	47.3	45.9	47.2
Aysen	84.2	85.2	44.2	42.3	44.6

# Evolución del Costo Marginal por Barra [US\$/MWh]

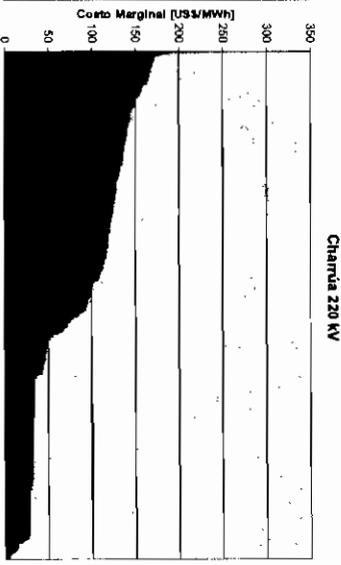
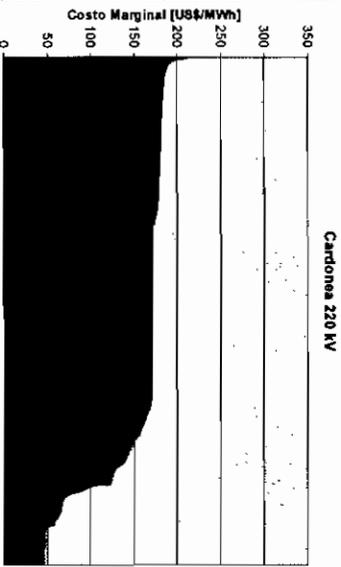


# Evolución del Costo Marginal por Barra [US\$/MWh]

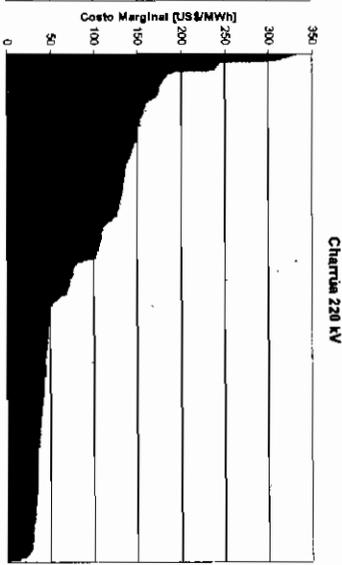
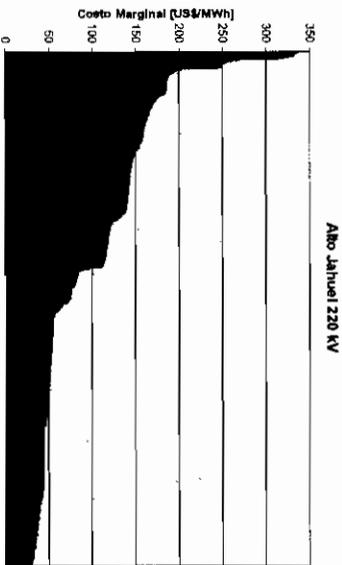
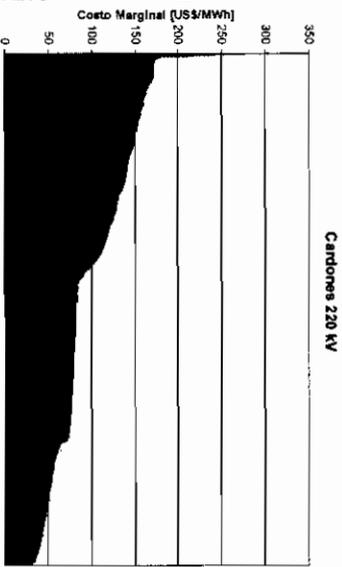


# Duración del Costo Marginal por Barra [US\$/MWh]

2008

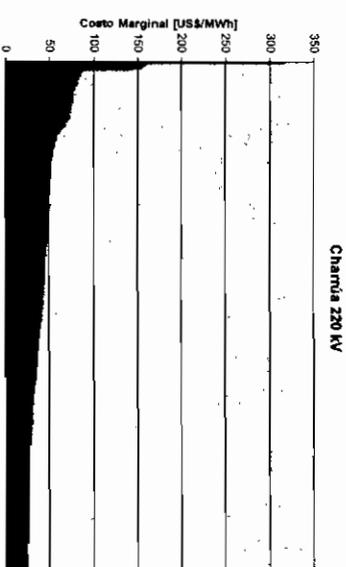
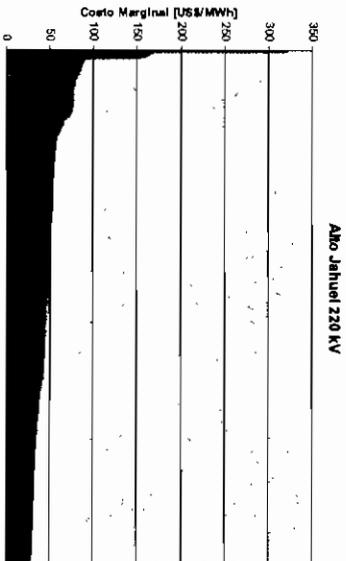
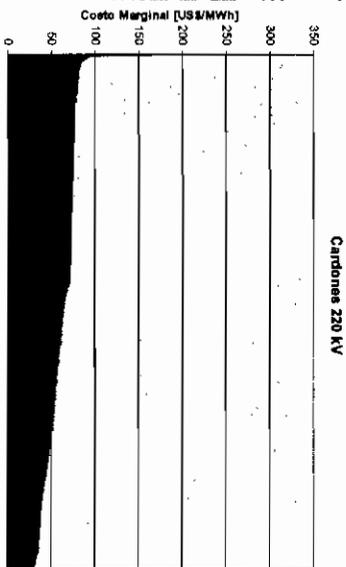


2009

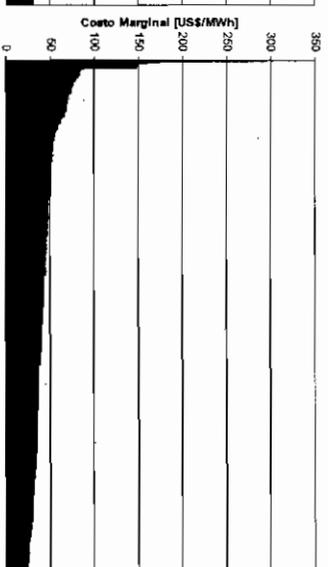
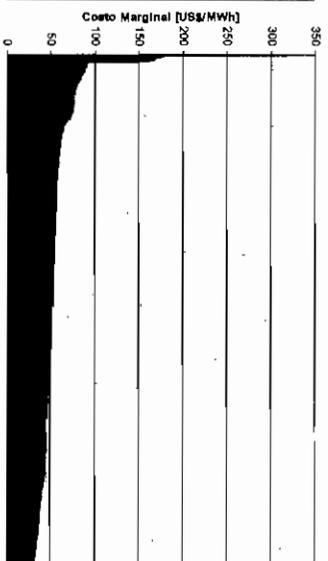
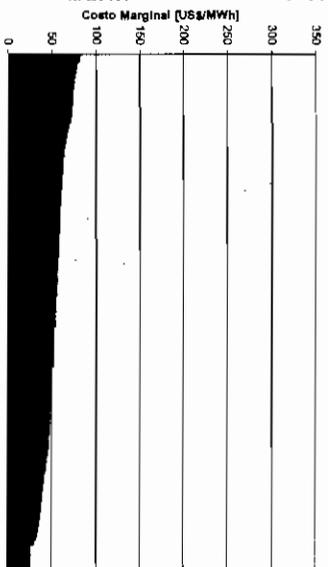


# Duración del Costo Marginal por Barra [US\$/MWh]

2010

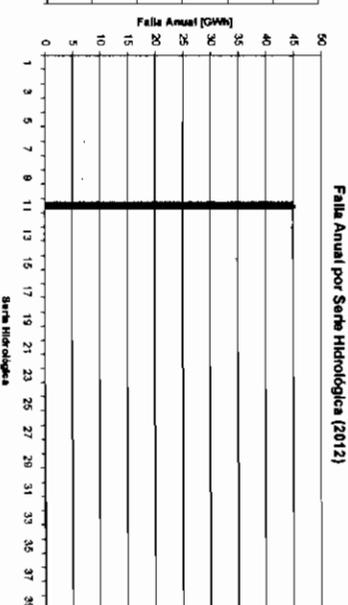
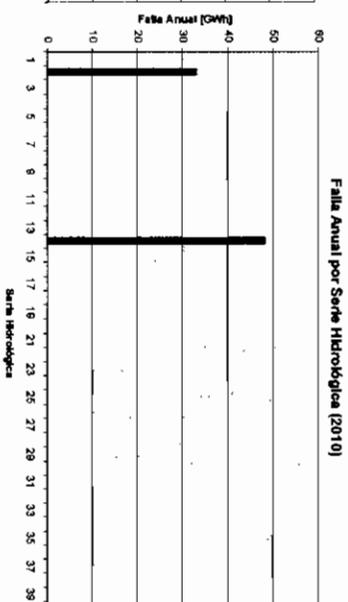
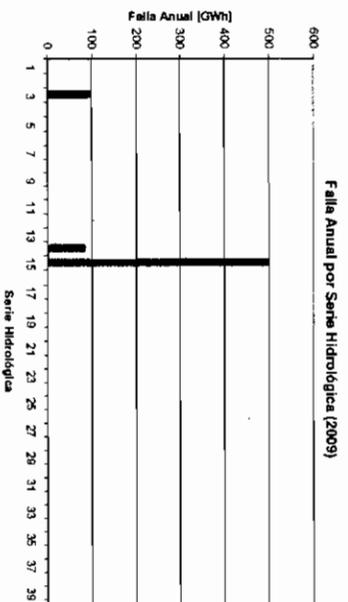
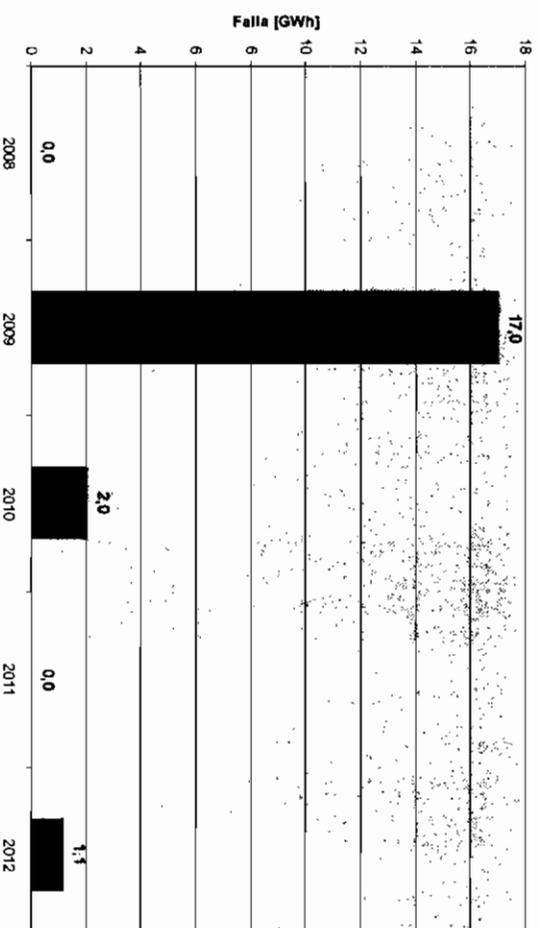


2012



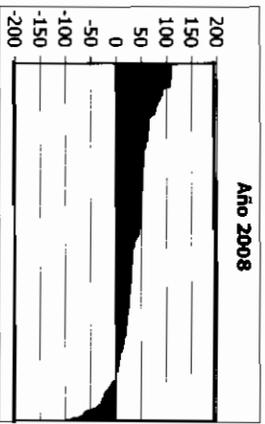
# Falla Anual del Sistema [GWh]

Evolución de la Falla Anual del Sistema

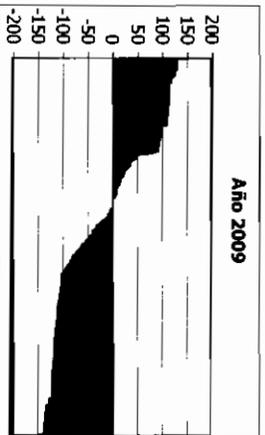


# **Flujos por la líneas de transmisión troncal**

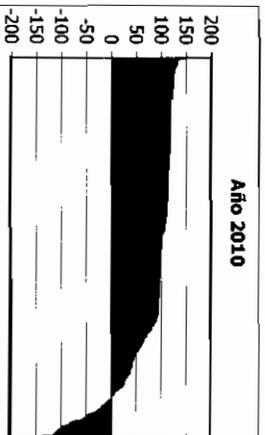
LÍNEA 220 KV CARRERA PINTO - DIEGO DE ALMAGRO



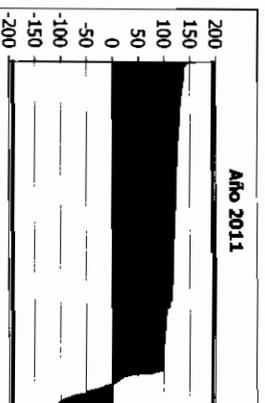
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga (%)
127.7	36.0	-98.8	34.2



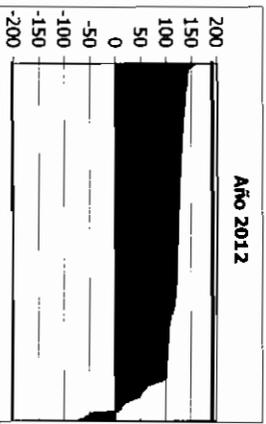
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga (%)
154.6	-29.1	-147.9	58.7



Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga (%)
147.5	78.3	-135.8	61.4

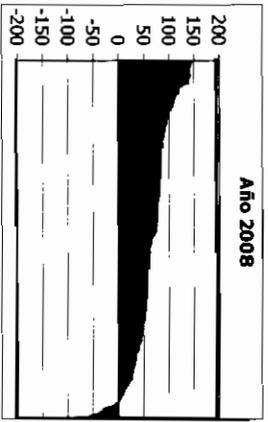


Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga (%)
159.4	103.1	-115.3	70.1

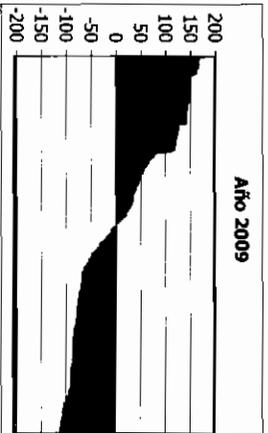


Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga (%)
161.5	110.9	-71.2	70.3

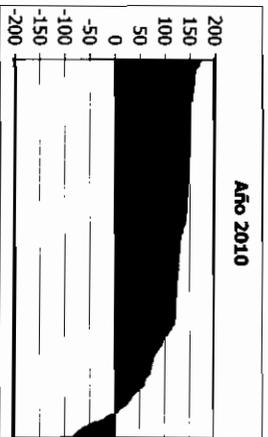
LÍNEA 220 KV CARDONES - CARRERA PINTO



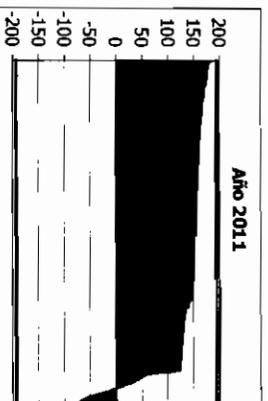
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
159.9	65.6	-79.1	42.6



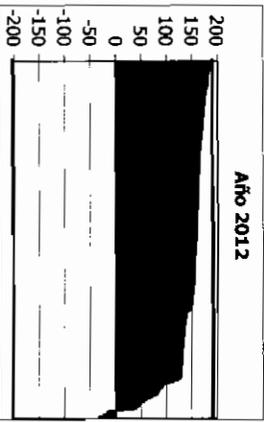
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
197.4	2.2	-113.1	45.8



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
180.4	111.2	-107.9	65.0

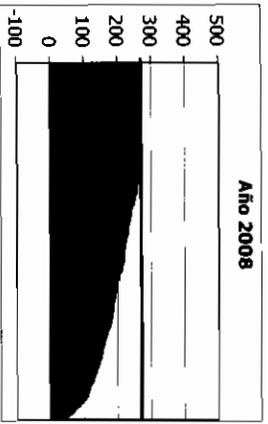


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
194.0	137.1	-82.7	73.2

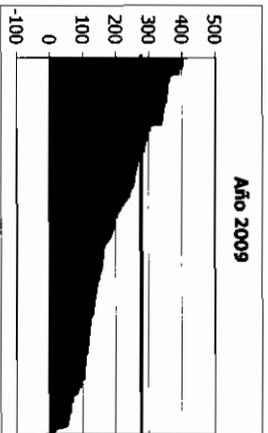


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
194.0	146.2	-35.0	75.9

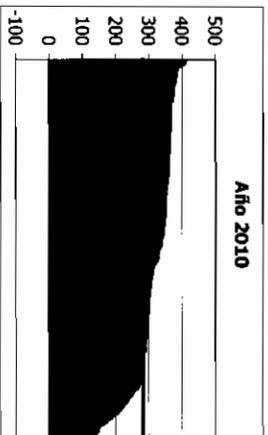
LÍNEA 220 KV MATENCILLO - CARDONES



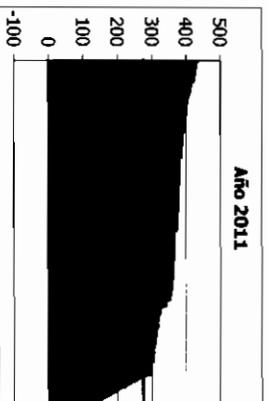
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
274.0	211.5	3.1	77.2



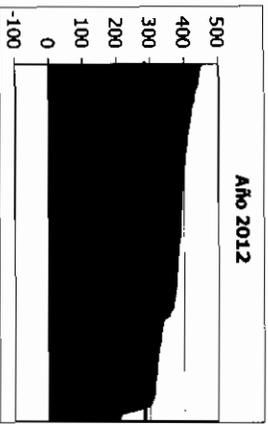
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
414.0	199.5	-3.9	48.2



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
415.7	317.4	63.1	76.4

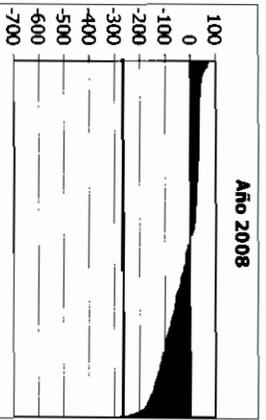


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
438.3	353.8	110.3	80.7

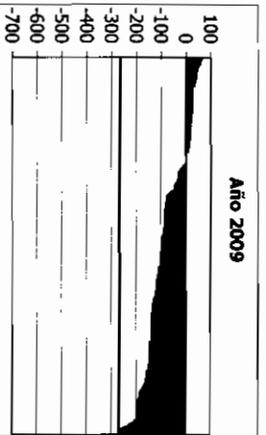


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
463.4	370.9	201.6	80.0

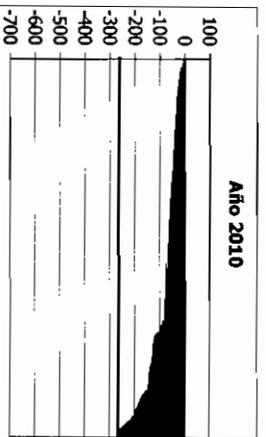
LÍNEA 220 KV PAN DE AZÚCAR - MALTENCILLO



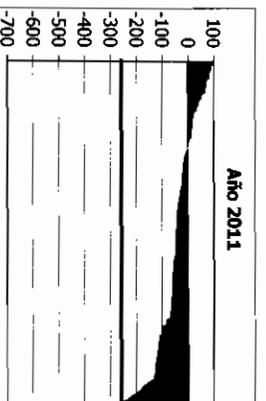
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
80.7	-28.5	-274.0	21.3



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
71.5	-81.7	-274.0	35.2



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
2.7	-83.6	-274.0	30.5

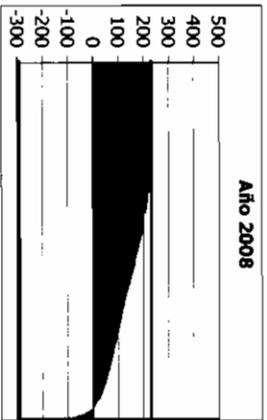


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
105.2	-44.4	-274.0	23.7

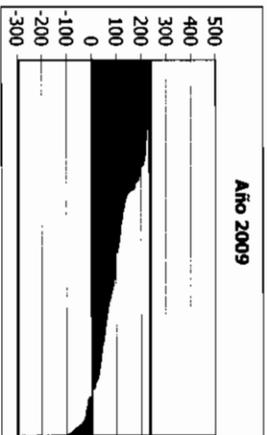


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
-35.8	-184.3	-274.0	67.3

LÍNEA 220 KV LOS VILOS - PAN DE AZÚCAR



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
237.8	156.4	-124.5	68.8



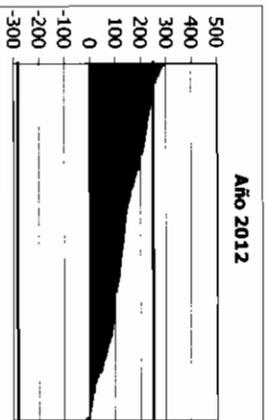
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
236.6	114.3	-103.3	51.2



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
252.0	171.2	-46.8	68.1

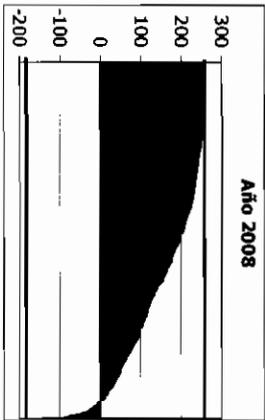


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
421.1	236.7	-25.8	56.2

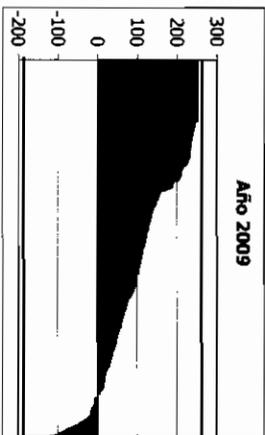


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
307.0	134.9	-17.6	44.0

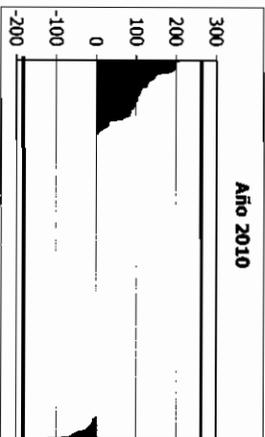
LÍNEA 220 KV QUILLOTA - LOS VILLOS



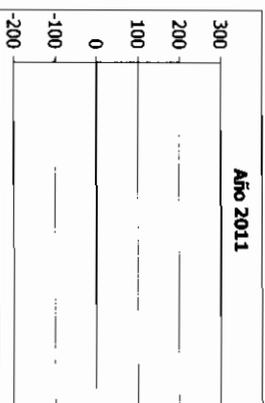
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
252.0	164.3	-141.6	66.5



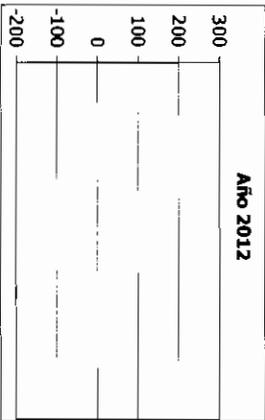
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
252.0	122.9	-119.6	51.7



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
208.9	18.7	-118.8	10.6

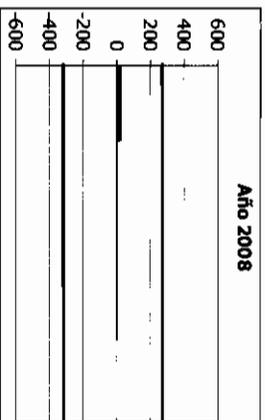


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]

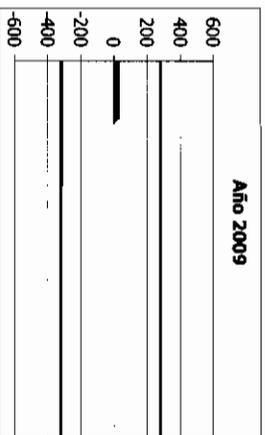


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]

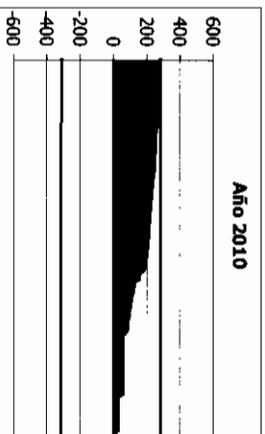
LÍNEA 220 KV NOGALES - LOS VILOS



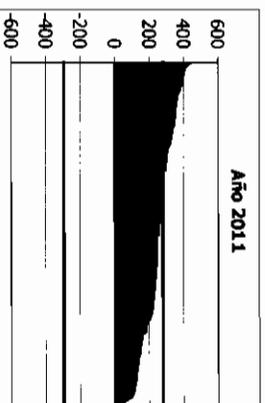
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
25.0	5.0	0.0	20.1



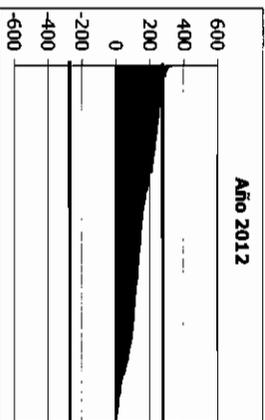
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
25.0	4.0	0.0	15.8



Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
277.1	167.1	-30.9	80.4

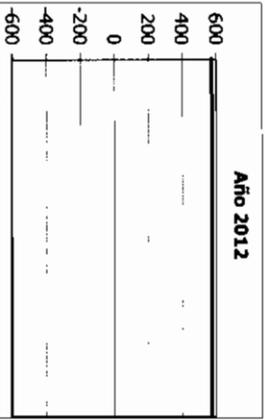
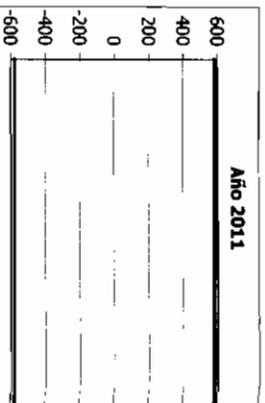
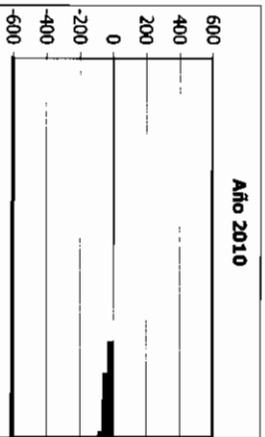
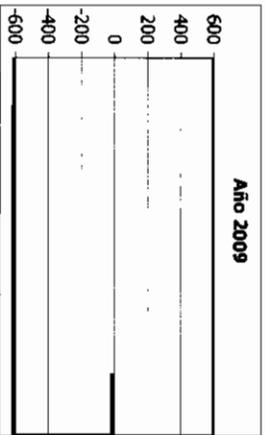
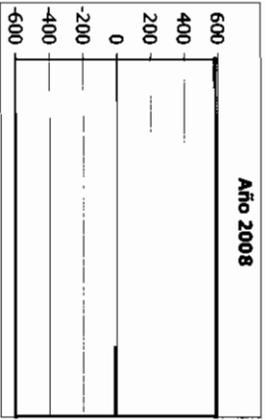


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
447.6	251.7	-19.1	56.2



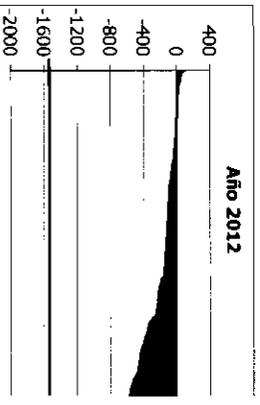
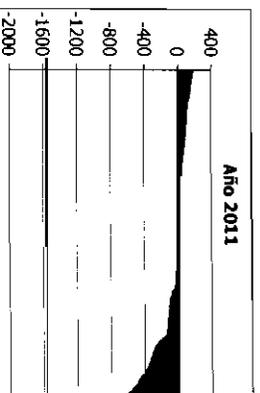
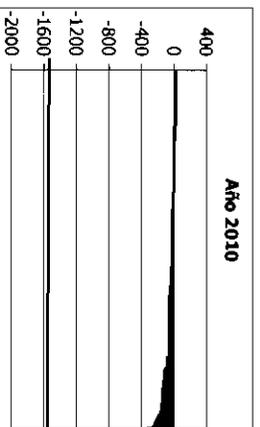
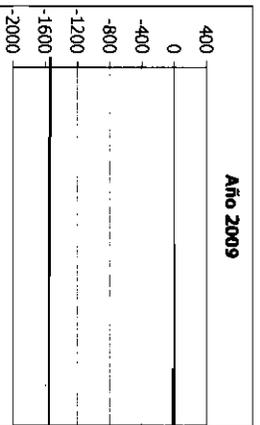
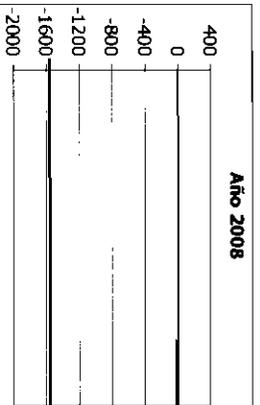
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
334.5	147.6	-10.7	44.2

LÍNEA 220 KV QUILLOTA - NOGALES

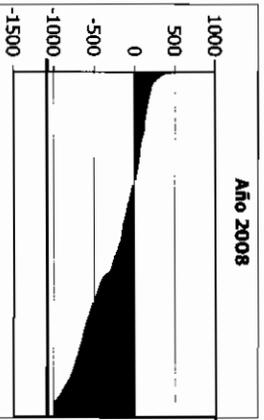


Máxima (MW)	Medio (MW)	Mínimo (MW)	Factor Carga (%)
0.1	0.0	-0.1	34.7

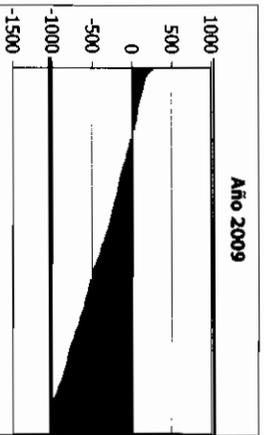
LÍNEA 220 KV POLPAICO - NOGALES



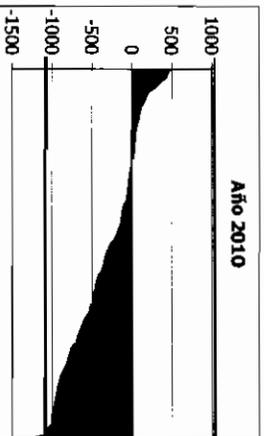
LÍNEA 220 KV POLPAICO - QUILLOTA



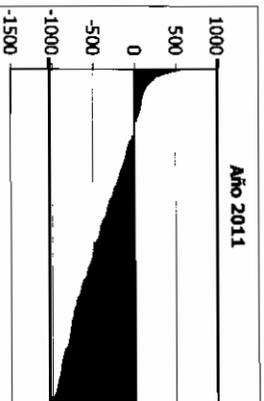
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
485.0	-285.2	-1.000.0	35.9



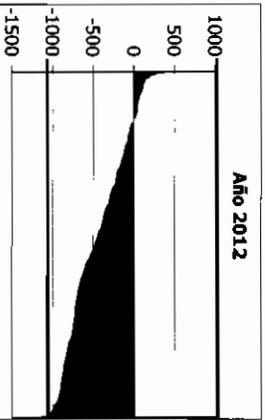
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
361.9	-406.9	-1.000.0	44.5



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
511.4	-390.8	-1.193.9	35.6

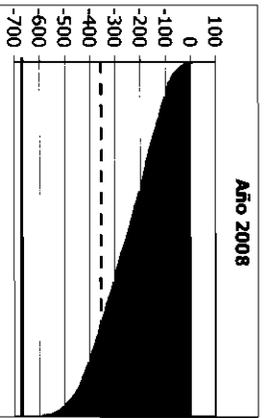


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
552.8	-412.7	-1.141.5	40.0

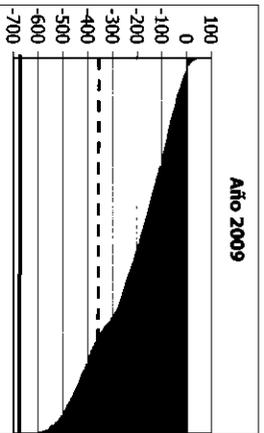


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
373.1	-457.0	-1.128.1	42.5

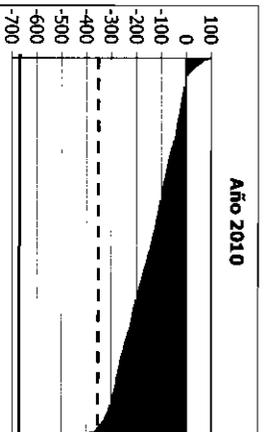
LÍNEA 220 KV CERRO NAVIA - POLPAICO



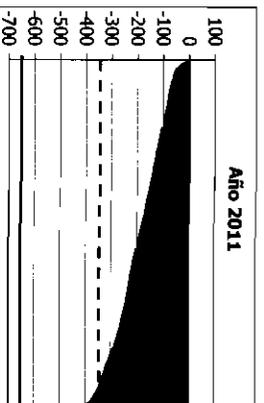
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
63.1	-265.2	-584.8	45.4



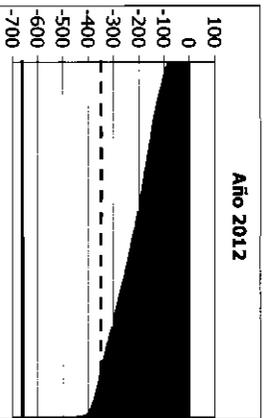
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
77.9	-221.6	-605.5	36.8



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
102.7	-150.4	-421.4	36.6

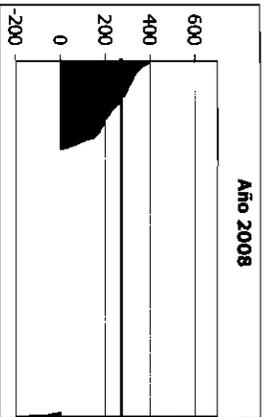


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
12.3	-194.4	-432.0	45.0

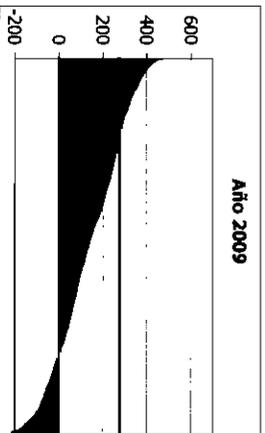


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
-48.6	-236.1	-446.1	52.9

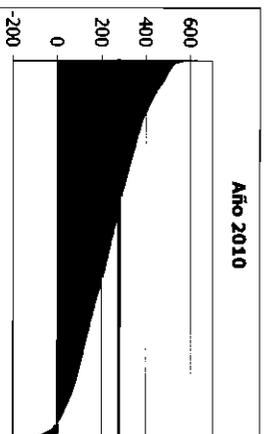
LÍNEA 220 KV CHENA - CERRO NAVIA



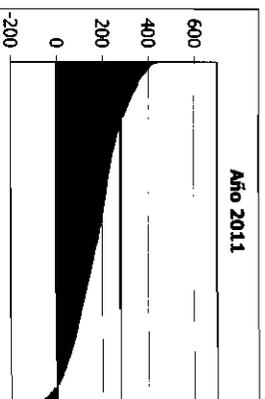
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
400.0	57.6	-138.9	14.7



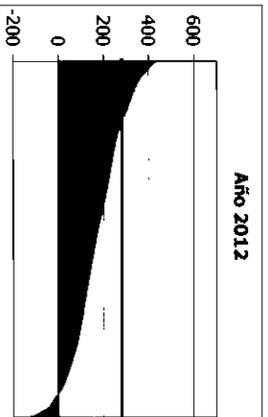
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
467.6	135.6	-337.9	35.8



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
566.6	232.2	-127.4	41.6

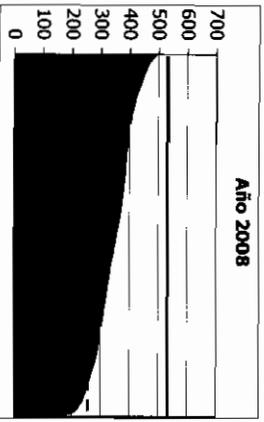


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
455.5	174.6	-168.4	38.6

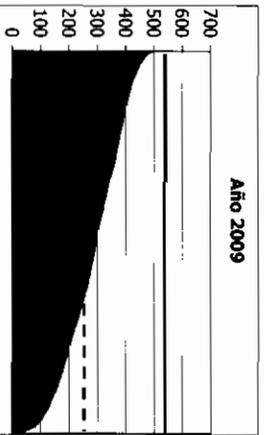


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
434.3	167.7	-189.0	40.0

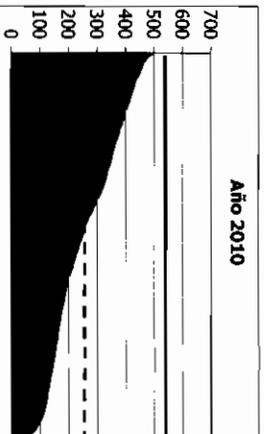
LÍNEA 220 KV ALTO JAHUEL - CHENA



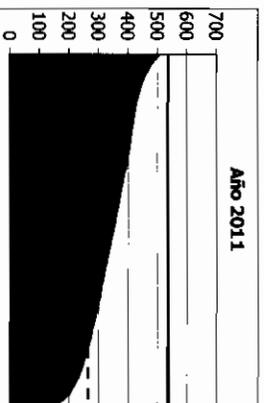
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
492.9	346.4	72.3	70.3



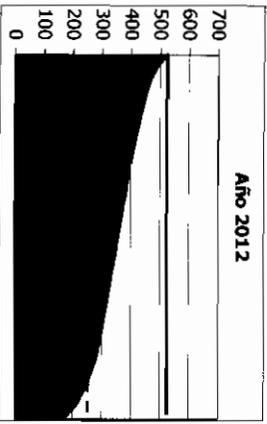
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
497.3	287.0	-85.7	57.7



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínimo [MW]	Factor Carga [%]
500.6	258.6	49.9	51.7

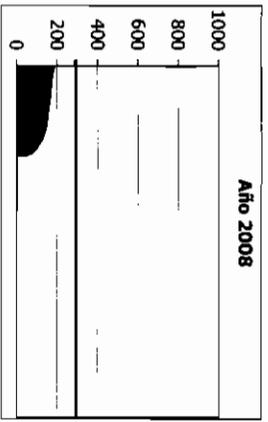


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
520.0	344.1	119.5	66.2

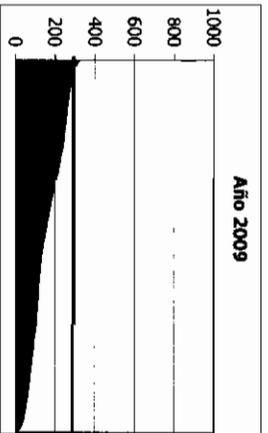


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
520.0	355.0	117.7	68.3

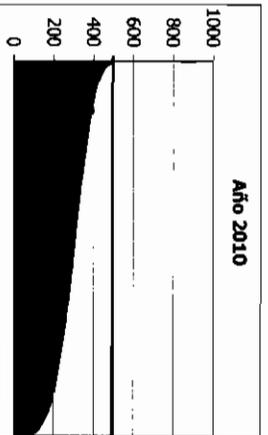
LÍNEA 220 KV EL RODEO - CHENA



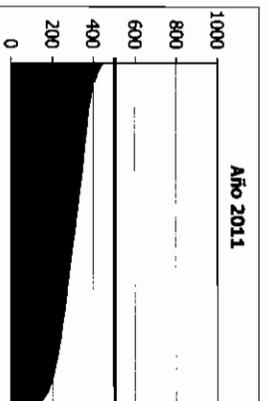
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
187.7	36.8	0.0	19.6



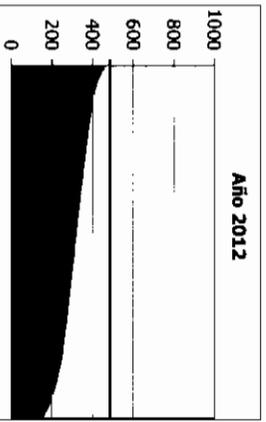
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
322.6	155.6	-32.6	48.3



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
497.9	298.5	70.8	60.0

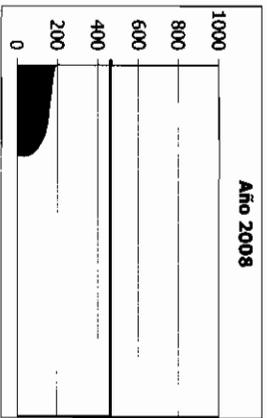


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
454.1	300.6	104.4	66.2

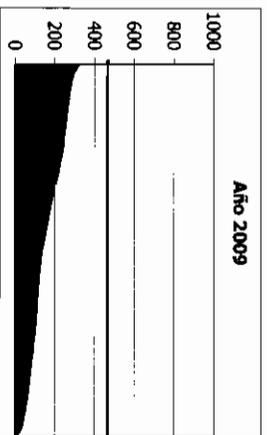


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
454.2	310.1	102.9	68.3

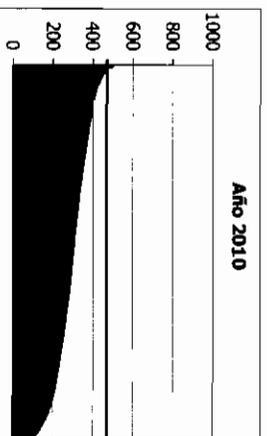
LÍNEA 220 KV ALTO JAHUEL - EL RODEO



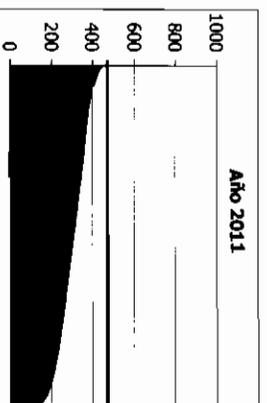
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
188.3	36.8	0.0	19.6



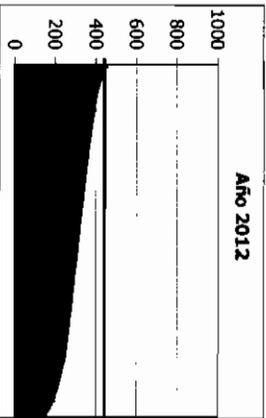
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
323.6	155.9	-32.8	48.2



Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
500.0	299.4	70.6	59.9

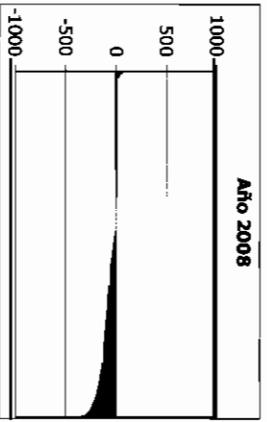


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
456.0	301.5	104.5	66.1

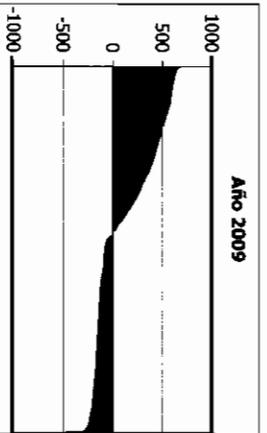


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
458.0	311.0	103.0	68.2

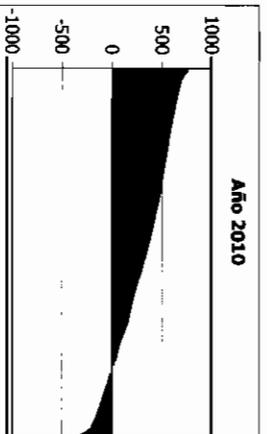
LÍNEA 500 KV ALTO JAHUEL - POLPAICO



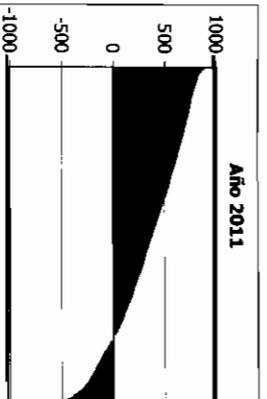
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
81.8	-58.9	-343.2	17.0



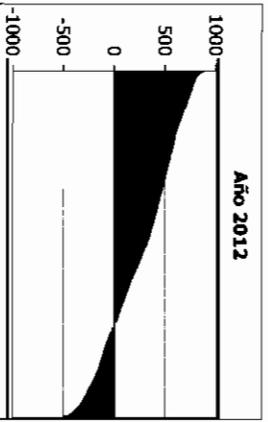
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
678.3	99.8	-327.4	38.7



Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
751.5	300.6	-387.9	45.7

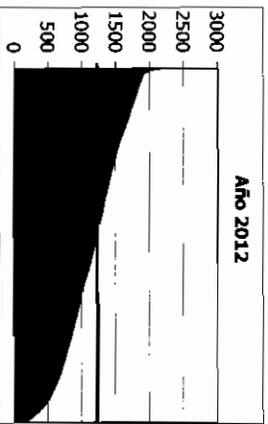
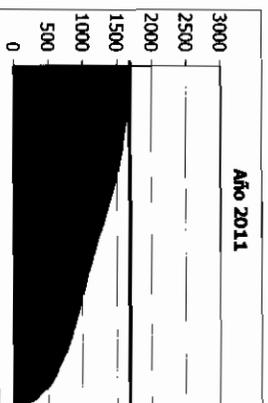
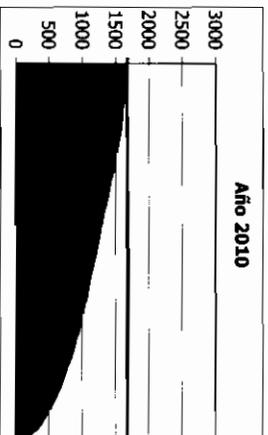
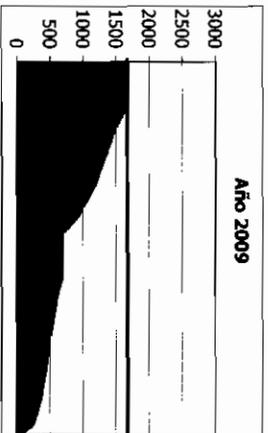
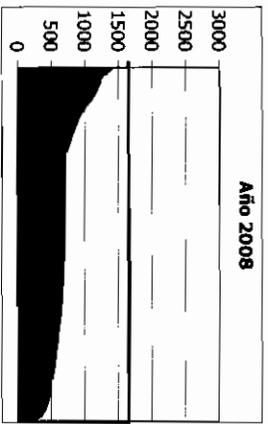


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
928.9	335.4	-592.2	43.9

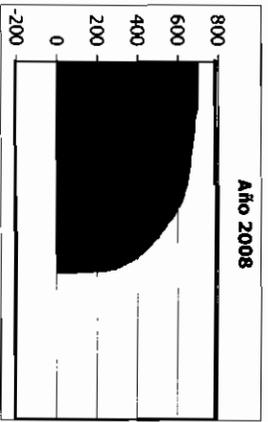


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
877.3	289.3	-571.4	41.1

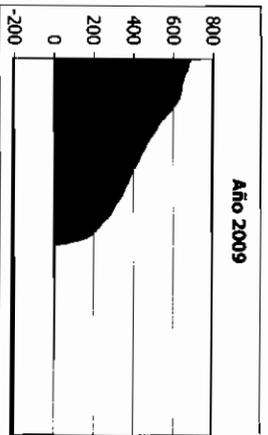
LÍNEA 500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL



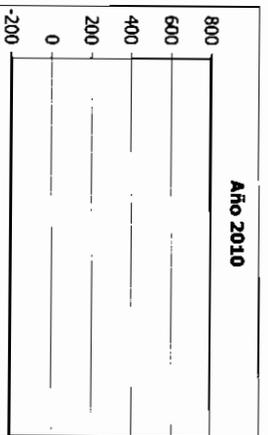
**LÍNEA 500 KV ANCOA - POLPAICO**



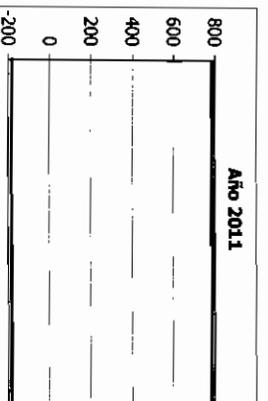
Máxima [MW]	Medie [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
700.0	354.7	0.0	50.7



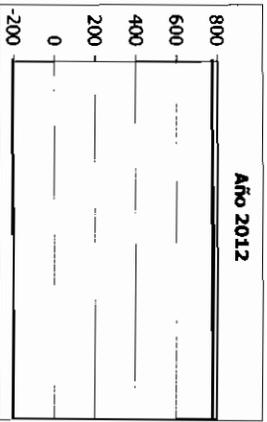
Máxima [MW]	Medie [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
700.0	222.2	-149.4	31.8



Máxima [MW]	Medie [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.1	0.1	0.0	81.9

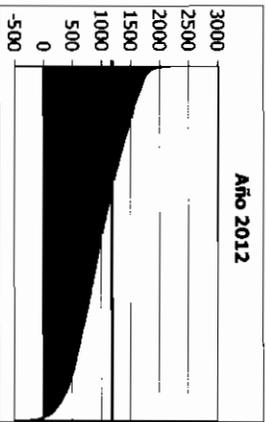
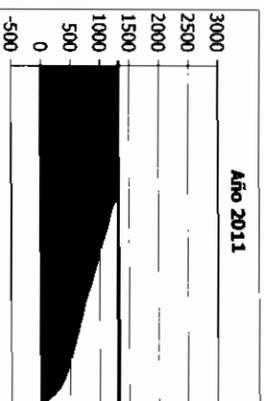
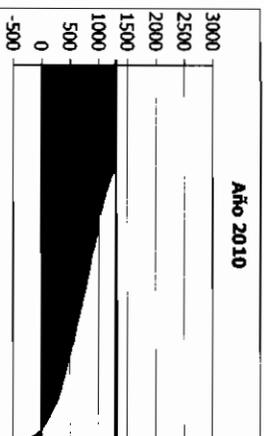
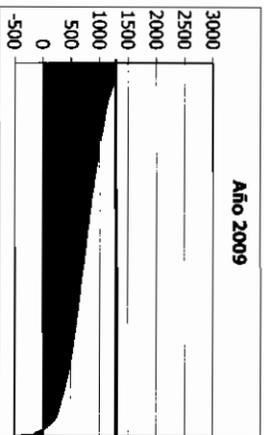
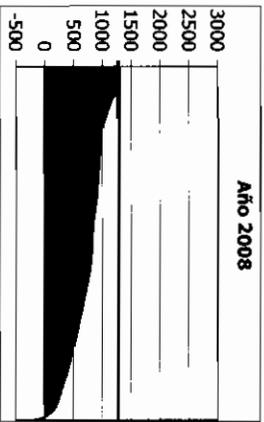


Máxima [MW]	Medie [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.1	0.1	0.0	61.4

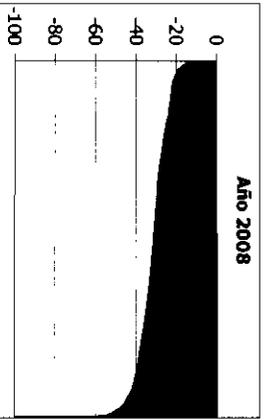


Máxima [MW]	Medie [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.2	0.1	0.0	50.5

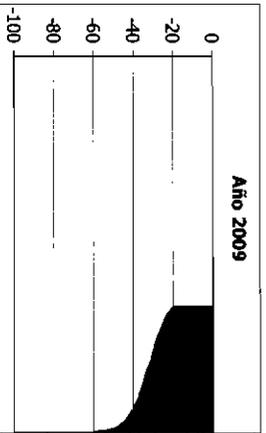
LÍNEA 500 KV CHARRÚA - ANCOA



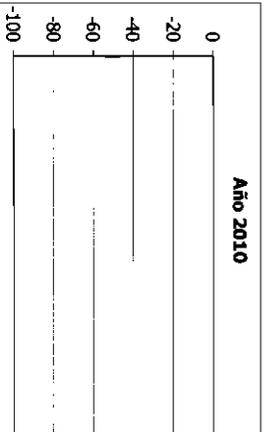
LÍNEA 154 KV PAINE - ALTO JAHUEL



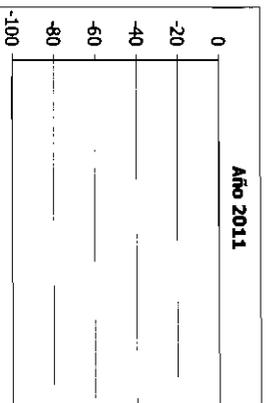
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
-13.7	-31.6	-57.3	55.3



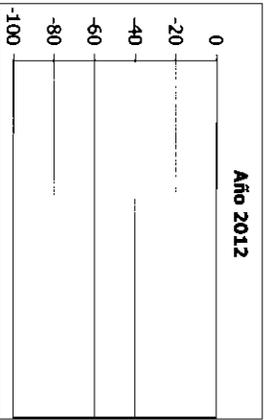
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	-11.1	-60.3	18.5



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	32.8

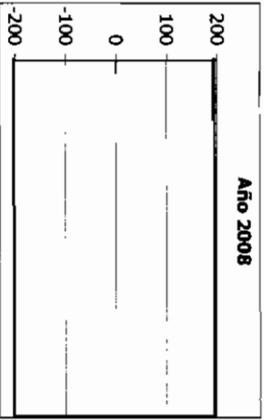


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	37.2

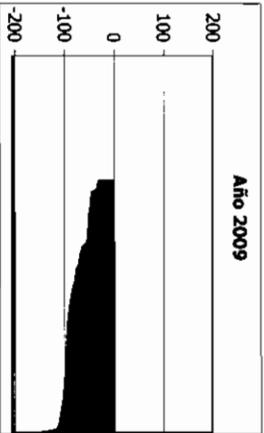


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	35.4

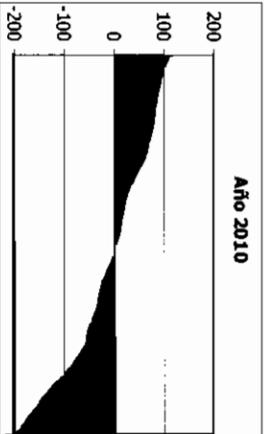
LÍNEA 220 KV PAINE - ALTO JAHUEL



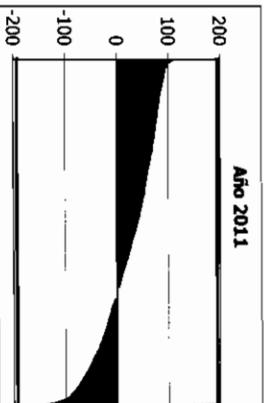
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	31.2



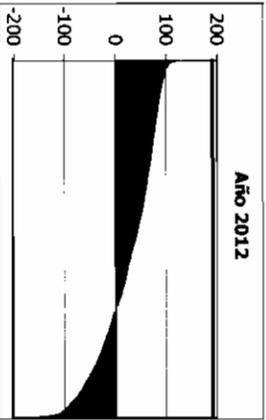
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	-54.1	-147.0	36.8



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
116.4	-8.9	-201.2	32.8

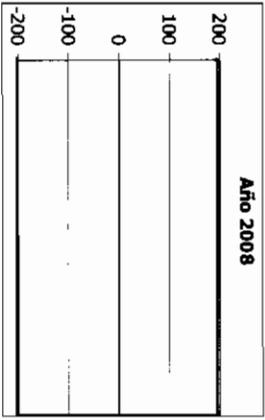


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
111.5	23.6	-136.0	37.2

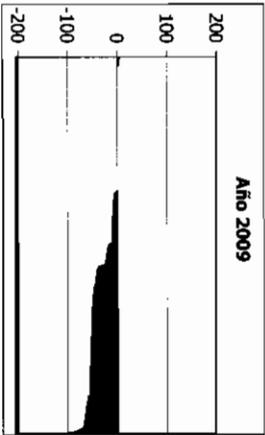


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
119.7	25.3	-149.5	35.3

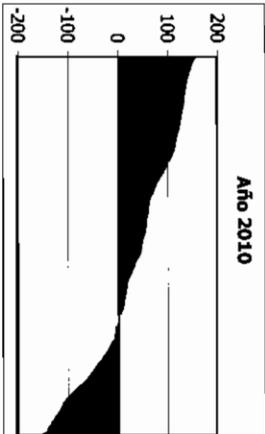
LÍNEA 220 KV PUNTA DE CORTÉS - PAINE



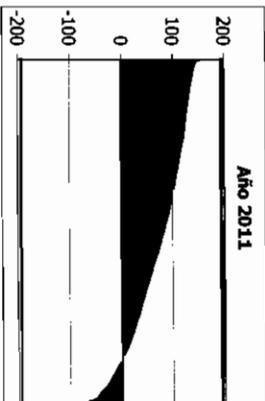
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
0.0	0.0	0.0	55.1



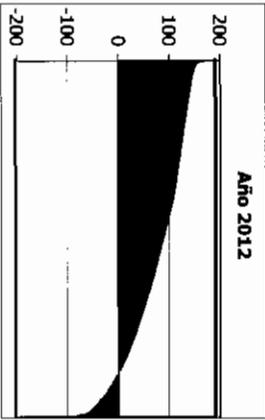
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
9.9	-26.4	-100.4	26.5



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
159.0	34.4	-151.7	46.7

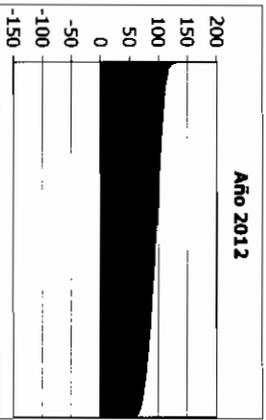
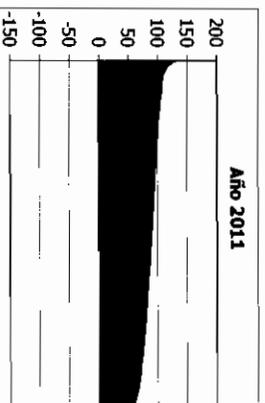
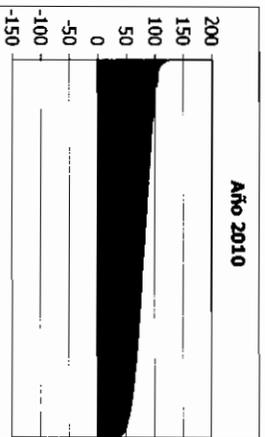
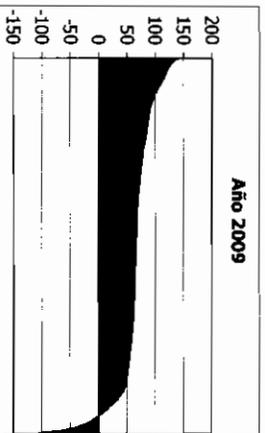


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
155.7	70.3	-87.9	49.8

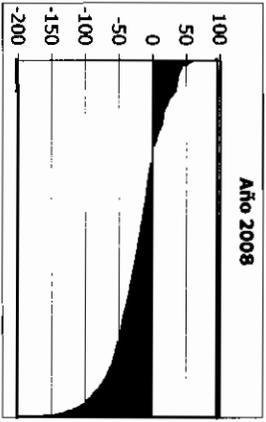


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
171.6	75.1	-95.9	48.1

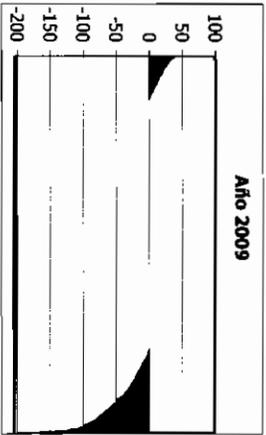
LÍNEA 154 KV PUNTA DE CORTÉS - RANCAGUA



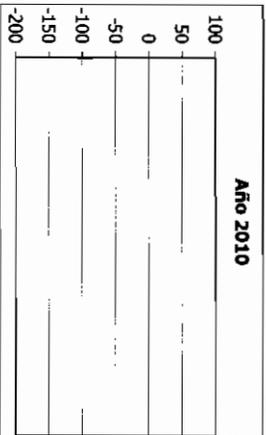
LÍNEA 154 KV RANCAGUA - ALTO JAHUEL



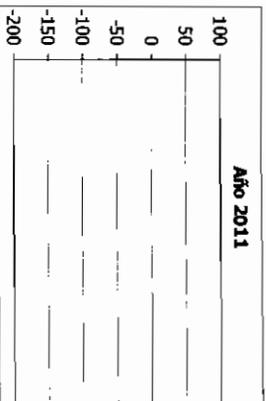
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
60.2	-23.8	-161.7	21.6



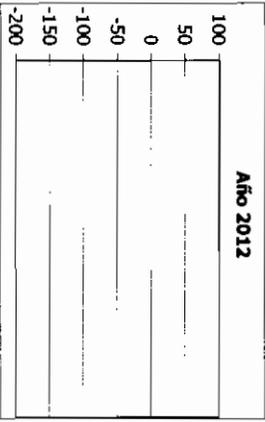
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
43.4	-7.6	-164.7	6.8



Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	-0.1	33.0

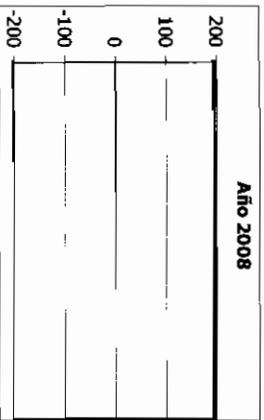


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	-0.1	30.1

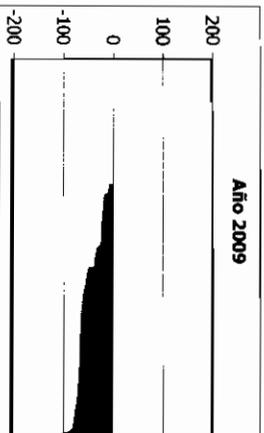


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	-0.1	29.4

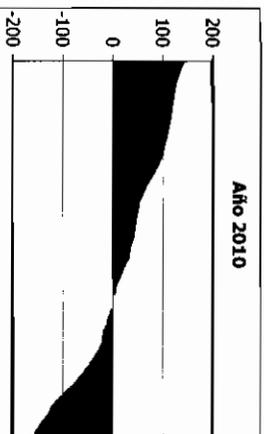
LÍNEA 220 KV PUNTA DE CORTÉS - ALTO JAHUEL



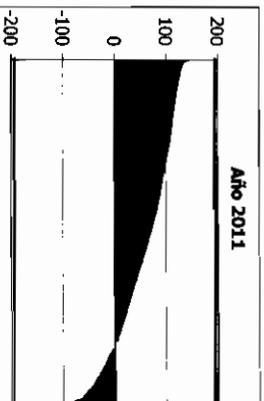
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	26.6



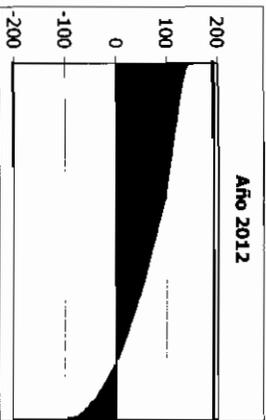
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.1	-34.7	-114.8	30.2



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
148.0	22.1	-157.4	42.2

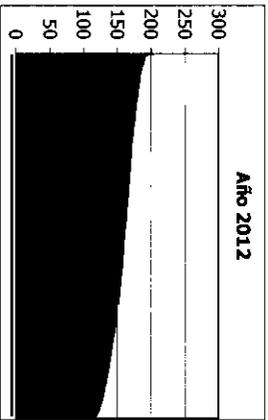
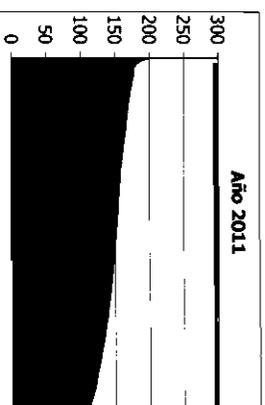
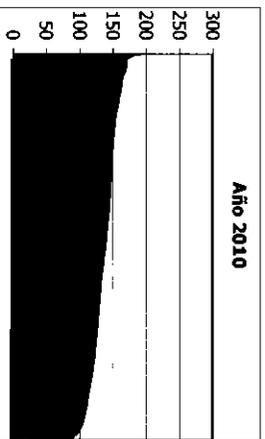
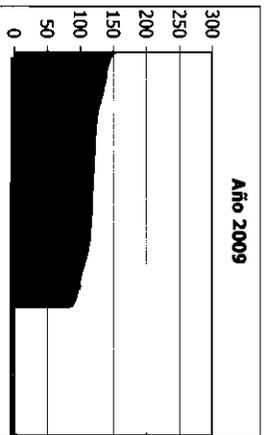
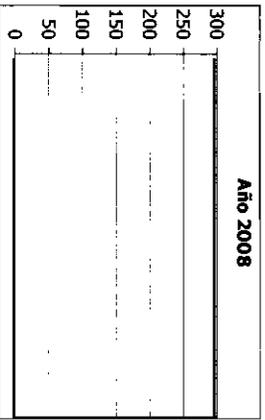


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
144.1	57.3	-102.6	47.6

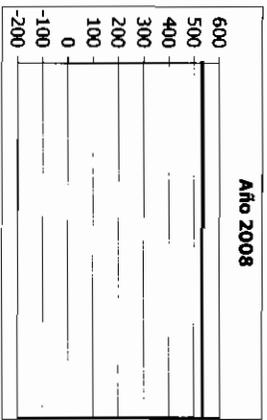


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
157.9	61.3	-112.0	46.1

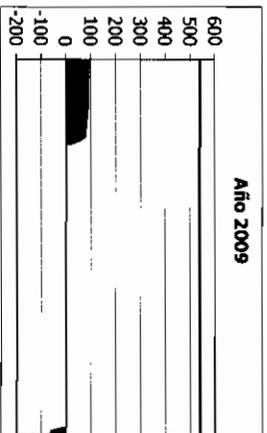
**TRANSFORMADOR 220/154 KV PUNTA DE CORTÉS**



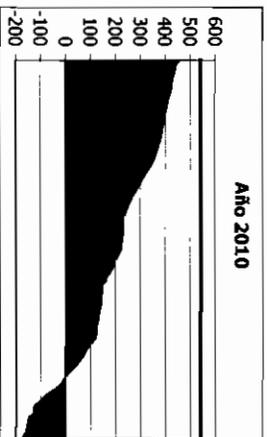
LÍNEA 220 KV SAN FERNANDO - PUNTA DE CORTÉS



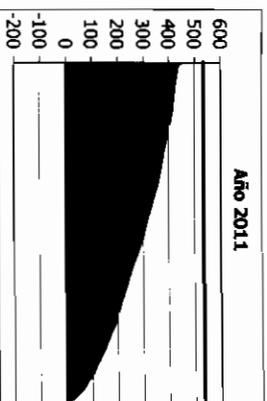
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	28.8



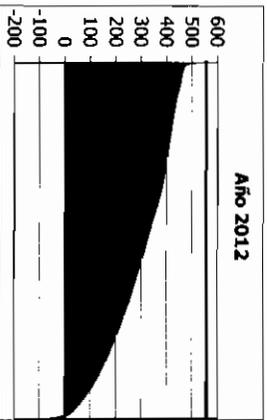
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
99.6	18.2	-69.4	20.2



Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
459.4	194.9	-174.0	49.8

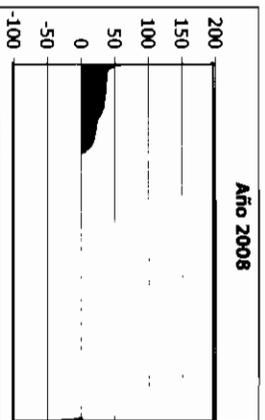


Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
459.3	279.5	-60.4	80.9

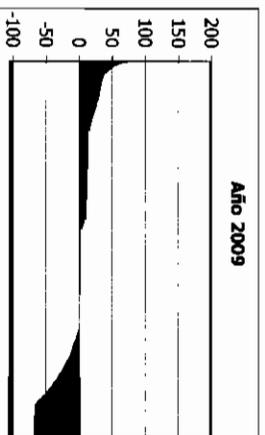


Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
512.1	297.7	-54.0	58.2

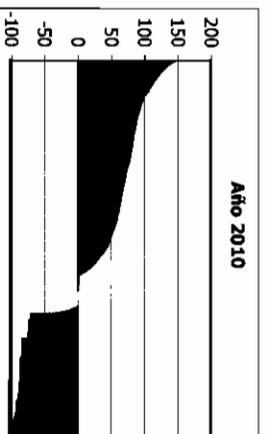
LÍNEA 154 KV-> 220 KV TENO - SAN FERNANDO



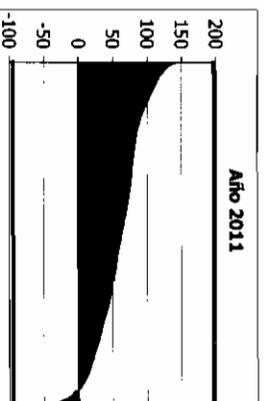
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
68.7	6.8	-28.3	10.1



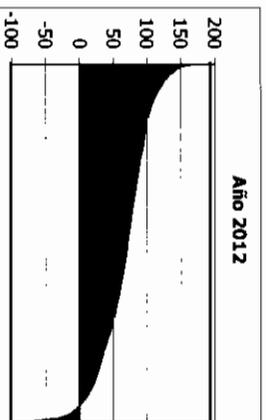
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
72.2	-2.5	-69.2	26.7



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
145.9	12.7	-98.6	48.8

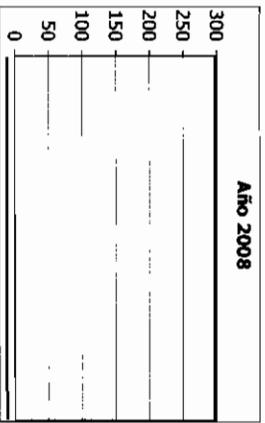


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
141.5	59.2	-61.6	43.4

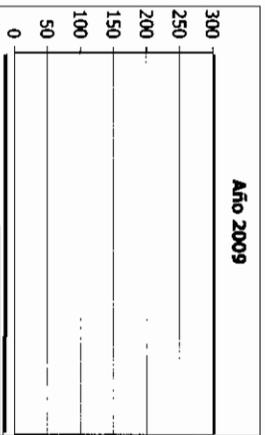


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
174.0	66.5	-65.3	39.2

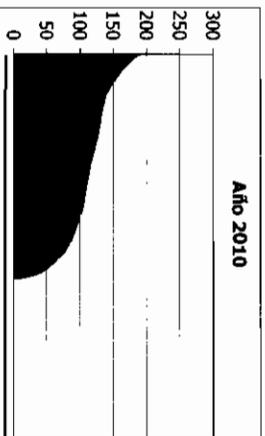
LÍNEA 220 KV ITAHUE - SAN FERNANDO



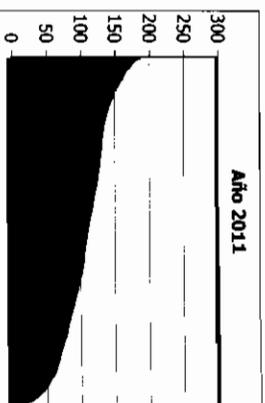
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	61.0



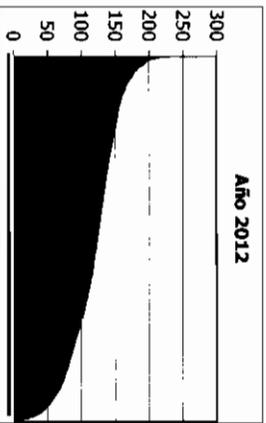
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
0.0	0.0	0.0	33.6



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
190.6	66.4	-2.9	34.9

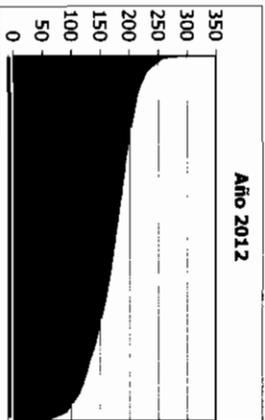
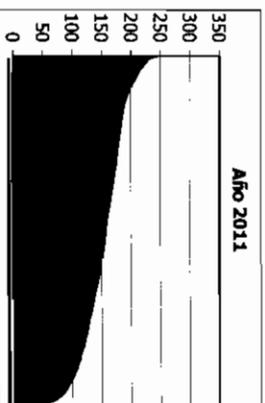
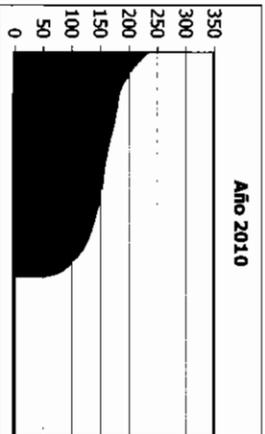
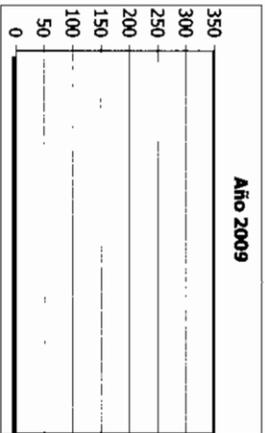
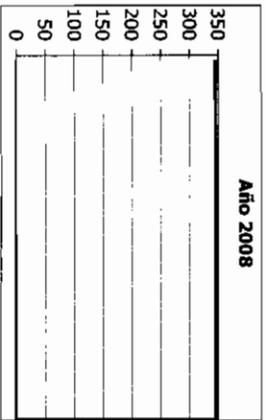


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
183.0	106.5	-16.1	55.2



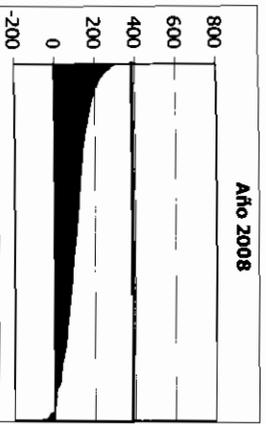
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
228.8	118.2	-16.2	51.7

LÍNEA 220 KV ITAHUE - TENO

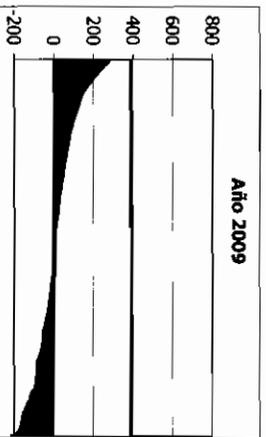


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
283.7	169.9	31.3	59.9

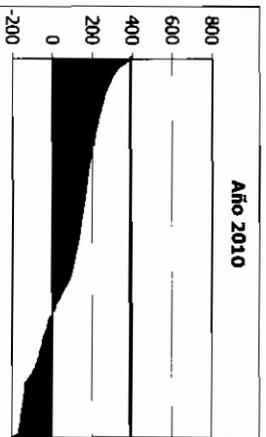
LÍNEA 220 KV ANCOA - ITAHUE



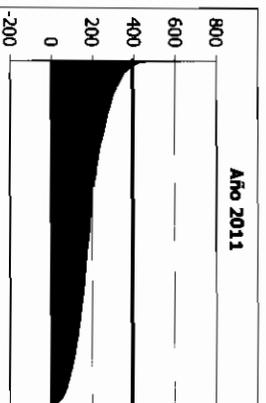
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínimo [MW]	Factor Carga [%]
310.6	99.5	-81.8	32.5



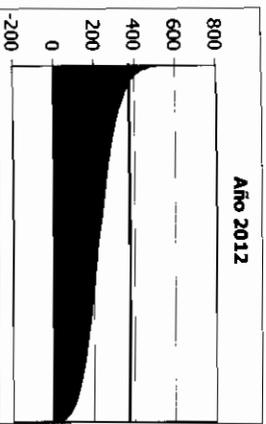
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínimo [MW]	Factor Carga [%]
292.5	10.1	-238.0	26.6



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínimo [MW]	Factor Carga [%]
424.7	84.3	-188.4	34.9

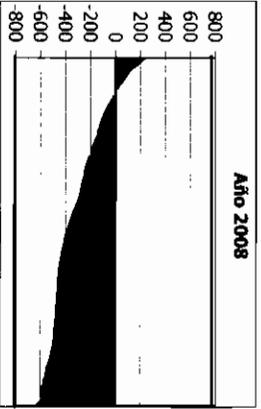


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínimo [MW]	Factor Carga [%]
458.6	189.7	-51.1	41.4

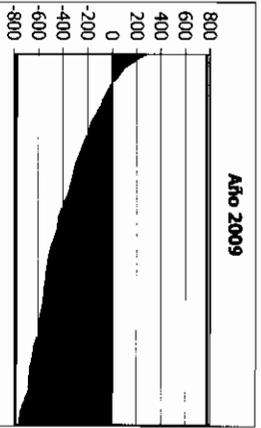


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínimo [MW]	Factor Carga [%]
513.8	224.5	-26.5	43.7

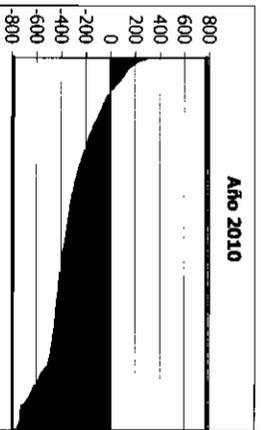
TRANSFORMADOR 500/220 KV - ANCOA -



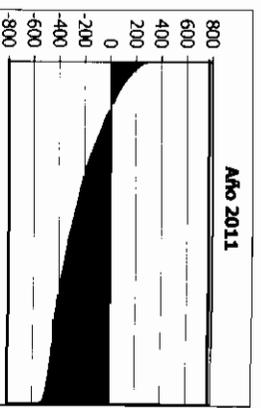
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
283.9	-324.4	-632.0	54.4



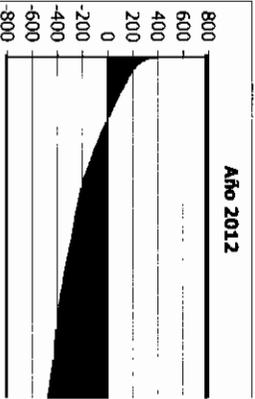
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
282.6	-408.5	-750.0	56.8



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
316.3	-337.4	-750.0	47.8

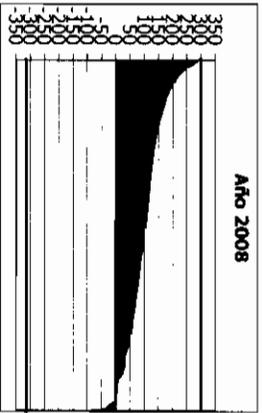


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
314.8	-260.5	-550.1	52.6

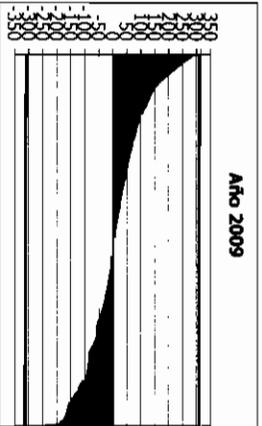


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
397.1	-228.2	-549.6	49.5

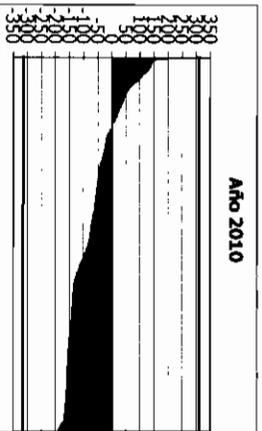
**TRANSFORMADOR 220/154 KV - ITAHUE -**



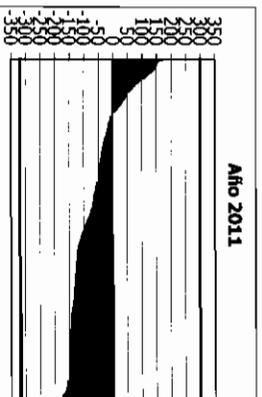
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
309.7	99.4	-81.9	32.5



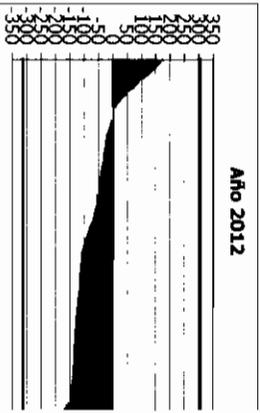
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
293.7	10.2	-238.9	26.5



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
234.6	-74.6	-189.1	42.3



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
172.6	-72.4	-182.7	53.3



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
179.1	-86.0	-216.3	41.4

LÍNEA 220 KV TEMUCO - CHARRÚA



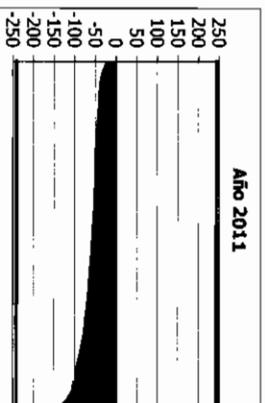
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
154.6	-44.4	-227.5	21.7



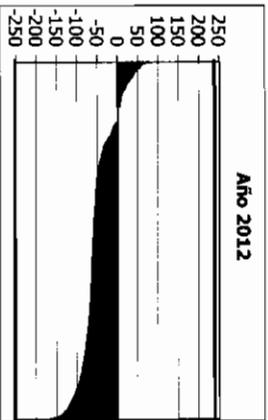
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
92.4	-39.0	-130.4	31.9



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
66.6	-54.4	-137.6	39.7

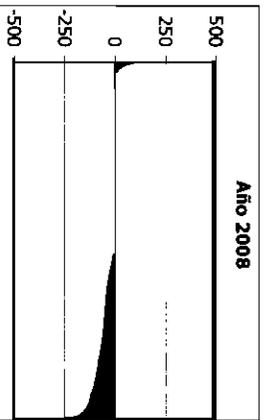


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
-20.6	-63.5	-153.2	41.4

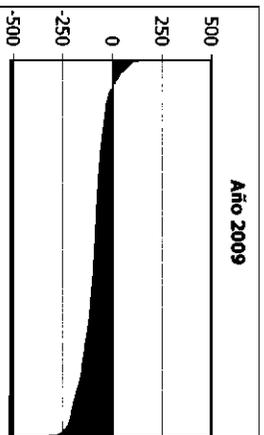


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
85.6	-51.8	-165.7	35.3

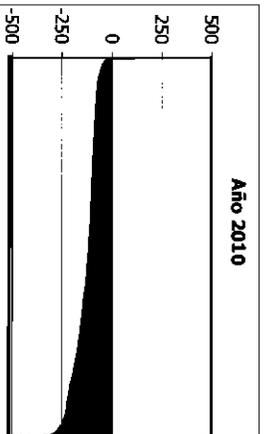
LÍNEA 220 KV NUEVA TEMUCCO (CAUTIÍN) - CHARRÚA



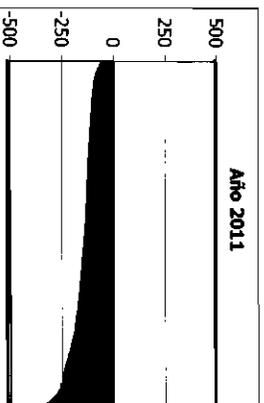
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
92.9	-32.8	-254.5	13.6



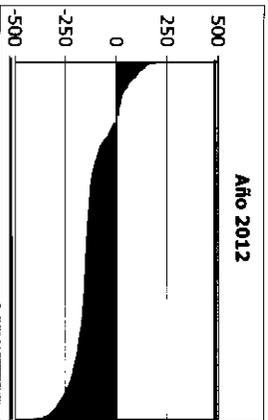
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
230.5	-94.4	-319.2	31.7



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
166.1	-132.5	-336.7	39.5

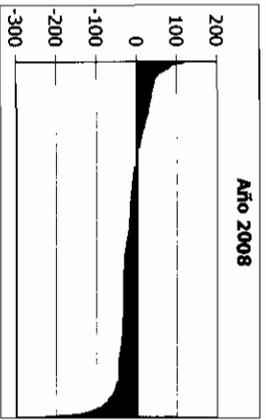


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
-50.1	-154.7	-375.1	41.2

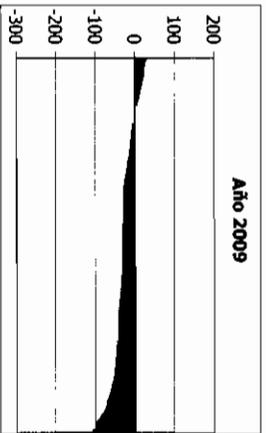


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
212.9	-125.7	-405.8	35.2

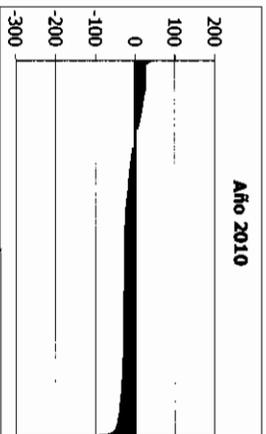
LÍNEA 220 KV TEMUCO - NUEVA TEMUCO (CAUTÍN)



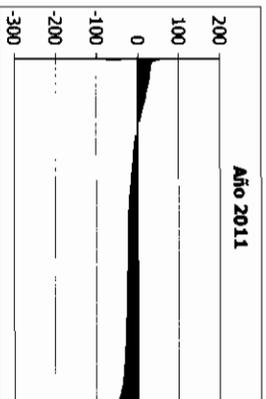
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
121.5	-17.3	-225.2	14.8



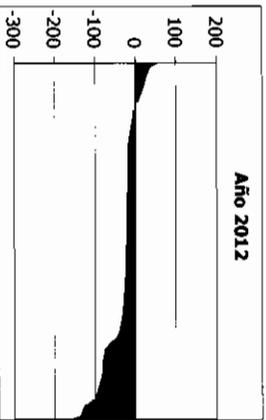
Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
41.3	-29.2	-184.3	18.2



Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
43.5	-17.2	-130.6	18.9

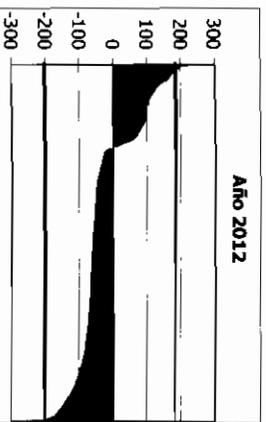
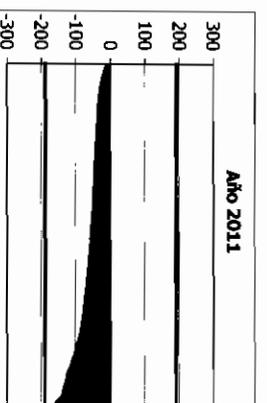
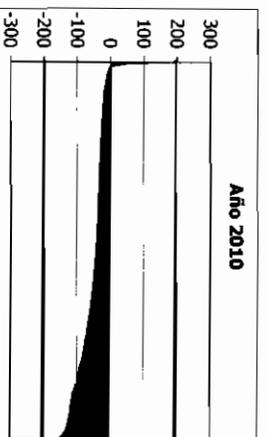
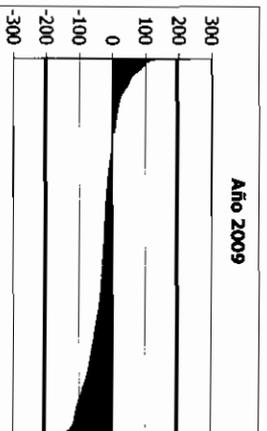
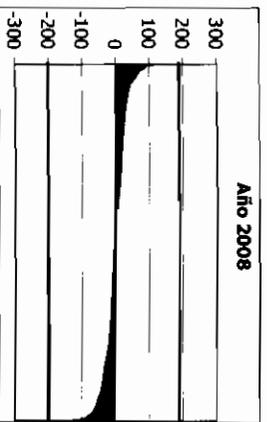


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
54.1	-14.6	-55.3	39.8

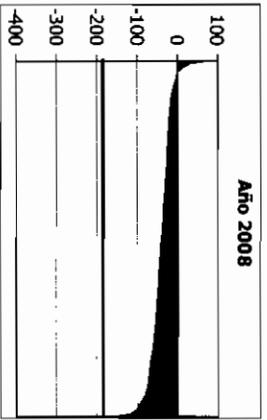


Máxima [MW]	Medio [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
54.1	-32.7	-150.8	24.7

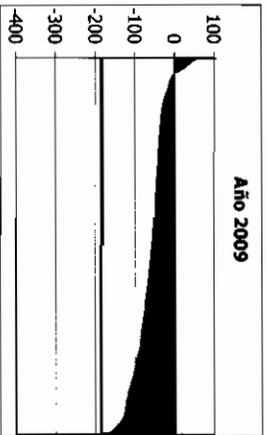
LÍNEA 220 KV CIRUELOS - N. TEMUCCO (CAUTÍN)



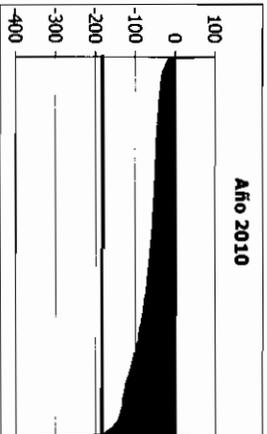
LÍNEA 220 KV VALDIVIA - CIRUELOS



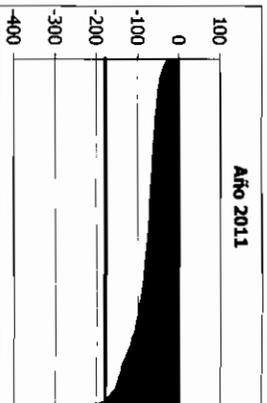
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
63.8	-41.6	-150.6	28.3



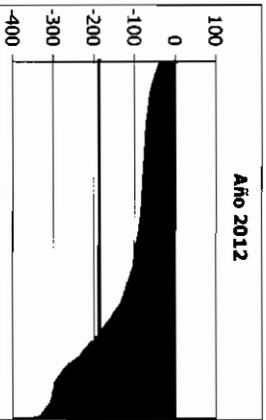
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
151.4	-62.3	-184.0	35.3



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
94.4	-73.1	-203.4	36.1

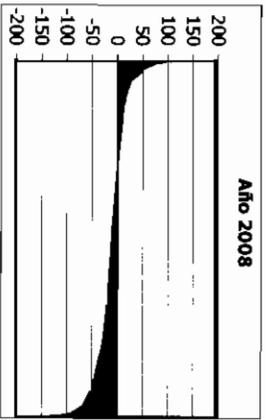


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
-24.6	-84.7	-217.4	39.0

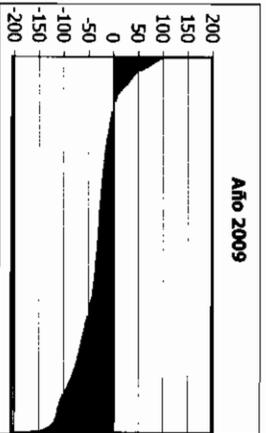


Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
20.2	-135.0	-355.4	38.0

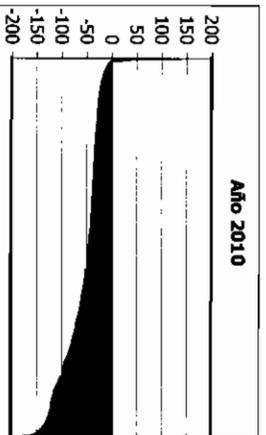
LÍNEA 220 KV VALDIVIA - NUEVA TEMUCO



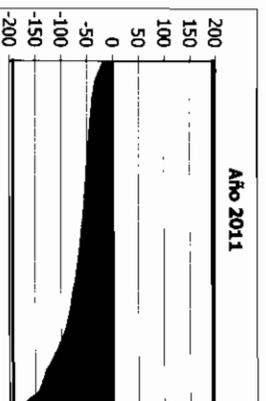
Maxima [MW]	Medio [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
106.6	-12.8	-132.5	17.0



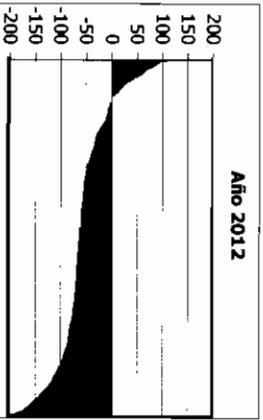
Maxima [MW]	Medio [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
196.0	-36.6	-166.0	23.6



Maxima [MW]	Medio [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
138.7	-59.0	-176.0	33.9

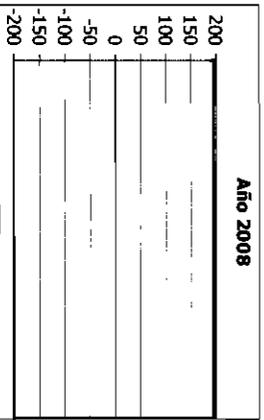


Maxima [MW]	Medio [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
-12.3	-70.9	-195.4	36.3

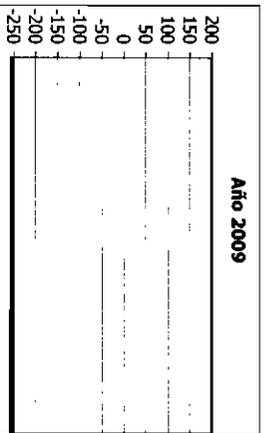


Maxima [MW]	Medio [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
117.7	-58.5	-212.2	31.8

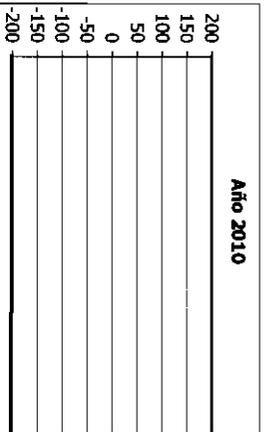
LÍNEA 220 KV VALDIVIA - NUEVA TEMUCO (AMPLIACIÓN)



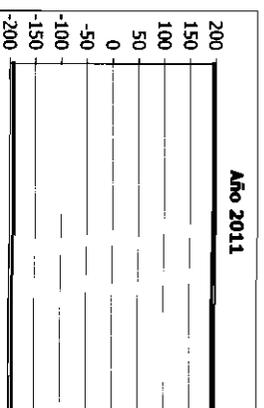
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
0.0	0.0	0.0	17.0



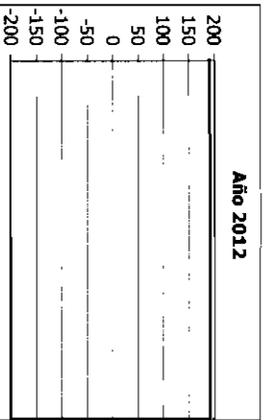
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
0.0	0.0	0.0	23.6



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
0.0	0.0	0.0	33.9

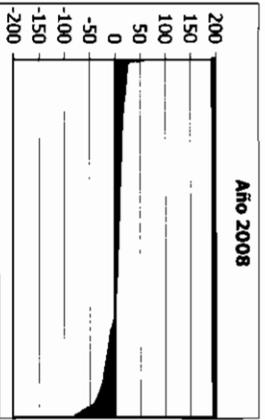


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
0.0	0.0	0.0	36.3

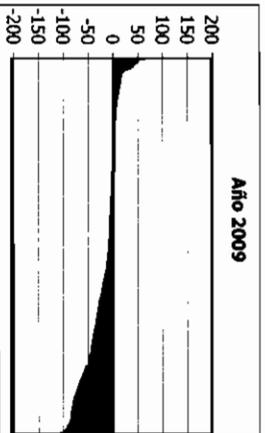


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga (%)
0.0	0.0	0.0	31.8

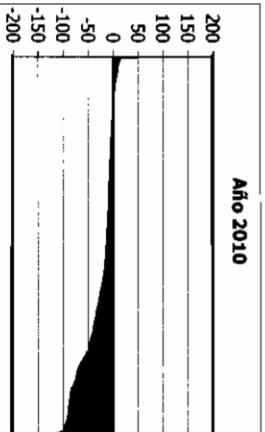
LÍNEA 220 KV PUERTO MONTT - VALDIVIA



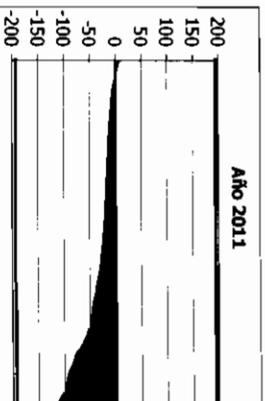
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
68.6	0.3	-88.0	16.1



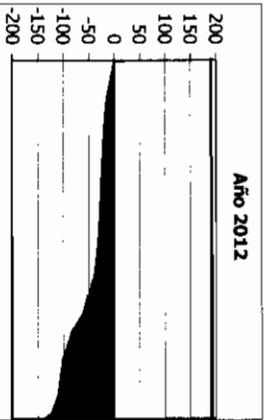
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
124.8	-20.8	-108.2	21.5



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
99.2	-28.0	-115.1	25.6

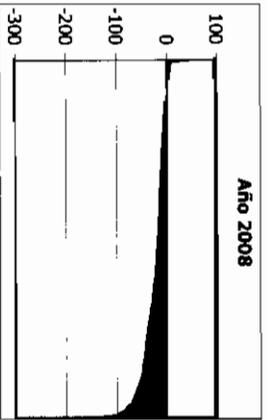


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
9.4	-34.7	-125.9	27.8

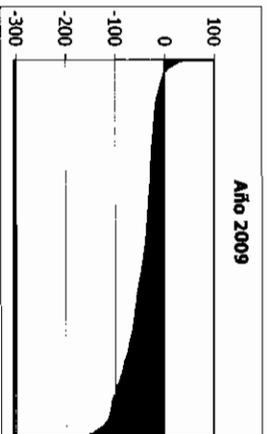


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
33.4	-48.9	-136.3	36.0

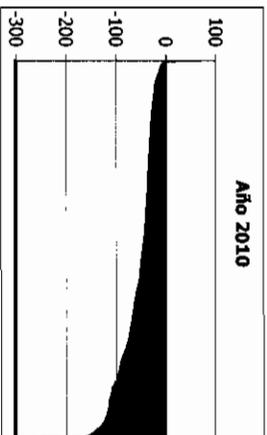
LÍNEA 220 KV BARRO BLANCO - VALDIVIA



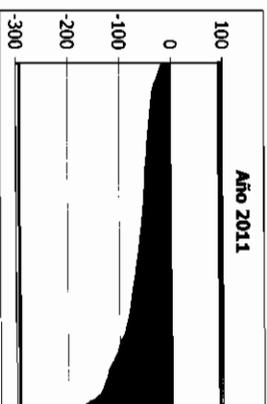
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
43.9	-25.8	-134.0	19.9



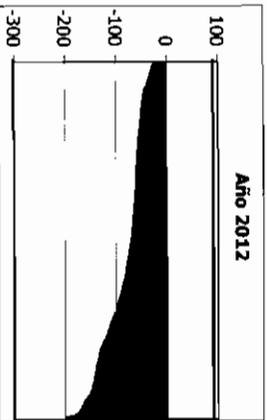
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
149.1	-50.0	-163.8	31.2



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
69.4	-58.7	-173.4	33.9

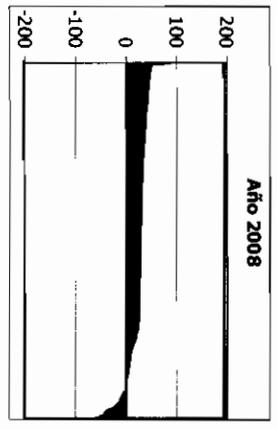


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
-11.6	-58.7	-188.3	36.5

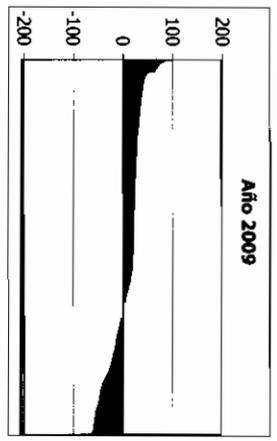


Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
-0.3	-86.3	-202.6	42.6

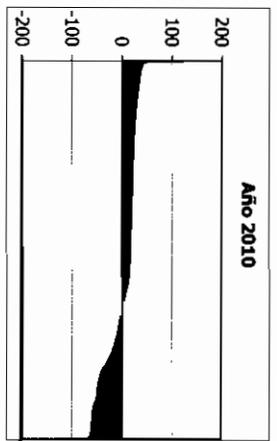
LÍNEA 220 KV PUERTO MONTT - BARRO BLANCO



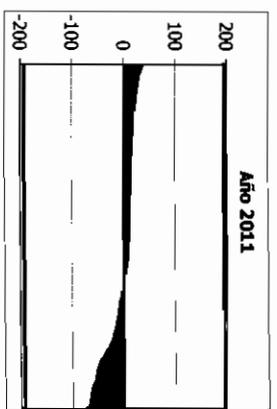
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
88.0	24.1	-58.7	31.6



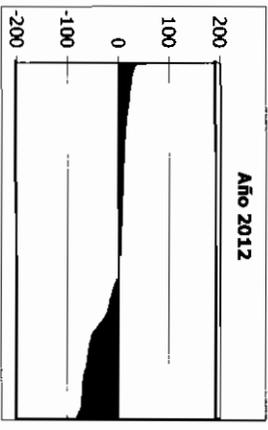
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
97.0	6.6	-64.2	28.0



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
121.9	1.4	-68.0	21.1



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
40.6	-2.1	-74.4	30.0



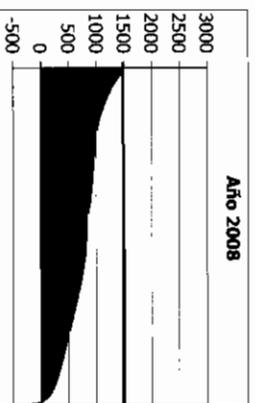
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
62.6	-12.6	-60.8	32.2

**Sensibilidad:**

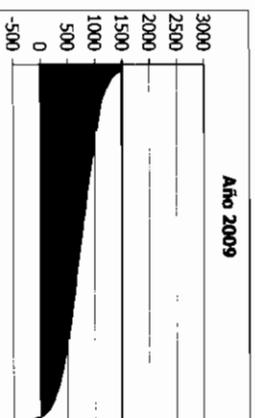
**Capacidad de Línea 500 kV Charrúa – Ancoa incrementada de 1.300 MW a 1.500 MW (2008 – 2011), ceteris paribus.**

# Sensibilidad: Charrúa – Ancoa 500 kV, 1.500 MW

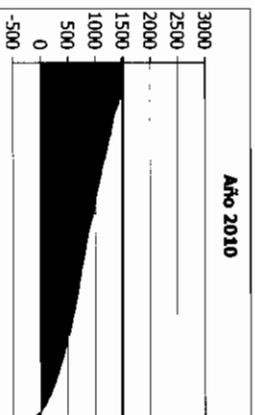
LÍNEA 500 KV CHARRÚA - ANCOA



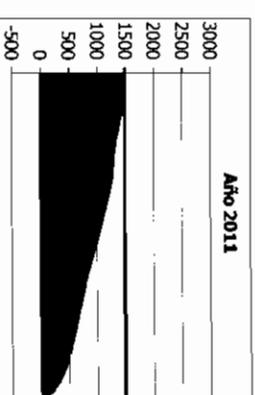
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
1.500,0	774,8	-190,0	51,7



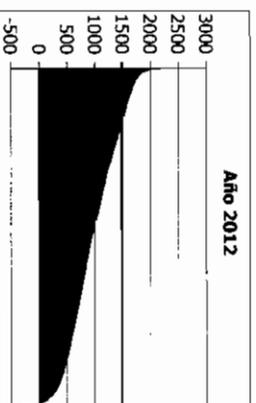
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
1.500,0	737,0	-325,0	49,4



Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
1.500,0	834,2	-377,4	56,1



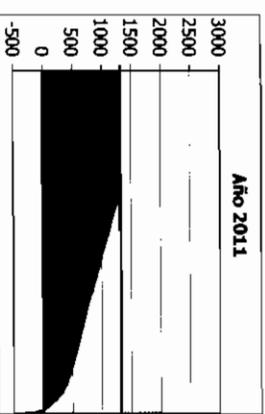
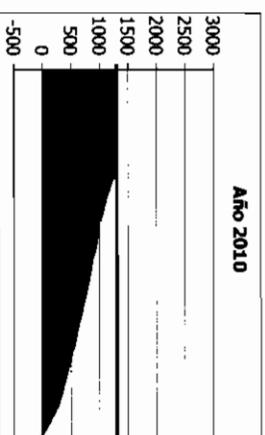
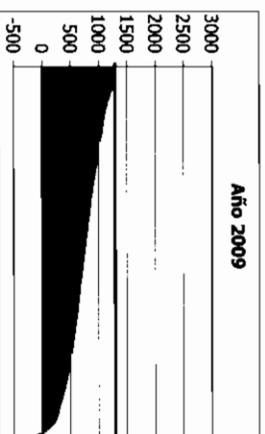
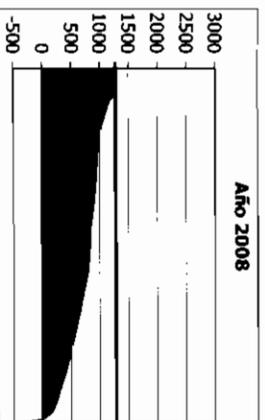
Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
1.500,0	968,1	-266,7	64,6



Maxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]	Factor Carga [%]
2.154,0	969,5	-304,4	45,1

# Caso Base: Charrúa – Ancoa 500 kV, 1.300 MW

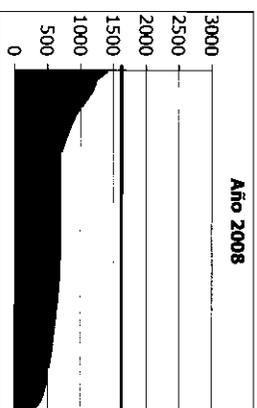
LÍNEA 500 KV CHARRÚA - ANCOA



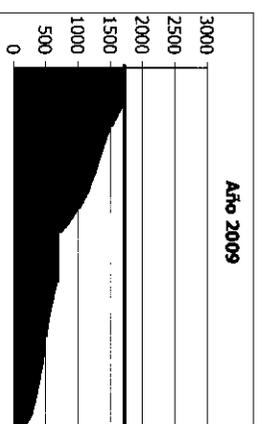
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
2.120,3	986,2	-217,6	46,6

# Sensibilidad: Charrúa – Ancoa 500 kV, 1.500 MW

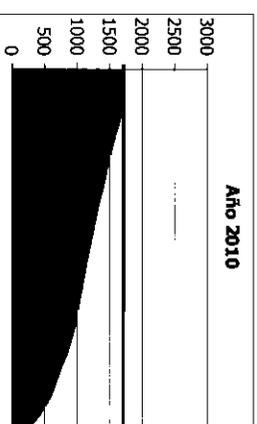
LÍNEA 500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL



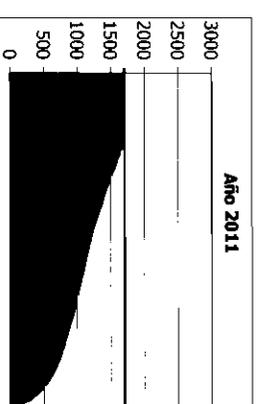
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
1.400,0	712,1	175,5	50,9



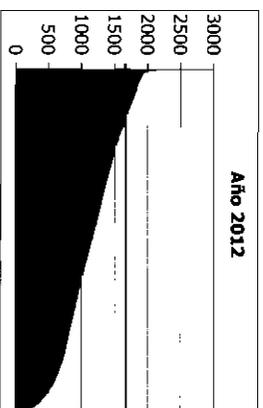
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
1.690,0	901,2	-164,2	53,3



Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
1.690,0	1.150,4	-56,8	68,1



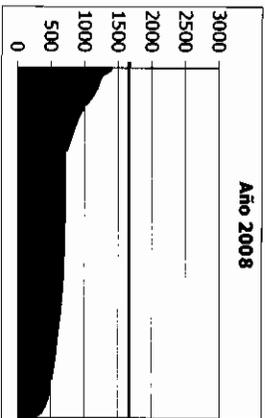
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
1.690,0	1.196,5	-123,2	70,8



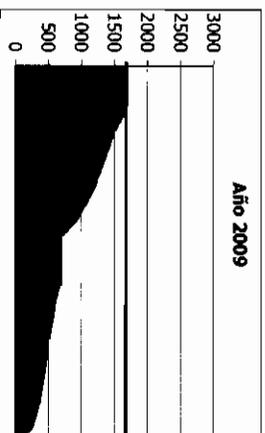
Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	Factor Carga [%]
2.132,3	1.151,8	-1,1	54,0

# Caso Base: Charrúa – Ancoa 500 KV, 1.300 MW

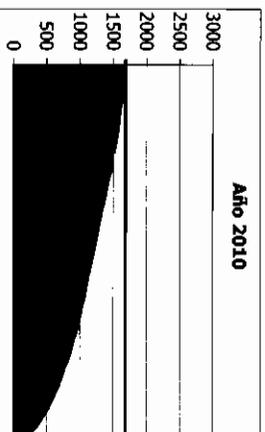
LÍNEA 500 KV ANCOA - ALTO JAHUEL



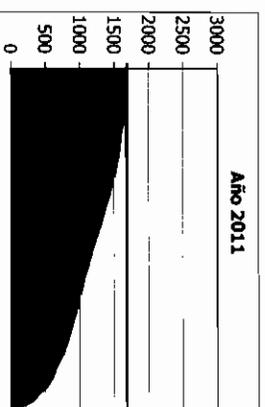
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
1.400.0	712.1	167.1	50.9



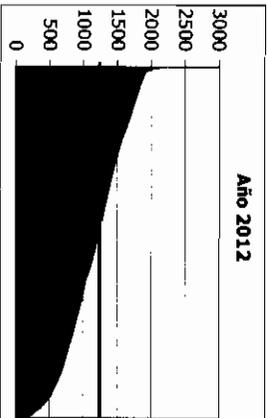
Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
1.690.0	904.3	-140.8	53.5



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
1.690.0	1.156.2	-78.9	88.4



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
1.690.0	1.190.7	-182.2	70.5



Máxima (MW)	Media (MW)	Mínima (MW)	Factor Carga (%)
2.160.7	1.184.3	-21.3	53.9

# **ANEXO D**

## **Proyecto de ampliación zona norte**



---

**ACTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE  
LAS OBRAS DE EXPANSIÓN EN EL STT  
PERIODO 2007 – 2010**

**PROYECTO AMPLIACIÓN ZONA NORTE**

PREPARADO PARA



**Transelec S.A.**

---

**MARZO 2007**

---

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>OBJETIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ANTECEDENTES.....</b>	<b>3</b>
2.1	SITUACIÓN ACTUAL TRAMO MAITENCILLO - DIEGO DE ALMAGRO 220 kV .....	3
2.2	SITUACIÓN FUTURA TRAMO MAITENCILLO - DIEGO DE ALMAGRO 220 kV.....	5
2.3	RESULTADOS PARA EL TRAMO CARDONES – DIEGO DE ALMAGRO .....	7
<b>3</b>	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FORZADA .....</b>	<b>49</b>
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>54</b>

---

## PROYECTO AMPLIACIÓN ZONA NORTE

### 1 OBJETIVO

Transelec ha realizado un estudio de programación de la operación del Mercado utilizando el modelo SDDP, para previsiones de demanda actualizadas a la fecha e hipótesis de disponibilidad de recursos de generación diferentes a las que sirvieron de base para el Estudio de Transmisión Troncal (ETT) presentado por el Consorcio Synex-Electronet-CESI (el Consorcio).

En base a los resultados de dicho estudio realizado con SDDP, y considerando los estudios de limitaciones de transmisión de la línea 220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto – Cardones que fueran desarrollados por el Consultor en el mes de diciembre de 2006, se propuso realizar una evaluación económica para la condición en que se requiere la presencia de generación forzada en el extremo norte del SIC (centrales Diego de Almagro y Taltal) debido a las limitaciones por estabilidad de tensión.

Se propuso además realizar una comparación de costos de generación forzada con los de las inversiones requeridas para la construcción de una nueva línea 220 kV o para la instalación de un SVC en barras de 220 kV de Diego de Almagro, sobre la base de costos de equipamiento proporcionados por Transelec.

### 2 ANTECEDENTES

#### *2.1 Situación actual tramo Maitencillo - Diego de Almagro 220 kV*

La actual topología del tramo comprendido entre las SS/EE Maitencillo y Diego de Almagro 220 kV, puede descomponerse en los siguientes tramos:

- Maitencillo – Cardones: en la actualidad incluye un doble circuito (133 kilómetros cada uno, aproximadamente)
- Cardones – Carrera Pinto: en la actualidad incluye un simple circuito (75,3 kilómetros)
- Carrera Pinto – Diego de Almagro: en la actualidad incluye un simple circuito (72,2 kilómetros)

Dentro de las obras propuestas por el Consorcio para el SIC, se encuentra la expansión de la capacidad de transporte entre las SS/EE Maitencillo y Cardones, mediante el tendido de un tercer circuito hacia el año 2010. Ciertamente que la adición de un tercer circuito entre dichas SS/EE viene a robustecer el sistema norte del SIC, dejando con mayor vulnerabilidad sólo el transporte radial que se mantiene entre la SS/EE Cardones y Diego de Almagro. Adicionalmente, en las SS/EE Maitencillo y Cardones existe transformación 220/110, instalaciones que si bien no forman parte del ETT, permiten que ambas subestaciones también se interconecten en este nivel de tensión, pudiendo incluso operar los tramos en 220 kV y 110 kV en paralelo. Lo anterior no considera que ya se encuentra en

curso una expansión del sistema de sub-transmisión que podría adicionar más instalaciones en el área, particularmente transformación 220/110. Todo ello permite vislumbrar una mayor flexibilidad de operación y de seguridad para la conexión de ambas subestaciones. No ocurre lo mismo para el tramo entre las SS/EE Cardones y Diego de Almagro en 220 kV, pasando por la S/E Carrera Pinto, el cual no presenta modificaciones de expansión propuestas. Si bien la subestación Diego de Almagro también posee transformación 220/110, esta sólo se emplea para abastecer consumos locales. La topología desde Cardones hacia el norte persiste en mantenerse radial mediante un simple circuito de aproximadamente 140 kilómetros, con una retiro a medio camino (S/E Carrera Pinto) para un consumo minero mediano.

En cuanto a la generación de la zona, cabe destacar que en la S/E Maitencillo inyecta su producción la central Guacolda, la que hoy posee una capacidad instalada de 300 MW (dos TVs), pero que hacia el 2009 agregaría otros 150 MW. Por su parte, en la S/E Diego de Almagro inyectan su energía las unidades de la central Taltal (2TGs cada una de 120 MW) y dos TGs de 23 MW cada una. El despacho de cada una de ellas, tal cual se discute más adelante, depende de aspectos técnicos y económicos, con una consideración adicional, que es la disponibilidad de combustible (esencialmente gas natural) para las unidades de Taltal.

En lo que respecta a la demanda actual de la zona, en su mayor parte pertenece a consumos industriales seguida por consumos residenciales. Habida consideración del alto factor de carga que estos consumos industriales de origen minero presentan, es posible establecer que desde la SS/EE Maitencillo hacia el norte se retiran del orden de 330 MW. De esta cifra, aproximadamente, 120 MW siguen desde la S/E Cardones hacia la S/E Carrera Pinto. Finalmente, los consumos que retiran desde la S/E Diego de Almagro involucran unos 100 MW. Esta última cifra varía esencialmente por el consumo industrial-minero presente en Diego de Almagro.

Dada esta distribución de consumo, dependiendo del despacho que tengan las unidades que inyectan en la zona, es posible que la zona sea exportadora o importadora de potencia, dependiendo de si las unidades de central Taltal se encuentran disponibles para ser empleadas o no. En general, de estar despachadas ambas unidades, ya sea total o parcialmente, el flujo hacia el norte es mínimo o bien, sencillamente viene desde Diego de Almagro hacia Cardones.

No ocurre lo mismo si dichas unidades están indisponibles, cuestión clave para analizar el suministro de la zona. En efecto, las unidades de generación de Taltal emplean gas natural para su operación, combustible que durante los últimos años ha sufrido profundos, prolongados y aleatorios cortes de gas. Si bien existe la posibilidad de operar una de ellas con un combustible alternativo, cual es el diesel, lo cierto es que dichas unidades no fueron diseñadas para operar permanentemente en esta condición, más aun ello no es una cuestión probada. En todo caso esta operación puede ser gestionada forzosamente con el consecuente impacto económico que esto implica.

En este contexto de abastecimiento, la falta de gas significa no contar con las unidades de Taltal para el despacho regular, cuestión que representa un escenario altamente factible de ocurrir y por ende corresponde ser analizado técnicamente. Por otra parte, las otras dos unidades de generación disponibles corresponden a las turbinas de Diego de Almagro, aparte de su limitada capacidad (de generación) comparativamente hablando, emplean combustible diesel, por lo cual normalmente son despachadas sólo por cuestiones de seguridad y calidad de servicio, tal cual se indica a continuación.

Producto de la fragilidad topológica (circuitos simples radiales), sumada a las combinaciones de consumo y generación local existente, los aspectos de seguridad y calidad de servicio del área se han centrado bastante en consideraciones estáticas relativas al soporte de tensiones de las diversas barras. Las fuentes de gestión de potencia reactiva local son escasas y obviamente no es posible contar con aportes transmitidos desde el sur. En el pasado y hasta la fecha, la manera de operar dichos tramos ha sido empleando una mezcla de limitación de la transmisión hacia el norte de Maitencillo y el despacho forzado de las unidades diesel de la zona. También, hasta cierto punto, se han utilizado los recursos shunt de Diego de Almagro (cuatro condensadores de 5 MVar cada uno).

Previo a la promulgación de la NT de SyCS dichas limitaciones se han basado en prácticas o heurísticas que el operador del SIC (el CDEC-SIC) ha desarrollado a través de los años. El ingreso de la NT de SyCS a inicios de 2005, establece un marco de desempeño mínimo para diseñar y operar las diversas instalaciones del SIC, estableciendo límites específicos de operación tanto para las tensiones, las transmisiones, la frecuencia y otras variables o indicadores del sistema eléctrico. Si bien su aplicación ha sido gradual, hacia el año 2008 deberán estar plenamente vigentes y serán por tanto obligatorias de seguir. De esta forma la operación interconectada futura, debe cumplir en todos los escenarios factibles de acontecer, con las exigencias en las materias señaladas en la NT de SyCS. Dada la realidad descrita para la zona de interés, se estima que las exigencias relativas al límite de estabilidad de tensión, pueden desempeñar un rol importante.

## ***2.2 Situación futura tramo Maitencillo - Diego de Almagro 220 kV***

Según la propuesta del Consorcio, el tramo comprendido entre las SS/EE Maitencillo y Diego de Almagro sólo requiere de una expansión en el tramo Maitencillo y Cardones, a decir un tercer circuito en 220 kV en paralelo con los dos actuales, a incorporarse en Enero del 2009. De acuerdo al Consorcio no existe necesidad de expandir con un segundo circuito el tramo entre las SS/EE Cardones y Diego de Almagro. Sin embargo existe la inquietud respecto de la capacidad y factibilidad que tendrá el tramo radial entre las SS/EE Cardones y Diego de Almagro, de lograr transmisiones durante todo el período, y para diversos escenarios de operación, tales que cumplan con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la NT de SyCS.

Para avalar esta propuesta el Consorcio realizó diversas simulaciones, que en esencia consideran:

- a) flujo máximo en el período, llegando a Diego de Almagro del orden de 136 MW
- b) operación de al menos una unidad de Taltal, o bien energización en vacío de los circuitos Diego de Almagro – Paposo
- c) operación extrema, al no disponer de las unidades de Taltal o sus circuitos, de una turbina a gas (diesel) en Diego de Almagro
- d) empleo de EDAC directo ante pérdida intempestiva de uno de los circuitos simples radiales de la zona

Con estas consideraciones, el Consorcio estima que para todas las transmisiones se obtienen perfiles de tensión adecuados, a la vez de cumplir las instancias fijadas en la NT de SyCS. Es necesario indicar que el detalle completo de estas afirmaciones, y sus respectivas simulaciones de respaldo, no se encuentran entre los antecedentes aportados por dicho Consorcio. En particular la operación y control de los EDAC o EDAG, menos aun la operación en isla ante pérdida de los tramos radiales.

En el contexto descrito, el siguiente análisis busca determinar el abastecimiento de la zona aludida suponiendo la indisponibilidad de las unidades de Taltal, hipótesis que se sustenta en el hecho de que en la operación real se han registrado largos períodos (como durante el mes de agosto de 2006) en que no se dispone de ese aporte por falta de gas.

En otras palabras se busca suministrar los consumos importando la energía desde el sur del SIC, con apoyo de la generación proveniente de las turbinas diesel de Diego de Almagro, más el soporte de potencia reactiva de cuatro bancos de condensadores ubicados en el área. Los escenarios simulados corresponden a los entregados por el Consorcio para realizar las evaluaciones de la NT de SyCS, por lo cual representan condiciones de demanda analizadas por dichos consultores.

Al conjunto de escenarios entregados por el Consorcio, fueron incorporados otros escenarios confeccionados por Transelec para las mismas condiciones de demanda consideradas en el estudio SDDP que dio origen a la presente actualización.

Tal cual se ha enfatizado, se estima que el punto débil de la configuración propuesta por el Consorcio sigue siendo el soporte de tensiones de la zona Norte del SIC, razón por la cual se hace referencia a la siguiente exigencia establecida en la NT de SyCS:

**Artículo 5-52**

En Estado Normal o Estado de Alerta, la determinación del margen de estabilidad de tensión se realizará para la configuración de demanda y generación más desfavorable del  $S_L$  considerando que la diferencia entre el valor inferior de la banda de excursión permitida en el Artículo 5-21 de la presente NT y el valor de tensión correspondiente a la condición

de operación en la cual se alcanza el colapso de tensión en cualquier barra de consumo, no debe ser inferior a un margen de seguridad de 20 % en cualquier barra de consumo del SI.

En caso de no disponer de información sobre el Controlador de Tensión de las unidades generadoras en operación, el margen de seguridad será igual a 30 %.

En Estado Normal o Estado de Alerta, el margen de reserva de potencia reactiva que el CDC y los CC deberán mantener, según corresponda, será el que se determine de acuerdo a los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad de tensión que se adopte, estará dada por la Plímite que verifica las condiciones anteriores.

Al respecto se destaca que el artículo establece claramente que dicho límite debe establecerse para la **"configuración de demanda y generación más desfavorable del SI"**, cuestión que corresponde a las instancias antes descritas para la zona. Por otro lado, se establece un suministro máximo, que en este caso se asimila a la transmisión máxima en MW (similar análisis se puede hacer con los reactivos) que se inyecta en la S/E Diego de Almagro 220 kV, basado en el colapso de tensión de la barra. Más aún, determinado dicho límite se exige un margen de seguridad de **20% para ese valor**. Finalmente, se establece que de no contar con información de los reguladores de tensión de las unidades de la zona, **el margen se aumenta a 30%**. Si bien el SIC ha llevado a cabo recientemente una homologación de los modelos de los controladores de tensión y velocidad de las principales unidades generadoras, según los datos aportados por el Consorcio, las unidades turbogeneradoras de Diego de Almagro no fueron medidas. En otras palabras la información del comportamiento de estos equipos, es sólo una aproximación. Dicho de otra forma, en estricto rigor, **el límite de transmisión máxima debe ser castigado en un 30%**.

### ***2.3 Resultados para el tramo Cardones – Diego de Almagro***

En el contexto citado se ha procedido a determinar el límite de colapso de tensión utilizando la curva PV, que refleja la máxima transmisión en MW que es posible importar desde el sur en la S/E Diego de Almagro 220 kV. Por cuanto dicho límite depende de las condiciones de demanda y despacho de la zona, se han calculado diversos límites según sean los escenarios provistos por el Consorcio. Se reitera, que los escenarios evaluados han sido alterados para eliminar el despacho de la central Taltal, pero además consideran la operación de una o dos turbinas en Diego de Almagro y todos los condensadores de la S/E. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

#### ***Resultados Escenario 0802B4S18 + 1 TG en Diego de Almagro***

Representa una situación del año 2008, mes de Mayo, bloque de demanda mensual 2 y serie hidrológica 18. Las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 1: Condición previa de equilibrio
- Figura 2: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV
- Figura 3: Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión

De esta información es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 86 MW (Figura 1), es posible llegar a un máximo de 119 MW (Figura 3), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 2).

#### ***Resultados Escenario 0802B4S18 + 2 TG en Diego de Almagro***

Representa una situación del año 2008, mes de Mayo, bloque de demanda mensual 2 y serie hidrológica 18. Las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 4: Condición previa de equilibrio
- Figura 5: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV
- Figura 6: Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión

De esta información es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 66 MW (Figura 4), es posible llegar a un máximo de 130 MW (Figura 6), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 5).

#### ***Resultados Escenario 0905B3S36 + 1 TG en Diego de Almagro***

Representa una situación del año 2009, mes de Agosto, bloque de demanda mensual 2 y serie hidrológica 36. Las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 7: Condición previa de equilibrio
- Figura 8: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV
- Figura 9: Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión

De esta información es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 94 MW (Figura 7), es posible llegar a un máximo de 106 MW (Figura 9), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 8). Es necesario resaltar que dicho escenario considera el despacho de dos unidades en Huasco, cuestión que ciertamente aumenta el límite de estabilidad buscado. De eliminar el despacho de estas unidades, el límite de transmisión máximo cae a 94,2 MW, es decir igual al caso inicial, cuestión que indica lo crítico de tal situación de operación.

### ***Resultados Escenario 0905B3S36 + 2 TG en Diego de Almagro***

Representa una situación del año 2009, mes de Agosto, bloque de demanda mensual 2 y serie hidrológica 36. Las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 10: Condición previa de equilibrio
- Figura 11: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV
- Figura 12: Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión

De esta información es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 74 MW (Figura 10), es posible llegar a un máximo de 105 MW (Figura 12), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 11). Es necesario resaltar que dicho escenario considera el despacho de dos unidades en Huasco, cuestión que ciertamente aumenta el límite de estabilidad buscado. La eliminación del despacho de estas unidades produce un límite de 97 MW.

### ***Resultados Escenario 1001B1S12 + 1 TG en Diego de Almagro***

Representa una situación del año 2010, mes de Abril, bloque de demanda mensual 1 y serie hidrológica 12. Por cuanto este despacho considera las tres unidades de Guacolda más dos de Huasco, para lograr una condición más crítica, se ha eliminado del despacho estas unidades de Huasco. Cabe destacar que según el escenario desarrollado por el Consorcio, a esta fecha aún no ingresa el tercer circuito Maitencillo – Cardones, el impacto de ello se analiza más adelante. Sin embargo dicho escenario incorpora la tercera unidad de Guacolda. Las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 13: Condición previa de equilibrio
- Figura 14: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV
- Figura 15 Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión

De esta información es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 111 MW (Figura 13), es posible llegar a un máximo de 130 MW (Figura 15), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 14).

### ***Resultados Escenario 1001B1S12 + 2 TG en Diego de Almagro***

Representa una situación del año 2010, mes de Agosto, bloque de demanda mensual 1 y serie hidrológica 12. Por cuanto este despacho considera las tres

unidades de Guacolda más dos de Huasco, para lograr una condición más crítica, se ha eliminado del despacho estas unidades de Huasco. Las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 16: Condición previa de equilibrio
- Figura 17: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV
- Figura 18 Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión

De esta información es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 91 MW (Figura 16), es posible llegar a un máximo de 134 MW (Figura 18), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 17).

La siguiente Tabla 1 resume los valores de transmisión límites –en MW- obtenidos para estos escenarios, incluyéndose los límites fijados por la NT de SyCS para dichas transmisiones, tanto considerando el margen del 20% como del 30%. En la tabla se han incorporado otras variantes de estos escenarios, en los cuales se ha eliminado o incorporado la operación de las unidades en Huasco, con el objeto de enfatizar el efecto que tienen dichas unidades sobre el límite de estabilidad de tensión en Diego de Almagro 220 kV.

Escenario	0802B4S18		0802B4S18		0905B3S36		0905B3S36		1001B1S12		1001B1S12	
	1xTG	Sin Huasco	2xTG	Sin Huasco	Con 2 Huasco	Con 2 Huasco	1xTG	2xTG	Sin Huasco	1xTG	2xTG	Sin Huasco
2TV Guacolda	Transmisión llegando a DA 220 kV (MW)											
	Límite de transmisión en DA 220 kV (MW)											
	Límite con margen del 20% (MW)											
	Límite con margen del 30% (MW)											
2TV Guacolda	Transmisión llegando a DA 220 kV (MW)											
	Límite de transmisión en DA 220 kV (MW)											
	Límite con margen del 20% (MW)											
	Límite con margen del 30% (MW)											
1TV Guacolda 5TgTv Huasco	Transmisión llegando a DA 220 kV (MW)											
	Límite de transmisión en DA 220 kV (MW)											
	Límite con margen del 20% (MW)											
	Límite con margen del 30% (MW)											
1TV Guacolda 2TgTv Huasco	Transmisión llegando a DA 220 kV (MW)											
	Límite de transmisión en DA 220 kV (MW)											
	Límite con margen del 20% (MW)											
	Límite con margen del 30% (MW)											

Tabla 1: Transmisiones límites en MW por de estabilidad de tensión de la barra Diego de Almagro 220 kV  
(valores destacados representan incumplimiento de la NT de SyCS)

---

### *Análisis de los Resultados obtenidos con los escenarios del Consorcio*

En relación a los valores obtenidos, se advierte que muchos de estos escenarios no cumplen con la NT, los cuales se han resaltado en amarillo, particularmente si toma el límite de 30% establecido en la NT. En otras palabras, para dichos escenarios operacionales extremos pero probables, existe un riesgo de colapso de tensiones en la zona. Un aspecto interesante de notar es el efecto, en general, que tiene sobre dicho límite al incluir una segunda turbina despachada en Diego de Almagro, cuestión que se asume como posible. Sin embargo de igual relevancia e impacto negativo, tiene el no contar con una unidad de Guacolda, de hecho en dichos escenarios se requiere de todas las unidades de Huasco o de Diego de Almagro. Todo ello por cierto con el consecuente costo operacional que ello conlleva. Se destaca que los resultados obtenidos para el año 2009 a partir de los escenarios del Consorcio no parecen consistentes con los obtenidos para el 2008 y 2010, ni con los derivados de los escenarios actualizados suministrados por Transelec, por lo que no han sido tenidos en cuenta para el análisis que sigue.

En cuanto a la gravedad en el tiempo, es claro que en el período 2008 y 2009 el asunto se torna crítico por cuanto la demanda crece y el potencial de reactivos no es capaz de sostener la tensión respectiva. En el año 2010, el tema puede verse fuertemente comprometido previo al ingreso del tercer circuito Maitencillo-Cardones y la tercera unidad de Guacolda. De hecho los resultados indican igualmente un incumplimiento de la NT de SyCS para un determinado escenario de ese año. Si bien se asume un margen de 20%, no es menos cierto que existe la posibilidad de que el operador del sistema opte por emplear un margen mayor como el correspondiente al 30% ya que en la práctica se desconoce el comportamiento real de los controladores de las TGs de Diego de Almagro y por ende –en estricto rigor- este es el límite a considerar.

Por otro lado, cabe destacar que sólo se han evaluado algunos escenarios del Consorcio en términos de la demanda de la zona, pudiendo existir otros que planteen una exigencia aún mayor (aquellos de demanda máxima de la zona). El Consorcio ha señalado en su informe, que la demanda puesta en Diego de Almagro puede exceder los 130 MW, si bien no es evidente cuando ocurriría ello, dado que ese resultado es producto de la combinación de la demanda propia del área y la disponibilidad de generación local. No obstante lo anterior, existe un claro incumplimiento normativo para la zona evaluada durante algunos escenarios del período 2008 al 2010.

Por otra parte al plantear el uso de EDAC para dar solución al problema de la pérdida de los tramos simples entre Cardones y Diego de Almagro, el Consultor da por supuesto que el subsistema norte que se separa del resto del SIC será capaz de subsistir funcionando aislado, dando por sentado que es posible implementar un esquema de formación automática de una isla, automatismo que, al igual que los demás EDAC y EDAG supuestos para el ETT, ni siquiera ha sido estudiado a nivel de pre-factibilidad. Basta mencionar que no se ha establecido que las

unidades de generación de la zona estén técnicamente capacitadas para tomar a su cargo el control de la frecuencia durante el período de funcionamiento aislado.

Como resumen de los resultados obtenidos, y con el objeto de simplificar el análisis posterior de los requerimientos de generación forzada, puede afirmarse que, **para las condiciones previas a la habilitación de obras en la zona, un límite apropiado para la importación en el nodo Diego de Almagro puede fijarse en 90 MW**, valor que surge de aplicar el margen del 30% de acuerdo a lo establecido por la NT de SyCS. En caso de aplicar el criterio del 20% el límite a aplicar sería de 103 MW.

Se destaca que estos límites fueron adoptados, y son válidos, considerando siempre un mínimo de generación en el área (al menos una TG de D. Almagro en su mínimo técnico), dado que, para los niveles de demanda de la zona informados por Transelec para el año 2010, y sin obras, no es posible abastecer la demanda con valores aceptables de tensión. Esto puede ser corroborado en el diagrama de la Figura 25.

Previo a plantear algún tipo de solución para dar cumplimiento estricto a las exigencias sobre la materia establecidas en la NT de SyCS, se propone evaluar el escenario del 2010 pero con la inclusión del tercer circuito entre Maitencillo – Cardones 220 kV, tanto con una TG como con dos TGs en Diego de Almagro. Al respecto las siguientes figuras, en ese orden, muestran:

- Figura 19: Condición previa de equilibrio, 1 TG
- Figura 20: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV, 1 TG
- Figura 21 Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión, 1 TG
  
- Figura 22: Condición previa de equilibrio, 2 TGs
- Figura 23: Curva PV evaluada con respecto a la barra Diego de Almagro 220 kV, 1 TGs
- Figura 24 Condición de equilibrio estática en el límite del colapso de tensión, 1 TGs

De esta información, y para un escenario con una sola TG en Diego de Almagro, es posible establecer que para una condición inicial con una importación de 103 MW (Figura 19), es posible llegar a un máximo de 141 MW (Figura 21), previo al colapso de tensiones, de acuerdo a la curva PV (Figura 20). Por su parte, el escenario con dos turbinas en Diego de Almagro arroja una importación inicial de 90 MW (Figura 22), con una transmisión máxima resultante previa al colapso de 198 MW (Figura 24), tal cual lo respalda la curva PV (Figura 23). Resulta evidente el efecto positivo que acarrea la incorporación de este tercer circuito entre las SS/EE Maitencillo – Cardones. Así, de asumir el 30% de penalización establecido en la NT de SyCS, las transmisiones máximas estarían fijadas en 98,7 MW y 138,6 MW, para la operación de una o dos turbinas en Diego de Almagro respectivamente. Estos límites se darían hacia mediados del año 2010 con la

incorporación de este tercer circuito (de hecho el Consorcio no lo incluyó en el escenario 1001B1S12).

### *Obras propuestas*

Habida consideración de los escenarios simulados y los resultados logrados, se estima que posibles alternativas de ampliación de esta capacidad y que permitirían lograr el abastecimiento seguro de la zona según lo establecido en la NT de SyCS, puede involucrar las siguientes obras alternativas:

- Duplicación del circuito entre las SS/EE Cardones, Carrera Pinto y Diego de Almagro.
- Inclusión de un CER de capacidad reactiva de 40 MVAR y capacitiva de 130 MVAR. El valor del rango capacitivo fue establecido, como se explica más abajo, con el objetivo de evitar el requerimiento de generación forzada por estabilidad de tensión, al menos, durante el período de análisis (hasta el año 2010). Es decir que el módulo fue establecido como el requerido para afrontar la máxima importación en el nodo Diego de Almagro que se puede llegar a tener con el circuito existente y ante la hipótesis de no contar con el despacho de Taltal. Este valor de importación, según resultados del SDDP, y hasta el año 2010, no sería mayor que 130 MW.

Se consideró que, para acotar el análisis, las 2 alternativas de inversión anteriores son las que verdaderamente están en juego y las que interesa analizar y confrontar con el costo de generación forzada. No fueron planteadas otras variantes, debido a que, en materia de líneas de transmisión, se consideró que no se justificaría plantear la inversión en más de un circuito adicional para abastecer una zona que buena parte del tiempo resulta exportadora, y cuya importación máxima se encuentra debajo de los 130 MW hasta el año 2010. No se podría justificar económicamente la inversión en 2 circuitos adicionales. Por lo tanto, como inversión en líneas, solo fue considerada la propuesta original de Transelec, que es la duplicación del tramo existente entre Cardones y Diego de Almagro, obra que por otra parte presenta grandes ventajas desde el punto de vista de la confiabilidad.

Con este objetivo se procedió entonces a simular diversos escenarios operacionales de los años 2008, 2009 y 2010 considerando una y otra obra, evaluando los nuevos límites de transmisión logrados. Para ello fueron utilizados los escenarios suministrados por Transelec, consistentes con la demanda utilizada para las simulaciones realizadas con SDDP.

A continuación se resumen los resultados relevantes del referido análisis, los que permiten definir los límites que se pueden alcanzar con las obras propuestas, y en base a los cuales se realiza posteriormente la evaluación económica.

### *Caso 2010 sin obras con 1 o 2 TGs en Diego de Almagro*

En las Figuras 26, 27 y 28 se puede apreciar, respectivamente, el estado previo de equilibrio, la condición límite previa al colapso y la correspondiente curva PV, para el escenario 2010 con una TG despachada en D. Almagro.

Se destaca que en todos los escenarios 2010 analizados se encuentra en servicio el tercer circuito Maitencillo – Cardones y está operativa la tercera unidad de Guacolda (esto es consistente con los despachos obtenidos de los resultados del estudio con SDDP).

Los resultados muestran que el valor límite alcanzado (127 MW), conduce, mediante la aplicación del 30% de margen a un límite prácticamente idéntico al de 90 MW adoptado en base a los estudios de los escenarios del Consorcio.

También fueron construidos los escenarios y curvas PV para el caso de despachar 2 unidades en D. Almagro. Es muy poco lo que se obtiene como importación adicional, llegando la potencia límite previa al colapso a 135 MW, lo que determina un límite (para el 30% de margen) de 94.5 MW, es decir que prácticamente se mantiene el mismo límite adoptado (90 MW).

### *Caso 2010 con CER en Diego de Almagro*

Fueron realizadas simulaciones similares a las descritas para los casos anteriores, de modo de determinar un módulo de compensación capacitiva para dimensionar un CER ubicado en la misma localización propuesta por Transelec (estación D. Almagro). El objetivo del dimensionamiento fue el de lograr que la presencia del CER permita operar, al menos hasta el año 2010, sin generación forzada en D. Almagro, cumpliendo con los límites de importación impuestos por estabilidad de tensión, teniendo en cuenta la operación prevista de las centrales del área de acuerdo el estudio desarrollado con SDDP.

En la Figuras 29 se puede apreciar la condición límite previa al colapso para el escenario 2010 con un CER de 130 MVar operativo en D. Almagro. Se destaca que la ejecución de la actividad de construcción de la curva PV, mediante el simulador Power Factory, se interrumpe para la situación límite mostrada, si bien no se aprecian en la zona en estudio signos de colapso de tensión. Sin embargo, el sistema se encuentra alcanzando otros límites operativos en otras áreas, como consecuencia de la alta transferencia hacia el norte. El límite alcanzado es de 176 MW, el que, con la aplicación del 30% de margen, determina un límite por estabilidad de tensión de **123 MW**. (Para un margen del 20% el límite sería de 140 MW).

### *Caso 2010 con duplicación del tramo entre Cardones, C. Pinto y Diego de Almagro*

En las Figuras 30 y 31 se puede apreciar, respectivamente, la condición límite previa al colapso y la correspondiente curva PV, para el escenario 2010 con el tramo de 220 kV duplicado entre Cardones, C. Pinto y D. Almagro. (Se aclara que

el vínculo que se muestra en la figura representa un equivalente de ambos circuitos en paralelo),

El límite alcanzado es de 149 MW, el que, con la aplicación del 30% de margen, determina un límite por estabilidad de tensión de **104 MW**. (Para un margen del 20% el límite sería de 119 MW).

Se aprecia que no resulta muy importante el aporte de la línea para mejorar el límite por estabilidad de tensión (14 MW adicionales). Esto ocurre porque, a pesar de la importante disponibilidad de transporte (desde el punto de vista de capacidad térmica de los conductores), ante altas transferencias continúa resultando un corredor muy extenso que sigue requiriendo de algún soporte de tensión local.

Es por ello que resulta mejor solución, para un problema estrictamente de estabilidad tensión, la instalación de un CER con las características del propuesto. Como contrapartida, la duplicación del corredor representa un importante aporte desde el punto de vista de confiabilidad.

Es evidente que la solución integral resultaría la duplicación del corredor y la instalación simultánea de un CER. En la Figura 32 se muestra la condición final de equilibrio previa al colapso con ambas obras funcionando simultáneamente. De este resultado se puede inferir que, sin generación forzada, el sistema puede alcanzar un límite de importación por estabilidad de tensión de **130 MW** (para un margen de 20 % el límite alcanzaría 148 MW). La conveniencia de esa inversión estará supeditada a su justificación económica, materia que se analiza más adelante.

En otro orden, la incorporación de un segundo circuito desde Cardones al norte, tiene además la virtud de que evita el empleo de medidas de control extremas como un EDAC directo ante la pérdida de un circuito del tramo, el que requeriría un gran volumen de corte y resultaría complejo de implementar.

Si no se construye el segundo circuito propuesto entre Cardones, Carrera Pinto y Diego de Almagro, ni se instala el CER (como segunda opción), las situaciones que pueden darse en la operación en las que se vulneren los límites de estabilidad de tensión determinados pueden ser tales que obliguen al despacho forzado de unidades de la zona durante muchas horas en el año, particularmente si se siguen presentando condiciones de restricción en el abastecimiento de gas.

Por esto motivo, en la segunda parte de este informe se presenta un análisis realizado para determinar los sobrecostos de generación forzada esperada para poder compararlos con los costos de inversión de las obras propuestas.

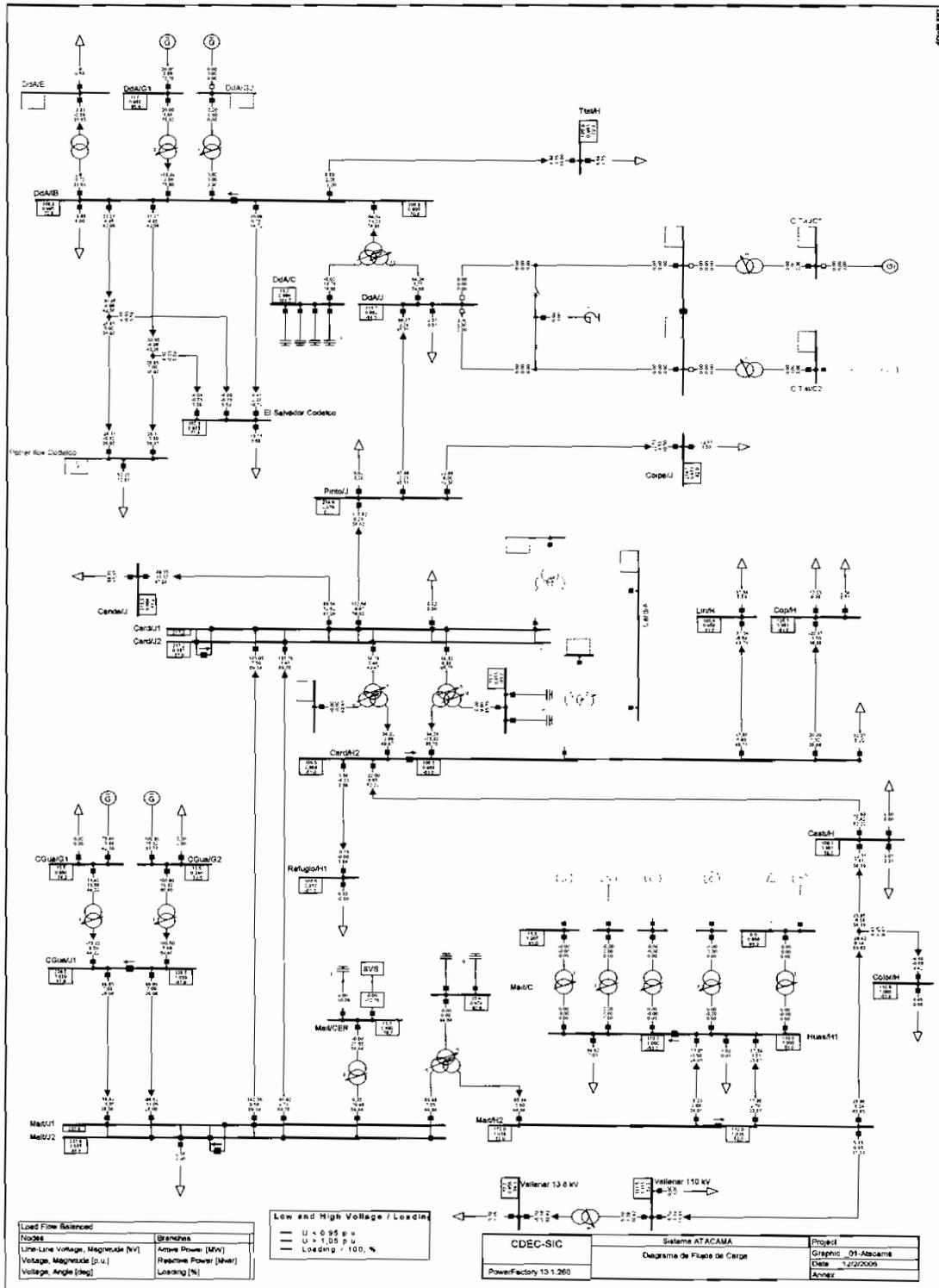


Figura 1: Escenario 0802B4S18 + 1TG condición inicial

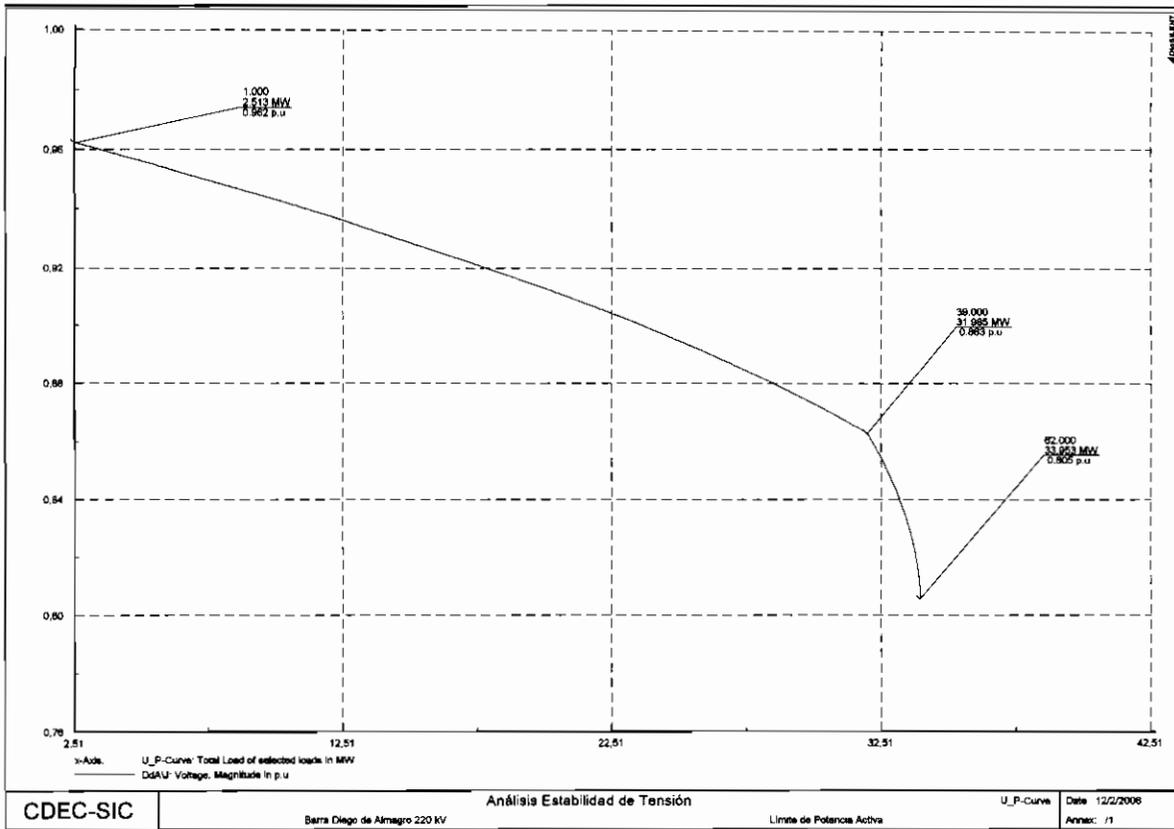


Figura 2: Escenario 0802B4S18 + 1TG curva PV en Diego de Almagro 220 kV

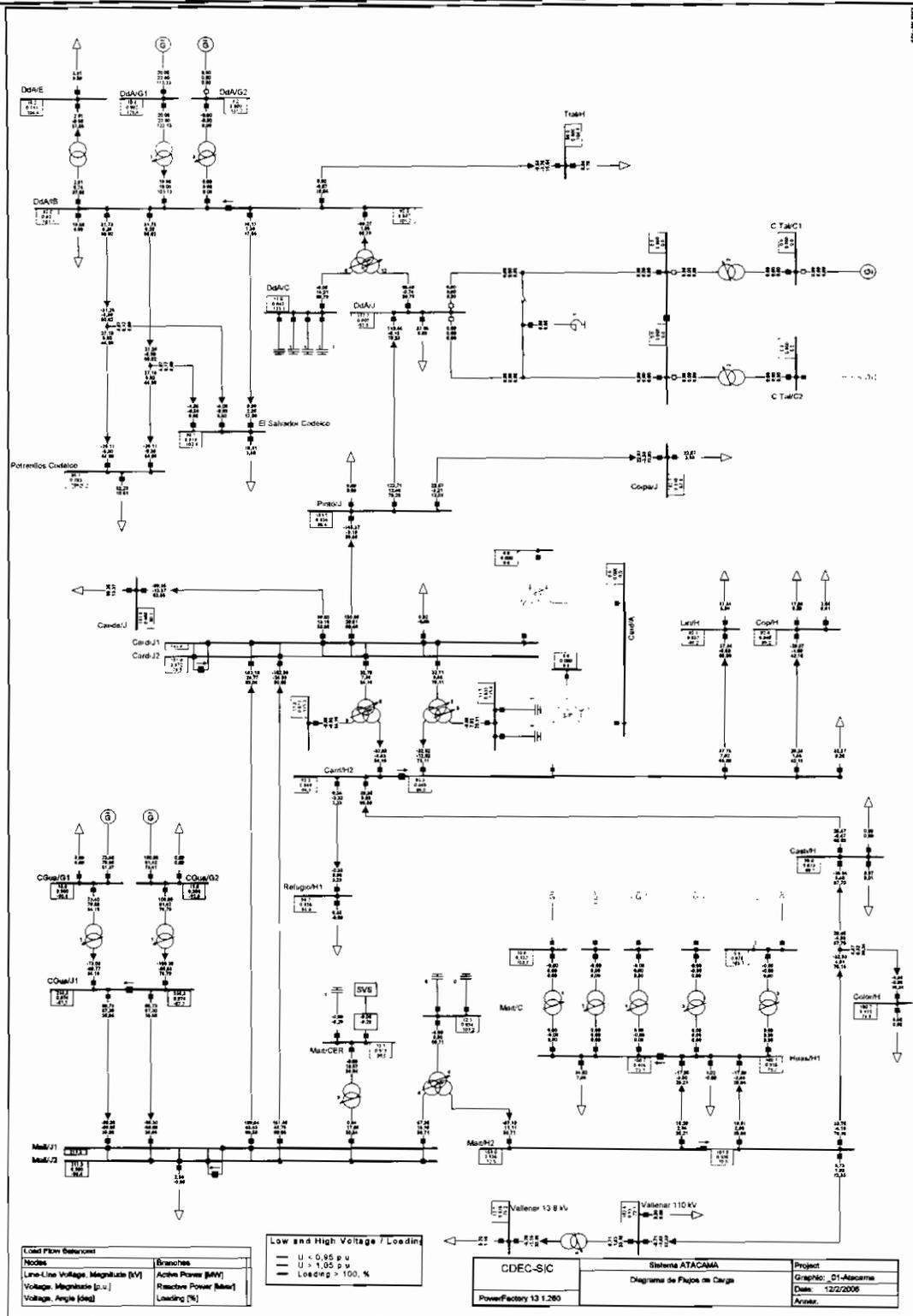


Figura 3: Escenario 0802B4S18 +1TG condición final límite estabilidad de tensión

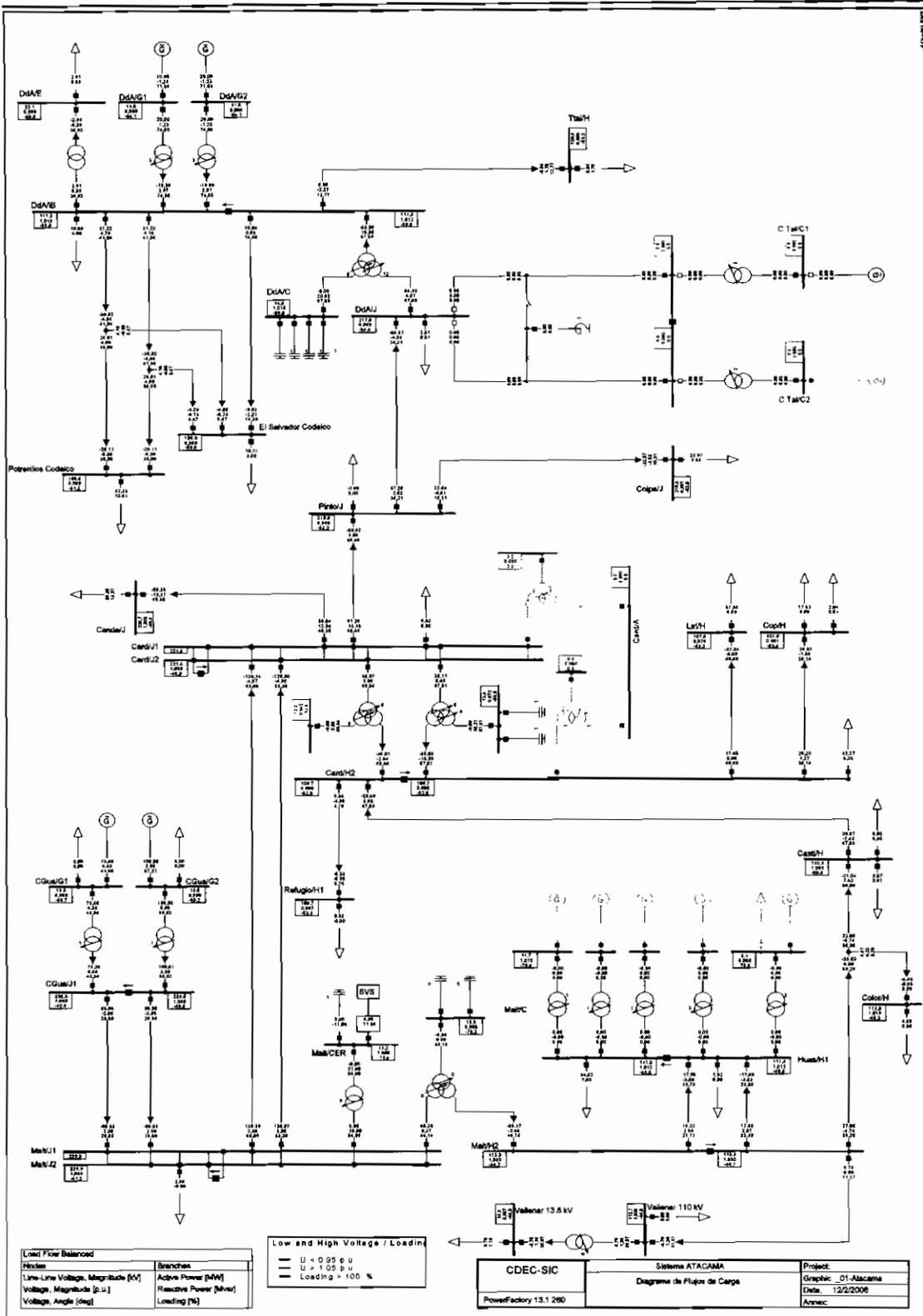


Figura 4: Escenario 0802B4S18 + 2TG condición inicial

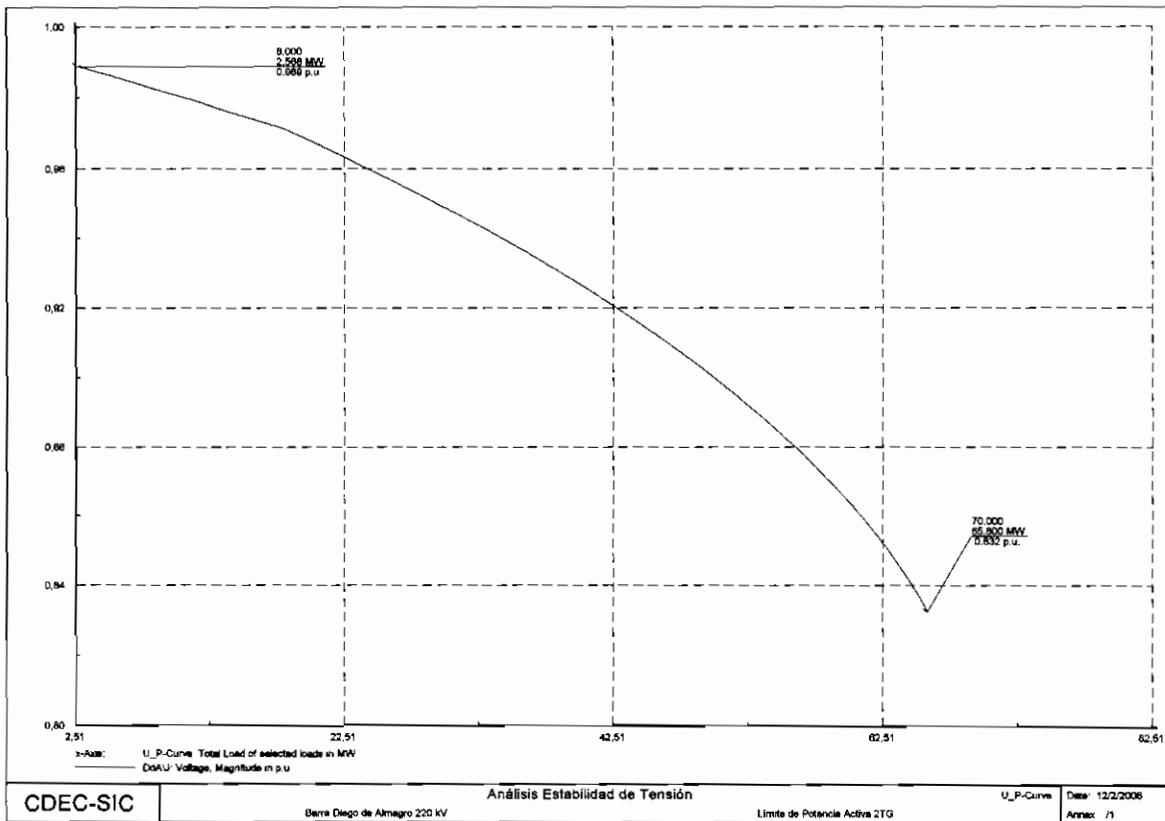


Figura 5: Escenario 0802B4S18 + 2TG curva PV en Diego de Almagro 220 kV

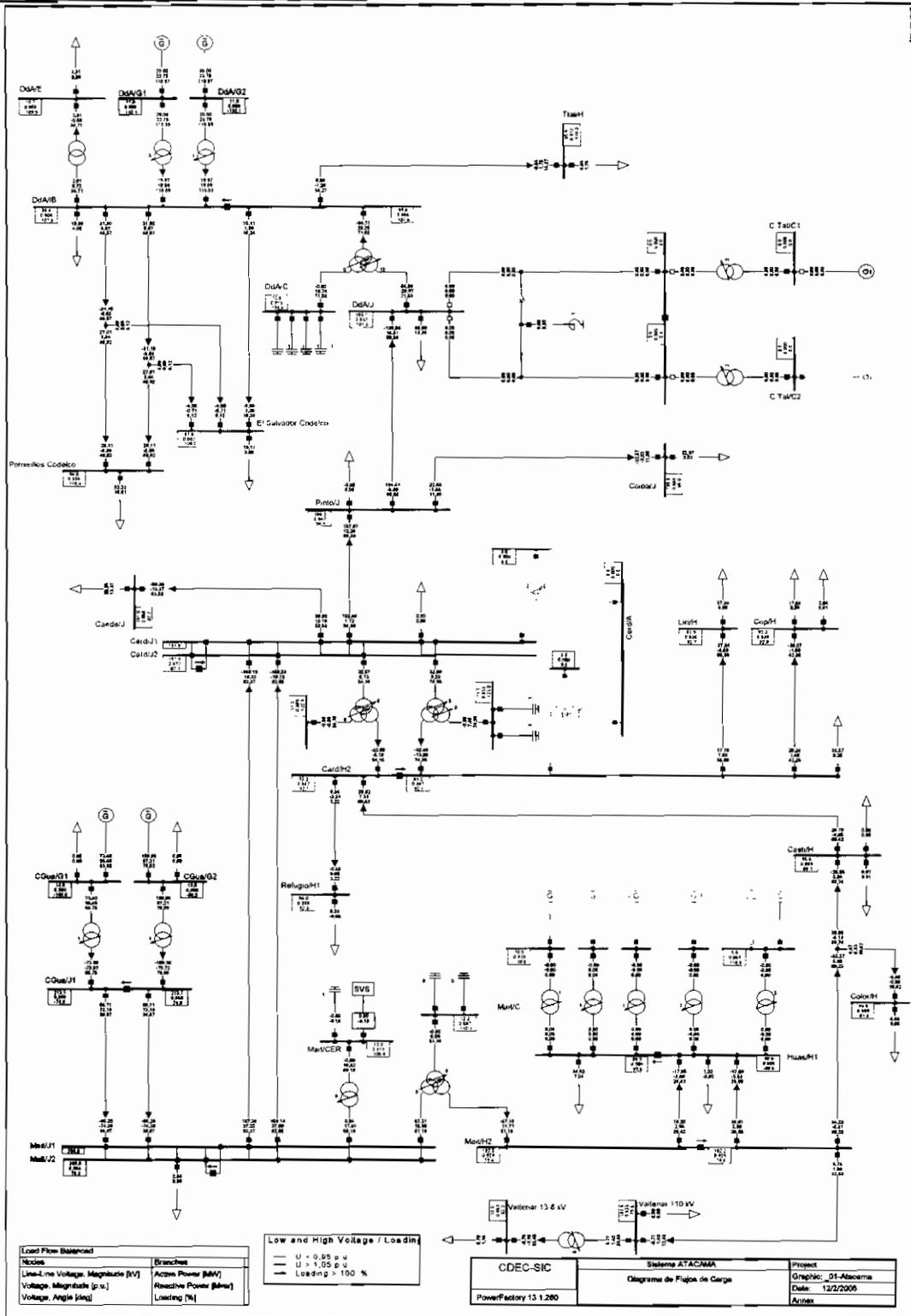


Figura 6: Escenario 0802B4S18 +2TG condición final límite estabilidad de tensión

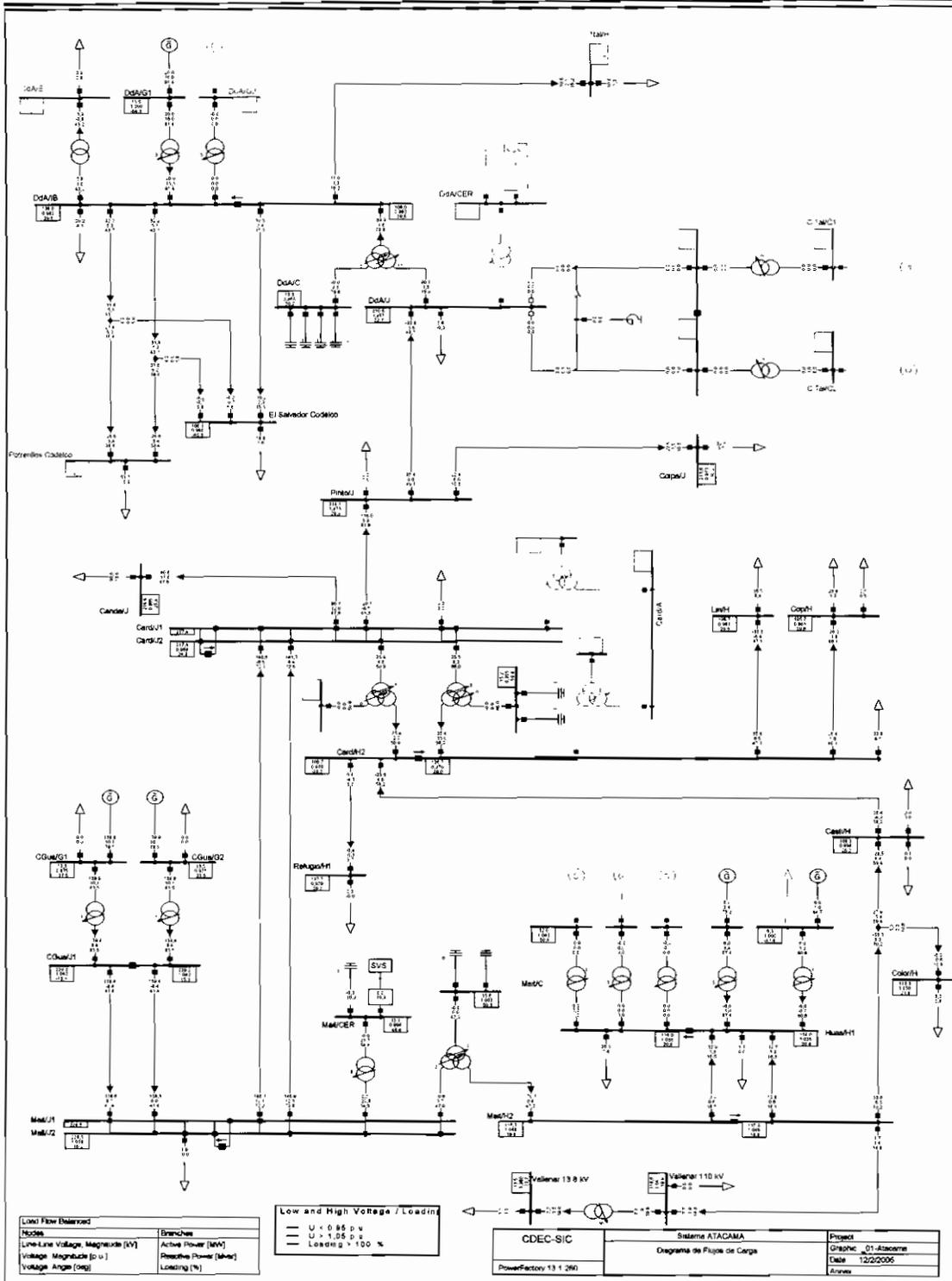


Figura 7: Escenario 0905B3S36 + 1TG condición inicial

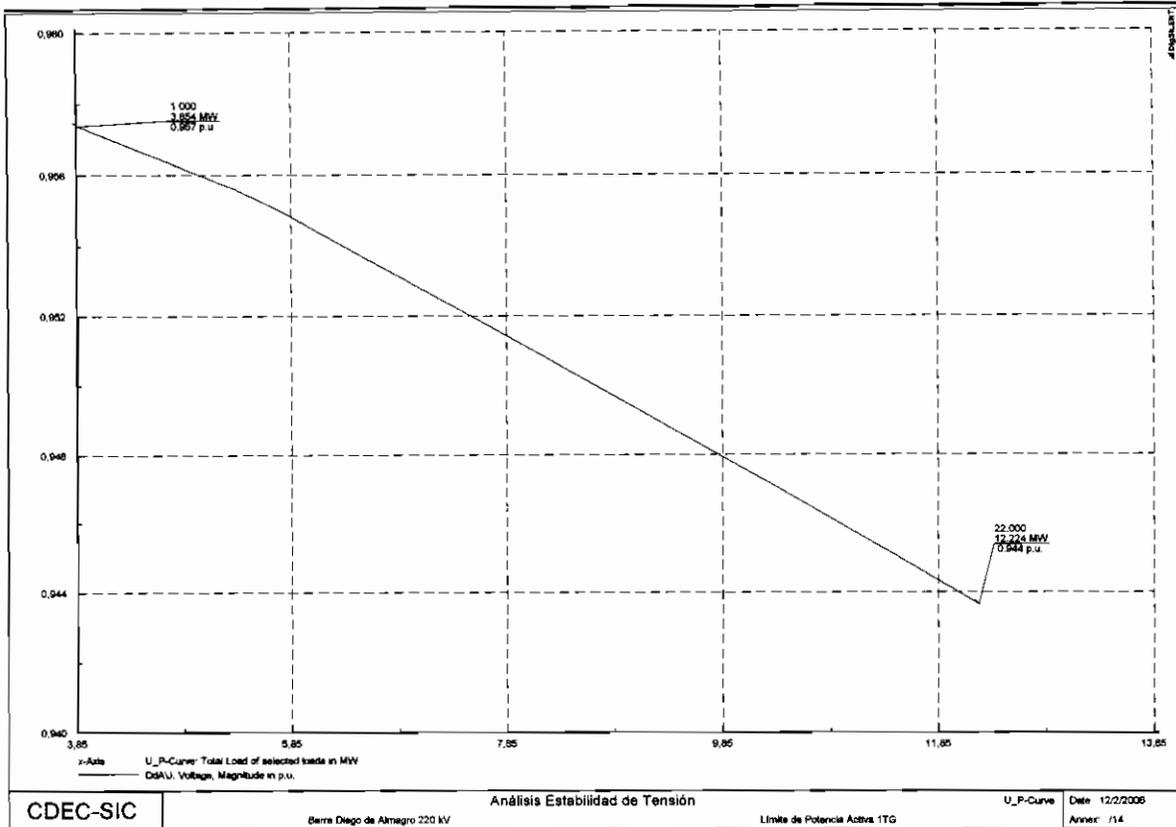


Figura 8: Escenario 0905B3S36 + 1TG curva PV en Diego de Almagro 220 kV

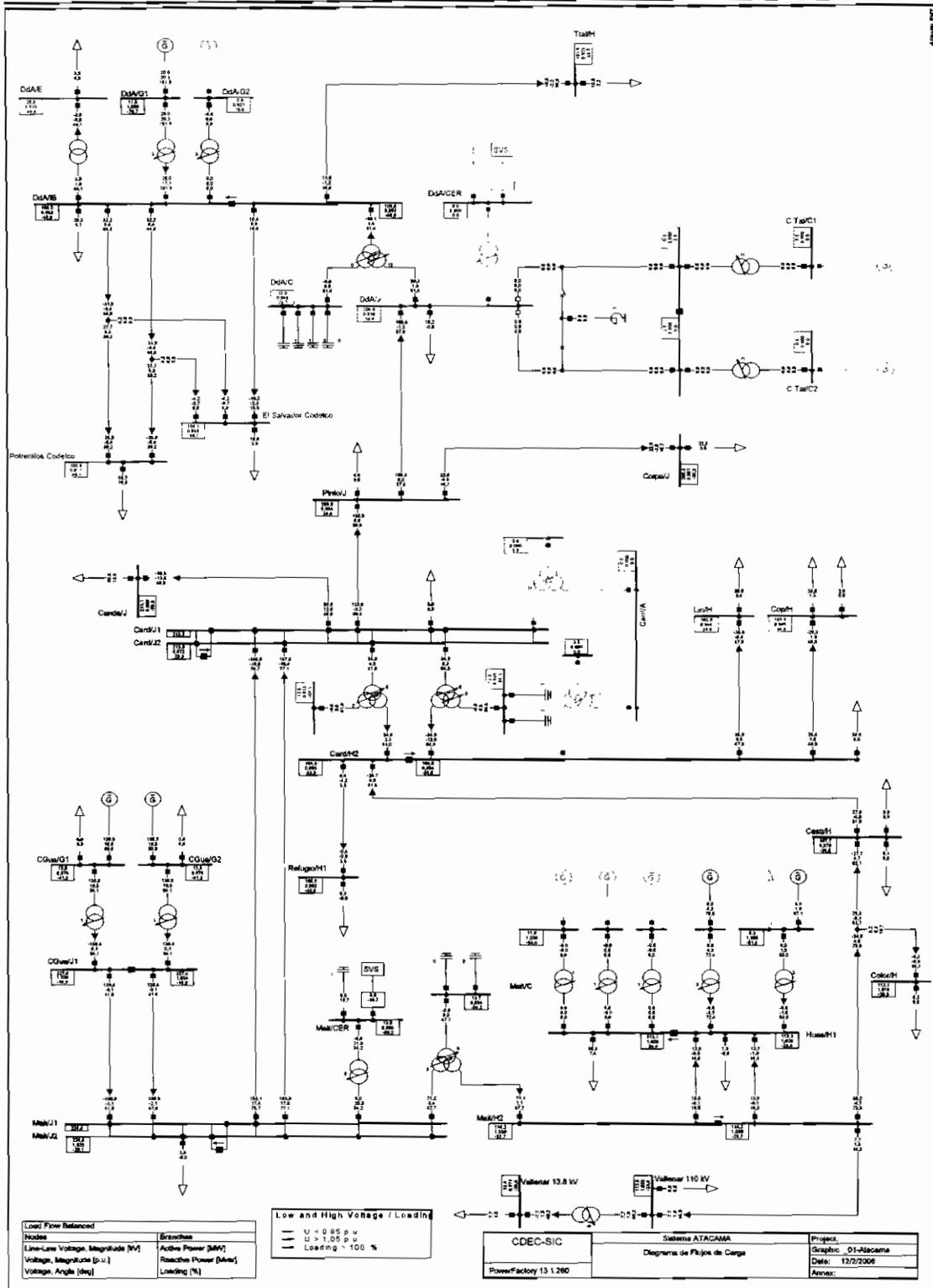
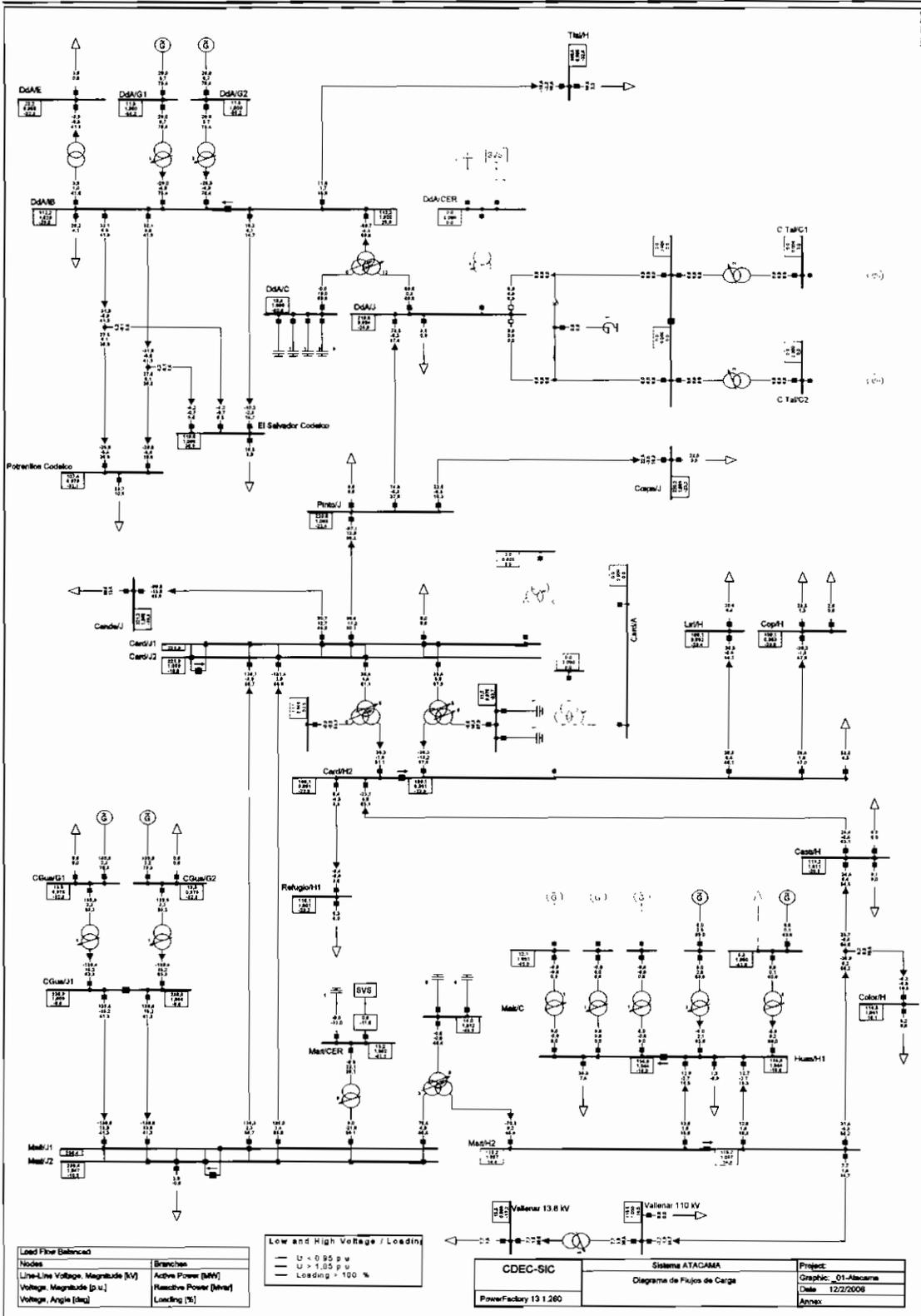


Figura 9: Escenario 0905B3S36 +1TG condición final límite estabilidad de tensión



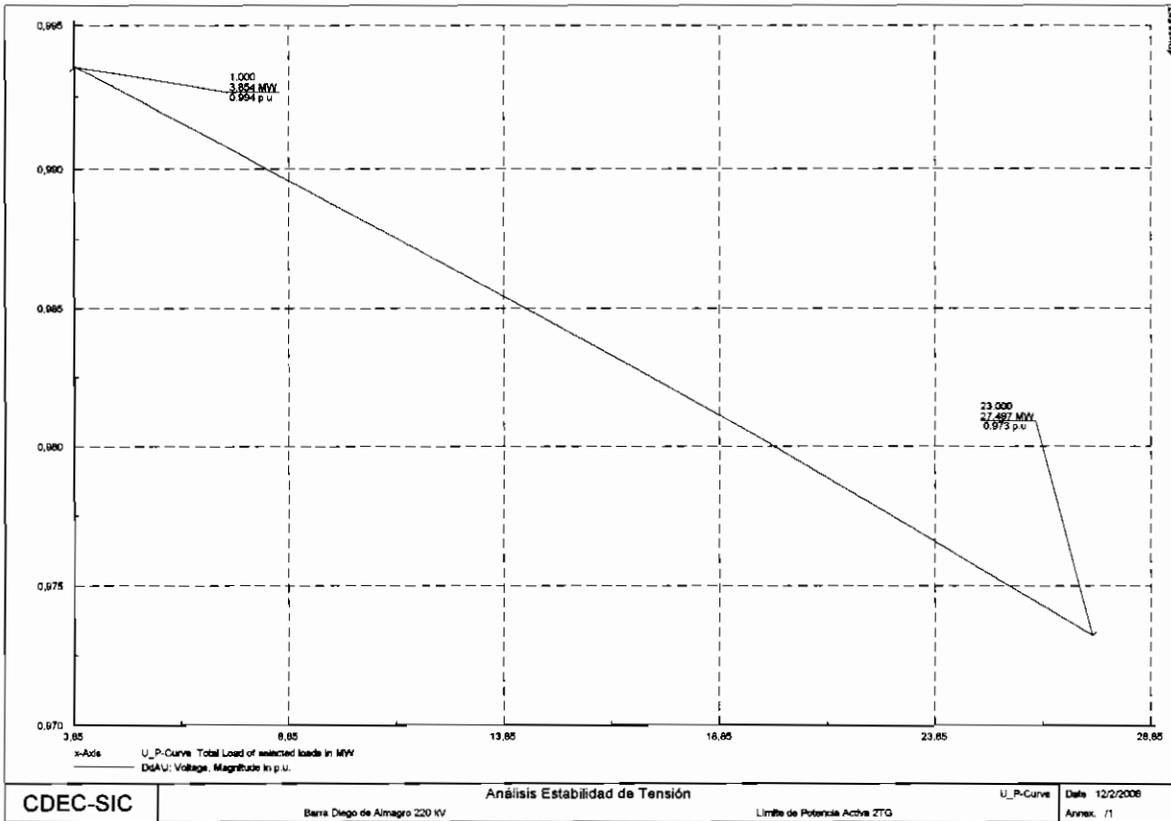


Figura 11: Escenario 0905B3S36 + 2TG curva PV en Diego de Almagro 220 kV

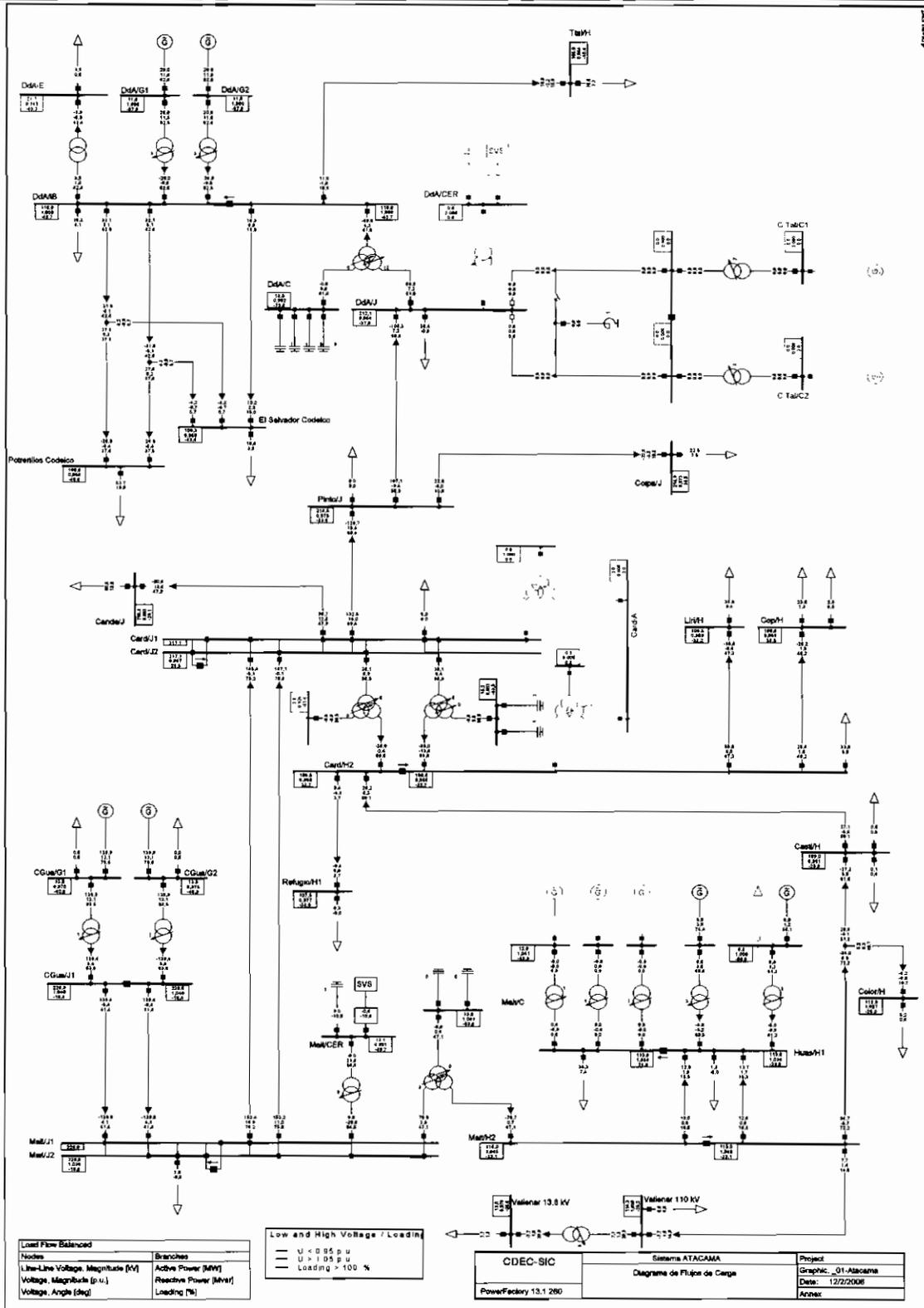


Figura 12: Escenario 0905B3S36 +2TG condición final límite estabilidad de tensión



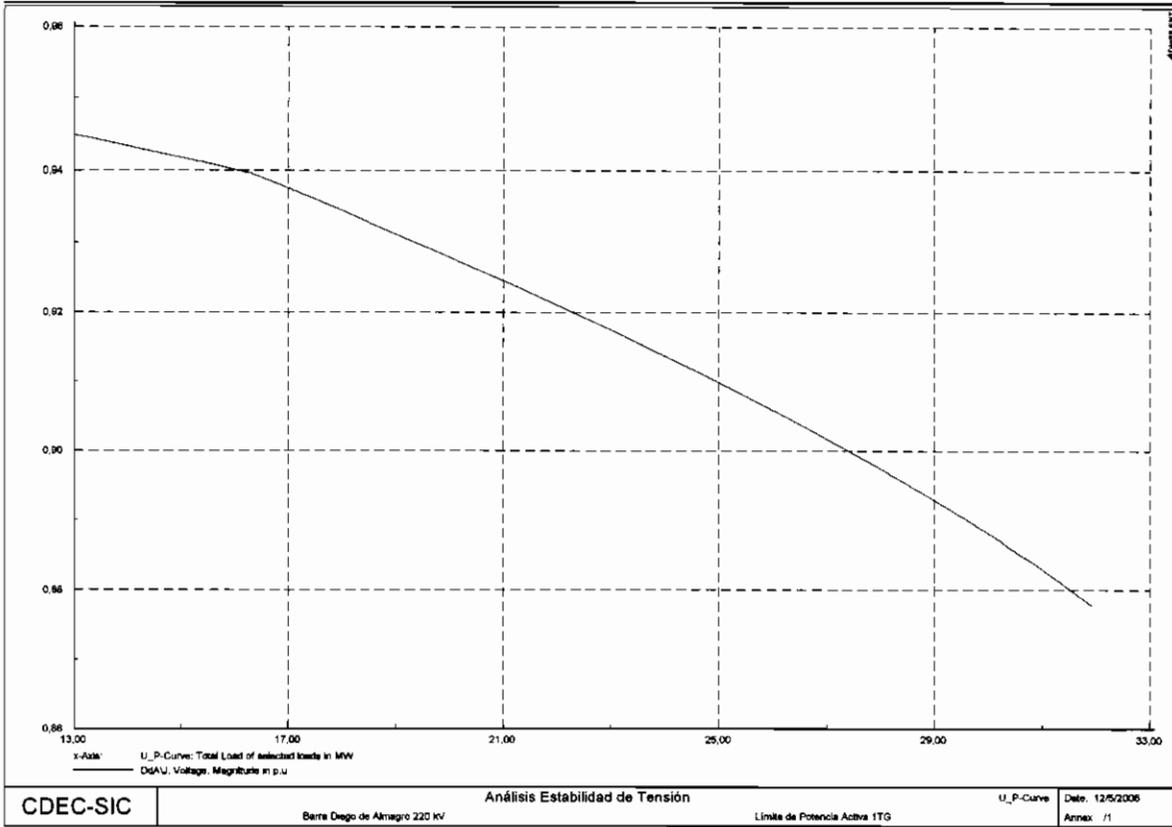


Figura 14: Escenario 1001B1S12 + 1TG curva PV en Diego de Almagro 220 kV

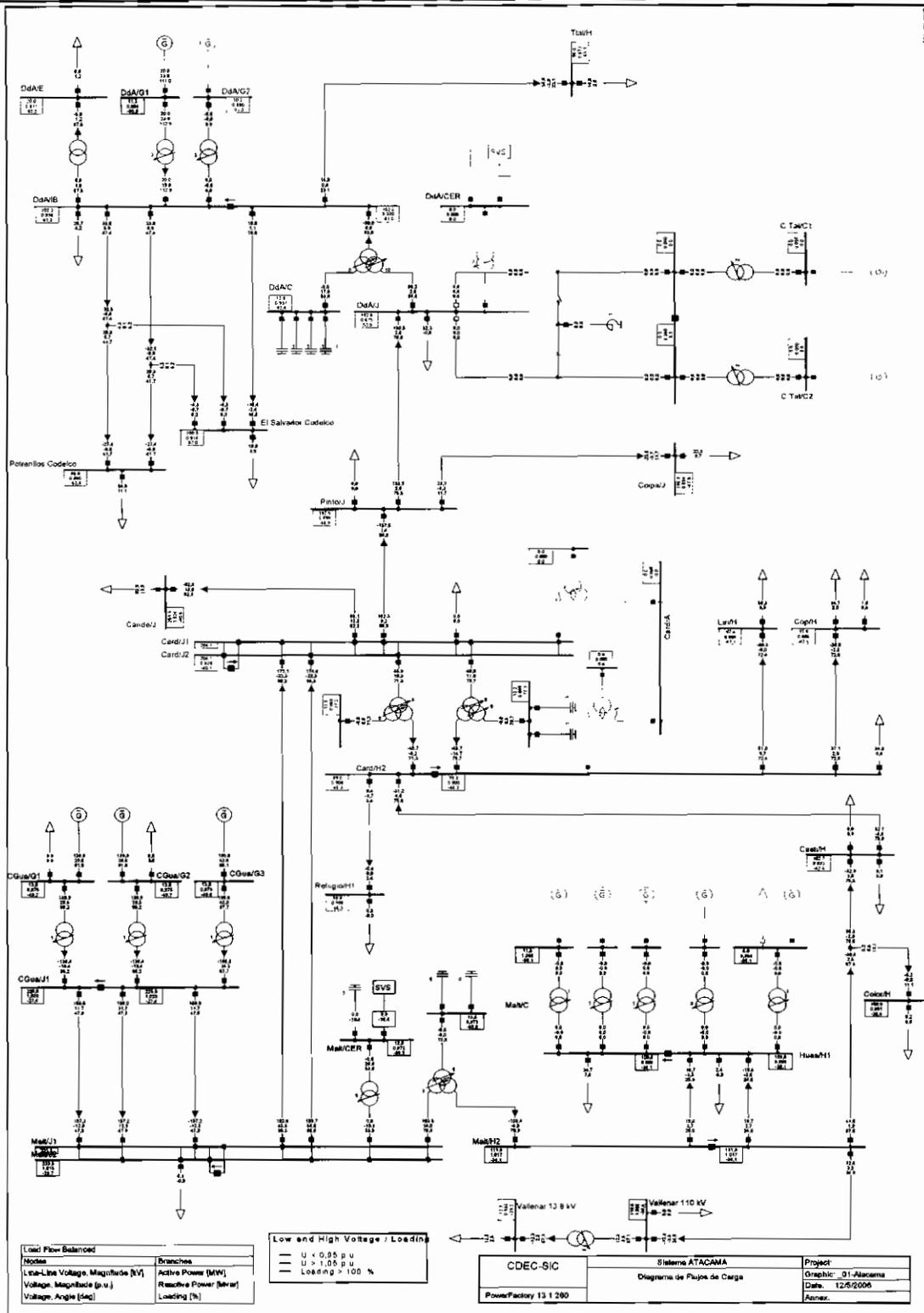


Figura 15: Escenario 1001B1S12 + 1TG condición final límite estabilidad de tensión



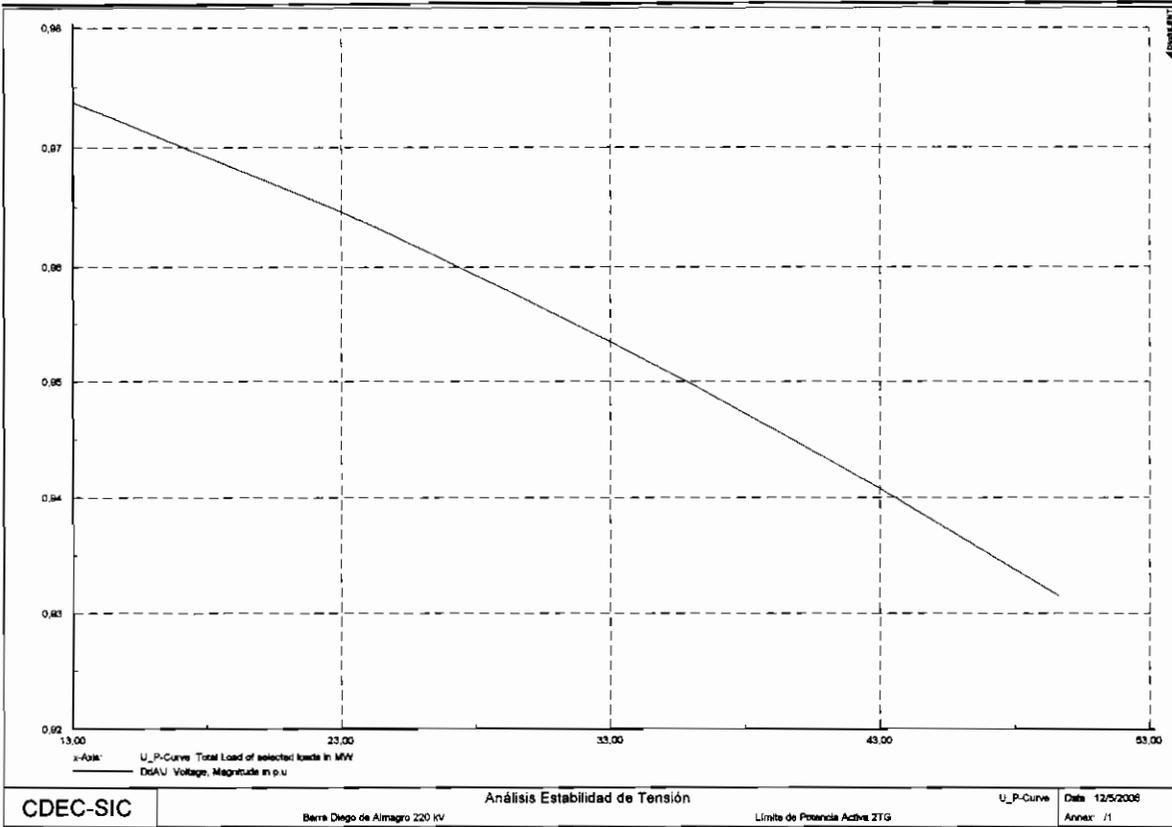


Figura 17: Escenario 1001B1S12 + 2TG curva PV en Diego de Almagro 220 kV

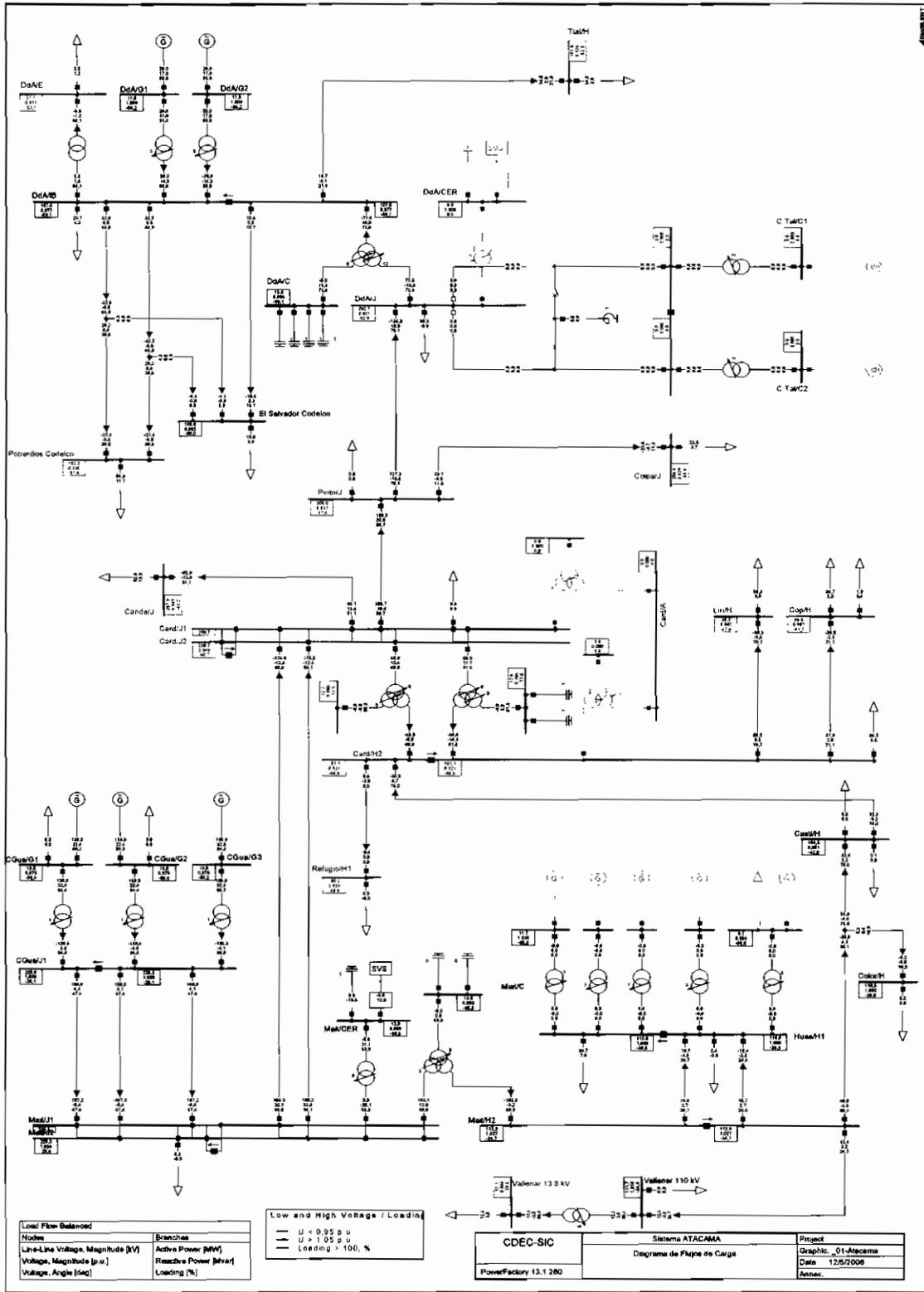


Figura 18: Escenario 1001B1S12 + 2TG condición final límite estabilidad de tensión

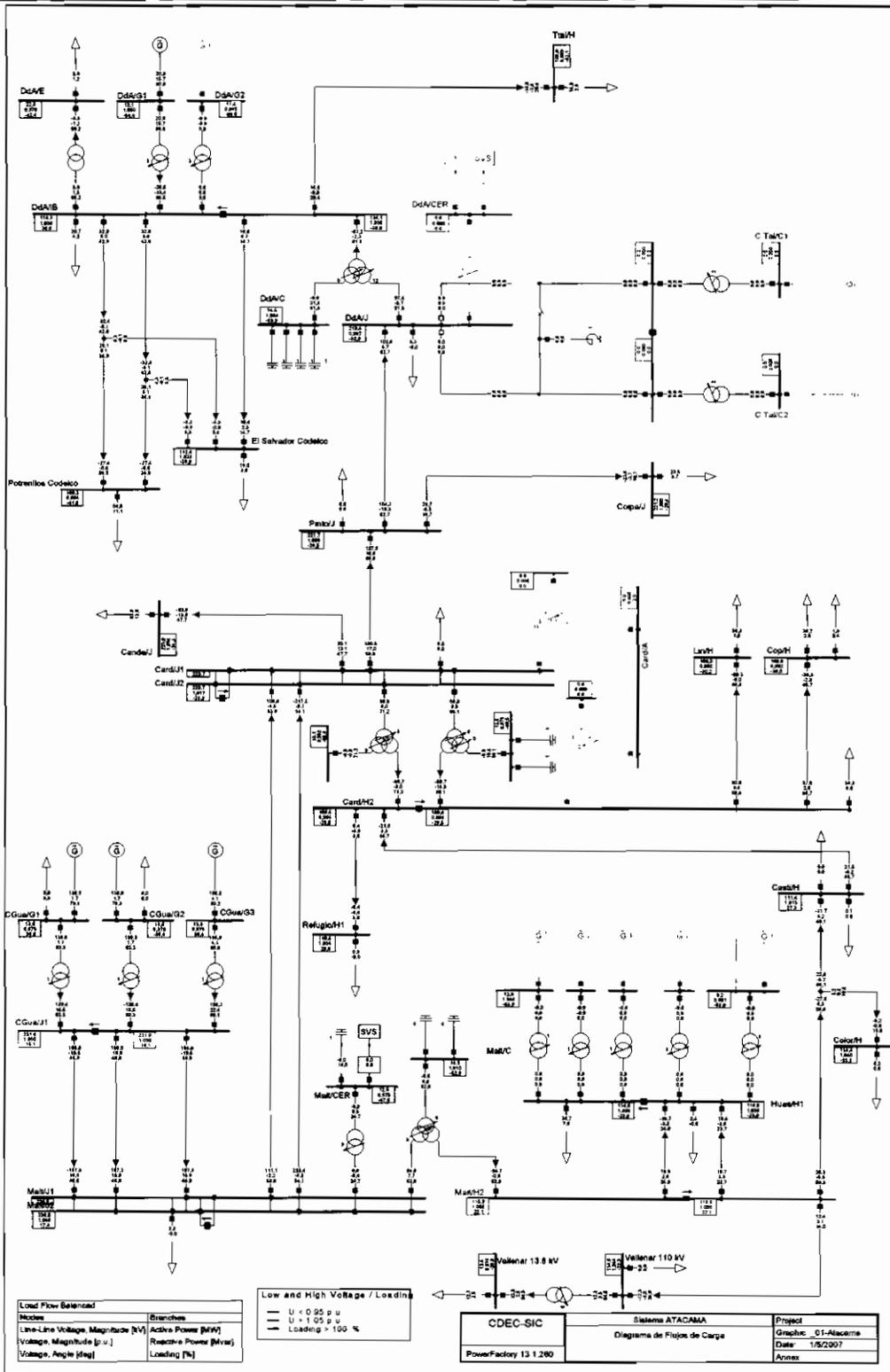
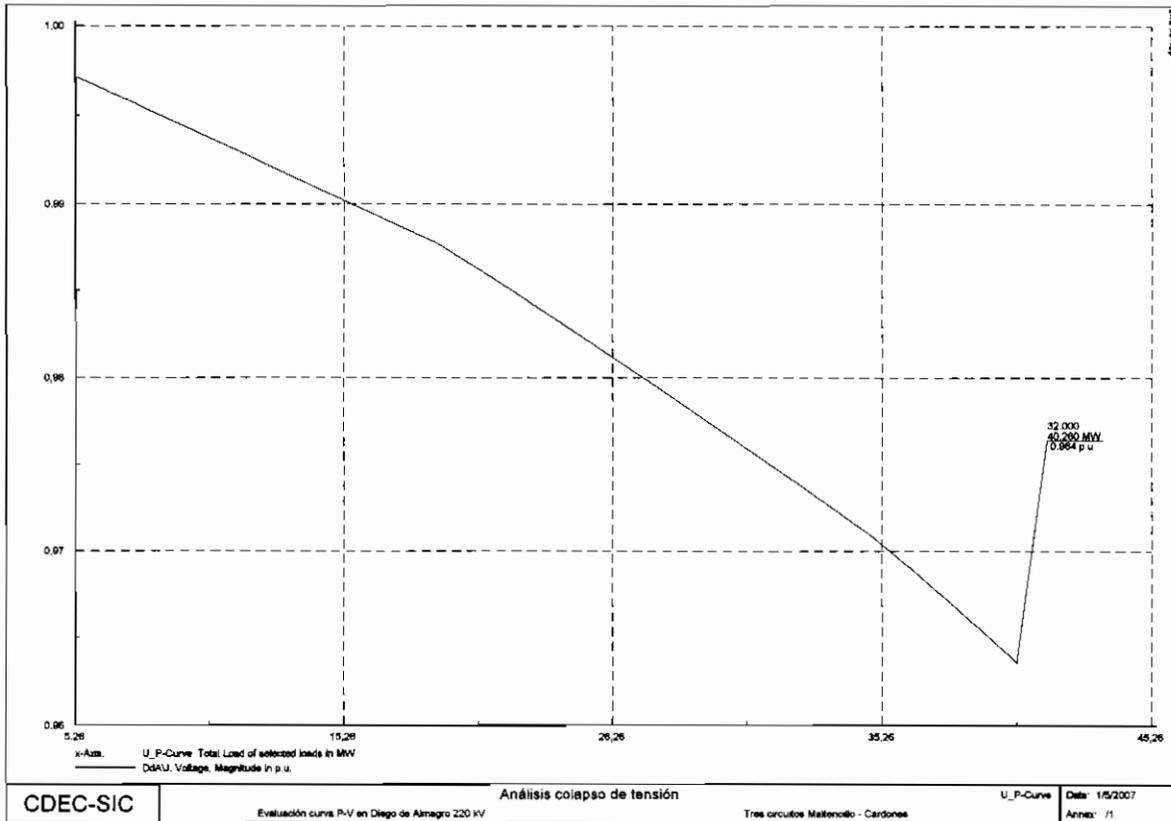


Figura 19: Escenario 1001B1S12 + 1TG condición inicial + 3ctos. Maitencillo-Cardones



**Figura 20: Escenario 1001B1S12 + 1TG + 3ctos. Maitencillo-Cardones  
Curva PV en Diego de Almagro 220 kV**



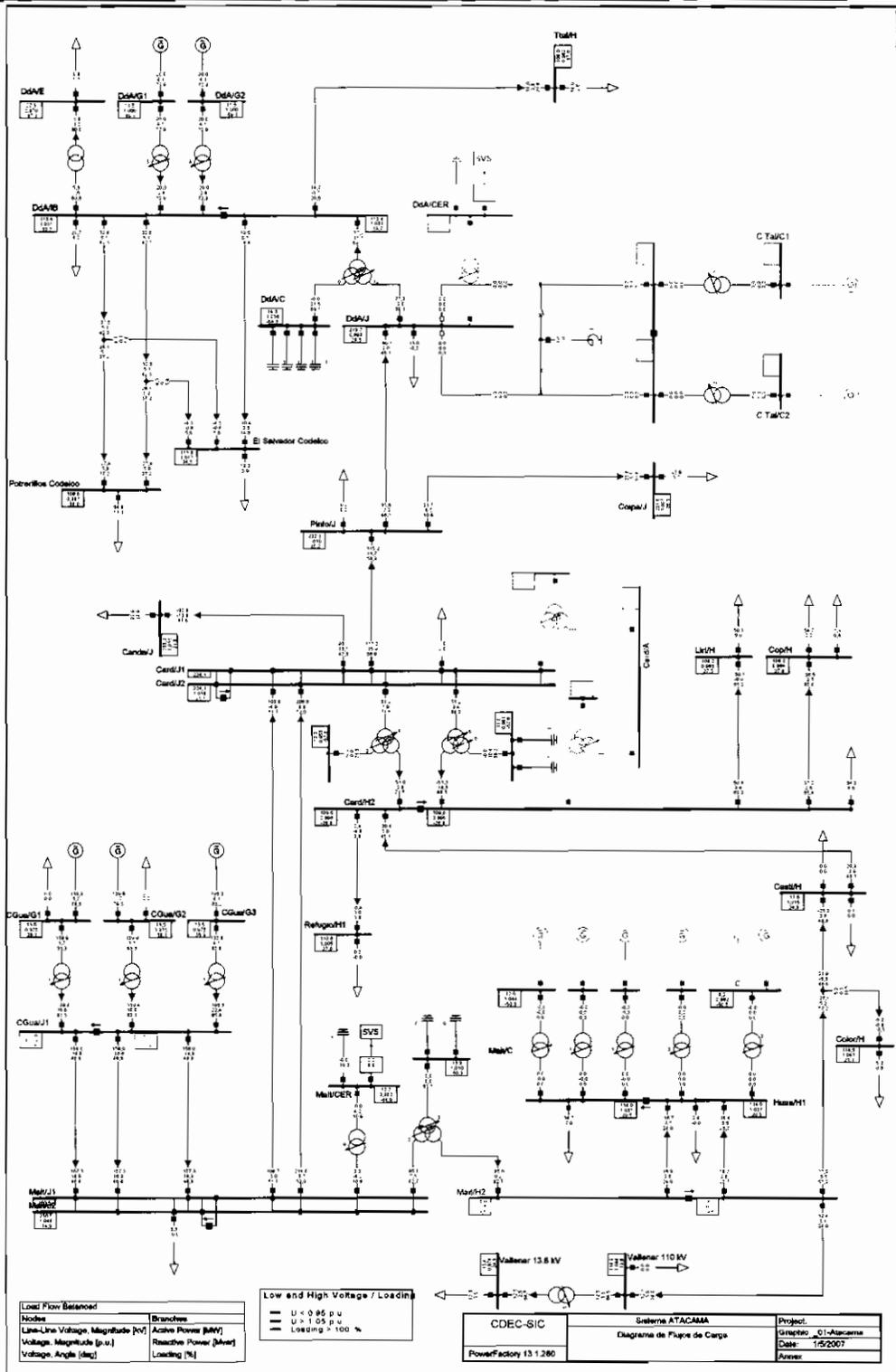
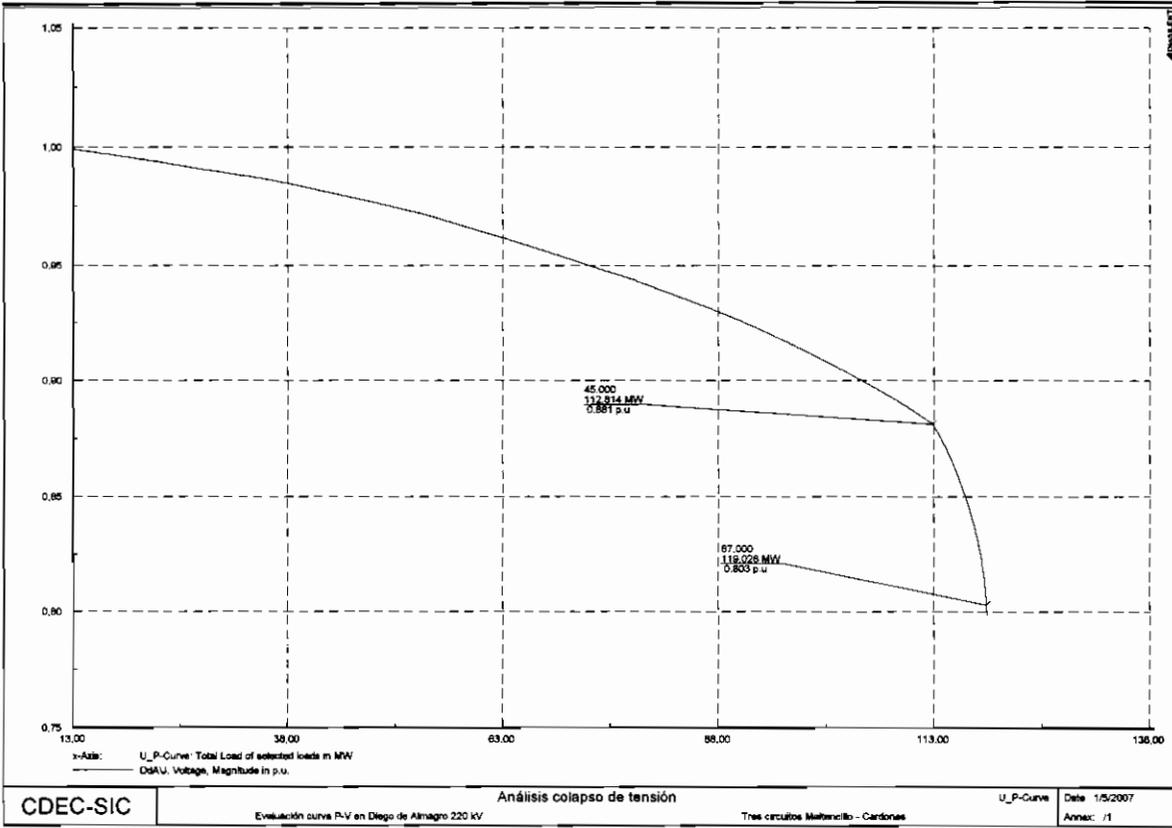


Figura 22: Escenario 1001B1S12 + 2TG condición inicial + 3ctos. Maitencillo-Cardones



**Figura 23: Escenario 1001B1S12 + 2TG + 3ctos. Maitencillo-Cardones  
Curva PV en Diego de Almagro 220 kV**

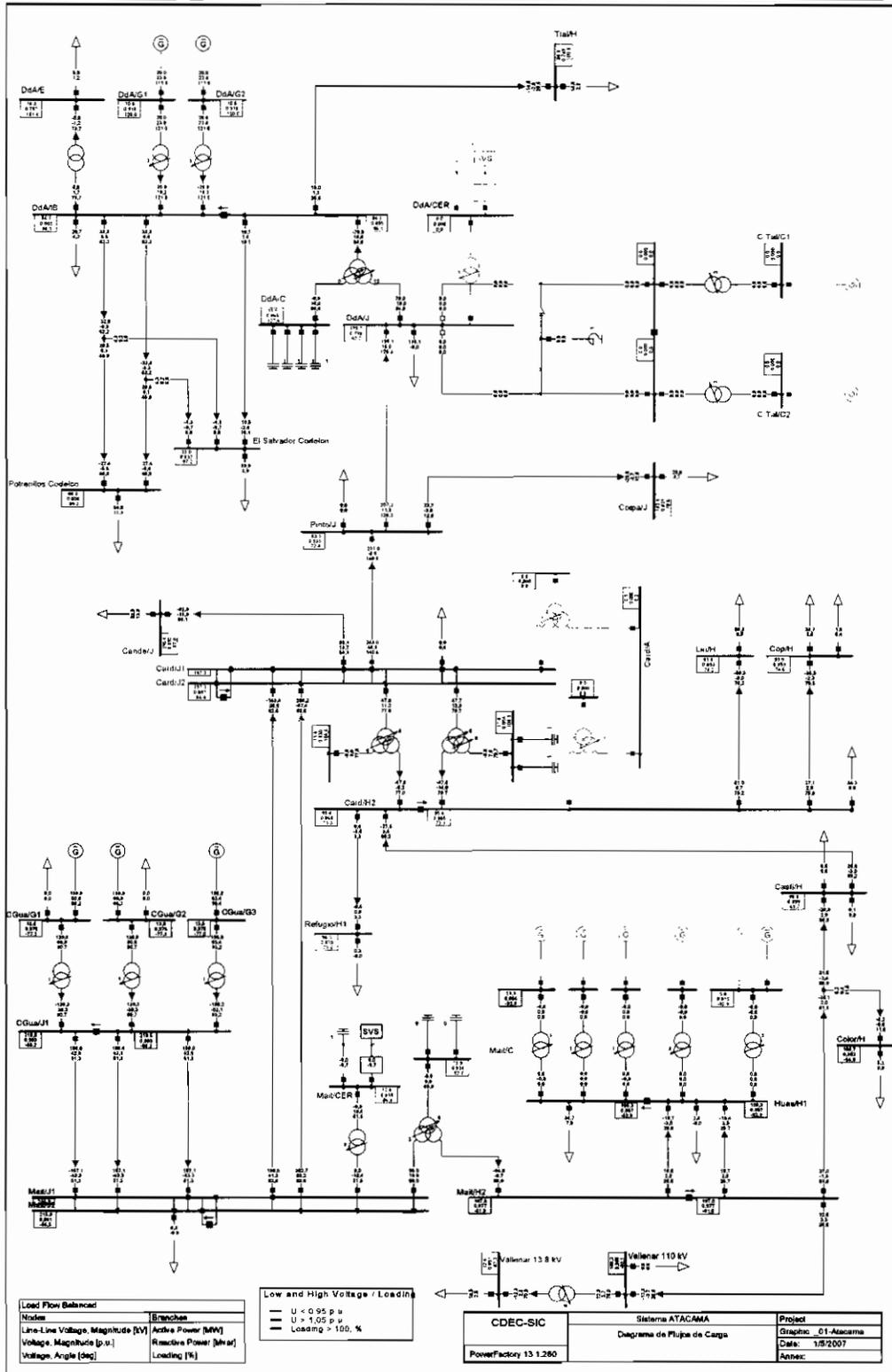


Figura 24: Escenario 1001B1S12 + 2TG + 3ctos. Maitencillo-Cardones condición final límite estabilidad de tensión

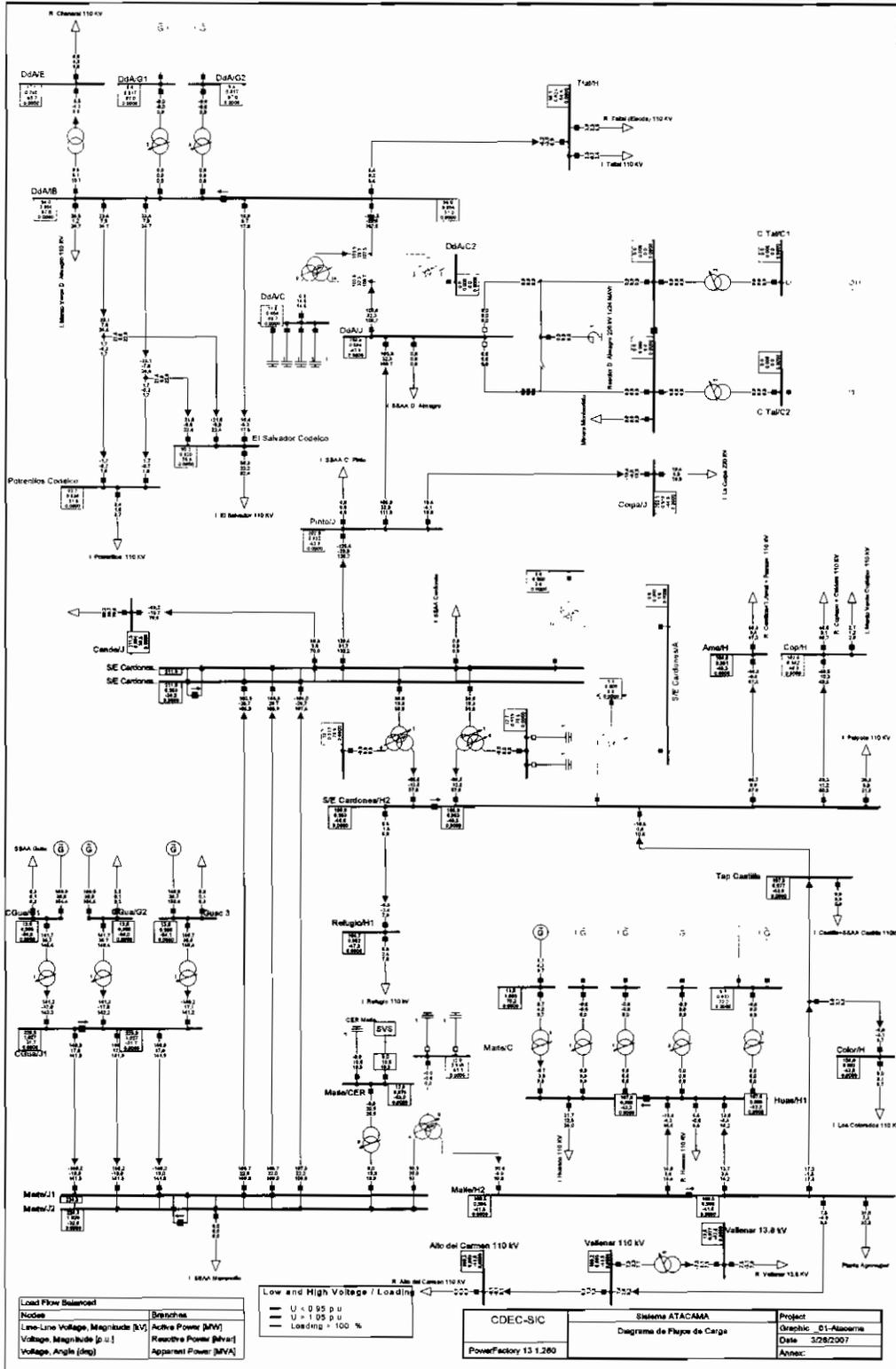


Figura 25: Escenario 2010 – Sin Generación en el extremo Norte.

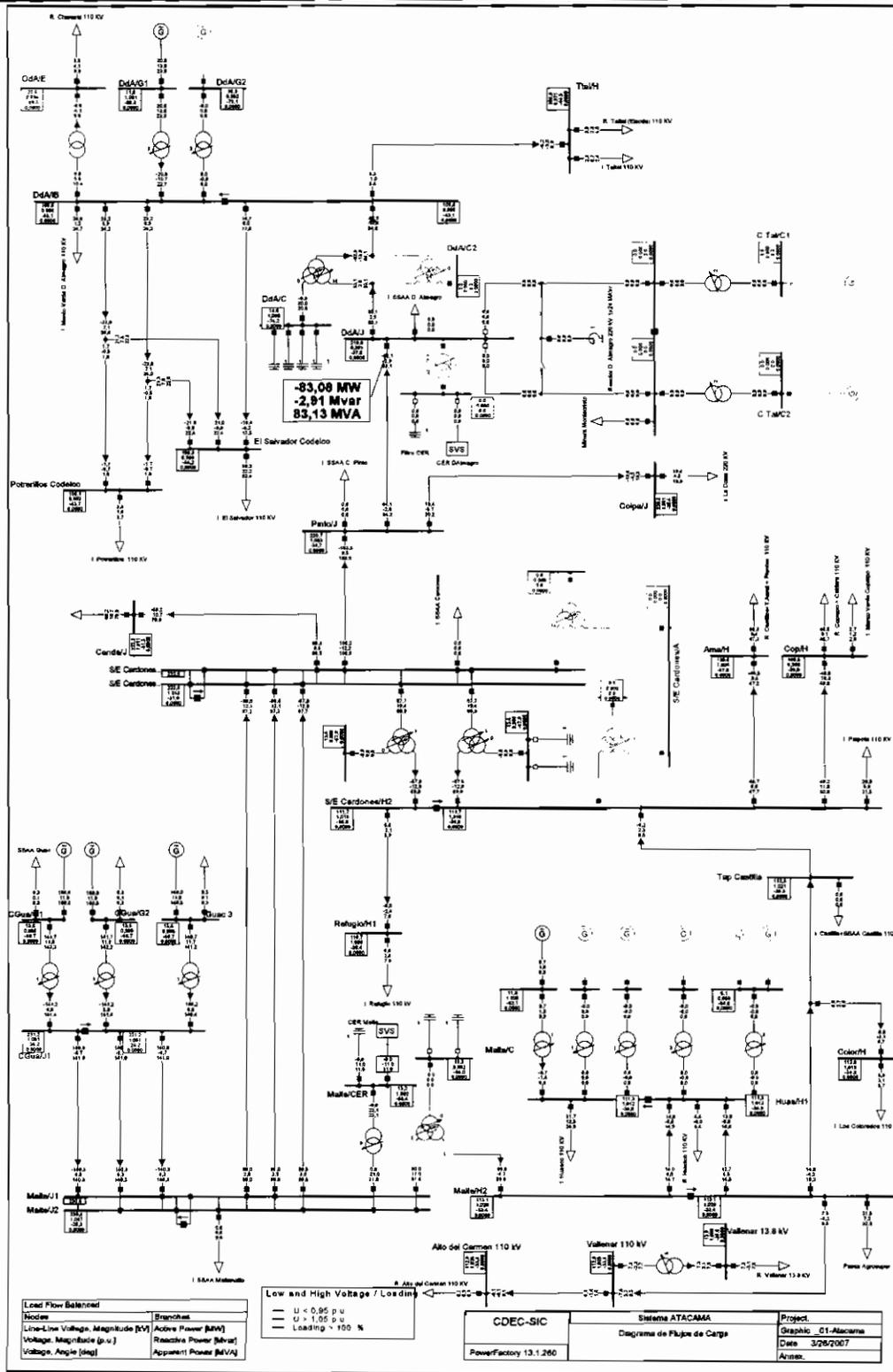


Figura 26: Escenario 2010 – 1 TG en D. Almagro.

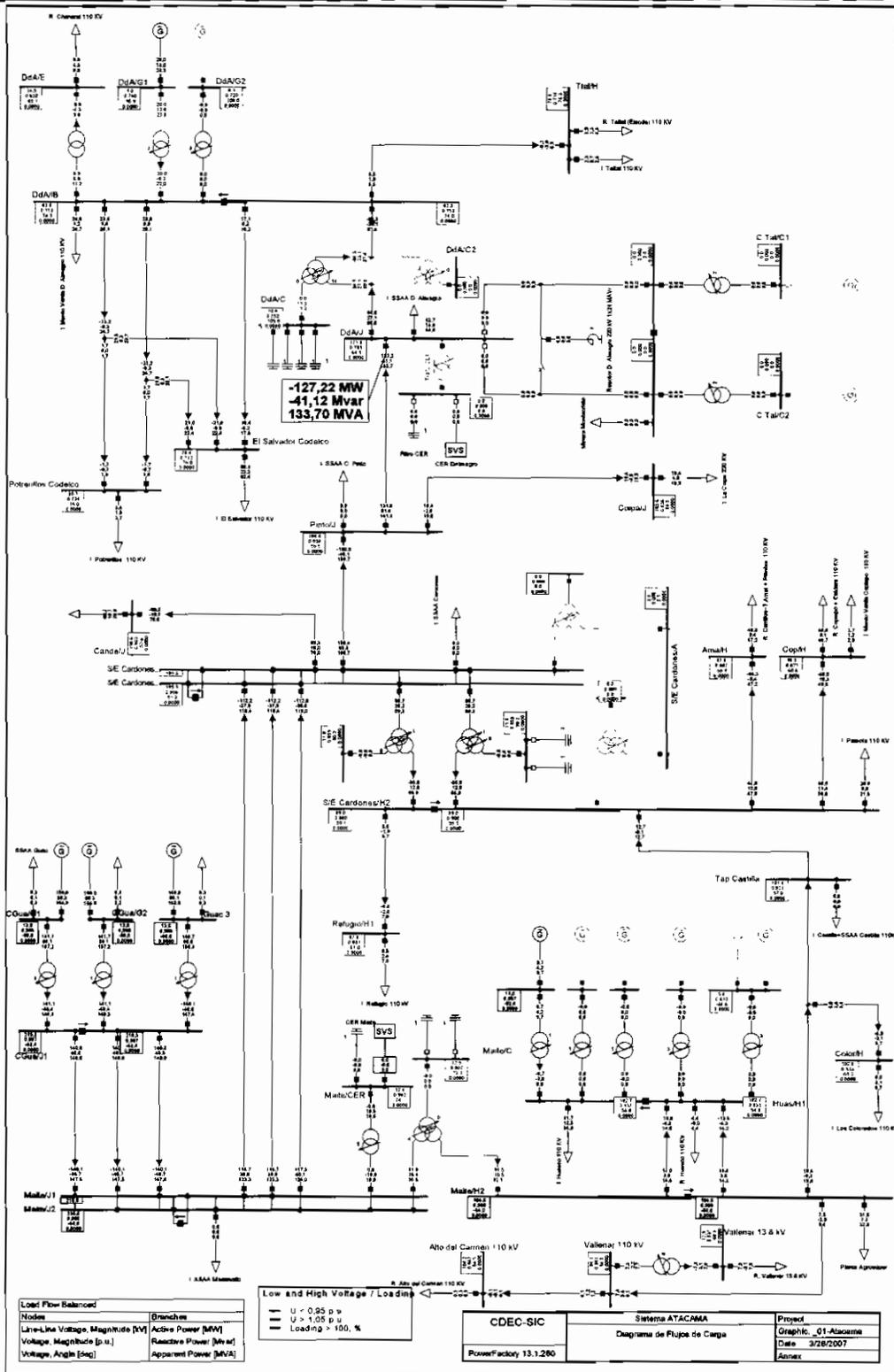


Figura 27: Escenario 2010 – 1 TG en D. Almagro – condición final límite estabilidad de tensión.

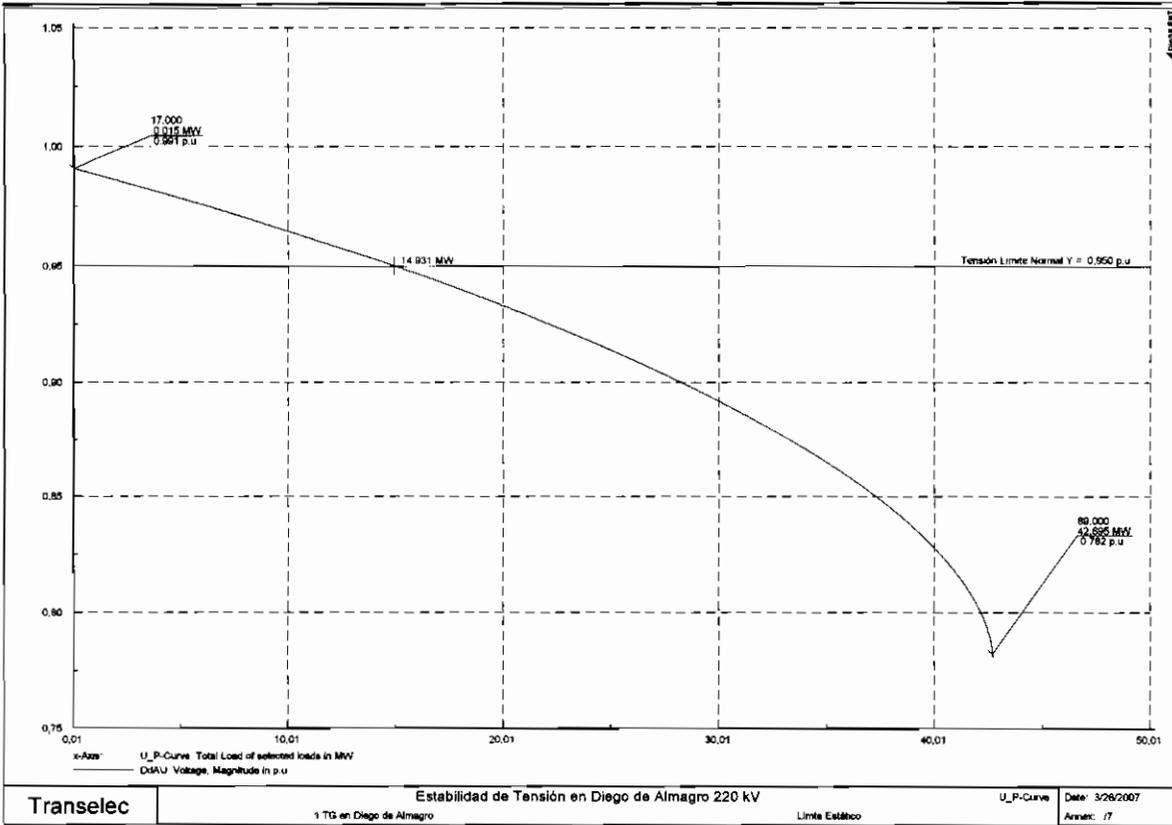


Figura 28: Escenario 2010 – 1 TG en D. Almagro – curva PV en Diego de Almagro 220 kV.

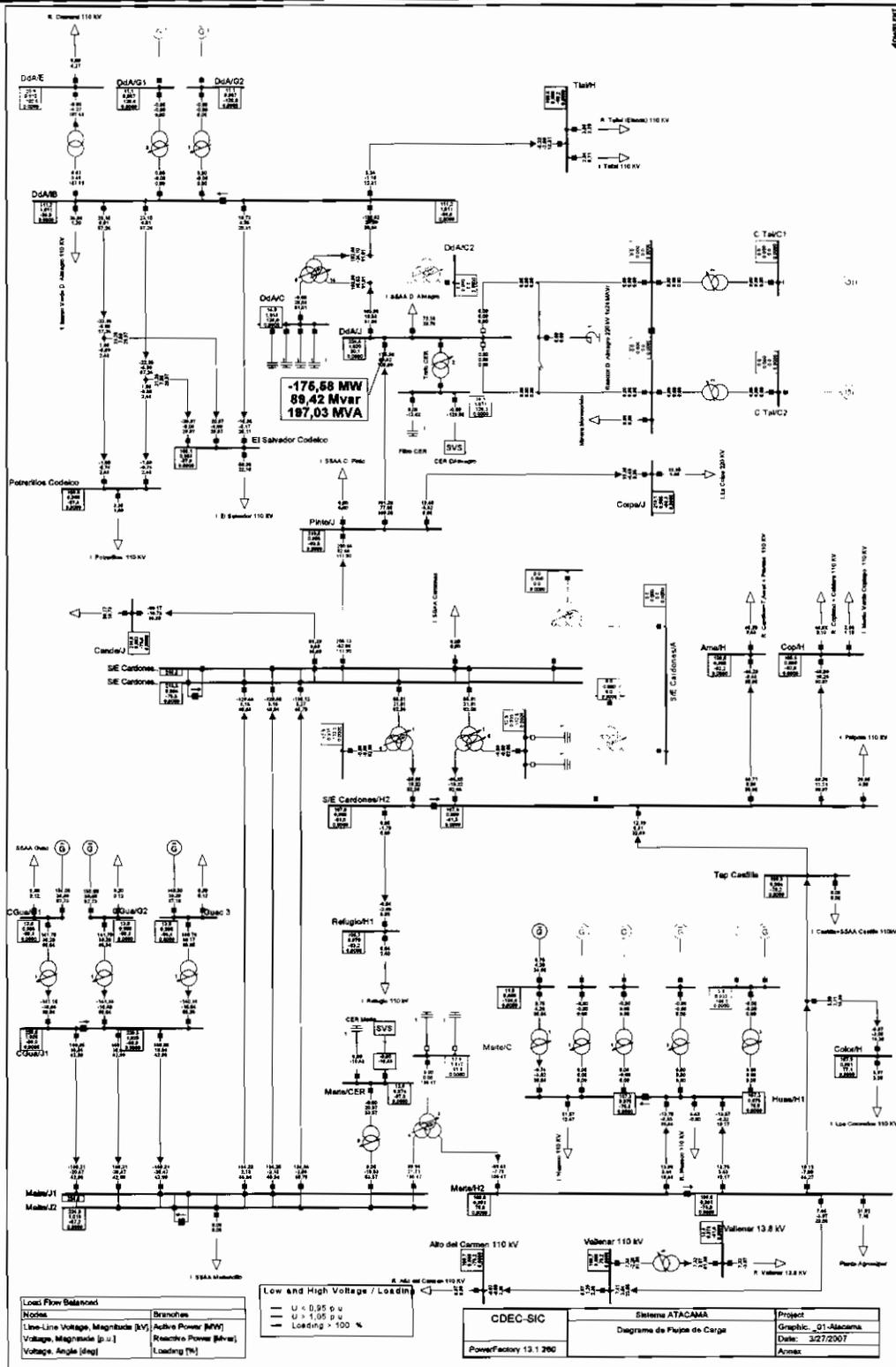


Figura 29: Escenario 2010 – CER 130 MVar en D. Almagro – condición final límite estabilidad de tensión.

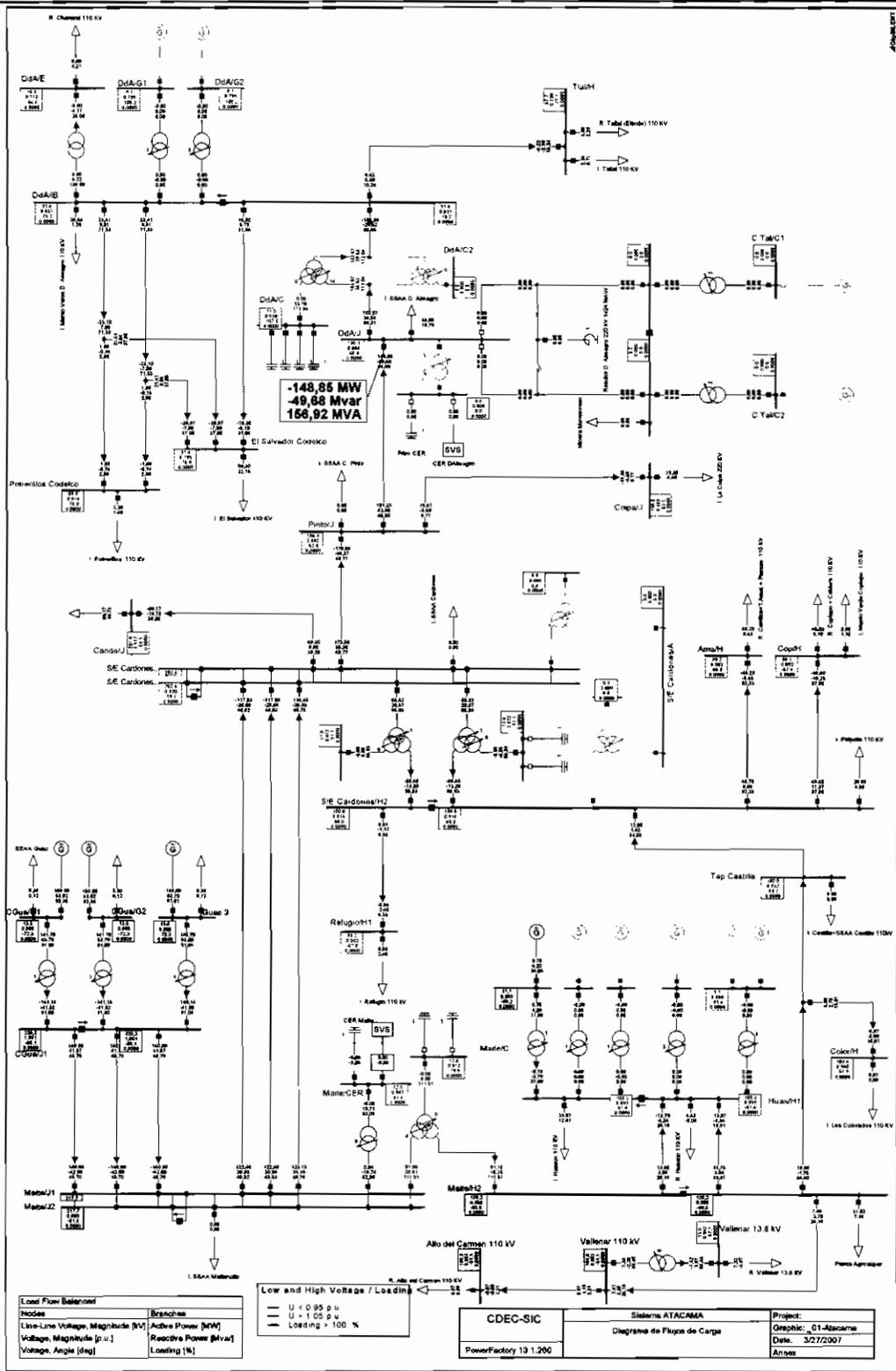


Figura 30: Escenario 2010 – Duplicación Cardones – C. Pinto - D. Almagro – condición final límite estabilidad de tensión.

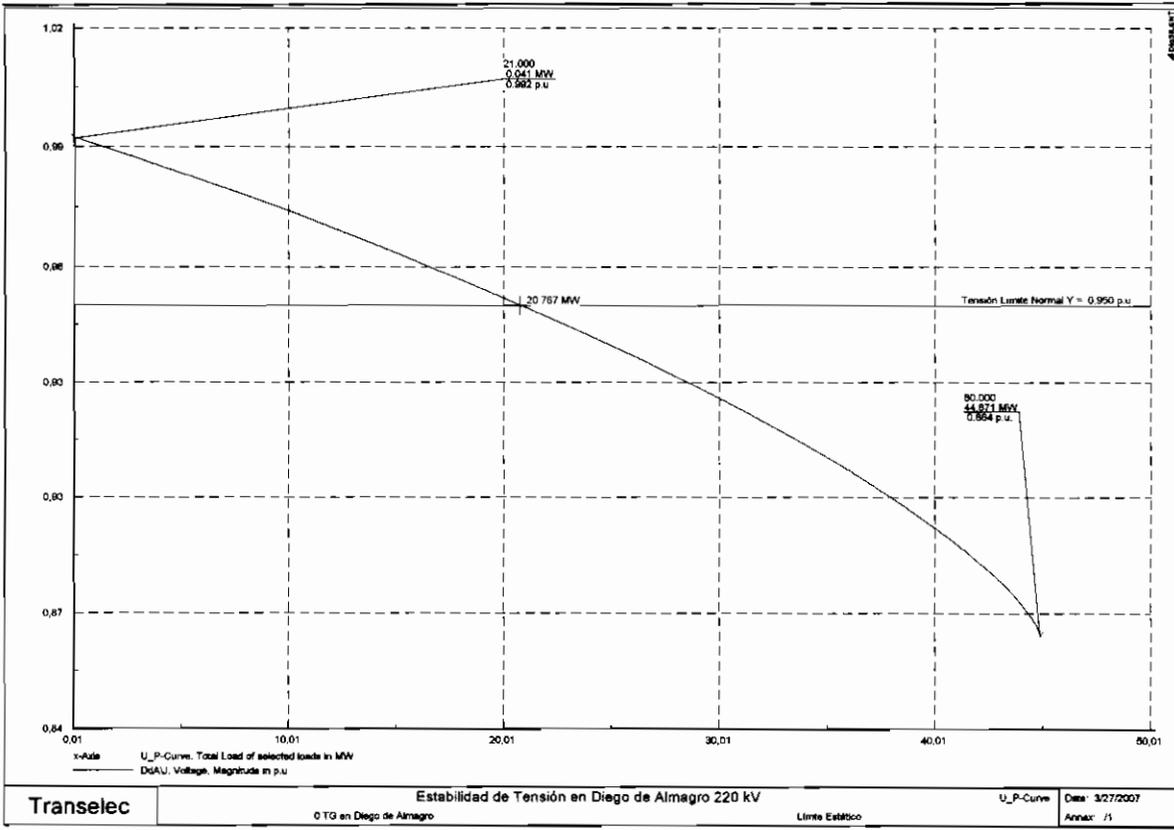


Figura 31: Escenario 2010 – Duplicación Cardones – C. Pinto - D. Almagro – curva PV en Diego de Almagro 220 kV.



### 3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FORZADA

Los resultados del estudio realizado con SDDP permiten conocer, para las hipótesis de disponibilidad de gas adoptadas, el despacho esperado de las centrales de la zona norte del SIC. Del mismo estudio fueron tomados los valores de demanda utilizados, así como los precios de nodo resultantes para un período que abarca desde el año 2008 al 2014.

En base a estos resultados, y a los límites por estabilidad de tensión adoptados de acuerdo al análisis presentado en el punto 2, se realizó una estimación de los sobrecostos de generación forzada requerida para garantizar el respeto de dichos límites.

El análisis fue realizado considerando cada uno de las etapas (meses) comprendidas entre los años 2008 a 2014, las 40 series hidráulicas y 5 bloques utilizados en el modelo SDDP.

Para cada estado operativo en los que el límite considerado no se respetaba, se consideró el despacho de 1 o 2 unidades TG de Diego de Almagro (con un mínimo técnico de 5 MW y una potencia máxima de 20 MW, cada una). En los casos en que esos 40 MW no resultaban suficientes, se consideró el despacho de una unidad de Taltal con Diesel, considerando un mínimo técnico de 65 MW. Los costos de esta generación fueron tomados de entre los datos utilizados para el estudio con SDDP (226.8 US\$/MWh para D. Almagro, 186.3 US\$/MWh para Taltal con Diesel). Se determinó que para esos costos y mínimos técnicos siempre resulta conveniente despachar primero las unidades de D. Almagro, recurriendo a Taltal con Diesel solo después de haber superado el requerimiento de 40 MW de generación forzada.

Con respecto a las obras propuestas, fueron considerados los siguientes valores de inversión y plazos de ejecución:

- Diego de Almagro: CER de 130 MVA<sub>r</sub>, valor de VI = 12.3 MMUS\$, plazo total de construcción = 24 meses.
- Línea 1x220 kV Diego de Almagro – Carrera Pinto (incluido los paños de 220 kV en ambos extremos), valor de VI = 18.5 MMUS\$, plazo total de construcción = 41 meses.
- Línea 1x220 kV Carrera Pinto – Cardones (incluidos los paños de 220 kV en ambos extremos), valor de VI = 19.3 MMUS\$, plazo total de construcción = 41 meses.

Los plazos anteriores se consideran desde la publicación del decreto en el Diario Oficial, por lo que el “plazo total de construcción” incluye el desarrollo de las bases de licitación (3 meses), licitación y adjudicación (2 meses) y ejecución de obras (19 meses para el CER y 36 meses para las líneas).

Para el presente análisis, la etapa a partir de la cual se consideró habilitada la obra (con el límite nuevo) fue calculada considerando el plazo total de obra informado, computándolo a partir de mediados del presente año 2007, con el objeto de contemplar el tiempo para publicación decreto.

De este modo, las obras fueron consideradas operativas, y con los nuevos límites, a partir de las siguientes fechas:

- Sin obras: Enero 2008 (Etapa 1).  
Límites: 90 MW (30 %), 103 MW (20 %).
- CER: Julio 2009 (Etapa 19).  
Límites: 123 MW (30 %), 140 MW (20 %).
- Duplicación del corredor de 220 kV: Diciembre 2010 (Etapa 36).  
Límites: 104 MW (30 %), 119 MW (20 %).
- Ambas obras, en las fechas indicadas.  
Límites: 130 MW (30 %), 148 MW (20 %).

Con estas consideraciones se obtuvieron los siguientes resultados, para las cuatro alternativas consideradas (Sin obras, CER, duplicación del corredor, ambas obras simultáneas):

Año	Sobrecostos Generación Forzada [MMUS\$]			
	Sin obras	CER 130 MVar	LAT 220 kV	CER + LAT
2008	0.4	0.4	0.4	0.4
2009	6.2	0.3	6.2	0.3
2010	16.6	0.1	15.3	0.1
2011	29.2	1.2	12.7	0.3
2012	34.1	2.9	16.6	0.7
2013	37.3	4.3	20.0	1.1
2014	21.8	2.0	10.5	0.7

Tabla 2: Sobrecostos Generación Forzada  
Margen de estabilidad de tensión del 30 %.

Del análisis de los costos involucrados en la construcción de una obra y los asociados a su postergación (en este caso sobrecostos por generación forzada), surge que el año de ingreso de una obra debe ser decidido cuando se verifica que el Canon anual iguala la suma de los sobrecostos evitados con la obra. Es decir, se puede considerar como criterio económico para decidir el ingreso oportuno de obras (además de cuando se detecten violaciones de límites o bandas de tensión) la de determinar cual es el año de indiferencia en que el Canon iguala los sobrecostos operativos.

El siguiente gráfico de ejemplo permite visualizar este concepto, mostrando los valores presentes de los costos e inversiones anuales a lo largo del tiempo:

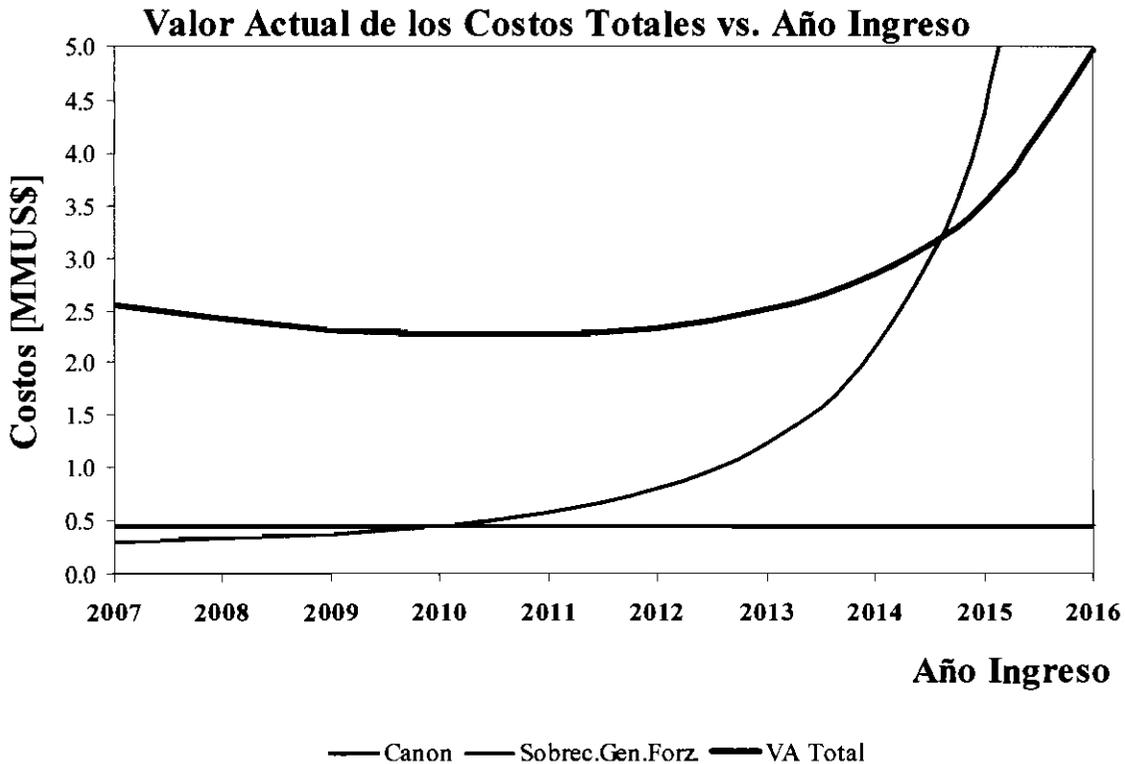


Gráfico N° 1 – Costos Totales vs. Año de Ingreso (Ejemplo)

Se comparan a continuación los sobrecostos anuales de generación forzada obtenidos con los costos anuales de inversión de obras que permitan evitar ese requerimiento.

Para un total de inversión del orden de 37.8 millones de dólares (estimación de Transelec) requerido para la construcción de los 2 tramos de línea entre Cardones, C. Pinto y D. Almagro, se obtiene un costo anual (Canon) de aproximadamente **10 millones de dólares** (supuesto un período de pago de 15 años y una TIR del 12%).

Para el CER la inversión resulta de 12.3 millones de dólares (estimación de Transelec), lo que determina un costo anual de aproximadamente **3 millones de dólares**.

Estos valores, comparados con los de la Tabla 2, permiten sacar las siguientes conclusiones, válidas para los límites calculados considerando el margen por estabilidad de tensión del 30 %:

- La construcción del CER se encuentra económicamente justificada con ingreso a mediados del año 2009, que es la fecha más temprana en que la obra se puede materializar en forma práctica, según los tiempos de construcción estimados por Transelec.
- La duplicación del corredor de 220 kV Cardones – C. Pinto – D. Almagro se encuentra económicamente justificada con ingreso hacia fines del año 2010, que es la fecha más temprana en que la obra se puede materializar en forma práctica, según los tiempos de construcción estimados por Transelec.
- Los valores de sobrecosto de generación forzada calculados permiten justificar, incluso, la construcción simultánea de ambas obras, con las mismas fechas de ingreso antes mencionadas. Esto permitiría prácticamente eliminar los sobrecostos (generación forzada marginal), y simultáneamente mejorar significativamente la confiabilidad de suministro de la zona norte del SIC.

Para el caso de considerar un margen por estabilidad del 20 % en relación a la condición de colapso de tensión, los límites determinan los siguientes sobrecostos:

<b>Sobrecostos Generación Forzada [MMUS\$]</b>				
<b>Año</b>	<b>Sin obras</b>	<b>CER 130 MVar</b>	<b>LAT 220 kV</b>	<b>CER + LAT</b>
2008	0.1	0.1	0.1	0.1
2009	2.9	0.0	2.2	0.0
2010	7.6	0.0	5.0	0.0
2011	15.8	0.0	3.2	0.0
2012	19.7	0.0	4.9	0.0
2013	21.2	0.0	6.5	0.0
2014	11.2	0.0	3.0	0.0

Tabla 3: Sobrecostos Generación Forzada  
Margen de estabilidad de tensión del 20 %.

Los valores de inversión determinados, comparados con los de la Tabla 3, permiten sacar las siguientes conclusiones, válidas para los límites calculados considerando el margen por estabilidad de tensión del 20 %:

- La construcción del CER se encuentra económicamente justificada con ingreso a mediados del año 2009, que es la fecha más temprana en que la obra se puede materializar en forma práctica, según los tiempos de construcción estimados por Transelec. Se puede notar que en medio año de operación (durante el segundo semestre de 2009) es posible ahorrar 2.9 MMUS\$, prácticamente la totalidad del costo anual de inversión determinado (3 MMUS\$).
- La duplicación del corredor de 220 kV Cardones – C. Pinto – D. Almagro también se encuentra económicamente justificada con ingreso hacia fines del año 2010, que es la fecha más temprana en que la obra se puede materializar en forma práctica, según los tiempos de construcción estimados por Transelec. Se puede notar que si bien solo se consideró la línea operativa durante un solo mes (diciembre 2010), esto permite ahorrar 2.6 MMUS\$, la cuarta parte del costo anual de inversión determinado (10 MMUS\$). A partir del año 2011, el ahorro cubre con creces, en todos los años, el costo anual de la inversión.
- Los valores de sobre costo de generación forzada calculados permiten justificar, incluso, la construcción simultánea de ambas obras, con las mismas fechas de ingreso antes mencionadas. Esto permitiría reducir los sobre costos a cero (no existiría generación forzada), y simultáneamente mejorar significativamente la confiabilidad de suministro de la zona norte del SIC. Los montos de ahorro en los años 2009 y 2010 cubren las partes proporcionales de las inversiones con el escalonamiento supuesto. A partir del año 2011 el ahorro de 15.8 MMUS\$, y los montos crecientes para años subsiguientes, cubren con creces la suma de ambos costos anuales de inversión.

## 4 CONCLUSIONES

Se determinó que en escenarios con condiciones operacionales extremas pero probables, existe riesgo de colapso de tensión en la zona. Las transmisiones de algunos escenarios los límites determinados de acuerdo a las exigencias de la NT SyCS.

Para cumplir con las disposiciones normativas se han evaluado dos obras de expansión que permiten expandir adecuadamente los límites, y con ello lograr las transmisiones seguras requeridas. La primera obra consiste en construir un segundo circuito entre las SS/EE Cardones y Diego de Almagro, la segunda en la instalación de un CER (-40, +130) MVAR en la S/E Diego de Almagro 220 kV. Los resultados muestran que ambos proyectos cumplen con el objetivo de extender los límites de transmisión.

Sin embargo, a juicio de este Consultor, el segundo circuito tiene una ventaja adicional por cuanto evita el uso de EDAC propuesto por el Consorcio ante la pérdida del tramo simple. Es necesario destacar que al plantear el uso de EDAC para dar solución al problema de la pérdida de los tramos simples entre Cardones y Diego de Almagro, el Consorcio da por supuesto que el subsistema norte que se separa del resto del SIC será capaz de subsistir funcionando aislado, dando por sentado que es posible implementar un esquema de formación automática de una isla, automatismo que, al igual que los demás EDAC y EDAG supuestos para el ETT, ni siquiera ha sido estudiado a nivel de pre-factibilidad. De ahí que este Consultor, considera que esto no ha sido adecuadamente y suficientemente avalado como medida de control. De esta forma y para cumplir con la NT de SyCS, de acuerdo al análisis desarrollado, se propone la duplicación del circuito entre las SS/EE Cardones, Carrera Pinto y Diego de Almagro como medida de cumplimiento de las exigencias técnicas de la normativa señalada.

En cuanto a la justificación de las inversiones necesarias para ambas propuestas, el análisis de los sobrecostos de generación forzada requeridos para respetar los límites por estabilidad de tensión, independientemente de que se adopte el criterio del 20 % o del 30 % de margen establecido por la NT de SyCS, llevó a las siguientes conclusiones:

- La construcción del CER se encuentra económicamente justificada con ingreso a mediados del año 2009.
- La duplicación del corredor de 220 kV Cardones – C. Pinto – D. Almagro se encuentra económicamente justificada con ingreso a fines del año 2010.
- Se encuentra incluso justificada la construcción simultánea de ambas obras, con las mismas fechas de ingreso mencionadas. Esto permitiría eliminar totalmente los sobrecostos por generación forzada y mejorar significativamente la confiabilidad de suministro de la zona norte del SIC.

# **ANEXO E**

## **Proyecto de ampliación zona sur**



---

# ACTUALIZACIÓN DEL ANÁLISIS DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN EN EL STT PERIODO 2007 – 2010

**PROYECTOS DE AMPLIACIÓN ZONA SUR**

PREPARADO PARA



**Transelec S.A.**

---

MARZO 2007

---

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>OBJETIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ANTECEDENTES.....</b>	<b>3</b>
2.1	SITUACIÓN ACTUAL SS/EE VALDIVIA – PUERTO MONTT 220 KV .....	3
2.2	SITUACIÓN FUTURA SS/EE VALDIVIA – PUERTO MONTT 220 KV .....	4
2.3	RESULTADOS PARA EL TRAMO SS/EE VALDIVIA – PUERTO MONTT 220 KV .....	4
<b>3</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>36</b>

---

# PROYECTO SECCIONAMIENTO EN S/E BARRO BLANCO

## 1 OBJETIVO

Transelec ha realizado un estudio de programación de la operación del Mercado utilizando el modelo SDDP, para previsiones de demanda actualizadas a la fecha e hipótesis de disponibilidad de recursos de generación diferentes a las que sirvieron de base para el Estudio de Transmisión Troncal (ETT) presentado por el Consorcio Synex-Electronet-CESI (el Consorcio).

En base a las previsiones de demanda consideradas en dicho estudio se propuso realizar una revisión de las conclusiones obtenidas en los estudios desarrollados por el Consultor en el mes de diciembre de 2006.

Para ello, Transelec proporcionó la base de datos en DigSilent para las condiciones más exigentes de los años 2008, 2009 y 2010 que responden a las mencionadas previsiones.

## 2 ANTECEDENTES

### 2.1 Situación Actual SS/EE Valdivia – Puerto Montt 220 kV

La actual topología del tramo comprendido entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt 220 kV, puede descomponerse en los siguientes circuitos:

- Valdivia – Puerto Montt: en la actualidad corresponde a un simple circuito (133 kilómetros aproximadamente)
- Valdivia – Tap-Off Barro Blanco: en la actualidad corresponde a un simple circuito (75,3 kilómetros)
- Tap-Off Barro Blanco – Puerto Montt: en la actualidad corresponde a un simple circuito (72,2 kilómetros)

Tal cual se ha indicado, el Consorcio no contempló nuevas obras ni ampliaciones para la zona durante el período 2007-2010. Sin embargo, como parte de las obras urgentes de transmisión en construcción, se encuentra un CER a incorporarse en la S/E Puerto Montt 220 kV durante 2007, de capacidad 40 MVAR inductivos y 70 MVAR capacitivos. Bajo esta premisa se asume plena disponibilidad de este equipamiento para el análisis que sigue.

La zona comprendida entre las SS/EE Charrúa y Puerto Montt, que incluye a las SS/EE Temuco (Cautín) y Valdivia, se caracteriza por presentar un flujo que es

predominantemente desde Charrúa hacia Puerto Montt. En efecto, a lo largo de este recorrido existen algunas inyecciones de potencia, la mayor de las cuales se encuentra en el extremo de Puerto Montt y corresponde a la Central Canutillar (2x85 MW). Si embargo la distancia entre ambas SS/EE es de 600 kilómetros aproximadamente, cuestión que hace compleja la transmisión segura de potencia. A raíz de ello, y como parte de las obras en construcción de la zona, se está procediendo a seccionar la S/E Valdivia, junto con la incorporación del CER mencionado en la S/E Puerto Montt. Con esta maniobra, se mantendrá un circuito expreso en 220 kV entre Valdivia – Puerto Montt, mientras que habrá otro en paralelo que dispondrá de un Tap-Off en la S/E Barro Blanco. Se debe destacar que en la S/E Barra Blanco hay un consumo de menor cuantía; el consumo fuerte se encuentra en la zona de Puerto Montt.

## ***2.2 Situación Futura SS/EE Valdivia – Puerto Montt 220 kV***

Según la propuesta del Consorcio, el tramo comprendido entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt no requiere de modificación alguna en el período 2007-2010. Si bien durante el 2007 se instalará un CER en Puerto Montt 220 kV, existe la inquietud respecto de la capacidad y factibilidad que tendrá el tramo radial entre esas SS/EE, de lograr transmisiones durante todo el período, tal que cumplan con las exigencias establecidas en la NT de SyCS.

Para evaluar esta inquietud, se piensa que la mayor exigencia de la zona se dará cuando la Central Canutillar no esté operando, de tal suerte que todo el abastecimiento de la zona, vendrá desde la S/E Charrúa y por cierto desde la S/E Valdivia hacia Puerto Montt. Bajo esta premisa se analizan escenarios exigentes para el periodo en cuestión, los cuales representan una alta demanda de la zona y además se les ha forzado el retiro de las unidades de Canutillar. En este contexto se contempla evaluar un escenario del 2008 otro del 2009 y finalmente uno de alta exigencia del 2010; con ello se busca identificar las debilidades que muestra la zona y su tendencia. Por cuanto la mayor exigencia por el crecimiento de la demanda se daría hacia el 2010, será este último escenario aquel que definirá las posibles medidas que subsanen aquellas falencias que se identifiquen; ciertamente si funcionan ahí con mayor razón lo harán otros escenarios menos exigentes. Cabe destacar que el CER de la zona se ha dejado con un cierto margen de crecimiento para identificar los posibles aumentos requeridos.

## ***2.3 Resultados para el tramo SS/EE Valdivia – Puerto Montt 220 kV***

La metodología propuesta consiste en analizar el tramo Valdivia-Puerto Montt ante la situación de pérdida de uno cualquiera de los circuitos, evaluando que su salida cumpla con las exigencias sobre la materia establecidas en la NT de SyCS. Se

destaca que el análisis se hace bajo la actual configuración y sólo en términos estáticos. Se reitera que con esta evaluación se busca cuantificar la tendencia y característica de las principales variables de la zona: carga sobre los tramos, tensiones de la zona y operación del CER (con su nueva capacidad requerida).

La Figura 1a indica las condiciones pre-falla de un escenario del 2008 con alta demanda zonal, sin Central Canutillar. Nótese que la transferencia saliendo desde Valdivia es en promedio del orden de 96 MW por circuito, ocupando cada uno de ellos más de la mitad de su capacidad. El tramo más ocupado corresponde a aquel que incluye el tap-off. Por otro lado se destaca que se encuentra incorporada la línea Charrúa – Cautín (2x220 kV), cuestión que refuerza las transmisiones de la zona, particularmente levantando las tensiones desde Charrúa hacia el sur. Finalmente, se aprecia que de no estar la Central Canutillar, para sostener estas tensiones y transmisiones se requiere un CER de mayor capacidad, más precisamente del orden de 100 MVAR capacitivos. La Figura 1b muestra el mismo escenario pero considerando la Central Canutillar, donde se aprecia que el tamaño del CER, para sostener esas tensiones y transmisiones, resulta ser de 70 MVAR. A partir del escenario base sin Canutillar, se ha procedido a retirar los tramos en paralelo que están entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt. De esta forma, las Figuras 2 y 3 indican la salida respectiva de cada uno de ellos. En este último caso se pierde también el consumo asociado de Barro Blanco, cuestión inevitable por el tipo de conexión. Este escenario se analiza para identificar la tendencia de las variables relevantes e indica una leve sobrecarga en el circuito con tap-off ante la pérdida del expreso. Sin embargo, la contingencia que concierne a la pérdida del circuito con el tap-off, no logra alcanzar un estado de equilibrio, numéricamente no-converge. Lo anterior, da una señal de la gravedad de la contingencia, que en la práctica puede hacer colapsar a la zona. Bajo la premisa de no despachar la Central Canutillar como medida preventiva se ha procedido a seccionar el tramo expreso en torno a Barro Blanco, a la vez de lograr una conexión entre ambas barras vía barra de acoplamiento similar a la existente en la S/E Valdivia. Esta nueva disposición implica que ahora, para el tramo en cuestión existen 4 posibles contingencias simples, cuestión que se aprecia en la Figura 4, todo lo cual por cierto le agrega confiabilidad a la zona. Nótese que el nuevo tramo está levemente más cargado que el tramo “original” con el tap-off, lo cual hace que la pérdida de este último sea la de mayor consideración. Para ello, las Figuras 5a y b y 6a y b muestran el sistema en el estado post-contingencia sin los tramos “inferiores”, sin y con el acoplamiento respectivo. Los resultados indican las bondades del seccionamiento en conjunto con la barra de transferencia, esta última operación permite reducir sustancialmente potenciales sobrecargas ante la pérdida de uno de los circuitos. Sin embargo, persiste una sobrecarga más allá de lo permisible en el caso de perder el tramo inferior Valdivia-Barro Blanco o Barro Blanco-Puerto Montt, siendo el primero más grave. Por cuanto esto es un problema de potencia activa, una solución implica forzar la operación de la Central Canutillar, cuestión que se aprecia en la Figura 7. Esta última disposición, si bien tiene implicancias

económicas, tiene la ventaja de reducir el tamaño del CER, nuevamente en torno a los 100 MVAR (desde los 137 MVARs indicado en la Figura 6b). Alternativamente, la construcción de un tercer circuito también viene a solucionar este problema.

Todo este análisis permite inferir la conveniencia del seccionamiento y acoplamiento cerrado entre ambos puntos, lo cual se mantendrá durante las próximas evaluaciones ya que representa una buena solución para evitar el colapso de la zona ante las contingencias simples del tramo: reduce notablemente las potenciales sobrecargas. El forzamiento de la Central Canutillar, se hace necesario también para cumplir a cabalidad con la NT de SyCS.

Toda la apreciación anterior se ve agravada al año siguiente, donde se analiza un escenario de alto consumo zonal del año 2009 sin la Central Canutillar. Las Figuras 8, 9 y 10 indican los resultados obtenidos para las mismas instancias, el primero es la situación base con una transferencia promedio por cada circuito de 107 MW, con un CER en 114 MVARs para sostener las tensiones y transferencia. Por su parte la Figura 9 indica que la pérdida del circuito expreso causa una sobrecarga de 23% en el tramo Valdivia-Barro Blanco, además de mostrar un CER con 161 MVARs. Situación por cierto no factible. Al igual que el año previo, la instancia más grave se produce al perderse el tramo Valdivia- Barro Blanco-Puerto Montt, el sistema no converge, indicando un colapso de la zona. Al respecto, como una medida preventiva para abordar estas situaciones, se ha procedido a seccionar y acoplar el tramo en Barro Blanco o su entorno, de manera similar a lo realizado para el año 2008. Las Figuras 11, 12, 13 y 14 muestran los resultados alcanzados bajo esta configuración operacional, cada una de ellas con un circuito con salida abrupta. Los resultados indican, siguiendo la tendencia del año 2008, que las peores contingencias son aquellas que afectan al tramo "inferior", aquel del tap-off original. En particular la salida del tramo Valdivia-Barro Blanco es la más dañina y requiere necesariamente del despacho forzado de la Central Canutillar, cuestión que se indica en la Figura 15. Nótese que el CER ahora presenta un valor cercano a los 90 MVARs. Por cierto que un circuito adicional entre Valdivia y Barro Blanco también solucionaría dicha sobrecarga.

Finalmente, la evaluación del año 2010 sigue una tendencia similar a la indicada para el año precedente, aunque con mayor gravedad. Para ello, en primera instancia, la Figura 16 indica la situación base del año, donde se aprecia una CER con una capacidad de 147 MVARs al no estar la Central Canutillar; con dicha Central los requerimientos caen a 70 MVARs como se aprecia en la Figura 17. La pérdida de los circuitos superior e inferior, uno a la vez, sin el seccionamiento y acoplamiento propuesto se indica en las Figuras 18 y 19. El primero de ellos indica una situación insostenible con sobrecargas sobre el 30% y un CER generado 190 MVARs. El segundo de ellos simplemente no converge, destacando un colapso de la zona. Procediendo a seccionar y acoplar según antes visto, las Figuras 20, 21, 22 y 23, muestran los resultados de equilibrio ante contingencias en cada uno de los tramos resultantes. Todos los escenarios muestran situaciones graves y no

factibles, particularmente en el caso de perderse los tramos inferiores. En estos casos la capacidad del CER se empuja por sobre los 150 MVARs, incluso cercano a los 200 MVARs. Para solucionar este problema se ha procedido a forzar la Central Canutillar, cuestión que se ha realizado para los dos escenarios más graves. Las Figuras 24 y 25 indican los resultados logrados, donde la salida abrupta del tramo Valdivia-Barro Blanco (Figura 24), que es la más exigente, requiere de un CER en torno a los 100 MVARs.

La anterior secuencia de eventos analizados (escenarios y contingencias) en el tiempo, permite inferir lo siguiente:

- Por cuanto existen instancias de alta demanda donde la operación de la Central Canutillar puede no estar garantizada, se requiere aumentar el tamaño del CER hasta un módulo de 150 MVAR (un valor más preciso de ello requiere estudio dinámicos). Esto al menos para garantizar la operación en estado N hacia el año 2010 en aquellas situaciones en que no se encuentre operando Canutillar.
- Para solucionar los problemas derivados ante la salida de líneas de este corredor el Consorcio ha hipotizado la implementación de un esquema de EDAC. Pueden existir múltiples razones, según argumentaciones que se detallan en un informe complementario a este (presentado en el mes de enero 2007), por las que dicho esquema puede no estar operativo para el momento en que sea requerido.
- A menos que pudiera garantizarse la presencia del esquema EDAC propuesto por el Consorcio, el seccionamiento y acoplamiento es un requisito necesario para abordar los eventos tipo N-1, permitiendo reducir las exigencias del CER y las sobrecargas que se inducen en los otros tramos, mejorando también las tensiones de la zona. Además, este tipo de obra evita que se pierdan consumos ante fallas en los diversos tramos, logrando acotar y compartir las exigencias a que se ven sometidos los tramos ante la falla de uno de ellos.
- Sin embargo, la medida propuesta es necesaria pero no suficiente, toda vez que en condiciones de altas demandas, para abordar estados N-1 según la NT de SyCS, se hace indispensable operar el menos una unidad de Canutillar, lo que implica que para esos períodos deberán realizarse las correspondientes previsiones y programación del despacho para tratar de garantizar ese aporte. Si bien el seccionamiento y acoplamiento reducen las sobrecargas, no resultan suficientes para asegurar el cumplimiento del criterio N-1 para estos estados particulares. La solución definitiva para garantizar el cumplimiento del criterio N-1 sin dependencia del despacho obligado de la central Canutillar sería la construcción de un tercer circuito entre Valdivia y Puerto Montt, con ingreso en Barro Blanco.

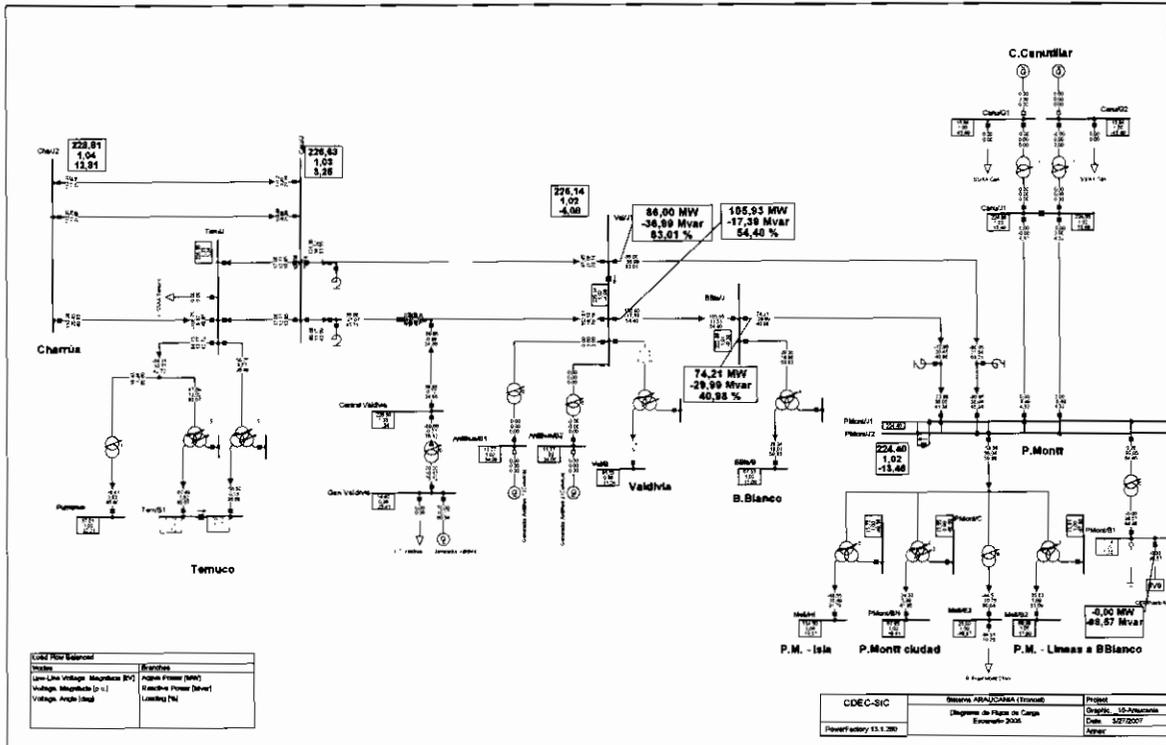


Figura 1a: Escenario 2008 pre-falla (Canutillar no se despacha)

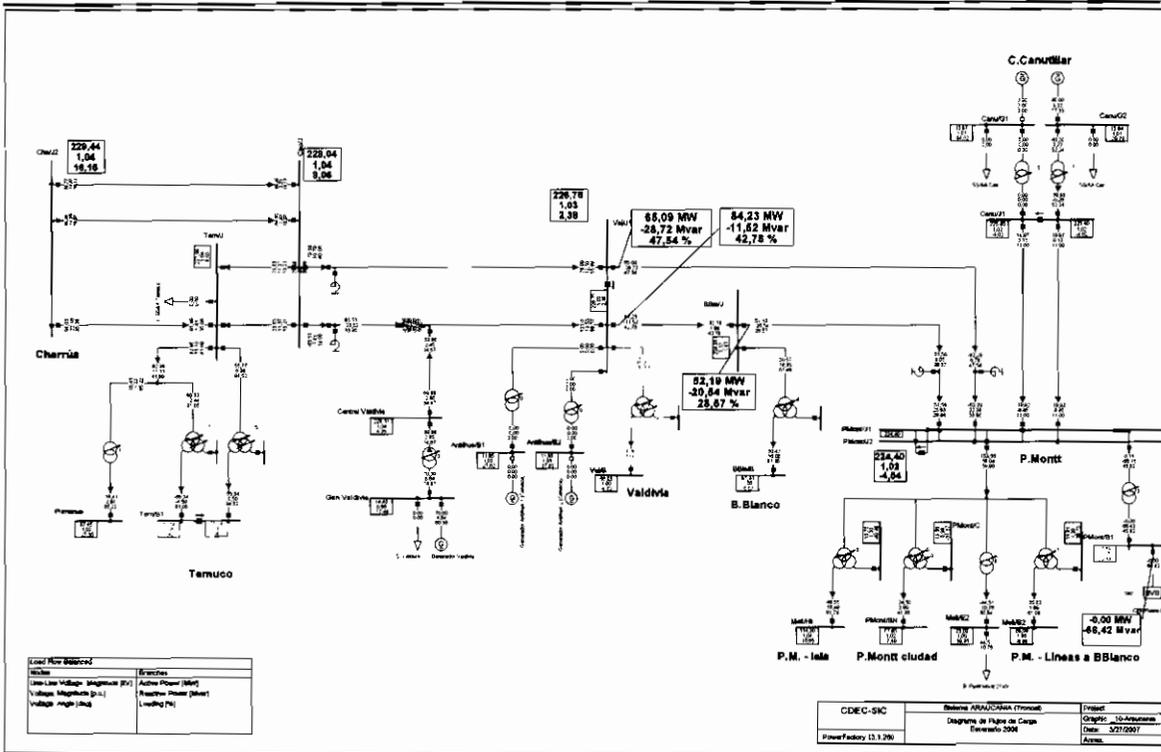


Figura 1b: Escenario 2008 pre-falla (Canutillar se despacha)

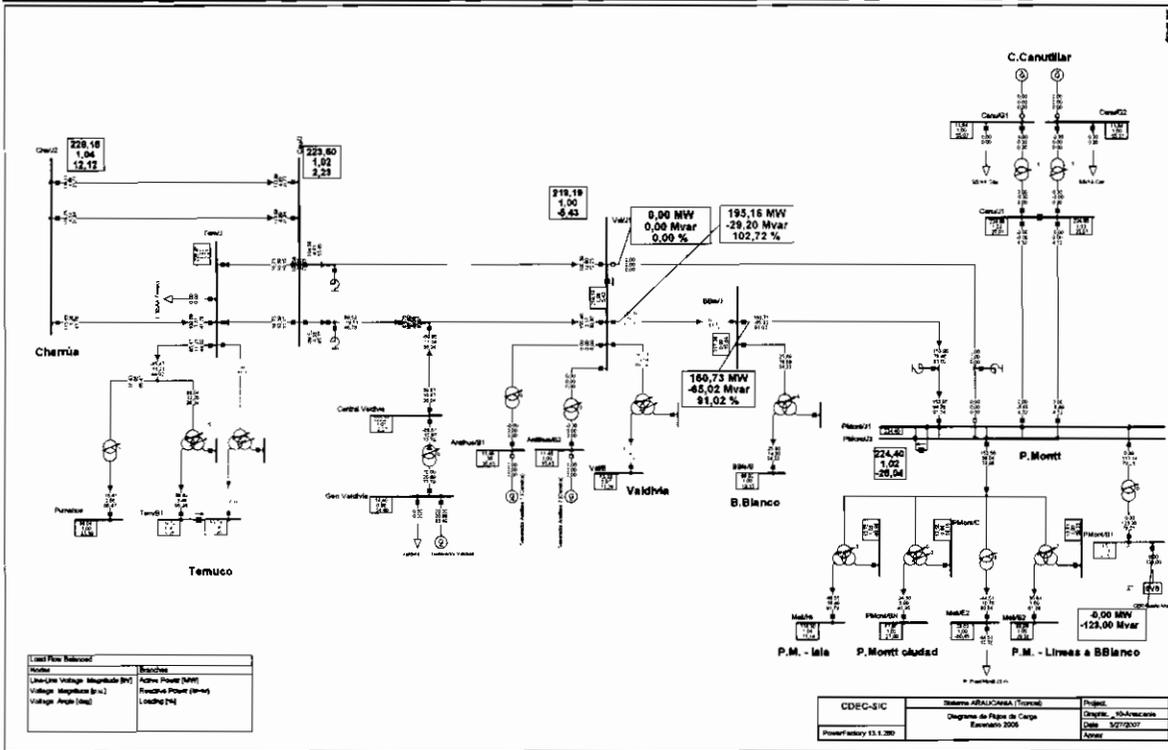


Figura 2: Escenario 2008 post-falla sale circuito expreso hacia Puerto Montt

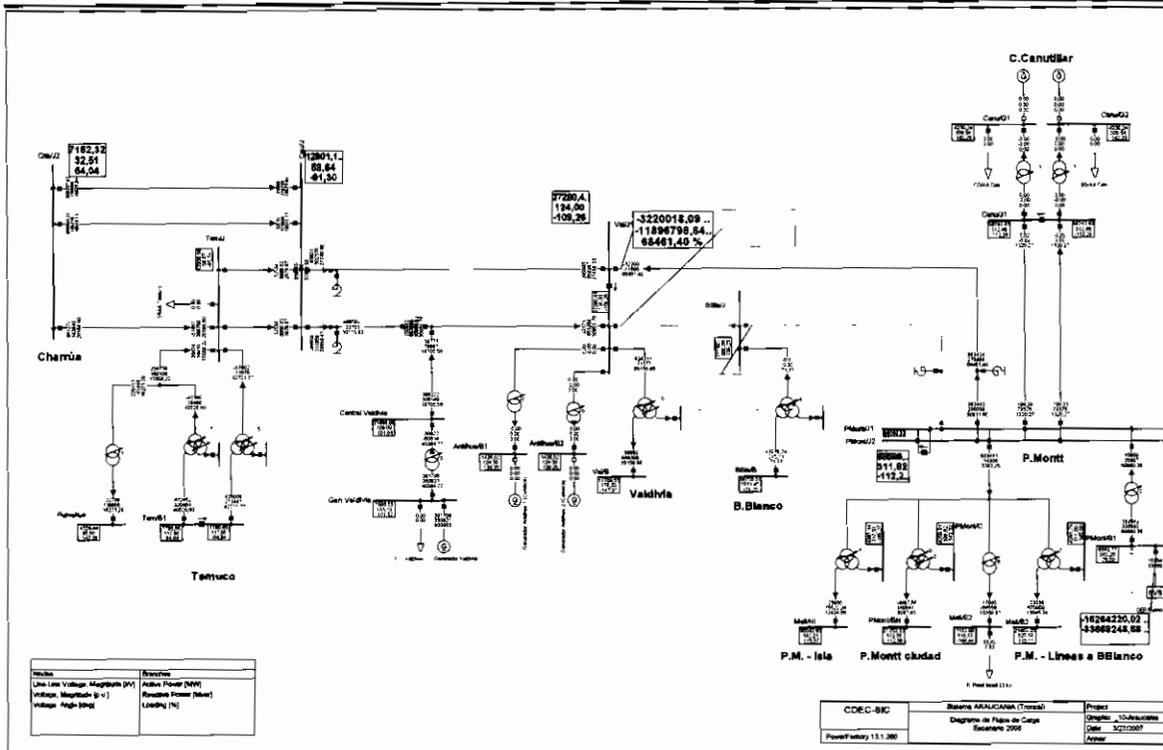


Figura 3: Escenario 2008 post-falla sale circuito con Tap-Off  
(sistema no converge)

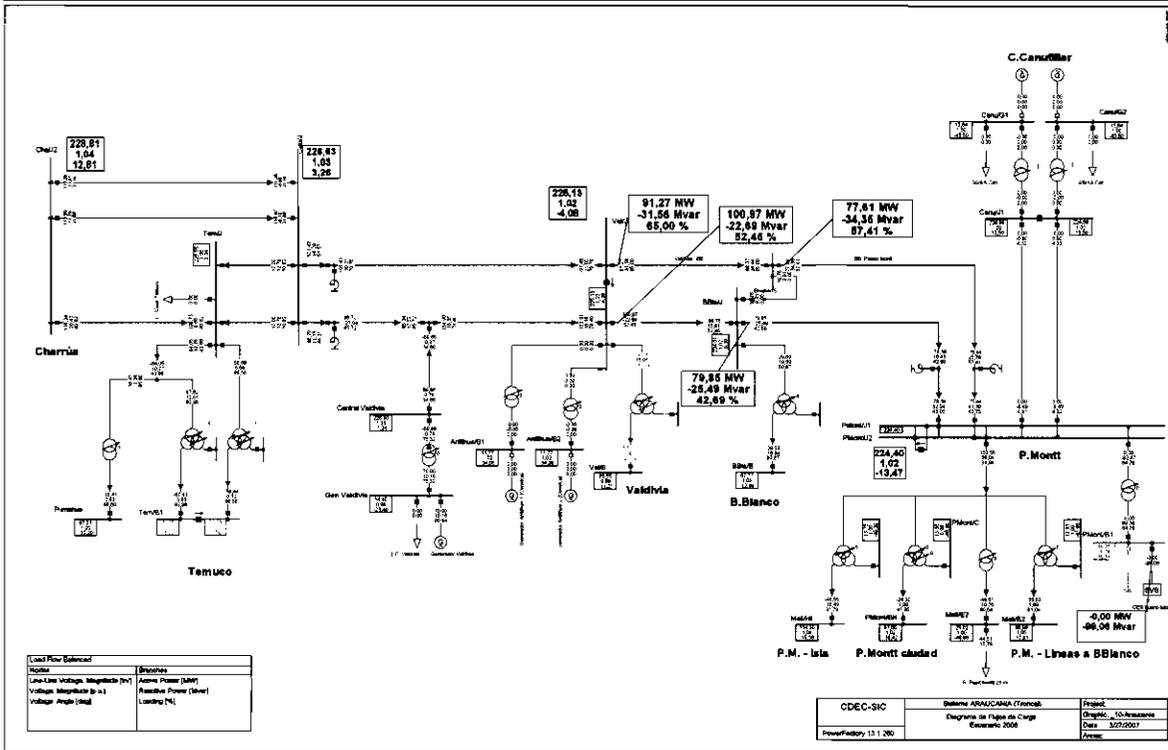


Figura 4: Escenario 2008 pre-falla con seccionamiento en torno a Barro Blanco (Canutillar no se despacha)

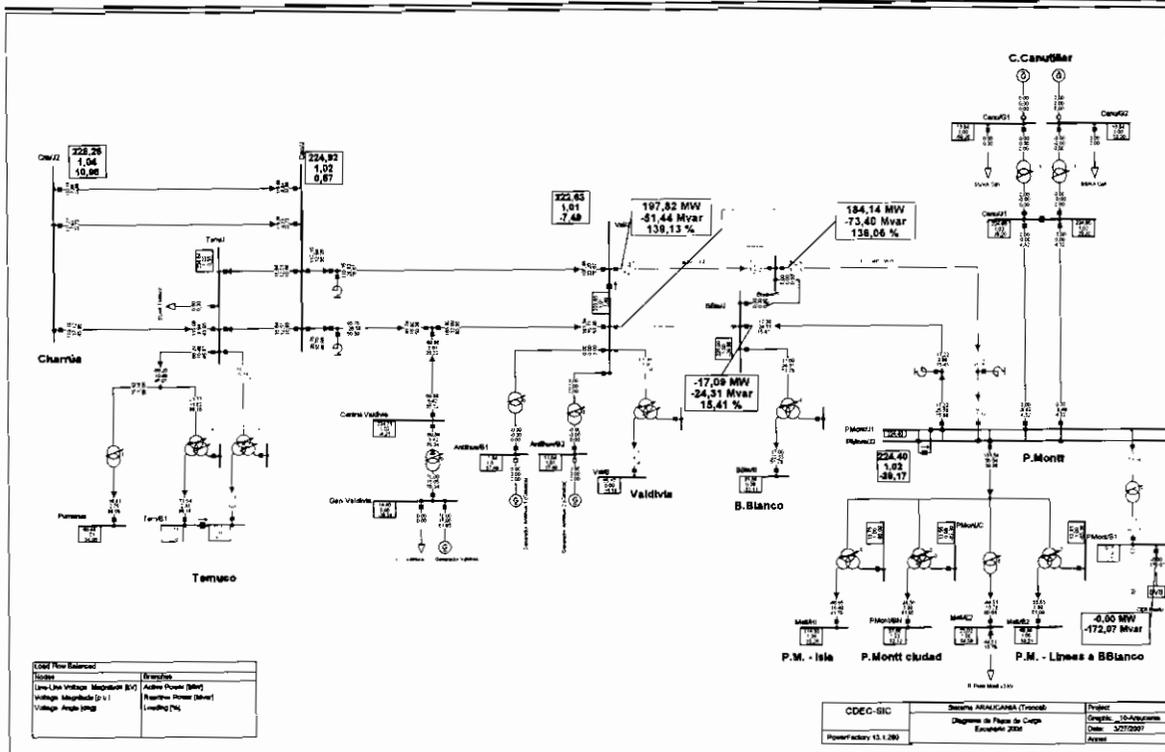


Figura 5a: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento sin acoplamiento de barras

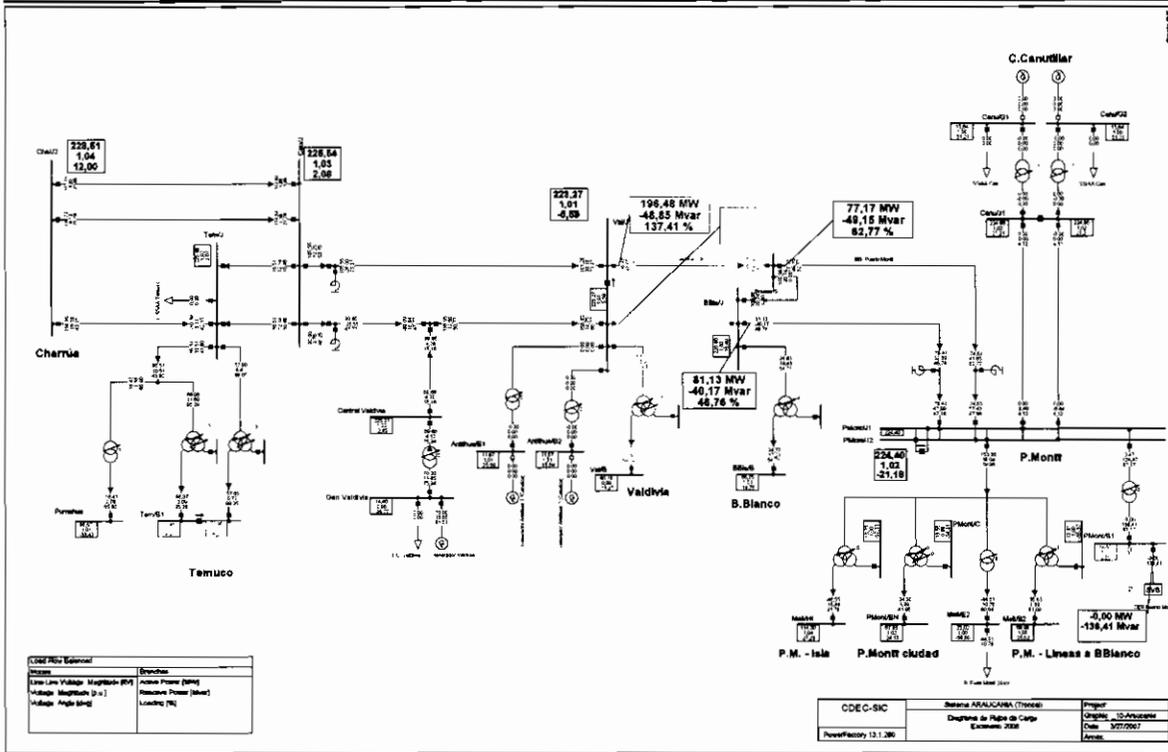


Figura 5b: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras

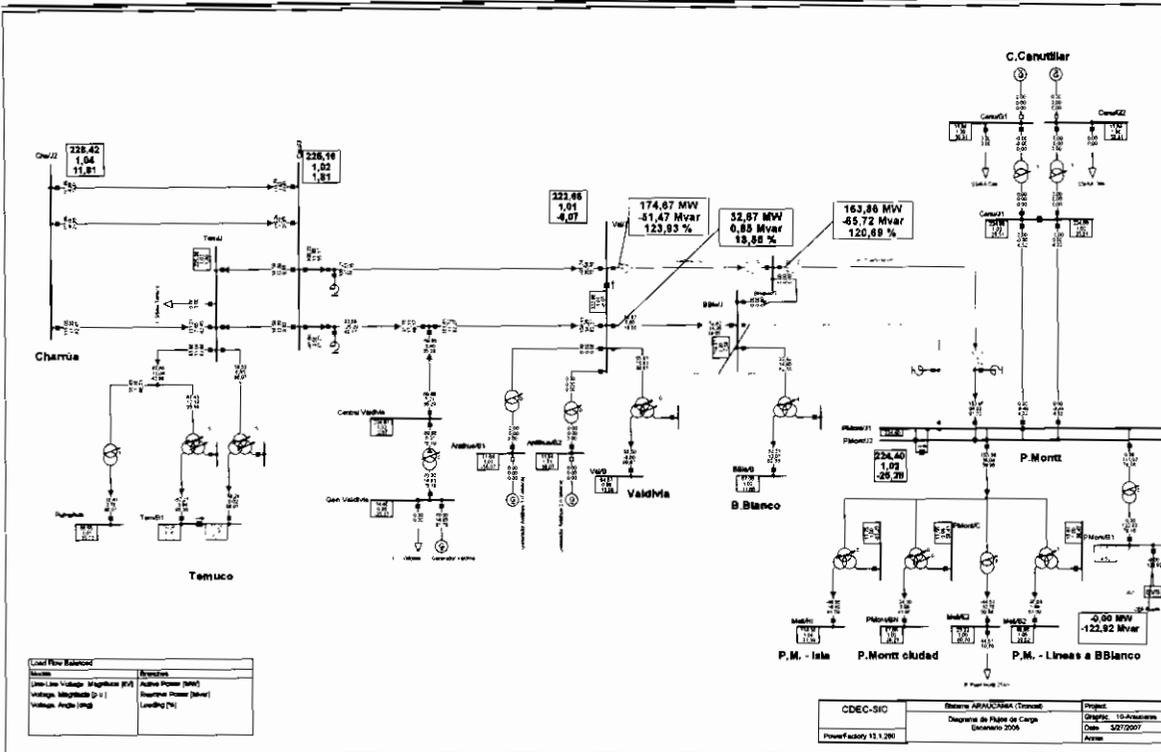


Figura 6a: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento sin acoplamiento de barras

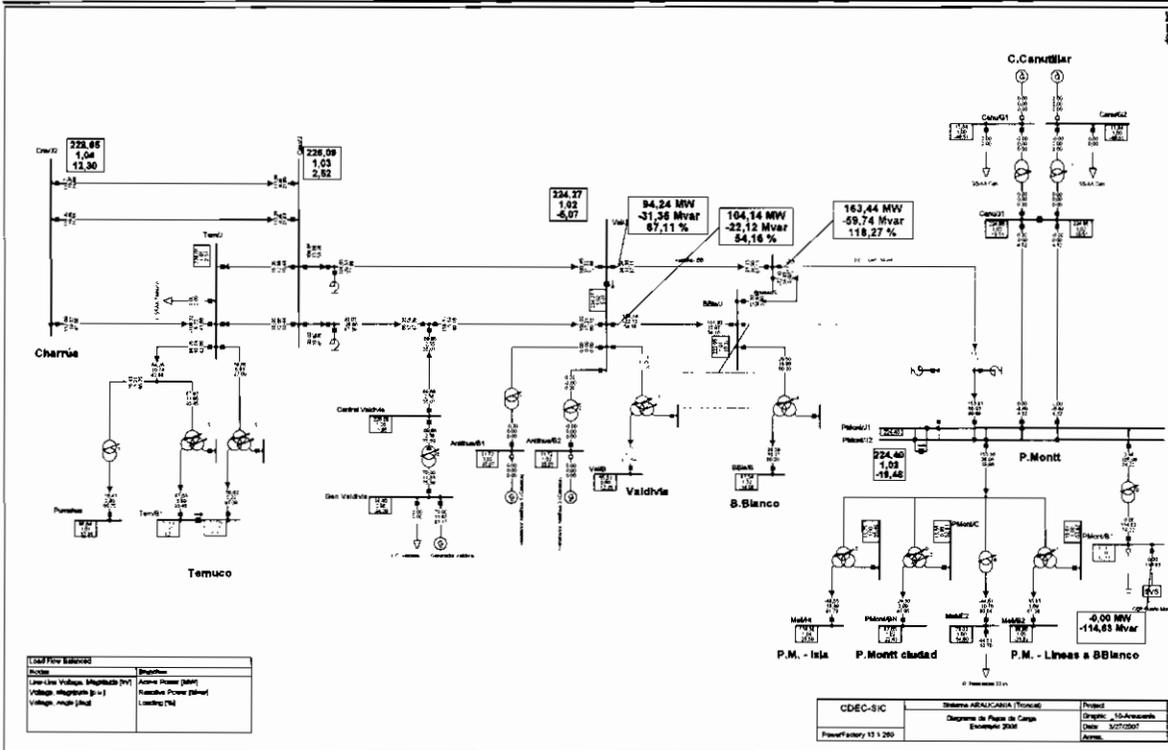


Figura 6b: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento con acoplamiento de barras

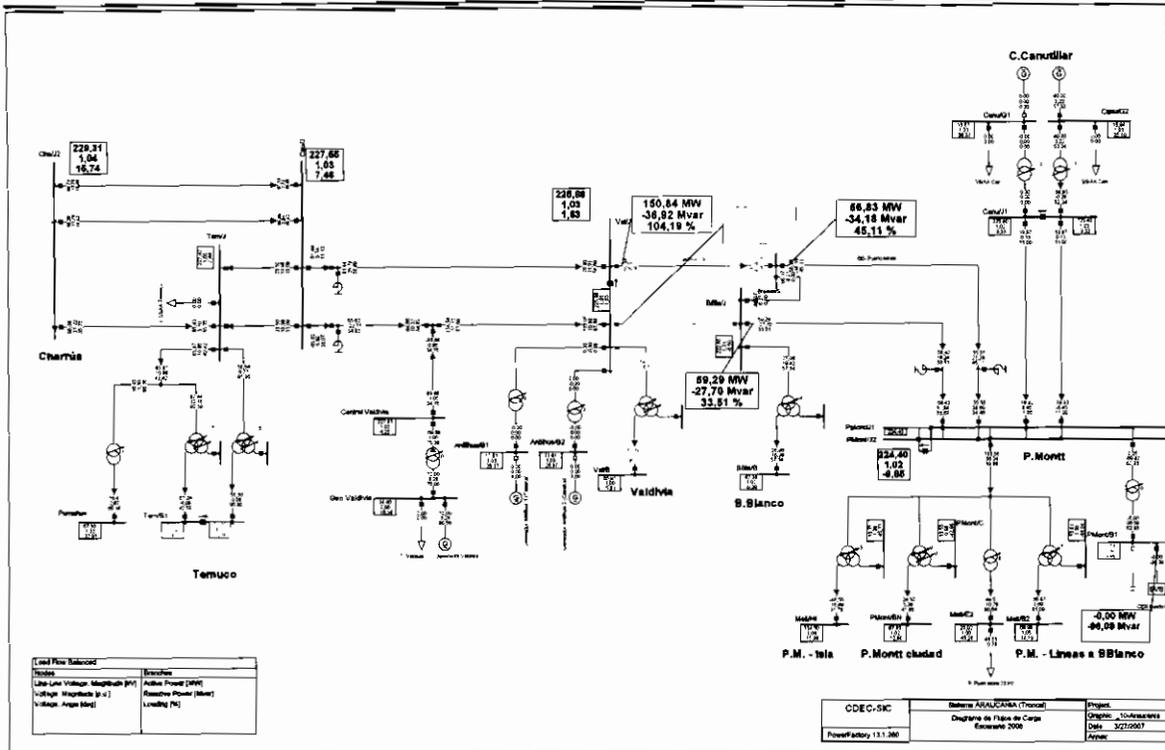


Figura 7: Escenario 2008 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento con acoplamiento de barras con Central Canutillar

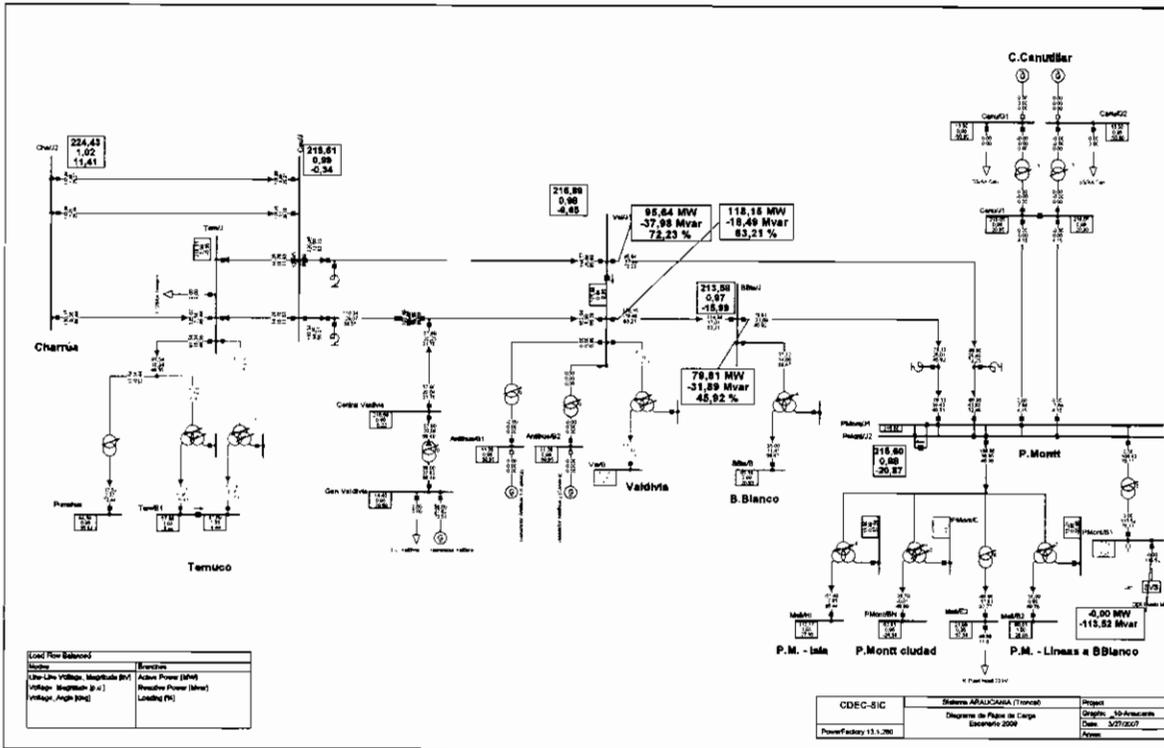


Figura 8: Escenario 2009 pre-falla (Canutillar no se despacha)

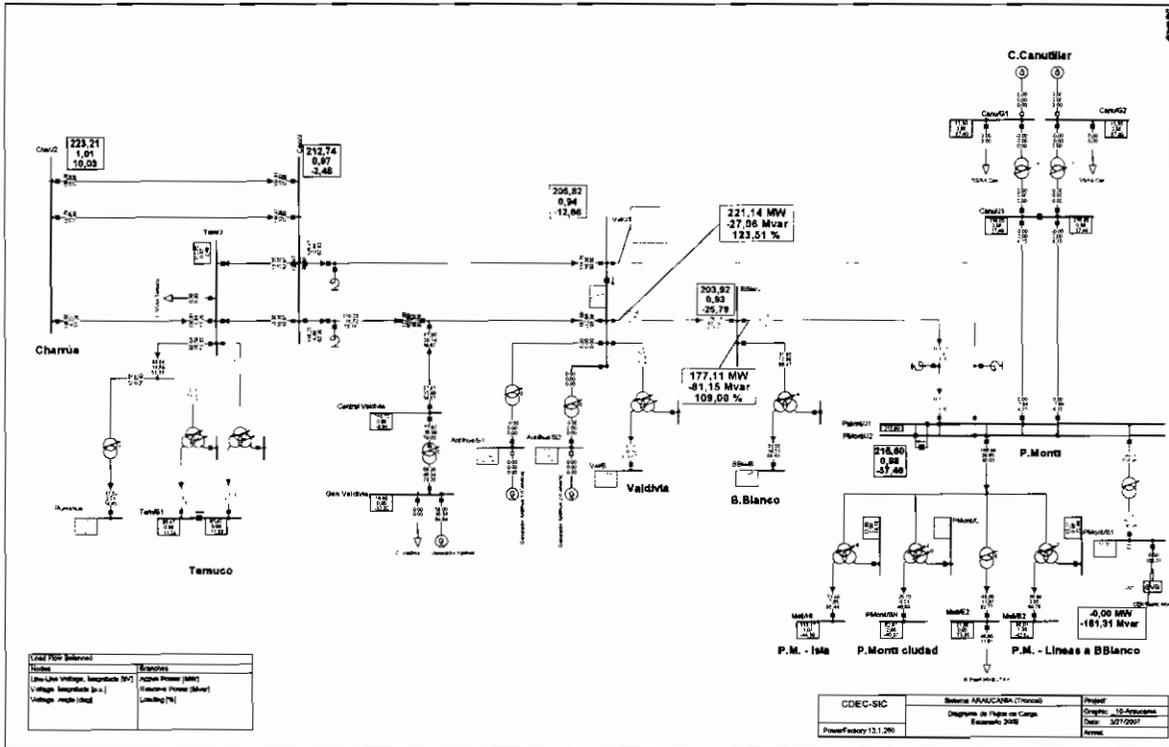


Figura 9: Escenario 2009 post-falla sale circuito expreso hacia Puerto Montt

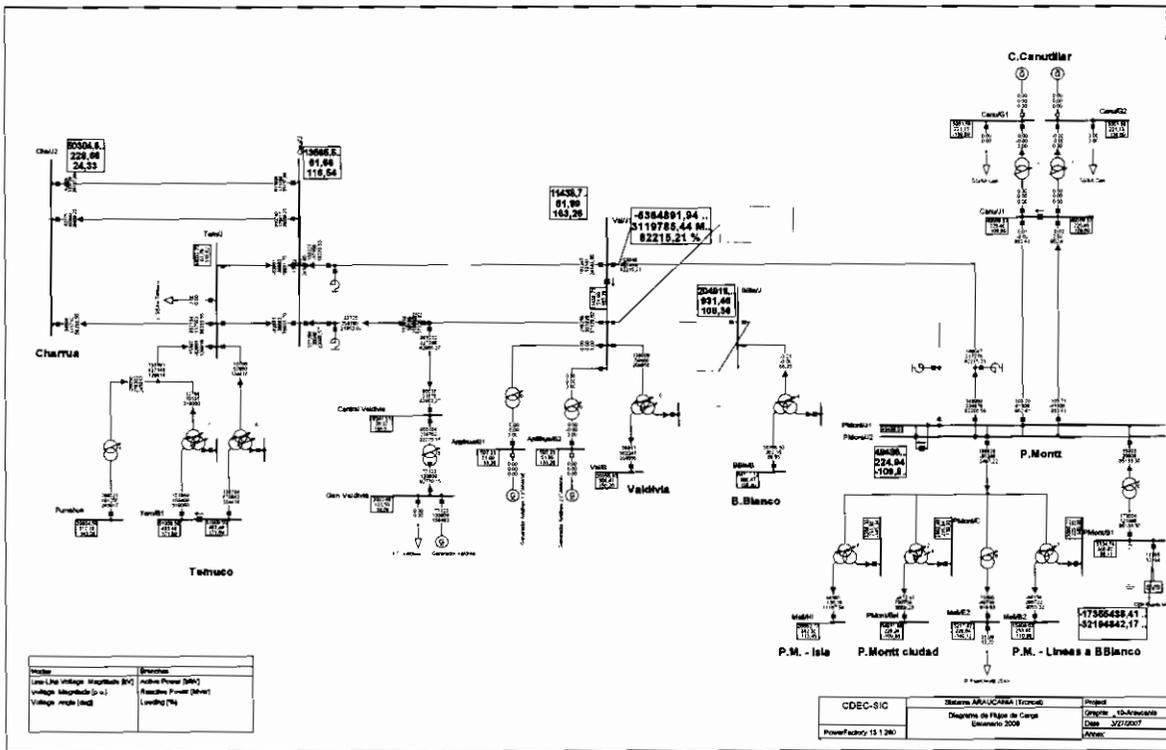


Figura 10: Escenario 2009 post-falla sale circuito con Tap-Off (no converge)

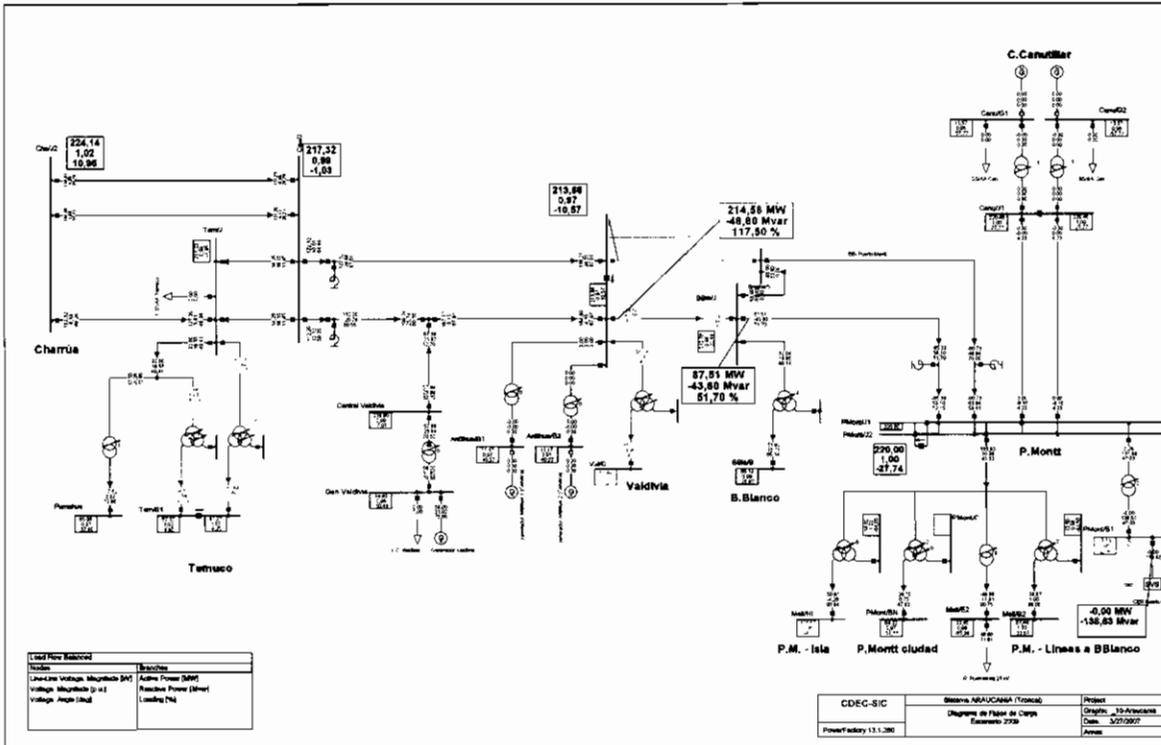


Figura 11: Escenario 2009 post-falla sale circuito superior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento y acoplamiento de barras

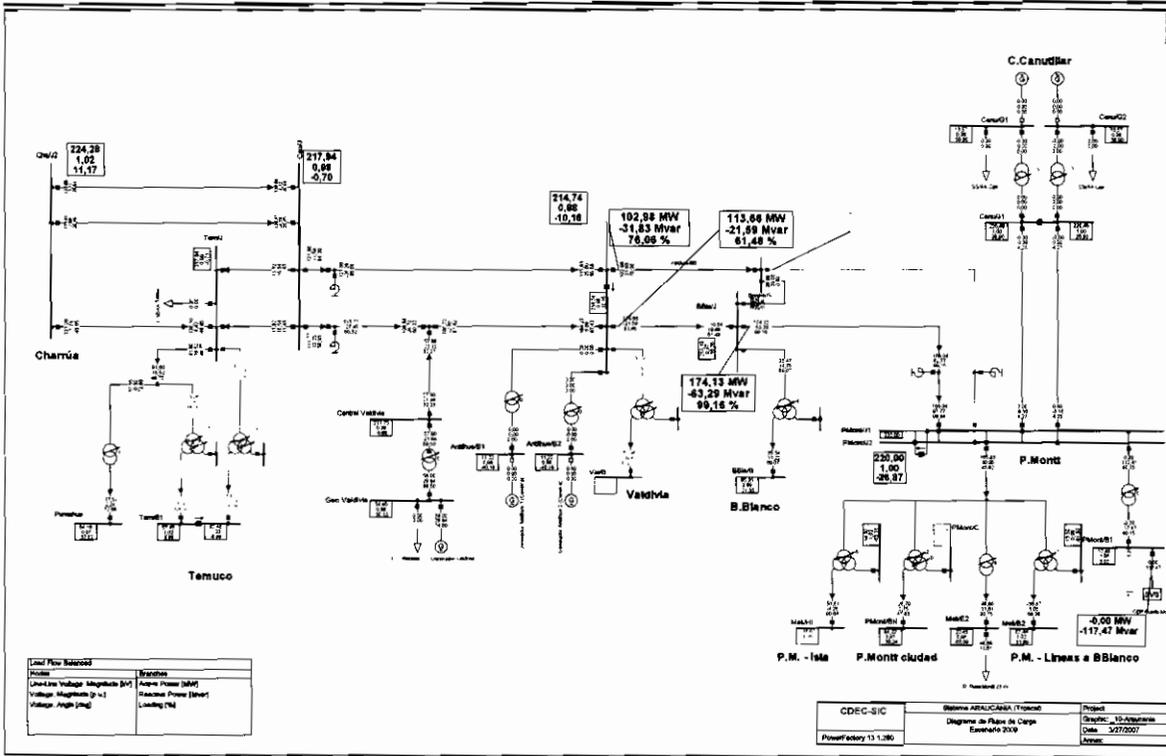


Figura 12: Escenario 2009 post-falla sale circuito superior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento y acoplamiento de barras

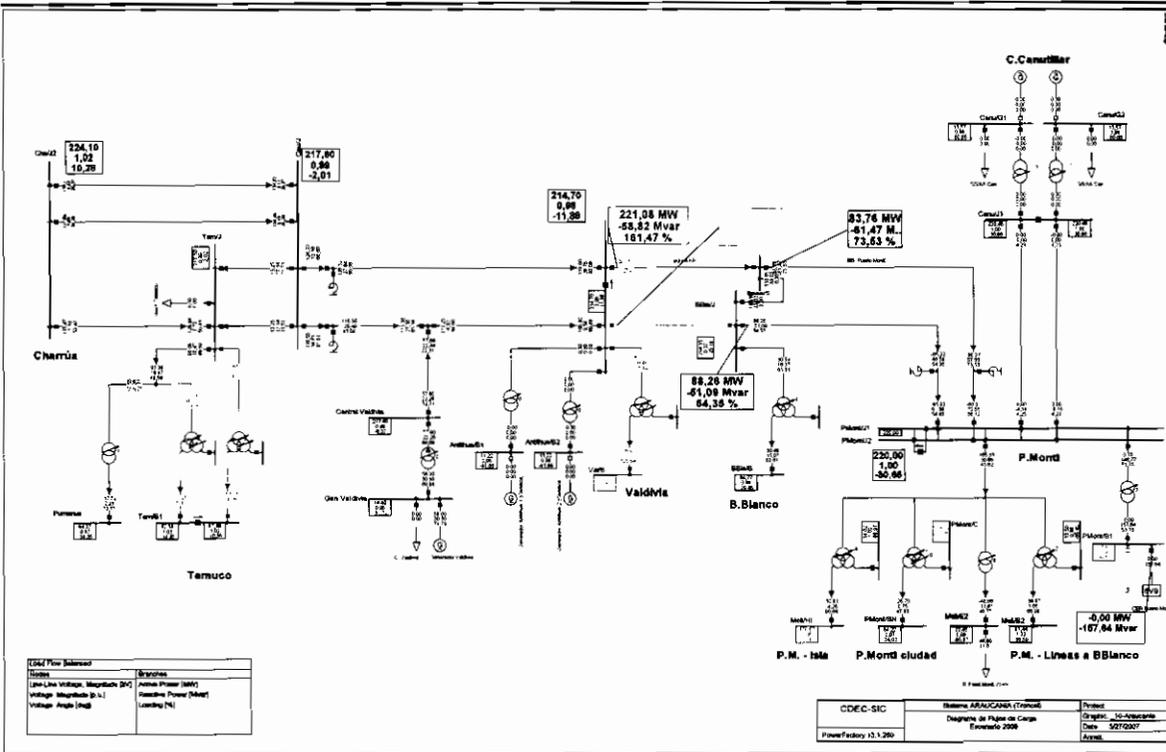


Figura 13: Escenario 2009 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento y acoplamiento de barras

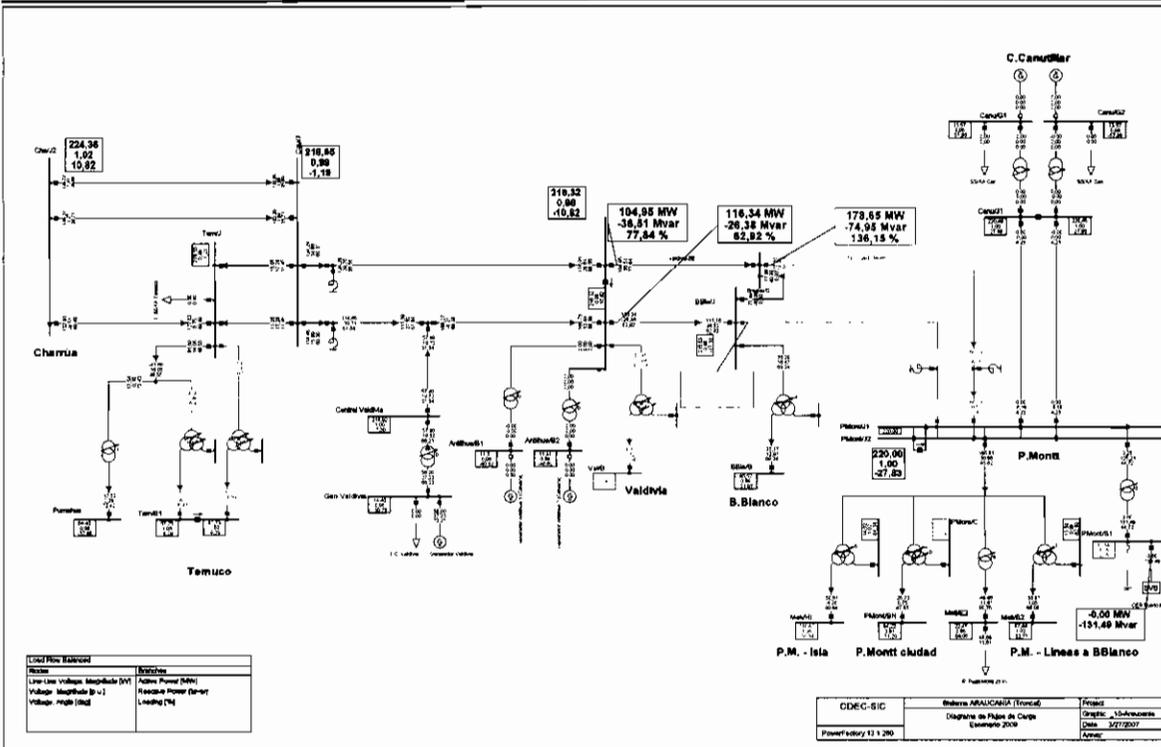


Figura 14: Escenario 2009 post-falla sale circuito inferior Barro Blanco-Puerto Montt con seccionamiento y acoplamiento de barras

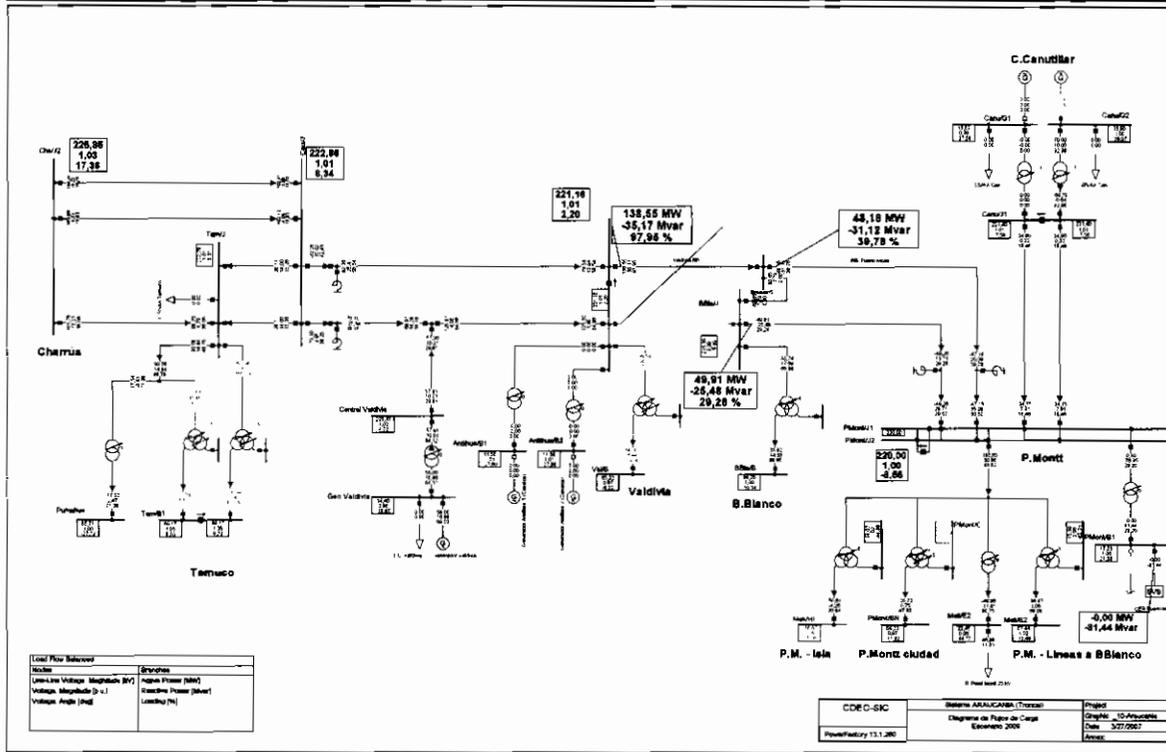


Figura 15: Escenario 2009 post-falla sale circuito inferior Valdivia-Barro Blanco con seccionamiento y acoplamiento de barras y con Central Canutillar

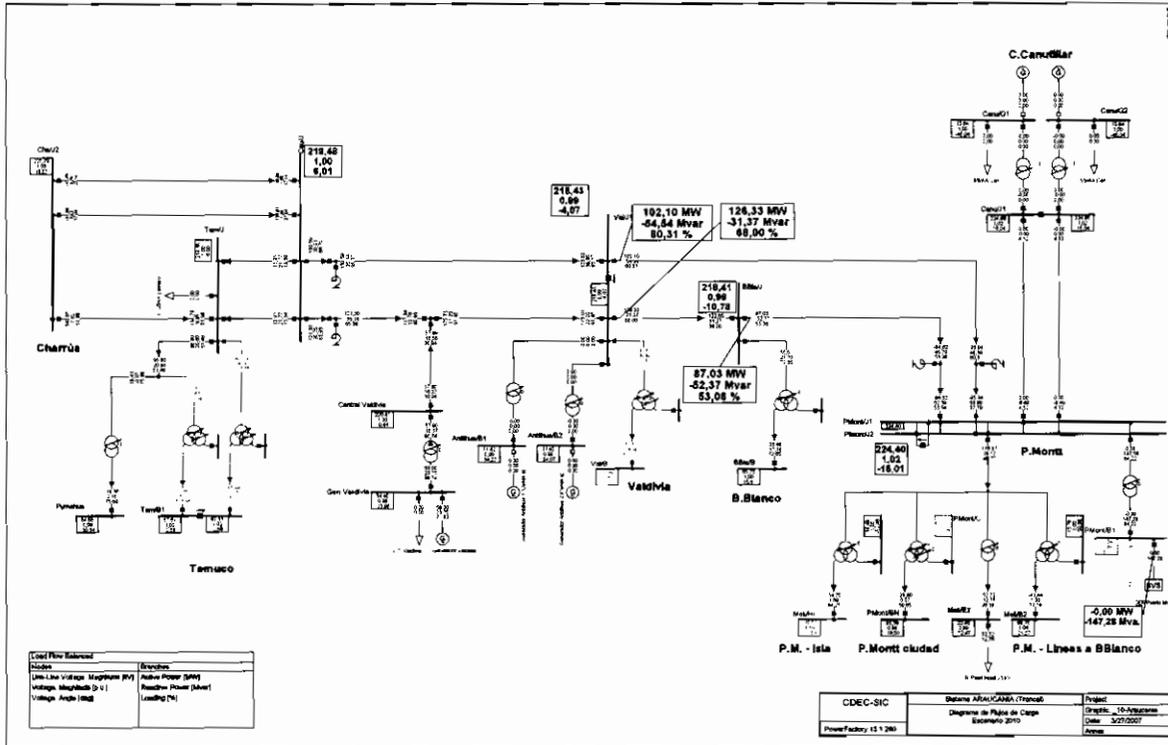


Figura 16: Escenario 2010 pre-falla (Canutillar no se despacha)

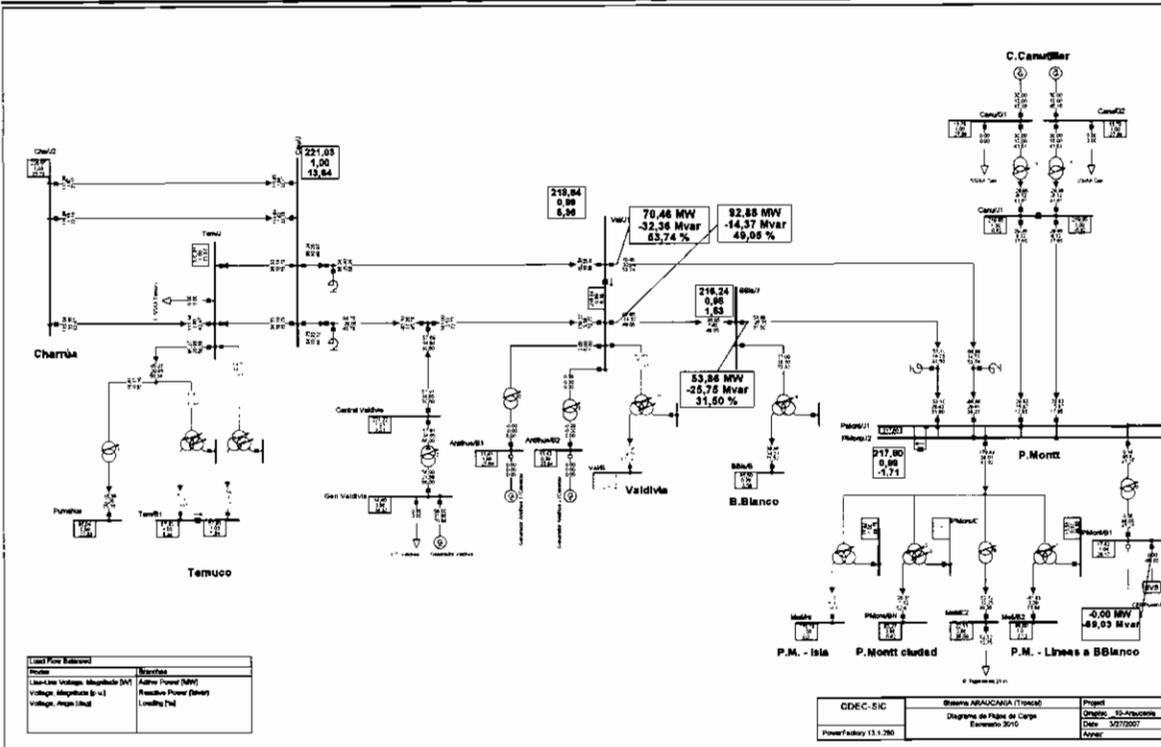


Figura 17: Escenario 2010 pre-falla (Canutillar se despacha)



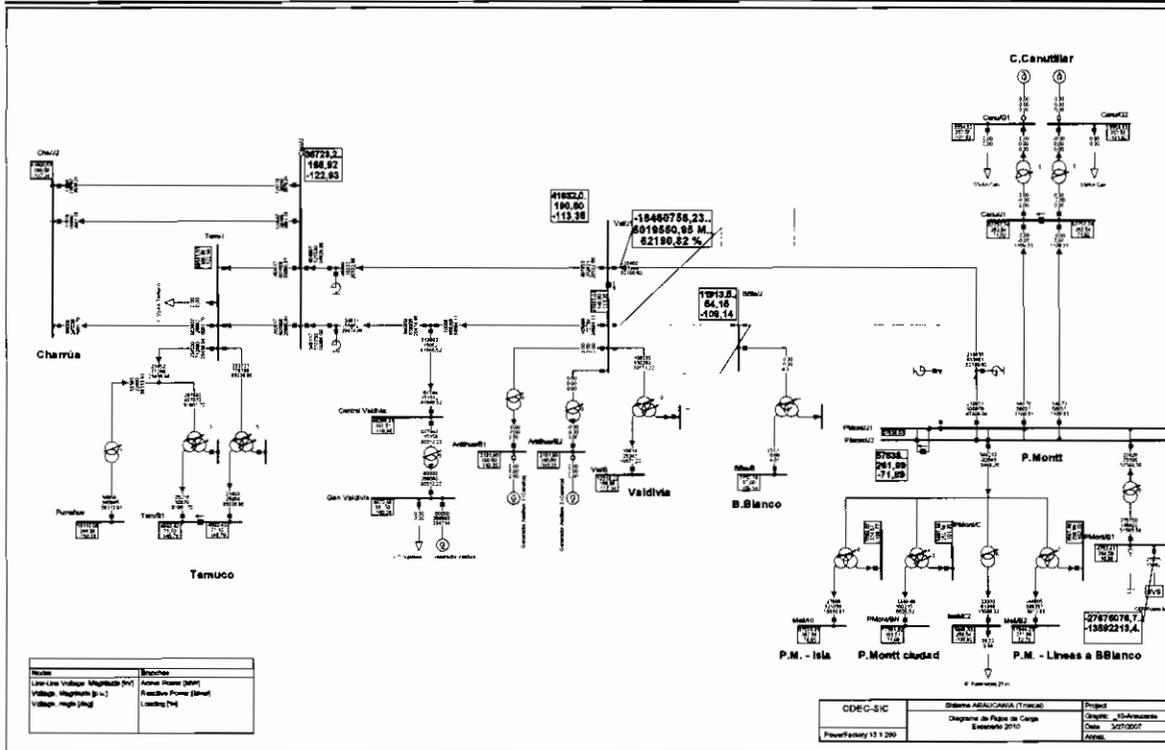


Figura 19: Escenario 2010 post-falla sale circuito con tap-off hacia Puerto Montt

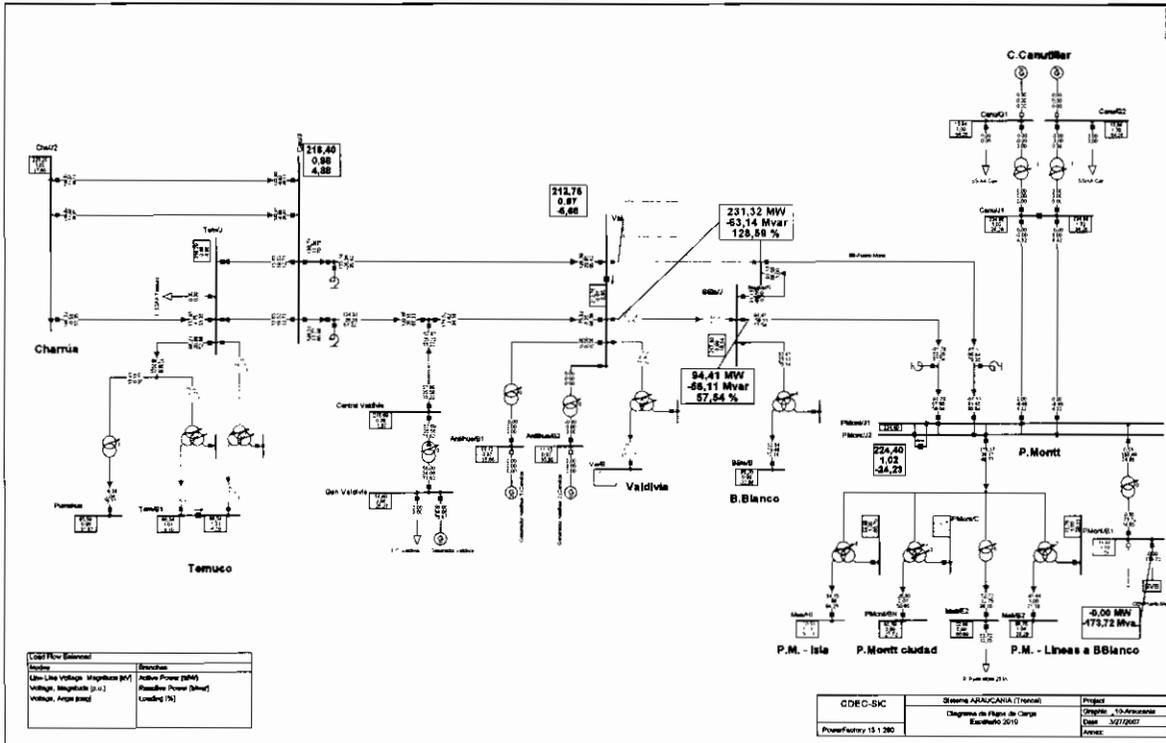


Figura 20: Escenario 2010 post-falla sale tramo superior Valdivia-B.Blanco con seccionamiento y acoplamiento de barras y sin Central Canutillar

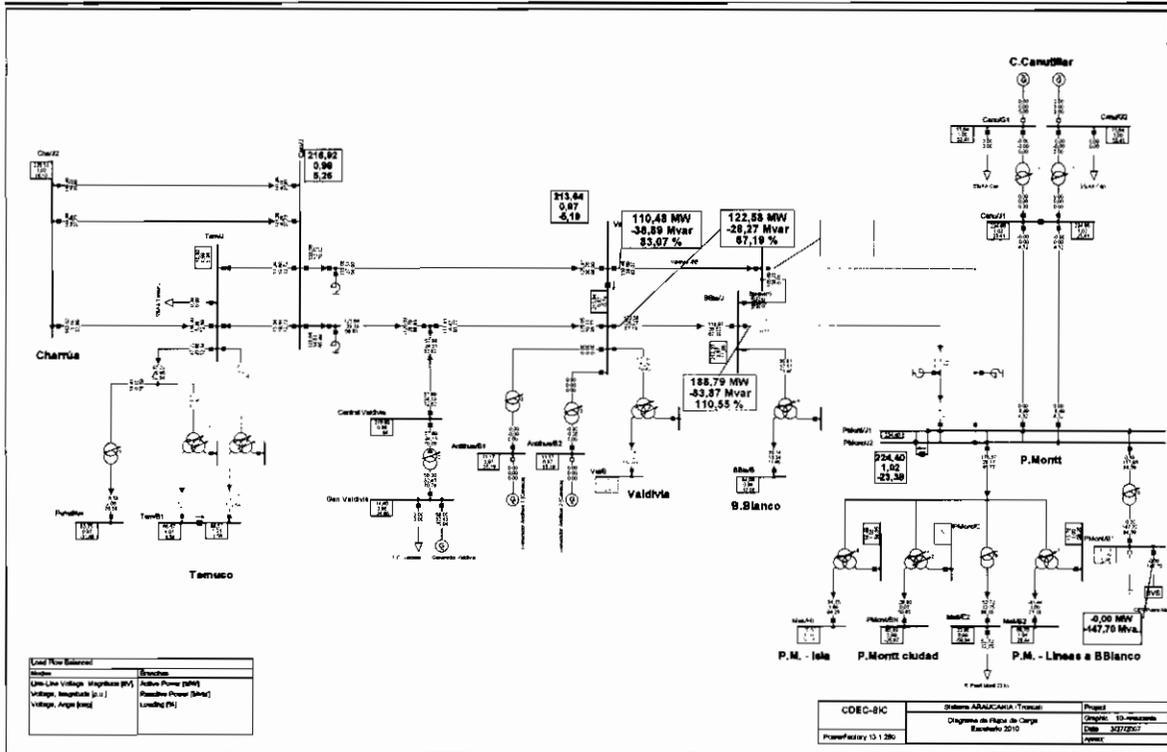


Figura 21: Escenario 2010 post-falla sale tramo superior B. Blanco - Puerto Montt con seccionamiento y acoplamiento de barras y sin Central Canutillar

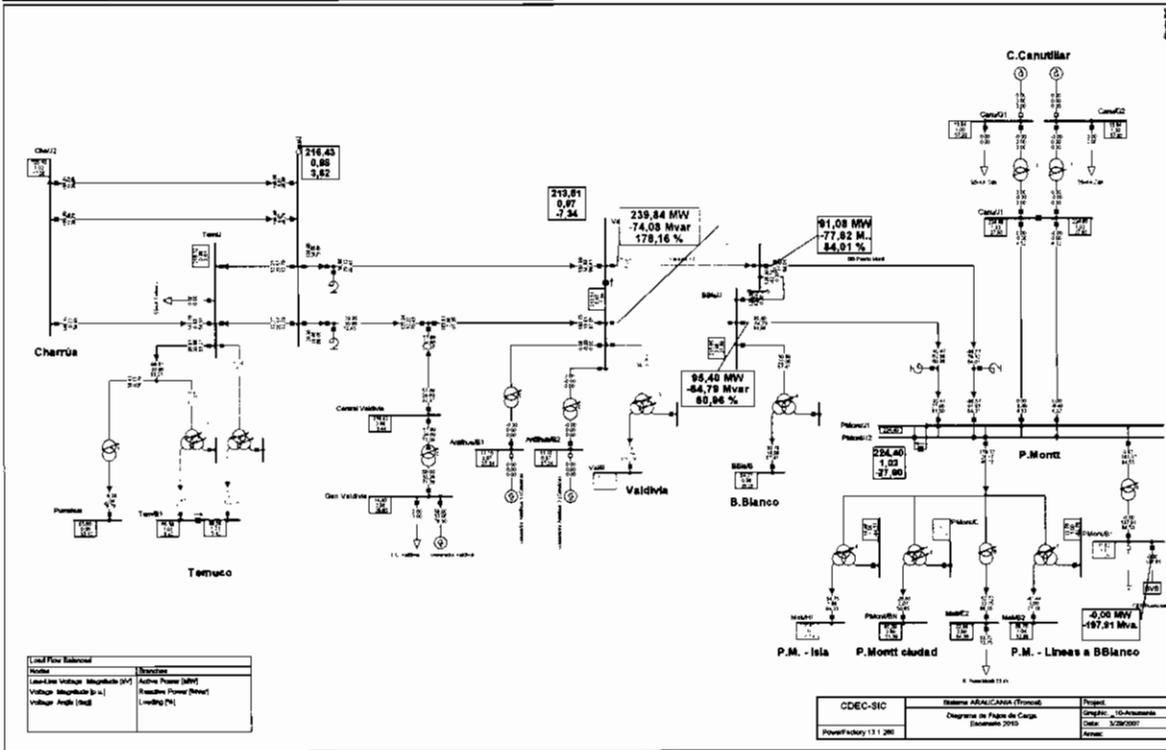


Figura 22: Escenario 2010 post-falla sale tramo inferior Valdivia-B. Blanco con seccionamiento y acoplamiento de barras y sin Central Canutillar

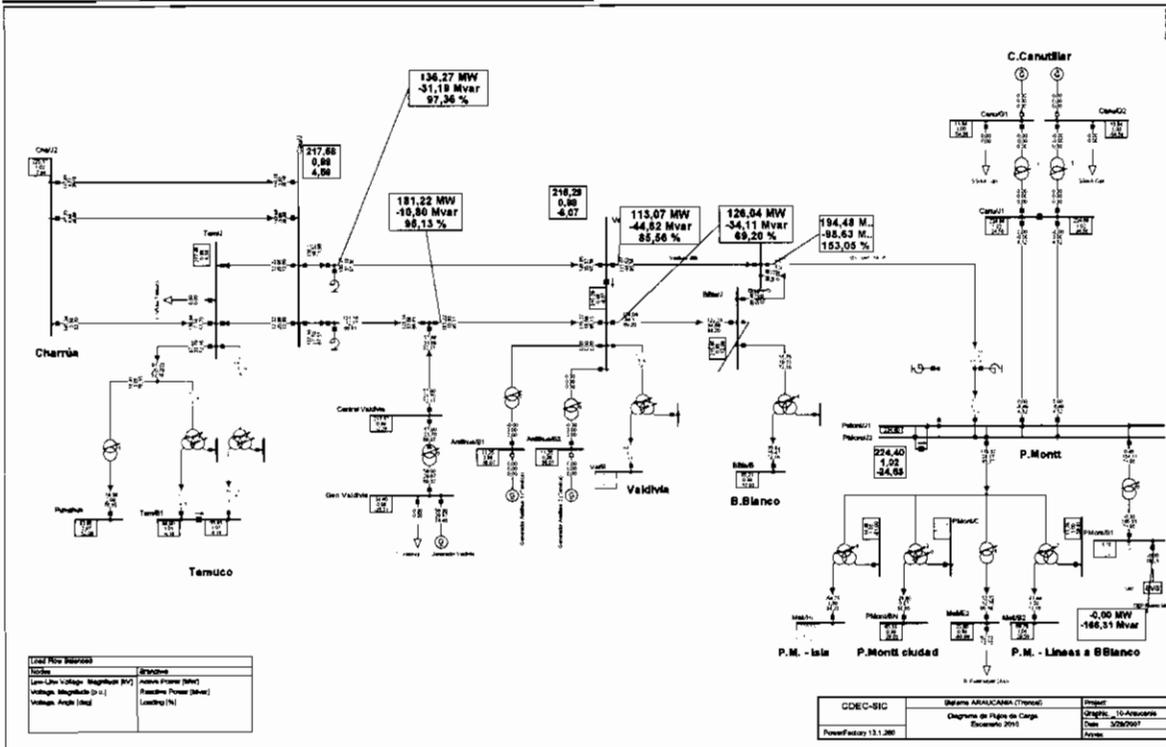


Figura 23: Escenario 2010 post-falla sale tramo inferior B.Blanco-Puerto Montt con seccionamiento y acoplamiento de barras y sin Central Canutillar

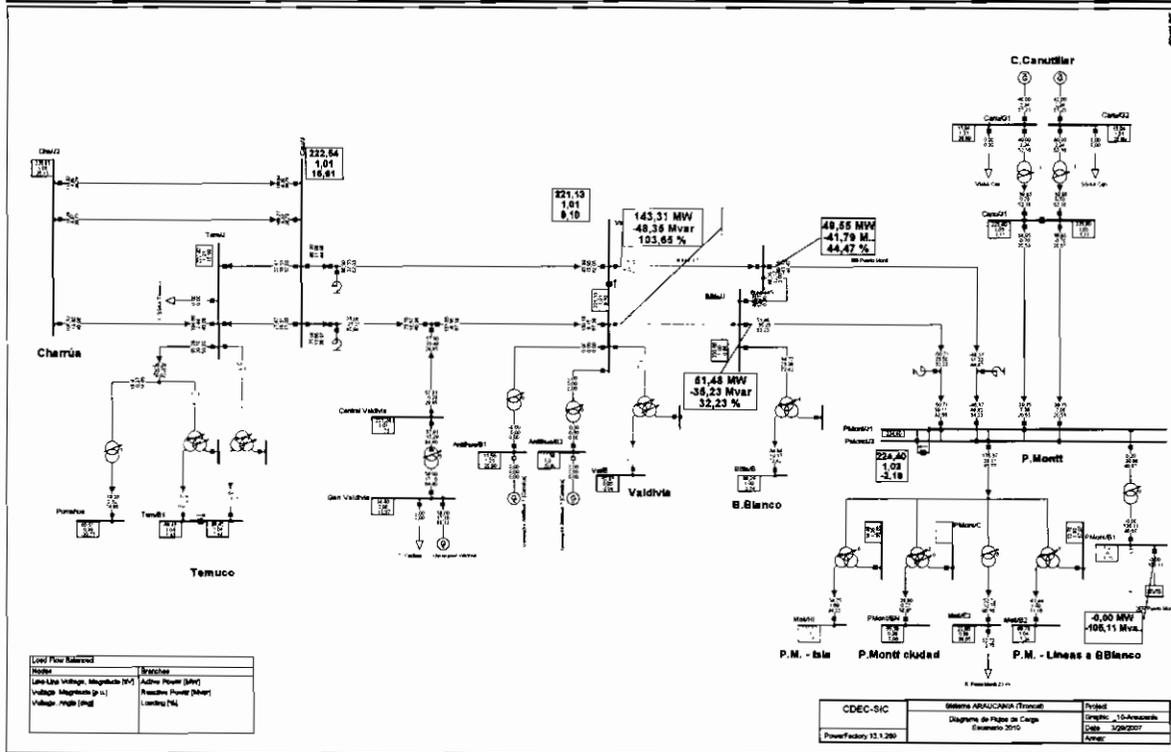


Figura 24: Escenario 2010 post-falla sale tramo inferior Valdivia-B. Blanco con seccionamiento y acoplamiento de barras y con Central Canutillar

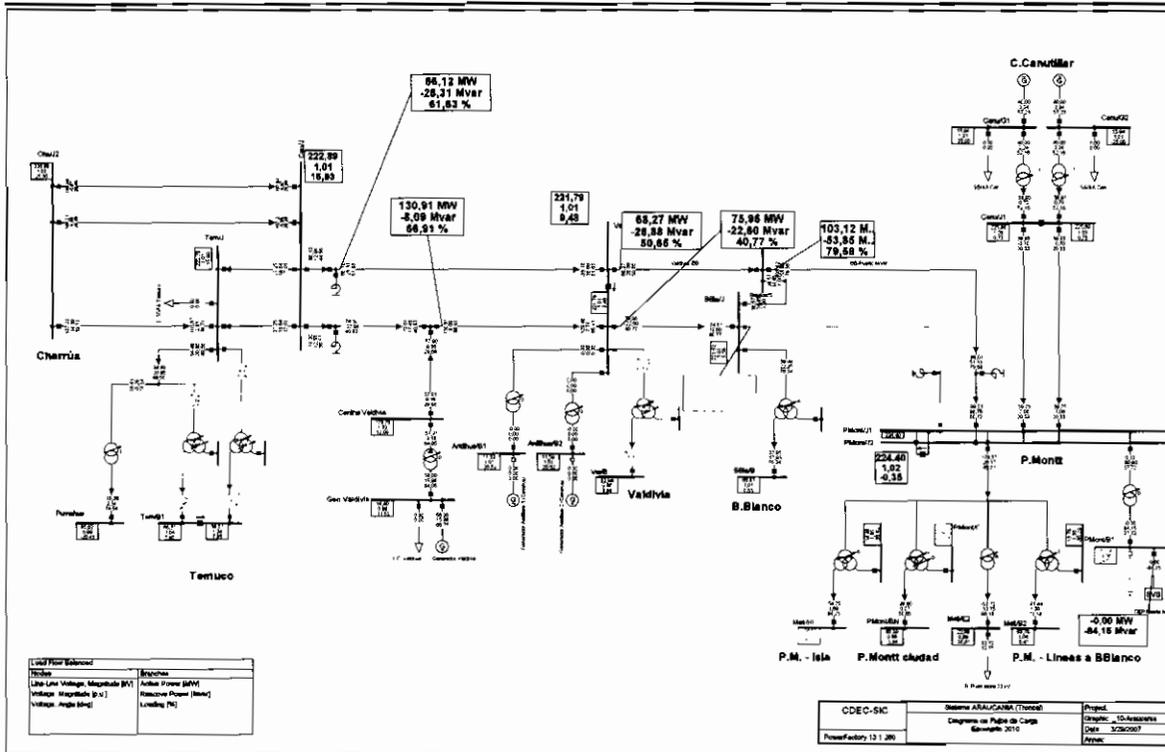


Figura 25: Escenario 2010 post-falla sale tramo inferior B.Blanco-Puerto Montt con seccionamiento y acoplamiento de barras y con Central Canutillar

### 3 CONCLUSIONES

Según la propuesta del Consorcio, el tramo comprendido entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt no requiere de modificación alguna en el período 2007-2010. Sin embargo, se determinó que ya hacia el año 2008, ante la ausencia de generación de central Canutillar, lo que representa un escenario factible de ocurrir, la salida de uno cualquiera de los circuitos entre las SS/EE Valdivia y Puerto Montt, podría provocar la salida en cascada de varios otros equipos o elementos de la zona, lo que representa el incumplimiento del Criterio N-1 de la NT de SyCS.

Las medidas identificadas para solucionar esta situación son:

- La propuesta hipotizada por el Consorcio de implementación de un esquema de EDAC. Sin embargo, pueden existir múltiples razones por las que dicho esquema puede no estar operativo para el momento en que sea requerido.
- La ampliación de la capacidad del CER de Puerto Montt hasta un módulo de 150 MVA<sub>r</sub> para satisfacer los estados N de alta demanda en situaciones particulares en las que la operación de la Central Canutillar no se encuentre garantizada.
- Seccionamiento en Barro Blanco del circuito expreso entre Valdivia y Puerto Montt, junto a la incorporación de la respectiva barra de transferencia (y acoplamiento) en la S/E Barro Blanco, medida que permite reducir las exigencias del CER, así como disminuir las sobrecargas y mejorar el perfil de tensiones de la zona en caso de estados N-1. Además, este tipo de obra evita que se pierdan consumos ante fallas en los diversos tramos, logrando acotar y compartir las exigencias a que se ven sometidos los tramos ante la falla de uno de ellos.
- La operación obligada de una unidad de Canutillar hacia el año 2008, y con mayor razón hacia el 2010, a plena capacidad, para evitar colapso del sistema en estados N-1. Esto implica que para esos períodos deberán realizarse las correspondientes previsiones y programación del despacho para tratar de garantizar ese aporte.
- La solución definitiva para garantizar el cumplimiento del criterio N-1 sin dependencia del despacho obligado de la central Canutillar sería la construcción de un tercer circuito entre Valdivia y Puerto Montt, con ingreso en Barro Blanco.

---

El análisis determinó que el seccionamiento en Barro Blanco debe ir en conjunto con la respectiva barra de transferencia/acoplamiento, lo que no sólo reduce las necesidades adicionales de potencia reactiva en el CER, sino que además permite que el consumo no se pierda ante la salida de alguno de los tramos de transporte involucrados en el corredor analizado.

Si bien el seccionamiento, sin aporte de Canutillar, no elimina totalmente la probabilidad de salida de circuitos en cascada, la conversión del Tap-Off Barro Blanco en una estación con capacidad de maniobra de los circuitos de manera independiente permite reducir la tasa de ocurrencia de eventos que conducen a ese riesgo, con la consiguiente mejora en la confiabilidad de abastecimiento del área.

# **ANEXO F**

## **Efecto de conectar bancos de condensadores en el terciario de transformadores**

SUBGERENCIA SOPORTE TÉCNICO  
MINUTA OES – UNIDAD DE EQUIPOS  
EFECTOS DE CONECTAR BANCOS DE CONDENSADORES  
EN EL TERCARIO DE TRANSFORMADORES

---

### 1.- DISMINUCIÓN DE LA CAPACIDAD Y REDUCCIÓN DE LA VIDA ÚTIL

Está determinado que la conexión de bancos de condensadores en el terciario de transformadores o autotransformadores de poder introduce armónicas y consecuentemente riesgo de resonancia en el sistema. La presencia de armónicas en el transformador produce efectos térmicos, eléctricos y mecánicos indeseables. Las armónicas aumentan las pérdidas del transformador, por la circulación de corrientes y flujos magnéticos armónicos. Estas pérdidas, aumentarán la temperatura de trabajo, y en el caso de que el transformador opere a plena carga, reducirá su vida útil<sup>1</sup>, o bien, harán que su capacidad disminuya, tal como se analiza en la norma IEEE Std. C57.110-1998 “Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents”. Al mismo tiempo, el contenido de altas frecuencias aumenta las vibraciones en el transformador, desgastando sus elementos y en especial, al aislamiento.

Otro punto a considerar, debido a la presencia de armónicas, es una posible resonancia en el sistema y las sobretensiones asociadas a ésta, que podrían provocar fallas en el aislamiento debido al esfuerzo dieléctrico elevado que causan. Sumado a esto, están las exigencias transitorias a que se ve solicitado el transformador, en los instantes de conexión y desconexión de los bancos de condensadores en el terciario, las cuales contribuyen con solicitaciones dieléctricas en el aislamiento sólido, y el estado de éste, condiciona la vida útil del transformador.

---

<sup>1</sup> Romo, J.: “Efecto del contenido armónico de redes de potencia en la vida útil de transformadores de poder”. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.

Teniendo en cuenta la relación existente entre los años en servicio de un equipo y su tasa de falla, una reducción de la vida útil del transformador conlleva a un aumento de su probabilidad de falla<sup>2</sup>. De esta manera, la presencia de armónicos reduce la vida útil, y aumenta la tasa de falla del transformador. Complementando esto, en la norma IEEE Std 493-1997 “Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”, se compara la tasa de falla de un transformador de poder versus la tasa de falla de un transformador rectificador, que por sus características de trabajo, está sometido a armónicas. Las estadísticas presentadas en esa norma (pp. 45-51), hablan de una tasa de falla tres veces mayor para el caso de transformadores rectificadores (alto contenido armónico) comparado con transformadores de poder: 0,0190 v/s 0,0062 fallas por transformador por año.

## **2.- ANÁLISIS CASO PRÁCTICO AUTOTRANSFORMADORES HITACHI TRANSELEC**

Para efectos del análisis que se desarrolla a continuación, se han considerado 4 bancos de autotransformadores de 750 MVA cada uno, de los cuales 2 están ubicados en la S/E Alto Jahuel y los dos restantes en S/E Ancoa. Cada banco cuenta con 3 unidades monofásicas de 250 MVA cada una (más una unidad de reserva que comparten 2 bancos) y permiten elevar la tensión desde 220kV a 500kV. Estos equipos fueron fabricados por HITACHI el año 1984, poseen los mismos años en servicio (22 años) y han sido sometidos a regímenes de carga similares hasta el año 2004.

Los bancos T4 y T5 se encuentran montados en la subestación Alto Jahuel tienen conectados en el terciario de 66kV bancos de condensadores estáticos. Por el contrario, los dos bancos de autotransformadores montados en subestación Ancoa no cuentan con terciario.

Salvo algunas aplicaciones muy especiales, los transformadores y autotransformadores de poder están diseñados para trabajar con voltajes sinusoidales. Como ya se mencionó, cuando la tensión aplicada en algún

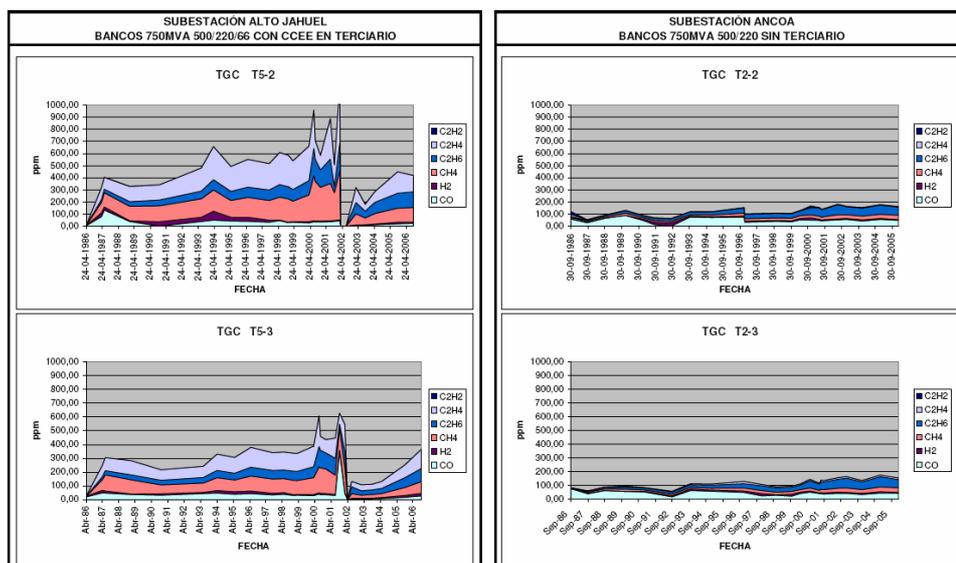
---

<sup>2</sup> Aubin, J.: “Transformer Life Expectancy”. Presentación de General Electric.

enrollado no es sinusoidal, se producirá la circulación de corrientes armónicas en los enrollados y flujos magnéticos armónicos en el núcleo, superpuestos a la corriente y flujo fundamentales. Esto se traducirá en la elevación de las pérdidas en los enrollados y en el núcleo con respecto al caso de alimentación sinusoidal, y consecuentemente una elevación de la temperatura del equipo. Así, el transformador operará con una temperatura mayor que la de diseño, reduciendo su vida útil.

El total de gases combustibles (TGC) disueltos en el aceite aislante de un transformador o autotransformador corresponde a una medida indirecta del estado del equipo y un aumento en la concentración de TGC sobre los valores normales está directamente asociado a una falla incipiente, y el diagnóstico dependerá de la concentración individual de los gases.

El siguiente gráfico presenta la evolución en la concentración de TGC para cuatro unidades de autotransformadores, dos (T5-2 y T5-3) montados en las subestaciones Alto Jahuel y dos (T2-2 y T2-3) en Ancoa. La principal diferencia entre estos equipos, además de su ubicación, radica en que los equipos de S/E Alto Jahuel tienen conectadas cargas capacitivas (condensadores estáticos) en el terciario, a diferencia de lo que sucede en S/E Ancoa donde estos equipos no poseen estos bancos de condensadores estáticos.



En el anexo se presenta la comparación de la concentración de gases combustibles de todos los bancos de autotransformadores indicados.

Se observa claramente que los autotransformadores que tiene conectadas cargas capacitivas (SE Alto Jahuel) con contenido de armónicas, presentan un nivel mas elevado de gases combustibles que los autotransformadores de la subestación Ancoa. Además, el diagnóstico de las unidades de S/E Alto Jahuel indica una falla térmica en el aceite que refleja un aumento en la temperatura.

### **3. CONCLUSIONES**

La contaminación armónica de las redes de potencia provoca efectos indeseables significativos en los equipos conectados a ellas, particularmente en transformadores y autotransformadores. Si un transformador o autotransformador está conectado a una red contaminada con armónicas se producirán corrientes y flujos magnéticos armónicos que elevarán el valor de las pérdidas tanto en los enrollados como en el núcleo y consecuentemente provocará un aumento en la temperatura del equipo.

Si un autotransformador opera con una temperatura mayor a la de diseño, se verá reducida su vida útil, o alternatively habrá que limitar la potencia posible de transferir a un valor menor que el nominal de modo que la temperatura no sobrepase la de diseño.

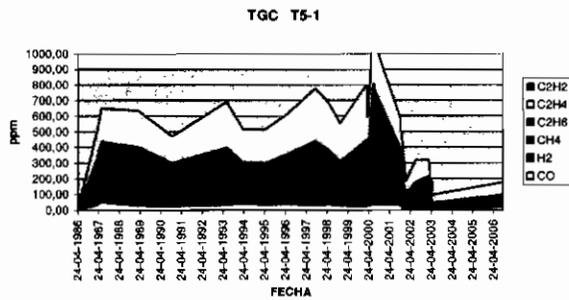
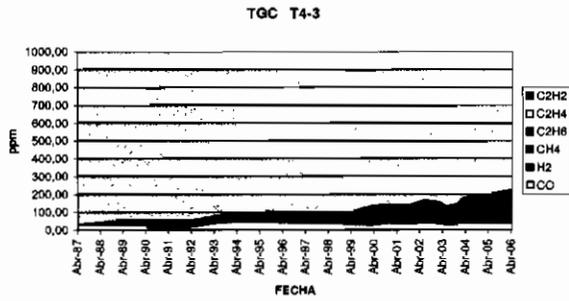
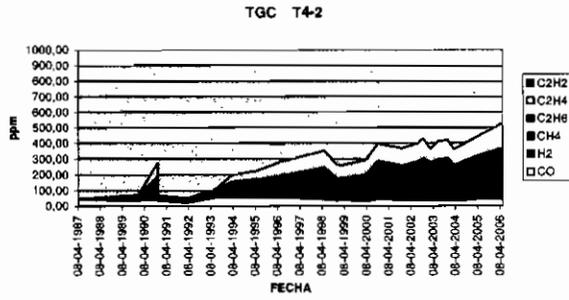
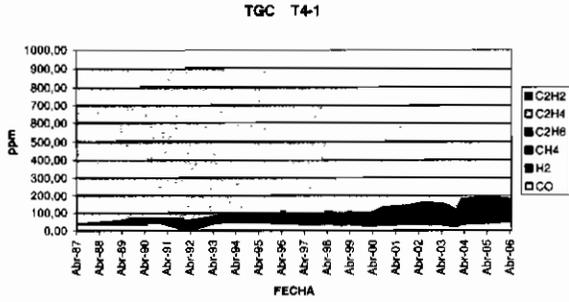
## **ANEXO**

### **Comparación TGC de 7 unidades monofásicas 250 MVA subestación Alto Jahuel y Ancoa**

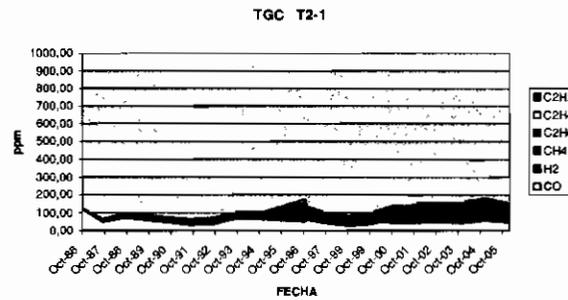
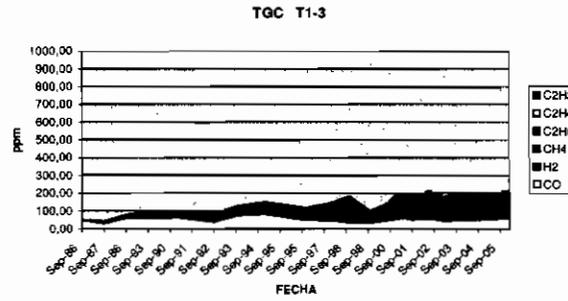
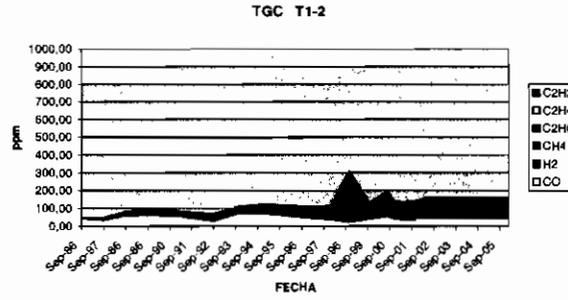
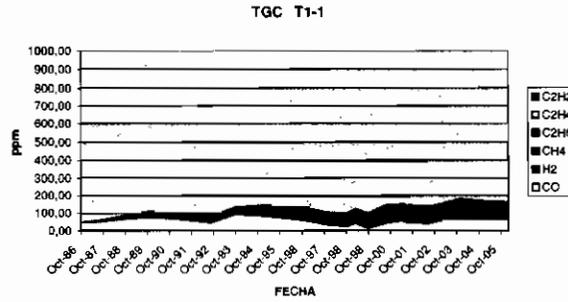
2 bancos (+ R) de Autotrafos 500/220/66kV con CCEE en terciario  
(S/E Alto Jahuel)

2 bancos (+ R) de Autotrafos 500/220kV sin terciario  
(S/E Ancoa)

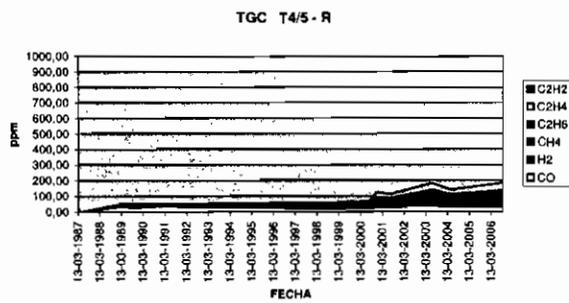
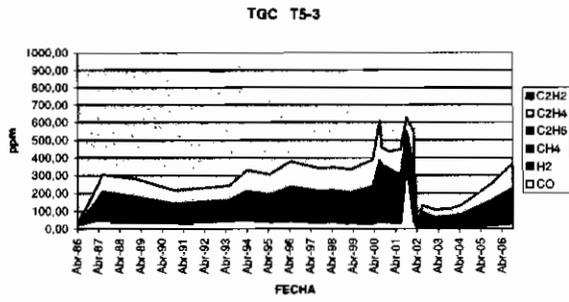
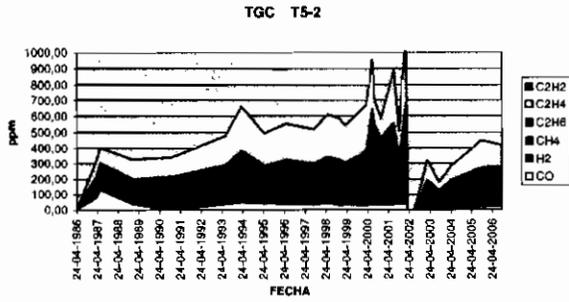
**SUBESTACIÓN ALTO JAHUEL**  
**BANCOS 750MVA 500/220/66 CON CCEE EN TERCIARIO**



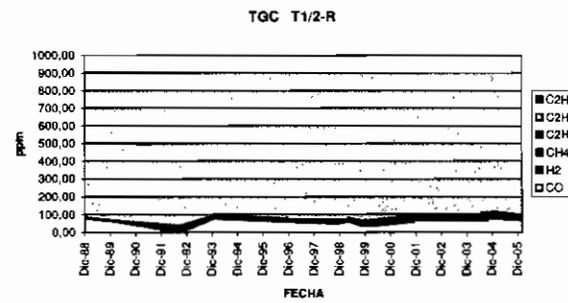
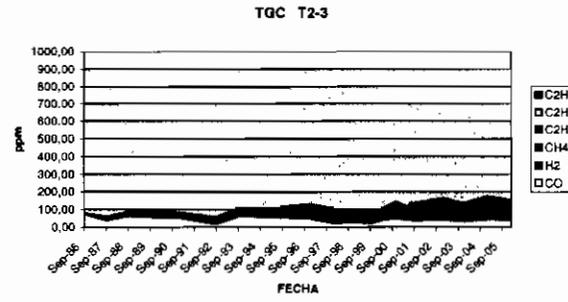
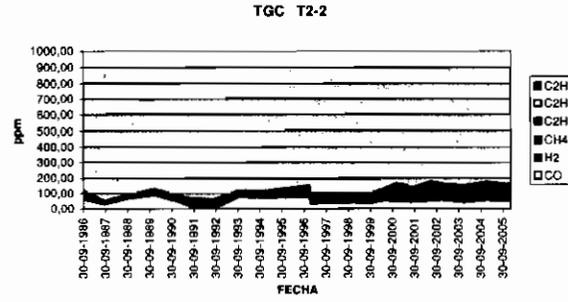
**SUBESTACIÓN ANCOA**  
**BANCOS 750MVA 500/220 SIN TERCIARIO**



**SUBESTACIÓN ALTO JAHUEL**  
**BANCOS 750MVA 500/220/66 CON CCEE EN TERCIARIO**



**SUBESTACIÓN ANCOA**  
**BANCOS 750MVA 500/220 SIN TERCIARIO**



# **ANEXO G**

## **Estimación de Niveles de Cortocircuito en barras de 220 kV de subestaciones Los Vilos y Quillota para el año 2010.**

## **Cálculo de Niveles de Cortocircuito en barras de 220 kV de subestaciones Los Vilos y Quillota para el año 2010.**

### **1. Alcance**

En este anexo se entrega el resultado de los cálculos de niveles de cortocircuito en barras de 220 kV de las subestaciones Los Vilos y Quillota para el año 2010.

### **2. Antecedentes**

Los estudios fueron realizados con DigSilent Power Factory con una base de datos del CDEC-SIC correspondiente al año 2006, a la cual se introdujeron las ampliaciones previstas hasta el año 2010 para realizar estos cálculos. Para esto se considera lo siguiente:

- La ampliación del SIC hasta el final del año 2010, descrita en el punto 3.
- Condición de generación máxima: Configuración del sistema con todas las centrales en servicio.
- Condición de generación mínima: Obtenida sobre la base de la demanda del 8 de Enero 2006 a las 8:00 horas, con un crecimiento anual del 6.5 %.

### **3. Ampliación del SIC al año 2010**

Las siguientes tablas resumen las ampliaciones en el sistema de transmisión y generación hasta el año 2010. Esto se realiza sobre la base de las obras actualmente en construcción y proyectos contemplados en los Estudios de Transmisión Troncal.

Ampliación del sistema de transmisión	Año puesta en servicio
Nueva S/E Cautín 220 kV	2007
Líneas 2x Cautín-Temuco	2007
Transformador en S/E Maitencillo 220/110kV-90MVA	2008
Transformador en S/E Temuco 220/66kV-75 MVA	2008
220 kV Charrúa - Cautín 1 y 2	2008
Alto Jahuel - Chena 220 kV - L3	2008
Transformador en S/E Polpaico 500/220 kV - 750 MVA	2009
Línea A. Jahuel - Polpaico 500 kV	2009
Línea Ancoa - Polpaico 500 kV	2009
Transformador en S/E Cerro Navia 220/110 kV 375 MVA	2009
Nueva S/E Nogales 220 kV	2010
Línea Nogales - Polpaico 2x 220 kV	2010

Central	Barra conexión	Año	Potencia MW
Central hidroeléctrica Palmucho	Ralco 220 kV	2007	32
Central Hidroeléctrica Chiburgo	Colbún 220 kV	2007	19,4
Central hidroeléctrica Quilleco	Charrúa 220 kV	2007	70
Central ciclo abierto Campanario	Charrúa 220 kV	2007	125
Ciclo combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel Ciclo Abto.)	San Luis 220 kV	2007	240
Central hidroeléctrica Hornitos	Aconcagua 110 kV	2007	55
Central hidroeléctrica La Higuera	San Fernando 154 kV	2008	155
Central diesel Los Vilos	Choapa 110 kV	2008	85
Central Eólica Concepción Modulo I	Concepción 220 kV	2008	20
Ciclo combinado GNL San Isidro II F. A. (cap. Final)	San Luis 220 kV	2008	377
Central hidroeléctrica Confluencia	San Fernando 154 kV	2009	145
Central Eólica Concepción Modulo II	Concepción 220 kV	2009	20
Central carbon Maitencillo I	Maitencillo 220 kV	2009	200
Central Carbón V-Región I	Nogales 220 kV	2010	250
Central ciclo combinado GNL Quintero I	Nogales 220 kV	2010	385
Turbina GNL Polpaico I	Polpaico 220 kV	2010	125

(\*) Las centrales La Higuera y Confluencia se conectarán en la futura S/E Tinguiririca, que quedará muy cerca de la S/E San Fernando. Por este motivo, en estos estudios las centrales señaladas se consideran conectadas a esta S/E.

#### 4. Resultados

De esta tabla se concluye que en caso de transferir uno de los interruptores de las líneas hacia S/E Los Nogales (actualmente hacia S/E Los Vilos), la corriente de cortocircuito máxima es de 33 kA, valor que se obtiene al producirse una falla monofásica en el extremo inicial de la línea y con el interruptor abierto en el extremo de S/E Los Nogales. Esta corriente excede la corriente máxima de diseño de los interruptores 52JR de Quillota.

El siguiente cuadro resume los niveles de cortocircuito.

Escenario de Generación Máxima						Configuración del SIC en Diciembre 2010						
S/E	Vnom [kV]	Impedancia [ $\Omega$ ]				Corrientes [kA]					Corriente máxima [kA]	
		R1	X1	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	I <sub>3<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T</sub>	I <sub>1<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	de fase	3lo
Quillota	220	0,33	4,30	0,45	4,29	32,71	29,7	33,7	33,75	31,64	33,8	33,8
Los Vilos	220	3,77	17,83	6,86	56,13	7,73	6,67	6,97	4,54	3,23	7,8	4,6
											0,1	0,1
<b>MVA simétricos equivalentes</b>											<b>MVA simétr. equiv.</b>	
Quillota	220					12464	11317	12841	12860	12056	12880	12880
Los Vilos	220					2946	2542	2656	1730	1231	2965	1749
-	-					-	-	-	-	-	0	0
Escenario de Generación Mínima Enero 2006						Configuración del SIC en Diciembre 2010						
S/E	Vnom [kV]	Impedancia [ $\Omega$ ]				Corrientes [kA]					Corriente mínima [kA]	
		R1	X1	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	I <sub>3<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T</sub>	I <sub>1<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	de fase	3lo
Quillota	220	1,05	10,47	0,55	4,35	12,36	11,74	14,97	16,56	19,3	11,7	16,5
Los Vilos	220	6,15	25,38	8,5	56,38	4,97	4,4	4,68	3,6	2,73	3,6	2,7
-	-										-0,1	-0,1

Para fines de comparación se muestran los niveles de cortocircuito calculados para el SIC de Diciembre 2006.

Escenario de Generación Máxima						Configuración del SIC en Diciembre 2006						
S/E	Vnom [kV]	Impedancia [ $\Omega$ ]				Corrientes [kA]					Corriente máxima [kA]	
		R <sub>F</sub>	X <sub>F</sub>	R <sub>F0</sub>	X <sub>F0</sub>	I <sub>3<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T</sub>	I <sub>1<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	de fase	3lo
Quillota	220	0,37	5,46	0,35	4,00	25,65	23,08	27,65	28,94	30,42	29,0	30,5
Los Vilos	220	5,10	23,71	8,47	67,77	5,1	5,03	5,28	3,61	2,6	5,3	3,7
											0,1	0,1
<b>MVA simétricos equivalentes</b>											<b>MVA simétr. equiv.</b>	
Quillota	220					9774	8795	10536	11028	11592	11047	11611
Los Vilos	220					1943	1917	2012	1376	991	2031	1395
-	-					-	-	-	-	-	0	0
Escenario de Generación Mínima Enero 2006						Configuración del SIC en Diciembre 2006						
S/E	Vnom [kV]	Impedancia [ $\Omega$ ]				Corrientes [kA]					Corriente mínima [kA]	
		R <sub>F</sub>	X <sub>F</sub>	R <sub>F0</sub>	X <sub>F0</sub>	I <sub>3<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math></sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T</sub>	I <sub>1<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	I <sub>2<math>\Phi</math>-T (3lo)</sub>	de fase	3lo
Quillota	220	1,87	16,31	0,43	4,06	7,86	6,78	10,41	10,45	15,77	10,4	15,7
Los Vilos	220	7,39	32,97	10,49	67,99	3,81	3,3	3,54	2,83	2,26	3,8	2,8
-	-										-0,1	-0,1