CDEC-SING

ESTUDIO DE EDAC - SUBTENSIÓN
ANEXOS

Autor	**Dirección de Operación**
Fecha de Creación	**31 de octubre de 2006**
Fecha Impresión	**31 de octubre de 2006**
Correlativo	**CDEC-SING C-0056/2006**
Versión	**1.0**

Control del Documento.

Aprobación.

Versión	Aprobado por
1.0	Para Observaciones.

Registro de Cambios.

Fecha	Autor	Versión	Descripción de Cambio
31.10.2006	Departamento de Estudios	1.0	Confección del Informe

Revisores.

Nombre	Cargo
Carlos Finat D.	Director de Operación y Peajes
Víctor Araya J.	Subdirector de Operación
Felipe Morales S.	Jefe Departamento de Estudios
Fiorella Roncagliolo D.	Ingeniero de Estudios

Contenido.

CONTROL DEL DOCUMENTO. 2

APROBACIÓN 2
REGISTRO DE CAMBIOS. 2
REVISORES. 2

7. ANEXOS 4

7.1 ANEXO 1: CONSIDERACIONES GENERALES DE LA NT 5
7.1.1 Contingencias 5
7.1.2 Verificación de los estándares de SyCS para el Control de Tensión 6
7.2 ANEXO 2: DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y TIPOS DE CONTINGENCIAS 8
7.2.1 Topología del sistema 8
7.2.1.1 Instalaciones nuevas 8
7.2.1.2 Compensación del factor de potencia en Instalaciones de Clientes y Sistema de Transmisión 8
7.2.2 Escenarios de generación en función de la disponibilidad de unidades generadoras y disponibilidad de combustibles 8
7.2.3 Previsión de Demanda 9
7.2.4 Despachos 9
7.2.5 Tipos de Contingencias 10
7.3 ANEXO 3: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DINÁMICO 11
7.3.1 Zona Norte 11
7.3.2 Zona Chuquicamata-Calama 17
7.3.3 Zona Escondida 18
7.4 ANEXO 4: RESULTADOS SIMULACIONES CON ESQUEMA DE CONTROL PROPUESTO 21
7.4.1 Zona Norte 21

7. ANEXOS

7.1 Anexo 1: Consideraciones Generales de la NT

7.1.1 Contingencias

En relación con las contingencias a considerar, el Artículo 6-54 de la NT literal d, establece que *"Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Capítulo N°5 de la NT, así como otras que a juicio de la DO impliquen riego de colapso de tensión"*.

La siguiente Tabla muestra un resumen del tipo de contingencias de interés, el estado a partir del cual debe considerarse su ocurrencia y el objetivo de su análisis; según se establece en la NT.

Estado de Operación	Tipo de Contingencia	Severidad	Objetivo
Estado Normal y Estado de Alerta	Contingencia Simple	1, 2, 3, 4 y 5	Verificar condiciones post-contingencia acordes con estándares del Estado Normal y el Estado de Alerta.
Estado Normal y Estado de Alerta	Contingencia Severa	6 y 7	Verificar condiciones post-contingencia acordes con estándares del Estado Normal y el Estado de Alerta.
Estado de Emergencia	Contingencia Simple	1, 5 y 8	Verificar condiciones post-contingencia acordes con estándares del Estado de Emergencia

Selección práctica de contingencia a analizar

Para seleccionar las contingencias a analizar en el Estado Normal y el Estado de Alerta se consideró lo siguiente:

- En el análisis no se consideran contingencias de Severidad 1, dado que el único condensador serie del SING se encuentra en la Línea 345 kV Central Salta-Andes, y habitualmente se encuentra fuera de servicio. De estar en servicio, se prevé que la falla de éste tendría efectos similares a la desconexión de la unidad CC Salta (Severidad 5).
- No se analizan las contingencias de Severidad 2, dado que por definición para este tipo de falla no se produce desconexión de instalaciones y por lo tanto no se esperan subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión.
- Las contingencias de Severidad 3 y 4 serán analizadas sólo en aquellos casos en que se prevea una condición de subtensión inferior a 0.8 p.u. en régimen permanente[1], inestabilidad o colapso de tensión en alguna zona del SING.

[1] Artículo 5-39 de la NT.

- Las contingencias de Severidad 5 no serán analizadas, ya que en el caso de desconexión de unidades generadoras, ellas son analizadas en el Estudio de EDAC por subfrecuencia; a su vez, las contingencias de asociadas con la desconexión de carga en consumos deberían ser analizadas en un Estudio Específico de EDAG.

Para seleccionar las contingencias a analizar en el Estado de Emergencia se consideró lo siguiente:

- No se consideran las contingencias de Severidad 1 y 5, por las mismas razones indicadas para el Estado Normal y el Estado de Alerta.
- Las contingencias de Severidad 8 serán analizadas sólo en aquellos casos en que se prevea una condición de subtensión inferior a 0.8 p.u. en régimen permanente[2], inestabilidad o colapso de tensión en alguna zona del SING. Por simplicidad, este tipo de contingencias se representarán con las características definidas para la Severidad 4.

7.1.2 Verificación de los estándares de SyCS para el Control de Tensión

La estabilidad de tensión se verificará a través de la detección de condiciones proclives a inestabilidad y/o la comparación cuantitativa de los valores de tensión obtenidos del análisis con los estándares establecidos en la NT para el comportamiento dinámico y las condiciones de régimen en los distintos estados de operación.

Al respecto, la NT especifica lo siguiente:

Estándar de generación y transmisión

- Magnitud de la tensión en barras del sistema: para el Estado Normal y el Estado de Alerta, según lo indicado en los Artículos 5-21 y 5-25 de la NT, y para el Estado de Emergencia, según lo indicado en el Artículo 5-57 de la NT.
- Magnitud de la tensión en barras de las unidades generadoras y límite de generación de reactivos: para el Estado Normal y el Estado de Alerta, según lo indicado en los Artículos 5-23, 5-24 y 5-26 de la NT, y para el Estado de Emergencia, según lo indicado en los Artículos 5-59 y 5-60 de la NT.

Estándar de recuperación dinámica

Para el Estado Normal y el Estado de Alerta:

- Magnitud de la tensión en barras del sistema: se define un valor mínimo y el tiempo máximo en que éste debería estar presente, así como el valor final de convergencia y una banda de tolerancia (Art. 5-39 de la NT).

Márgenes de estabilidad y seguridad

- Margen de estabilidad de tensión: la diferencia entre el valor de tensión que produce el colapso de tensión, en cualquier barra de consumo, y el valor

[2] Artículo 5-39 de la NT.

inferior de la banda de excursión para la tensión definida en los estándares de generación y transmisión no debe ser inferior a lo indicado en la NT (Estado Normal y Estado de Alerta, Artículo 5-52 de la NT, Estado de Emergencia, Artículo 5-67 de la NT).

7.2 Anexo 2: Definición de escenarios y tipos de contingencias

El horizonte de evaluación para el Estudio comprende el período entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2007, considerando la fecha de implementación del EDAC por subtensión más tardía de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10-21 de la NT.

A continuación se describen aspectos de detalle asociados con la definición de los escenarios de análisis.

7.2.1 Topología del sistema

La topología considerada para el análisis corresponde a la condición habitual que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio.

El análisis comprende tanto la topología base, en la cual se considera que todos los elementos del sistema de transmisión se encuentran disponibles, como también ciertas topologías caracterizadas por la presencia de mantenimientos programados no simultáneos.

7.2.1.1 Instalaciones nuevas

Se consideraron los siguientes cambios topológicos en el Sistema de Transmisión:

- Desconexión de la Línea 220 kV Atacama-O'Higgins y conexión de la Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins.

7.2.1.2 Compensación del factor de potencia en Instalaciones de Clientes y Sistema de Transmisión

En relación con las exigencias de factor de potencia establecidas en la NT para los puntos de conexión de las Instalaciones de Clientes, Sistemas de Subtransmisión y Sistemas de Transmisión Adicional, no se considera compensación en dichas instalaciones. Lo anterior se debe a que no se prevé la puesta en servicio de algún proyecto previo a la implementación del EDAC, ya que a la fecha de elaboración de este informe los Coordinados no han comunicado a la DO información al respecto.

En caso que se reciba información de algún proyecto de instalación de equipos para compensar el factor de potencia, la DO analizará la necesidad de revisar los resultados y conclusiones del presente Estudio.

7.2.2 Escenarios de generación en función de la disponibilidad de unidades generadoras y disponibilidad de combustibles

Para los análisis se consideran los escenarios que resultan más críticos en términos de la detección de subtensiones, inestabilidad o colapso de tensión.

Respecto de la disponibilidad de unidades, se definieron dos escenarios de análisis para el período de evaluación; caracterizados por la disponibilidad e indisponibilidad de la unidad CTTAR, respectivamente. Respecto de la disponibilidad de combustibles, no se consideraron restricciones de gas natural específicas.

Cabe mencionar que, salvo el caso de la unidad CTTAR, la disponibilidad de unidades, según el Programa de Mantenimiento Mayor, y la disponibilidad de combustibles no afectan significativamente las conclusiones asociadas a este Estudio.

7.2.3 Previsión de Demanda

Para el Estudio se considera la previsión de demanda utilizada en el Informe de Peajes de diciembre de 2005, correspondiente al período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2007.

De acuerdo a lo indicado en el Artículo 6-54 de la NT, en el Estudio se deben considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda. Sin embargo, para los análisis se consideraron sólo escenarios correspondientes a demanda máxima debido a que ellos resultan ser más críticos en términos de la presencia de problemas de tensión.

De acuerdo a lo anterior, para los análisis se consideró un valor de demanda neta igual a 1811 MW, y modulación intradiaria.

7.2.4 Despachos

Los despachos de las unidades generadoras se determinaron considerando la aplicación del Criterio N-1[3], según se establece en el Artículo 5-6 de la NT.

Los despachos analizados son los siguientes.

Despacho 1: CTTAR disponible

Unidad/Config.	PotFP [MW]	PotHP [MW]	Reserva CPF [MW]
CAVA	1	3	
CHAP	5	10	
CC SALTA 1TG+TV	300	300	15
U14	117	117	10
U15	119	119	10
NTO2	129	129	10
NTO1	125	125	10
CTM2	160	160	12
CTM1	90	152	5
U16 TG+TV	202	229	14
CTTAR	100	140	7
CC2 2TG+TV	308	326	22
CC1 1TG+TV	155	156	16
TOTAL	1.811	1.966	131

Despacho 2: CTTAR indisponible

Unidad/Config.	PotFP [MW]	PotHP [MW]	Reserva CPF [MW]
CAVA	1	3	
CHAP	5	10	
CC SALTA 1TG+TV	300	300	15
U14	117	117	10
U15	119	119	10
NTO2	129	129	10
NTO1	125	125	10
CTM2	160	160	12
CTM1	92	152	5
U16 TG+TV	202	239	14
CC2 2TG+TV	308	326	22
U13	50	78	6
CC1 1TG+TV	155	160	16
U12	50	50	8
TOTAL	1.813	1.968	138

[3] Según el Procedimiento DO N°3 "Evaluación Técnica y Económica Aplicación Criterio N-1 con Operación EDAC y/o EDAG" (versión enviada a la CNE para su información favorable).

7.2.5 Tipos de Contingencias

El Artículo 6-54 de la NT establece que para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Capítulo N°5 de la NT, así como otras que a juicio de la DO impliquen riesgos de colapso de tensión. De acuerdo a lo anterior y en función del análisis de la NT expuesto en el *Anexo 1: Consideraciones Generales de la NT*, las contingencias analizadas, en las distintas topologías consideradas, corresponden a:

1. Ocurrencia de una Contingencia Simple de Severidad 4 en Estado Normal, en condiciones de disponibilidad total de los elementos del sistema de transmisión como también de mantenimientos programados no simultáneos. Este tipo de contingencia está caracterizada por un cortocircuito bifásico a tierra con despeje instantáneo. En particular, se considera que éste ocurre al 50% de la longitud de línea o segmento, según corresponda, con despeje simultáneo en ambos extremos mediante apertura tripolar de interruptores a 120 milisegundos de ocurrida la falla[4].
2. Ocurrencia de una Contingencia Severa de Severidad 6 en Estado Normal, en condiciones de disponibilidad total de los elementos del sistema de transmisión. Este tipo de contingencia está caracterizada por la desconexión de una línea de transmisión de doble circuito, en la cual un circuito enfrenta un cortocircuito bifásico a tierra con despeje instantáneo por desconexión, y el circuito paralelo se desconecta por operación errónea de sus protecciones. En particular se considera que la falla ocurre al 50% de la longitud del circuito o segmento, según corresponda, con despeje simultáneo en ambos extremos mediante apertura tripolar de interruptores a 120 milisegundos de ocurrida la falla. La operación errónea en el circuito paralelo también considera apertura tripolar de interruptores, simultánea en ambos extremos, a 120 milisegundos de ocurrida la falla.
3. Ocurrencia de una Contingencia Simple de Severidad 4 en Estado de Alerta o de Emergencia, en condiciones de disponibilidad total de los elementos del sistema de transmisión. Este tipo de contingencia está caracterizada por un cortocircuito bifásico a tierra con despeje instantáneo, el cual ocurre en un Estado de Alerta o Estado de Emergencia proveniente de una Contingencia Simple, equivalente a la descrita en el caso 1, o de una Contingencia Severa, equivalente a la descrita en el caso 2; respectivamente. En particular se considera que el cortocircuito bifásico ocurre al 50% de la longitud de la línea o segmento, según corresponda, con despeje simultáneo en ambos extremos mediante apertura tripolar de interruptores a 120 milisegundos de ocurrida la falla.

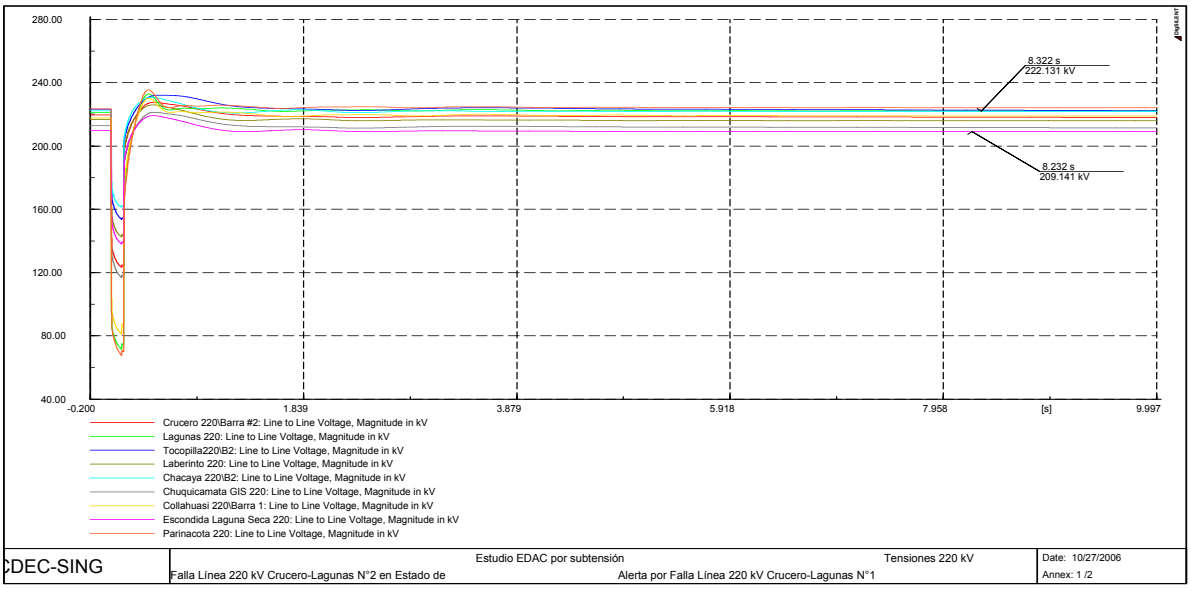
[4] Tiempo de despeje seleccionado considerando lo establecido en el Artículo 5-46 de la NT literal c).

7.3 Anexo 3: Resultados del análisis de comportamiento dinámico

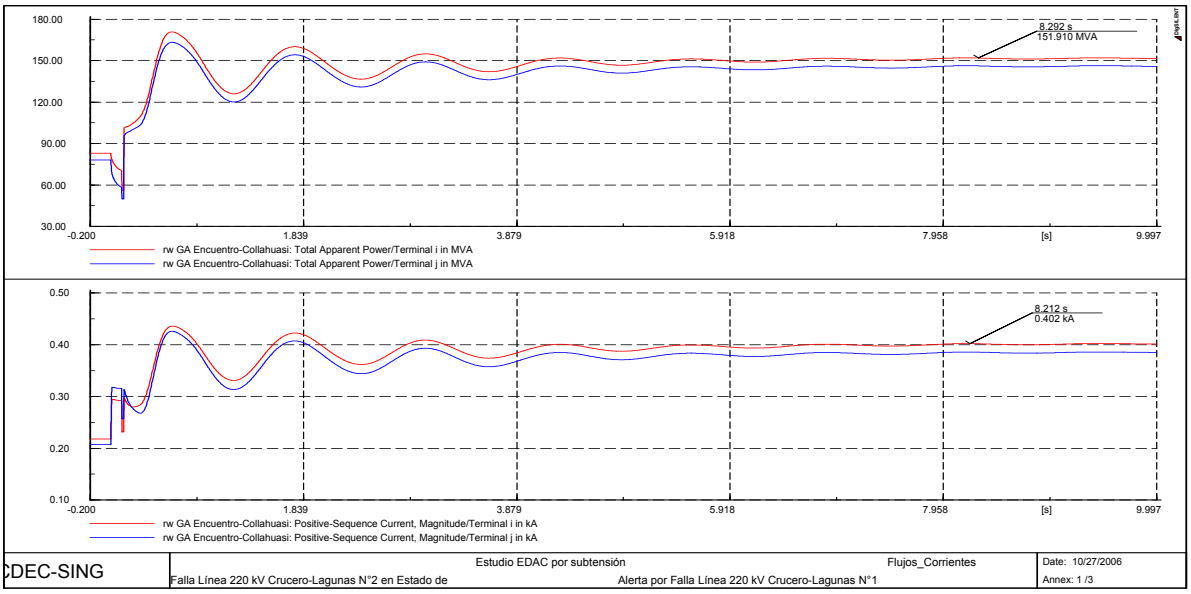
7.3.1 Zona Norte

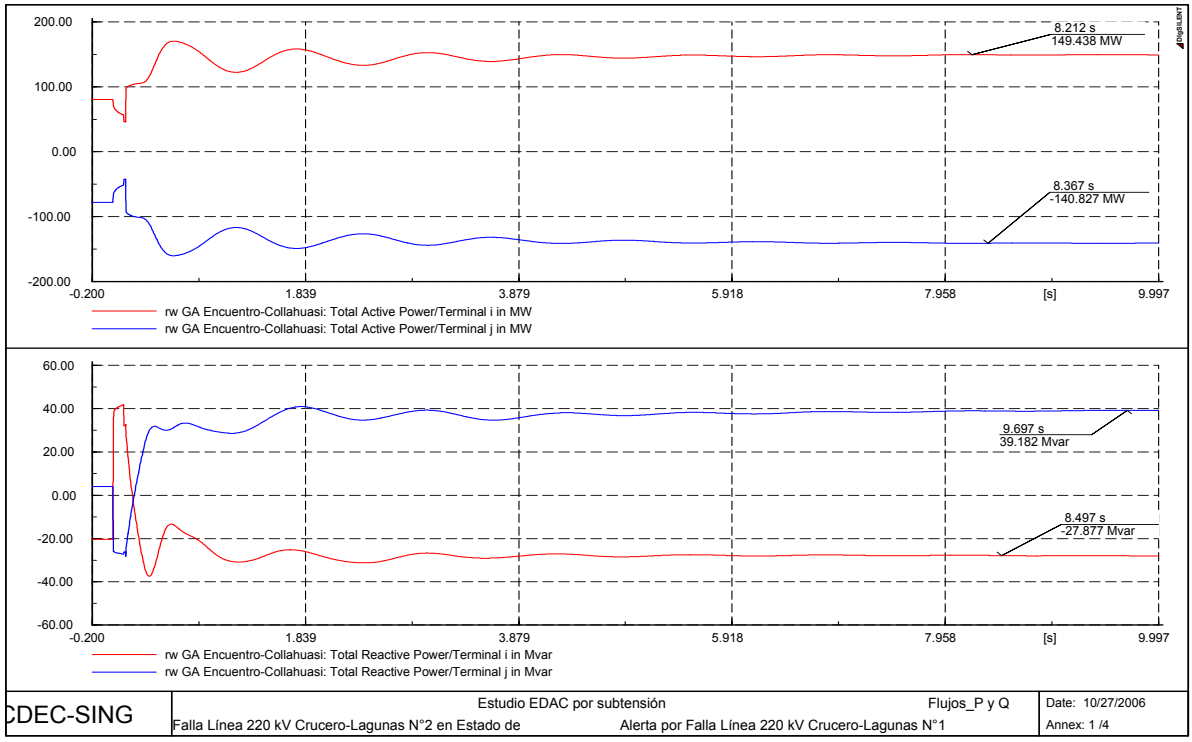
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°1. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



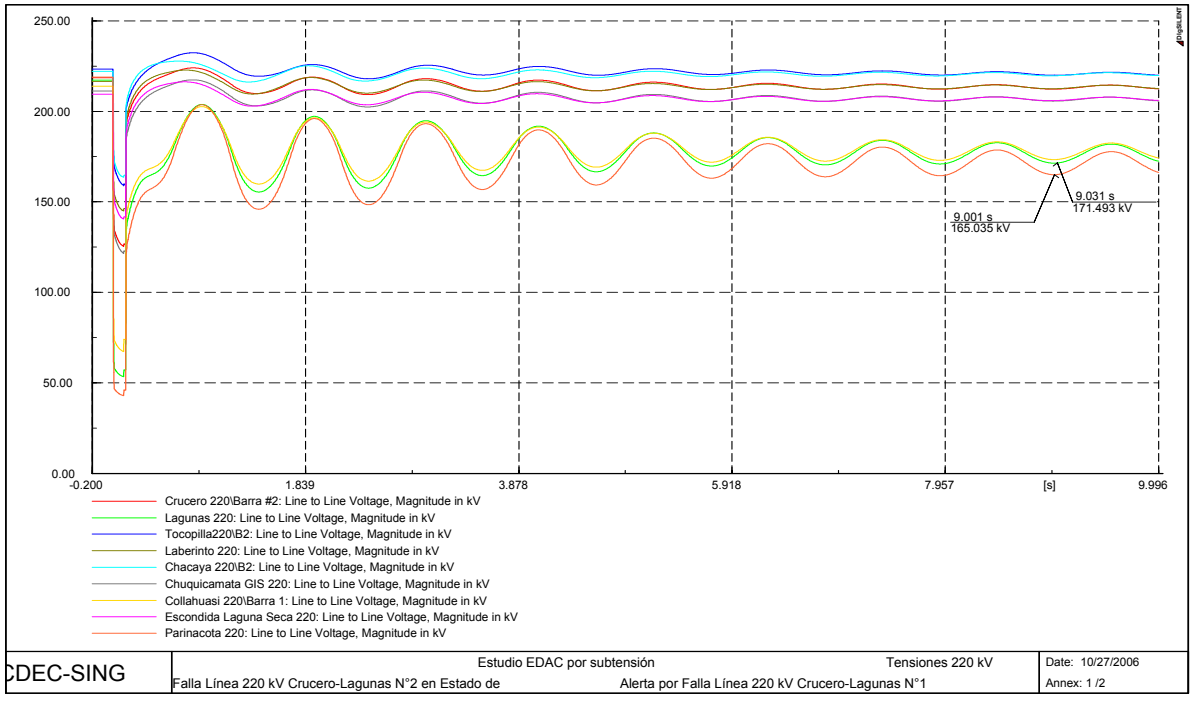
- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi



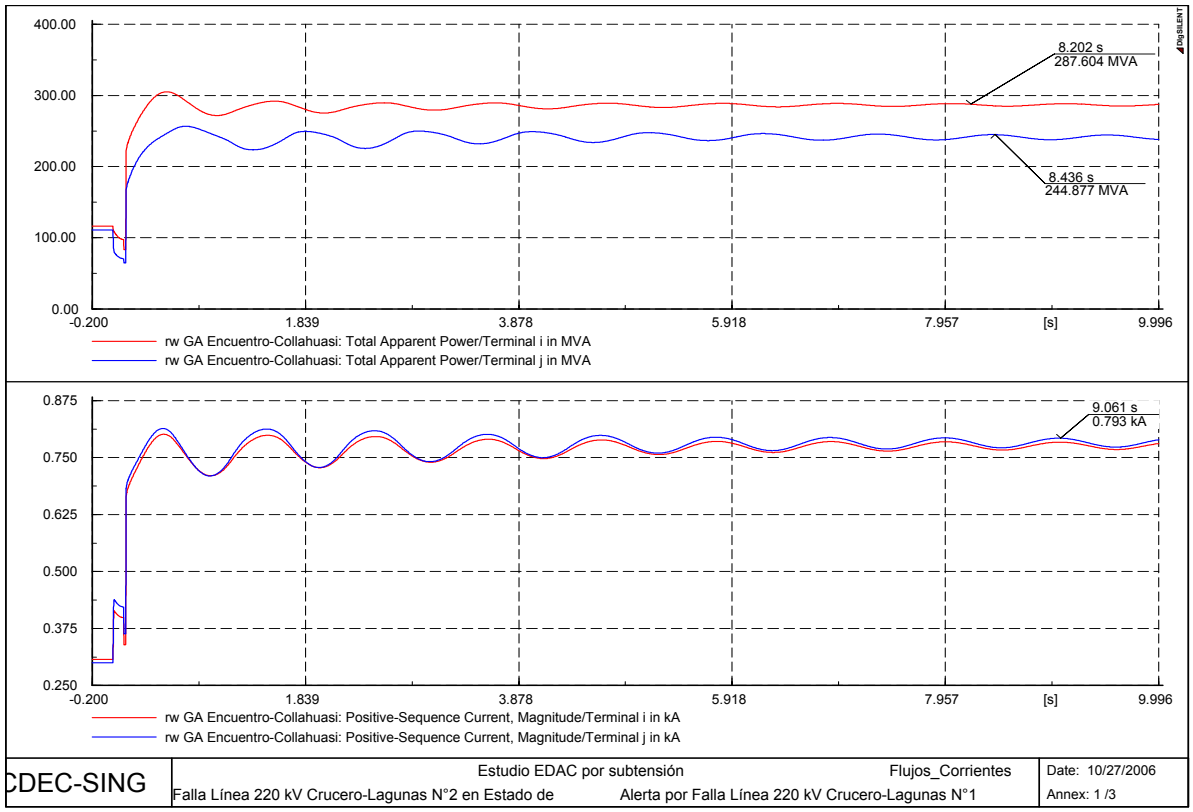


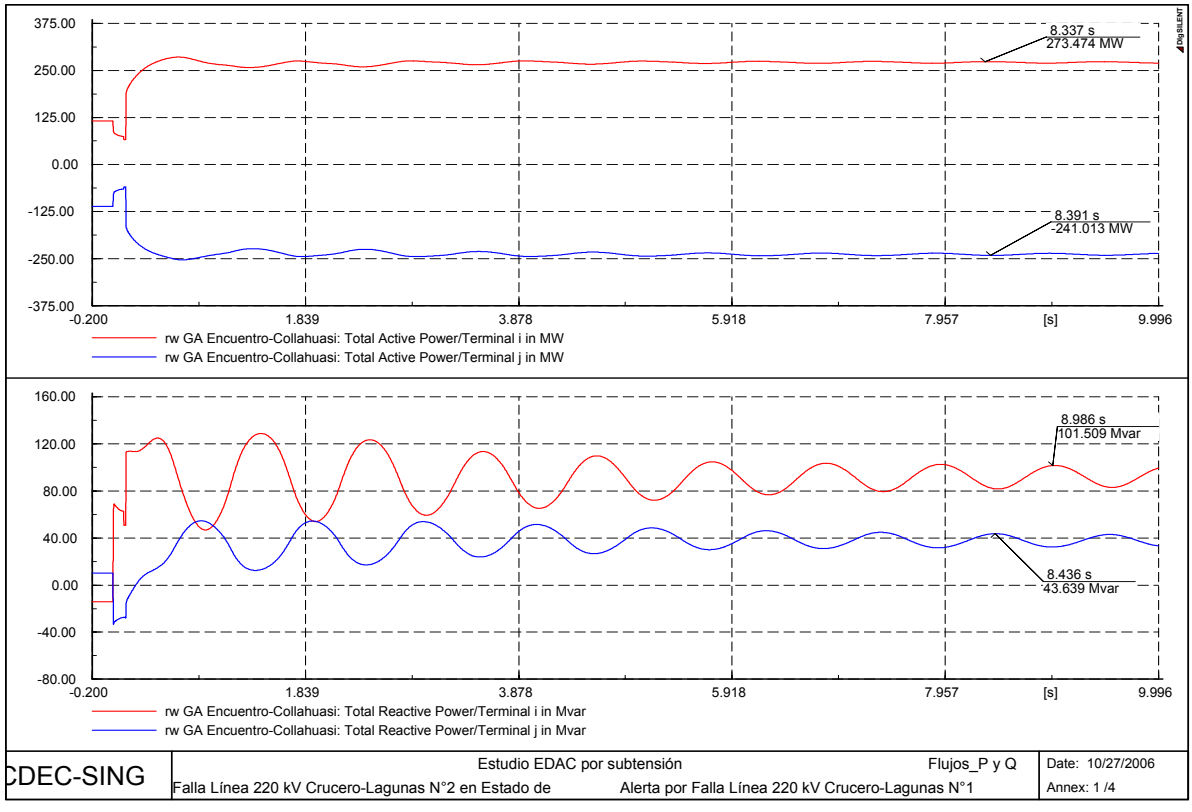
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



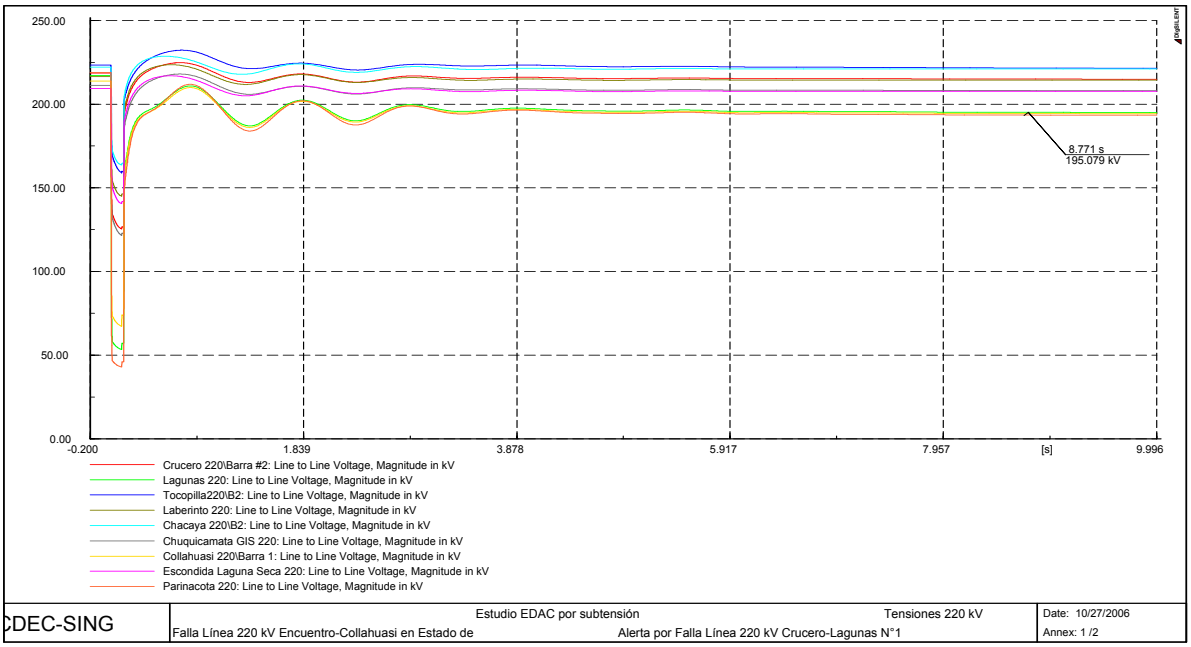
- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi



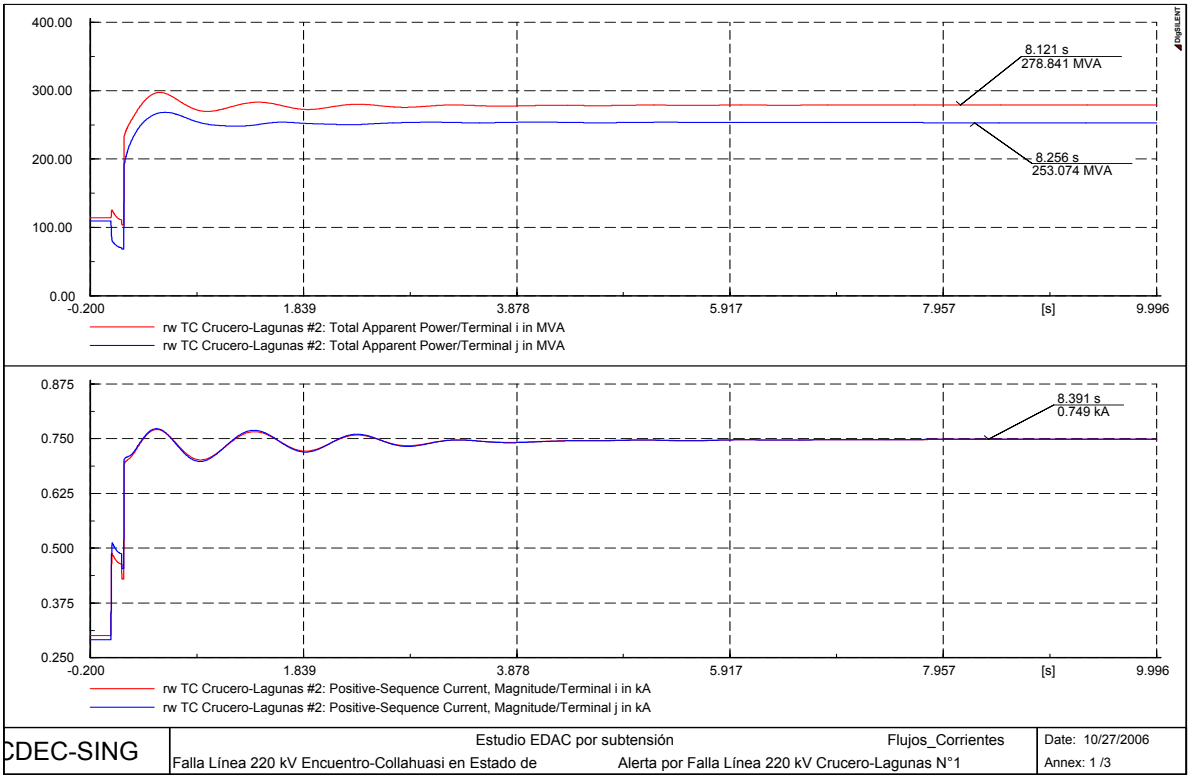


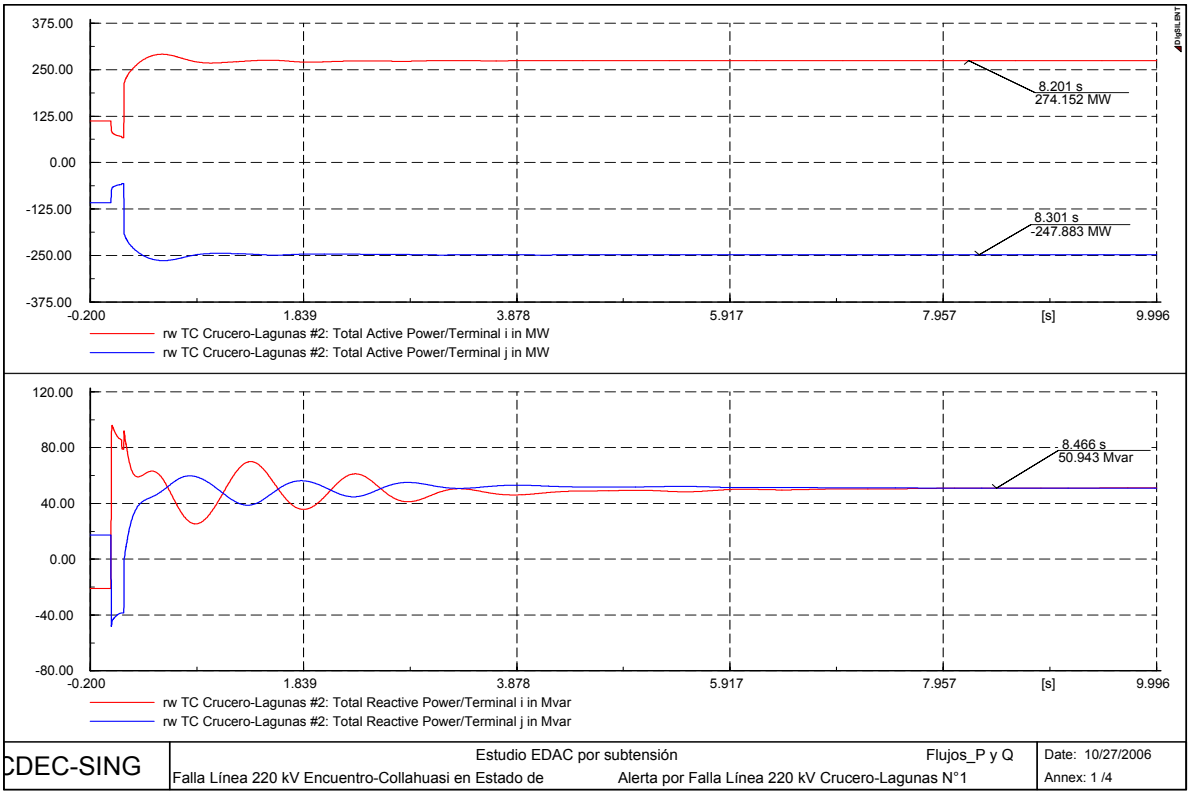
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



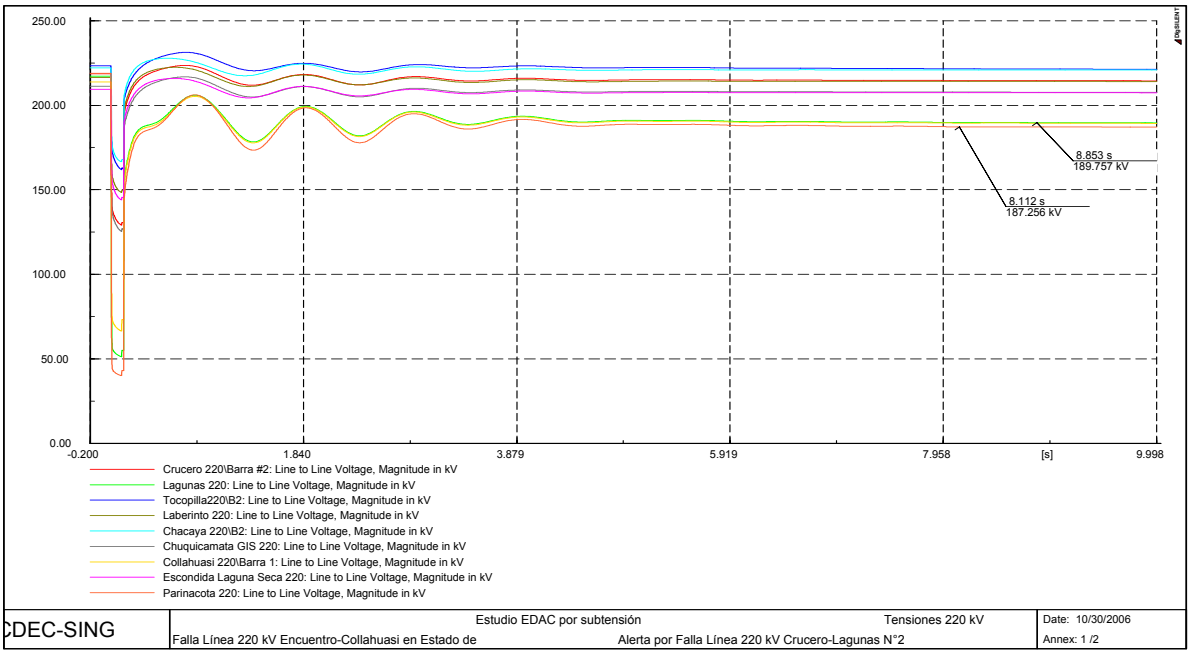
- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2



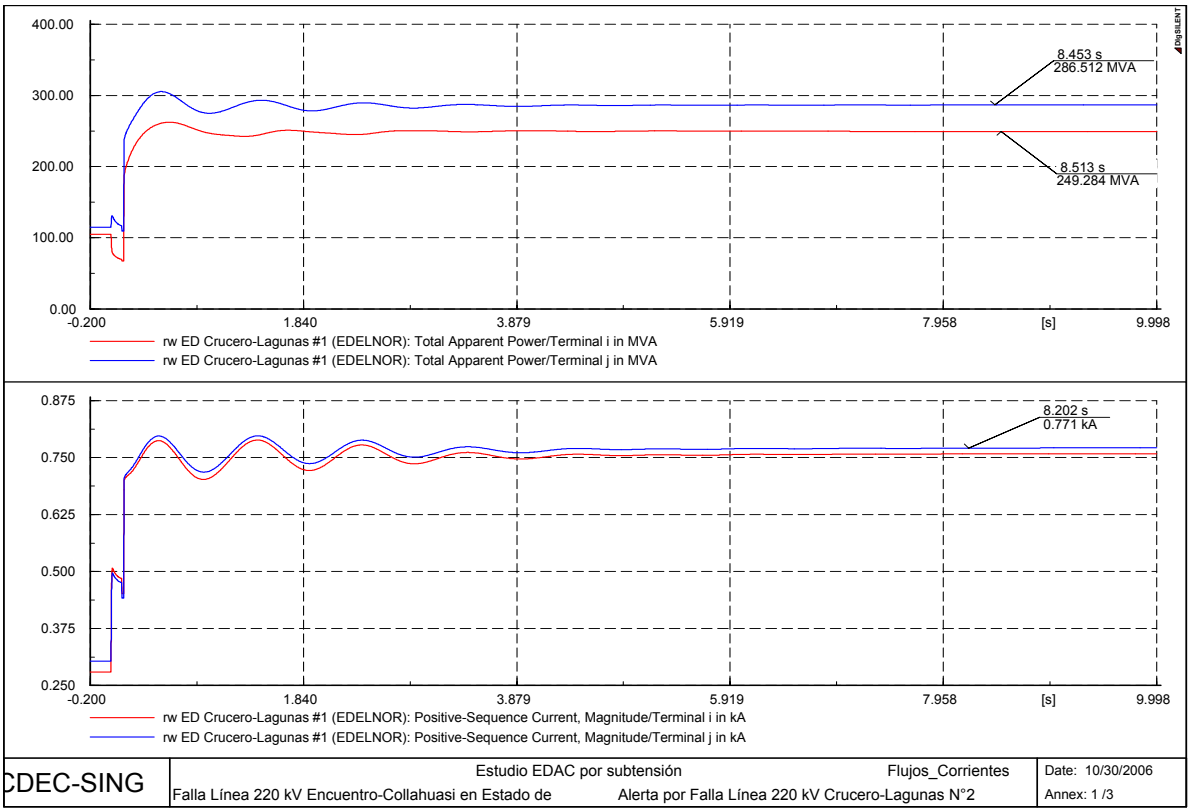


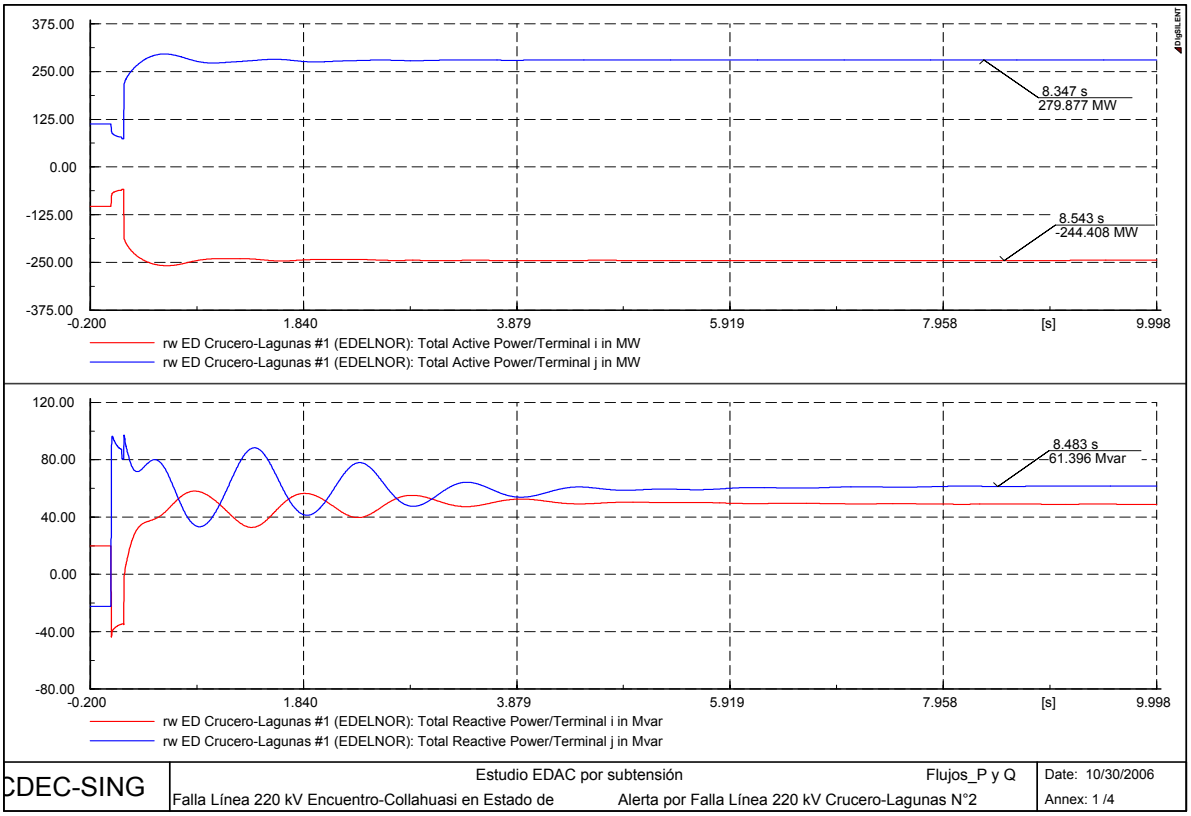
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 y la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1

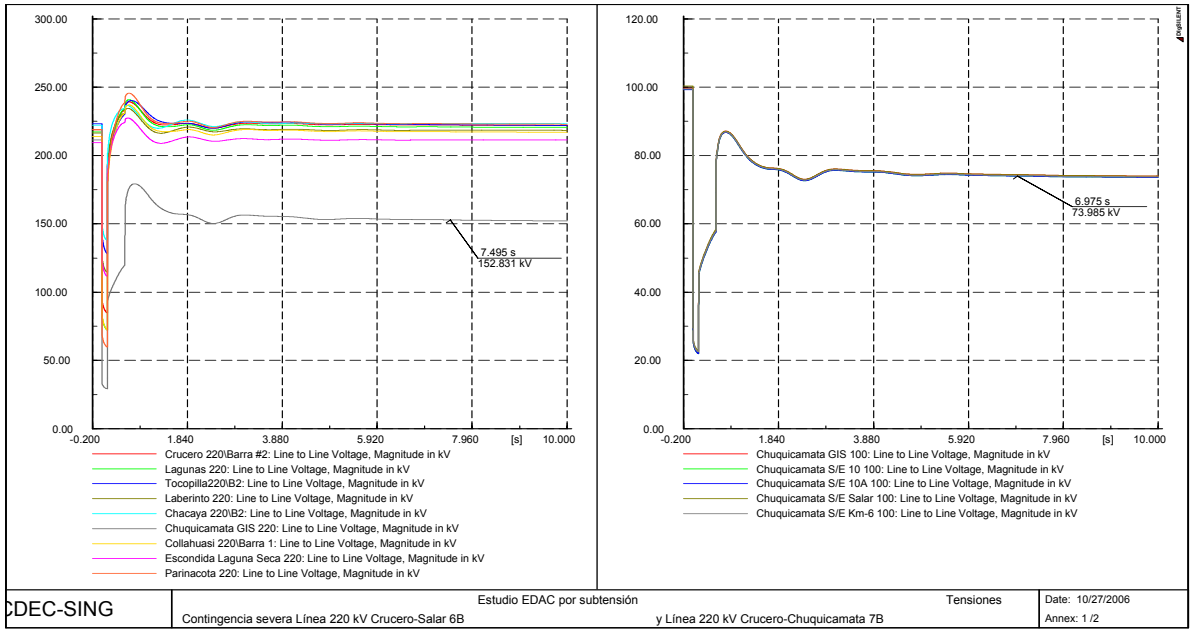




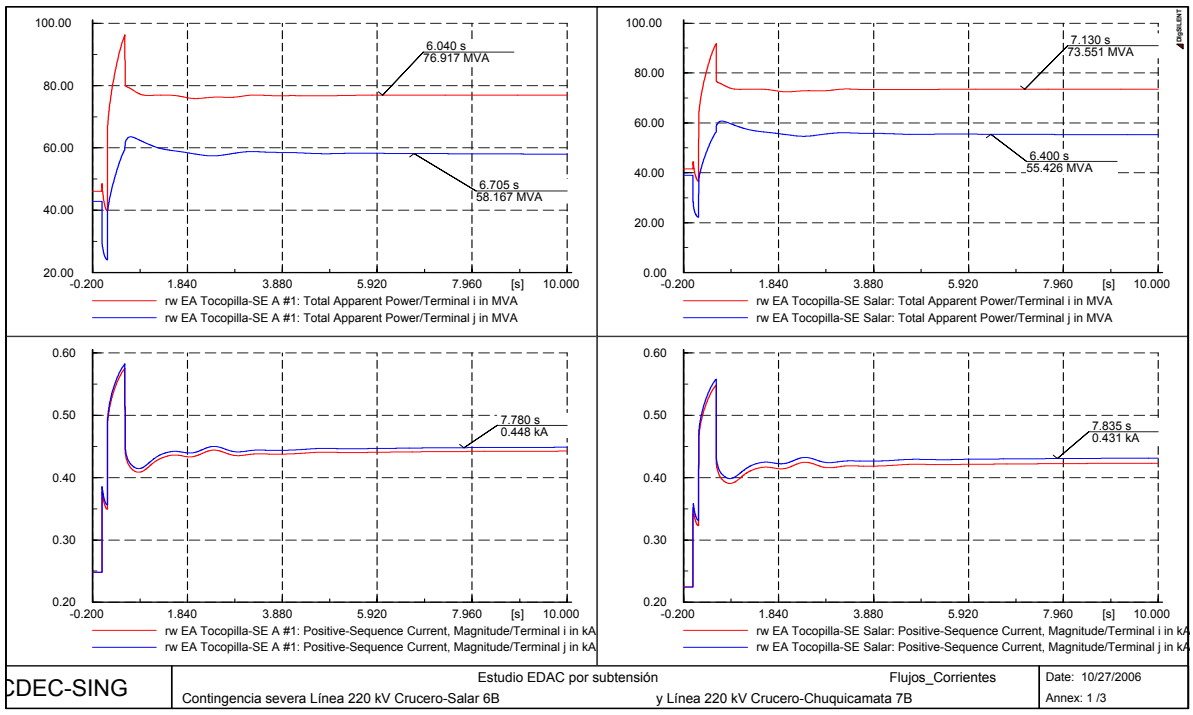
7.3.2 Zona Chuquicamata-Calama

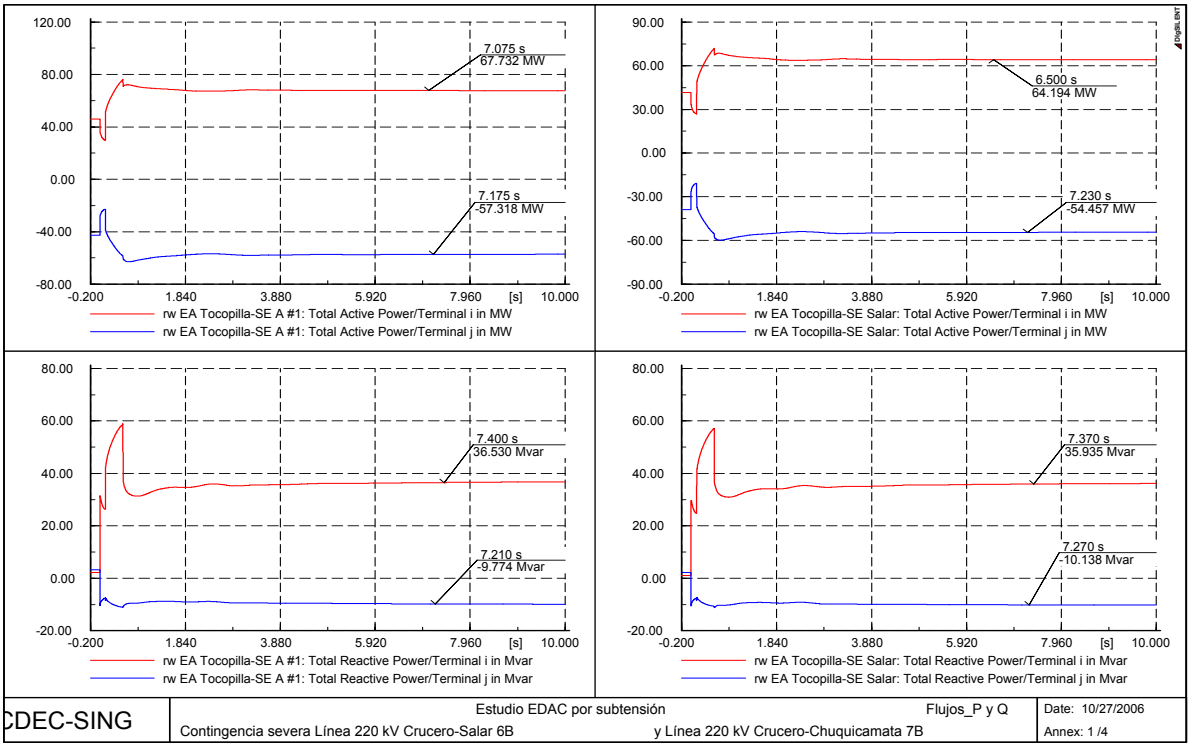
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata 7B y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata 7B y la Línea 220 kV Crucero-Salar 6B a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV y 100 kV



- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 110 kV C. Tocopilla-S/E A Circuito N°1 y la Línea 110 kV C. Tocopilla-Salar

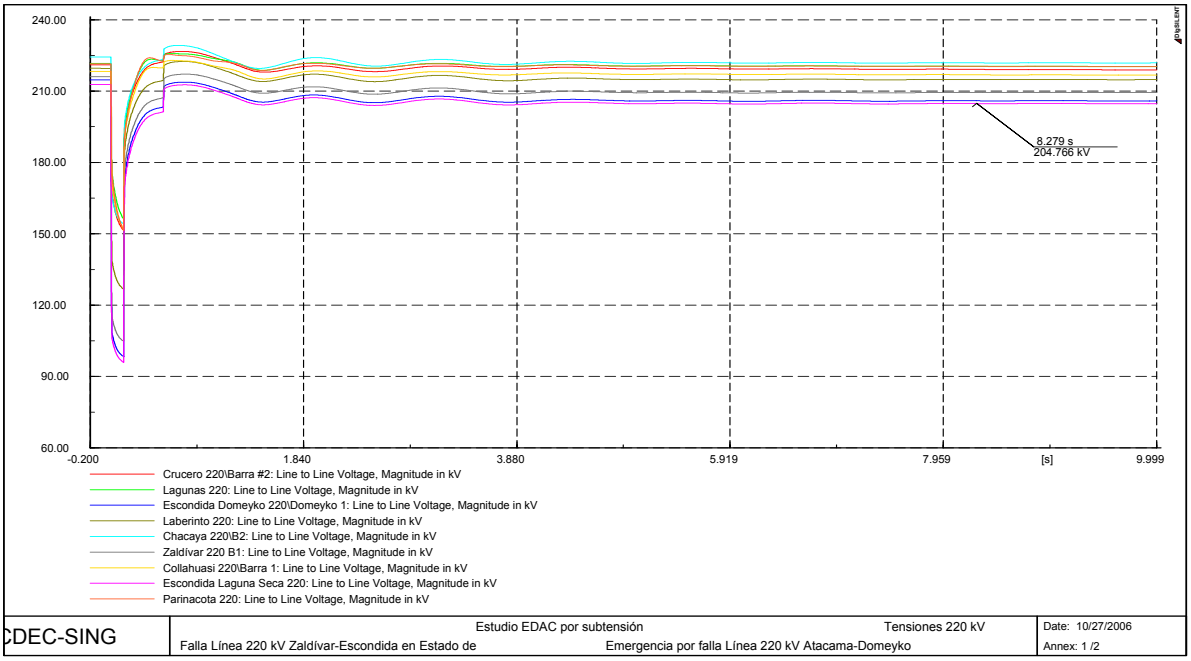




7.3.3 Zona Escondida

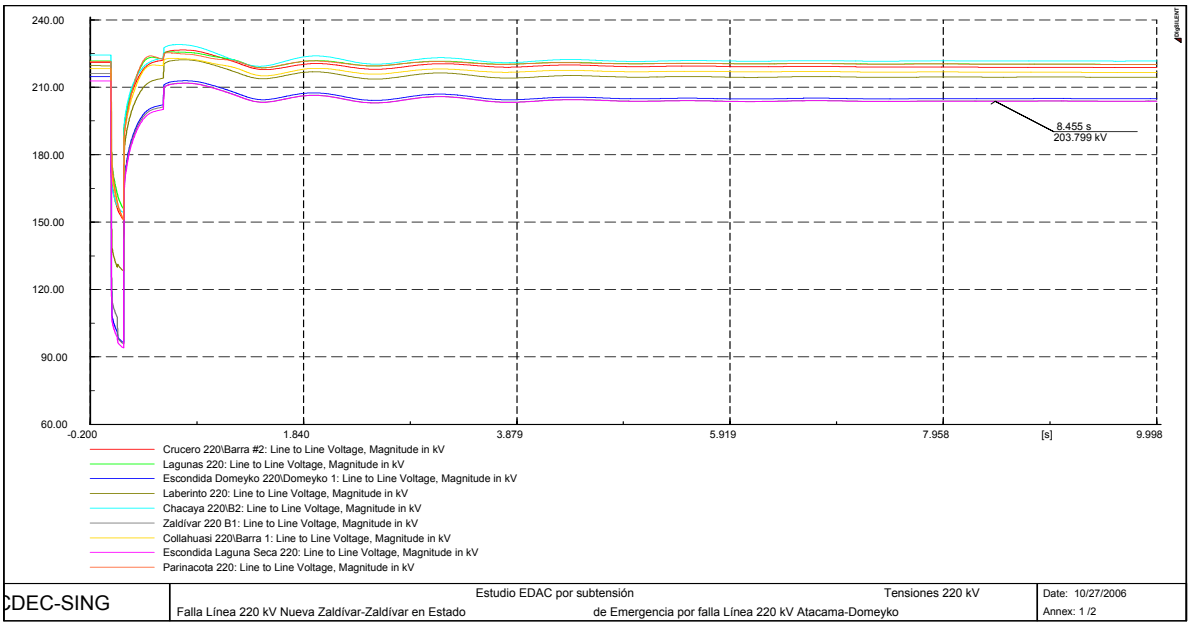
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°1. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuito N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuitos N°1 y N°2 y la Línea 220 kV Zaldívar-Escondida a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



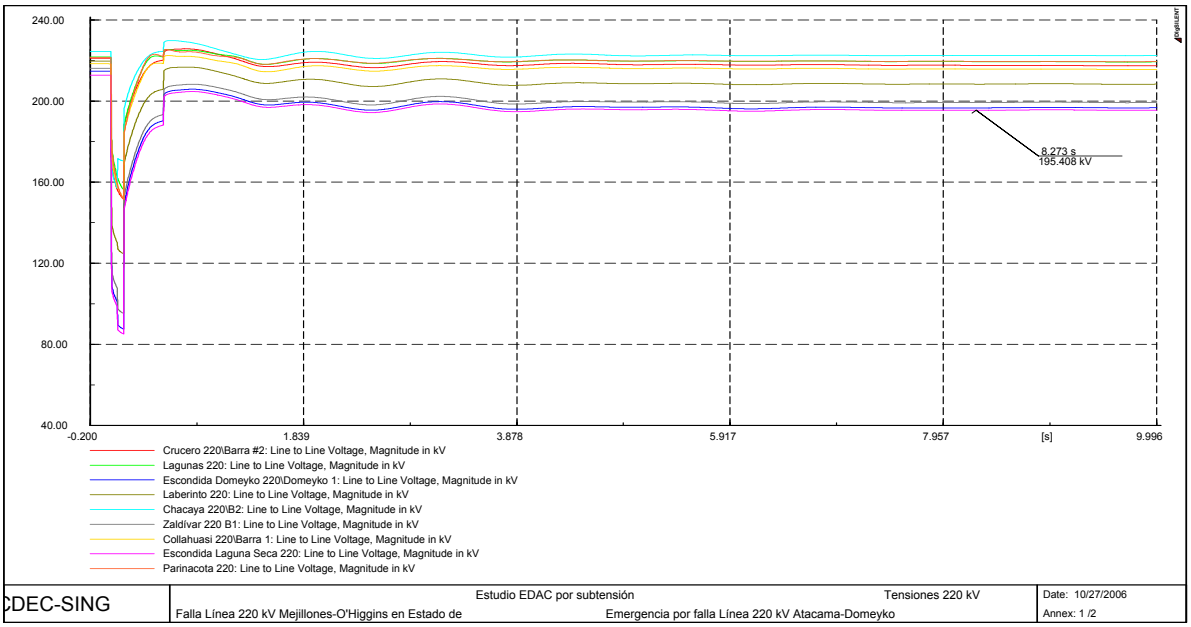
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°1. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuito N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuitos N°1 y N°2 y la Línea 220 kV Nueva Zaldívar- Zaldívar a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



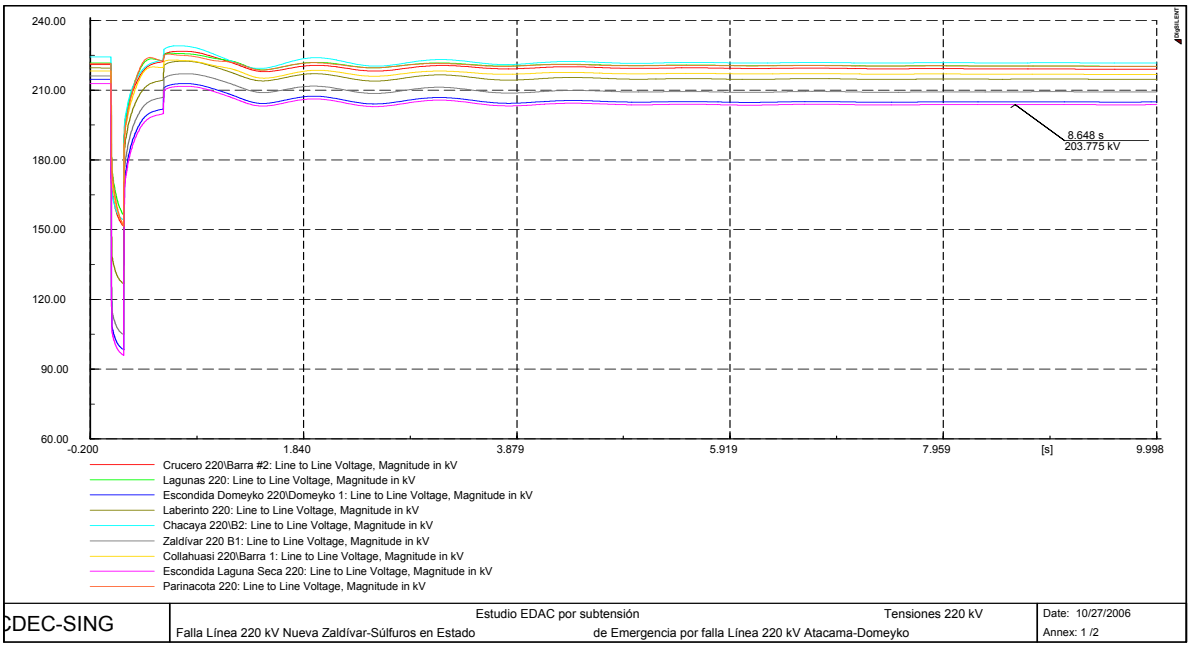
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°1. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuitos N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuitos N°1 y N°2 y la Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



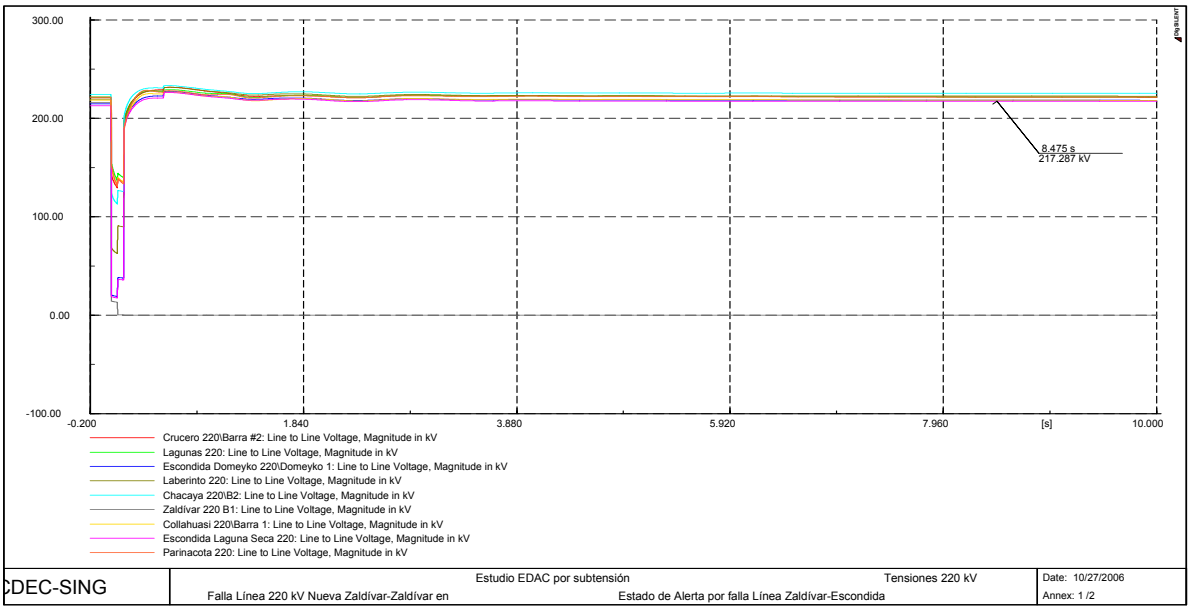
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°1. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuitos N°1 y N°2 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko Circuitos N°1 y N°2 y la Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Súlfuros a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV



Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°1. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Zaldívar-Escondida y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Zaldívar-Escondida y la Línea 220 kV Nueva Zaldívar-Zaldívar a los 120 ms.

- Tensiones en Barras 220 kV

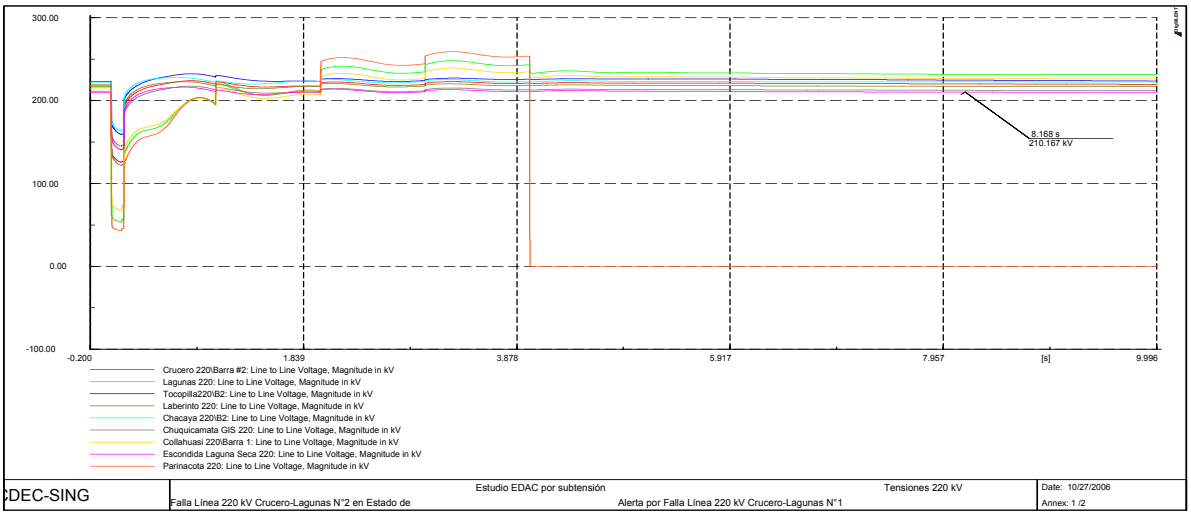


7.4 Anexo 4: Resultados simulaciones con esquema de control propuesto

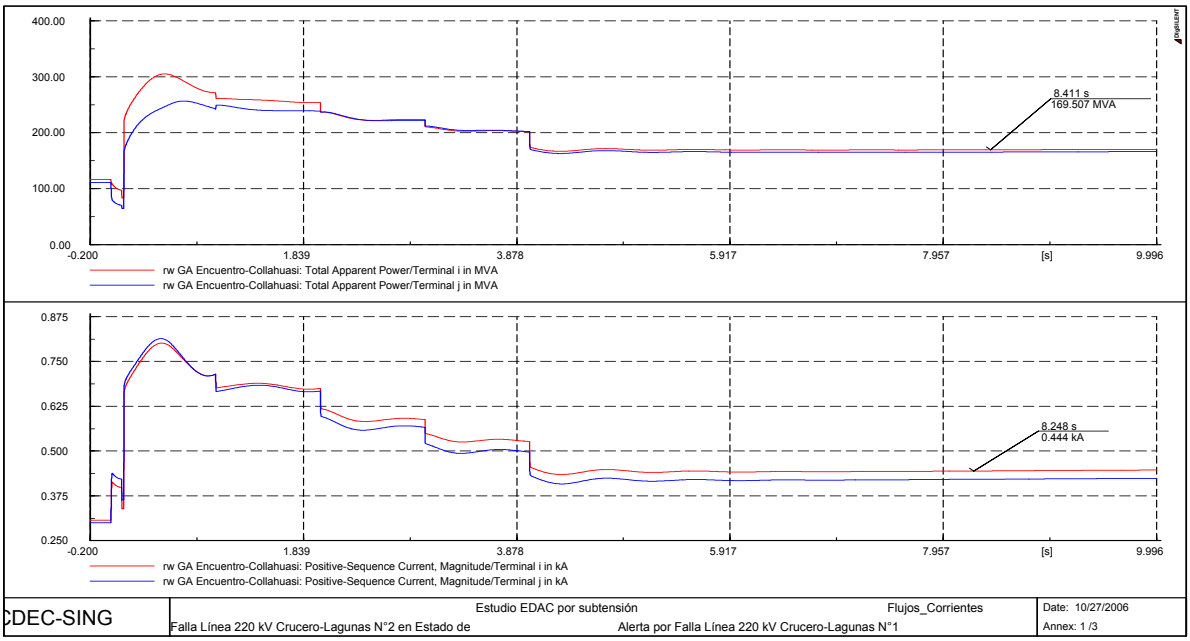
7.4.1 Zona Norte

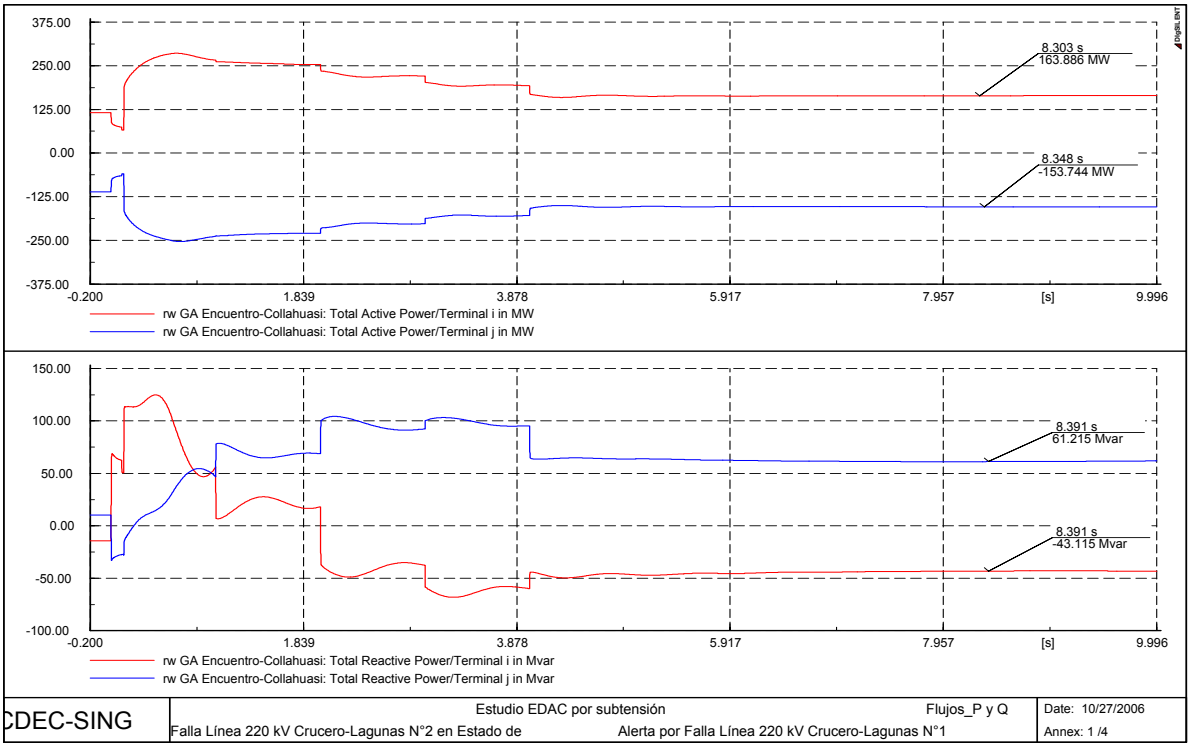
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 a los 120 ms. Incluye EDAC por sobrecarga.

- Tensiones en Barras 220 kV



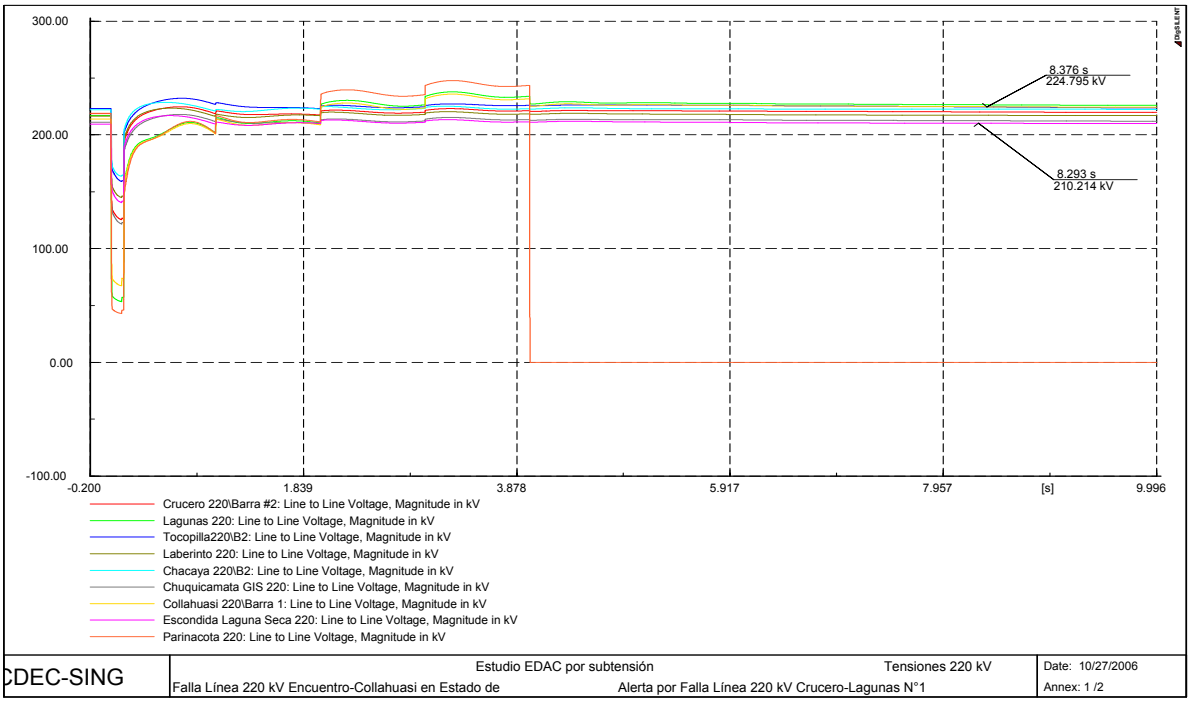
- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi



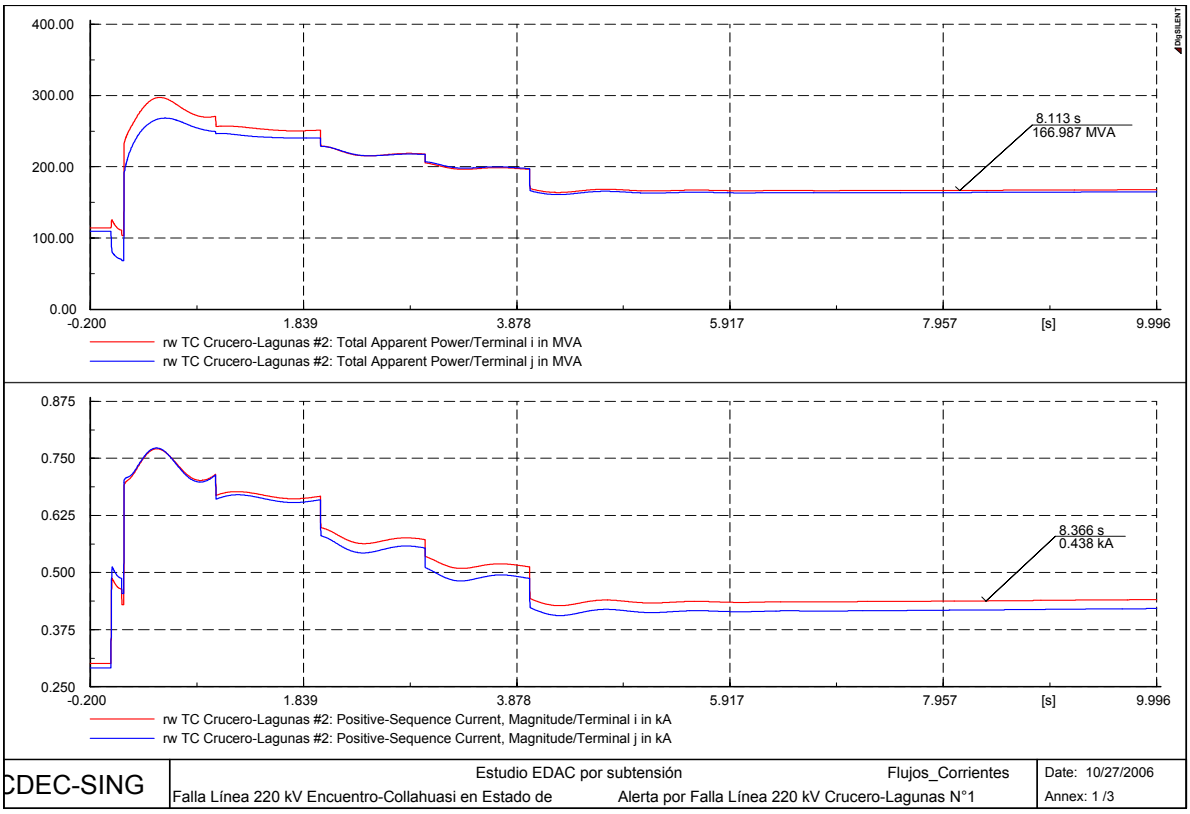


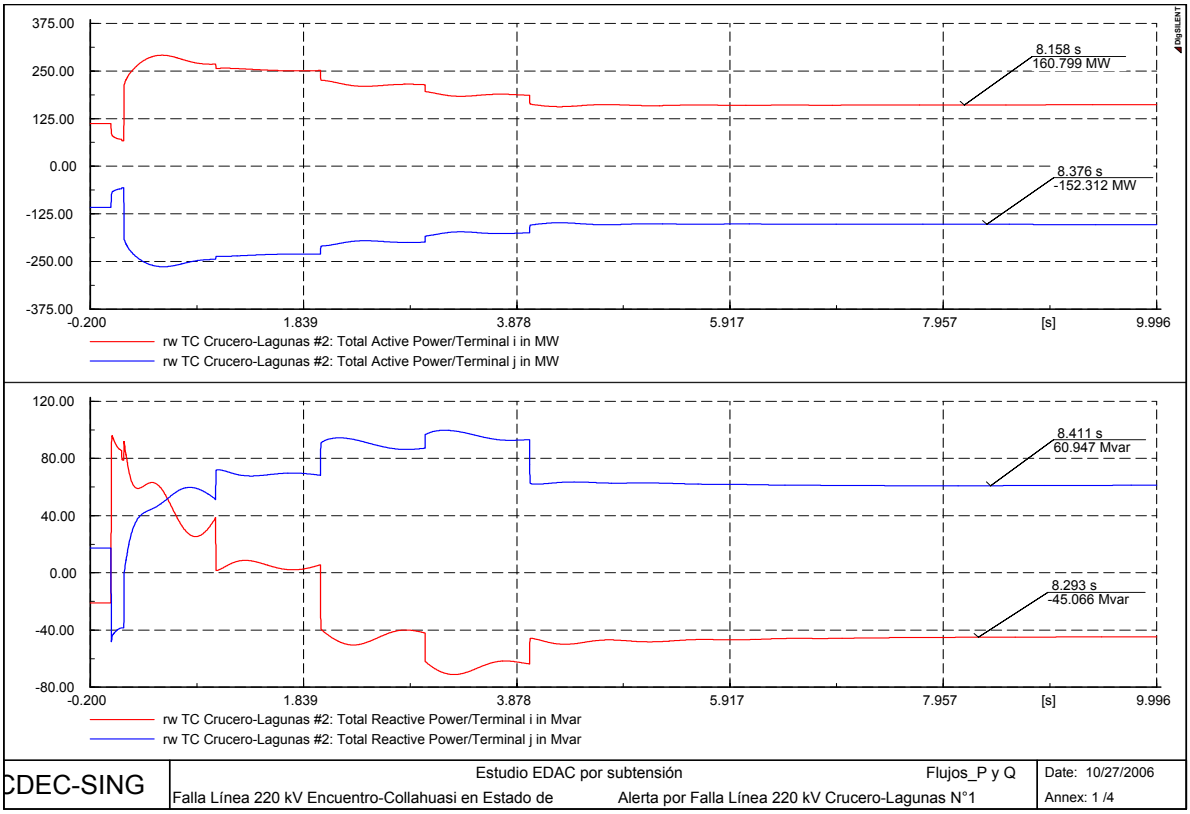
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 y la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi a los 120 ms. Incluye EDAC por sobrecarga.

- Tensiones en Barras 220 kV



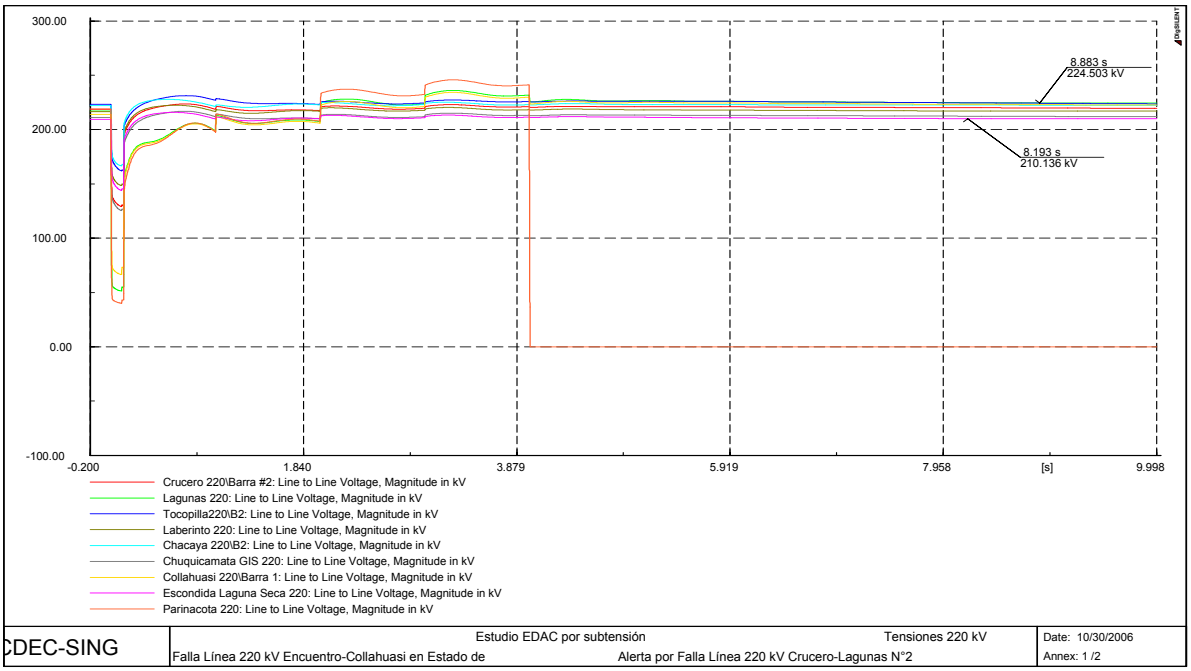
- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2



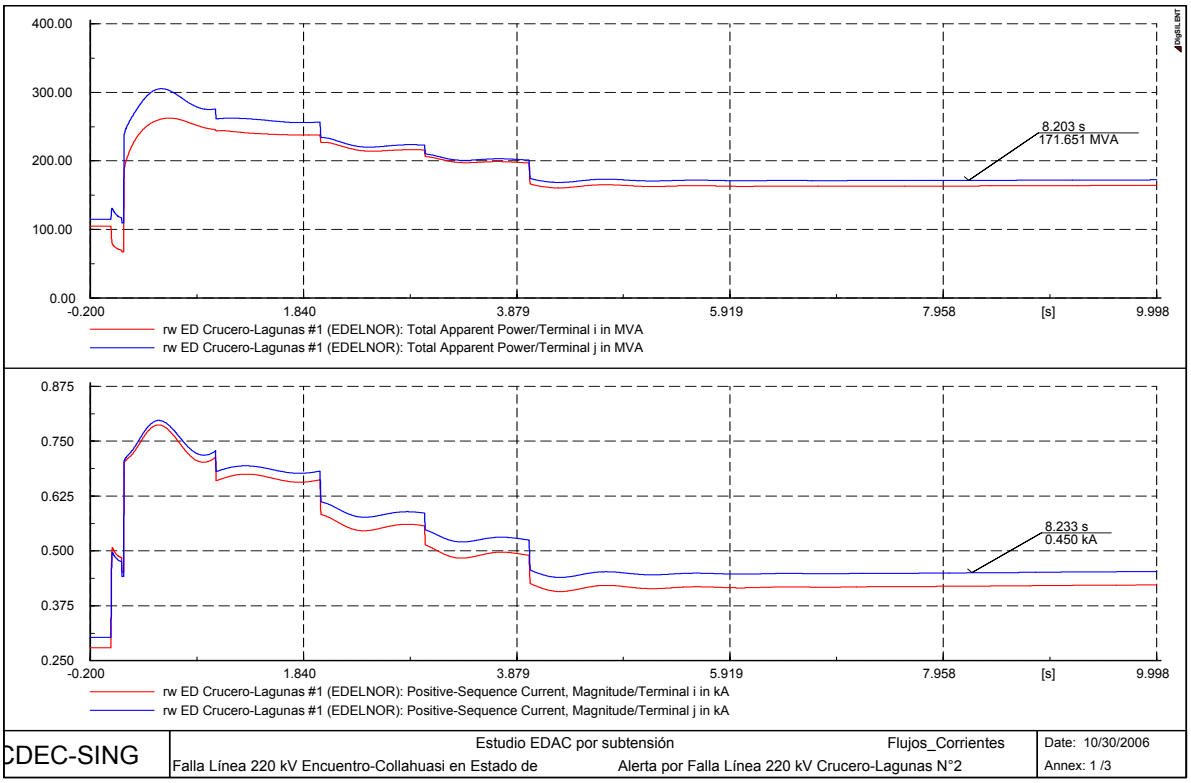


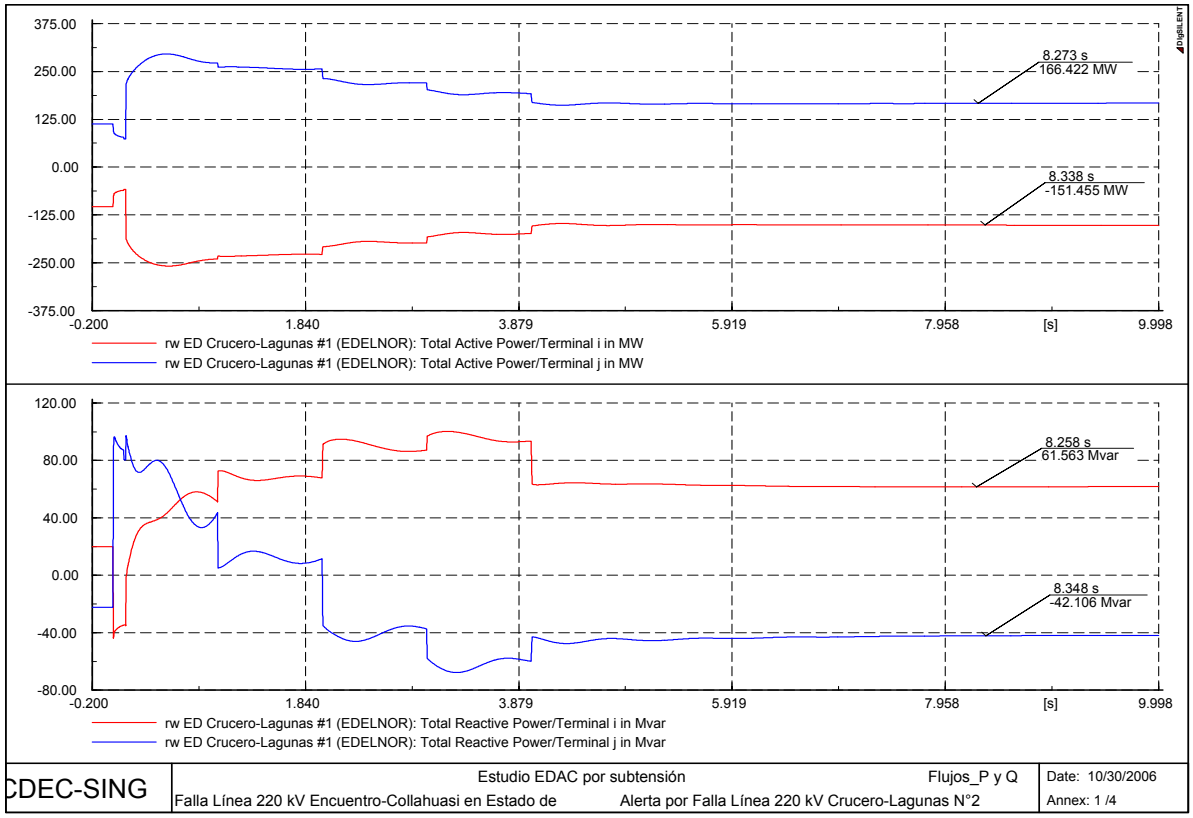
Escenario de demanda máxima con Despacho de Generación N°2. Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 y posterior desconexión simultánea de la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 y la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi a los 120 ms. Incluye EDAC por sobrecarga.

- Tensiones en Barras 220 kV



- Transferencia de potencia y corriente por la Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1




375.00
250.00
125.00
0.00
-125.00
-250.00
-375.00
-0.200
1.840
3.879
5.919
7.958
[s]
9.998
8.273 s
166.422 MW
8.338 s
-151.455 MW
rw ED Crucero-Lagunas #1 (EDELNOR): Total Active Power/Terminal i in MW
rw ED Crucero-Lagunas #1 (EDELNOR): Total Active Power/Terminal j in MW
120.00
80.00
40.00
0.00
-40.00
-80.00
8.258 s
61.563 Mvar
8.348 s
-42.106 Mvar
rw ED Crucero-Lagunas #1 (EDELNOR): Total Reactive Power/Terminal i in Mvar
rw ED Crucero-Lagunas #1 (EDELNOR): Total Reactive Power/Terminal j in Mvar
CDEC-SING
Estudio EDAC por subtensión
Flujos_P y Q
Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi en Estado de
Alerta por Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2
Date: 10/30/2006
Annex: 1 /4