

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**COMPENSACIÓN REACTIVA Y PROTECCIÓN DE LÍNEA  
DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN 500KV**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JORGE TORIBIO PINEDA SIFUENTES**

**PROMOCIÓN 2001 - I**

**LIMA-PERÚ**

**2014**

**COMPENSACION REACTIVA Y PROTECCION DE LINEA DE  
TRANSMISION ELÉCTRICA EN 500kV**

**Dedicatória:**

*A mis padres, esposa e hija y familiares por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.*

*A la Universidad Nacional de Ingeniería y en especial a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país.*

## SUMARIO

El primer capítulo enmarca el proyecto de titulación, definiendo sus objetivos y alcances.

El segundo capítulo describe el marco teórico, donde se presenta una descripción de los parámetros eléctricos de los principales componentes eléctricos, descripción de los fenómenos transitorios que se presentan en la operación de las líneas de transmisión eléctrica en 500kV, en este capítulo se presenta la formulación matemática para la selección de los reactores shunt y reactores de neutro para compensar las líneas de transmisión eléctrica en 500kV.

En el tercer capítulo se muestran los parámetros eléctricos de los principales componentes eléctricos del proyecto.

En el cuarto capítulo se muestran los resultados al aplicar la metodología de selección de los reactores shunt a un proyecto en particular, en este caso se trata de la línea de transmisión eléctrica en 500kV de la CH 500kv de 720MW a la subestación La Niña 500kV.

En el capítulo cinco se muestran las conclusiones y recomendaciones. En los anexos se muestra la bibliografía utilizada en la elaboración de este documento y los resultados gráficos de las simulaciones realizadas.

## INDICE

<b>SUMARIO</b>	<b>I</b>
<b>INDICE</b>	<b>I</b>
<b>PROLOGO</b>	<b>I</b>
<b>CAPITULO I</b>	<b>1</b>
<b>PROBLEMA, OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Problema</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Objetivos</b>	<b>1</b>
1.2.1 Objetivos Generales	1
1.2.2 Objetivos Específicos	2
<b>1.3 Justificación y Delimitación del Informe</b>	<b>2</b>
1.3.1 Justificación	2
1.3.2 Delimitación del Informe	2
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>3</b>
<b>MARCO TEORICO</b>	<b>3</b>
<b>2.1 Marco Teórico</b>	<b>3</b>
2.1.1 Selección de Reactores de Línea y Neutro	3
<b>2.2 Premisas</b>	<b>4</b>
2.2.1 Análisis de energización y carga paulatina	5
2.2.2 Desbalance de tensión y de corriente	5
2.2.3 Energización de Líneas	6
2.2.4 Recierre monopolar de líneas	7
2.2.5 Corrientes de arco secundario	7
2.2.6 Solicitaciones térmicas y dinámicas en los reactores de neutro	9
2.2.7 Energización de líneas con falla	10
2.2.10 Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV)	11
2.2.11 Sobretensiones por fenómenos de resonancia con una o dos fases abiertas	11
2.2.12 Respuesta en frecuencia de la red	12
2.2.13 Energización de transformadores	12

<b>2.3 Marco conceptual</b>	<b>12</b>
2.3.1 Selección de Reactores de Línea y Neutro	14
<b>CAPÍTULO III</b>	<b>21</b>
<b>PARAMETROS DE COMPONENTES ELECTRICOS</b>	<b>21</b>
<b>3.1 Parámetros Eléctricos</b>	<b>21</b>
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>32</b>
<b>RESULTADOS</b>	<b>32</b>
<b>4.1 Análisis de energización y carga paulatina</b>	<b>32</b>
4.1.1 Selección de la Compensación Reactiva	32
4.1.2 Energización en vacío	32
4.1.3 Sincronización de la línea CH – SE 500 kV desde cada extremo	34
4.1.4 Maniobra de reactores	34
4.1.5 Carga Paulatina de la línea	35
<b>4.2 DESBALANCE DE TENSIÓN Y DE CORRIENTE</b>	<b>36</b>
4.2.1 Transposición de Líneas 500kV CH – La Niña	38
<b>4.3 Sobretensiones por energización de líneas</b>	<b>39</b>
<b>4.4 Sobretensiones por recierre monopolar de líneas</b>	<b>45</b>
<b>4.5 Verificación de la extinción de corriente de arco secundario</b>	<b>46</b>
<b>4.6 Solicitaciones térmicas y dinámicas en los reactores y descargadores de neutro</b>	<b>49</b>
<b>4.7 Energización de líneas con falla</b>	<b>50</b>
<b>4.8 Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV)</b>	<b>52</b>
<b>4.9 Sobretensiones por fenómenos de resonancia con una o dos fases abiertas</b>	<b>54</b>
<b>4.10 Respuesta en frecuencia de la red</b>	<b>55</b>
<b>4.11 Energización de transformadores</b>	<b>58</b>
<b>CAPÍTULO V</b>	<b>61</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>61</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>65</b>
<b>ANEXO “A” FLUJOS DE CARGA MANIOBRA DE ENERGIZACION CON REACTORES</b>	<b>66</b>

<b>ANEXO “B” FLUJOS DE CARGA ENERGIZACIÓN DE LINEAS CON CARGA PAULATINA</b>	<b>71</b>
<b>ANEXO “C” SOBRETENSIONES DEBIDO A ENERGIZACIÓN DE LINEAS</b>	<b>82</b>
<b>ANEXO “D” SOBRETENSIONES DEBIDO A DE RECIERRES MONOPOLARES</b>	<b>95</b>
<b>ANEXO “E” RESULTADOS DE EXTINCIÓN DE ARCO SECUNDARIO</b>	<b>102</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>109</b>

## PROLOGO

Debido a los nuevos procedimientos <sup>1</sup> desarrollados por el COES y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, para la puesta en operación de nuevos proyectos de transmisión y generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico peruano, se ha desarrollado una metodología para la determinación de la compensación reactiva shunt en líneas de transmisión en 500kV.

La metodología aplicada considera en primer lugar las características constructivas de la línea de transmisión, que definen los parámetros eléctricos de la línea de transmisión, en base a los parámetros eléctricos se define un determinado grado de compensación reactiva, posteriormente se evalúa el impacto en:

Operación del sistema eléctrico en estado estable y inestable (estabilidad transitoria)

El requerimiento térmico de interruptores, de los descargadores de línea, de los descargadores de los reactores de línea y de los descargadores de los reactores de neutro ante eventuales fallas a tierra en la línea compensada.

En segundo lugar se aplica la metodología en la selección de los reactores shunt de la línea de transmisión eléctrica en 500kV de la CH 500kV de 720MW a la subestación La Niña.

<sup>1</sup> Procedimiento PR20. Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN

# **CAPITULO I**

## **PROBLEMA, OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN**

### **1.1 Problema**

Debido al crecimiento del Sistema Eléctrico Peruano en los últimos años, se han puesto en operación varios proyectos de transmisión eléctrica en 500kV y está proyectada la implementación de otros de acuerdo a la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024 del Sistema Eléctrico Peruano.

Y debido a los nuevos procedimientos [1] desarrollados por el COES y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, se han formulado nuevos requisitos para la puesta en operación de nuevos proyectos de transmisión y generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico peruano.

De la investigación desarrollada no se encontró una metodología estructurada para determinar la compensación reactiva en líneas de transmisión eléctrica en 500kV

El presente proyecto de titulación presenta una metodología para definir y evaluar la compensación reactiva para líneas de transmisión en 500kV.

### **1.2 Objetivos**

Presentar una metodología para determinar los reactores shunt para compensar las líneas de transmisión eléctrica en 500kV.

Detallar los sistemas de protección eléctrica para las líneas de transmisión eléctrica en 500kV.

#### **1.2.1 Objetivos Generales**

Determinar una metodología para determinar la compensación reactiva en líneas de transmisión eléctrica en 500kV.

Detallar como la compensación reactiva de las líneas de transmisión afecta el dimensionamiento de otros componentes eléctricos como son los reactores de neutro, descargados de línea y de reactores.

Detallar como la compensación reactiva de las líneas de transmisión afecta el comportamiento dinámico del sistema eléctrico en estudio

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Aplicar la metodología establecida para determinar la compensación reactiva de las líneas de transmisión eléctrica en 500kV de la CH 500kV de 720MW a la subestación La Niña.

Evaluar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico peruano ante la puesta en operación de las líneas de transmisión eléctrica en 500kV de la CH 500kV de 720MW a la subestación La Niña.

### **1.3 Justificación y Delimitación del Informe**

Contar con una metodología estructurada para determinar la compensación reactiva en líneas de transmisión eléctrica en 500kV y también su sistema de protección eléctrica.

#### **1.3.1 Justificación**

Es necesario contar con una metodología para determinar la compensación reactiva en líneas de transmisión eléctricas en 500kV.

Esta tiene que evaluar el comportamiento eléctrico en estado estable y transitorio de la red eléctrica influenciada por la línea de transmisión a evaluar.

#### **1.3.2 Delimitación del Informe**

Se desarrolla la metodología para determinar la compensación shunt en líneas de transmisión eléctrica en 500kV, no se desarrolla la compensación serie de líneas de transmisión.

Las metodologías planteadas se aplicaran en la determinación la compensación reactiva de las líneas de transmisión eléctrica en 500kV de la CH 500kV de 720MW a la subestación La Niña.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEORICO

#### 2.1 Marco Teórico

Se detalla el marco teórico que engloba todos los conceptos tratados en el presente proyecto.

##### 2.1.1 Selección de Reactores de Línea y Neutro

En líneas de transmisión a alta tensión, con el fin de evitar el reencendido del arco secundario en aperturas monopolares de fallas de una fase a tierra, se instalan reactores de neutro, formando una ajustada sintonía shunt LC entre los reactores de línea ( $X_{lr}$ ) y de neutro ( $X_{rn}$ ) con la capacitancia natural de la línea; así se bloquea casi totalmente la circulación de la corriente de arco secundario y se evita su reencendido logrando de esta manera el recierre monopolar. El valor del reactor de neutro teórico ( $X_{rn}$ ) se determina mediante la fórmula de Kimbark (Método simplificado) y se valida mediante simulaciones transitorias con el Digsilent con la verificación de la extinción del arco secundario.

##### a) Método Simplificado

La fórmula de Kimbark (ecuación 2.1) para calcular el reactor de neutro ( $X_{rn}$ ), tal que se haga sintonía shunt LC en la línea minimizando la corriente secundaria de arco, es la siguiente:

$$X_{rn} = \frac{1}{3} \cdot \left| \frac{100 \cdot \left(1 - \frac{b_0}{b_1}\right)}{C\% - 100 \cdot \left(1 - \frac{b_0}{b_1}\right)} \right| \cdot \frac{100 \cdot N_r}{C\% \cdot b_1 \cdot l} \quad (2.1)$$

Donde:

$b_0$       Suceptancia de secuencia cero

$b_1$       Suceptancia de secuencia positiva

$N_r$       Número de bancos trifásicos para la compensación de línea.

$l$  Longitud de la línea en Km.

$C\%$  Porcentaje de compensación shunt [2], menor al porcentaje de compensación crítica definida como:

$$C_{critico} \% = \frac{100}{3} \cdot \left[ 2 + \frac{b_0}{b_1} \right] \quad (2.2)$$

El valor obtenido servirá de referencia para el correcto dimensionamiento mediante simulación, el cual permitirá una mayor aproximación a la realidad.

Es importante mencionar que este método simplificado, permite abordar el problema desde el punto de vista de la tensión inducida en la fase abierta, pero nada dice acerca de la corriente residual y mucho menos sobre las características de la tensión de recuperación del medio aislante donde se produjo la falla. Estos son dos importantes aspectos que si pueden ser abordados por el Digsilent.

## 2.2 Premisas

Para realizar los estudios de transitorios electromagnéticos se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo utilizando el módulo de simulación EMT del programa DIGSILENT Power Factory, método de simulación valores instantáneos (Transitorios Electromagnéticos).

Se analiza el Efecto Ferranti de la línea de transmisión en 500 kV, utilizando flujo de carga desbalanceada ABC, se observan las sobretensiones a lo largo de la línea y en especial en el extremo opuesto cuando la línea se energiza desde el lado de la central hidroeléctrica 500 kV.

Según los resultados del análisis de desbalance de tensión y corriente la línea requiere transposición de fases.

Los siguientes análisis se efectuaron para las diferentes operaciones que generan fenómenos transitorios:

Análisis de energización y carga paulatina

Desbalances de tensión y de corriente

Energización de líneas

Recierre monofásico

Corrientes de arco secundario

- Solicitaciones térmicas y dinámicas en los descargadores de sobretensión y reactores de neutro.
- Sobretensiones por fenómeno de resonancia con fases abiertas
- Energización de líneas con falla
- Respuesta en frecuencia de la red
- Energización de transformadores

Para las sobretensiones de maniobra se adoptan tensiones base pico en cada nivel de tensión, para expresar los valores de sobretensiones en p.u.

Para el sistema de 500 kV:

- 408,2 kV (tensión base pico fase-tierra)
- 707,1 kV (tensión base pico fase-fase)

### **2.2.1 Análisis de energización y carga paulatina**

Este análisis se realiza para el escenario de mayores tensiones en barras del proyecto, demanda mínima-estiaje 2018, energizando el proyecto Trujillo – La Niña 500 kV desde cada extremo, incluyendo la posibilidad de energizar el proyecto desde las barras de 220 kV de La Niña existente. A partir de estas simulaciones se busca verificar:

- Equipamiento de reactores shunt de línea, que permitan la energización de la línea y soportar los perfiles de tensión en la zona [3].
- Condiciones de Ferranti.
- Condiciones de sincronismo para el cierre de la línea a 500 kV desde ambos extremos.

También se realiza la maniobra de conexión o desconexión de reactores shunt, para verificar la variación de la tensión en barras.

Luego de energizar y sincronizar la línea, se modifica el despacho, para que la línea transmita una mínima y máxima potencia con la finalidad de corroborar nuevamente el equipamiento de reactores shunt de línea y de barra.

### **2.2.2 Desbalance de tensión y de corriente**

Con la máxima capacidad de transporte de las líneas en el cual, la C.H. opera con cuatros grupos siendo este valor 730 MW, se evalúa el desbalance de tensión ( $U_2/U_1$  en %) o relación de la tensión de secuencia negativa a tensión de secuencia positiva en porcentaje, la cual no debe superar el 2%, según norma IEC Technical Report 1000-3-6 First Editions 1996- 10. Se considera que cada grupo genera 182.5 MW y la tensión en la Subestación de la CH, salida a 500 kV se encuentra en 1,01 p.u.

### 2.2.3 Energización de Líneas

Para determinar las sobretensiones transitorias, ante maniobras de energización en vacío desde el lado de la subestación CH y desde el lado de la subestación La Niña 500 kV, se hace un análisis a la sensibilidad del instante de cierre, con tal fin se hicieron 200 simulaciones determinándose los puntos de la onda de tensión mínimo y máximo de cada fase, con dicha información se realiza la energización para los casos donde se obtuvieron las máximas sobretensiones.

Adicionalmente se realizan simulaciones considerando que los interruptores de línea poseen resistencia de pre-inserción de 250 Ohm con un tiempo de actuación de 7,5 ms.

Se analizan los siguientes casos:

**Tabla N° 2.1** Casos analizados energización de línea.

Casos simulados	Descripción	
	Resistencia de pre-inserción	Lado de energización
ENLSinR1	Sin Resistencia Pre-Inserción	CH 500 kV tensión pre-falla 1.0 p.u.
ENLSinR2	Sin Resistencia Pre- Inserción	
ENLSinR3	Sin Resistencia Pre- Inserción	
ENLConR1	Con Resistencia Pre- Inserción	
ENLConR2	Con Resistencia Pre- Inserción	
ENLConR3	Con Resistencia Pre- Inserción	
ENLNiñaS1	Sin Resistencia Pre-Ins	SE 500 kV tensión pre-falla 1.0 p.u.
ENLNiñaS2	Sin Resistencia Pre- Inserción	
ENLNiñaS3	Sin Resistencia Pre- Inserción	
ENLNiñaC1	Con Resistencia Pre- Inserción	
ENLNiñaC2	Con Resistencia Pre- Inserción	
ENLNiñaC3	Con Resistencia Pre- Inserción	

#### **2.2.4 Recierre monopolar de líneas**

Inicialmente el sistema debe estar sincronizado, durante 20 a 34 ms se dejan cerrados los interruptores de la línea, después del cual se abre uno de los polos de una fase, el segundo interruptor en abrir lo realiza en 33 ms (2 ciclos), es decir, su tiempo de apertura será de 53 a 67 ms, cuyo objetivo será dejar acumular carga atrapada en la fase en estudio. Luego del tiempo muerto considerado de 500 ms y en algunos casos que se indican más adelante valores menores a 500 ms, después de los cuales se realiza el recierre monofásico en el segundo interruptor realizando un análisis de sensibilidad en el instante en el que se realiza el recierre monopolar. Adicionalmente se realizan simulaciones realizando los recierres monofásicos con y sin resistencia de pre-inserción de 250 Ohm en un tiempo de actuación de 7,5 ms.

No se consideran fallas monofásicas ya que estas drenan la carga atrapada y serían menos severas las sobretensiones en esta condición.

Las simulaciones realizadas corresponden al escenario de máxima transferencia de potencia de la línea.

#### **2.2.5 Corrientes de arco secundario**

Los estudios de arco secundario tienen por finalidad determinar una reactancia adecuada para los reactores de neutro de la compensación de línea, de modo que la corriente de arco secundario y la tensión de restablecimiento asociada a su extinción se reduzcan a niveles que aseguren una elevada probabilidad de extinción en el tiempo muerto previsto para el recierre monofásico (500 ms como criterio de diseño) [4].

El objetivo es verificar si la corriente de arco secundario se extingue en un tiempo inferior al tiempo muerto de ajuste para el recierre monofásico de las líneas.

El procedimiento realizado fue efectuando una falla monofásica para cada fase en los extremos de la línea, con apertura posterior en ambos extremos de la fase en falla, con el fin de observar las corrientes de arco primario y secundario. Después se efectuó la apertura de la falla para observar la extinción del arco secundario.

Se analizaron fallas monofásicas representando un modelo de arco secundario como una resistencia constante. Se adoptó un valor de resistencia del arco de 5  $\Omega$ . Para líneas compensadas, la impedancia equivalente en el punto de falla es grande y la resistencia de falla tiene menos influencia en la corriente de arco secundario.

Se hace una sensibilidad del instante de falla, dado que las corrientes de fallas que ocurren en el instante en que la onda de tensión de la fase a fallar está próxima a cero podría tener alto nivel de componente directa, lo cual puede dificultar la extinción del arco secundario, con tal fin se hicieron fallas en los puntos de la onda de tensión mínimo y máximo de cada fase.

El arco secundario es influenciado principalmente por el acople capacitivo y hasta cierto punto también depende del acople inductivo, pero decrece con el incremento del flujo de potencia como el acople inductivo creciente compensa el acople capacitivo.

Se analizaron una variante respecto del reactor de neutro:

- Reactor de 750 Ohm, óptimo teórico (desde el punto de vista de la neutralización del acoplamiento capacitivo entre fases en principio con menores sollicitaciones dieléctricas y energéticas para los descargadores asociados).

El COES ha planteado verificar el cumplimiento de los siguientes indicadores:

- Último pico de la corriente de arco secundario: 40 Apico
- Primer pico de la tensión de restablecimiento: 80 kV
- Tasa de crecimiento de la tensión soportada (RRRV): 8 kV/ms

Estos indicadores son más restrictivos si se comparan con los límites dados por la curva experimental del CESI como se observa en la Figura 2.1.

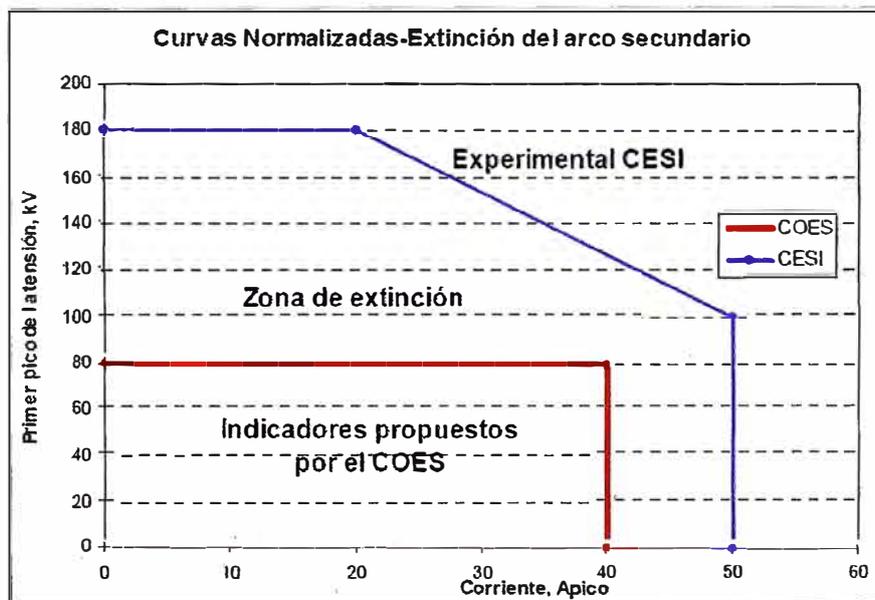


Fig. 2.1 Límites de zonas de extinción del arco secundario.

El procedimiento realizado fue efectuando una falla monofásica en la línea a analizar, (en  $t = 29$  ms), con apertura posterior en ambos extremos de la fase en falla (100 ms y 133 ms después de ocurrir la falla), con el fin de observar las corrientes de arco primario y secundario. Posteriormente, a partir de  $t = 400$  a 500 ms se efectuó la apertura de la falla para observar si se realiza la extinción del arco secundario en un tiempo inferior al tiempo muerto.

Se analizaron fallas monofásicas representando la falla con una resistencia constante de  $5 \Omega$ .

Se hizo una sensibilidad a la variación del instante de falla. Las corrientes de fallas que ocurren en el instante en que la onda de tensión de la fase a fallar está próxima a cero puede tener alto nivel de componente directa, lo cual puede dificultar la extinción del arco secundario, con tal fin se hicieron fallas en diferentes puntos o instantes de la onda de tensión (Máximo pico y 0).

### 2.2.6 Solicitaciones térmicas y dinámicas en los reactores de neutro

Estas simulaciones estadísticas tienen por objeto determinar los valores máximos de corriente por los reactores de neutro y la máxima energía a disipar sus descargadores de sobretensión en condiciones de falla monofásica en cada uno de los extremos de los circuitos a 500 kV con apertura monofásica y posterior recierre monofásico en ambos extremos, de acuerdo con la siguiente secuencia:

**Tabla N° 2.2** Secuencia sollicitaciones térmicas y dinámicas en los reactores y descargadores de neutro. Falla con Recierre No Exitoso.

Secuencia	Tiempo ms
Inicios de simulación	0
Falla monofásica en un extremo	50
Apertura de la fase en falla en ambos extremos	130
Recierre monofásico en ambos extremos de la fase en falla con persistencia de la falla	630
Apertura trifásica definitiva en ambos extremos de línea con persistencia de falla	680
Finalización de la simulación	1000

**Tabla N° 2.3** Secuencia solicitaciones térmicas y dinámicas en los reactores y descargadores de neutro. Falla con Apertura Trifásica

Secuencia	Tiempo ms
Inicio de la simulación	0
Falla monofásica en un extremo	50
Apertura trifásica del interruptor en ese extremo	130
Apertura definitiva de línea en el otro extremo	350
Finalización de la simulación	2000

Las simulaciones realizadas fueron realizadas considerando un reactor de neutro con una impedancia de 750 Ohm.

### 2.2.7 Energización de líneas con falla

Este estudio tiene por finalidad determinar las máximas solicitaciones ante la energización de una línea con falla monofásica presente en el extremo opuesto, seguida de apertura trifásica por protección falla de interruptor.

Las solicitaciones en esta maniobra dependen del instante de energización, razón por la cual el estudio realizado se realiza un análisis de sensibilidad al tiempo de energización de la línea en falla. Las magnitudes de interés registradas son las máximas obtenidas observando los casos analizados. En particular han sido determinadas las máximas energías disipadas en los descargadores, corrientes de reactor de neutro y energía en el reactor de neutro a fin de evaluar la corriente nominal de corta duración equivalente desde el punto de vista energético.

Los instantes de maniobra simulados responden a los siguientes rangos y valores medios:

- Inicio de la simulación con falla existente en el extremo opuesto a la energización, 0 s.
- Cierre del interruptor de pre-inserción: 0,013 - 0,02 s.
- Cierre contacto principal: 0,020 – 0,032 s
- Actuación de la protección BF: 0,03 – 0,05 s

### **2.2.10 Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV)**

La Norma IEC 62271-100 establece valores límite para las tensiones de restablecimiento propias de los circuitos que los interruptores deben ser capaces de soportar al abrir las corrientes de falla. Con el fin de realizar la especificación de los interruptores, la norma define una serie de curvas que definen el límite para los valores garantizados de las sobretensiones que los interruptores pueden soportar. Estas curvas características son especificadas a través de poligonales definidas a través de cuatro o dos parámetros, de acuerdo al valor de la corriente de cortocircuito a interrumpir.

Para garantizar la correcta operación de los interruptores en relación a la soportabilidad de las tensiones de restablecimiento, todas las tensiones prospectivas calculadas para las fallas más críticas no deben superar los respectivos valores establecidos en la norma.

La Tensión de restablecimiento TRV (Transient Recovery Voltage) o TTR entre los contactos del interruptor está determinada por los parámetros R, L, C de la red y por el punto de aplicación de la falla a despejar por el interruptor [6].

De un modo general, en cuanto a la localización de la falla, la falla terminal (fallas trifásicas ocurridas prácticamente sobre los terminales de los interruptores, la barra o las salidas de las líneas) es la más severa para el valor pico de TRV. La falla kilométrica (fallas monofásicas ocurridas sobre la línea de transmisión, a unos pocos kilómetros de distancia del interruptor) es más severa para la tasa de crecimiento. Estos dos parámetros son los más importantes y caracterizan el TRV [7]-[8].

El análisis de la tensión transitoria de recuperación, se realiza comparando la sobretensión obtenida de las simulaciones con las gráficas estándar de TRV para cada nivel de tensión (500 kV) y tipo de falla a despejar (terminal, kilométrica y en oposición de fases).

### **2.2.11 Sobretensiones por fenómenos de resonancia con una o dos fases abiertas**

Tiene por objeto verificar si se presenta alguna condición de resonancia debida a falla de polos de interruptor durante una energización o apertura.

Se representa la apertura de una y de dos fases de una línea en ambos extremos y se miden las tensiones de cada fase, las energías disipadas en los descargadores de línea y de neutro y las corrientes de reactor de neutro. La simulación se realiza por un tiempo de dos segundos.

Las simulaciones se realizan con la siguiente secuencia de maniobras:

**Tabla N° 2.4** Secuencia resonancia con una o dos fases abiertas.

Secuencia	Tiempo ms
Inicio de simulación	0
Apertura de una (o dos fases) en un extremo	50
Apertura de una (o dos fases) en el otro extremo	83
Fin de la simulación	2000

### 2.2.12 Respuesta en frecuencia de la red

Se realizan análisis de impedancia en función de la frecuencia en el año 2018 en el escenario de Estiaje máxima demanda, en los nodos donde se harán las energizaciones de los transformadores, básicamente en las subestaciones Veracruz en los niveles de tensión de 500 kV, con el fin de explorar la ocurrencia de polos a los armónicos característicos de orden 3, 5, 7 y 11 y posteriormente en tales casos evaluar la interacción de la red con las corrientes de inrush de los transformadores durante la energización y la posibilidad de aparición de sobretensiones [9].

### 2.2.13 Energización de transformadores

Se hace una exploración de las corrientes de inrush y de las sobretensiones al energizar los transformadores de la C.H. desde el interruptor de la línea CH - SE en 500 kV.

Los parámetros que influyen la corriente de inrush son: la característica de saturación del transformador, la impedancia de cortocircuito del transformador, el flujo remanente en el transformador al momento de energización, la impedancia equivalente del sistema y la dispersión al cierre de los polos del interruptor.

La característica de saturación después del codo de saturación se modeló con una pendiente de 0,45 p.u. La impedancia armónica de la red se analizó con DIGSILENT en los nodos de CH en 500 kV.

Para considerar la dispersión entre polos del interruptor se hicieron energizaciones para diferentes casos analizando los casos más severos.

## 2.3 Marco conceptual

Como caso aplicativo se trabaja con las línea de transmisión de una Central Hidroeléctrica de 730 MW, compuesta por cuatro unidades de generación de 200 MVA, de

02 bancos monofásicos en conexión trifásica de 500/13,8/13,8 kV; 420/210/210 MVA y a la Subestación La Niña 500 kV mediante dos líneas de transmisión con torres para configuración en simple terna. La longitud de la línea es 239,45 km aproximadamente.

Los estudios realizados de acuerdo con los requerimientos planteados por el comitente, y tomando como base los estudios preliminares, comprenden:

- Determinación de Reactores de línea y Neutro

- Desbalances de tensión y de corriente y Transposición de Línea

- Energización de líneas

- Recierre monofásico

- Corrientes de arco secundario

- Recierre trifásico

- Solicitaciones térmicas y dinámicas en los descargadores de sobretensión y reactores de neutro.

- Sobretensiones por fenómeno de resonancia con fases abiertas

- Energización de líneas con falla

- Verificación de Tensión de restablecimiento (TRV y RRRV)

- Respuesta en frecuencia de la red

- Energización de transformadores

La herramienta de simulación para realizar los estudios mencionados será el DIGSILENT PowerFactory y el software ATP.

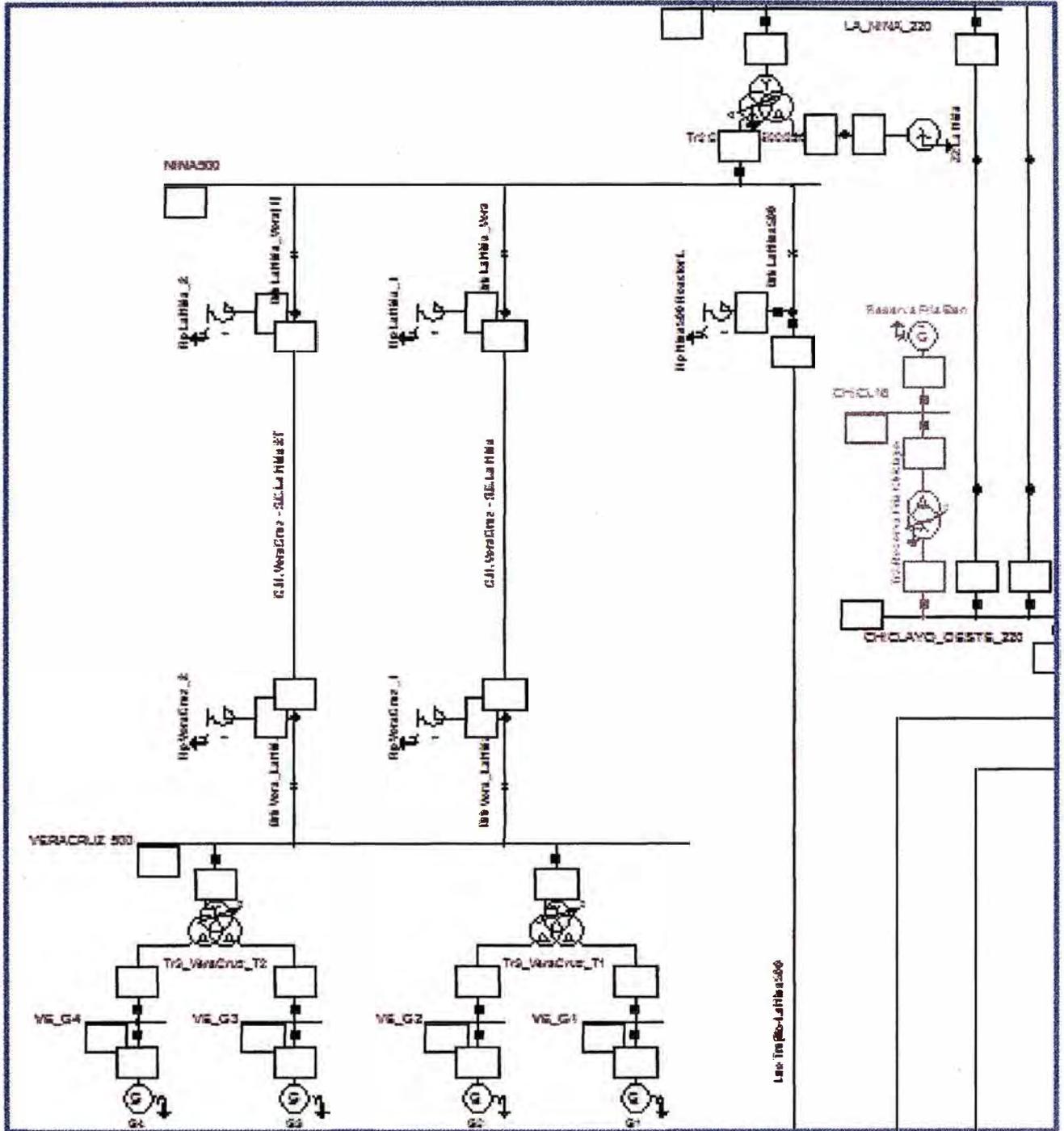


Fig. 2.2. Conexión de CH al SEIN

### 2.3.1 Selección de Reactores de Línea y Neutro

En líneas de transmisión de alta tensión, con el fin de disminuir la corriente por el neutro de los reactores shunt de la línea, se instalan reactores de neutro en serie con el neutro de los reactores de línea a tierra.

**a) Cálculo de la impedancia del reactor de línea y neutro**

A continuación se muestran los parámetros para el cálculo teórico del reactor de neutro:

**Tabla N° 2.5** Parámetros Eléctricos de la Línea 500kV CH - La Niña.

Longitud (Km)	Secuencia	Resistencia (ohm/km)	Reactancia (ohm/km)	Suceptancia (uS/km)	C uF/km	C Faradios	L Henrios	Impedancia característica $Z_c (\Omega)$	Potencia Natural SIL ó Po (MW)	Cte de Propagación $\gamma(m-1)=j\beta$	Longitud de Onda $\lambda$ (m)
239.45	Cero	0.2927658	0.963365	2.856811	0.00757793	1.81454E-06	0.61189173				
	Positiva	0.0247379	0.3324194	4.941898	0.01310879	3.1389E-06	0.21113979	259.36	963.93	0.00512	1228.36

**Tabla N° 2.6** Cálculo de la Potencia Reactiva de la Línea CH - La Niña debido al efecto Ferranti.

<b>Potencia en Vacío (Por Formula)</b>	<b>Q (MVAR)</b>	<b>295.834</b>
<b>Compensación Crítico Kc (%)</b>		
<b>85.93600172</b>		

En el siguiente cuadro se calcula los reactores de neutro en función de la potencia de la potencia de los reactores de línea seleccionados.

**Tabla N° 2.7** Potencia Reactiva estimada de los reactores Shunt de la Línea CH - La Niña.

SELECCIÓN DE REACTOR DE COMPENSACION DE LINEA								CALCULO DE REACTOR DE NEUTRO			
N° de React.	Potencia por Reactor (MVAR)	Tensión (kV)	Corriente por Reactor	Impedancia de por Reactor/Fase		Total Compensación (MVAR)	Grado de Compensación	$\Omega$	Xr/3 Faradios	F(p.u)	K(p.u)
2	80	500	92.38	3125.00	184.752	160	54.08%	3695.66	1041.67	0.5408	0.5781
2	100	500	115.47	2500.00	230.940	200	67.61%	1383.52	833.33	0.6761	0.5781
2	115	500	132.79	2173.91	265.581	230	77.75%	859.92	724.64	0.7775	0.5781
2	120	500	138.56	2083.33	277.128	240	81.13%	752.55	694.44	0.8113	0.5781
2	125	500	144.34	2000.00	288.675	250	84.51%	664.73	666.67	0.8451	0.5781
2	126.5	500	146.07	1976.28	292.139	253	85.52%	641.48	658.76	0.8552	0.5781
2	135	500	155.88	1851.85	311.769	270	91.27%	530.70	617.28	0.9127	0.5781
2	140	500	161.66	1785.71	323.316	280	94.65%	478.77	595.24	0.9465	0.5781
2	145	500	167.43	1724.14	334.863	290	98.03%	434.28	574.71	0.9803	0.5781
2	150	500	173.21	1666.67	346.410	300	101.41%	395.84	555.56	1.0141	0.5781
2	155	500	178.98	1612.90		310	104.79%	362.38	537.63	1.0479	0.5781

Se elige la compensación de 2x120MVAR para la línea de transmisión 500kV CH – La Niña de 239,45 Km, el porcentaje de compensación es de 81,13 %, dicho valor es menor al de compensación crítica. A partir de las fórmulas descritas en el método simplificado se obtuvo un reactor de neutro teórico de aproximadamente 752,55 Ohm.

**b) Validación del reactor de neutro.**

Con simulaciones en Digsilent de falla de fase a tierra se obtiene la corriente de falla, la corriente de arco secundario después de la apertura de los polos externos y la reacción de tensión de recuperación en el punto de falla posterior a la extinción del arco.

Con los valores leídos para una simulación de falla de fase a tierra originada en el instante de tensión mínima, ubicada sobre la fase A y en el extremo de la línea en CH 500 kV, se define la corriente simétrica de arco secundario en Apico y la tensión de recuperación del primer pico en kVp.

Estos valores se contrastan con el criterio del COES delimitado por 40 Apico para la corriente de arco secundario y por 80 kV pico para la tensión de recuperación.

**Tabla N° 2.8** Corrientes De Arco Secundario Extremo CH 500kV

Caso	Apico	kVpico
Va=0	29,369	3,263
Vb=0	18,235	49,09
Vc=0	13,059	24,021

Se observa que cumplen los criterios del COES sin embargo en las simulaciones se obtienen valores satisfactorios con una impedancia en el reactor de neutro de 750 Ohm.

**c) Solicitaciones máximas de los reactores de neutro.**

A continuación se realizan algunas verificaciones de transitorios electromagnéticos, sobre los reactores de neutro la línea de transmisión CH - SE 500 kV.

**c.1) Metodología**

Para realizar estas verificaciones de transitorios electromagnéticos se efectúan simulaciones digitales con el programa Digsilent.

Estas simulaciones tienen por objeto determinar el valor máximo de corriente por los reactores de neutro en condiciones de falla monofásica en cada uno de los extremos del circuito a 500 kV con apertura monofásica y posterior recierre monofásico en ambos extremos, de acuerdo con la siguiente secuencia:

**Tabla N° 2.9** Secuencia de Eventos Falla Monofásica y Recierre Monofásico No Exitoso

Secuencia	Tiempo, ms
Inicio de la simulación	0
Falla monofásica en un extremo	50
Apertura de la fase en falla en ambos extremos	130
Recierre monofásico en ambos extremos de la fase en falla con persistencia de la falla	630
Apertura trifásica definitiva en ambos extremos de línea con persistencia de falla	680
Finalización de la simulación	1000

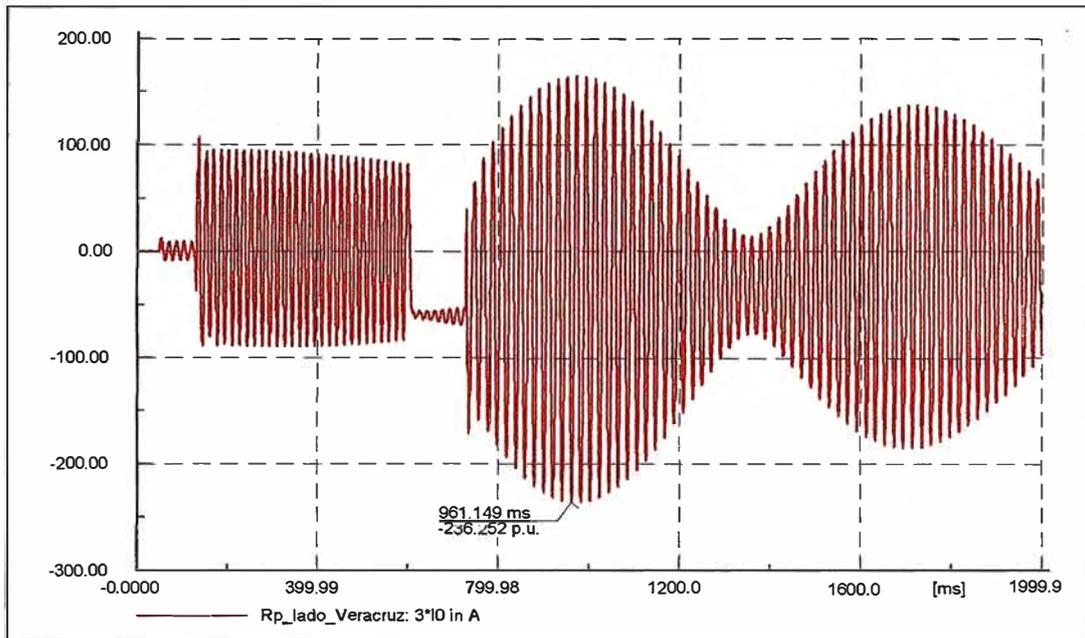
En el peor caso se identificará la mayor amplitud de la corriente dinámica en el reactor de neutro.

La información básica empleada es la siguiente:

- Se evaluará valores de sintonía de los reactores de 750, 1000 y 1200 Ohm.
- Los interruptores de línea se simulan con resistencia de pre-inserción de 250 Ohm, con un tiempo mínimo de inserción de 7,5 ms.
- Los reactores de línea son bancos monofásicos de 120/3 MVAR

### c.2) Resultados

A continuación se muestra gráficamente el resultado de mayor corriente de todos casos simulados, el caso de mayor corriente resultó en el reactor de neutro del lado de la S.E. V cuando la falla fase a tierra es en el extremo de la línea que corresponde a SE V. El valor de esta corriente es de 236,252 A.



**Fig. 2.3.** Corriente  $3I_o$  por reactores de la Línea en la SE V.

Para determinar la tensión máxima en 10 segundos de duración se utiliza la siguiente relación según norma “International Standard IEC 60099-4, Surge Arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Second Edition, 2004 – 05”:

$$V_{10s} = V_t \cdot \left( \frac{T_t}{10} \right)^m \quad (2.3)$$

Donde:

$V_{10s}$  : Es la amplitud de la sobretensión temporal de 10 s equivalente.

$V_t$  : Es la amplitud de la sobretensión temporal.

$T_t$  : Es la duración de la sobretensión temporal en segundos.

$m$  : Es un exponente que describe la característica de tensión a frecuencia industrial en función del tiempo del pararrayos. El valor de  $m$  varía entre 0.018 y 0.022 para diferentes diseños de pararrayos, sin embargo se puede usar el valor medio de 0.02.

Se realizaron las mismas simulaciones para valores de 1200, 800 y 600 de impedancia del reactor de neutro, obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla N° 2.9** Corrientes y Sobretensiones para Diferentes Reactores de Neutro

Impedancia (Ohm)	Corriente máxima A pico	Corriente máxima (2 s) A	Corriente máxima (10 s) A	Tensión máx (2 s) kV	Tensión máx (10 s) kV
1200	161,674	114,32	51,13	137,18	132,84
800	236,252	167,06	74,71	133,64	129,41
600	205,296	145,17	64,92	87,10	84,34

### c.3) Conclusiones

A partir de los parámetros de la línea 500 KV CH – SE se concluye que el reactor de neutro debe tener una reactancia próxima a 750 Ohm, sin embargo las simulaciones con impedancia menores al teórico muestran sobretensiones temporales menores y también proporcionan una compensación con alto nivel de sintonía para minimizar la corriente de arco secundario y evitar su reencendido.

Con esta referencia se podría considerar un reactor con una impedancia media de 750 Ohm  $\pm$  8 posiciones con una variación de 50 Ohm. De esta forma, se tendría una impedancia máxima de 1150 Ohm cercana al óptimo teórico y una impedancia mínima de 350 Ohm. El reactor se pondría en operación en la posición de 750 Ohm, porque a partir de las simulaciones realizadas presenta resultados satisfactorios.

De acuerdo con las verificaciones realizadas por medio de los análisis de transitorios electromagnéticos, la corriente máxima (10 s) a especificar para el reactor de neutro sería:

$$\text{Taps 600 Ohm – 800 Ohm} \quad 200 \text{ A}$$

$$\text{Taps 900 Ohm – 1200 Ohm} \quad 180 \text{ A}$$

De la misma forma, la tensión máxima (10 s) a especificar para el reactor de neutro sería 133 kV cuya tensión máxima correspondería a 123 kV.

Según la recomendación IEEE 32 -1972, la corriente continua para un reactor de neutro debe ser mínimo del 3% de la corriente térmica ( $I_{10 \text{ s}}$ ) por lo que se consideran las siguientes corrientes que están por encima del 10% de  $I_{10 \text{ s}}$ :

$$\text{Taps 600 Ohm – 800 Ohm} \quad 12,0 \text{ A (16 \%)}$$

$$\text{Taps 900 Ohm – 1200 Ohm} \quad 9,6 \text{ A (16 \%)}$$

Para esta corriente continua se tendrían las siguientes tensiones:

$$\text{Taps 600 Ohm – 800 Ohm} \quad 12,0 \text{ A} \times 800 \text{ Ohm} = 9,60 \text{ kV}$$

$$\text{Taps 900 Ohm – 1200 Ohm} \quad 9,6 \text{ A} \times 1200 \text{ Ohm} = 11,52 \text{ kV}$$

Se especifica esta última tensión de 12 kV para la tensión continua del reactor por ser la de mayor magnitud. Esta tensión corresponde a una tensión máxima de 24 kV.

En resumen se tiene las siguientes características:

**Tabla N° 2.10** Parámetros de reactores de neutro.

<b>Tensión máxima del material</b>			
a)	10 s	kV	133
b)	Continuos	kV	24
<b>Corriente asignada</b>			
c)	10 s	A	200
d)	Continuos	A	100
	Impedancia en tap central	Ohm	750
<b>Cambiador de tomas sin carga</b>			
a)	Pasos positivos		8
b)	Pasos negativos		8
c)	Porcentaje de los pasos	Ohm	50
	Tipo de refrigeración	ONAN	

Para verificar la performance del grado de compensación se realizan las siguientes simulaciones:

- En el ítem 4.1.2 se muestra las simulaciones de energización de la línea CH-SE.
- En el ítem 4.1.3 se muestra las simulaciones de sincronización de la línea CH-SE.
- En el ítem 4.1.4 se muestra las simulaciones de maniobra con los reactores de la línea CH-SE.
- En el ítem 4.1.5 se muestra las simulaciones de carga paulatina en la línea CH-SE.

## CAPÍTULO III

### PARAMETROS DE COMPONENTES ELECTRICOS

#### 3.1 Parámetros Eléctricos

Se detalla los parámetros eléctricos de los principales componentes eléctricos como los generadores, transformadores elevadores 500/13,8kV de la CH, estos son:

##### a) Parámetros Eléctricos de Generadores

Los parámetros eléctricos de los generadores son:

- Potencia nominal : 200 MVA
- Factor de potencia : 0,90
- Voltaje nominal : 13 800 V
- Corriente nominal : 8367 A
- Variación de voltaje : +5% - 5%
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Rotación nominal : 200 rpm
- Reactancia sincrónica de eje directo, no saturada ( $X_d$ ) : 1,06 p.u.
- Reactancia sincrónica eje cuadratura, no saturada ( $X_q$ ) : 0,75 p.u.
- Reactancia transitoria de eje directo, no saturada ( $X'_d$ ) : 0,36 p.u.
- Reactancia sub transitoria de eje directo, no saturada ( $X''_d$ ) : 0,203 p.u.
- Reactancia sub transitoria eje cuadratura, no saturada ( $X''_q$ ): 0,221 p.u.
- Reactancia de secuencia cero ( $X_0$ ) : 0,07 p.u.
- Resistencia de secuencia cero ( $R_0$ ) : 0,0027 p.u.
- Reactancia de secuencia negativa ( $X_2$ ) : 0,27 p.u.
- Resistencia de secuencia negativa ( $R_2$ ) : 0,019 p.u.
- Relación de cortocircuito (SCR) : 1,0 p.u.
- Constante de tiempo eje directo, transitorio, corto circuito ( $T'_d$ ): 2,5 s
- Constante de tiempo eje directo transitorio circuito abierto ( $T'_{do}$ ): 7,5 s

- Constante de tiempo eje directo, sub-transitorio, circuito abierto ( $T''_{do}$ ): 0,06 s
- Constante de tiempo, eje cuadratura, sub-transitorio, circuito abierto ( $T''_{qo}$ ): 0,15 s
- Reactancia (XI) : 0,14 p.u.
- Resistencia de armadura a 75°C ( $R_a$ ) : 0,002 p.u.
- Parámetros de saturación SG (1,0) : 0,086
- SG (1,2) : 0,333

La Central Hidroeléctrica cuenta con cuatro grupos de generación de 200 MVA, factor de potencia 0.9, con un límite máximo de transferencia de potencia de 730 MW.

### b) Transformadores

El transformador de potencia previsto en la C.H. será de 03 devanados: 02 bancos monofásicos en conexión trifásica: 500/13,8/13,8 kV; 420/210/210 MVA para instalación al exterior, sumergido en aceite con sistemas de enfriamiento por escalones; la capacidad final del transformador deberá estar preparada para condiciones de ventilación forzada (ONAF) para las condiciones ambientales del sitio, será definida por el fabricante.

En la tabla 3.1 se presentan los parámetros básicos del transformador de potencia a energizar.

**Tabla N° 3.1** Parámetros básicos de los transformadores de potencia.

Tensión (kV)			Potencia Nominal (MVA)			Pér Cu. (kW)			Pérd Fé (kW)	Regulación	Grupo de conexión
P	S	T	P	S	T	P-S	S-T	T-P			
500	13,8	13,8	420	210	210	43,2	44,1	43,2	1.904.117	±2X2.5%	YN0dd5d5

En la tabla 3.2 se presentan los puntos de la curva de saturación Corriente - Tensión del transformador en p.u.

**Tabla N° 3.2** Saturación del transformador tensión-corriente.

Curva Típica	3
V (p.u)	I (p.u)
0	0
0,9	0,002771
1	0,003695
1,1	0,006482
1,5	0,895371

La proyección de la curva para la región saturada se hizo con una pendiente igual a 0,45 p.u., dado que las pruebas en fábrica normalmente se realizan con tensión hasta 1,1 p.u.

Utilizando la rutina SATURATION del ATP, se obtienen los puntos de la curva de saturación corriente-flujo de los transformadores reflejada en 500 kV, para una potencia de 420 MVA en Veracruz, la cual se presenta en la tabla 3.4.

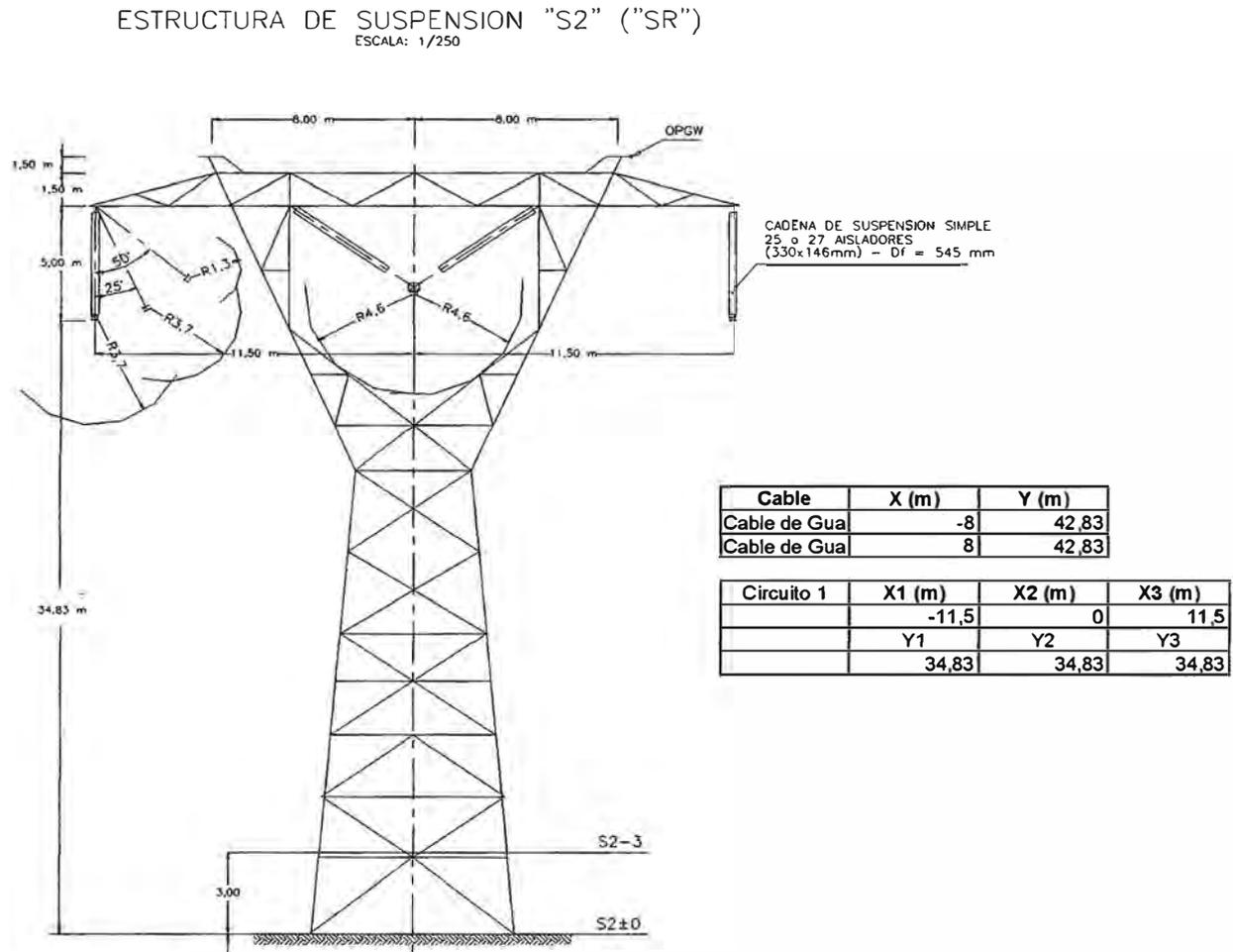
**Tabla N° 3.4** Saturación del transformador corriente-flujo

<b>Corriente A</b>	<b>Flujo</b>
0	0
1,901	974,621
3,147	1 082,912
6,542	1 191,203
8 66,083	1 624,368

**c) Parámetros eléctricos de Línea de Transmisión**

La L.T. 500 kV tiene una longitud aproximada de 239,5km

La L.T. 500 kV C.H. – S.E. tiene la siguiente configuración en la torre:



**Fig. N° 3.1** Configuración y distancia entre conductores en la torre

Para calcular los parámetros eléctricos de la L.T. 500 kV C.H. – S.E., se ha usado el módulo de cálculo de parámetros eléctricos del software DIGSILENT. Los parámetros eléctricos resultantes fueron validados usando el software ATP.

Los parámetros eléctricos obtenidos son:

**Tabla N° 3.5** Parámetros Eléctricos de la Línea 500kV CH-La Niña

Nombre	500 La Niña-Veracruz		
Tensión Nominal	500.	kV	
Corriente Nominal	1.661374	kA	
Frecuencia Nominal	60.	Hz	
Cable / Aéreo	Línea Aérea		
Tipo de Sistema	AC	Fases	3
		No. de Neutros	0
Parámetros de Secuencias 1,2 (por Long.)		Parámetro de Secuencia Cero (por Long.)	
Resistencia R'	0.02474	Ohm/km	
Reactancia X'	0.33242	Ohm/km	
Resistencia R <sup>0</sup>	0.29277	Ohm/km	
Reactancia X <sup>0</sup>	0.96337	Ohm/km	
Parámetros de Secuencias 1,2 (por Long.)		Parámetro de Secuencia Cero (por Long.)	
Susceptancia B'	4.9419	uS/km	
Susceptancia B <sup>0</sup>	2.85681	uS/km	

**Tabla N° 3.6** Resumen de resultados, modelo de la línea Parámetros dependientes de la frecuencia.

Resultado del cálculo de parámetros			
Impedancia Característica, HF, Sec.	541.8959 Ohm	Z0, N° Polos/Ceros	14
Propagación de la onda, DC, Mode	00.9642885 p.u.	A0, N° Polos	1
Tiempo de viaje, Mode 0	0.00106369 s	A0, N° Ceros	1
Impedancia Característica, HF, Sec.	238.6246 Ohm	Z1, N° Polos/Ceros	13
Propagación de la onda, DC, Mode	10.9986766 p.u.	A1, N° Polos	4
Tiempo de viaje, Mode 1	0.0008141 s	A1, N° Ceros	4
Impedancia Característica, HF, Sec.	238.6246 Ohm	Z2, N° Polos/Ceros	13
Propagación de la onda, DC, Mode	20.9986766 p.u.	A2, N° Polos	4
Tiempo de viaje, Mode 2	0.0008141 s	A2, N° Ceros	4

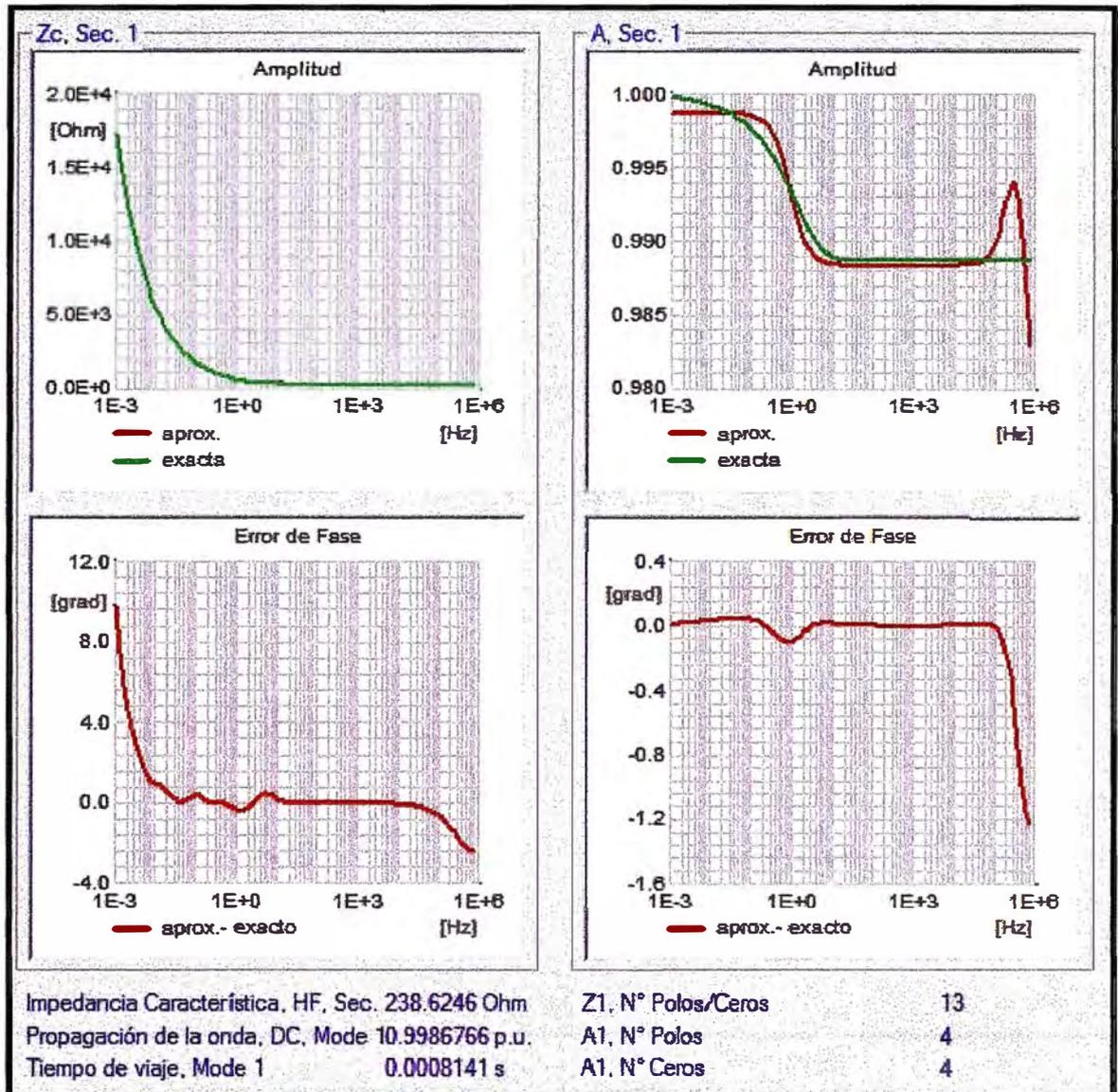
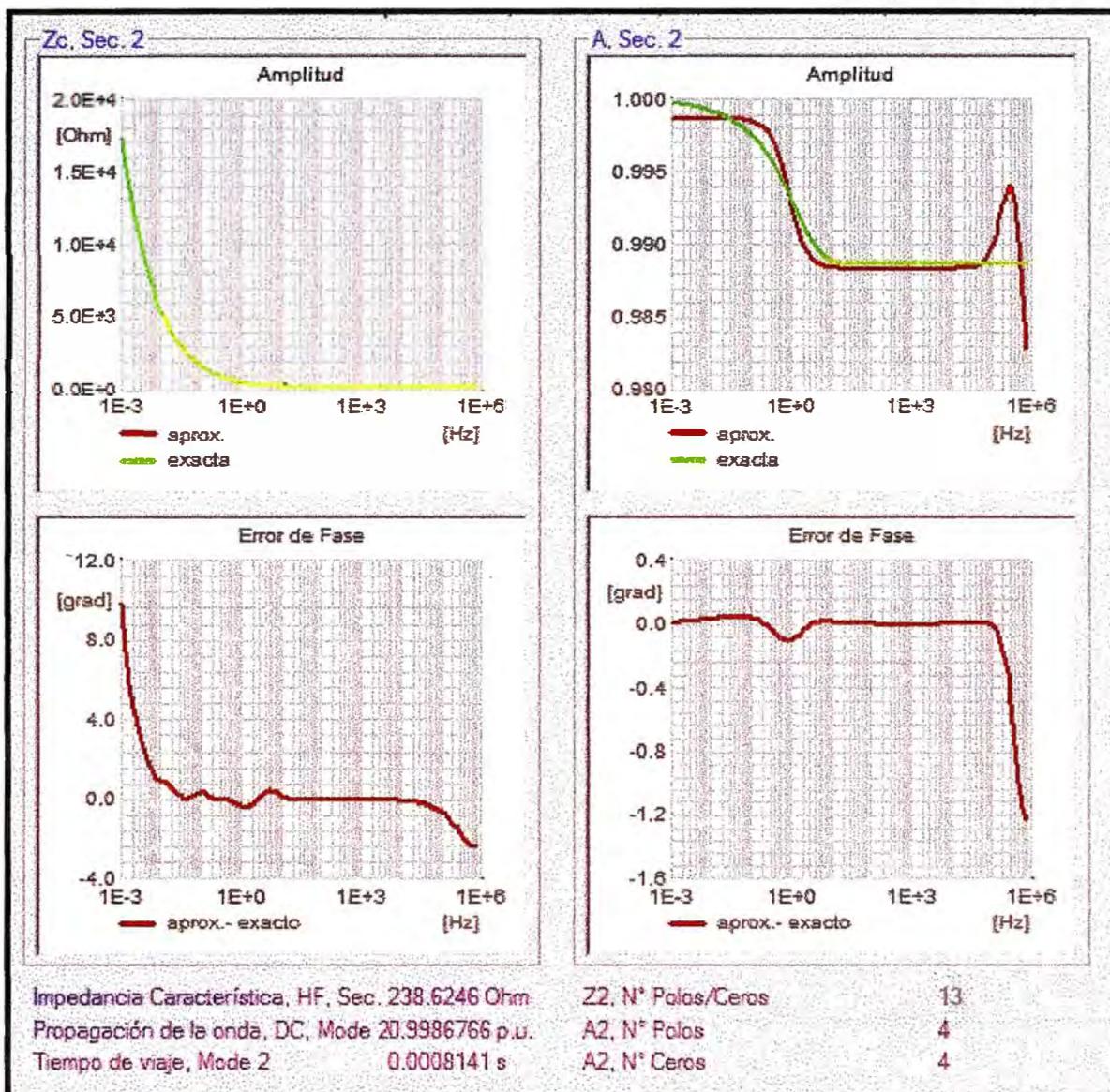


Fig. 3.2 Parámetros dependientes de la frecuencia, secuencia positiva.



**Fig. 3.3** Parámetros dependientes de la frecuencia, secuencia negativa.

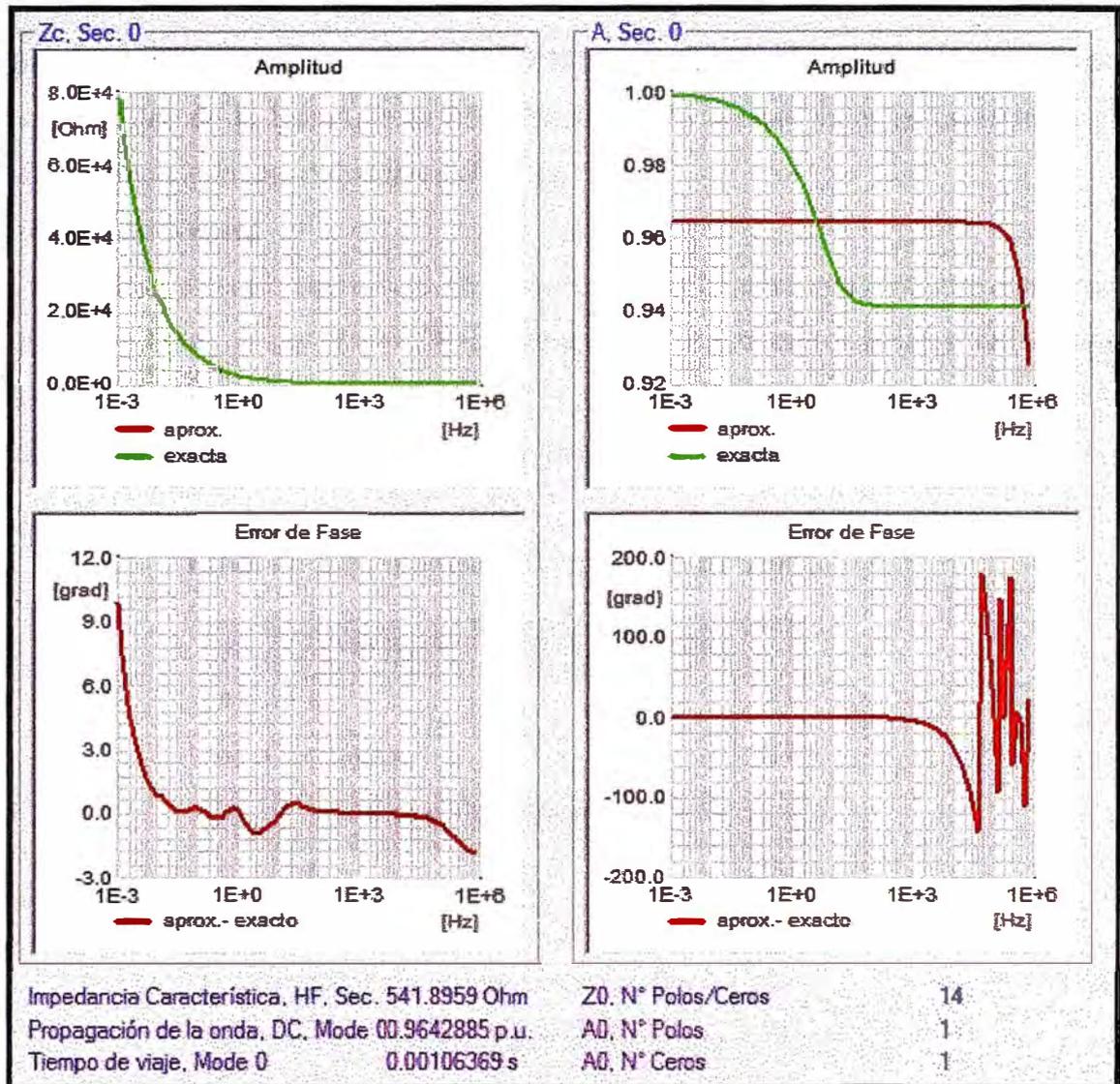


Fig. 3.4 Parámetros dependientes de la frecuencia, secuencia cero.

#### d) Reactores De Línea

Los reactores de línea son bancos de unidades monofásicas, conectándose a tierra mediante un reactor de neutro y tienen las siguientes características básicas.

Tabla N° 3.6 Características básicas de los reactores de línea.

Tensión nominal	$U_n$
a) Alta tensión, kV	$500/\sqrt{3}$
b) Conexión de neutro, kV	115
Potencia, MVA	120/3
Tipo de refrigeración	ONAN
Tipo de unidades	Monofásicas

El porcentaje de compensación es de 81,13% y se determinó a partir del grado de compensación crítica de la línea que es 85,94% el cálculo de este valor se muestra en el estudio de resonancia con una o dos fases abiertas.

#### e) Reactores de Neutro

Los reactores de neutro supresores de arco se asumen lineales con una impedancia en tap central de 750 Ohm, pasos  $\pm 8 \times 50$  Ohm, este valor se utiliza en todas las simulaciones realizadas en este estudio.

El cálculo de los parámetros mostrados en la tabla 3.7 se encuentran en el ítem 3.1.c.

**Tabla N° 3.7** Parámetros de reactores de neutro.

<b>Tensión máxima del material</b>			
a)	10 s	kV	133
b)	Continuos	kV	24
<b>Corriente asignada</b>			
c)	10 s	A	200
d)	Continuos	A	100
	Impedancia en tap central	Ohm	750
<b>Cambiador de tomas sin carga</b>			
a)	Pasos positivos		8
b)	Pasos negativos		8
c)	Porcentaje de los pasos	Ohm	50
	Tipo de refrigeración	ONAN	

#### f) Descargadores de Sobretensiones

Han sido verificadas las sollicitaciones energéticas en descargadores de 444 kV, 120 kV y 33 kV nominales, Clase 5, 3 y 2 respectivamente los que permitirían mantener márgenes de seguridad adecuados para la nueva topología de la interconexión.

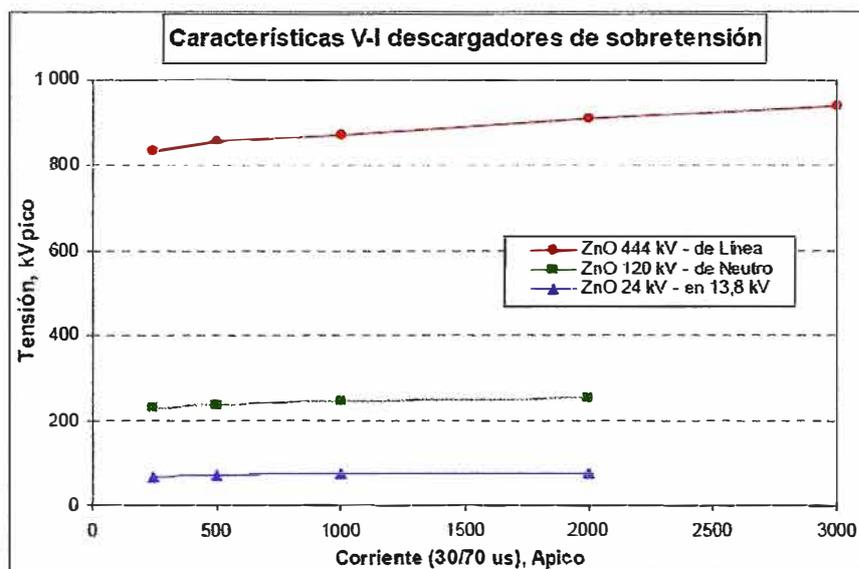
Las características de protección a sobretensiones de maniobra de los descargadores del proyecto para los niveles de tensión máxima de los sistemas a 550 kV, 123 kV y 36 kV se muestran en la tabla 3.8 e ilustran en la Figura 3.5. Los descargadores de 123 kV son los de neutro de los reactores de línea (en derivación con los reactores de neutro).

Los pararrayos serán de ZnO, a instalar con contadores de descarga, con las siguientes características principales:

**Tabla 3.8** Características de los descargadores de sobretensión.

<b>Características de los descargadores de ZnO</b>				
Descripción	Unidad	SB		
		444	SB120	SB33
Tensión máxima del sistema	kV	550	123	36
Tensión nominal (Ur)	kV	444	120	33
Tensión continua de operación	kV	355	96	26,4
Corriente nominal de descarga (In)	kA	20	10	10
Clase de descarga de línea	Clase	5	3	2
Capacidad de disipación de energía	kJ/kV, Ur	13	12	9
Capacidad de disipación de energía	MJ	5772	1440	297

<b>Características de protección de maniobra</b>			
<b>TRIDELTA</b>	<b>SB444</b>	<b>SB120</b>	<b>SB33</b>
<b>Corriente (30/70 us)</b>	<b>444 kV</b>	<b>120 kV</b>	<b>33</b>
<b>Switching surges, A</b>	<b>kVpico</b>	<b>kVpico</b>	<b>kVpico</b>
250	835	230	68,6
500	856	237	70,9
1000	872	245	73,9
2000	909	253	77,4
3000	941	-	-



**Figura 3.5** Característica de protección de ZnO.

## g) Interruptores

### g.1) Interruptores de Línea

Los interruptores de línea 500 kV serán unipolares con mando unipolar, contarán con resistencias de pre-inserción en cada fase de 250 Ohm, con un tiempo mínimo de inserción de 7,5 ms. Con capacidad de ruptura de 40KA.

En la evaluación de sobretensiones de maniobra de las líneas se hace un análisis de sensibilidad al valor de la resistencia de pre-inserción, determinándose que el valor más conveniente es el de 250 Ohm que corresponde aproximadamente al de la impedancia característica de los circuitos en 500 kV.

### g.2) Interruptores de reactores 120 MVAR

Los interruptores de reactores serán unipolares con mando unipolar, contarán con sistema de mando sincronizado a la apertura, con capacidad de ruptura de 40KA.

### g.3) Interruptores de Transformadores 420/210/210MVA

Los interruptores de los transformadores 420/210/210MVA serán unipolares con mando unipolar, contarán con sistema de mando sincronizado al cierre, con capacidad de ruptura de 40KA.

### g.4) Interruptores de Grupo

Los interruptores de los generadores serán trifásicos, con capacidad de ruptura mínima de 150KA.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS

#### 4.1 Análisis de energización y carga paulatina

Para el estudio de conexión, se verifica la factibilidad de energizar las líneas CH – SE a 500 kV desde ambos extremos analizando la tensión de Ferranti y las condiciones de sincronismo.

##### 4.1.1 Selección de la Compensación Reactiva

El efecto directo de la compensación shunt de las líneas CH – SE 500 kV se analiza sobre el grado de compensación de las líneas.

**Tabla N° 4.1** Grado de compensación de las líneas

<b>SELECCIÓN DE REACTOR DE COMPENSACION DE LINEA</b>							
N° de React.	Potencia por Reactor (MVAR)	Tensión (kV)	Corriente por Reactor	Impedancia de por Reactor/Fase		Total Compensación (MVAR)	Grado de Compensación
2	80	500	92.38	3125.00	184.752	160	54.08%
2	100	500	115.47	2500.00	230.940	200	67.61%
2	115	500	132.79	2173.91	265.581	230	77.75%
2	120	500	138.56	2083.33	277.128	240	81.13%
2	125	500	144.34	2000.00	288.675	250	84.51%
2	126.5	500	146.07	1976.28	292.139	253	85.52%
2	135	500	155.88	1851.85	311.769	270	91.27%
2	140	500	161.66	1785.71	323.316	280	94.65%
2	145	500	167.43	1724.14	334.863	290	98.03%
2	150	500	173.21	1666.67	346.410	300	101.41%
2	155	500	178.98	1612.90		310	104.79%

Con reactores de 120 MVAR el grado de compensación inductiva no supera el valor de compensación crítica (85,93%). La compensación recomendada es de 120 MVAR en cada extremo de la línea, que corresponde a la considerada en el proyecto.

##### 4.1.2 Energización en vacío

Considerando compensación Shunt de 120 MVAR en cada extremo de la línea, se simuló la energización en vacío del proyecto desde la subestación de llegada 500 kV hasta

la CH 500 kV y también en sentido contrario, desde la CH 500 kV hacia la subestación de llegada 500 kV, para el escenario de mínima demanda de Avenida 2018. Los resultados se presentan en las tablas 4.2 y 4.3.

Nota:

Para hallar las máximas sobretensiones durante el proceso de energización de la línea se considera que:

Las mayores sobretensiones se presentan durante el cierre de la primera terna de la línea 500 kV a la CH 500kV.

**Tabla N° 4.2** Resultados de Energización desde SE La Niña

Condición	Tensión de estado estable (pu)				
	SE La Niña 500 kV	Extremo CH 500KV	SE La Niña 220 kV	SE 500 kV	Extremo CH 500KV
0 Sin Proyecto (*)	1,015	1,015	1,019	0	0
1 Cierre extremo de La Niña sin reactores	1,253	1,253	1,226	0	0
2 Cierre extremo de La Niña con reactor de línea en La Niña	1,142	1,142	1,129	0	1,198
3 Cierre extremo de La Niña con reactor de línea en CH	1,137	1,137	1,125	0	1,147
4 Cierre extremo de La Niña con ambos reactores de línea	1,047	1,047	1,047	0	1,057

**Tabla N° 4.3** Resultados de Energización desde CH 500kV

Condición	Tensión de estado estable (pu)				
	SE La Niña 500 kV	Extremo La Niña	SE La Niña 220 kV	SE 500 kV	Extremo CH 500KV
0 Sin Proyecto (*)	1,015	1,015	1,019	0	0
1 Cierre extremo de Vera Cruz sin reactores	Flujo de carga no converge				
2 Cierre extremo de Vera Cruz con reactor de línea en Vera Cruz (**)	1,015	1,111	1,019	1,059	1,059
3 Cierre extremo de Vera Cruz con reactor de línea en La Niña (**)	1,015	1,066	1,019	1,056	1,056
4 Cierre extremo de Vera Cruz con ambos reactores de línea (***)	1,015	1,041	1,019	1,031	1,031

(\*) Las tensiones en las barras de la zona del proyecto fueron reguladas mediante la desconexión de líneas de transmisión en 220 kV

(\*\*) Dos grupos de la C.H. Vera Cruz absorben potencia reactiva mayor a 80 MVAR

(\*\*\*) Un grupo de la C.H. Vera Cruz absorbe potencia reactiva menor a 80 MVAR

Se encontró que el proyecto puede ser energizado desde la CH 500 kV siempre y cuando se energice la línea con los reactores de 120 MVAR conectados.

Es posible energizar la línea desde el extremo de La Niña previa regulación de tensión porque al conectar una línea larga (250 km) a un nodo débil, la tensión se eleva en el área Norte por encima de la tensión máxima en estado estacionario de 1.05 p.u. con posible operación de las protecciones de sobretensión.

Por lo anterior se recomienda energizar las líneas CH - SE 500 kV desde la CH 500 kV con un grupo de generación en servicio.

#### 4.1.3 Sincronización de la línea CH – SE 500 kV desde cada extremo

Se verifica en cada extremo la tensión de estado estable para la sincronización de la línea del proyecto a 500 kV con los dos reactores de 120 MVAR, para el escenario de demanda mínima avenida 2018, escenario con perfil de tensión más elevado.

**Tabla N° 4.4 Sincronismo de la línea a 500 kV**

Sincronismo 500 kV	SE La Niña 500 kV	Extremo La Niña	CH 500 kV	Extremo CH	$\Delta V$
Interruptor La Niña	1,015	1,041	1,031	1,031	0,026
Interruptor CH (*)	1,035	1,035	1,019	1,045	0,026
Interruptor La Niña (*)	1,026	1,033	1,024	1,024	0,007

(\*) Una línea CH-La Niña en servicio

De los resultados encontrados se concluye que es posible energizar y sincronizar en ambos extremos de la línea CH - SE 500 kV.

#### 4.1.4 Maniobra de reactores

Para el escenario de demanda mínima avenida 2018, se verificó la conexión y desconexión de los reactores shunt del proyecto verificando la variación de la tensión de estado estacionario en la barra que se realiza la maniobra.

**Tabla N° 4.5 Maniobra de reactores**

Maniobra reactores	Tensión (pu)	
	Vera Cruz 500	La Niña 500
Condición Normal	1,01	1,01
Desconexión Reactor Extremo CH	1,04	1,03
Desconexión Reactor de La SE	1,03	1,05
Sin Reactores (*)	1,06	1,08

(\*) Dos grupos de la C.H. absorben potencia reactiva mayor a 80 MVAr

Se observa que por desconexión del reactor de La Niña se produce un aumento de tensión del 4% y la variación de tensión con la desconexión del reactor en CH es de 3%. Es posible hacer maniobras con los reactores de línea porque no superan el criterio  $\Delta V \leq 5\%$ .

Nota:

Para hallar las sobretensiones durante el proceso de desconexión de los reactores de línea se considera que:

- Las mayores sobretensiones se presentan durante la operación con solo una de las dos temas de la línea 500 kV CH-SE.
- Los reactores de línea tienen interruptores con mando sincronizado a la apertura.

En el anexo "A", se muestran los flujos de carga de cada caso evaluado.

#### 4.1.5 Carga Paulatina de la línea

En el escenario de mínima demanda de avenida 2018, se modifica el despacho de la generación en el área Centro considerando el despacho económico y las restricciones impuestas por la curvas PQ de las máquinas de generación, para que las líneas transmitan una mínima y máxima potencia por los circuitos CH – SE 500 kV, con la finalidad de verificar el equipamiento de reactores shunt de línea. Los resultados de los flujos de carga con uno y dos circuitos CH – SE 500 kV se presentan en las tablas 4.6 y 4.7.

**Tabla N° 4.6 Casos de Carga Paulatina (Con una tema en servicio)**

TENSION EN BARRA (pu)								
Condición Operativa	CH 500 kV	La Niña 500 kV	La Niña 220 kV	Piura Oeste 220 kV	Talara 220 kV	Chiclayo Oeste 220 kV	Guadalupe 220 kV	Trujillo 500 kV
< 1 MW CH - LA NIÑA	1,024	1,030	1,037	1,007	1,007	1,020	1,012	1,005
90 MW CH - LA NIÑA	1,027	1,033	1,040	1,009	1,008	1,021	1,014	1,009
180 MW CH - LA NIÑA	1,025	1,031	1,038	1,008	1,007	1,020	1,014	1,009
360 MW CH - LA NIÑA	1,009	1,014	1,025	0,998	0,997	1,016	1,009	1,025
540 MW CH - LA NIÑA	0,998	0,997	1,013	1,003	1,012	1,013	1,005	0,988
720 MW CH - LA NIÑA	0,985	0,970	0,990	0,986	0,995	1,007	1,003	0,968

**Tabla N° 4.7** Casos de Carga Paulatina (Con dos ternas en servicio)

Condición Operativa	TENSION EN BARRA (pu)							
	Vera Cruz 500 kV	La Niña 500 kV	La Niña 220 kV	Piura Oeste 220 kV	Talar a 220 kV	Chiclayo Oeste 220 kV	Guadalupe 220 kV	Trujillo 500 kV
180 MW CH - LA NIÑA (*)	1,045	1,048	1,053	1,018	1,017	1,026	1,020	1,018
360 MW CH - LA NIÑA	1,025	1,029	1,037	1,006	1,006	1,019	1,012	1,007
540 MW CH - LA NIÑA	1,011	1,012	1,023	0,996	0,995	1,014	1,006	0,994
720 MW CH - LA NIÑA	1,000	0,996	1,012	1,000	1,009	1,011	1,001	0,978

(\*) Un grupo de la C.H. Vera Cruz absorbe potencia reactiva mayor a 70 MVAR

En todos los casos, las tensiones en barras de la zona se mantienen por debajo de 1.05 p.u. y por encima de 0.95, validándose la compensación shunt de 120 MVAR de la línea CH - La Niña 500 kV.

Para el caso de carga paulatina con dos circuitos CH-La Niña en servicio, se encontró que es necesaria la operación de dos unidades de generación de la C.H. para no violar sus límites de operación (curva de capacidad).

En el anexo "B" se muestran los flujos de carga de cada caso evaluado.

#### 4.2 DESBALANCE DE TENSION Y DE CORRIENTE

Se calcularon los desbalance de tensión y de corriente sin transposición obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla N° 4.8** Desbalance de tensión y de corriente, máxima capacidad de transporte de la línea.

Desbalance de tensión y corriente en Es18max				
Tensión	VA	VB	VC	U2/U1 (%)
Magnitud (kV)	509,4	503,0	494,4	1,73
Corriente	Ia	Ib	Ic	I2/I1 (%)
Magnitud (A)	414,2	435,2	435,4	4,90

Nota:

VA, VB, VC: Tensiones de Línea

Ia, Ib, Ic: Corrientes de fase

U2: Tensión de secuencia negativa.

U1: Tensión de secuencia positiva.

En las siguientes figuras se muestran el desbalance de tensión a lo largo de la línea de transmisión de 239,45 km sin transposición y con transposición (1/3 1/3 1/3) en el escenario de máxima demanda.

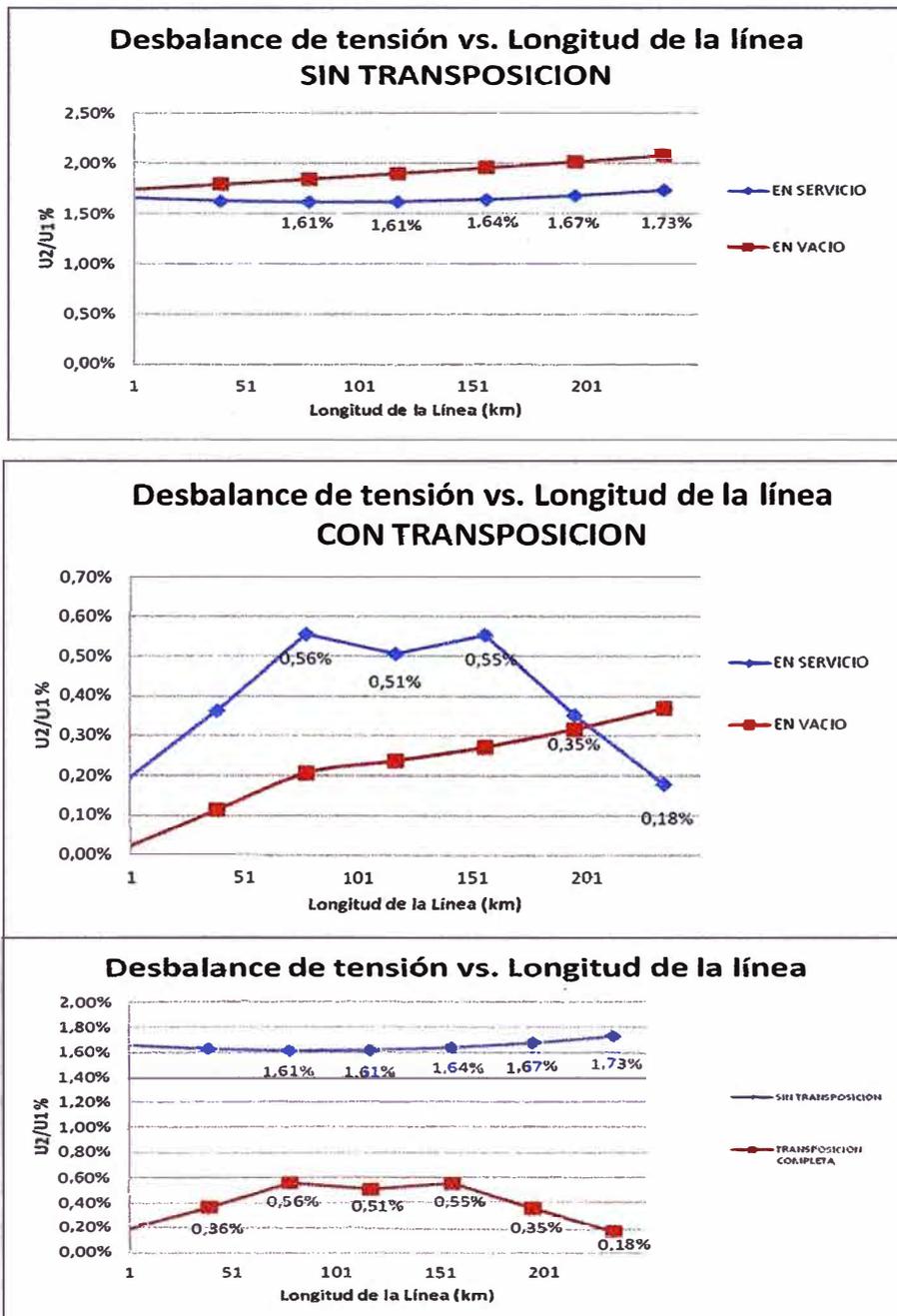


Fig. 4.1 Desbalance de tensión a lo largo de la línea.

- La línea CH– La Niña presenta un máximo desbalance de tensión de 2,07% cuando se energiza una línea en vacío el cual supera el límite recomendado por IEC de 1,4. En consecuencia se requiere realizar la transposición de fases en ambas líneas CH – La Niña 500 kV. La transposición será del tipo 1/3,1/3,1/3.

#### 4.2.1 Transposición de Líneas 500kV CH – La Niña

La disposición asimétrica de los haces de conductores de fase en las estructuras de las líneas de transmisión, ocasiona enlaces de flujo diferentes por cada fase, y por lo tanto inductancias diferentes. Resultando como consecuencia tensiones desbalanceadas en el extremo receptor de la línea.

Una inductancia diferente para cada fase trae como resultado un circuito asimétrico, que producirá problemas de desbalance de tensiones y corrientes en el sistema.

Este problema se resuelve mediante el intercambio de posiciones de los haces de conductores de fase en intervalos regulares a lo largo de la línea de transmisión de manera que cada conductor ocupe la posición original de los otros dos haces de conductores en un intervalo igual de distancia como se muestra en la figura 4.2

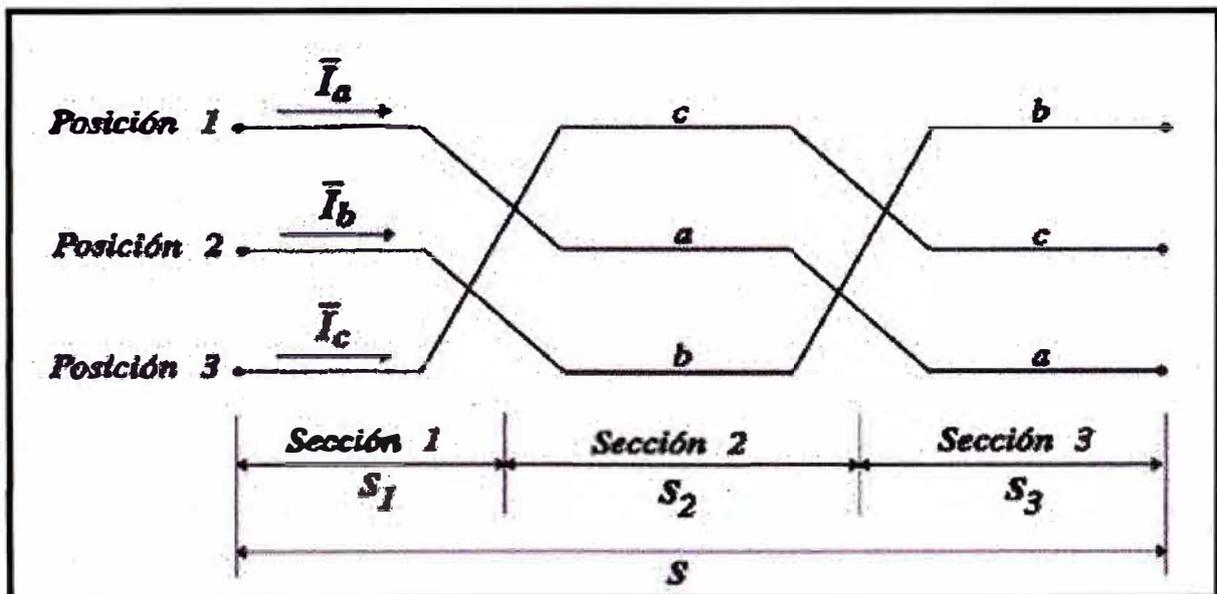


Fig. 4.2 Ciclo de Transposición 1/3,1/3,1/3

La figura 4.2 muestra un ciclo completo de transposición de una línea trifásica, con tres transposiciones donde la línea es dividida en tres secciones iguales ( $S_1 = S_2 = S_3 = S/3$ ) y “a”, “b” y “c” son utilizados para designar la posición física de los conductores en la estructura.

Si los tres haces de conductores de la línea son designados como “a”, “b” y “c”, la transposición queda definida con la disposición de los haces de conductores en las tres secciones y son “abc”, “cab” y “bca”, respectivamente como se muestra en la figura de arriba.

De acuerdo el trazo de ruta de la línea de transmisión 500 kV CH – SE La Niña, esta tiene una longitud total aproximada de 239,45 km; por lo tanto, se ubican las estructuras de transposición de conductores dividiendo la línea en tres tramos de longitud similar, colocados en las siguientes posiciones:

Primera transposición: se ubica aproximadamente a 79,82 km desde la C.H.

Segunda transposición: se ubica aproximadamente a 159,63 km desde la CH

El resultado de la transposición de fases es balancear el acoplamiento inductivo y la capacitancia mutua entre fases de la línea de transmisión. La transposición de fases reduce la interferencia electrostática y electromagnética en la línea y en los sistemas de comunicación, debido a que las tensiones electrostáticas inducidas se balancean a través de un ciclo completo de transposición y a la vez se reducen las tensiones electromagnéticas inducidas en los conductores adyacentes.

La transposición de fases permite también obtener los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero desacopladas, de manera que las corrientes de secuencia positiva produzcan sólo caídas de tensión de secuencia positiva, del mismo modo con las corrientes de secuencia negativa y secuencia cero.

### **4.3 Sobretensiones por energización de líneas**

Para determinar las sobretensiones transitorias, ante maniobras de energización en vacío desde el lado de la subestación Veracruz y desde el lado de la subestación La Niña 500 kV, se hace un análisis a la sensibilidad del instante de cierre, con tal fin se hicieron 200 simulaciones determinándose los puntos de la onda de tensión mínimo y máximo de cada fase, con dicha información se realiza la energización para los casos donde se obtuvieron las máximas sobretensiones.

Nota:

Para hallar las máximas sobretensiones durante el proceso de energización de la línea se considera que:

Las mayores sobretensiones se presentan durante el cierre de la primera terna de la línea 500 kV CH-La Niña.

- Los interruptores de línea no poseen resistencia de pre-inserción.
- Y para conocer las sobretensiones operativas durante la energización de la línea 500kV CH-La Niña, se considera que los interruptores de línea poseen resistencia de pre-inserción

En la tabla 4.9 se muestra las sobretensiones que se obtienen al energizar la línea desde el extremo la Niña, Se resalta las máximas sobretensiones obtenidas en cada fase.

**Tabla N° 4.9** Sobretensiones de Casos Obtenidos Al Energizar desde SE La Niña

Energización desde S.E. La Niña															
	1,6	1,7	1,6		1,8	1,4	1,5	10	1,7	1,5	1,6	15	1,5	1,6	1,7
1	22	49	80	51	37	68	25	1	82	18	99	1	01	59	71
	1,4	1,5	1,5		1,4	1,4	1,6	10	1,6	1,5	1,5	15	1,4	1,7	1,7
2	96	29	87	52	25	75	46	2	36	97	44	2	83	45	81
	1,5	2,0	1,5		1,7	1,4	1,4	10	1,6	1,7	1,7	15	1,8	1,8	1,6
3	02	12	66	53	24	61	61	3	67	97	43	3	60	91	71
	1,7	1,6	1,5		1,5	1,5	1,8	10	1,7	1,6	1,5	15	1,5	1,5	1,6
4	22	44	15	54	72	20	97	4	06	95	91	4	88	56	57
	1,8	1,8	1,6		1,6	1,3	1,7	10	1,7	1,4	1,4	15	1,8	2,0	1,6
5	56	46	83	55	59	22	21	5	77	56	01	5	80	18	35
	1,7	1,7	1,3		1,9	1,7	1,8	10	1,6	1,5	1,6	15	1,4	1,5	1,7
6	79	41	93	56	28	46	89	6	84	72	04	6	10	94	08
	1,4	1,7	1,6		1,6	1,7	1,4	10	1,7	1,4	1,7	15	1,5	1,7	1,5
7	86	51	08	57	45	27	15	7	58	30	70	7	26	86	23
	1,7	1,8	1,3		1,3	1,4	1,8	10	1,6	1,5	1,6	15	1,6	1,6	1,6
8	68	24	58	58	85	25	24	8	34	01	51	8	09	83	49
	1,6	1,3	1,5		1,6	1,5	1,7	10	1,8	1,9	1,6	15	1,6	1,3	1,6
9	29	21	81	59	02	23	60	9	27	27	45	9	12	96	28
	1,8	1,5	1,5		1,7	1,8	1,6	11	1,4	1,5	1,6	16	1,6	1,7	1,4
0	44	83	84	60	18	84	55	0	62	11	43	0	25	58	93
	1,7	1,6	1,6		1,8	1,9	1,6	11	1,8	1,9	1,5	16	1,7	1,6	1,4
1	25	64	63	61	52	19	92	1	01	02	60	1	37	27	39
	1,5	1,5	1,6		1,6	1,3	1,6	11	1,4	1,6	1,8	16	1,5	1,5	1,7
2	00	22	02	62	63	51	72	2	69	38	27	2	47	79	19
	1,8	1,5	1,5		1,3	1,7	1,4	11	1,4	1,6	1,8	16	1,8	1,5	1,8
3	45	41	67	63	30	84	37	3	90	57	12	3	91	77	07
	1,6	1,6	1,6		1,4	1,4	1,5	11	1,8	1,5	1,9	16	1,6	1,6	1,7
4	75	11	97	64	06	24	95	4	57	58	13	4	31	33	79
	1,6	1,6	1,5		1,6	1,5	1,6	11	1,4	1,7	1,6	16	1,7	1,3	1,6
5	85	01	85	65	11	46	48	5	43	48	68	5	77	76	14
	1,6	1,5	1,9		1,5	1,7	1,7	11	1,4	1,5	1,8	16	1,6	1,6	1,4
6	49	32	43	66	85	06	69	6	85	84	09	6	77	81	81
	1,7	1,5	1,5		1,6	1,6	1,5	11	1,5	1,5	1,6	16	1,4	1,4	1,6
7	20	85	68	67	33	61	45	7	33	46	56	7	60	93	28
	1,9	1,5	1,7		1,5	1,3	1,6	11	1,6	1,5	1,6	16	1,7	1,6	1,5
8	02	75	57	68	49	02	93	8	00	35	49	8	30	80	93

1	1,4	1,7	1,7		1,8	1,6	1,6	11	1,7	1,9	1,6	16	1,5	1,4	1,5
9	27	02	96	69	52	37	70	9	24	85	81	9	33	01	74
2	1,6	1,4	1,4		1,7	1,5	1,7	12	1,6	1,8	1,4	17	1,7	1,7	1,6
0	44	13	61	70	86	05	55	0	06	44	59	0	23	17	68
2	1,6	1,5	1,6		1,6	1,5	1,6	12	1,7	1,5	1,6	17	1,6	1,4	1,6
1	81	34	30	71	66	52	03	1	19	35	97	1	93	67	57
2	1,5	1,4	1,6		1,4	1,5	1,8	12	1,3	1,9	1,6	17	1,5	1,8	1,6
2	31	37	00	72	30	39	04	2	97	74	12	2	80	36	60
2	1,5	1,7	1,5		1,4	1,4	1,6	12	1,8	1,7	1,6	17	1,6	1,5	1,7
3	77	27	26	73	22	99	21	3	17	43	12	3	93	55	29
2	1,6	1,4	1,7		1,6	1,4	1,5	12	1,6	1,7	1,6	17	1,6	1,6	1,6
4	35	50	26	74	24	99	86	4	14	64	16	4	06	88	19
2	1,8	1,7	1,7		1,6	1,8	1,5	12	1,4	1,4	1,8	17	1,8	1,8	1,5
5	76	63	51	75	16	32	29	5	79	78	98	5	10	47	47
2	1,6	1,8	1,8		1,6	1,7	1,5	12	1,6	1,5	1,4	17	1,6	1,7	1,8
6	14	34	43	76	36	44	34	6	88	23	64	6	84	15	17
2	1,4	1,5	1,6		1,6	1,5	1,4	12	1,6	1,9	1,7	17	1,7	1,5	1,5
7	22	06	05	77	30	35	90	7	51	13	88	7	01	93	61
2	1,7	1,7	1,4		1,7	1,6	1,7	12	1,5	1,3	1,6	17	1,6	1,7	1,6
8	71	42	35	78	40	07	16	8	61	44	78	8	36	06	78
2	1,8	1,6	1,4		1,6	1,8	1,6	12	1,4	1,7	1,7	17	1,6	1,5	1,7
9	00	56	21	79	75	85	00	9	36	53	21	9	11	08	42
3	1,8	1,9	1,6		1,7	1,6	1,5	13	1,6	1,6	1,5	18	1,6	1,5	1,5
0	12	85	60	80	00	70	67	0	55	16	69	0	80	47	64
3	1,4	1,6	1,7		1,4	1,5	1,5	13	1,8	1,5	1,6	18	1,6	1,9	1,6
1	22	80	88	81	85	25	86	1	27	60	80	1	89	60	69
3	1,6	1,4	1,6		1,7	1,7	1,5	13	1,5	1,4	1,7	18	1,4	1,3	1,6
2	37	44	58	82	75	33	05	2	89	91	40	2	14	98	14
3	1,4	1,5	1,5		1,6	1,5	1,5	13	1,5	1,9	1,4	18	1,5	1,5	1,6
3	29	29	66	83	44	64	93	3	96	01	80	3	21	88	81
3	1,5	1,6	1,5		1,3	1,8	1,7	13	1,5	1,5	1,5	18	1,9	1,7	1,8
4	81	54	23	84	97	38	13	4	51	22	23	4	73	27	54
3	1,7	1,6	1,5		1,8	1,8	1,3	13	1,4	1,4	1,6	18	1,6	1,7	1,8
5	75	96	30	85	16	57	40	5	20	16	26	5	30	65	12
3	1,6	1,5	1,8		1,5	1,6	1,5	13	1,6	1,5	1,4	18	1,5	1,7	1,6
6	27	30	13	86	38	07	69	6	75	94	70	6	98	52	91
3	1,7	1,6	1,9		1,4	1,8	1,6	13	1,7	1,8	1,7	18	1,4	1,5	1,7
7	24	40	92	87	33	04	65	7	85	28	24	7	52	54	74
3	1,8	1,8	1,7		1,7	1,5	1,6	13	1,7	1,5	1,7	18	1,9	1,9	1,8
8	59	60	36	88	43	72	13	8	25	44	65	8	11	61	62
3	1,5	1,5	1,6		1,5	2,0	1,5	13	1,4	1,7	1,8	18	1,4	1,5	1,4
9	39	79	55	89	07	11	60	9	29	75	45	9	23	35	72
4	1,5	1,4	1,9		1,6	1,5	1,5	14	1,7	1,5	1,6	19	1,6	1,7	1,5
0	77	79	45	90	63	98	95	0	29	82	12	0	59	21	75
4	1,8	1,6	1,6		1,5	1,8	1,6	14	1,4	1,6	1,8	19	1,9	1,8	1,7
1	65	82	58	91	19	12	67	1	39	98	81	1	10	77	19
4	1,6	1,8	1,6		1,6	1,7	1,6	14	1,8	1,5	1,8	19	1,7	1,6	1,6
2	65	40	63	92	34	79	43	2	70	73	88	2	63	02	30
4	1,5	1,4	1,9	93	1,8	1,8	1,5	14	1,7	1,7	1,6	19	1,7	1,4	1,7

3	40	74	80		40	97	49	3	12	23	01	3	53	47	68
4	1,6	1,9	1,7		1,6	1,6	1,5	14	1,5	1,8	1,6	19	1,6	1,3	1,7
4	21	10	64	94	55	71	30	4	45	21	01	4	45	88	65
4	1,6	1,6	1,7		1,7	1,8	1,6	14	1,4	1,6	1,8	19	1,5	1,5	1,8
5	32	63	48	95	29	42	33	5	73	44	80	5	64	96	46
4	1,5	1,3	1,6		1,7	1,5	1,5	14	1,7	1,6	1,3	19	1,6	1,5	1,6
6	35	74	50	96	48	53	70	6	66	38	46	6	78	07	10
4	1,7	1,8	1,5		1,4	1,6	1,7	14	1,7	1,8	1,7	19	1,3	1,7	1,6
7	57	93	24	97	61	20	68	7	70	07	10	7	55	60	63
4	1,9	1,4	1,7		1,9	1,8	1,6	14	1,7	1,6	1,8	19	1,4	1,2	1,3
8	08	07	82	98	21	94	88	8	22	93	48	8	87	47	79
4	1,9	1,7	1,9		1,5	1,5	1,5	14	1,4	1,7	1,5	19	1,7	1,8	1,5
9	86	34	70	99	87	67	77	9	51	81	97	9	31	76	71
5	1,7	1,7	1,8	10	1,7	1,6	1,8	15	1,5	1,6	1,8	20	1,5	1,4	1,5
0	30	65	35	0	26	65	46	0	77	04	26	0	94	59	01

Nota: Las sobretensiones son instantáneas y están en p.u.

En la tabla 4.10. se muestra las sobretensiones que se obtienen al energizar la línea desde el extremo la Niña, Se resalta las máximas sobretensiones obtenidas en cada fase.

**Tabla N° 4.10** Sobretensiones de Casos Obtenidos Al Energizar desde la CH

Energización desde CH															
	1,7	1,4	1,5		1,5	1,8	1,6	10	1,7	1,2	1,4	15	1,4	1,6	1,8
1	22	99	34	51	29	78	24	1	54	56	99	1	49	69	31
	1,4	1,7	1,4		1,4	1,8	1,6	10	1,8	1,4	1,8	15	1,4	1,6	1,4
2	65	74	30	52	47	56	61	2	65	16	68	2	32	83	69
	1,9	1,9	1,7		1,4	1,8	1,5	10	1,6	1,5	1,5	15	1,7	2,0	1,7
3	26	01	66	53	66	93	37	3	99	46	19	3	94	02	31
	1,7	1,5	1,6		1,7	1,9	1,7	10	1,5	1,8	1,4	15	1,1	1,4	1,3
4	91	75	90	54	86	30	95	4	49	86	88	4	69	08	06
	1,2	1,4	1,6		1,9	2,0	1,5	10	1,8	1,9	1,8	15	1,2	1,6	1,3
5	45	20	12	55	73	23	76	5	98	81	28	5	35	75	91
	1,1	1,4	1,2		1,4	1,4	1,8	10	1,9	1,5	1,9	15	2,0	1,7	2,0
6	82	27	29	56	62	41	54	6	12	22	59	6	22	01	49
	1,7	1,6	1,5		1,5	1,7	1,4	10	1,7	1,8	2,0	15	1,7	2,0	1,7
7	19	54	64	57	08	39	60	7	62	93	17	7	35	40	21
	1,5	1,9	1,9		1,7	1,8	1,7	10	1,6	1,9	1,9	15	1,8	1,4	1,7
8	33	66	24	58	33	28	79	8	33	79	01	8	35	19	44
	1,1	1,8	1,4		1,9	1,6	1,5	10	1,3	1,7	1,3	15	1,4	1,6	1,4
9	22	71	27	59	57	68	09	9	06	62	53	9	03	18	48
1	1,7	1,7	1,7		1,1	1,7	1,3	11	1,8	1,4	1,7	16	1,6	1,5	2,0
0	87	30	10	60	52	21	69	0	56	32	91	0	01	53	35
1	1,8	1,7	1,6		1,4	1,7	1,5	11	2,0	1,7	1,7	16	2,0	1,8	1,9
1	42	02	47	61	02	32	04	1	05	93	39	1	17	75	89
1	1,2	1,4	1,4	62	1,4	1,6	1,5	11	1,1	1,5	1,3	16	1,5	1,8	1,7

2	67	53	81		81	37	59	2	74	81	25	2	29	89	03
1	1,4	1,7	1,4		1,5	1,7	1,4	11	2,0	1,4	1,4	16	1,4	1,5	1,7
3	99	28	60	63	81	10	08	3	31	93	81	3	76	44	12
1	1,6	1,9	1,8		1,4	1,8	1,7	11	1,4	1,5	1,8	16	1,1	1,5	1,2
4	18	65	14	64	21	94	12	4	99	58	03	4	80	77	94
1	1,9	1,7	2,0		1,3	1,4	1,3	11	1,9	1,8	1,7	16	1,7	1,2	1,3
5	50	34	43	65	99	80	51	5	00	20	92	5	43	48	38
1	1,7	1,5	2,0		1,8	1,6	1,7	11	1,9	1,7	1,8	16	1,9	1,4	1,9
6	28	00	74	66	29	99	98	6	01	64	96	6	71	99	98
1	1,5	1,3	1,5		1,8	1,6	1,5	11	1,4	1,7	1,4	16	1,7	1,9	1,8
7	68	61	93	67	51	72	85	7	52	95	05	7	85	59	45
1	2,0	1,6	1,9		1,7	1,7	1,7	11	2,0	1,5	1,5	16	1,4	1,8	1,9
8	08	13	86	68	98	36	05	8	55	96	45	8	61	99	33
1	1,7	1,7	1,5		1,7	1,6	1,6	11	1,6	1,7	1,8	16	2,0	1,6	1,4
9	53	16	09	69	58	88	67	9	15	50	90	9	32	62	98
2	1,5	1,9	1,9		1,4	1,9	2,0	12	1,7	1,7	1,9	17	2,1	1,7	1,6
0	60	40	04	70	45	32	03	0	14	12	63	0	09	84	03
2	1,6	1,7	1,9		1,8	1,8	2,0	12	1,7	1,6	1,6	17	1,8	1,7	1,9
1	22	96	01	71	19	16	59	1	80	20	05	1	66	69	31
2	1,7	1,6	1,6		1,6	1,8	1,8	12	2,0	1,6	2,0	17	2,0	1,5	1,7
2	36	17	84	72	50	00	42	2	02	28	46	2	52	94	66
2	1,7	1,9	1,7		1,3	1,6	1,4	12	1,4	1,3	1,5	17	1,6	2,0	1,6
3	39	96	79	73	83	10	38	3	05	94	03	3	87	97	58
2	1,9	1,4	1,9		1,8	1,9	1,9	12	1,5	1,7	1,7	17	1,9	1,5	2,0
4	81	98	51	74	27	06	07	4	37	10	73	4	69	80	50
2	1,3	1,4	1,6		1,4	1,7	1,3	12	1,7	1,9	1,5	17	1,8	1,5	2,0
5	26	80	95	75	56	22	04	5	34	74	15	5	83	93	36
2	1,8	1,3	1,6		2,0	1,6	1,6	12	1,5	2,0	1,5	17	1,8	1,4	1,9
6	45	61	36	76	05	45	02	6	66	53	59	6	64	07	27
2	1,8	1,5	1,6		1,8	1,7	1,7	12	2,0	1,9	1,6	17	1,5	1,5	1,5
7	16	51	09	77	94	86	29	7	69	00	48	7	76	20	71
2	1,1	1,7	1,4		2,0	1,7	1,8	12	1,5	1,8	1,2	17	2,0	1,7	1,8
8	09	81	33	78	78	18	01	8	17	62	32	8	03	21	74
2	1,9	1,6	1,6		1,5	1,5	1,7	12	1,2	1,6	1,3	17	1,6	1,7	1,6
9	61	25	92	79	38	05	98	9	54	22	87	9	94	08	09
3	2,0	1,7	1,8		1,8	1,9	1,8	13	1,4	1,9	1,8	18	1,8	1,8	1,8
0	36	79	27	80	33	80	68	0	95	40	36	0	46	74	10
3	1,3	1,4	1,4		1,5	1,9	1,8	13	1,8	1,5	1,4	18	1,8	1,6	1,7
1	16	77	05	81	39	19	36	1	29	39	55	1	56	10	69
3	1,7	2,0	1,7		2,0	1,6	1,8	13	1,6	1,9	2,0	18	1,6	1,6	1,6
2	43	78	09	82	74	66	79	2	55	01	23	2	40	56	08
3	1,3	1,7	1,5		1,9	1,8	1,8	13	1,7	1,8	2,0	18	2,0	1,8	1,5
3	04	72	47	83	69	68	37	3	27	16	53	3	15	63	89
3	1,9	1,5	1,6		2,0	1,7	1,8	13	1,4	1,8	1,9	18	1,6	1,6	2,0
4	03	49	85	84	12	58	97	4	44	86	78	4	84	12	32
3	1,9	1,7	1,6		2,0	1,5	1,7	13	1,9	1,7	1,9	18	1,9	1,5	1,7
5	82	70	81	85	18	85	23	5	75	91	07	5	44	16	22
3	1,7	1,7	1,7		1,3	1,5	1,4	13	1,1	1,8	1,5	18	1,3	1,7	1,4
6	63	71	56	86	05	72	29	6	47	45	43	6	15	72	86

3	1,6	1,7	2,0		1,3	1,7	1,6	13	1,4	1,7	1,4	18	1,5	1,8	1,5
7	64	08	22	87	22	29	67	7	29	06	53	7	71	46	53
3	1,8	1,9	1,6		1,5	1,5	1,8	13	1,4	1,7	1,4	18	1,5	1,7	1,7
8	37	85	34	88	92	22	21	8	08	26	73	8	91	68	93
3	1,7	1,4	1,9		1,7	2,0	1,5	13	1,1	1,5	1,2	18	1,8	2,0	1,8
9	40	69	51	89	96	43	47	9	82	41	58	9	37	79	21
4	1,4	1,6	1,6		2,0	1,5	1,7	14	1,4	1,8	1,5	19	1,7	1,8	1,6
0	47	95	62	90	60	73	19	0	79	57	84	0	06	68	11
4	1,5	1,8	1,7		1,6	1,5	1,4	14	1,4	1,7	1,8	19	1,4	1,8	1,7
1	16	76	14	91	06	08	88	1	96	83	94	1	58	90	71
4	2,0	1,6	1,7		1,7	1,7	1,5	14	1,6	1,6	1,9	19	1,9	1,5	1,4
2	17	30	97	92	71	39	11	2	58	40	93	2	31	96	87
4	2,0	1,8	1,6		1,4	1,5	1,5	14	2,0	1,8	1,7	19	1,5	1,7	1,4
3	77	54	77	93	30	61	16	3	61	32	51	3	25	33	83
4	1,5	1,8	1,4		1,5	1,9	1,7	14	1,2	1,3	1,4	19	2,0	1,7	1,7
4	17	93	97	94	17	94	00	4	46	29	50	4	70	90	17
4	1,7	2,0	1,8		2,0	1,8	1,6	14	1,5	1,5	1,8	19	1,4	1,8	1,5
5	07	17	26	95	56	10	09	5	52	76	45	5	26	77	05
4	1,5	1,8	1,1		1,4	1,6	1,4	14	1,5	1,7	2,0	19	1,7	1,8	1,5
6	33	29	64	96	52	92	54	6	71	42	62	6	70	35	79
4	2,0	1,8	1,6		1,4	1,8	1,9	14	1,7	1,8	1,6	19	1,7	2,0	1,8
7	80	90	29	97	55	87	68	7	08	05	67	7	40	29	45
4	1,6	1,9	1,8		1,3	1,3	1,2	14	1,4	1,6	1,5	19	1,6	2,0	1,2
8	07	51	59	98	88	41	34	8	39	82	30	8	75	04	45
4	1,8	1,9	1,4		1,9	1,5	1,7	14	2,0	1,5	1,9	19	1,7	1,7	1,6
9	40	17	08	99	37	67	82	9	03	34	07	9	47	79	21
5	1,2	1,4	1,2	10	1,9	1,7	1,7	15	1,8	1,2	1,5	20	1,3	1,9	1,9
0	66	25	75	0	93	84	42	0	19	88	05	0	72	34	98

Nota: Las sobretensiones son instantáneas y están en p.u.

Los siguientes son los resultados de las sobretensiones por maniobra fase a tierra por energización de línea en vacío.

Se presentan resultados de energización desde CH y desde la subestación La Niña. En las tablas 4.11 y 4.12 los tres primeros casos son sin resistencias de pre-inserción, y las siguientes utilizando resistencias de pre-inserción de 250 Ohm y un tiempo de actuación de 7,5 ms.

**Tabla N° 4.11** Sobretensiones por energización de línea desde el lado de CH 500 kV.

Casos Simulados	Tensión (p.u.) Lado CH 500 kV			Tensión (p.u.) Lado La Niña 500 kV		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
SinRA	1,26	1,291	1,803	2,109	1,784	1,601
SinRB	1,825	1,489	1,342	1,687	2,097	1,658
SinRC	1,37	1,649	1,533	1,724	1,5	2,074
ConRA	1,078	1,036	1,034	1,05	1,083	1,046
ConRB	1,028	1,046	1,071	1,055	1,045	1,045
ConRC	1,028	1,023	1,047	1,046	1,04	1,028

**Tabla N° 4.12** Sobretensiones por energización de línea desde el lado de La Niña 500 kV.

Casos Simulados	Tensión (p.u.) Lado CH 500 kV			Tensión (p.u.) Lado La Niña 500 kV		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
SinRA	1,986	1,734	1,97	1,501	1,539	1,352
SinRB	1,879	2,018	1,635	1,354	1,441	1,555
SinRC	1,724	1,641	1,992	1,661	1,622	1,415
ConRA	1,287	1,32	1,292	1,261	1,258	1,274
ConRB	1,331	1,28	1,263	1,248	1,319	1,295
ConRC	1,28	1,319	1,36	1,283	1,25	1,269

En la todos los casos de energización de línea la disipación de energía en descargadores de sobretensión está entre 0 y 5% de su capacidad, lo cual indica que muy posiblemente corresponde solamente a su disipación por pérdidas de fuga y no a la actuación de los descargadores.

Las mayores sobretensiones se obtienen cuando se considera que los interruptores de línea no poseen resistencia de pre-inserción durante la energización de la línea CH-La Niña a 500 kV, donde se obtuvo la mayor sobretensión de 2,108 p.u. al energizar desde el lado de CH. El resultado es admisible y no presenta ningún riesgo, pues está dentro del rango de protección de los descargadores.

Los resultados gráficos de los casos analizados se encuentran en el Anexo "C" Sobretensiones debido a energización de líneas, donde se muestran las sobretensiones y la energía disipada en los pararrayos de línea y de neutro.

#### 4.4 Sobretensiones por recierre monopolar de líneas

Se verificó el tiempo de duración de un ciclo de carga atrapada en la línea a 500 kV antes del recierre monofásico el cual es de 21 ms.

Los siguientes son los resultados de las sobretensiones por maniobra de recierre monopolar con resistencia de pre-inserción para cada fase. Se presentan resultados de sobretensiones fase – tierra de los casos simulados.

**Tabla N° 4.13** Sobretensiones por recierre monopolar.

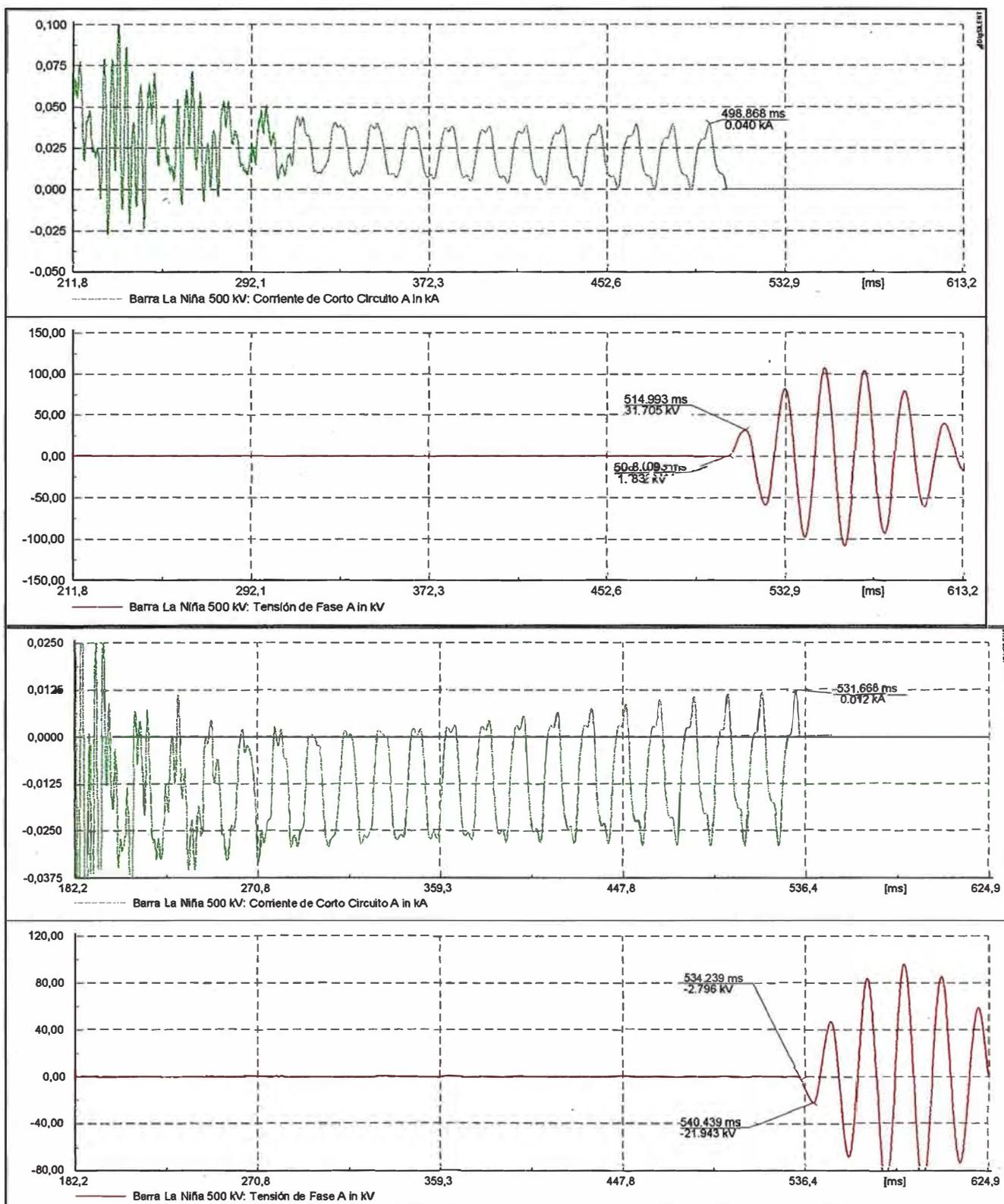
Casos Simulados	Tensión (p.u.) Lado CH 500 kV			Tensión (p.u.) Lado La Niña 500 kV			Energía en descargadores de línea MJ		Energía en descargadores de neutro MJ	
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Veracruz	La Niña	Veracruz	La Niña
RECMCN	1,967	1,969	2,045	1,749	1,751	1,525	0,951	0,054	0,006	Entre 0% y 5%
RECMCV	1,123	1,22	1,123	1,254	1,255	1,253	0,182	0,038	Entre 0% y 5%	Entre 0% y 5%

Como es de esperarse la mayor sobretensión se presenta en la fase con recierre. La disipación de energía en descargadores de sobretensión está entre 0 y 20% de su capacidad. El resultado es admisible y no presenta ningún riesgo para los descargadores.

Los resultados de cada caso se encuentran en el Anexo "D" Sobretensiones debido a recierre monopolar.

#### 4.5 Verificación de la extinción de corriente de arco secundario

En la Figura 4.3 se muestra un ejemplo de los resultados de corriente del arco de la línea CH - La Niña a 500 kV para la fase A, con falla aplicada en el punto mínimo y máximo de la onda de tensión, correspondiente a los extremos.



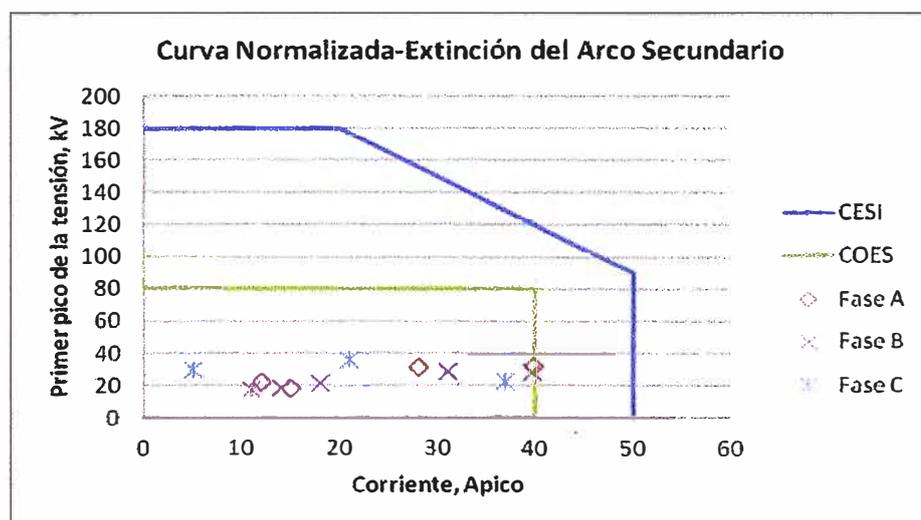
**Fig. 4.3** Corriente de arco secundario falla a tierra en la fase A en el extremo La Niña, falla en el instante mínimo y máximo de la onda de tensión respectivamente.

En la tabla 4.14 se muestra un resumen de todos los casos analizados, el detalle de cada caso de simulación se encuentra en el Anexo "E" Resultados de extinción de Arco secundario.

**Tabla 4.14** Resultados arco secundario línea CH- La Niña a 500 kV

Caso	Falla en:	Falla en fase A			Falla en fase B			Falla en fase C		
		I-arco (pico)	V-rest (pico)	Dv/Dt	I-arco (pico)	V-rest (pico)	Dv/Dt	I-arco (pico)	V-rest (pico)	Dv/Dt
		(A)	(kV)	kV/ms	(A)	(kV)	kV/ms	(A)	(kV)	kV/ms
V=0	CH	28,0	30,73	5,44	31,0	28,29	4,69	21,0	36,08	5,72
	La Niña	39,8	31,71	4,83	39,7	28,50	7,10	5,0	29,44	4,42
V=Max	CH	15,0	17,31	2,95	18,0	21,07	3,64	37,0	22,68	3,67
	La Niña	12,0	21,94	3,67	14,0	18,26	3,31	11,0	17,73	2,64

En el cuadro mostrado, observamos la máxima tensión de restablecimiento es 36,08 kV pico en la fase C, el máximo ultimo pico de la corriente de arco secundario es 39,8 A pico y la mayor tasa de crecimiento de la tensión soportada (RRRV) es 7,1 kV/ms, este valor está cercano al límite definido por el COES sin embargo el último pico de la corriente de arco secundario es de 39,7 kA pico y la el primer pico de la tensión de restablecimiento es de 28,5 kV pico, estos valores cumplen con los indicadores o zonas propuestas por el COES [1].

**Fig. 4.4** Resultados en la línea CH – SE 500 kV

En la figura anterior se muestra los resultados correspondientes a la línea CH-La Niña a 500 kV, en el cual todos los resultados de corriente de arco secundario y tensión de recuperación quedan dentro de ambas zonas o indicadores.

Los resultados obtenidos muestran que con el reactor de neutro de 750 Ohm se obtiene un desempeño totalmente satisfactorio desde el punto de vista de la extinción del arco secundario como criterio que asegura una elevada probabilidad de recierre monofásico exitoso.

En consecuencia la opción de elegir el reactor de neutro de 750 Ohm es totalmente viable.

Los resultados de cada caso se encuentran en el Anexo "E" Resultados de extinción de arco secundario.

#### 4.6 Solicitaciones térmicas y dinámicas en los reactores y descargadores de neutro

La siguiente tabla resume las solicitudes más severas determinadas para las distintas maniobras analizadas. Como se indica en los alcances del COES [1], el tiempo de simulaciones de 2 segundos.

En particular, para la línea CH – La Niña a 500 kV se considera las solicitudes que se tienen con reactor de neutro de 750 Ohm, el que, de acuerdo con los análisis realizados, resulta la opción más conveniente por cuanto exhibe un comportamiento favorable.

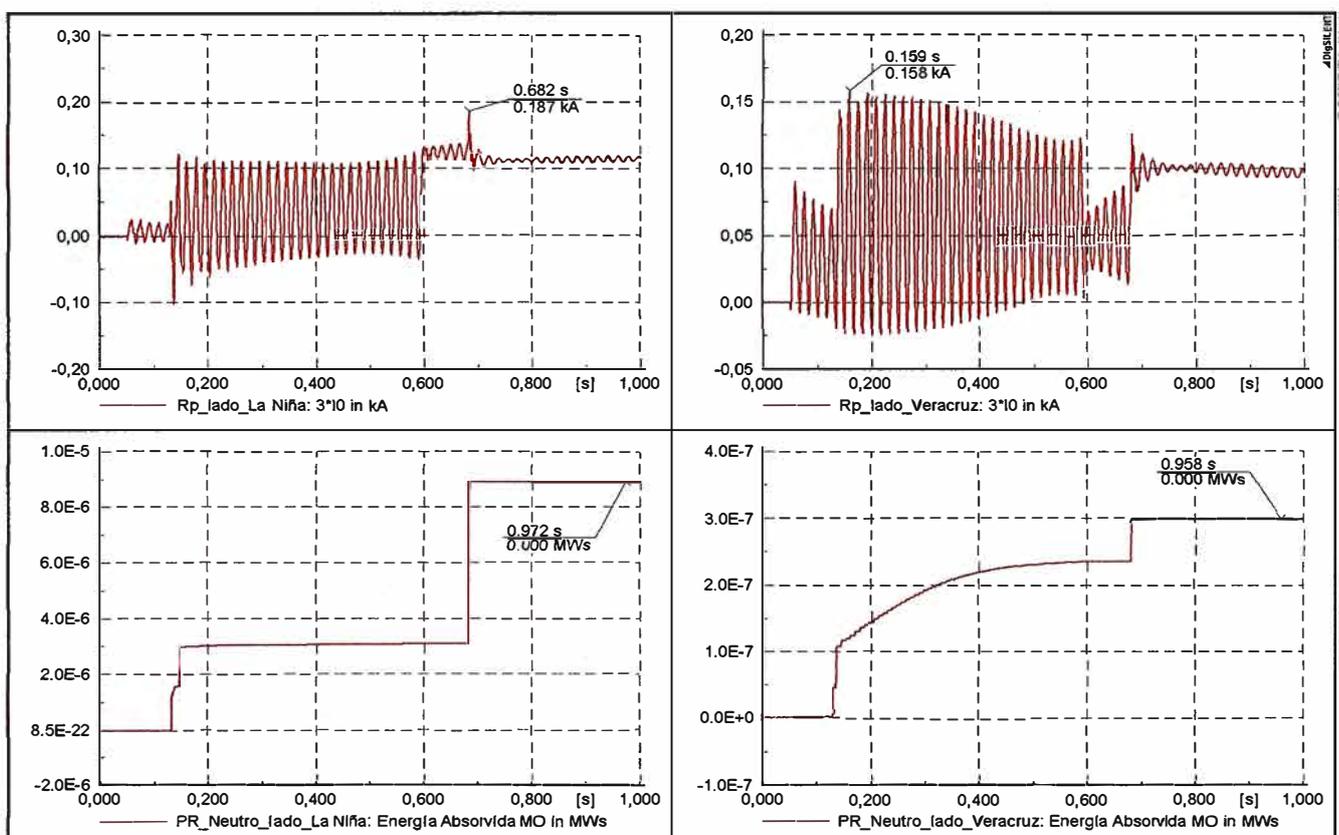
**Tabla N° 4.15** Solicitaciones térmicas y dinámicas.

Caso	Energía en descargadores neutro, KJ		Corriente pico A	
	CH	La Niña	Veracruz	La Niña
SOLTDN1	0% y 5%	0% y 5%	124	128
SOLTDN2	0% y 5%	0% y 5%	134	128
SOLTDN3	0% y 5%	0% y 5%	153	128
SOLTDN4	1	0% y 5%	172	144
SOLTDV1	0% y 5%	0% y 5%	158	150
SOLTDV2	0% y 5%	0% y 5%	158	187
SOLTDV3	0% y 5%	0% y 5%	158	128
SOLTDV4	0% y 5%	0% y 5%	158	160

Se seleccionó el reactor de neutro con mayor sollicitación de corriente, dado que los reactores de neutro de ambos extremos son de igual impedancia. En esta línea, el mayor pico de corriente se presenta en el reactor de neutro de La Niña y es de 187,0 Apico, y le corresponde una corriente r.m.s. de 132,23.

En ninguno de los casos simulados es relevante la disipación de energía en los descargadores de neutro.

Se muestran gráficamente los resultados del caso de mayor corriente por los reactores de neutro:



**Fig. 4.5** Energía en descargadores de sobretensión y corrientes en los reactores de neutro, La Niña (parte izquierda) y CH (parte derecha).

#### 4.7 Energización de líneas con falla

Los resultados de las simulaciones se resumen en los siguientes Cuadros, donde las sobretensiones temporales consignadas son las correspondientes a las maniobras que producen la máxima disipación de energía en los descargadores afectados por las mismas.

Se muestran las sobretensiones por maniobra de energización con presencia de falla en el extremo opuesto, la corriente máxima por los reactores de neutro y la energía máxima disipada por los descargadores de sobretensión del neutro.

**Tabla N° 4.16** Sobretensiones fase a tierra por energización de línea con presencia de falla monofásica desde el lado de La Niña 500 kV.

Casos Simulados	Tensión (500 kV) en:	Tensión (pu)			Energía en descargadores de línea, kJ	Corriente pico por el reactor neutro, A	Energía en descargadores de neutro, kJ
		Fase A	Fase B	Fase C			
ENLConR1	CH	0	1,419	1,754	1	159	Entre 0% y 5%
	La Niña	1,37	0,885	1,229	Entre 0% y 5%	129	Entre 0% y 5%
ENLConR2	CH	1,625	0	1,421	Entre 0% y 5%	164	Entre 0% y 5%
	La Niña	1,259	1,254	0,764	Entre 0% y 5%	119	Entre 0% y 5%
ENLConR3	CH	1,417	1,48	0	Entre 0% y 5%	170	Entre 0% y 5%
	La Niña	0,745	1,331	1,278	Entre 0% y 5%	131	Entre 0% y 5%

**Tabla N° 4.17** Sobretensiones fase a tierra por energización de línea con presencia de falla monofásica desde el lado CH 500 kV.

Casos Simulados	Tensión (500 kV) en:	Tensión (pu)			Energía en descargadores de línea, kJ	Corriente pico por el reactor neutro, A	Energía en descargadores de neutro, kJ
		Fase A	Fase B	Fase C			
ENLConR1	CH	1,202	1,382	0,565	Entre 0% y 5%	104	Entre 0% y 5%
	La Niña	0	1,279	1,44	Entre 0% y 5%	76	Entre 0% y 5%
ENLConR2	CH	0,444	1,37	1,363	Entre 0% y 5%	76	Entre 0% y 5%
	La Niña	1,493	0	1,448	Entre 0% y 5%	132	Entre 0% y 5%
ENLConR3	CH	1,299	0,495	1,299	Entre 0% y 5%	124	Entre 0% y 5%
	La Niña	1,313	1,468	0	Entre 0% y 5%	126	Entre 0% y 5%

En todos los casos de energización de línea con falla, la disipación de energía en descargadores de sobretensión está entre 0 y 5% de su capacidad, lo cual indica que muy posiblemente corresponde solamente a su disipación por pérdidas de fuga y no a la actuación de los descargadores.

En la energización de la línea CH – La Niña a 500 kV se obtuvo la mayor sobretensión (1,754 p.u.). El resultado es admisible y no presenta ningún riesgo.

#### 4.8 Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV)

En la Figura 4.6 se presentan las curvas normalizadas de TRV correspondientes a los interruptores según la norma IEC 62271-100 [6], [7] para los niveles de tensión de 550 kV, de acuerdo al tipo de falla (terminal, kilométrica, o en oposición de fases).

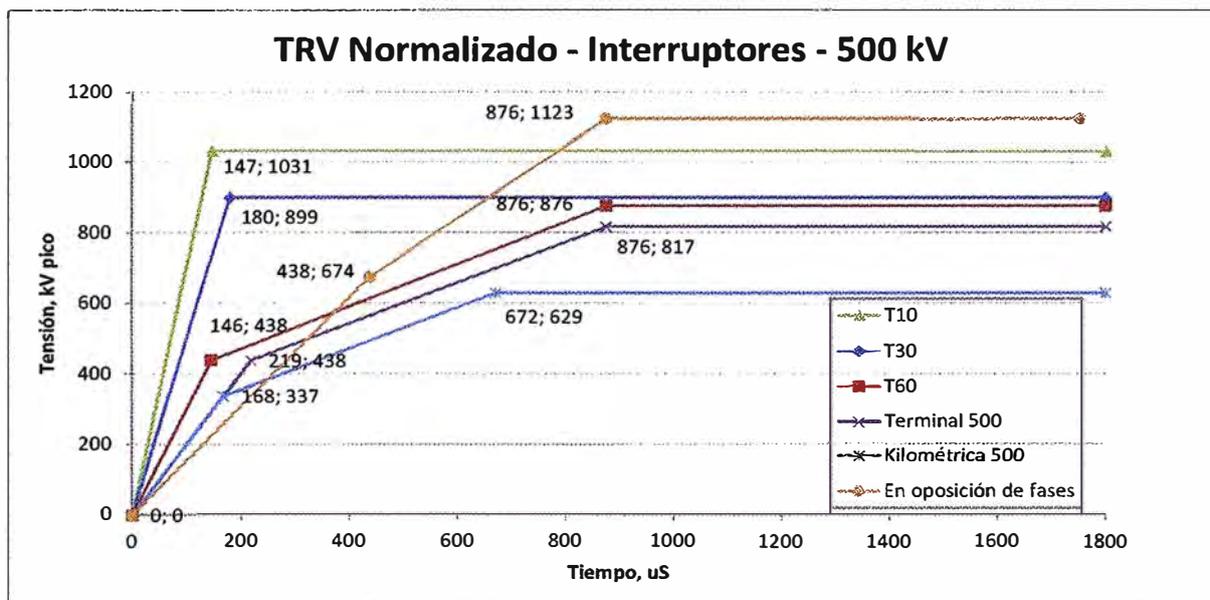


Figura N° 4.6 TRV normalizado en interruptor a 550 kV.

Los valores de T10, T30 y T60 son para fallas terminales con máximo 10%, 30% y 60% respectivamente de la capacidad de cortocircuito del interruptor y los valores de Terminal son para el 100%.

El TRV normalizado para 550 kV en oposición de fases, muestra que el valor pico tiene un rango de valores de tiempo (876-1752 ms), con los límites inferior y superior respectivamente.

De la Figura 4.7 Y 4.8 se presentan los resultados obtenidos de TRV para los interruptores de la línea con fallas terminales.

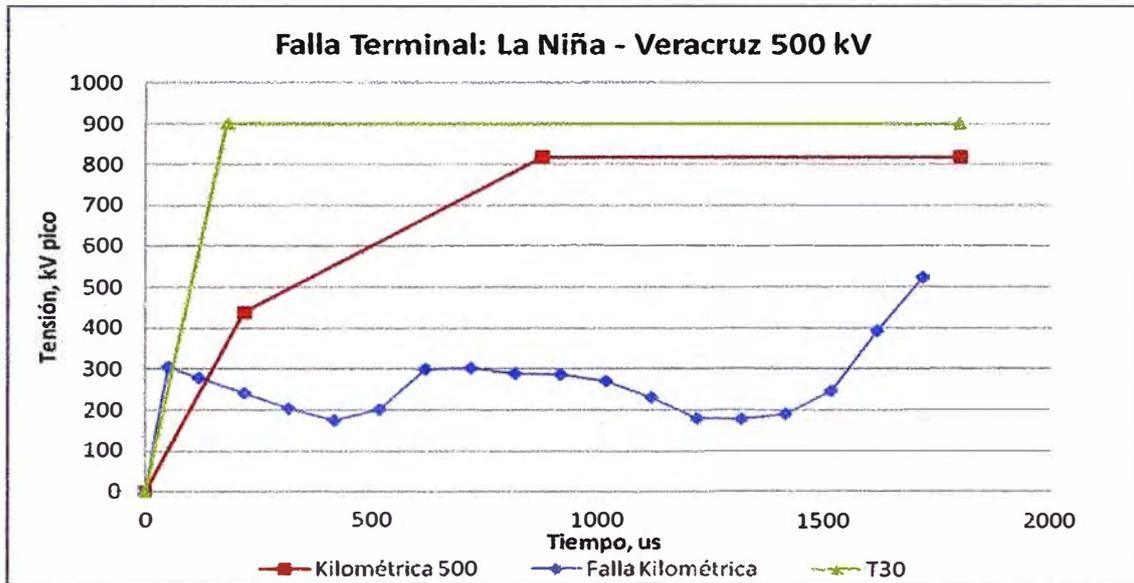


Fig. 4.7 TRV Falla Terminal: CH - Veracruz 500 kV.

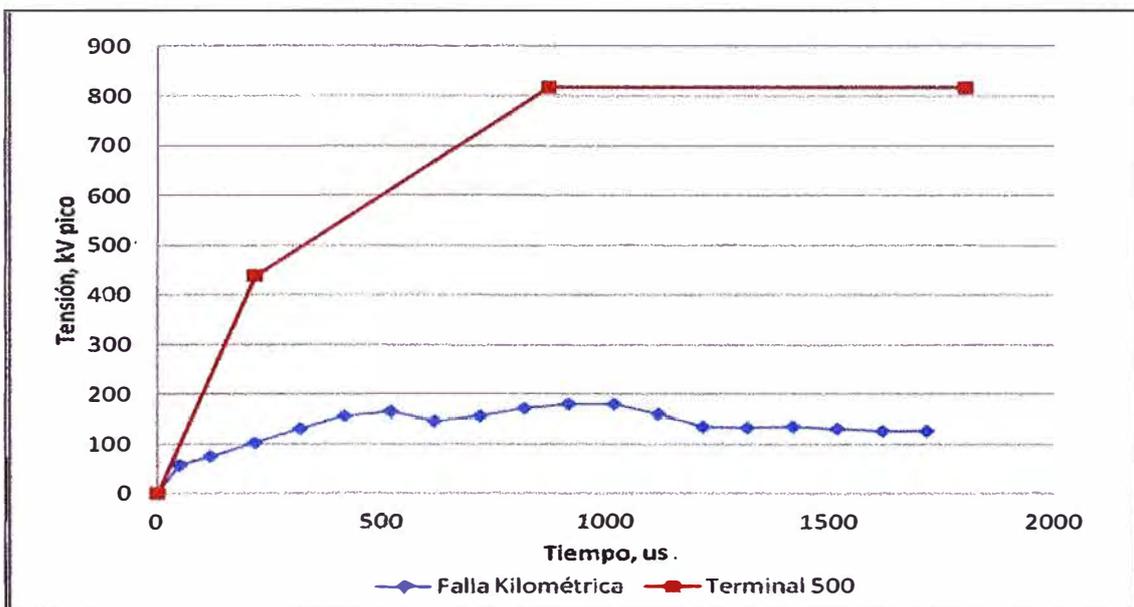


Fig. 4.8 TRV Falla Terminal: CH - La Niña 500 kV.

Las figuras presentadas anteriormente, muestran que las TRV obtenidas de las simulaciones, se encuentran dentro de los límites o zona permitida de las curvas estándar de la norma IEC 62271-100 establecidas para los interruptores a 500 kV para fallas terminales.

Para las fallas terminales se realizaron fallas trifásicas de acuerdo a lo establecido en la norma mencionada.

Estos resultados muestran que las TRV se encuentran dentro de los límites o zona permitida de las curvas de la norma establecidas para los interruptores. En el caso del TRV línea Veracruz – La Niña se observa una leve superación de la característica normalizada. Se recomienda consultar este resultado directamente con el fabricante.

#### 4.9 Sobretensiones por fenómenos de resonancia con una o dos fases abiertas

Con el fin de explorar la posibilidad de ocurrencia de alguna condición de resonancia ante una falla de polos de interruptor durante una energización o apertura de una o de dos fases en ambos extremos de una línea se presentan los siguientes resultados:

**Tabla N° 4.18** Sobretensiones en una o dos fases abiertas.

Caso	Apertura de fases en ambos	Tensión en p.u.		Energía en pararrayos de línea KJ	
		Fase Abierta	Fase Cerrada	CH	La Niña
RCFA_A	A	1,45	1,32	0	0
RCFA_B	B	1,94	1,22	49	19
RCFA_C	C	1,79	1,32	4	0
RCFA_AB	AB	2,02	1,29	133	9
RCFA_BC	BC	1,92	1,30	18	4
RCFA_CA	CA	1,42	1,34	1	0

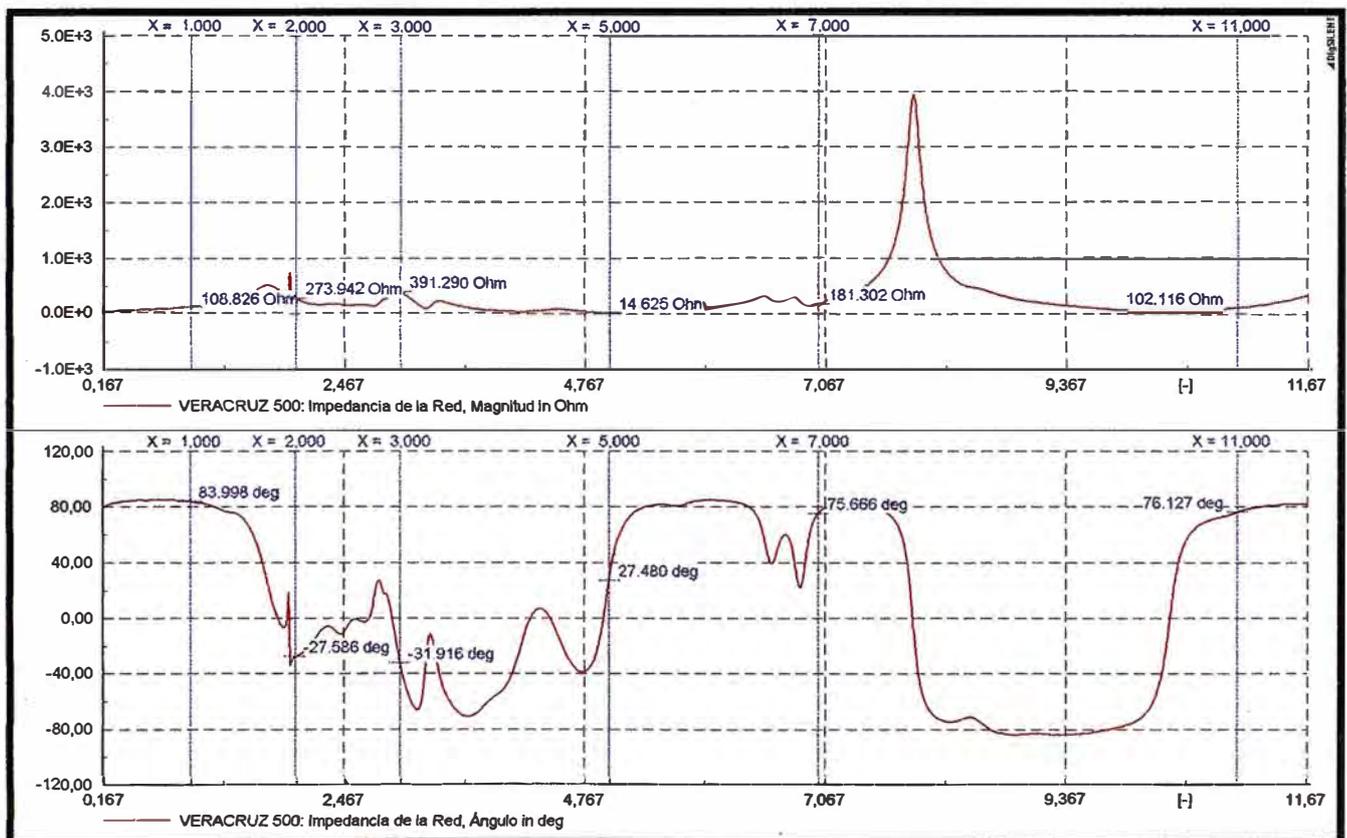
Se corrobora que no se detectan condiciones que presenten resonancias ante la apertura de una o de dos fases en ambos extremos de la línea. La energía disipada por los descargadores de línea es insignificante.

Sin embargo, se observan casos en los cuales se presentan tensiones mayores que 1.1 p.u. en los cuales deberá actuar la protección de sobretensión dependiendo de su duración con respecto al tiempo de ajuste.

#### 4.10 Respuesta en frecuencia de la red

Se hicieron análisis de impedancia en función de la frecuencia en los nodos donde se harán las energizaciones de los transformadores, básicamente en las subestaciones CH 500kV y La Niña a 500 kV, con el fin de explorar la ocurrencia de polos a los armónicos característicos de orden 3, 5, 7 y 11 y posteriormente en tales casos se evalúa la interacción de la red con las corrientes de inrush de los transformadores durante la energización y la posibilidad de aparición de sobretensiones.

En las figuras 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 se muestran los resultados de la magnitud y ángulo de las impedancias de la red a los armónicos característicos, obtenida con DIGSILENT, para el año 2018 en demanda mínima y máxima estiaje.



**Fig. 4.9**  $Z(\omega)$  y  $\text{Ángulo}(\omega)$  2018, estiaje mínimo, CH 500 kV.

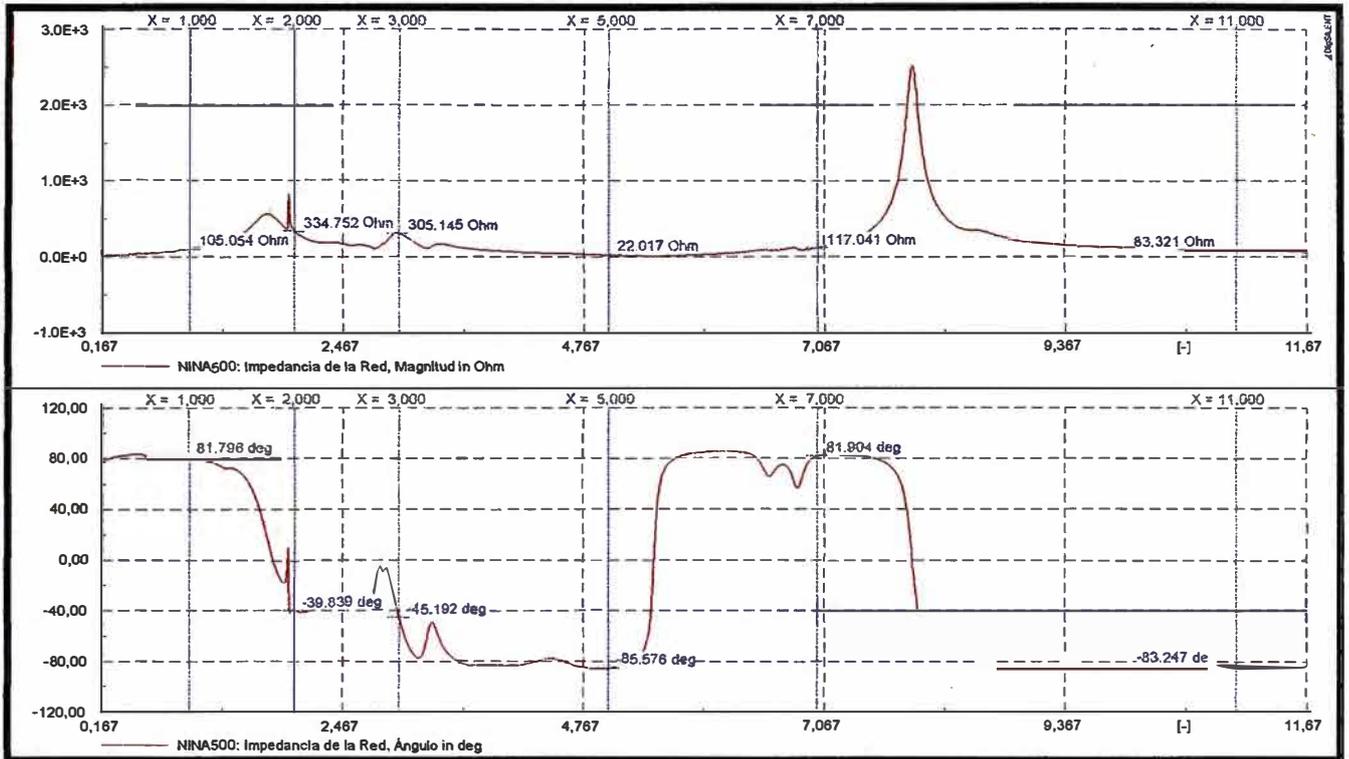


Fig. 4.10  $Z(\omega)$  y Ángulo ( $\omega$ ) 2018, estiaje mínimo, La Niña 500 kV.

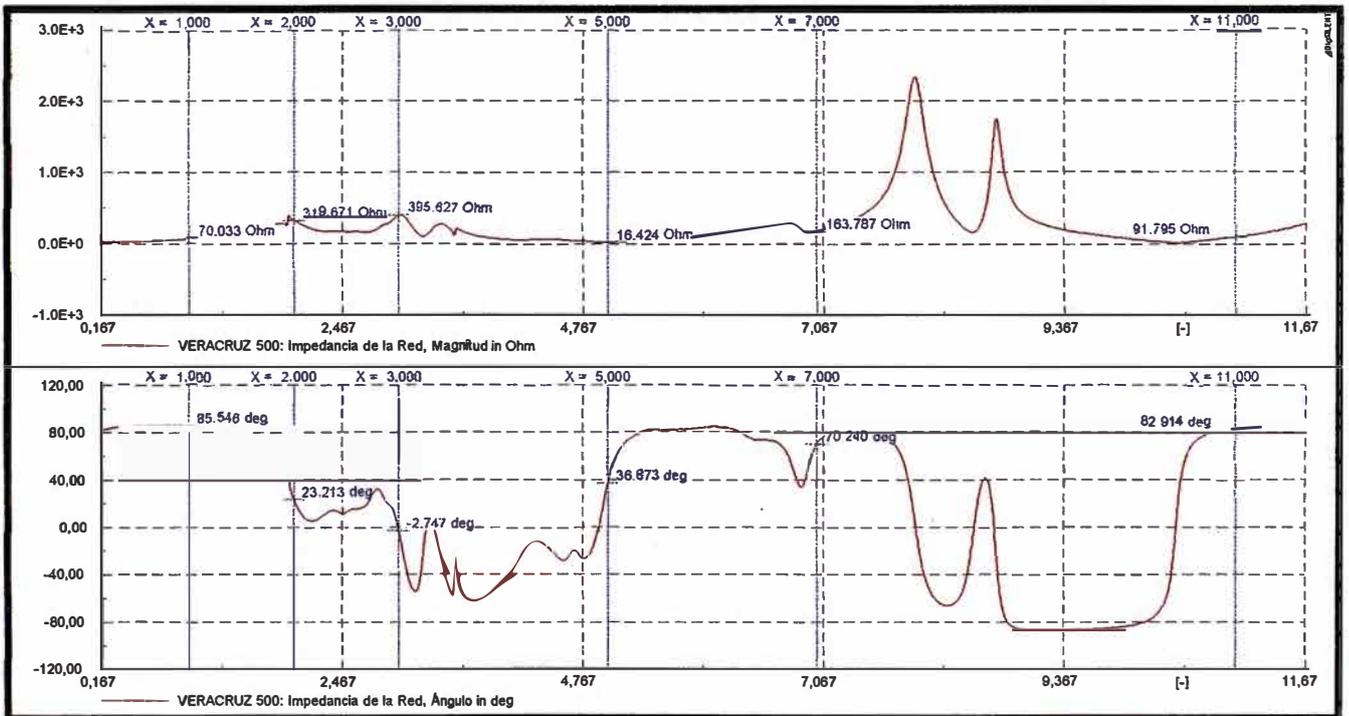
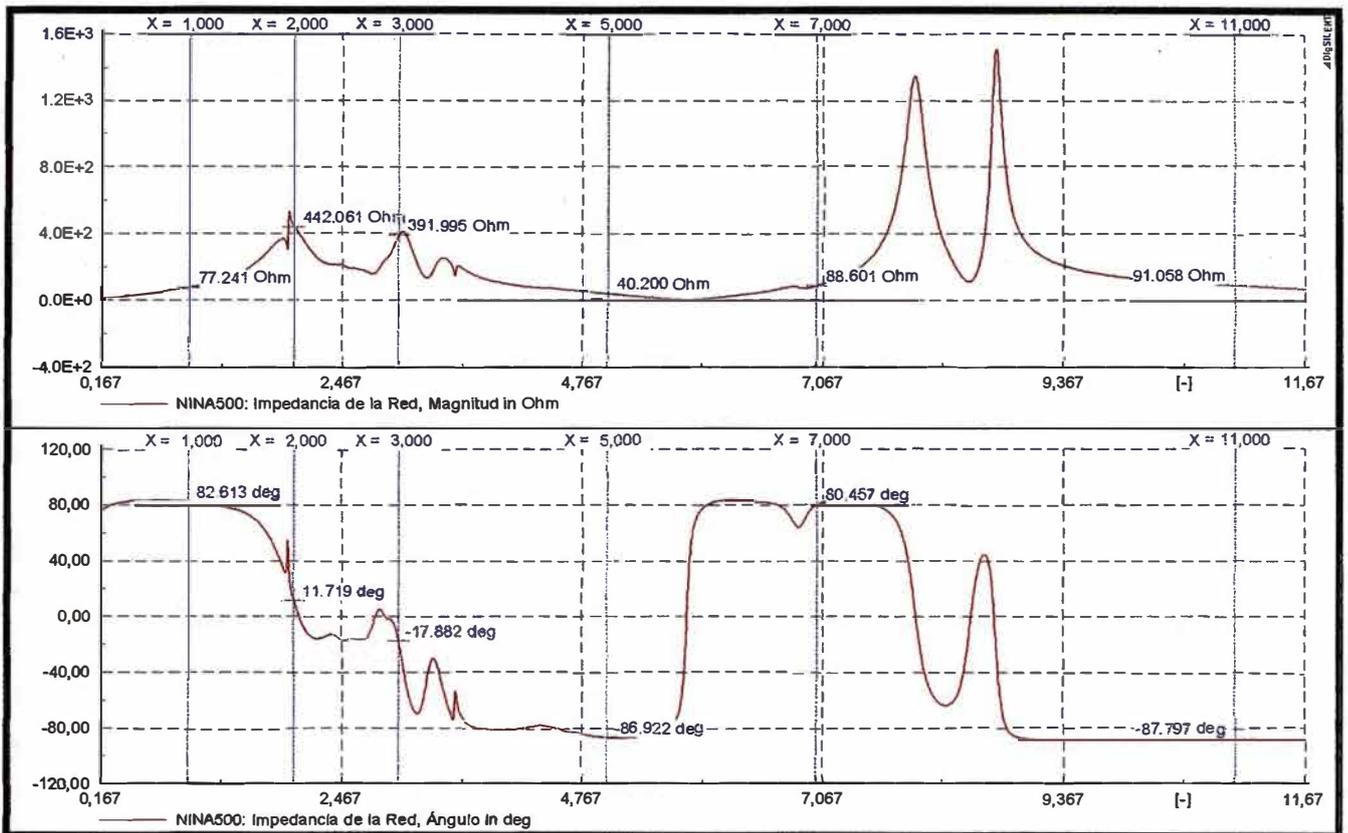


Fig. 4.11  $Z(\omega)$  y Ángulo ( $\omega$ ) 2018, estiaje máximo, CH 500 kV.



**Fig. 4.12**  $Z(\omega)$  y  $\text{Ángulo}(\omega)$  2018, estiaje máximo, CH500 kV.

En la tabla siguiente se resumen los resultados de la magnitud de las impedancias de la red a los armónicos característicos obtenidos de las figuras anteriores.

**Tabla N° 4.19** Impedancias armónicas de la red

Año 2018, demanda mínima		Impedancia Armónica, $\Omega$					
Nodo	Tensión, kV	1	2	3	5	7	11
La Niña	500	105,05	334,75	305,15	22,02	117,04	83,32
CH	500	108,83	273,94	391,29	14,63	181,30	102,12

Año 2018, demanda máxima		Impedancia Armónica, $\Omega$					
Nodo	Tensión, kV	1	2	3	5	7	11
La Niña	500	77,24	442,06	392,00	40,20	88,60	91,06
CH	500	70,03	319,67	395,63	16,42	163,79	91,80

En general, las respuestas de la impedancia armónica son similares entre sí para demanda mínima y demanda máxima.

En un nodo se tiene la impedancia a frecuencia fundamental de 60 Hz, esa impedancia multiplicada por el orden de un armónico específico nos daría (solamente como referencia) el valor esperado de la impedancia a ese armónico si el comportamiento fuese lineal, si el valor obtenido con el análisis de  $Z(\omega)$  se incrementa a valores muy grandes (del orden de los  $k\Omega$ ) apartándose mucho del valor proyectado linealmente, es un indicio de que el valor obtenido en el análisis de  $Z(\omega)$  efectivamente es un polo de magnitud elevada.

De todos modos es la interacción de la impedancia de ese polo multiplicada por la componente de corriente armónica correspondiente la que nos da el aporte a una sobretensión.

Se observa que las magnitudes de las impedancias no se incrementan a valores altos (del orden de los  $k\Omega$ ), con el incremento del orden del armónico, lo cual nos indica que no se presentan polos de magnitud elevada a los armónicos característicos 2, 3, 5, 7 y 11 en los nodos analizados vistos desde 500 kV.

#### **4.11 Energización de transformadores**

Para determinar las máximas sobretensiones transitorias que se presentarían ante la energización del primer transformador de potencia de la CH en conectarse al SEIN, se hace un análisis de sensibilidad del instante de cierre del interruptor del transformador lado 500kV en CH. Con tal fin se hicieron 200 simulaciones determinándose los puntos de la onda de sobre-tensión máxima en cada fase, con dicha información se realiza la energización para los casos donde se obtuvieron las máximas sobretensiones.

En la tabla 4.20, se presentan las sobretensiones máximas obtenidas para la energización de transformadores desde el lado de CH a 500 kV.

**Tabla N° 4.20** Sobretensiones fase a tierra por energización de transformadores.

CASO	TENSION EN VERACRUZ	Fase A	Fase B	Fase C	ENERGIA EN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES KJ
		p.u.	p.u.	p.u.	
ENTRAN_T1	500 kV	1,997	1,571	1,782	203,000
	13,8 kV	1,714	1,784	1,879	0% y 5%
ENTRAN_T2	500 kV	1,799	2,008	1,620	572,000
	13,8 kV	1,896	1,649	1,296	0% y 5%
ENTRAN_T3	500 kV	1,525	1,821	2,006	551,000
	13,8 kV	1,698	1,898	1,619	0% y 5%

Son mayores las sobretensiones obtenidas con la energización de los transformadores desde los devanados a 500 kV que desde el lado de 13,8 kV.

La máxima energía en los descargadores de sobretensión encontrada para la energización de transformadores no supera el 5% de su capacidad de disipación para las maniobras hechas desde 500 kV.

**Tabla N° 4.21** Máximas corrientes por energización de transformadores, p.u.

CASO	CORRIENTE PICO EN VERACRUZ	Fase A	Fase B	Fase C
		p.u.	p.u.	p.u.
ENTRAN_T1	500 kV	2,073	0,721	1,683
ENTRAN_T2	500 kV	1,76	2,041	1,248
ENTRAN_T3	500 kV	1,247	1,827	2,031

Se presenta el mayor valor de corriente inrush en el transformador de 2.073 p.u.

Las corrientes de inrush dependen básicamente de la característica de saturación de los transformadores, más que de la red y presentan armónicos significativos hasta del orden del 7º armónico.

Debido a que ante la energización de los transformadores de potencia se pueden presentar sobretensiones mayores a 2 p.u. cuando se realiza la energización con interruptores sin mando sincronizado, se sugiere que los interruptores de transformadores tengan mando sincronizado y así disminuir las sobretensiones a 1,02 p .u.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

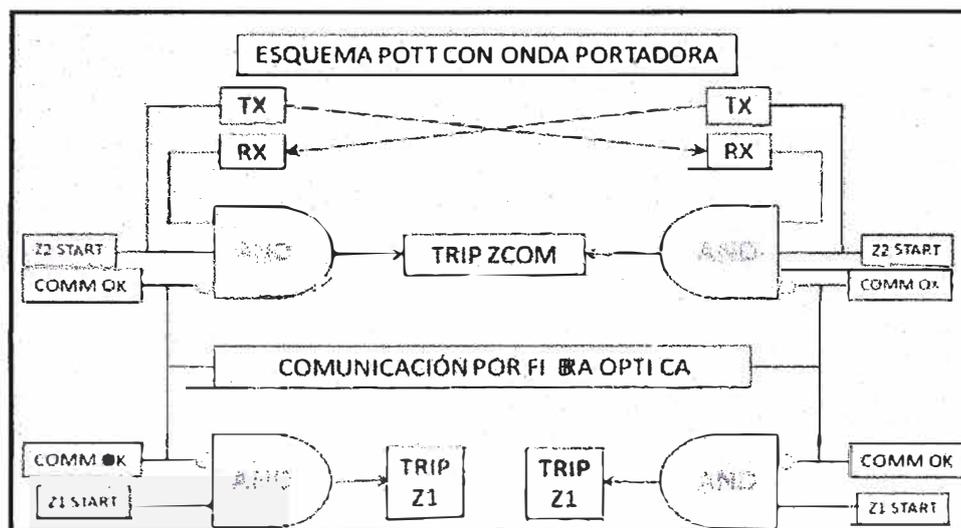
De acuerdo con los análisis realizados en este informe, se presentan a continuación las conclusiones para cada caso:

1. Las líneas La Niña - CH 500 kV contarán con un ciclo de transposición completa 1/3,1/3,1/3, con dicha transposición, el desbalance de tensión y de corriente es de 0,18% el cual es muy inferior a 2%. En consecuencia, la línea transpuesta presenta un desbalance muy pequeño con una transferencia de potencia de diseño de 1400 MVA.
2. Se elige la compensación shunt de 2x120MVA<sub>r</sub> para la línea de transmisión CH 500kV – La Niña de longitud 239,45 km, el porcentaje de compensación obtenido es de 81,13%, dicho valor es menor al de compensación crítica que es 85,93%. Y se obtuvo un reactor de neutro teórico de aproximadamente 752,55 Ohm.
3. A partir de los análisis desarrollados se concluye que el reactor de neutro de los reactores shunt, debe tener una reactancia de 750 Ohm, con este valor se obtienen sobretensiones temporales menores y proporciona una compensación con alto nivel de sintonía para minimizar la corriente de arco secundario y evitar su reencendido.
  - Con esta referencia se selecciona un reactor de neutro con una impedancia media de 750 Ohm  $\pm$  8 posiciones con una variación de 50 Ohm por posición. De esta forma, se tendría una impedancia máxima de 1150 Ohm y una impedancia mínima de 350 Ohm. El reactor se pondría en operación en la posición de 750 Ohm, porque a partir de las simulaciones realizadas presenta resultados satisfactorios.
  - Los valores óptimos de sintonía de los reactores de neutro se pueden ajustar con los taps, cuando se realizan las mediciones de los parámetros eléctricos de las líneas en su puesta en servicio.
  - Los principales parámetros de los reactores de neutro se muestran en la tabla 5.1.

4. Energización de líneas: Se efectuó una evaluación de las sobretensiones de maniobra, realizando 200 simulaciones variando el tiempo de cierre de los interruptores en los puntos en los cuales la onda de tensión cruza por cero, con el 98% de probabilidad de ocurrencia. En las tablas 4.9 y 4.10. se muestra los resultados de los casos obtenidos:  
En la energización de la línea CH 500kV –La Niña desde el lado de la Niña se obtuvo la mayor sobretensión (2,108 p.u.) considerando que los interruptores no poseen resistencia de pre-inserción.
5. La disipación de energía en descargadores de sobretensión está entre 0 y 5% de su capacidad. El resultado es admisible y no presenta ningún riesgo para los descargadores.
6. En el recierre monopolar de la línea desde el lado de La Niña se obtuvo la mayor sobretensión fase-tierra (2,045 p.u.). El resultado es admisible y no presenta ningún riesgo, pues está dentro del rango de protección de los descargadores.
7. Para las líneas CH 500 kV - La Niña se tendrá alta probabilidad de extinción del arco secundario en un tiempo muerto mínimo de 500 ms, según criterios del CESI y del COES, por lo que desde el punto de vista de transitorios electromagnéticos, es recomendable habilitar el recierre monofásico. Se consideran reactores de neutro de 750 Ohm (Tap central), en los dos extremos de la línea.
  - Recierre trifásico. No se tiene previsto habilitar el recierre tripolar.
  - Solicitaciones térmicas y dinámicas en los descargadores de sobretensión y reactores de neutro: El mayor pico de corriente se presenta en el reactor de neutro del extremo CH y es de 187,0 A pico. Este valor definió que la corriente transitoria de diseño que deben soportar los reactores de neutro sea 200A durante 10s.
8. Sobretensiones por fenómeno de resonancia con fases abiertas: El valor teórico del grado de compensación crítico de la línea para una posible ocurrencia de resonancia es 85,93%, que es superior al grado de compensación seleccionado de la línea (81,13%), por lo tanto, no hay condiciones de resonancia con la compensación prevista. No se detectan condiciones que presenten resonancias ante la apertura de una o de dos fases en ambos extremos de la línea. La energía disipada por los descargadores de línea es insignificante. Por lo tanto, con las sobretensiones obtenidas no habrá actuación de los descargadores.
9. Energización de líneas con falla: En la todos los casos de energización de líneas con falla, la disipación de energía en descargadores de sobretensión está entre 0 y 5% de su capacidad, lo cual indica que muy posiblemente corresponde solamente a su disipación

por pérdidas de fuga y no a la actuación de los descargadores. En la energización de la línea se obtuvo la mayor sobretensión (1,754 p.u.). El resultado es admisible y no presenta ningún riesgo.

10. Las TTR de los interruptores, para 500 kV se encuentran dentro de las características de los cuatro parámetros de la norma IEC 62271- 100 para fallas terminales.
11. Se hicieron análisis de impedancia en función de la frecuencia en el extremo CH 500 kV donde se hará la energización de los transformadores, básicamente, con el fin de explorar la ocurrencia de polos a los armónicos característicos de orden 3, 5, 7 y 11 y posteriormente en tales casos se evalúa la interacción de la red con las corrientes de inrush de los transformadores durante la energización y la posibilidad de aparición de sobretensiones.
  - No se presentan polos de magnitud elevada a los armónicos característicos 3, 5, 7 y 11 en el nodo analizado (extremo CH 500kV).
12. Energización de transformadores: Son mayores las sobretensiones obtenidas con la energización de los transformadores desde el devanado de 500 kV (2,008 p.u.) que desde el lado de 13,8 kV. Las corrientes son mayores energizando desde el devanado de 500 kV. La máxima energía en los descargadores de sobretensión encontrada para la energización de transformadores no supera el 5% de su capacidad de disipación para las maniobras hechas desde 500 kV.
13. La protección de la líneas CH 500kV – la Niña, estará conformador por dos 2 relés numéricos Diferenciales de Línea, cuya función de protección principal es la diferencial de línea 87L el cual efectuará recierre solo para fallas monofásicas. Adicionalmente, se habilitará la función distancia, donde la zona 1 solo se activará cuando se pierda la comunicación por fibra óptica, las demás zonas estarán permanentemente habilitadas y solo efectuarán disparo trifásico definitivo para todos los tipos de fallas. Para la protección de distancia se activará el esquema de teleprotección POTT en segunda zona.



**Fig. 5.1** Configuración propuesta para el bloqueo de la Zona 1 y el esquema POTT de la protección de distancia.

- Para calibrar la protección diferencial de línea en la línea en 500 kV se deberá considerar los parámetros de susceptancia de la línea de manera que se tome en cuenta el efecto capacitivo de la línea en los cálculos del relé
- Se tiene como medios de comunicación fibra óptica para la protección diferencial de línea y onda portadora para la protección de distancia, activada en el mismo relé.

## RECOMENDACIONES

1. De los análisis desarrollados se recomienda que los interruptores de línea sean unipolares de operación monopolar y posean resistencia de pre-inserción de 250 ohm. Esto permitirá que no se presenten sobretensiones mayores a 1,05 p.u. durante las energizaciones de las líneas.
2. De los análisis desarrollados se recomienda que los reactores de línea posean interruptores unipolares con operación monopolar con mando sincronizado a la apertura.
3. Debido a que ante la energización de los transformadores de potencia se pueden presentar sobretensiones mayores a 2 p.u. cuando se realiza la energización con interruptores sin mando sincronizado, se sugiere que los interruptores de transformadores tengan mando sincronizado y así disminuir las sobretensiones de 2.008 p.u. a 1,02 p.u.

**ANEXOS**

**ANEXO "A" FLUJOS DE CARGA MANIOBRA DE ENERGIZACION CON  
REACTORES**

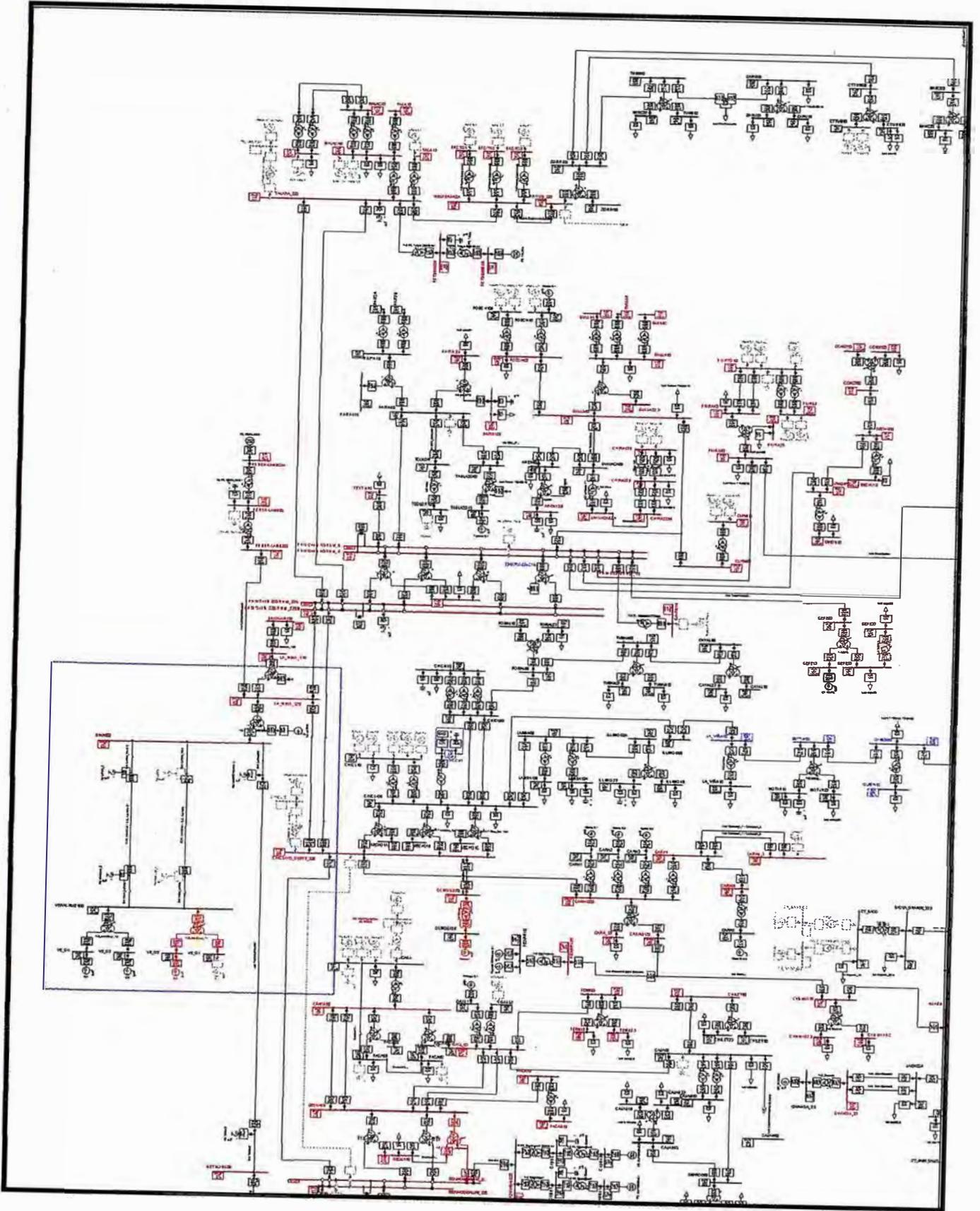


Fig. A.1 Flujo de Carga Sin Reactores

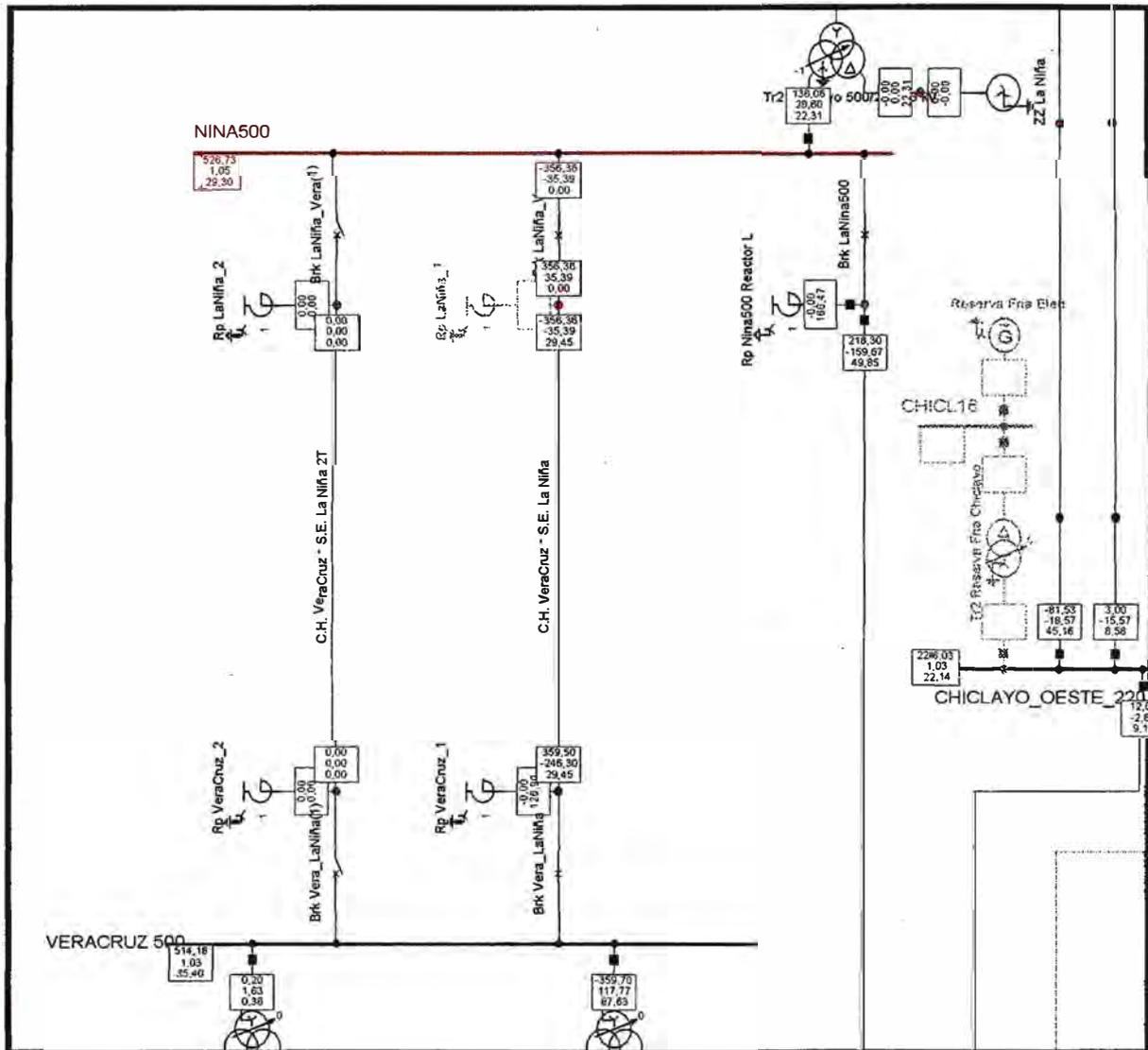


Fig. A.2 Flujo de Carga Sin Reactor Extremo La Niña

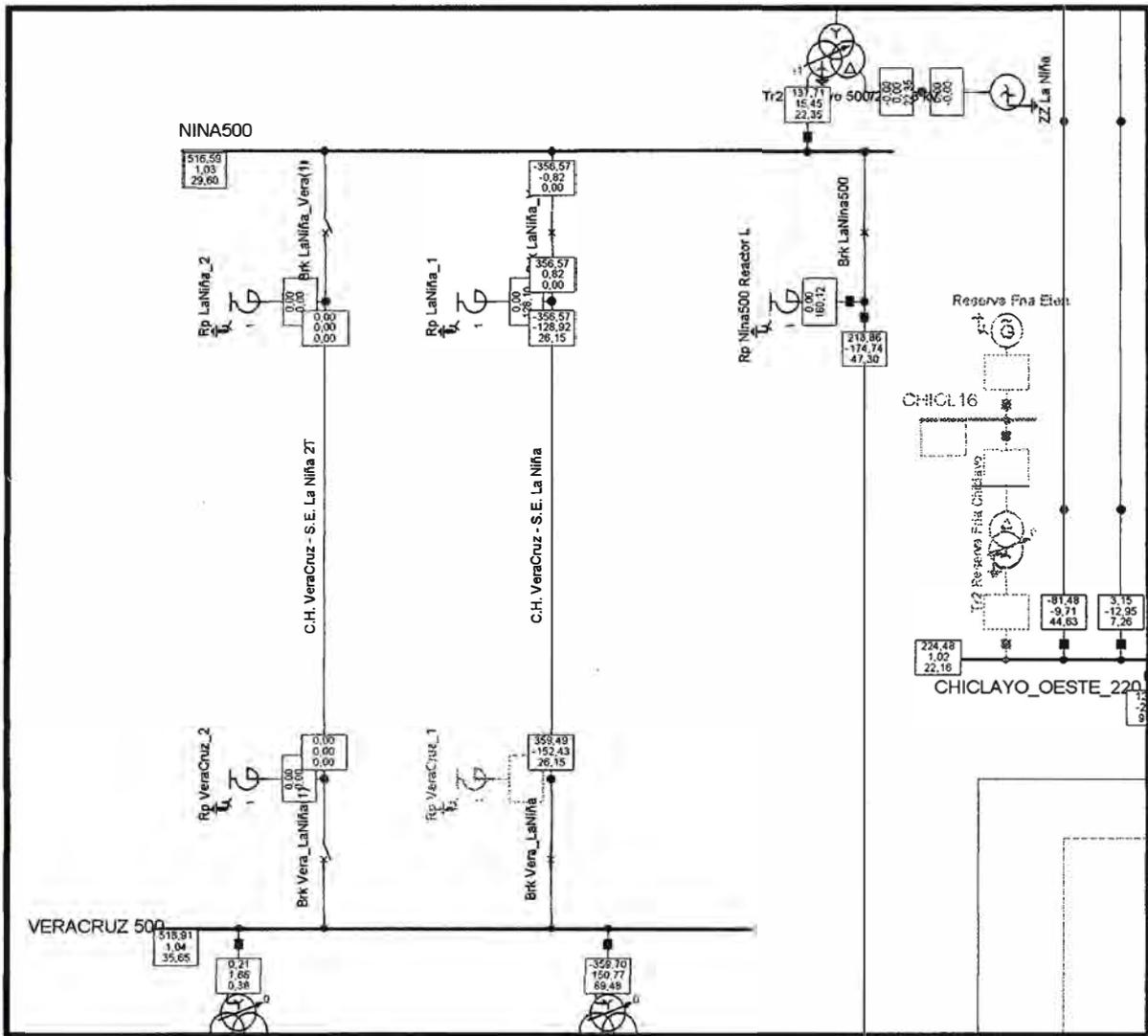


Fig. A.3 Flujo de Carga Sin Reactor Extremo CH 500kV

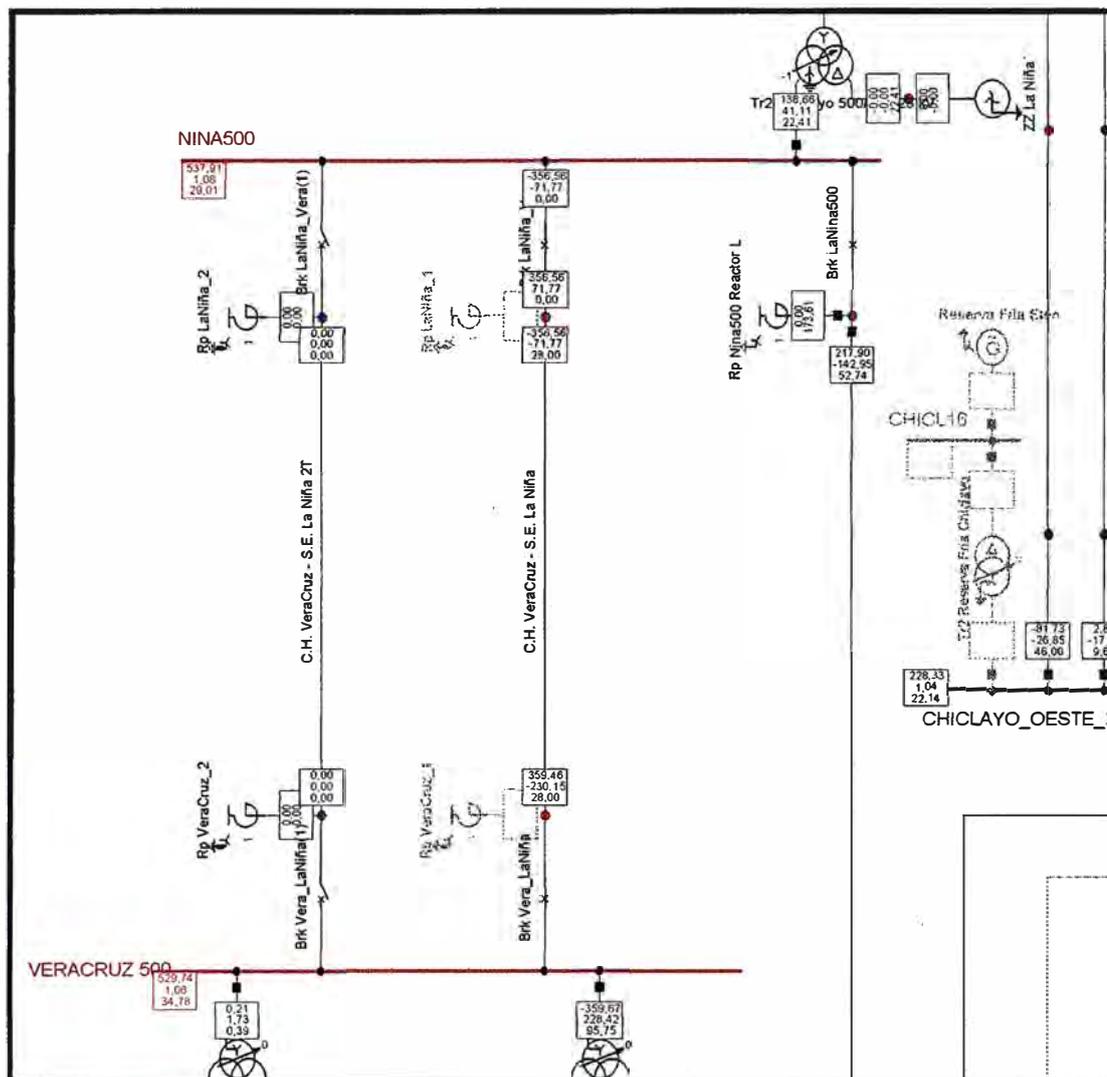


Fig. A.4 Flujo de Carga Sin Reactores Extremo CH y La Niña

**ANEXO "B" FLUJOS DE CARGA ENERGIZACIÓN DE LINEAS CON CARGA  
PAULATINA**

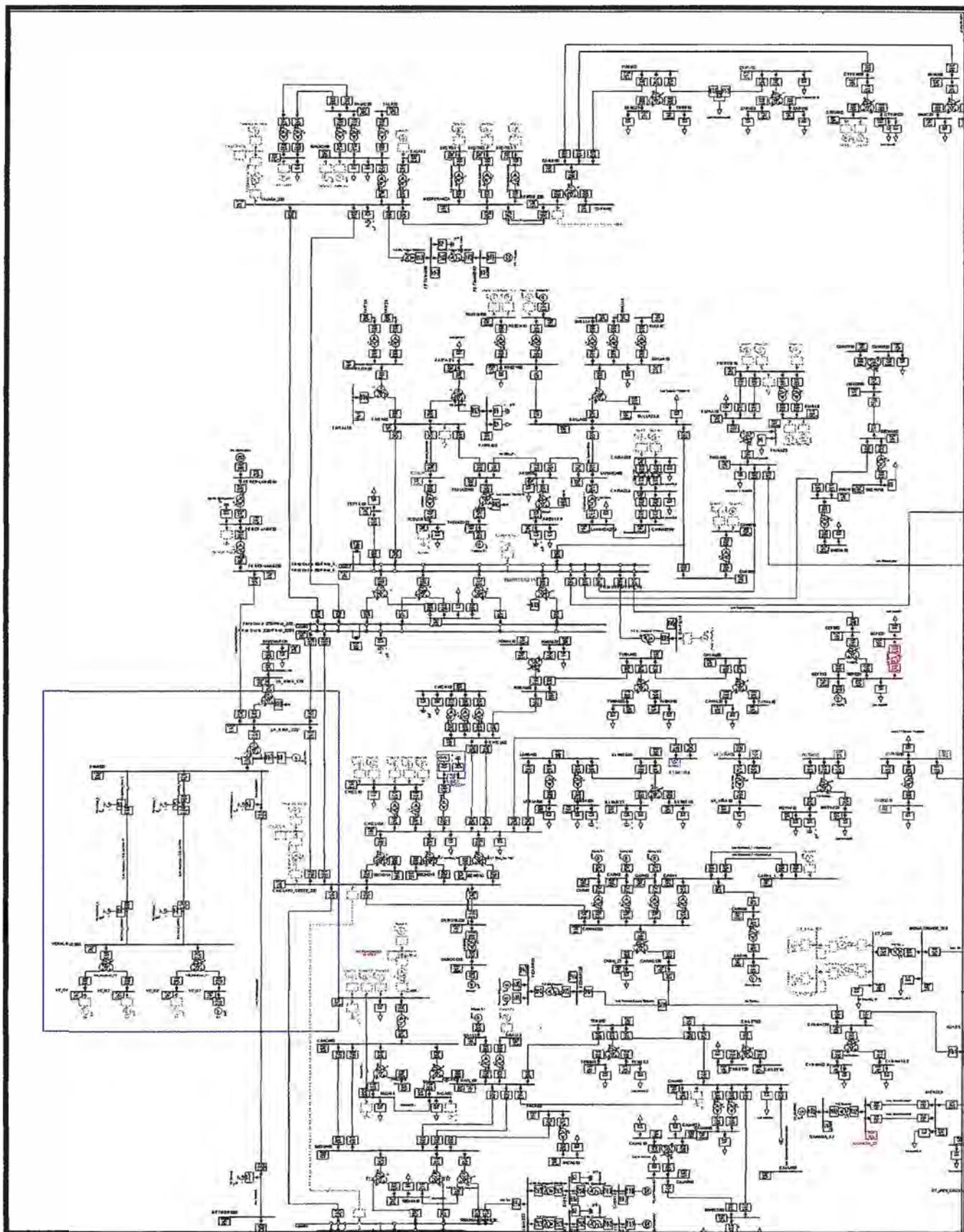


Fig. B.1 Flujo de Carga con una Sola Terna y despacho de 1MW

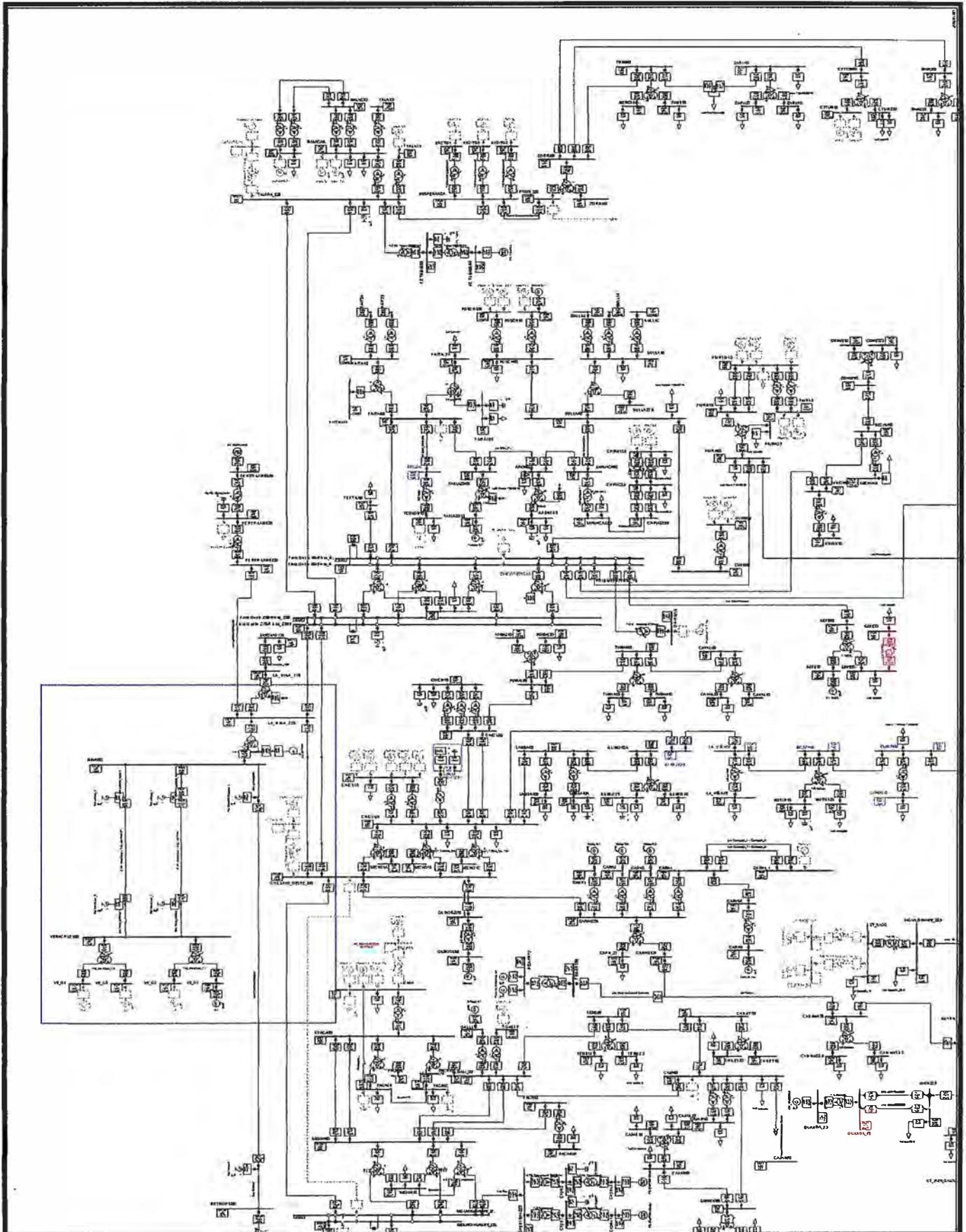


Fig. B.2 Flujo de Carga con una Sola Terna y despacho de 90MW

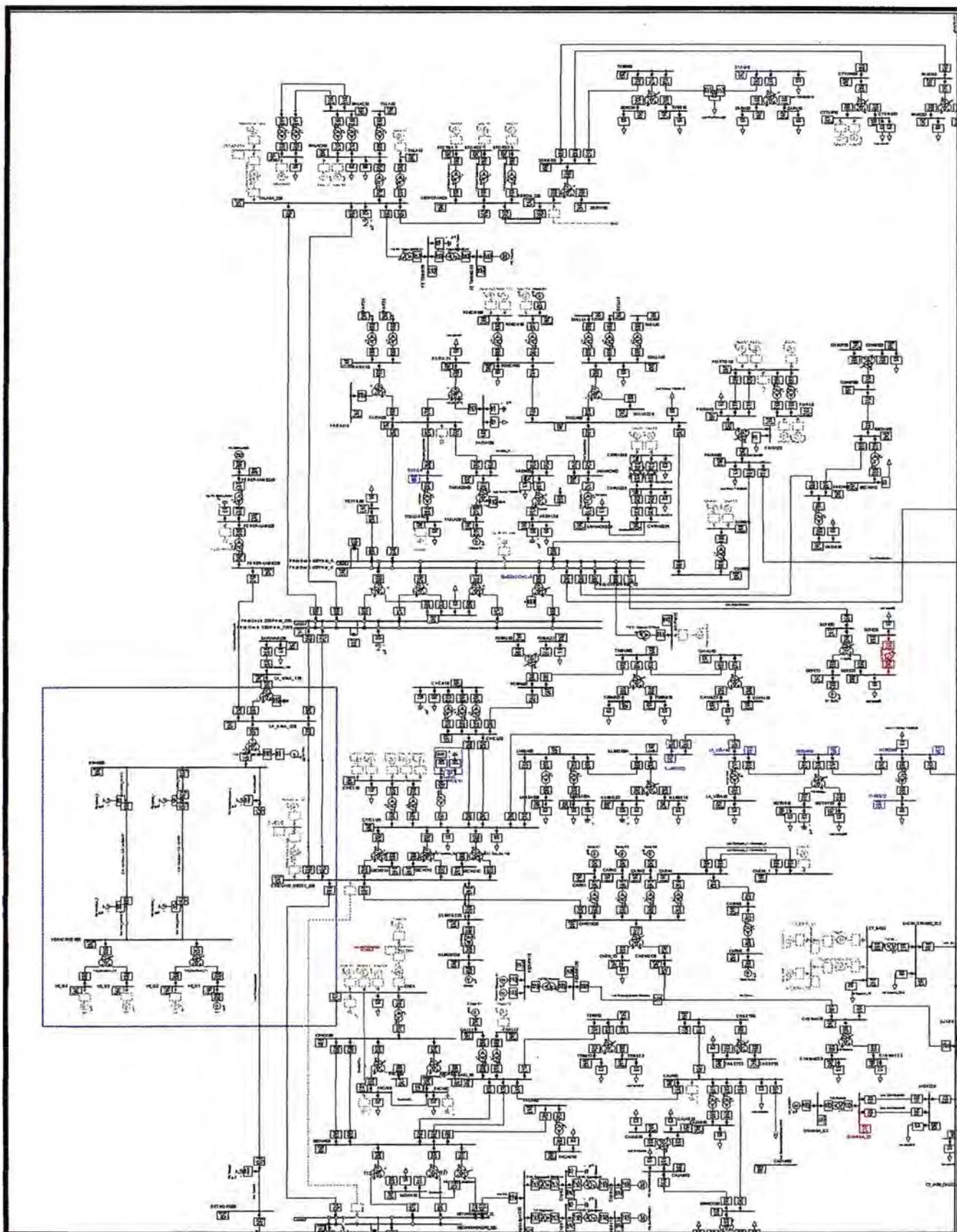
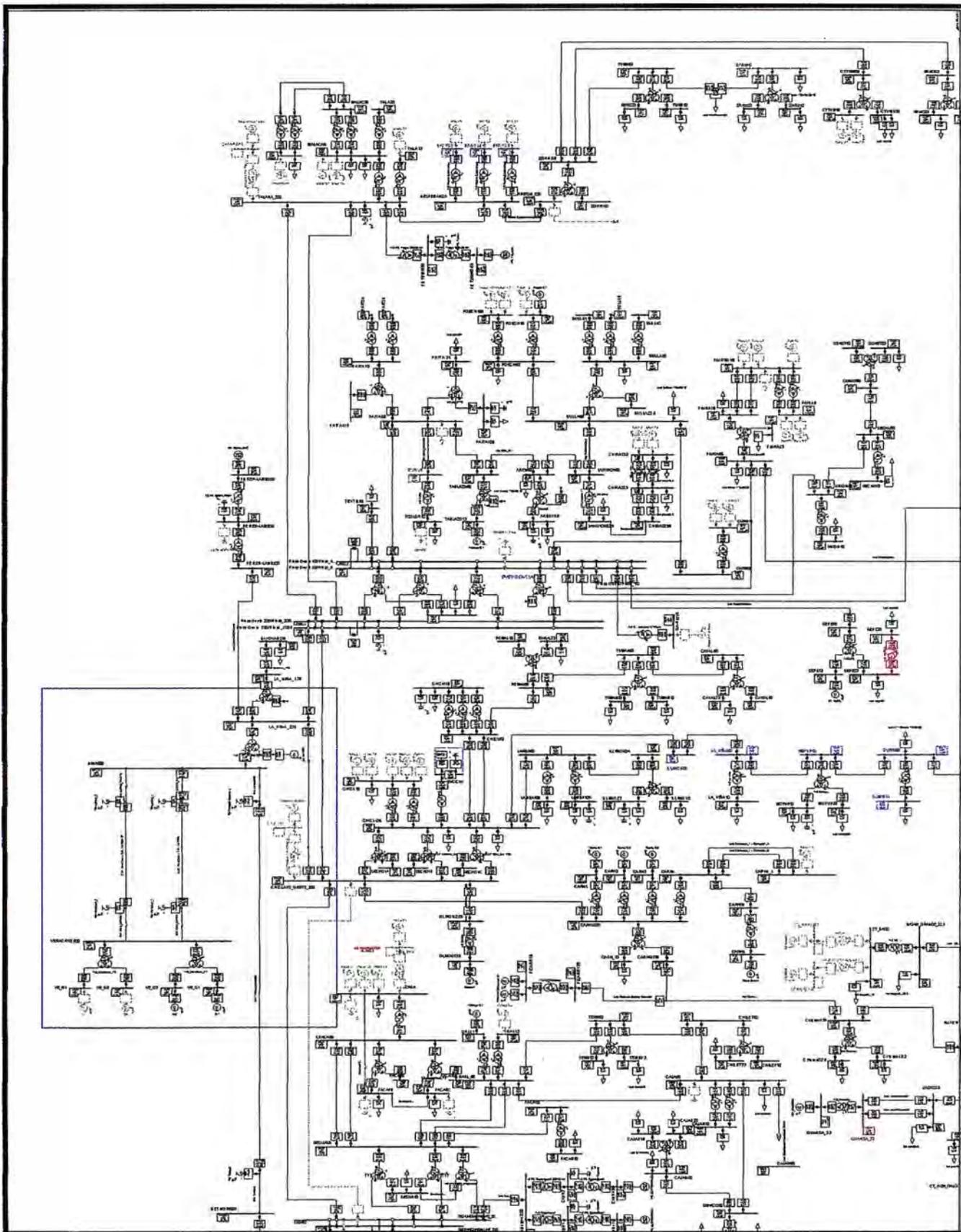


Fig. B.3 Flujo de Carga con una Sola Tema y despacho de 180MW



**Fig. B.4** Flujo de Carga con una Sola Terna y despacho de 360MW

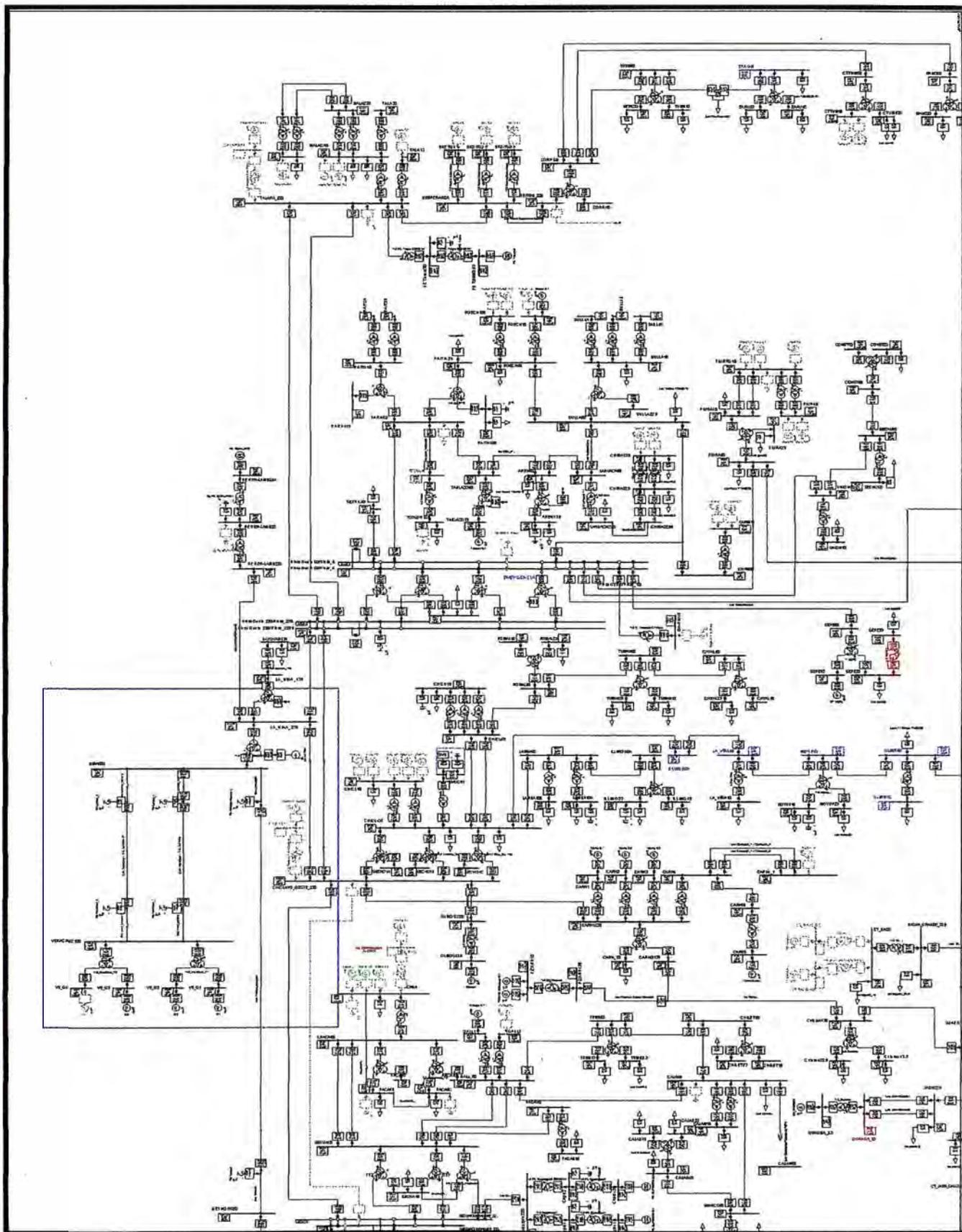


Fig. B.5 Flujo de Carga con una Sola Terna y despacho de 540MW

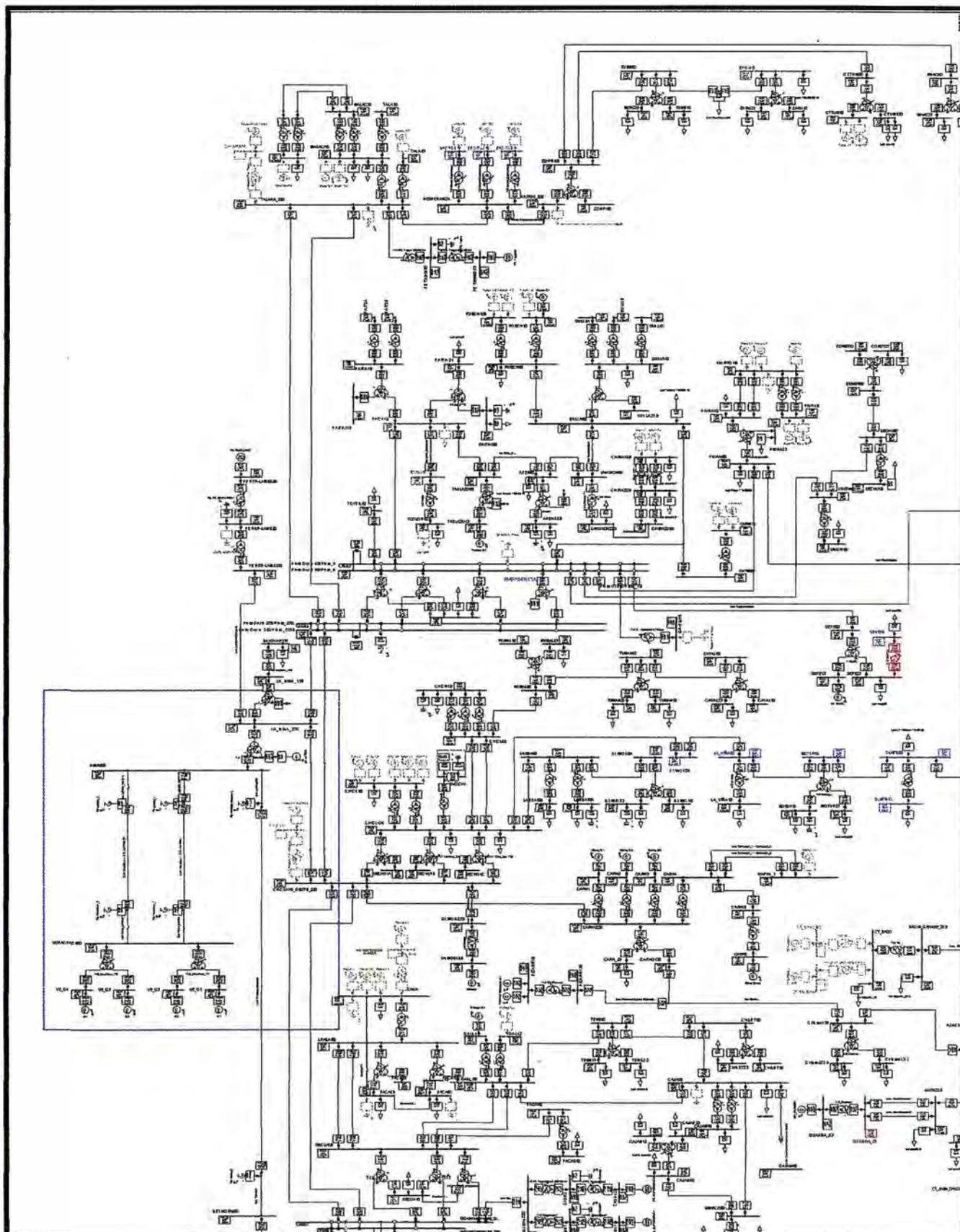


Fig. B.6 Flujo de Carga con una Sola Terna y despacho de 720MW

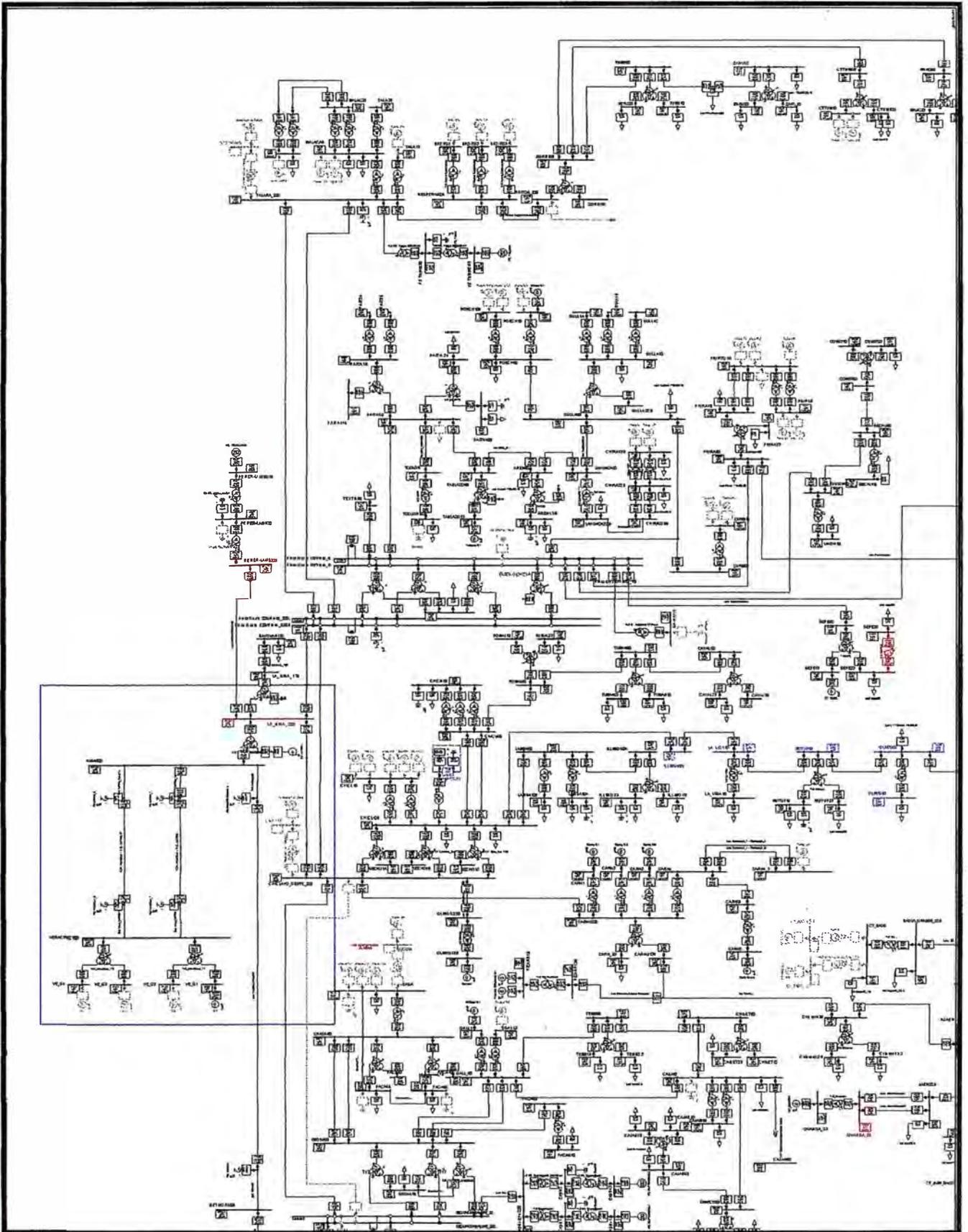


Fig. B.7 Flujo de Carga con dos Terna y despacho de 180MW

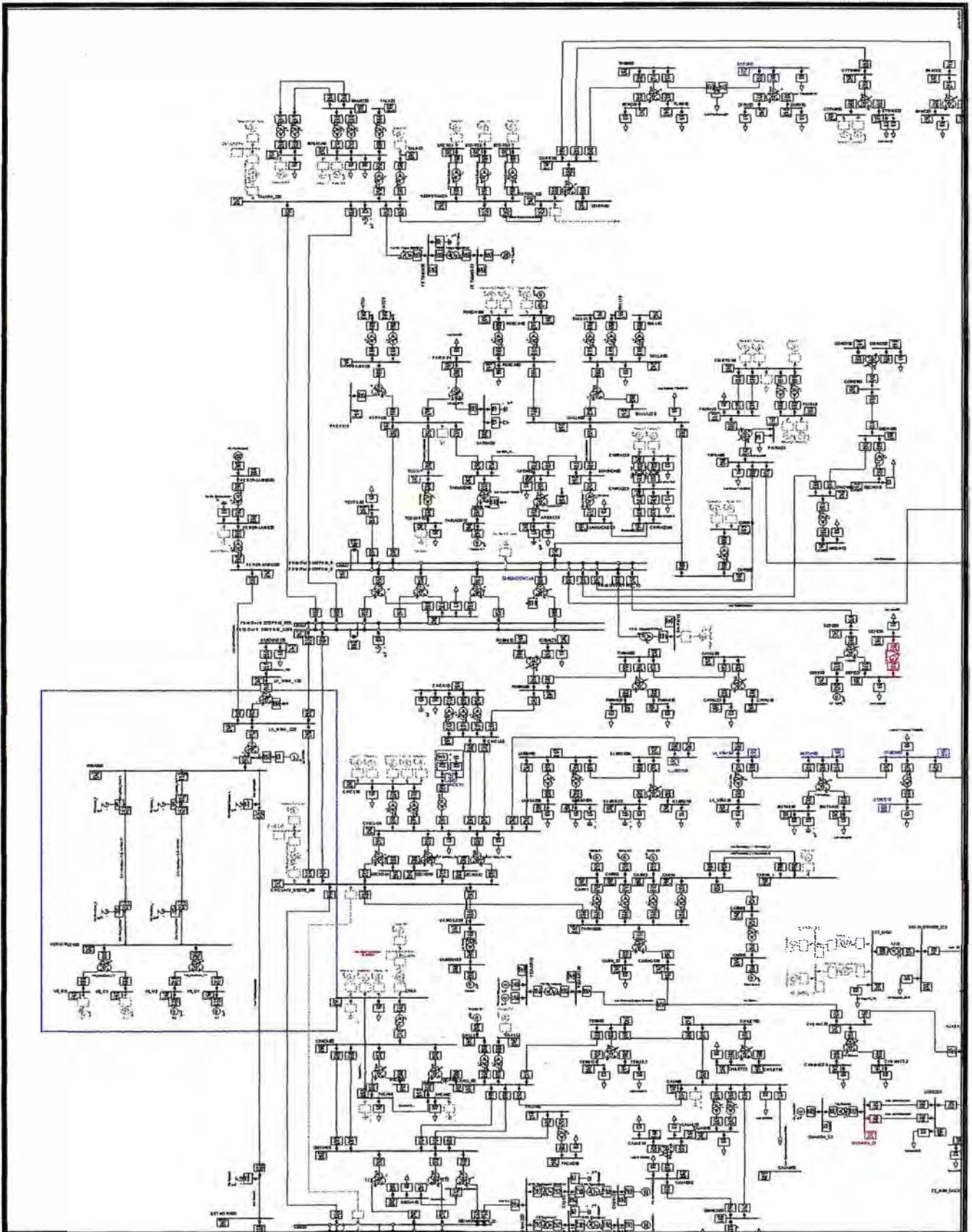


Fig. B.8 Flujo de Carga con dos Terna y despacho de 360MW

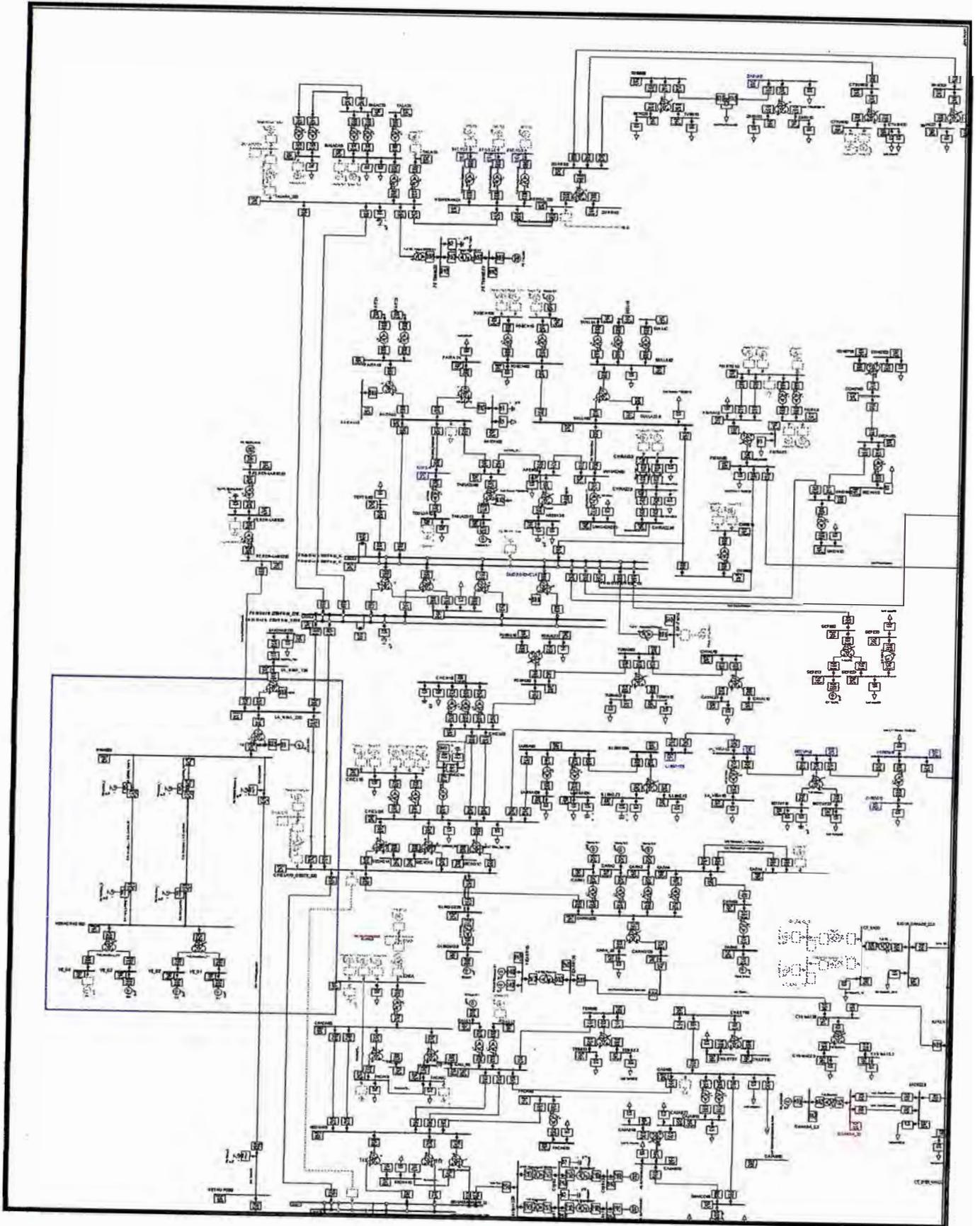


Fig. B.9 Flujo de Carga con dos Terna y despacho de 540MW

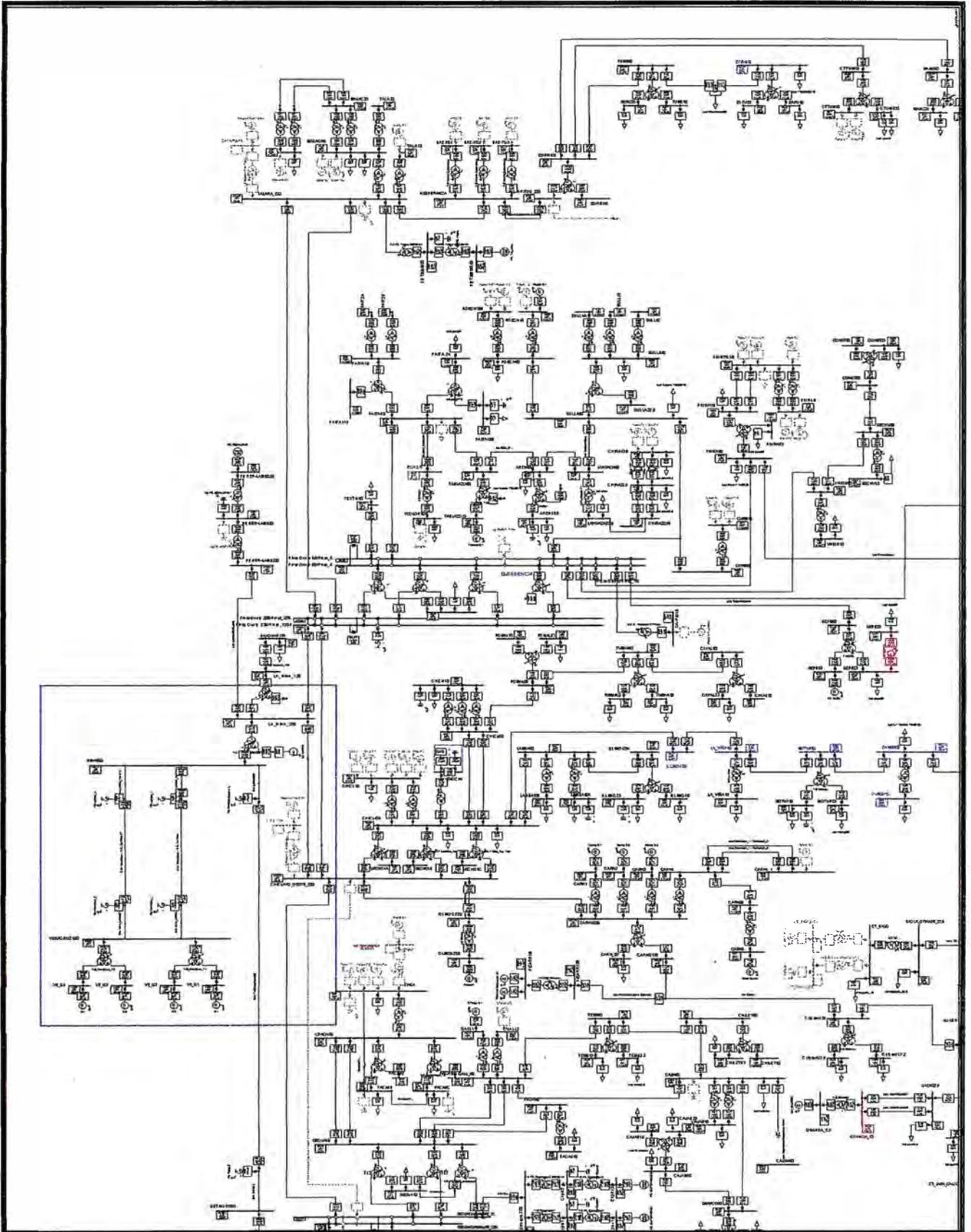


Fig. B.10 Flujo de Carga con dos Terna y despacho de 720MW

## **ANEXO “C” SOBRETENSIONES DEBIDO A ENERGIZACIÓN DE LINEAS**

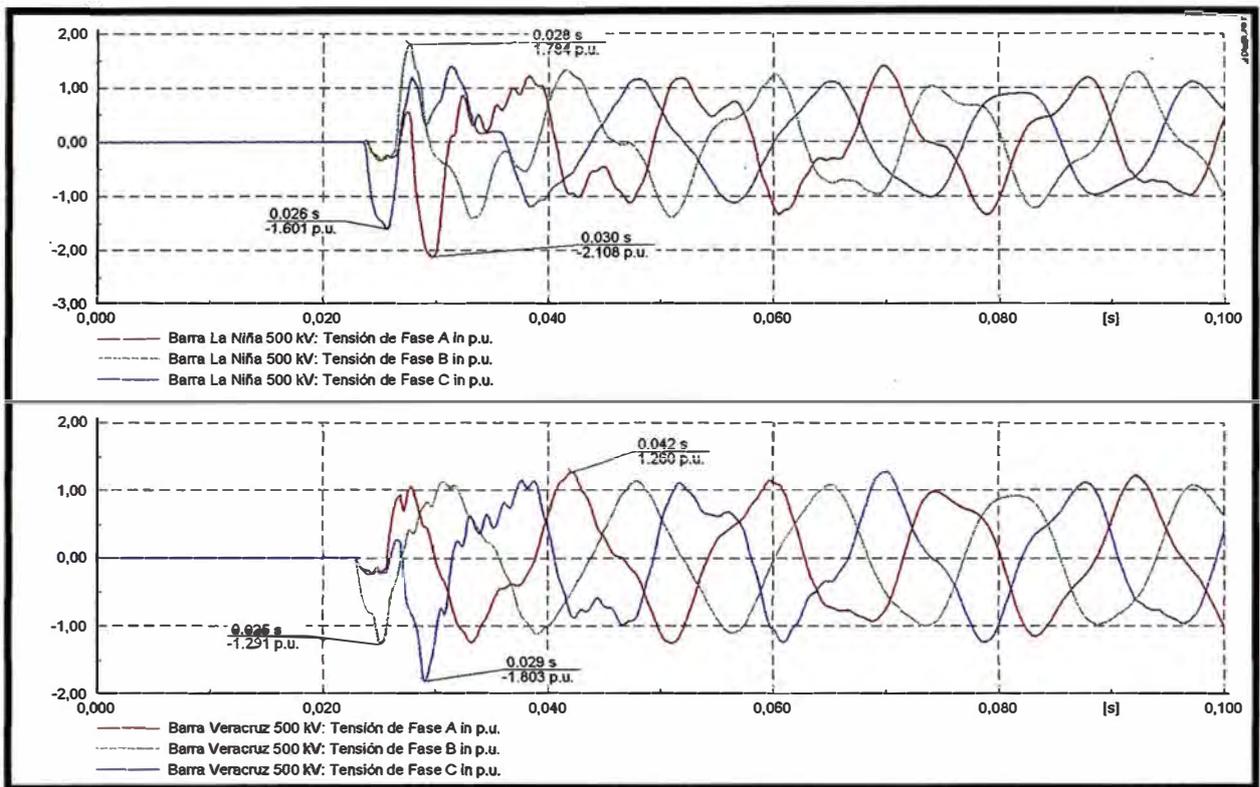


Fig. C.1 Sobre-tensión Fase A desde Extremo Veracruz sin resistencia de Pre-inserción

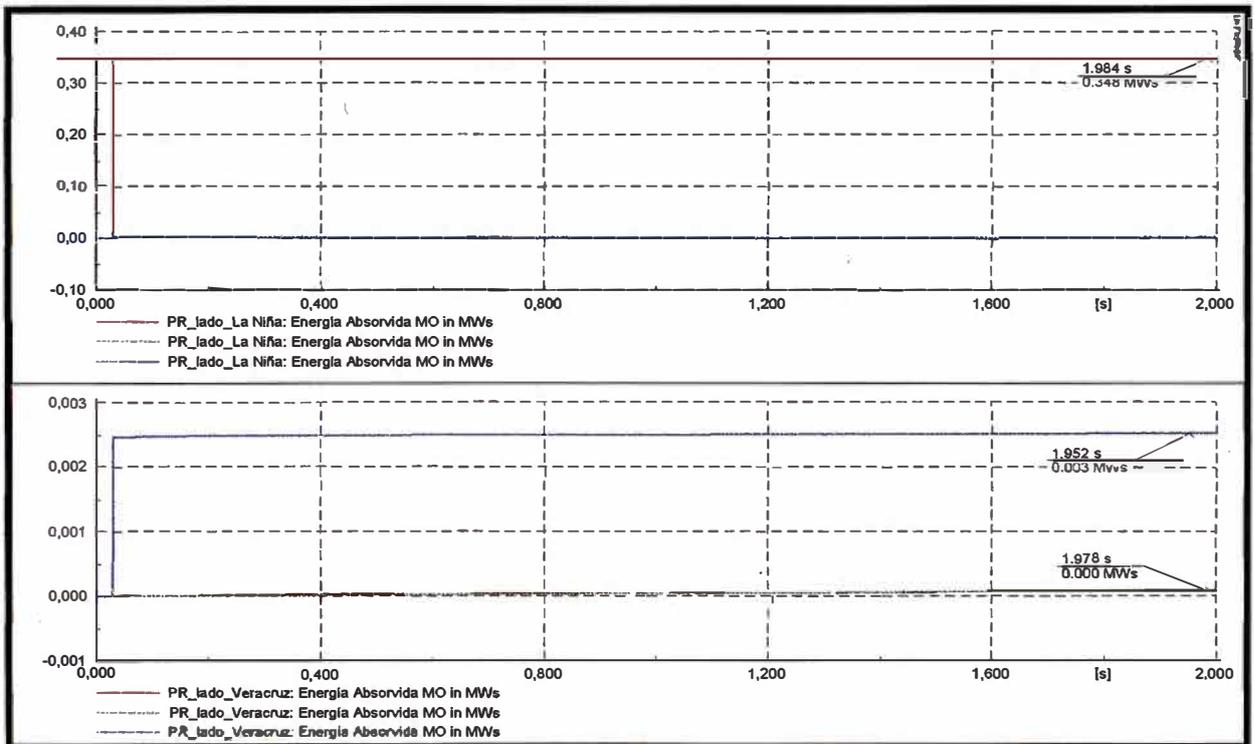
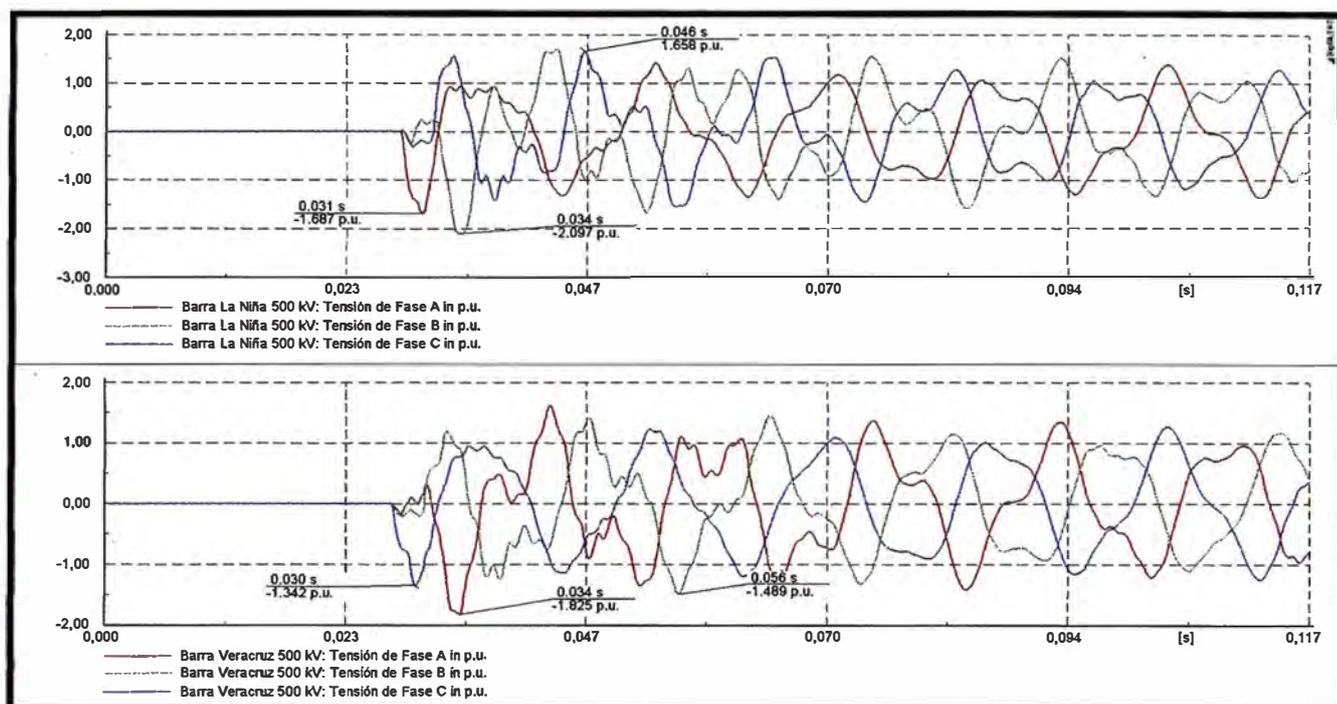
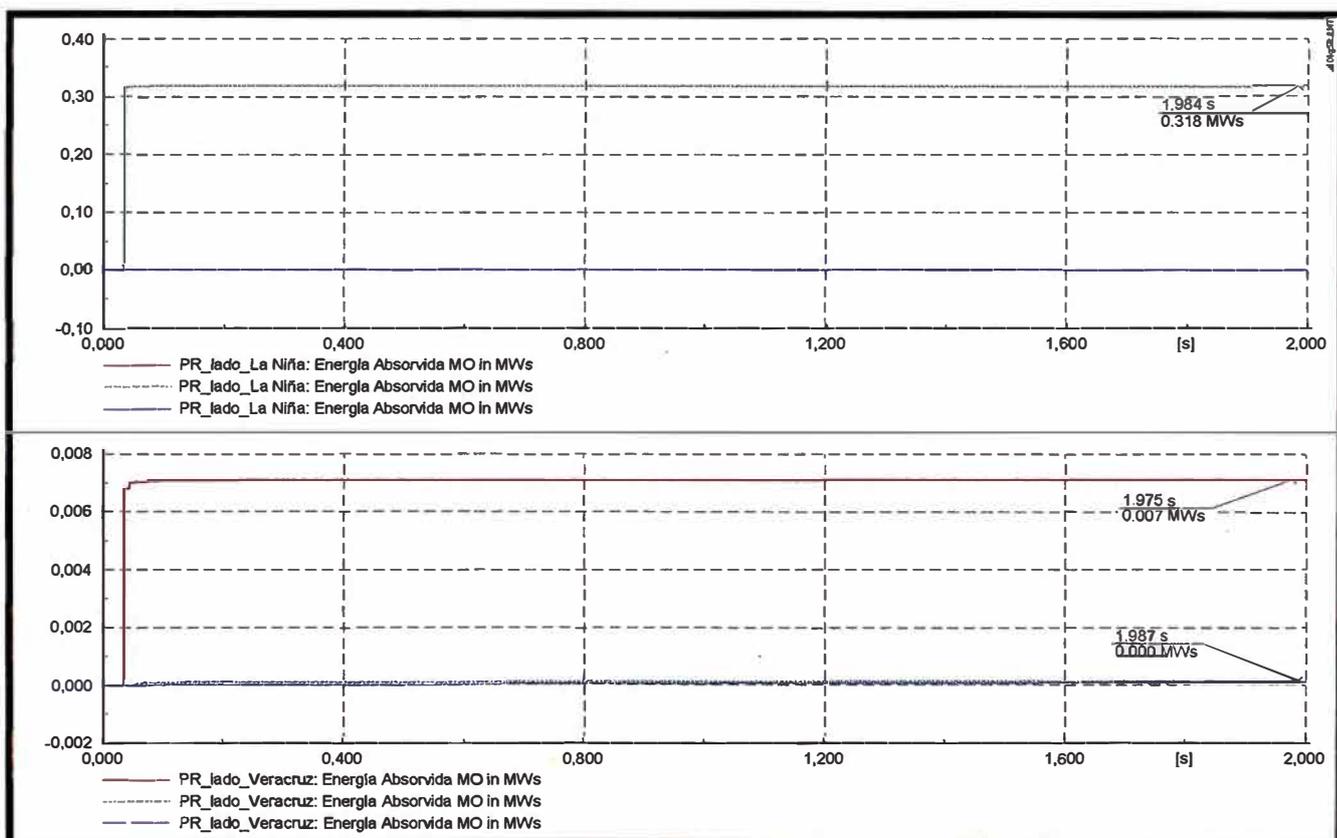


Fig. C.2 Energía en Pararrayos Fase A desde Extremo Veracruz sin resistencia de Pre-inserción.



**Fig. C.3** Sobre-tensión Fase B desde Extremo CH 50kV sin resistencia de Pre-inserción



**Fig. C.4** Energía en Pararrayos Fase B desde Extremo CH 500kV sin resistencia de Pre-inserción

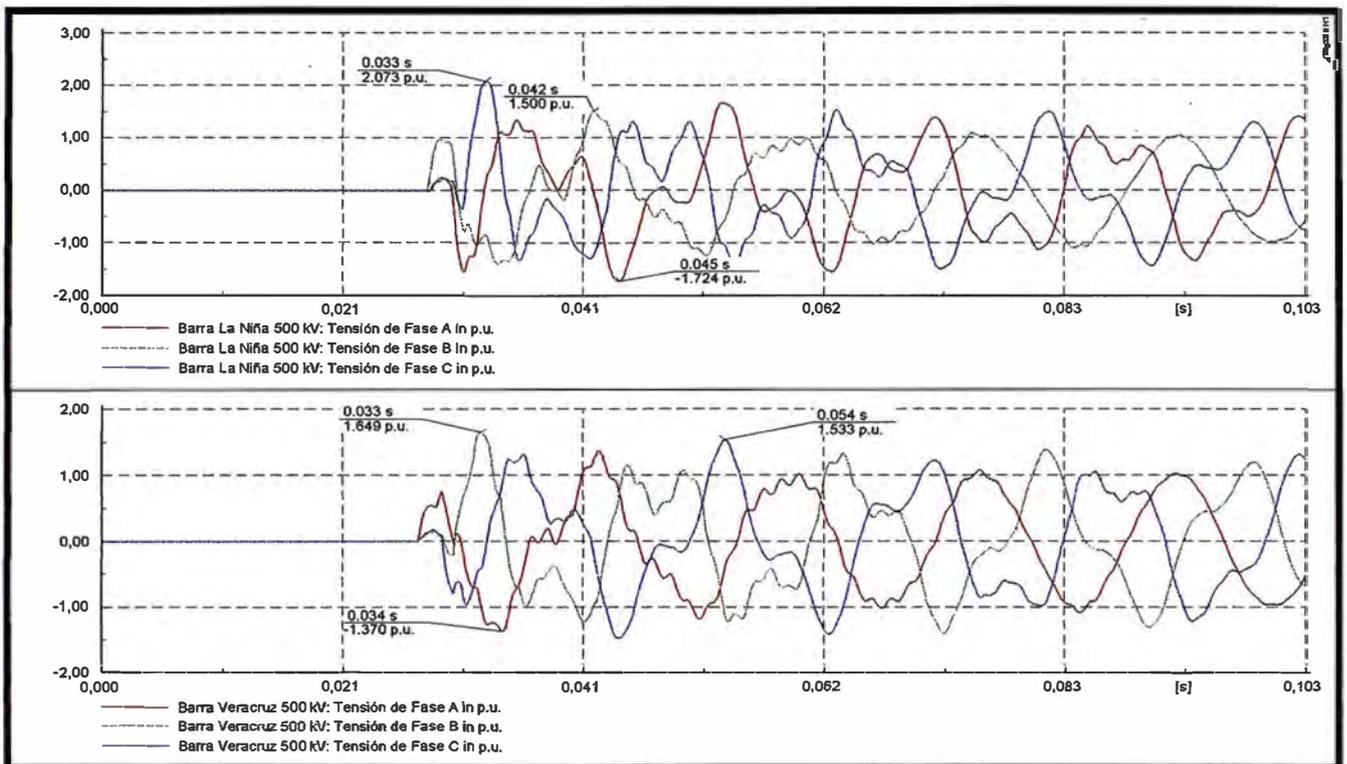


Fig. C.5 Sobre-tensión Fase C desde Extremo CH 500kV sin resistencia de Pre-inserción

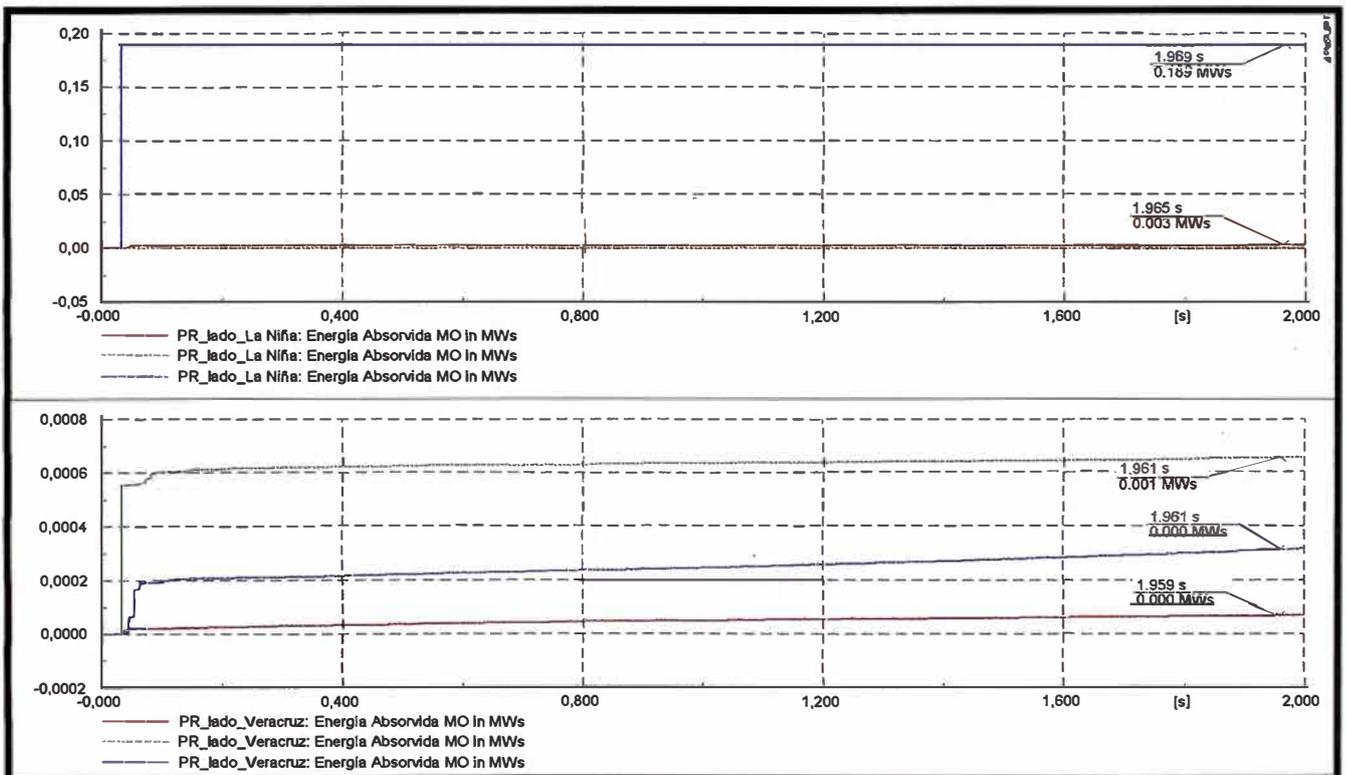


Fig. C.6 Energía en Pararrayos Fase C desde Extremo CH 500kV sin resistencia de Pre-inserción

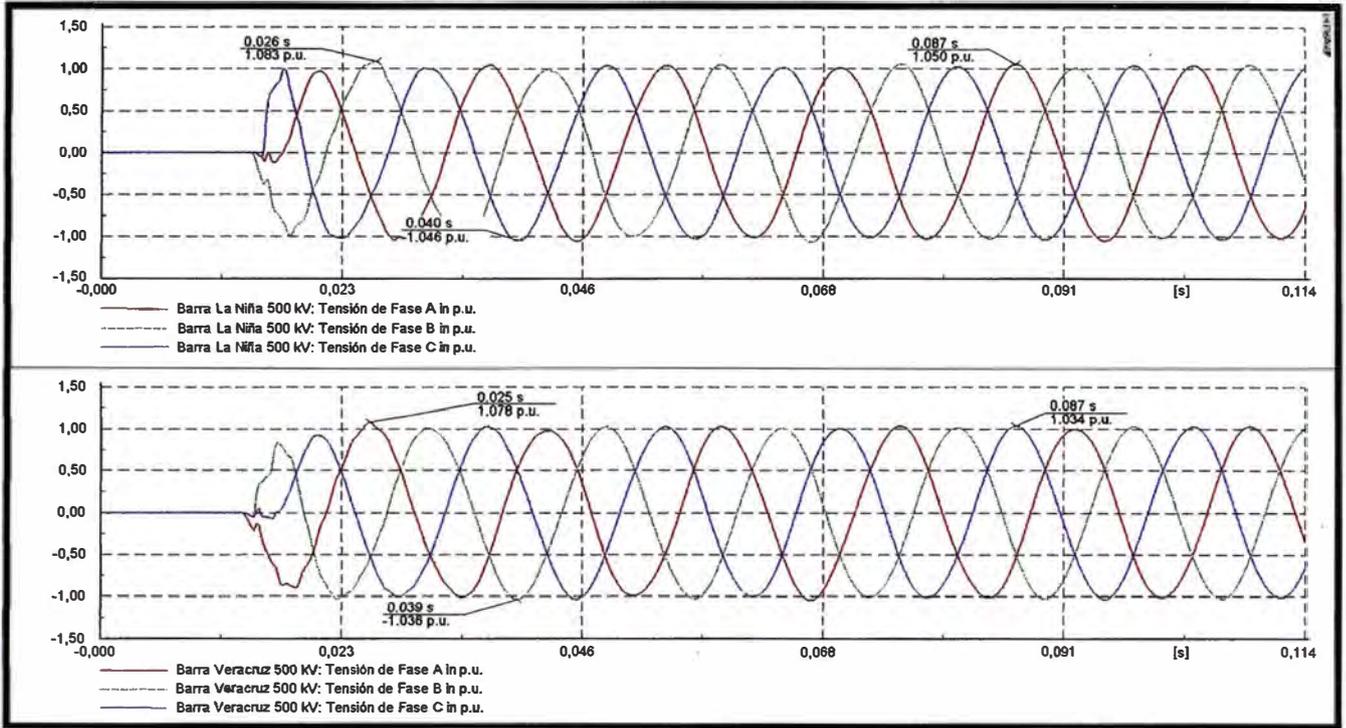


Fig. C.7 Sobre-tensión Fase A desde Extremo CH 500kV con resistencia de Pre-inserción

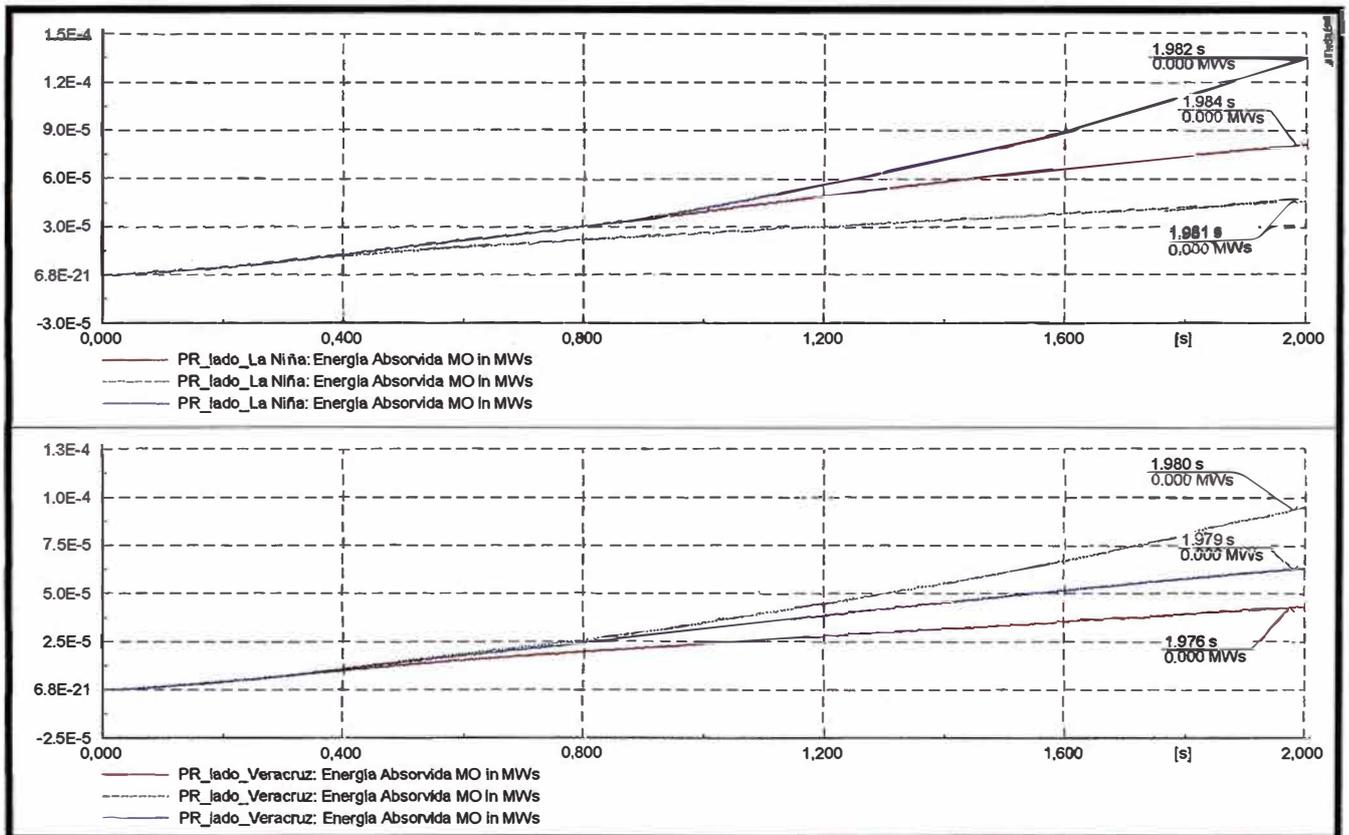
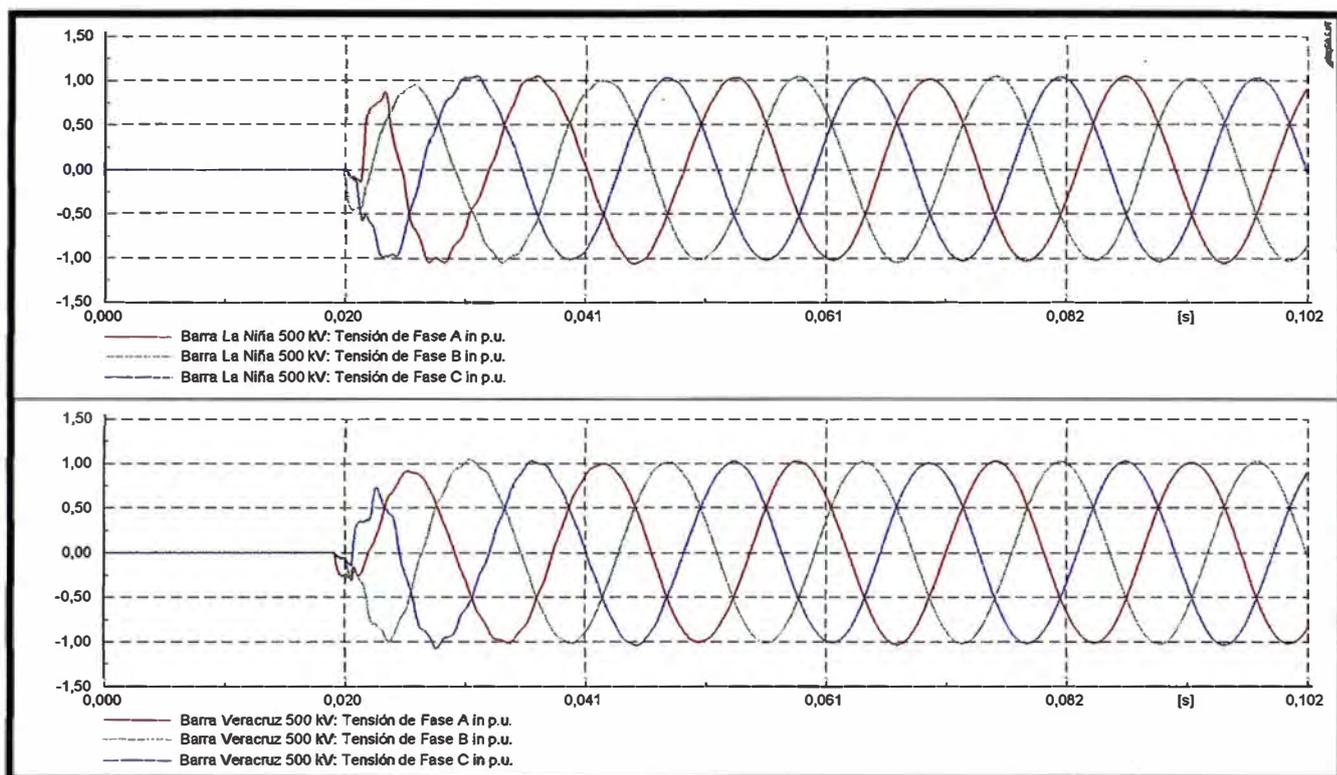
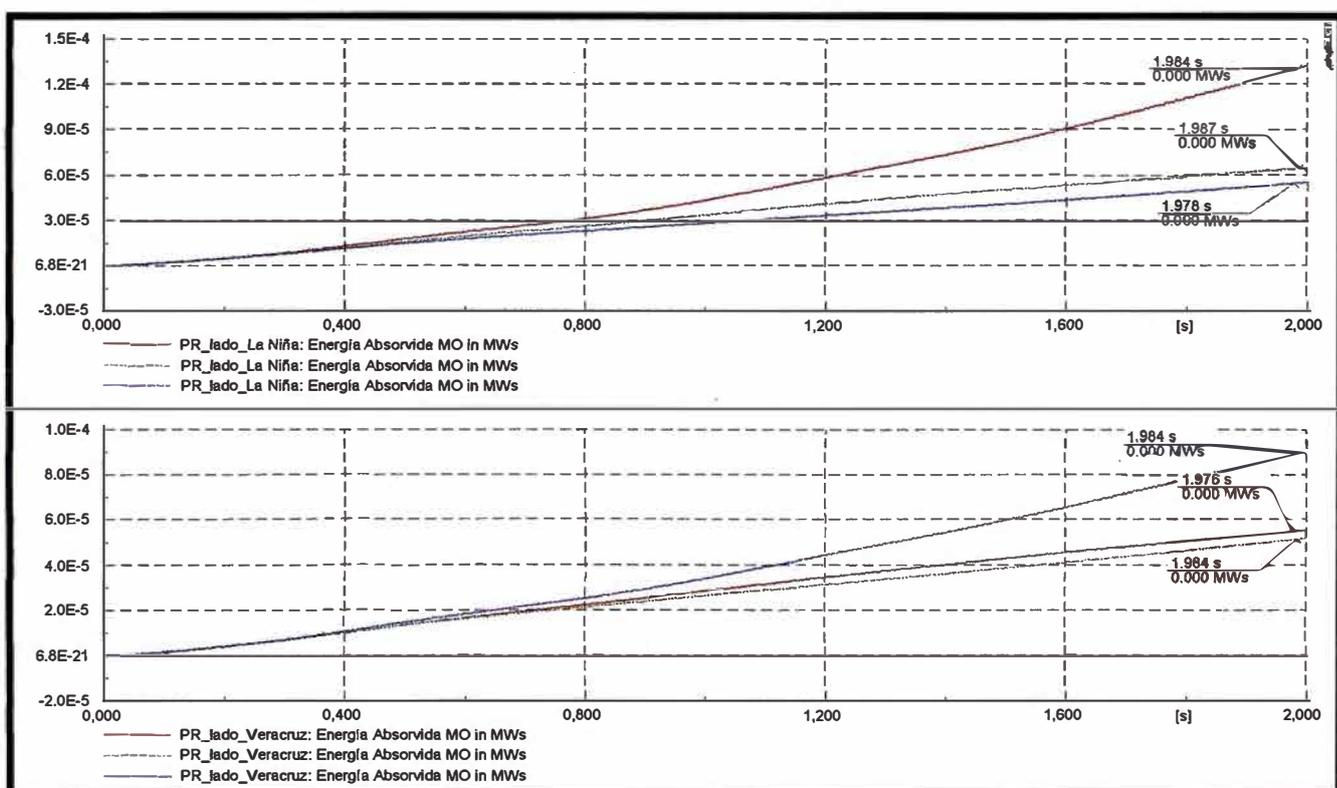


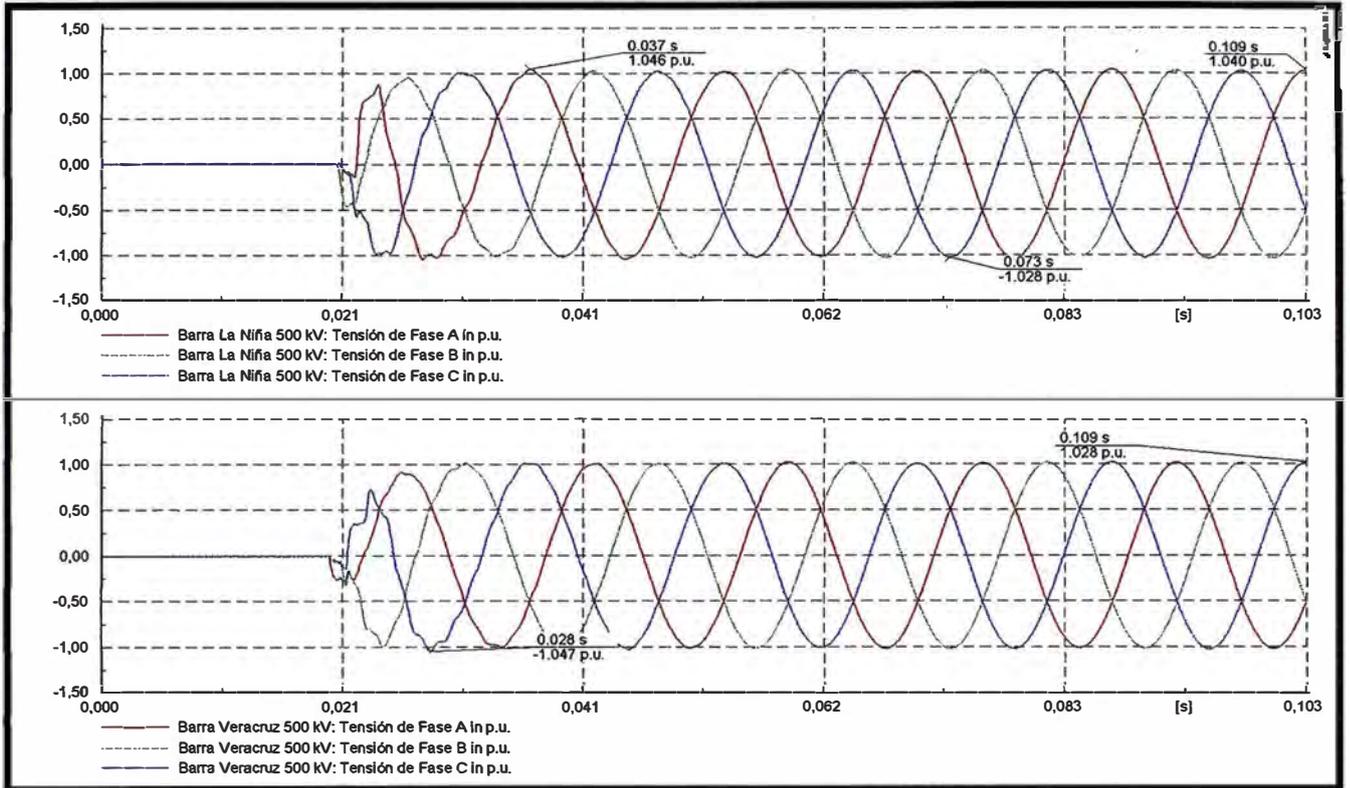
Fig. C.8 Energía en Pararrayos Fase A desde Extremo CH 500kV con resistencia de Pre-inserción



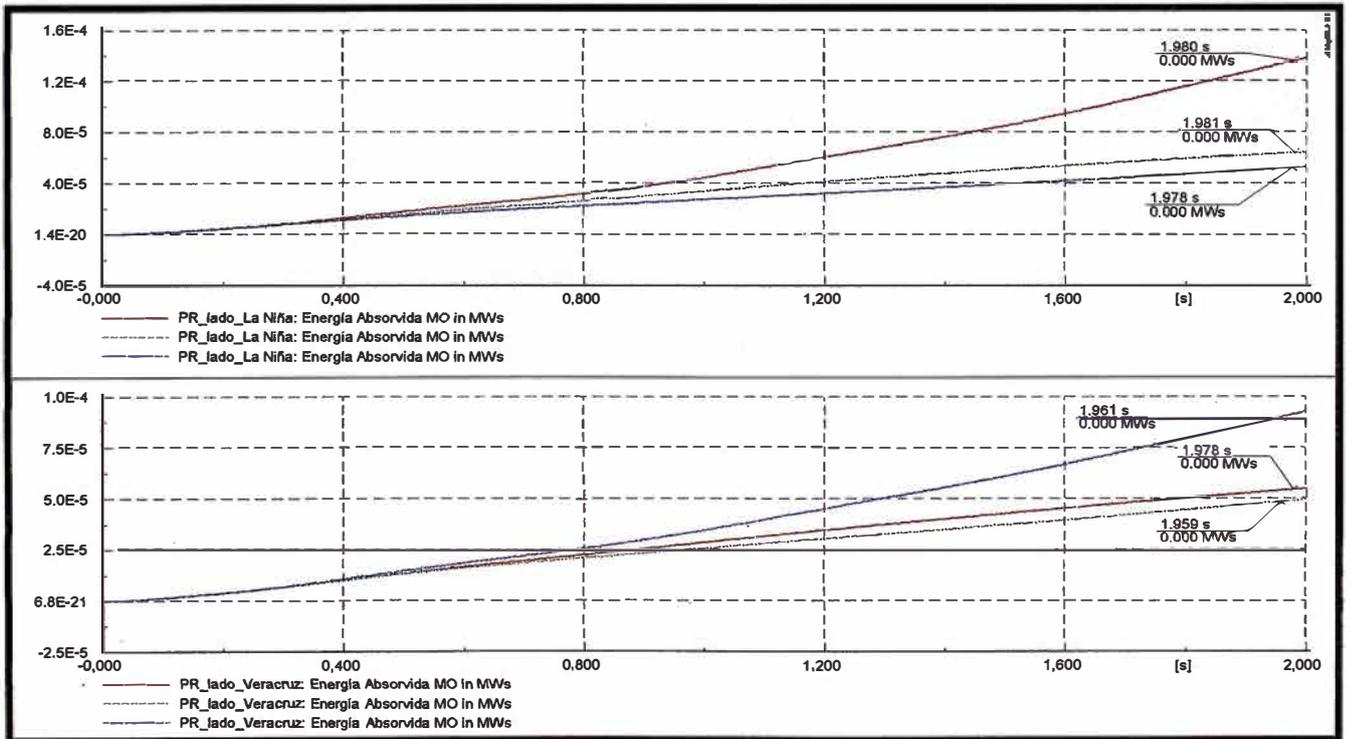
**Fig. C.9** Sobre-tensión Fase B desde Extremo CH 500kV con resistencia de Pre-inserción



**Fig. C.10** Energía en Pararrayos Fase B desde Extremo CH 500kV con resistencia de Pre-inserción



**Fig. C11** Sobre-tensión Fase C desde Extremo CH 500kV con resistencia de Pre-inserción



**Fig. C.12** Energía en Pararrayos Fase C desde Extremo Veracruz con resistencia de Pre-inserción

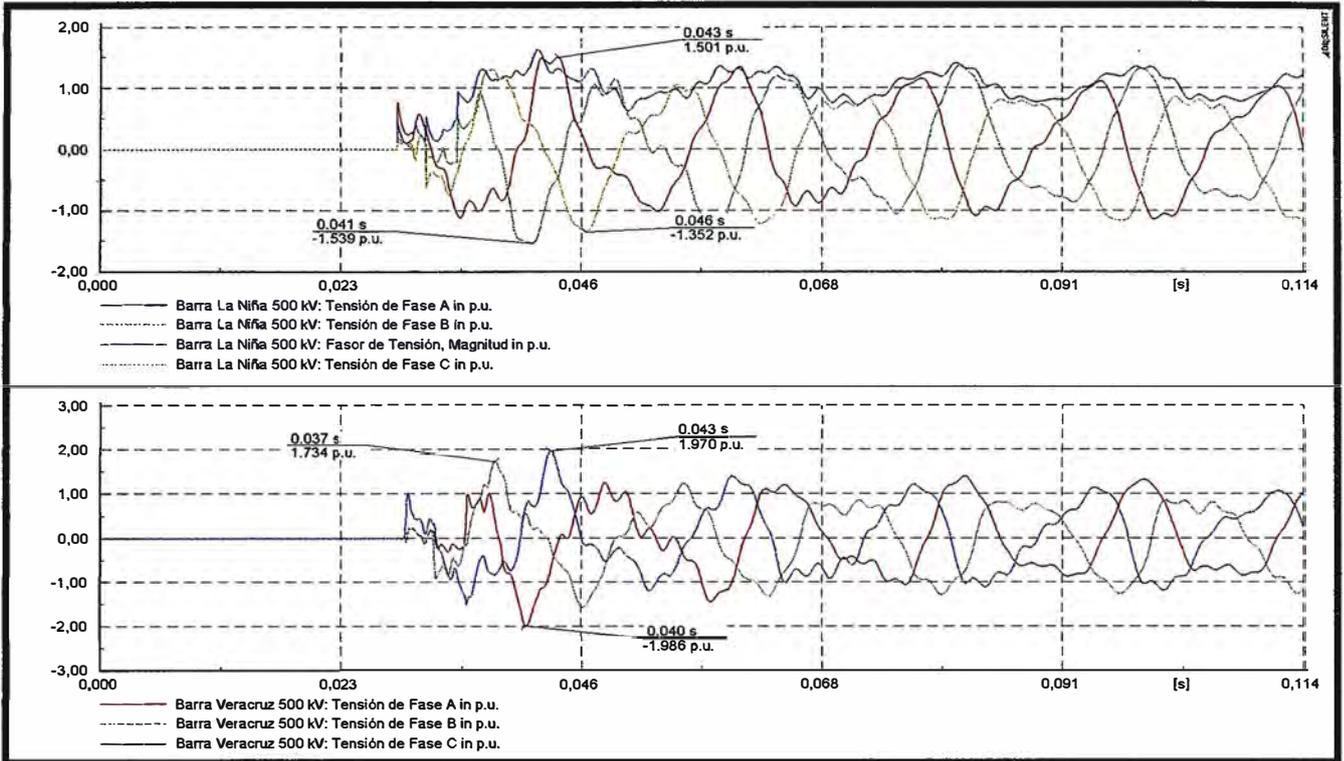


Fig. C.13 Sobre-tensión Fase A desde Extremo La Niña sin resistencia de Pre-inserción

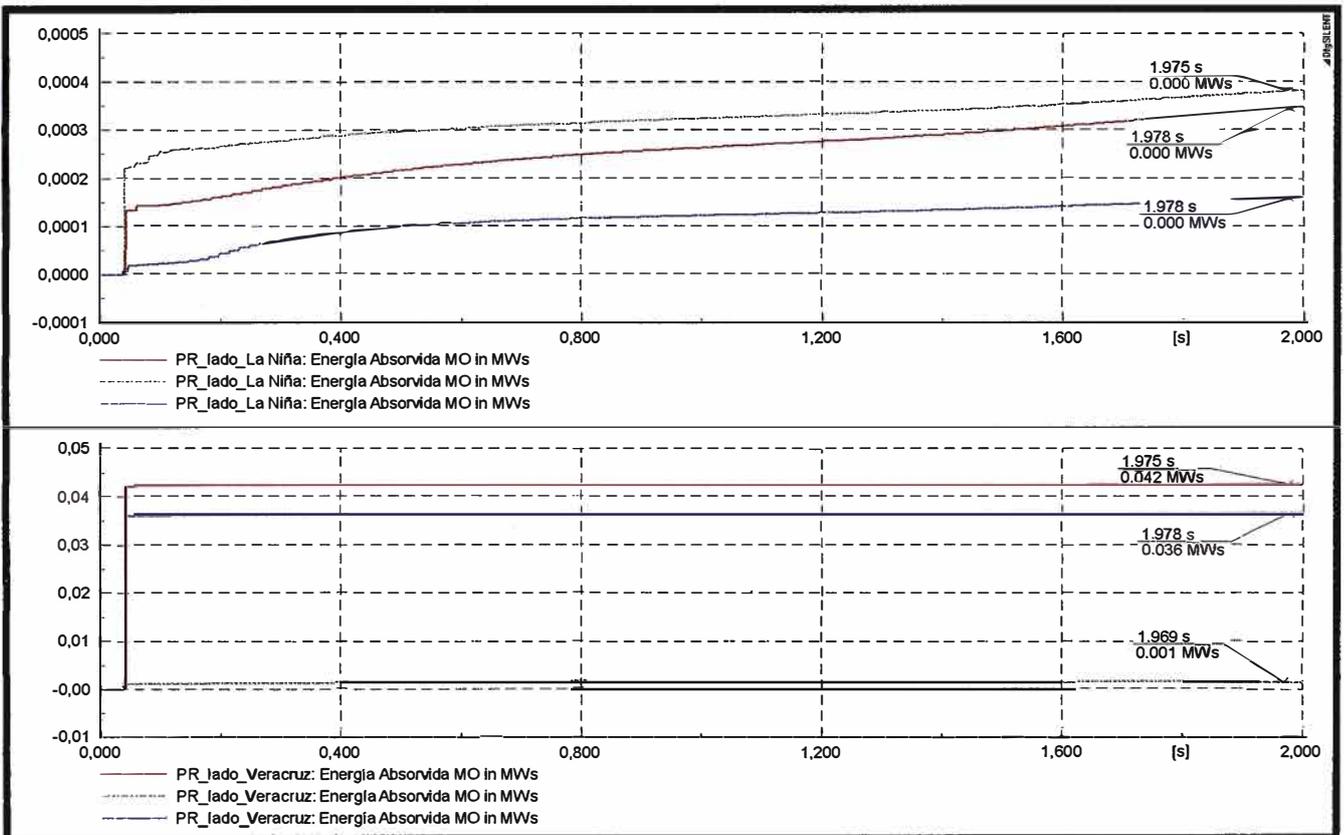


Fig. C.14 Energía en Pararrayos Fase A desde Extremo La Niña sin resistencia de Pre-inserción

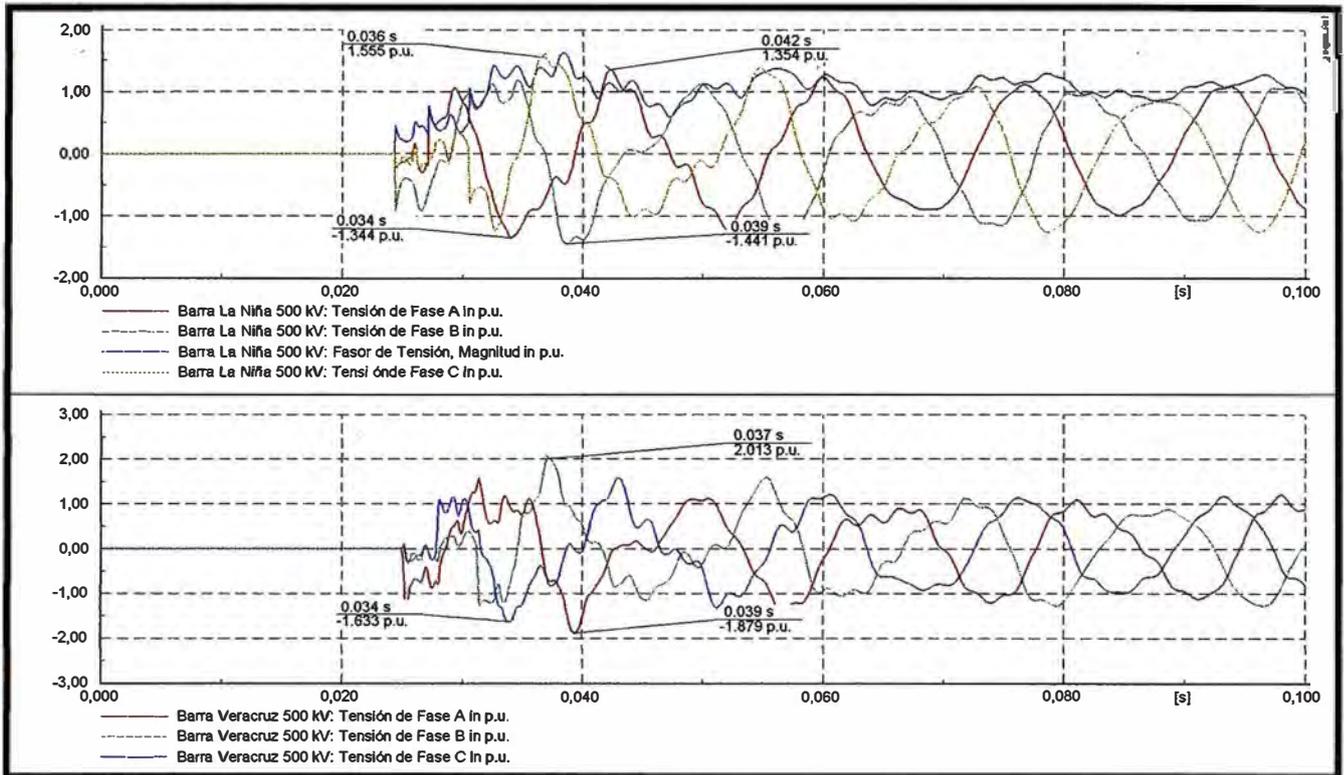


Fig. C.15 Sobre-tensión Fase B desde Extremo La Niña sin resistencia de Pre-inserción

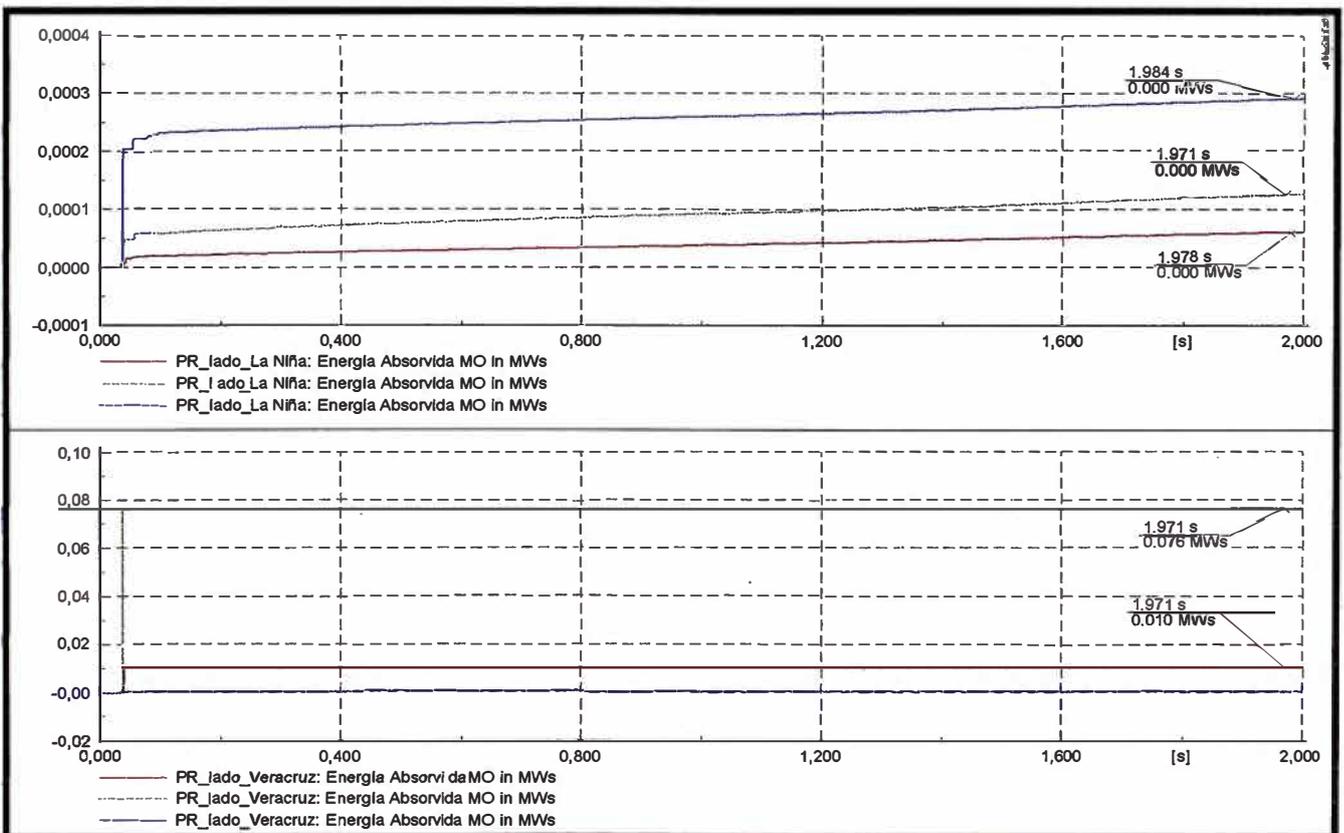


Fig. C.16 Energía en Pararrayos Fase B desde Extremo La Niña sin resistencia de Pre-inserción

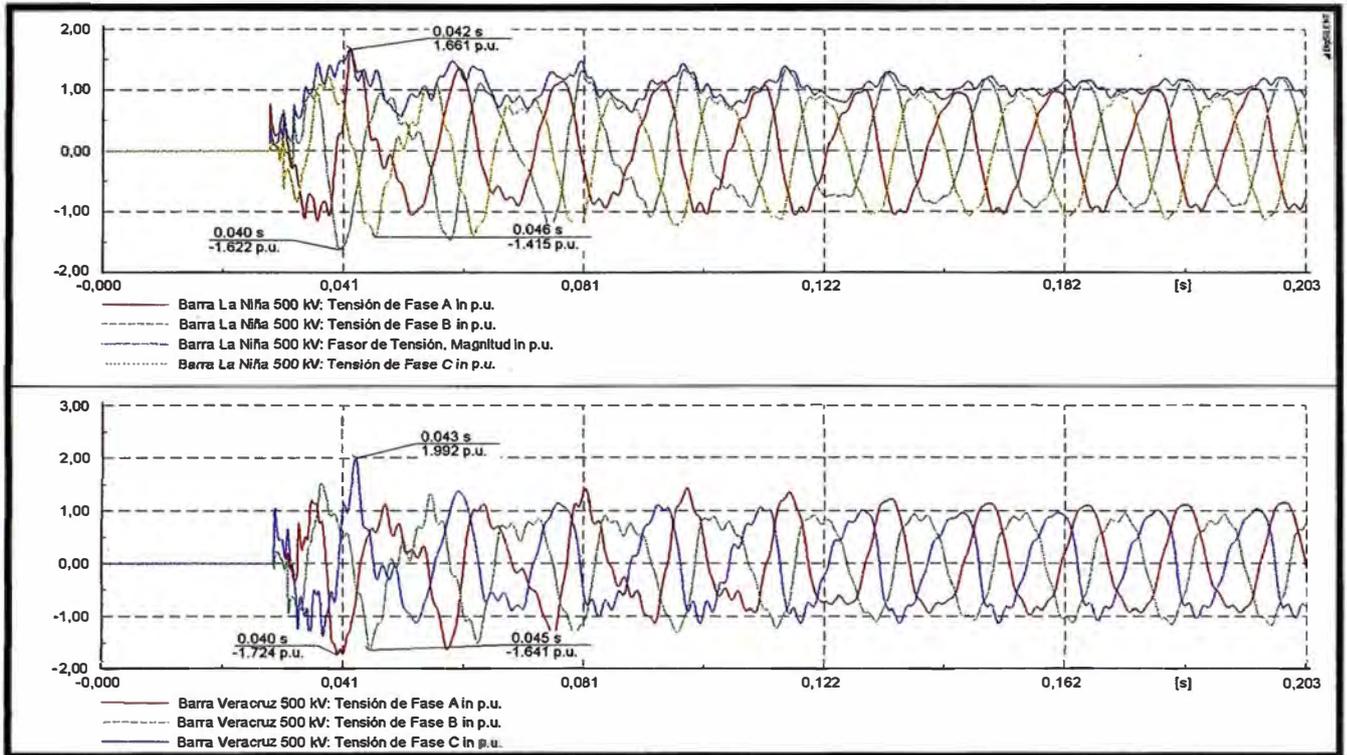


Fig. C.17 Sobre-tensión Fase C desde Extremo La Niña sin resistencia de Pre-inserción

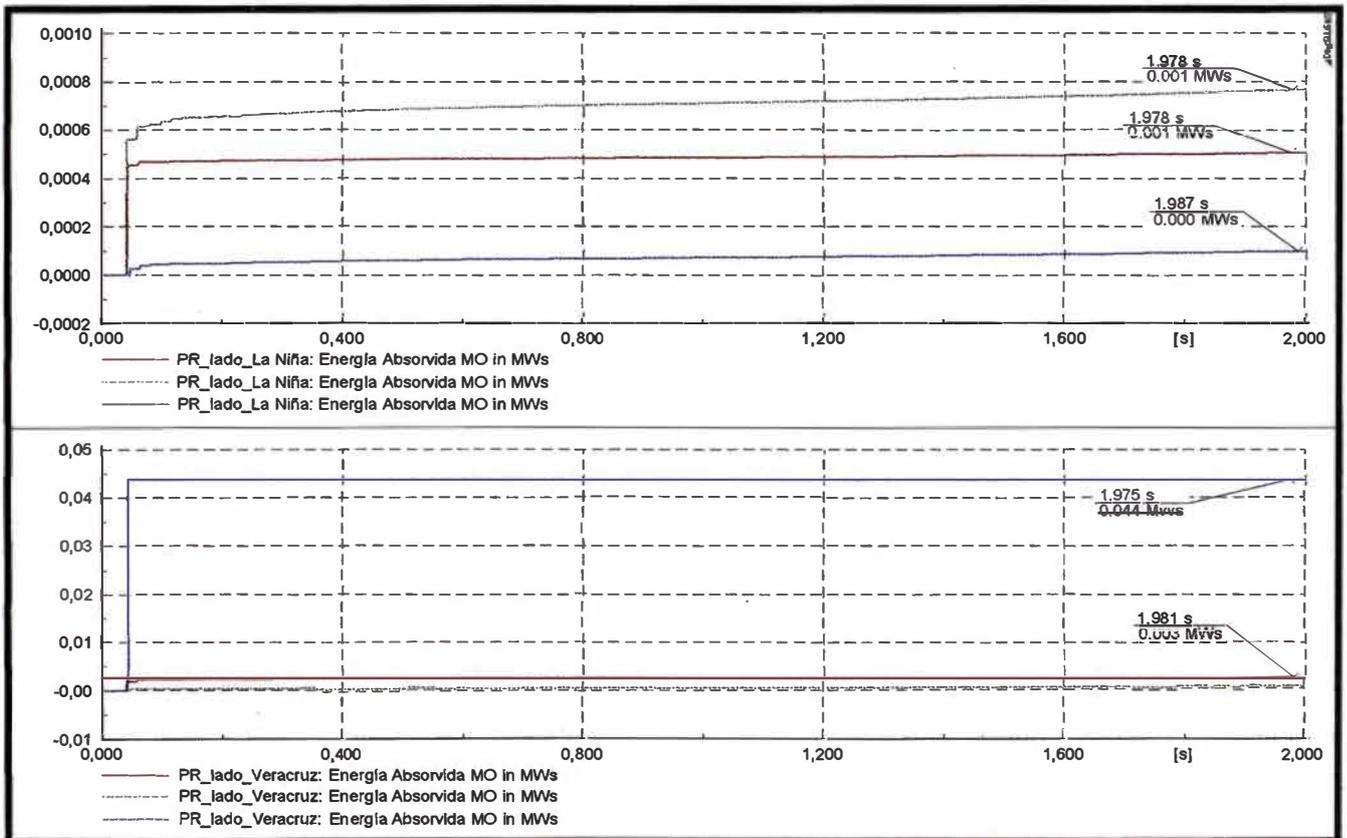


Fig. C.18 Energía en Pararrayos Fase C desde Extremo La Niña sin resistencia de Pre-inserción

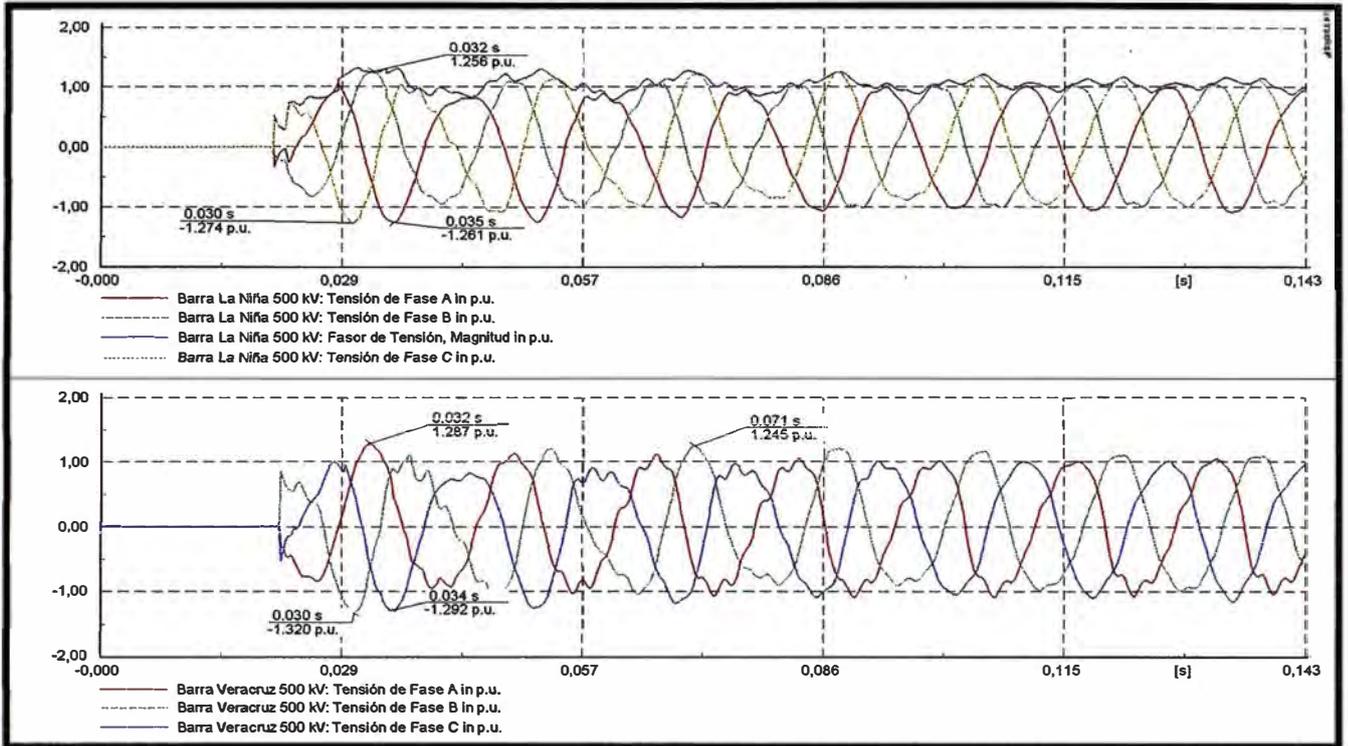


Fig. C.19 Sobre-tensión Fase A desde Extremo La Niña con resistencia de Pre-inserción

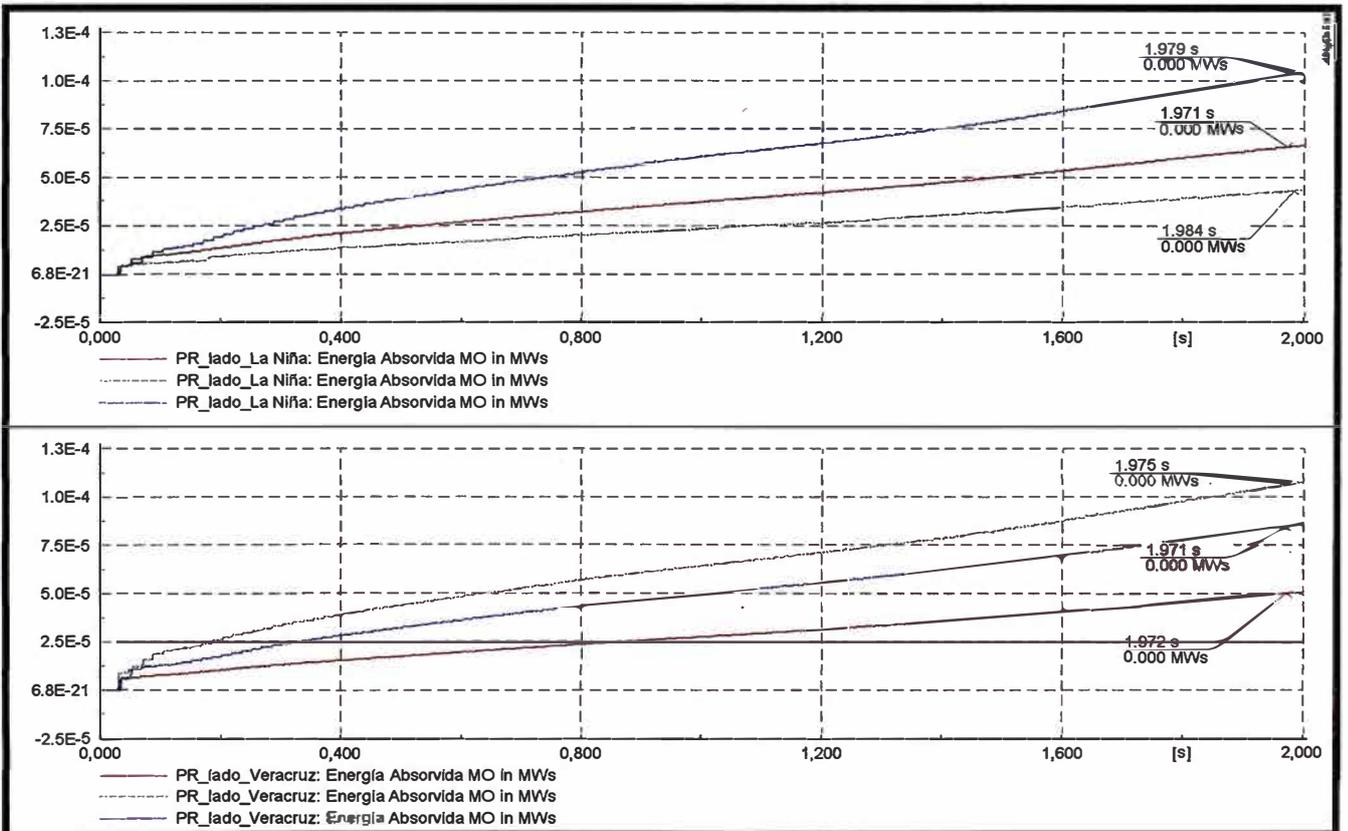


Fig. C.20 Energía en Pararrayos Fase A desde Extremo La Niña con resistencia de Pre-inserción

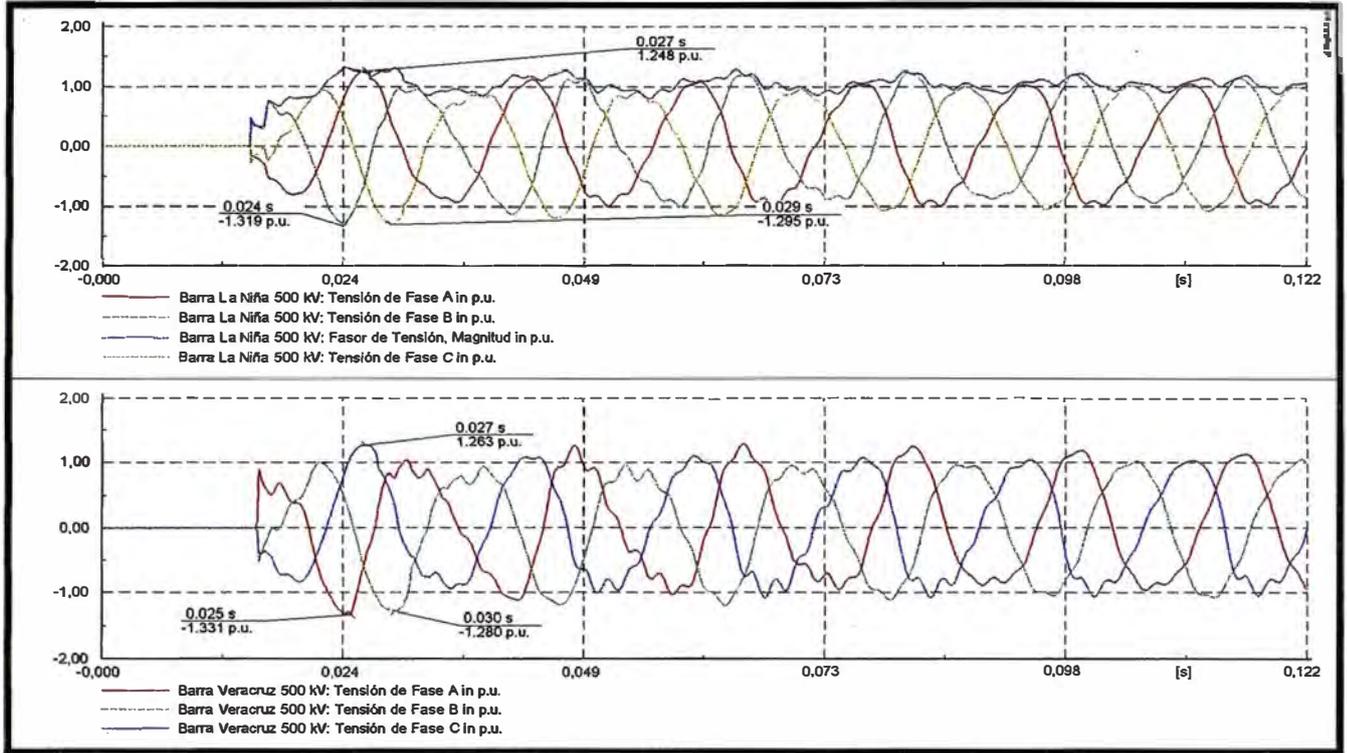


Fig. C.21 Sobre-tensión Fase B desde Extremo La Niña con resistencia de Pre-inserción

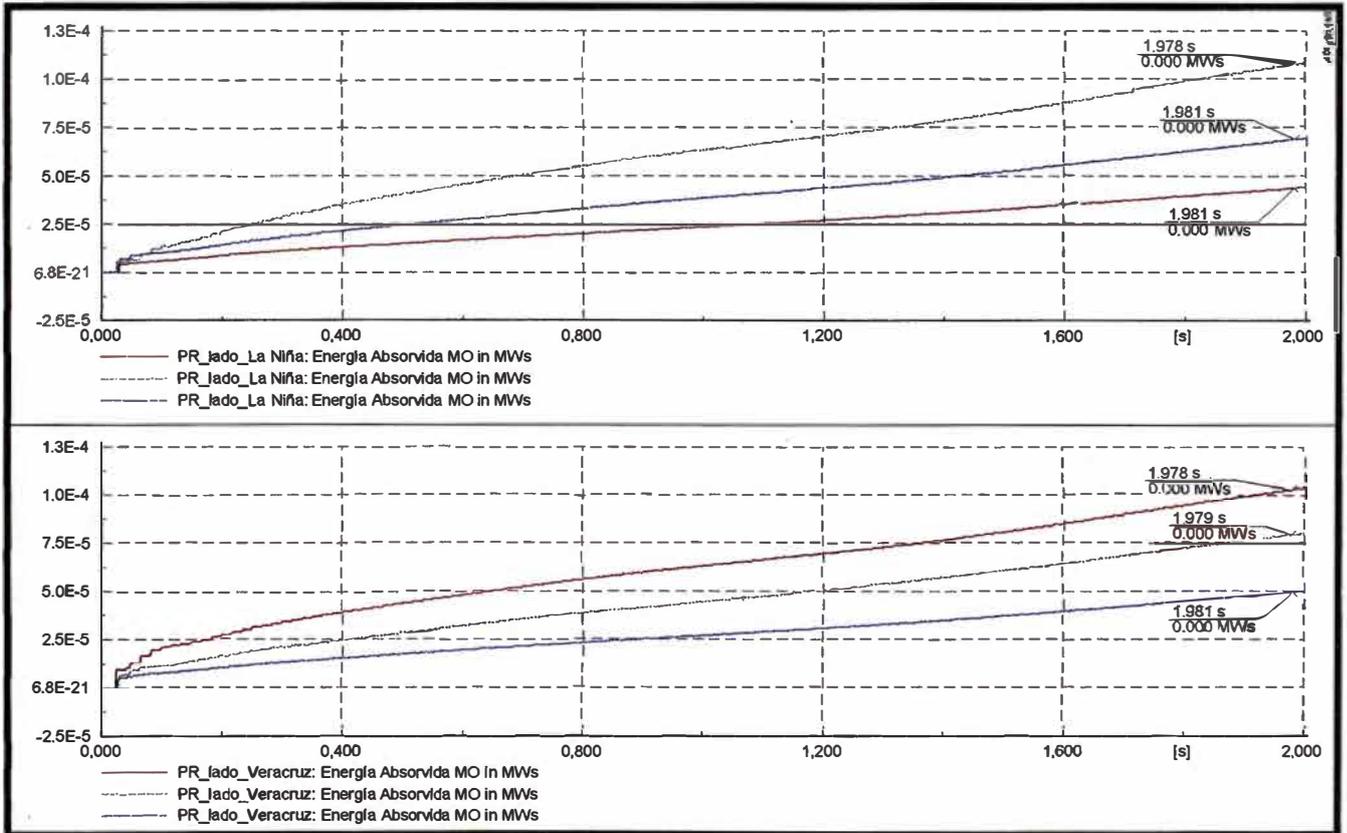


Fig. C.22 Energía en Pararrayos Fase B desde Extremo La Niña con resistencia de Pre-inserción

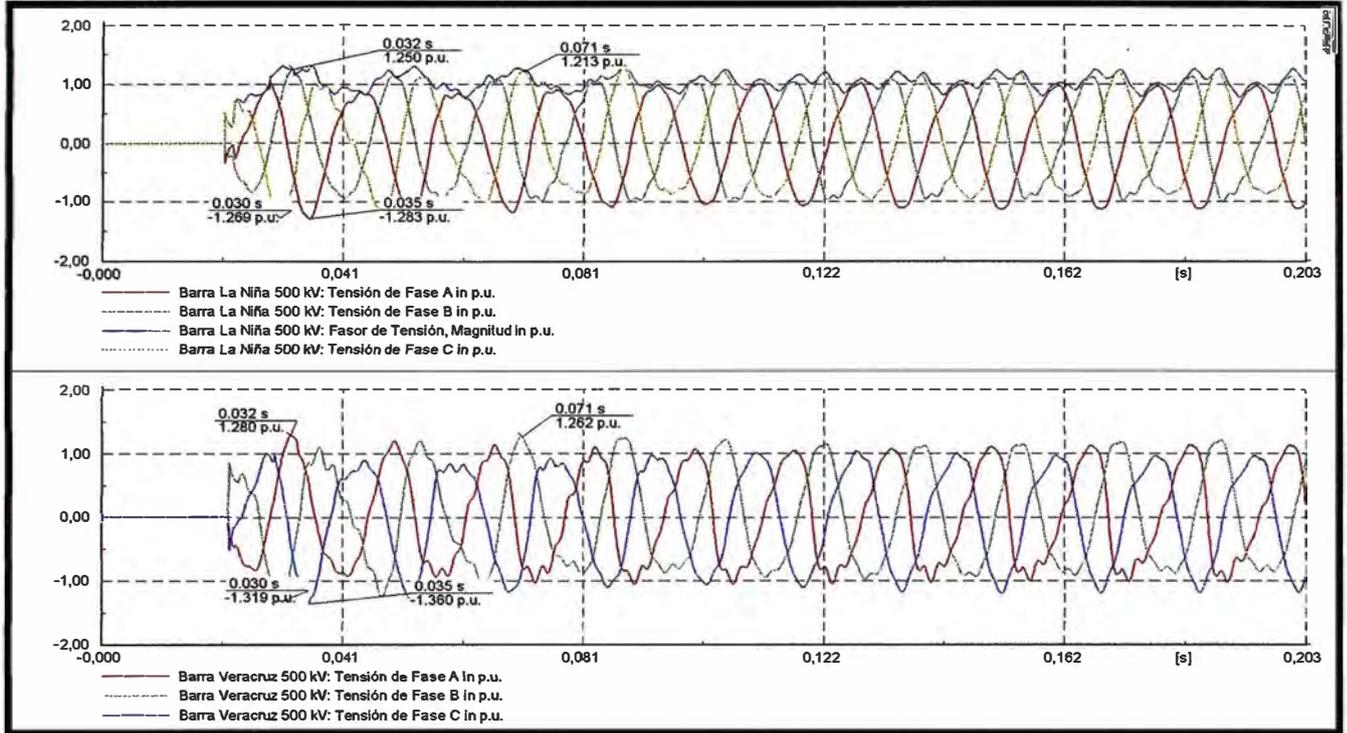


Fig. C.23 Sobre-tensión Fase C desde Extremo La Niña con resistencia de Pre-inserción

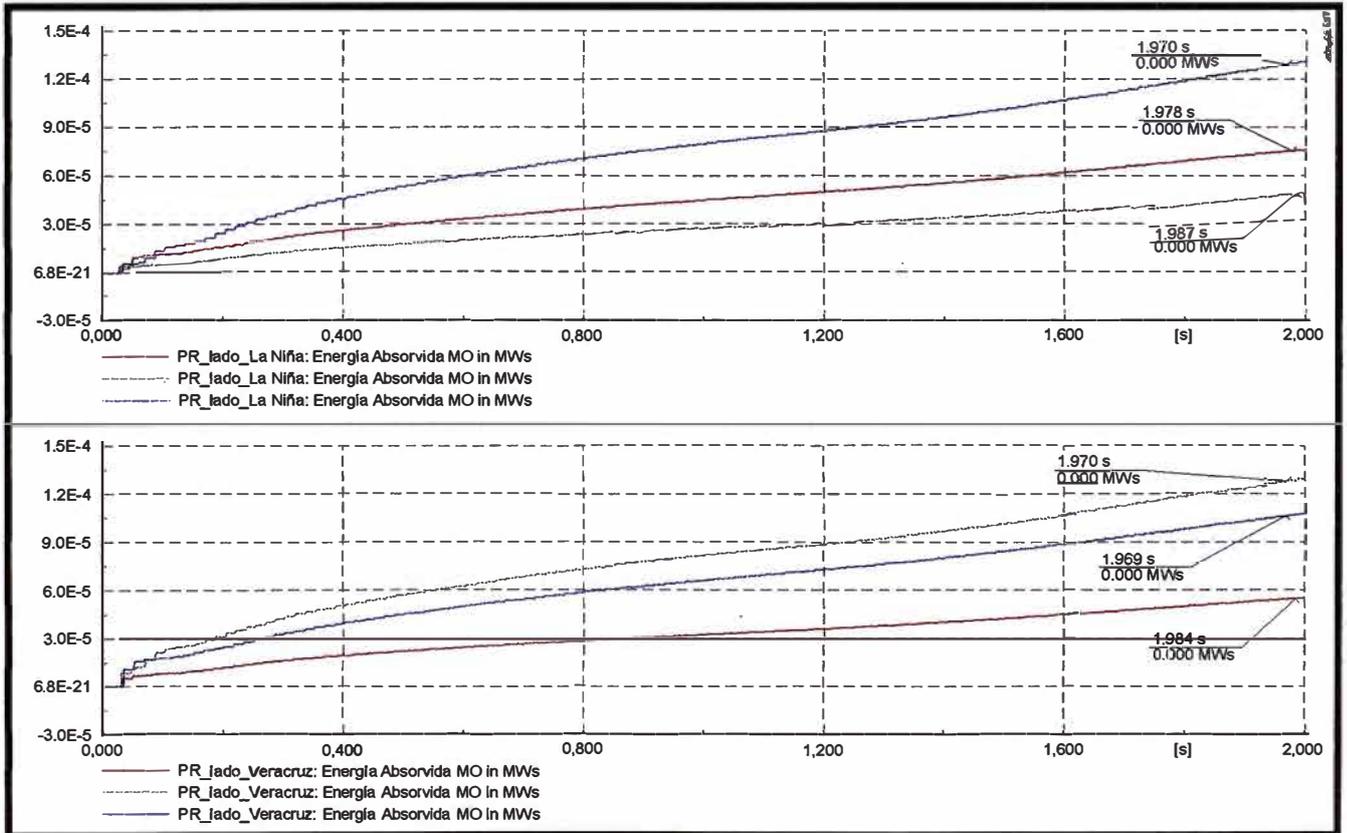
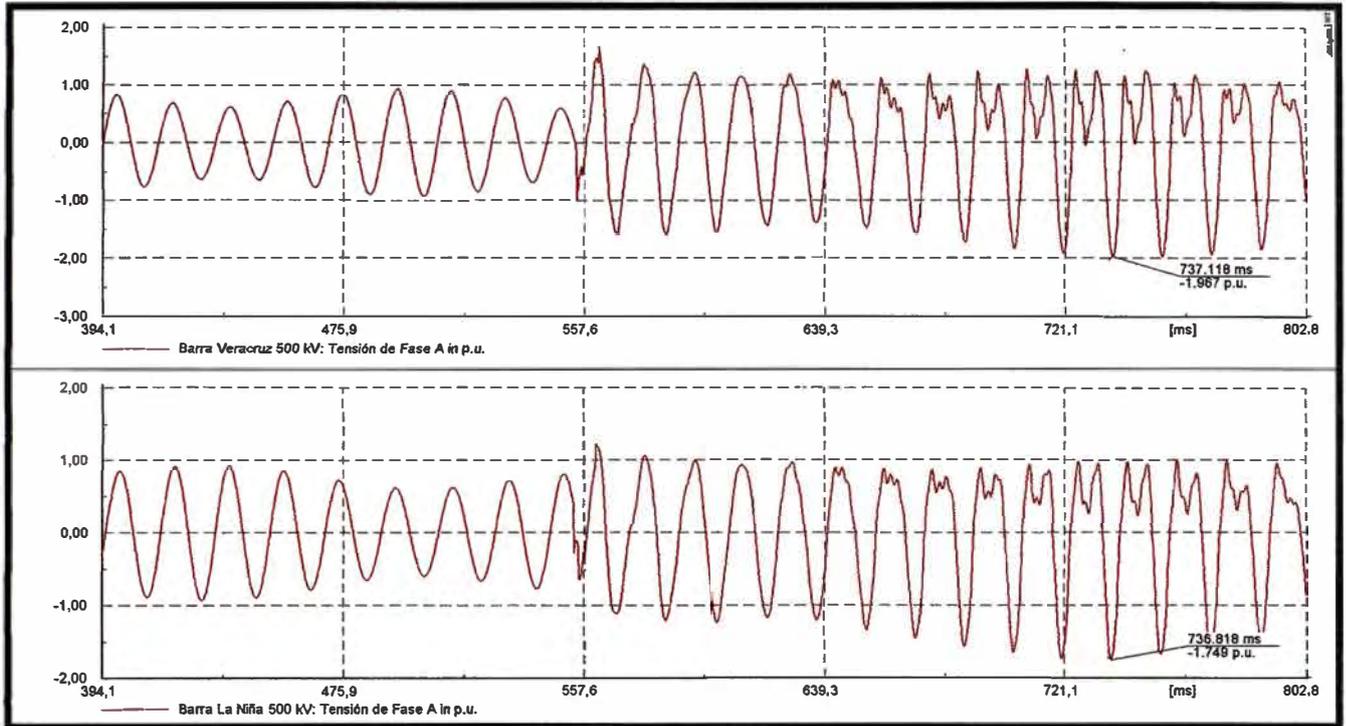
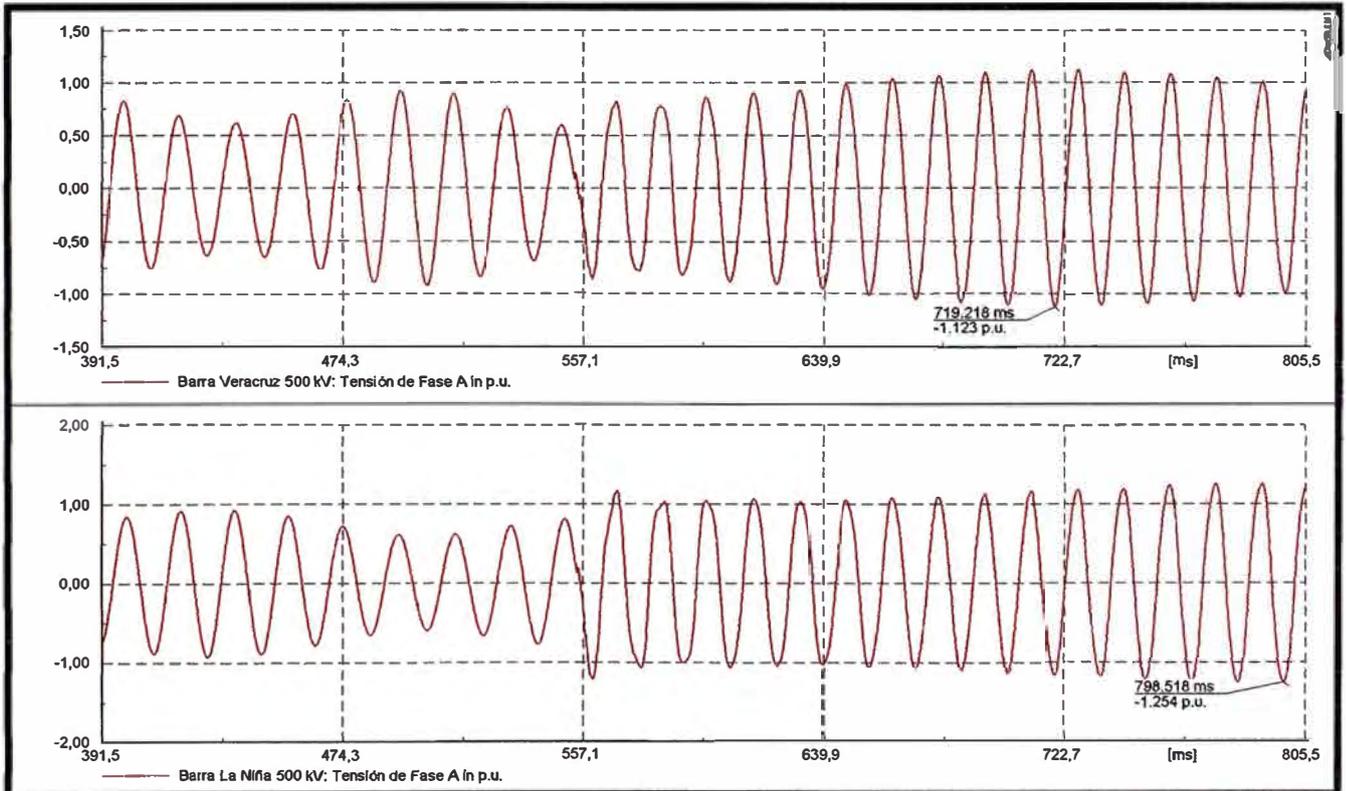


Fig. C.24 Energía en Pararrayos Fase C desde Extremo La Niña con resistencia de Pre-inserción

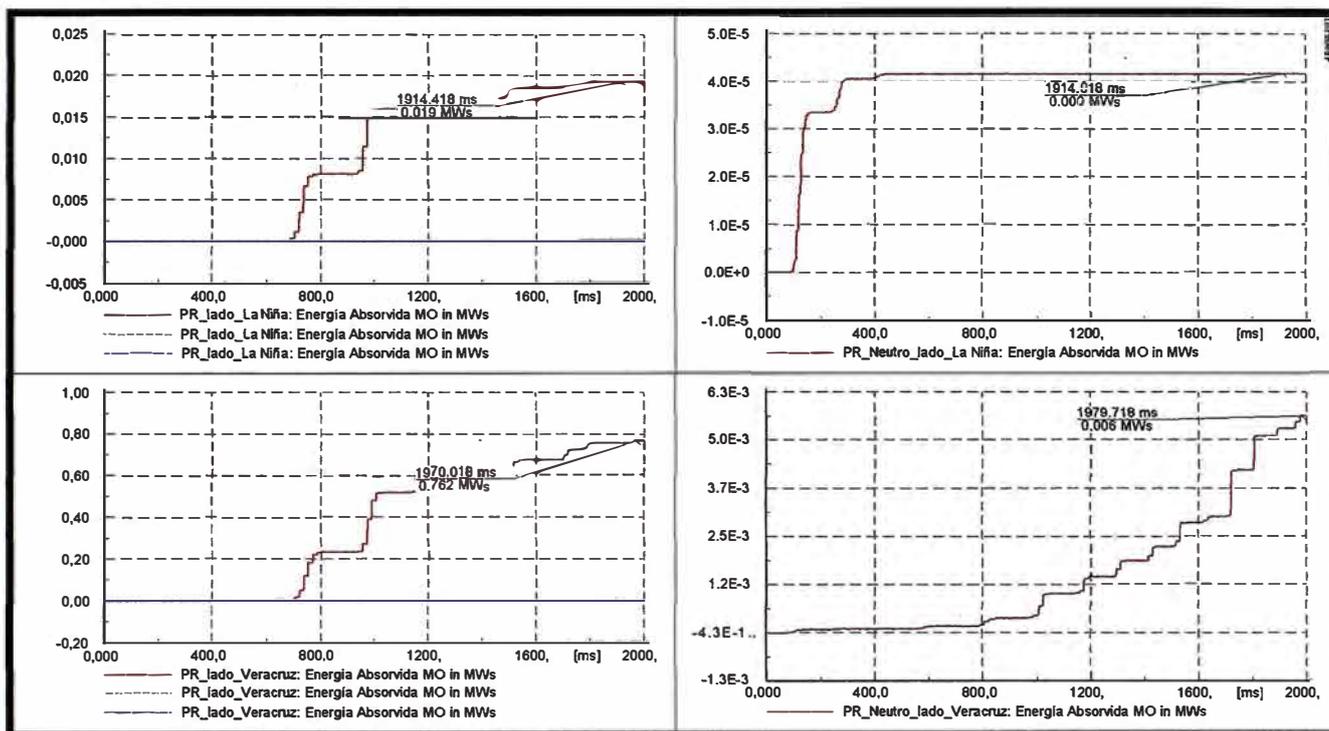
**ANEXO "D" SOBRETENSIONES DEBIDO A DE RECIERRES MONOPOLARES**



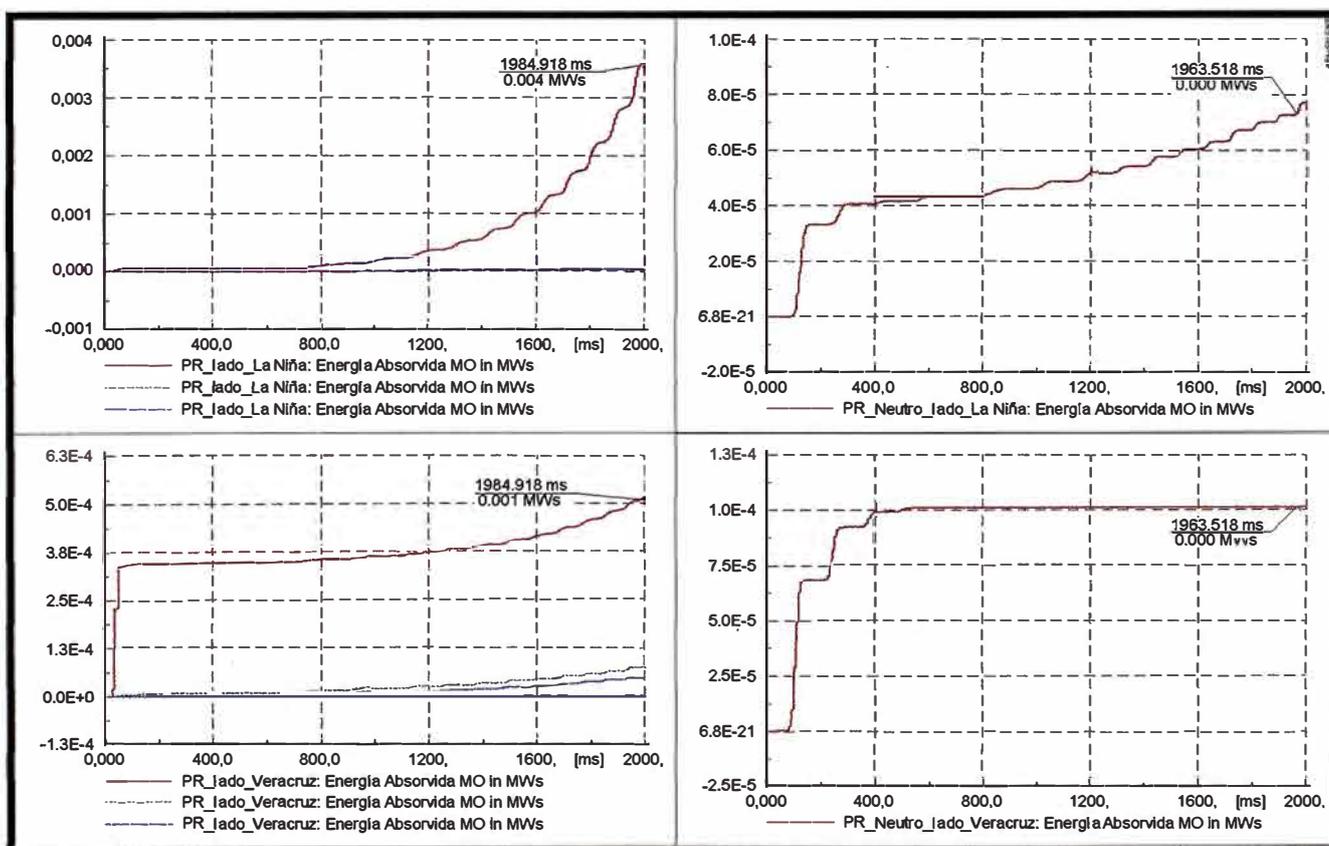
**Fig. D.1.** Tensión Recierre en Fase A con resistencia de Pre-inserción



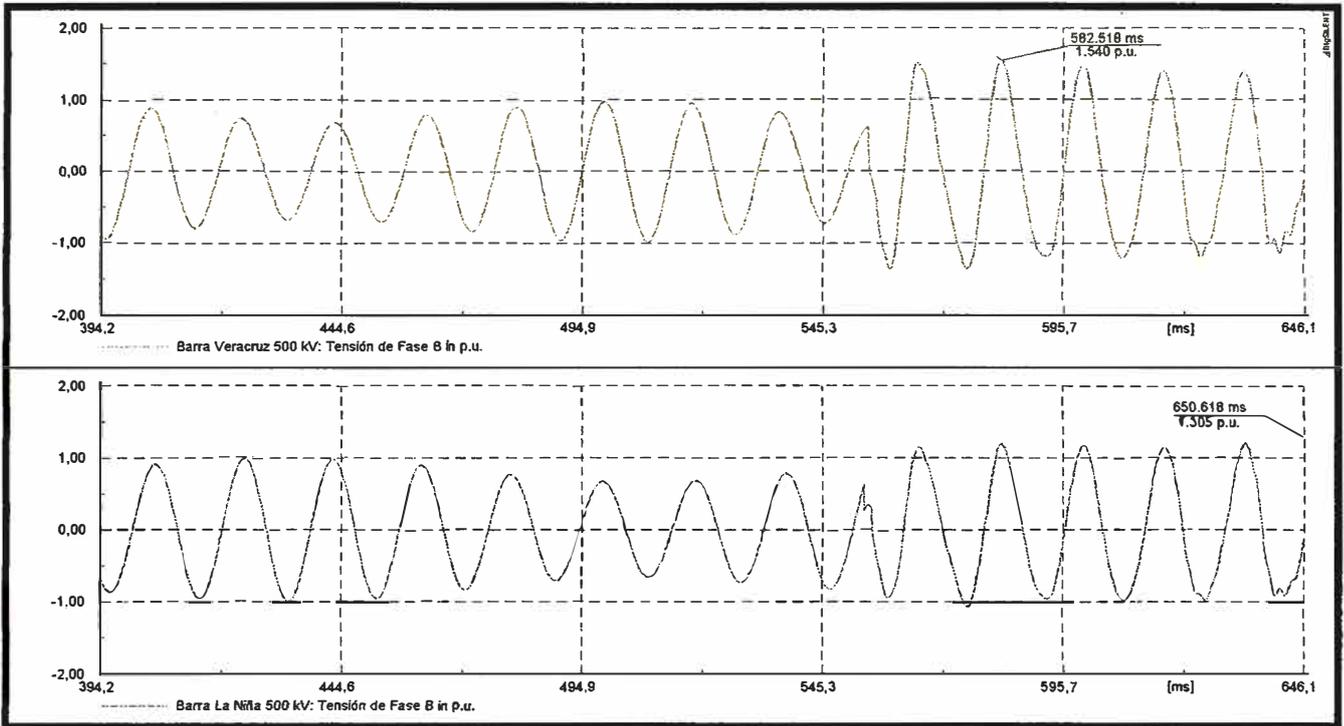
**Fig. D.2** Corriente Recierre en Fase A con resistencia de Pre-inserción



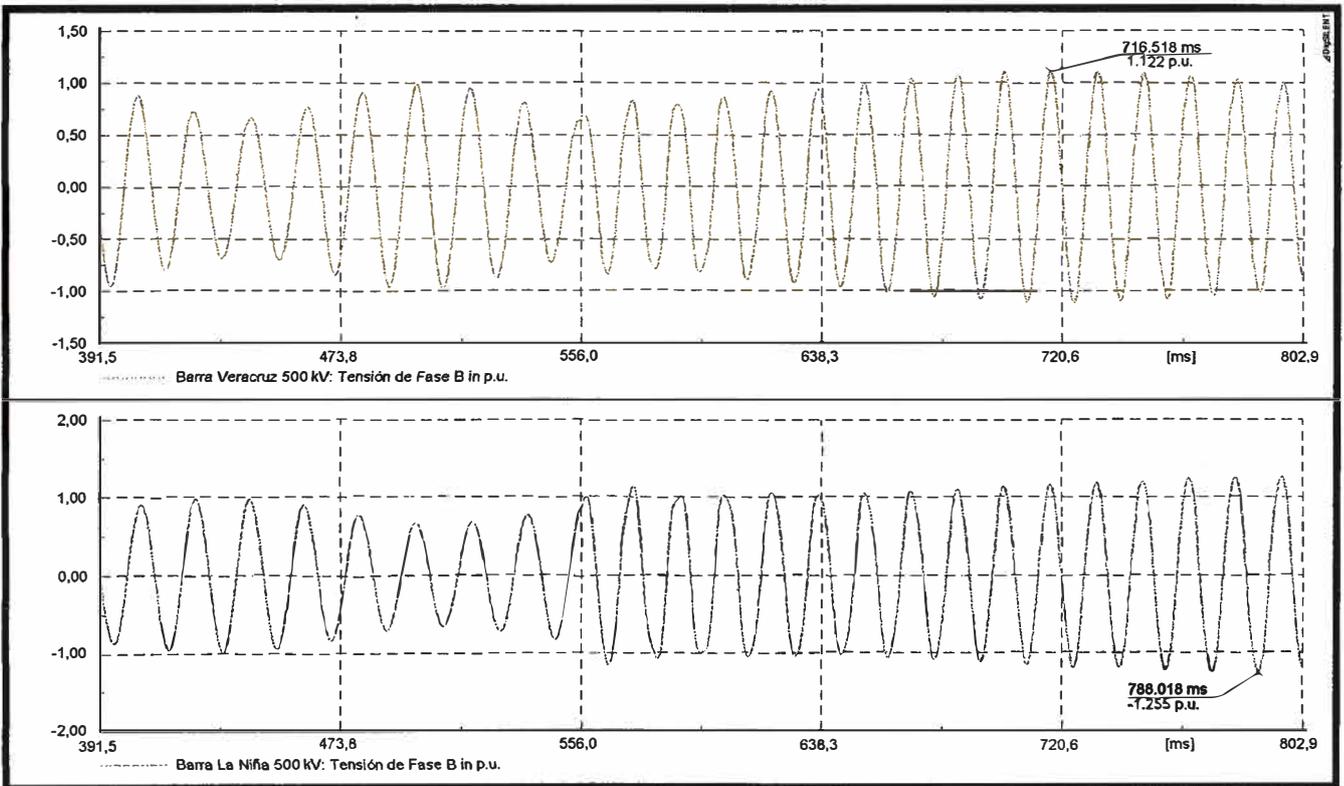
**Fig. D.3** Energía por Pararrayos Recierre en Fase A primera apertura en La Niña



**Fig. D.4** Energía por Pararrayos Recierre en Fase A primera apertura en CH 500kV



**Fig. D.5** Tensión Recierre en Fase B con resistencia de Pre-inserción



**Fig. D.6** Corriente Recierre en Fase B con resistencia de Pre-inserción

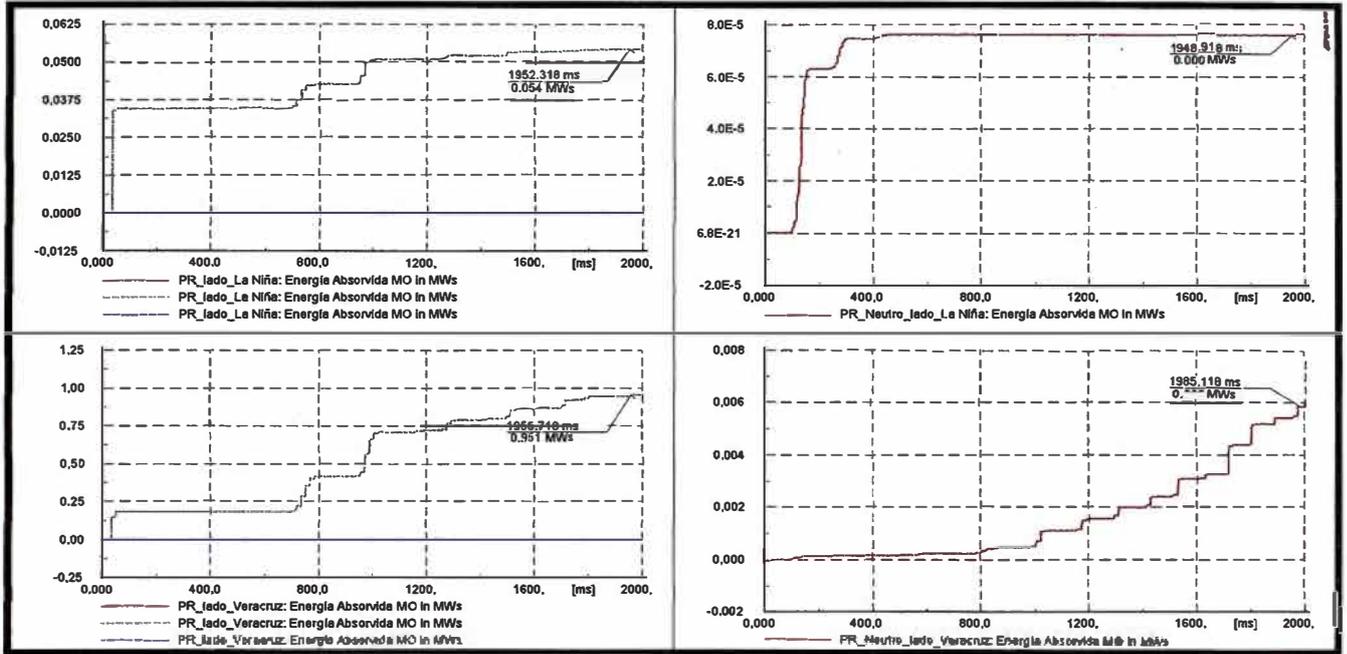


Fig. D.7 Energía por Pararrayos Recierre en Fase B primera apertura en La Niña

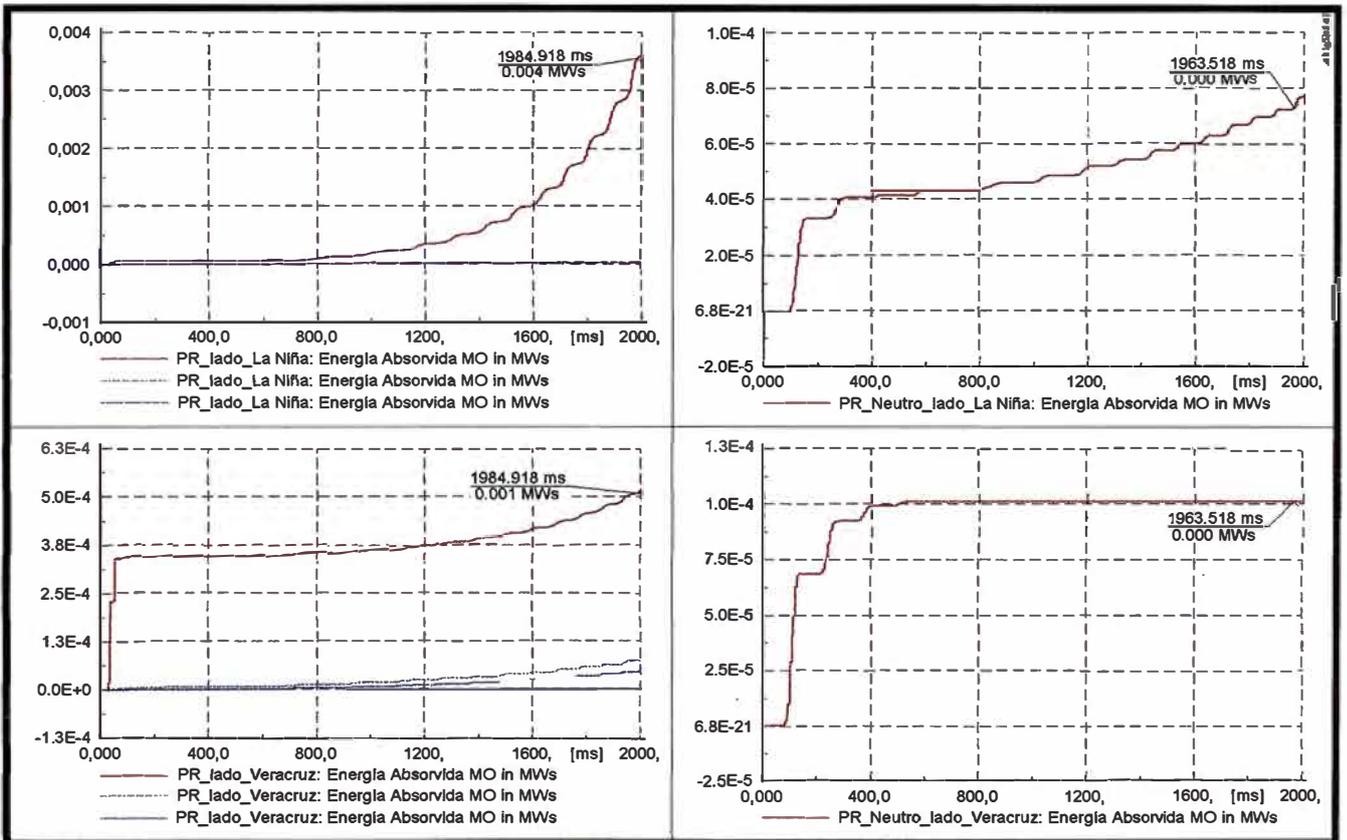
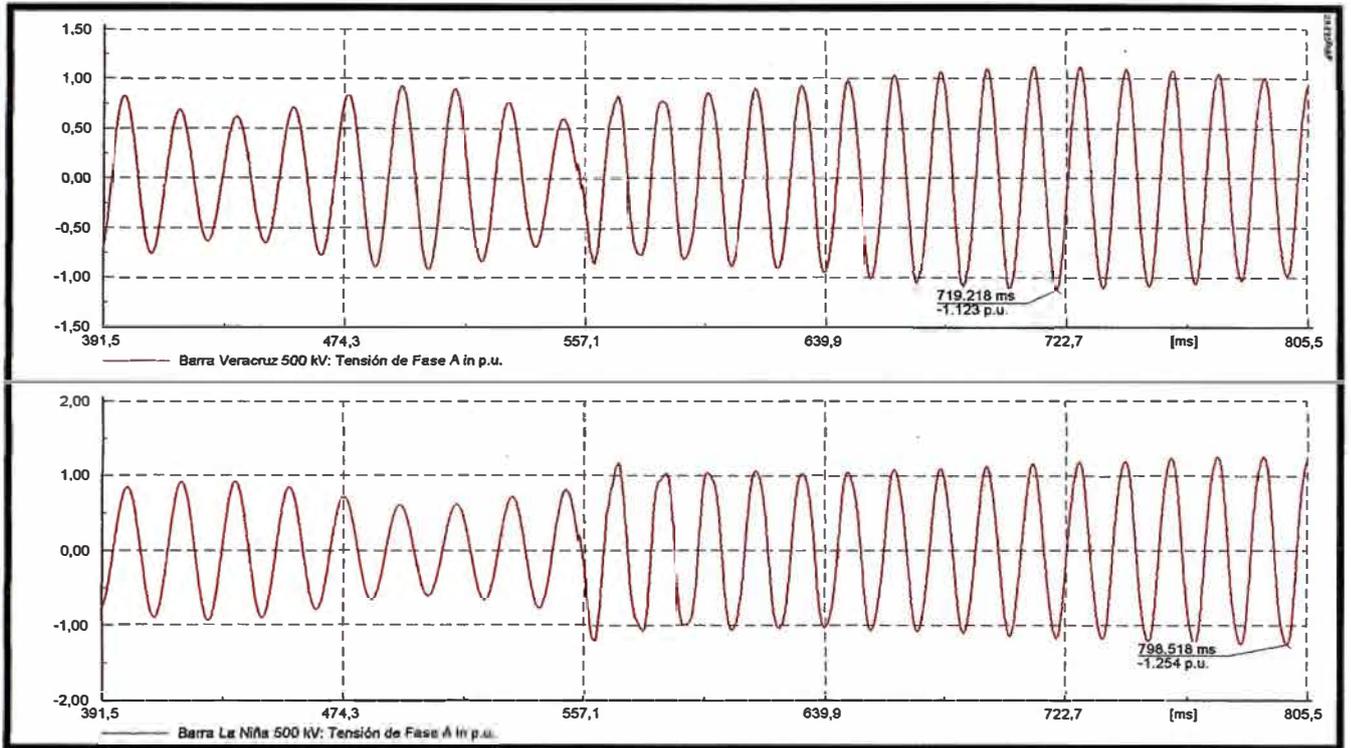
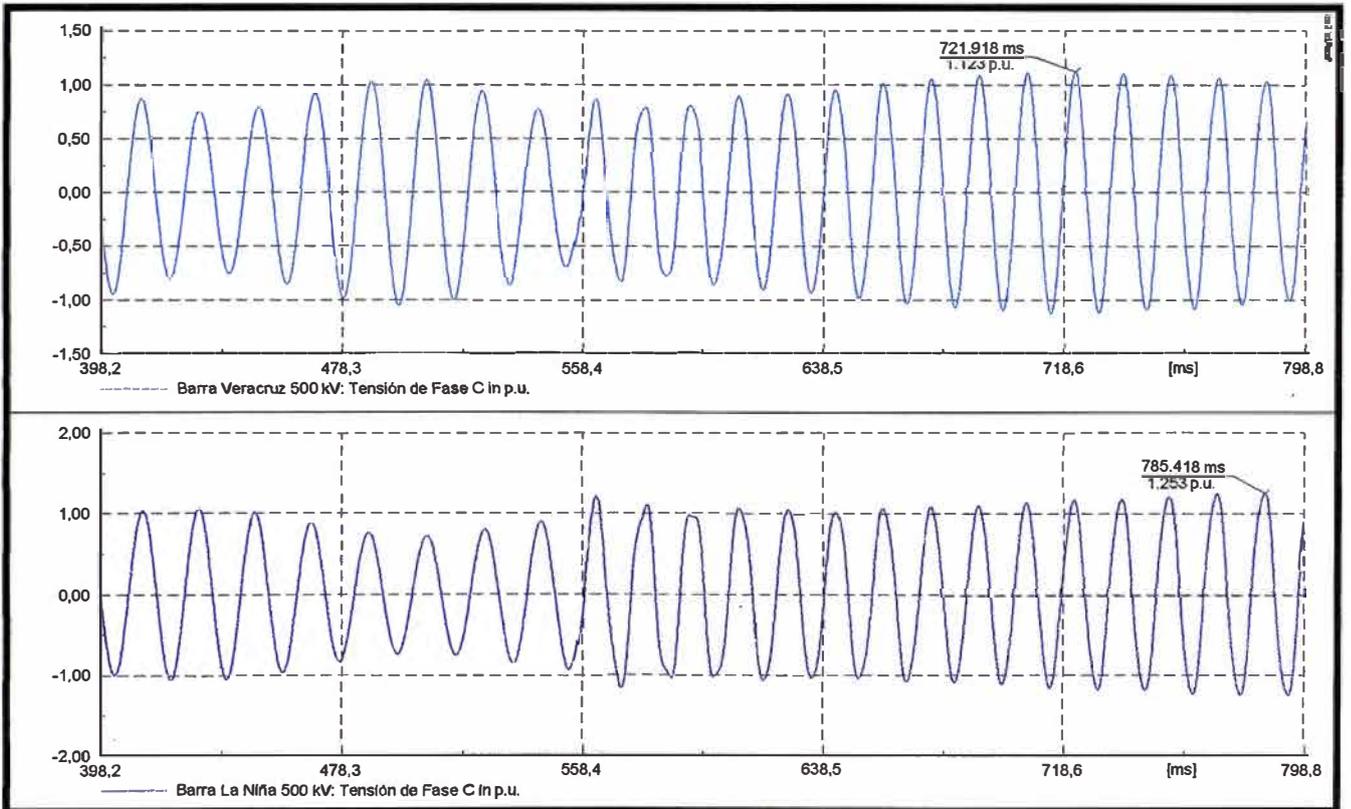


Fig. D.8 Energía por Pararrayos Recierre en Fase B primera apertura en Veracruz



**Fig. D.9** Tensión Recierre en Fase C con resistencia de Pre-inserción



**Fig. D.10** Corriente Recierre en Fase C con resistencia de Pre-inserción

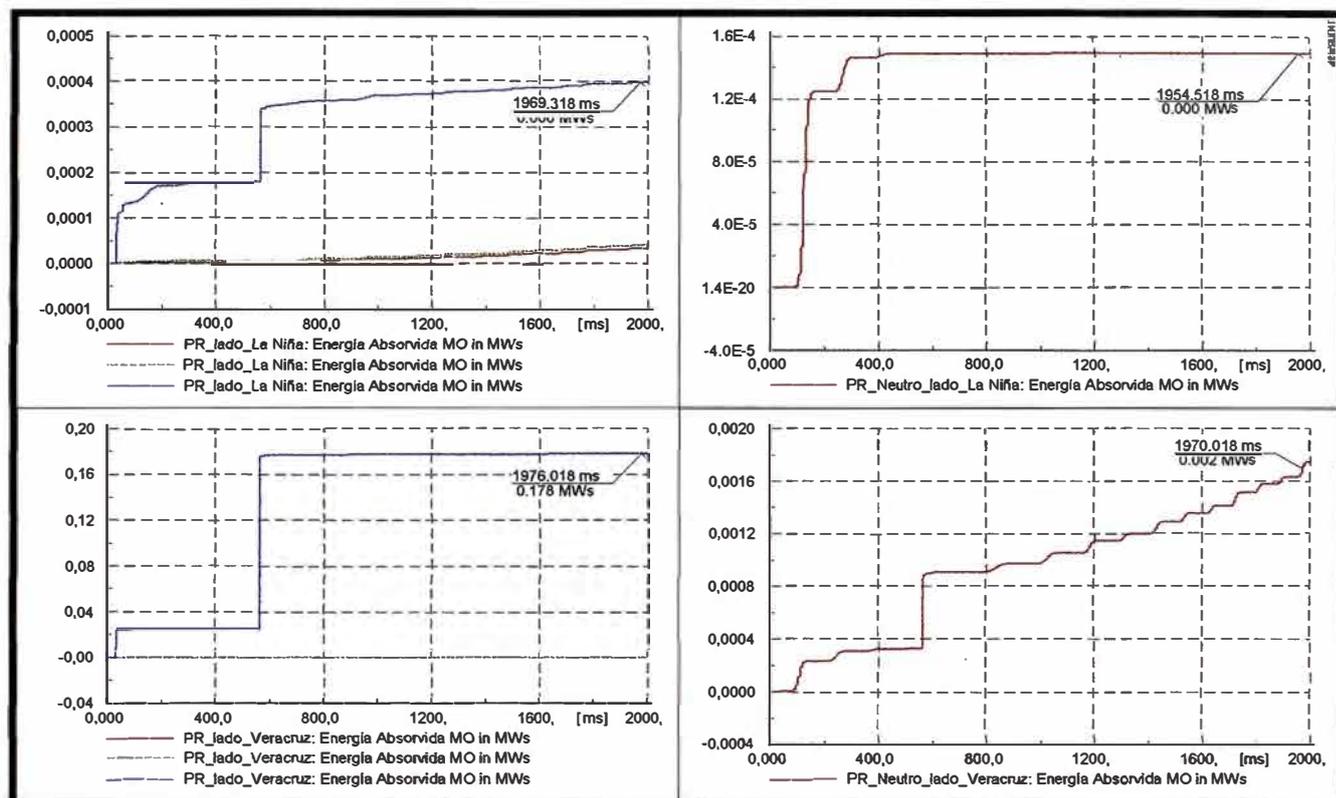


Fig. D.11 Energía por Pararrayos Recierre en Fase C primera apertura en La Niña

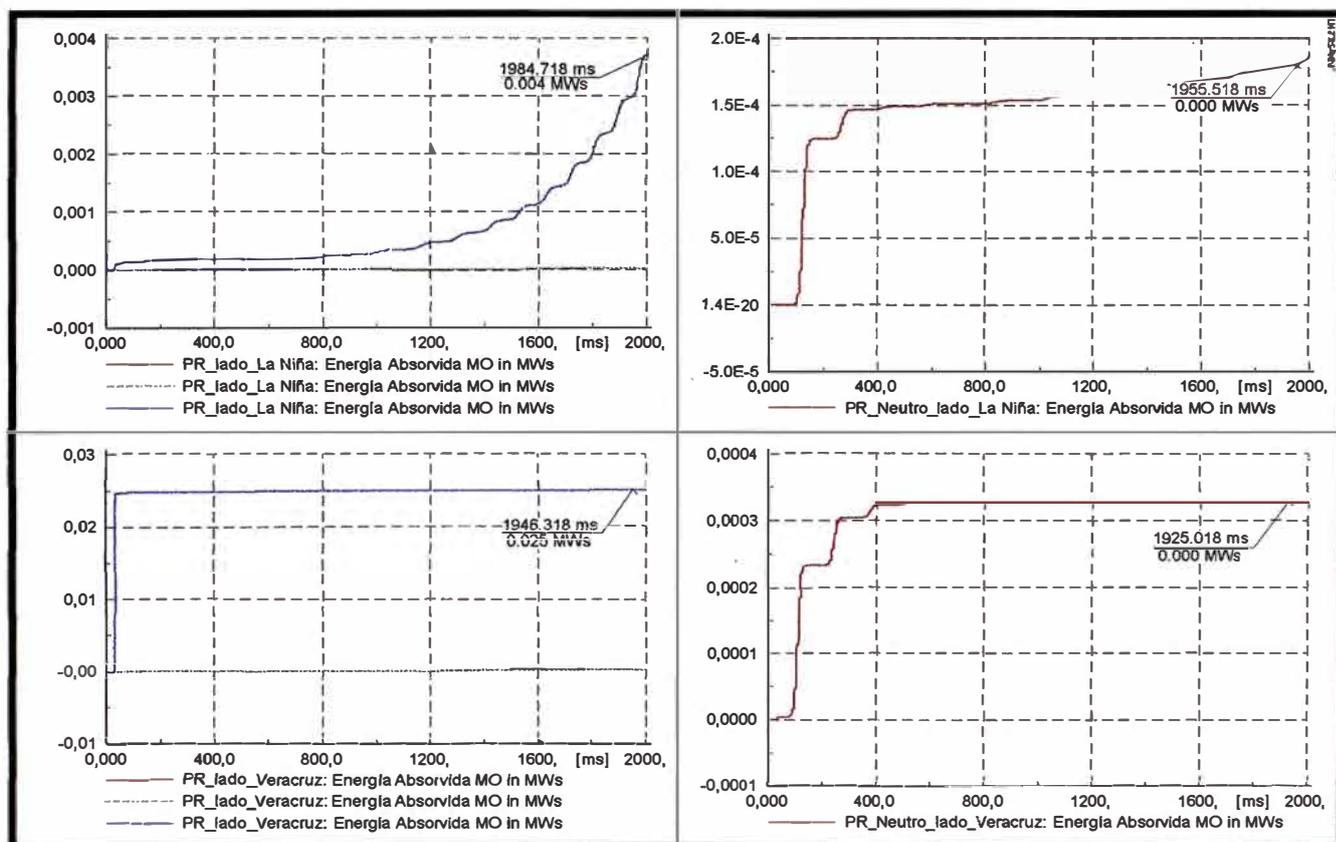


Fig. D.12 Energía por Pararrayos Recierre en Fase C primera apertura en Veracruz

**ANEXO "E" RESULTADOS DE EXTINCIÓN DE ARCO SECUNDARIO**

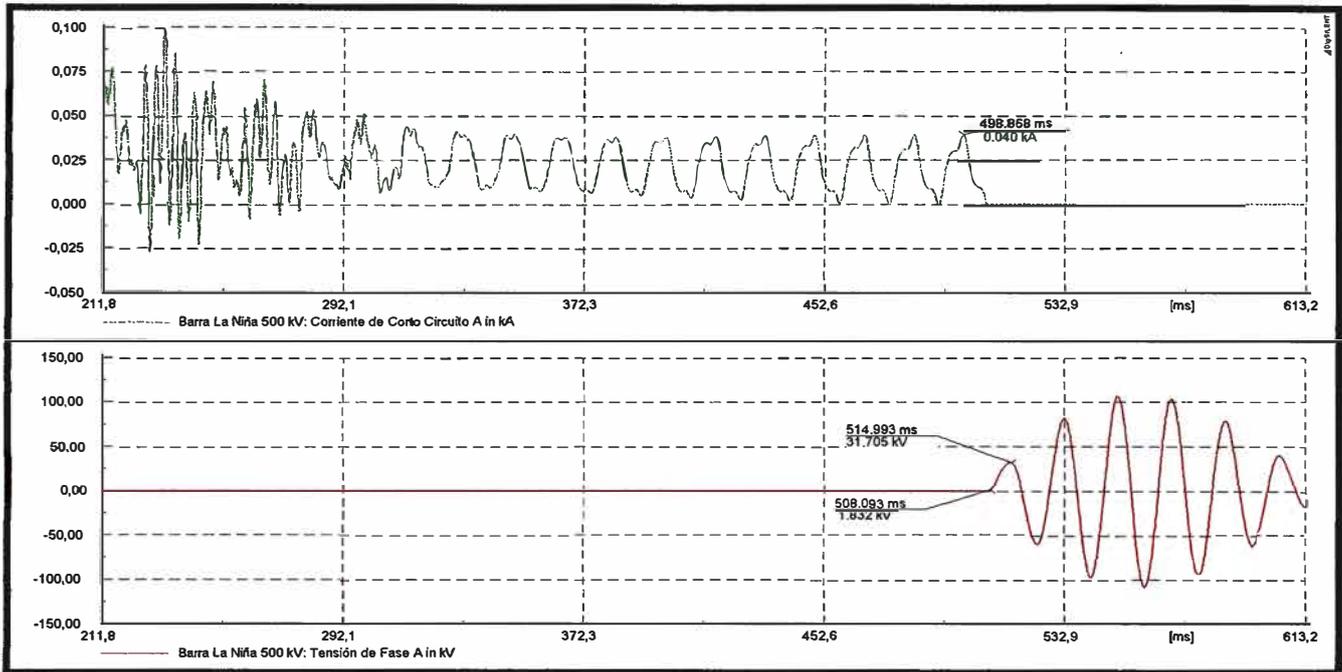


Fig. E.1 Tensión y Corriente CC1F-fase A extremo La Niña y apertura con tensión cero

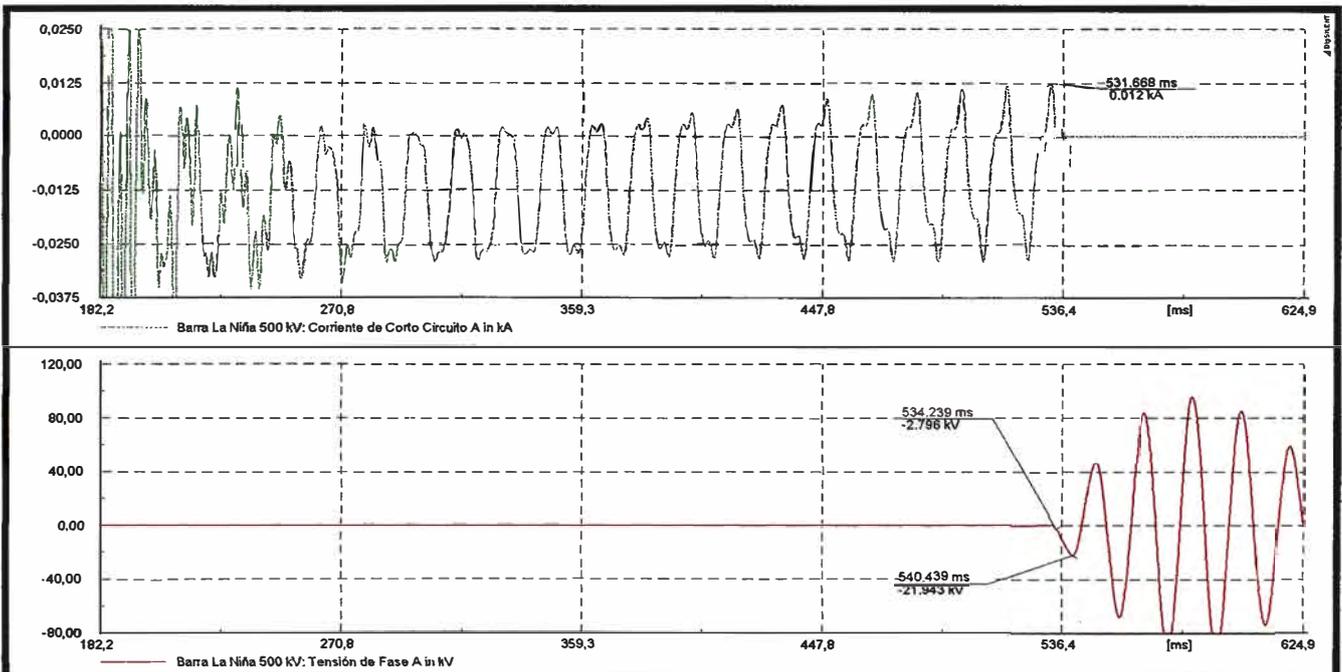


Fig. E.2 Tensión y Corriente CC1F-fase A extremo La Niña y apertura con tensión máxima

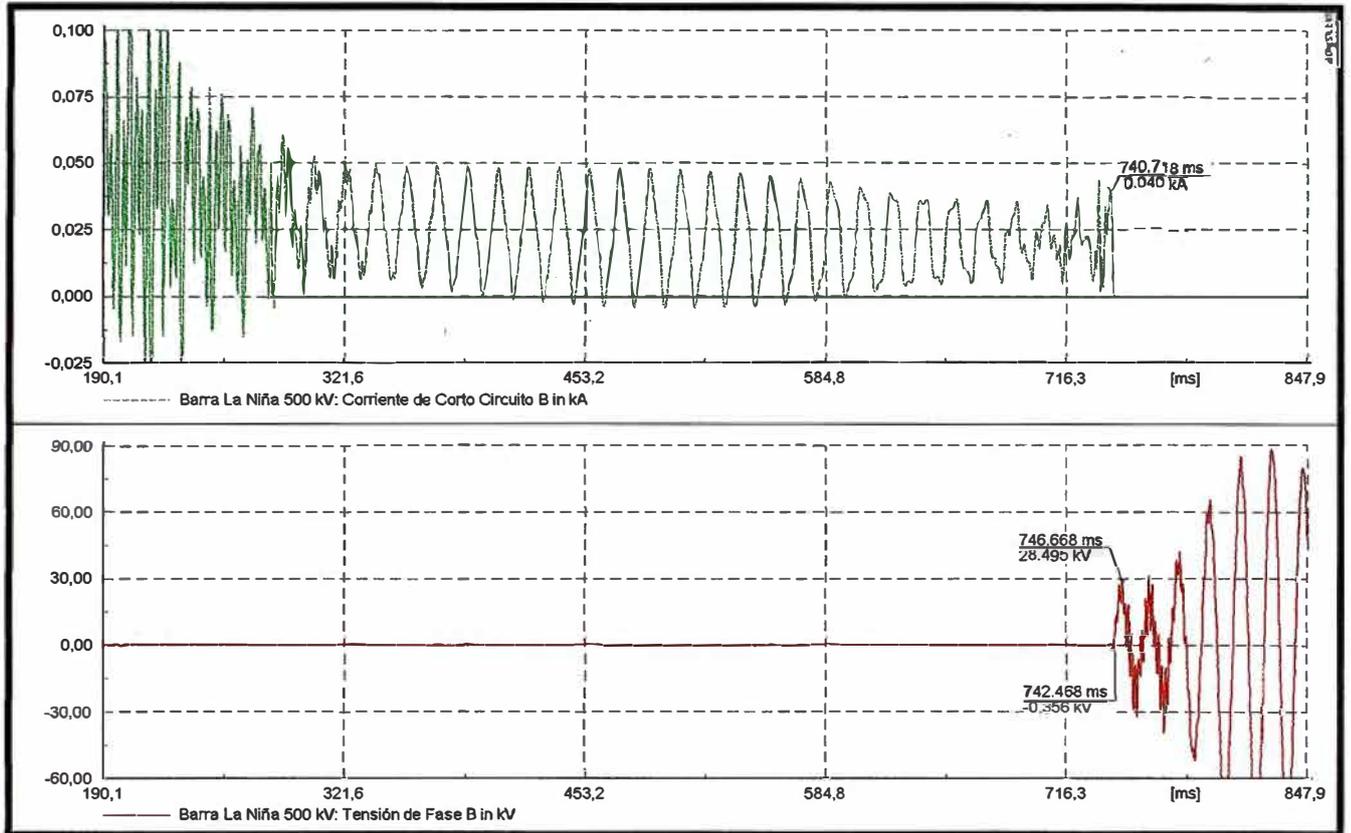


Fig. E.3 Tensión y Corriente CC1F-fase B extremo La Niña y apertura con tensión cero

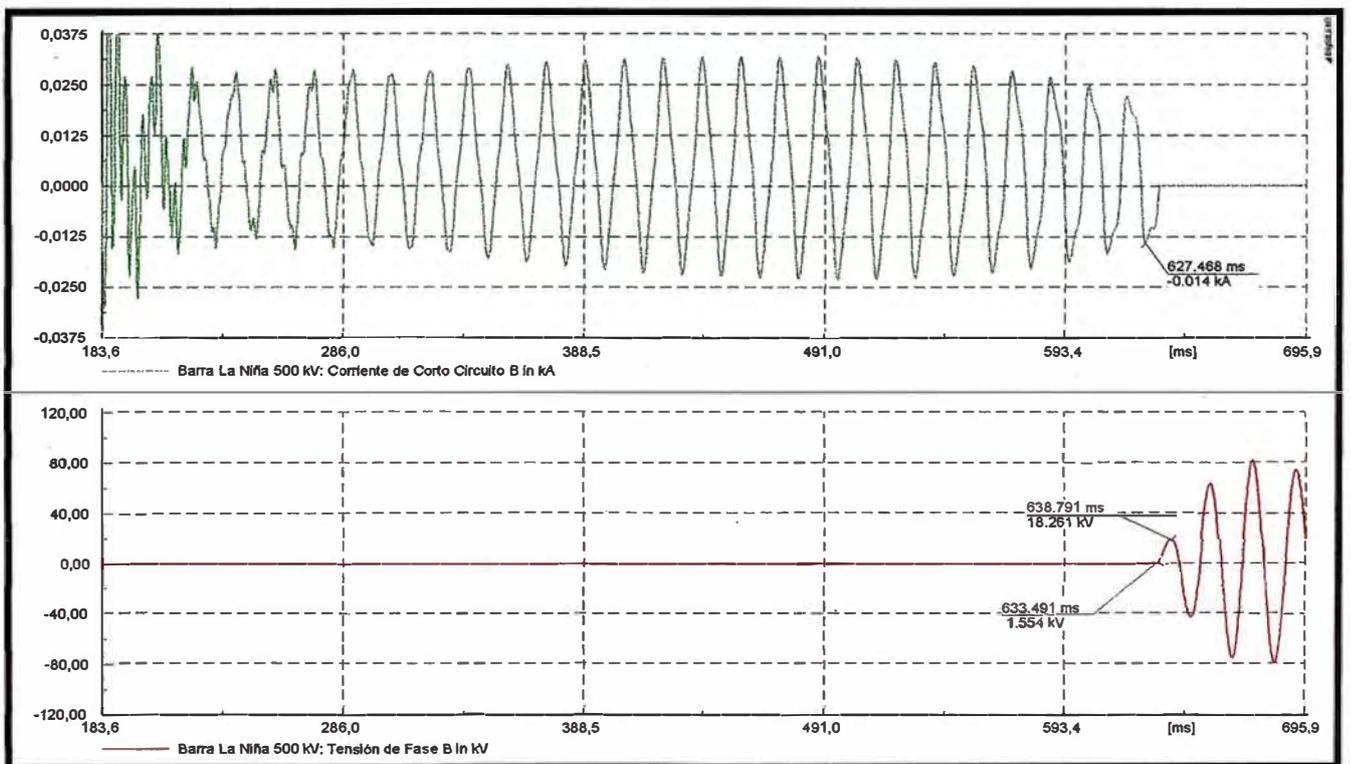
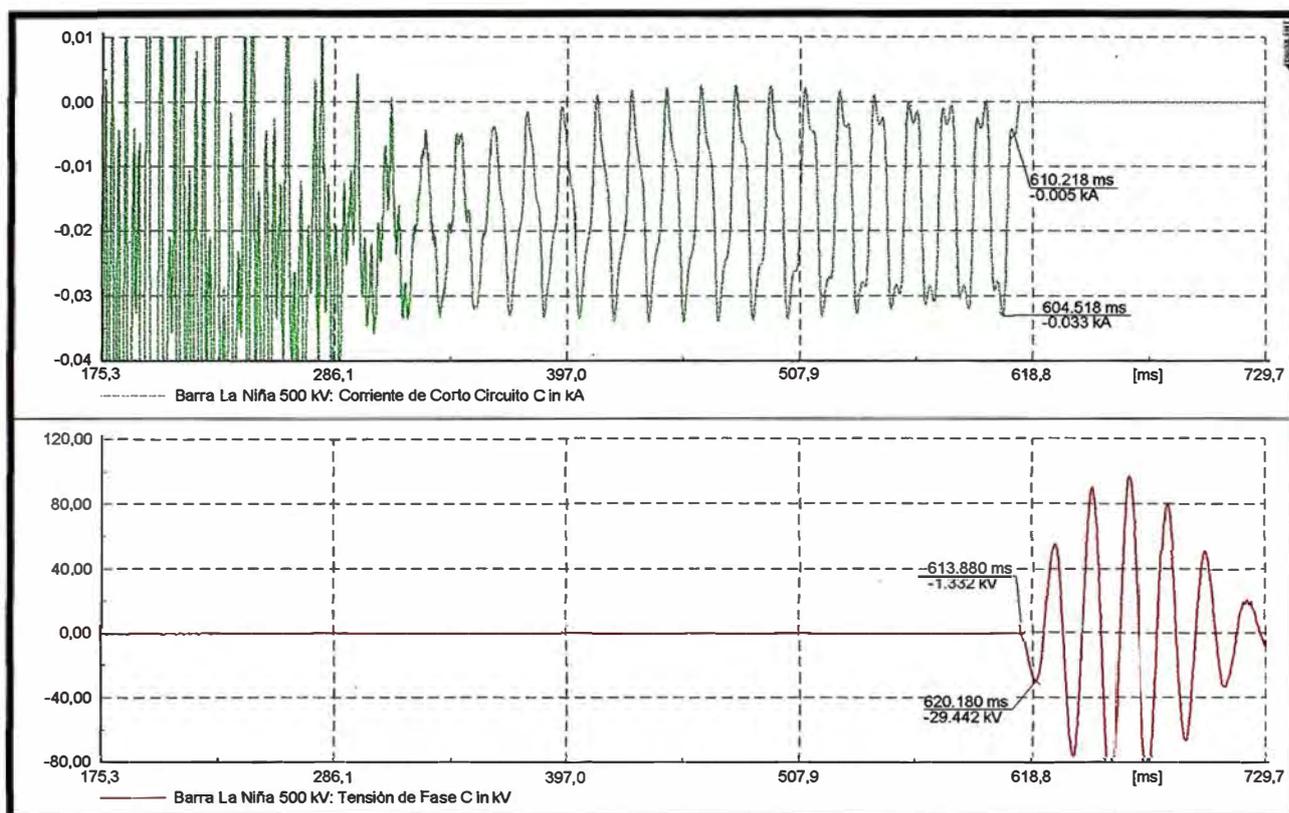
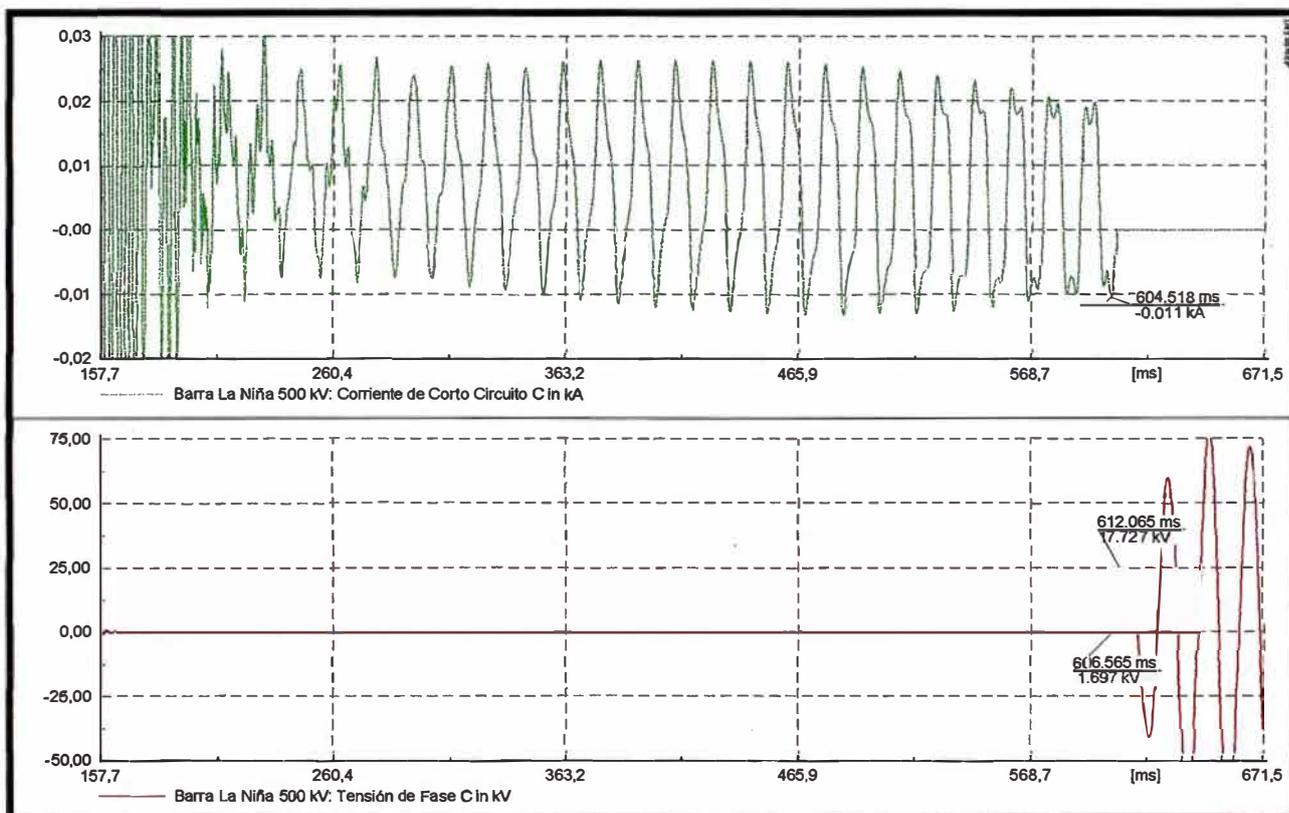


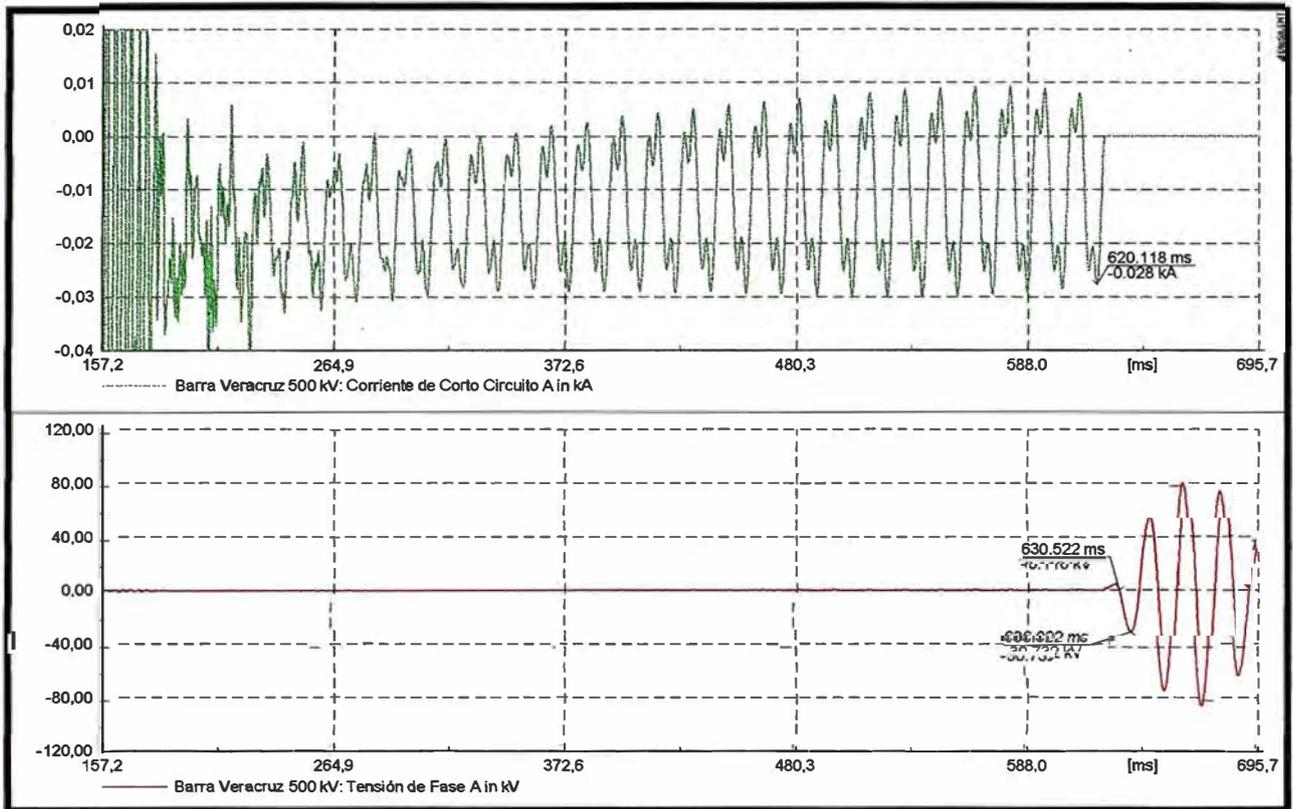
Fig. E.4 Tensión y Corriente CC1F-fase B extremo La Niña y apertura con tensión máxima



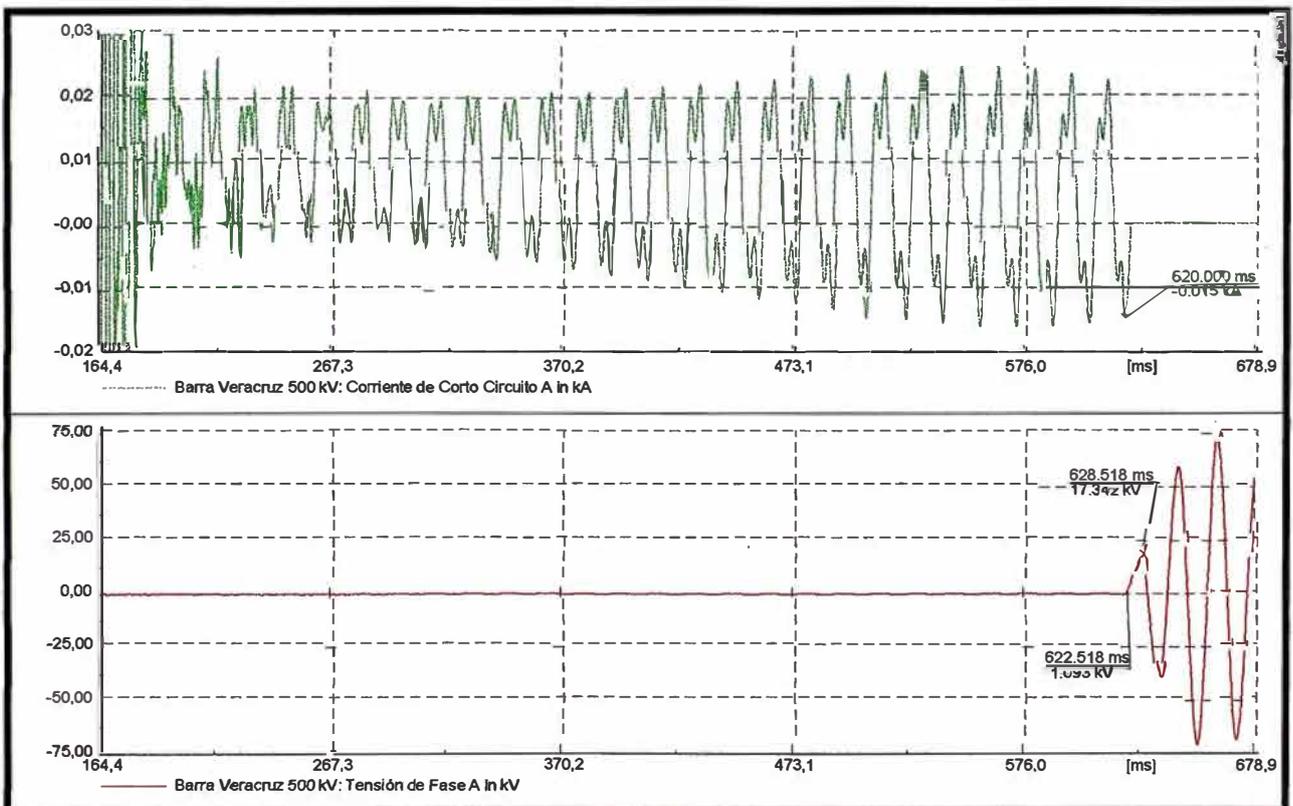
**Fig. E.5** Tensión y Corriente CC1F-fase C extremo La Niña y apertura con tensión cero



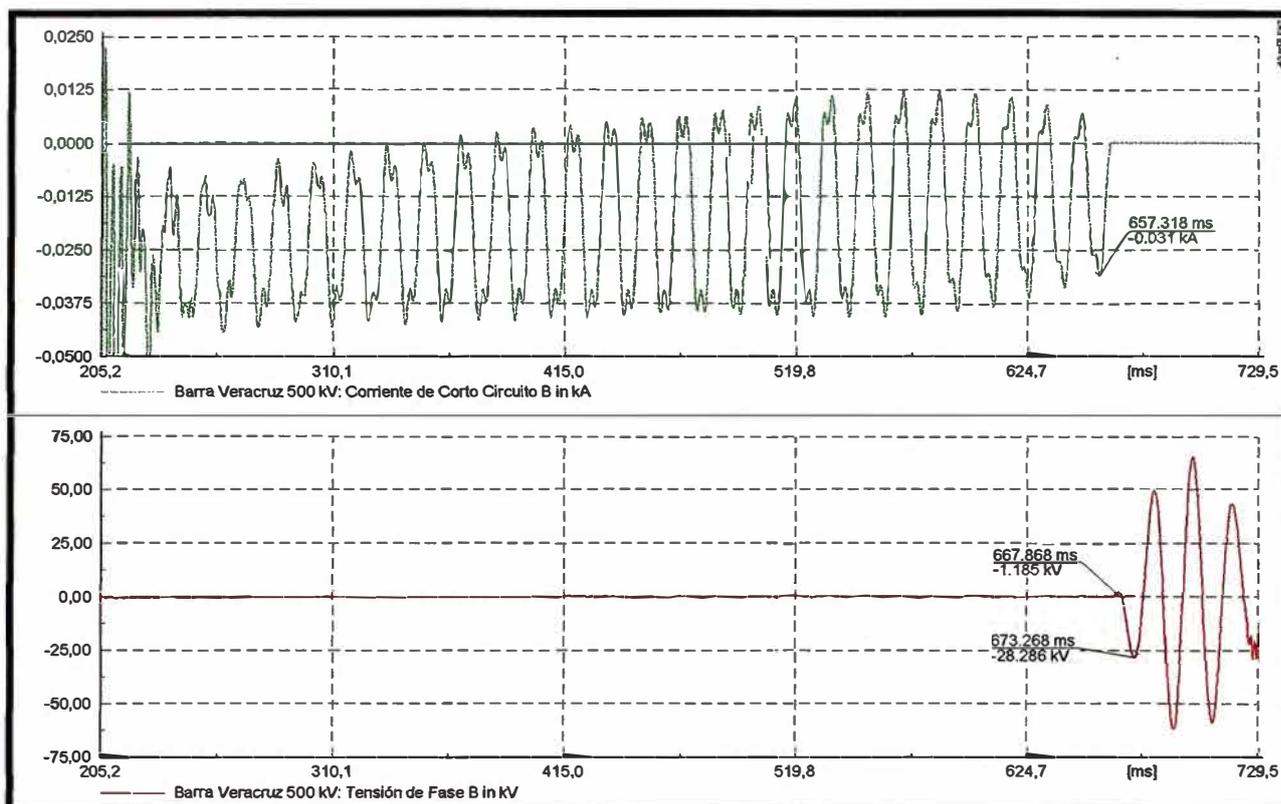
**Fig. E.6** Tensión y Corriente CC1F-fase C extremo La Niña y apertura con tensión máxima



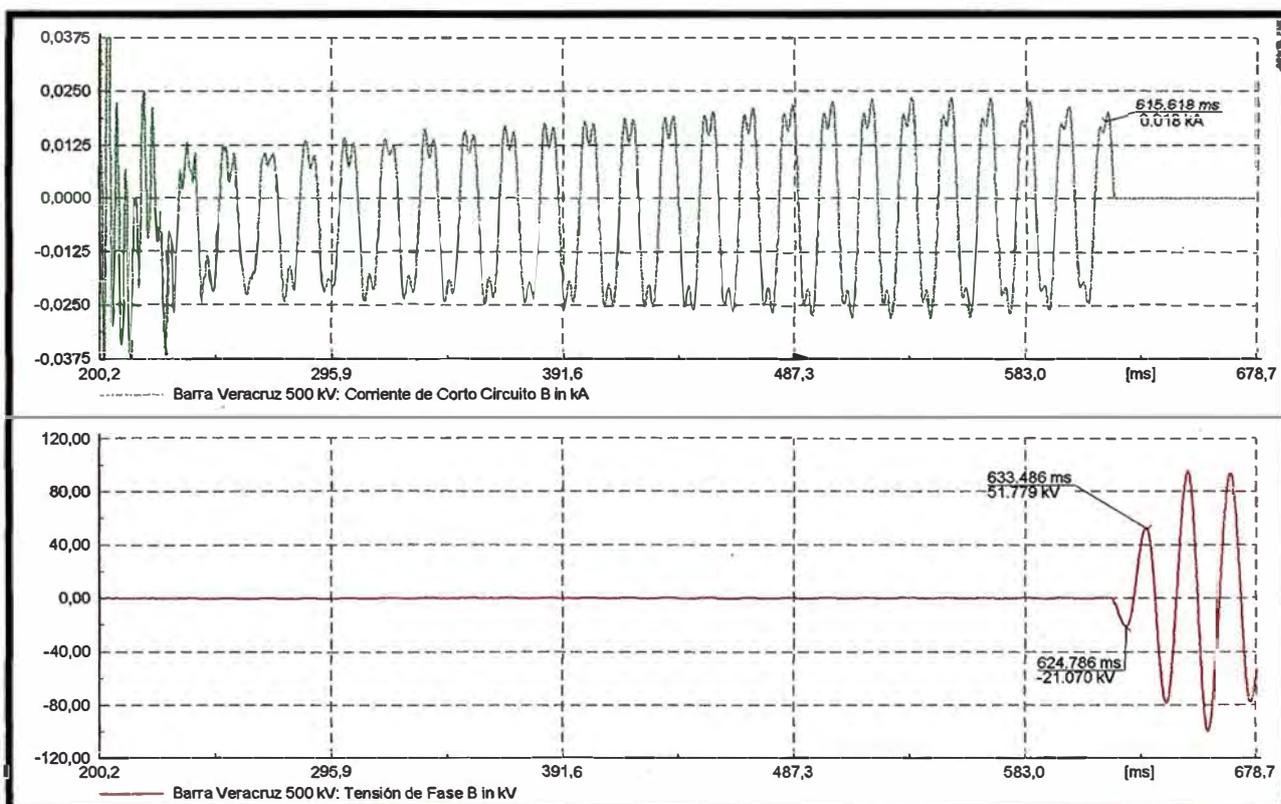
**Fig. E.7** Tensión y Corriente CC1F-fase A extremo Veracruz y apertura con tensión cero



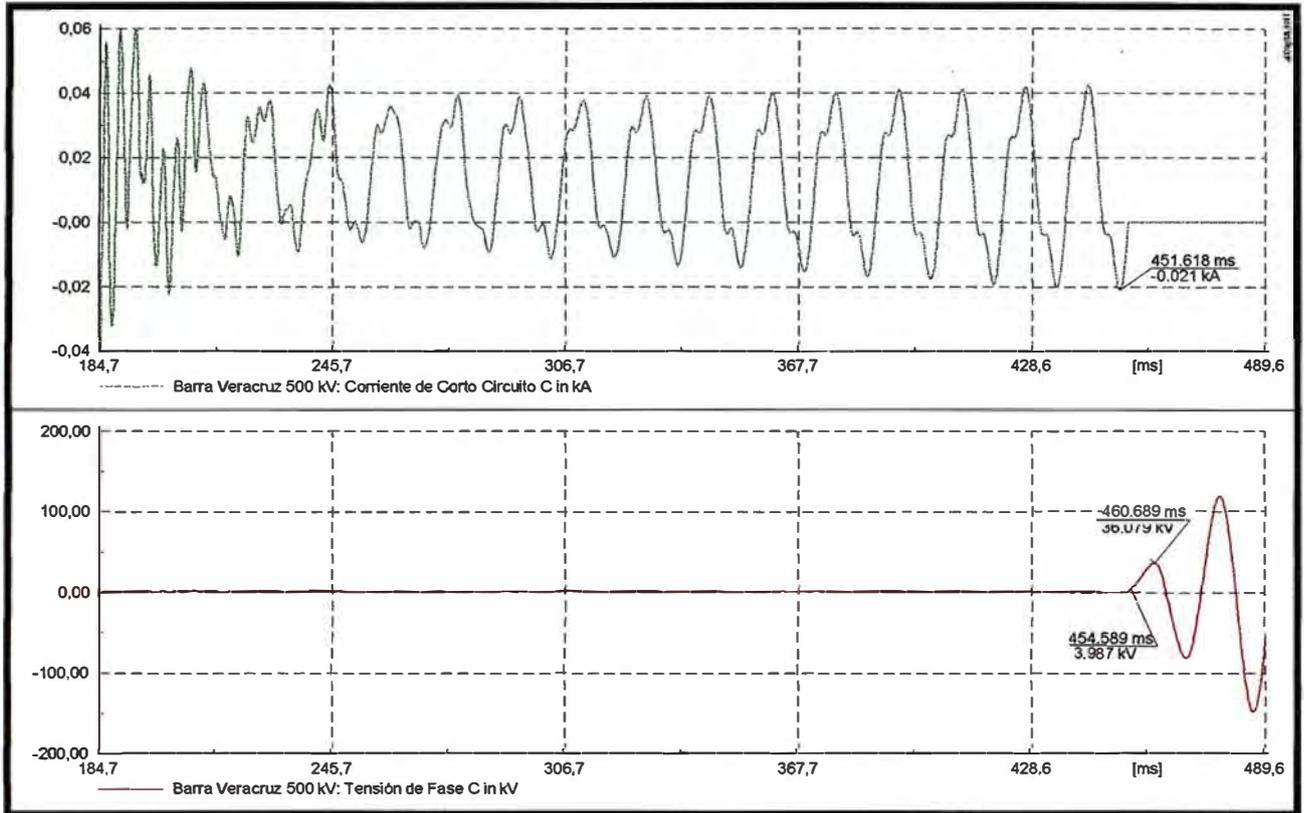
**Fig. E.8** Tensión y Corriente CC1F-fase A extremo Veracruz y apertura con tensión máxima



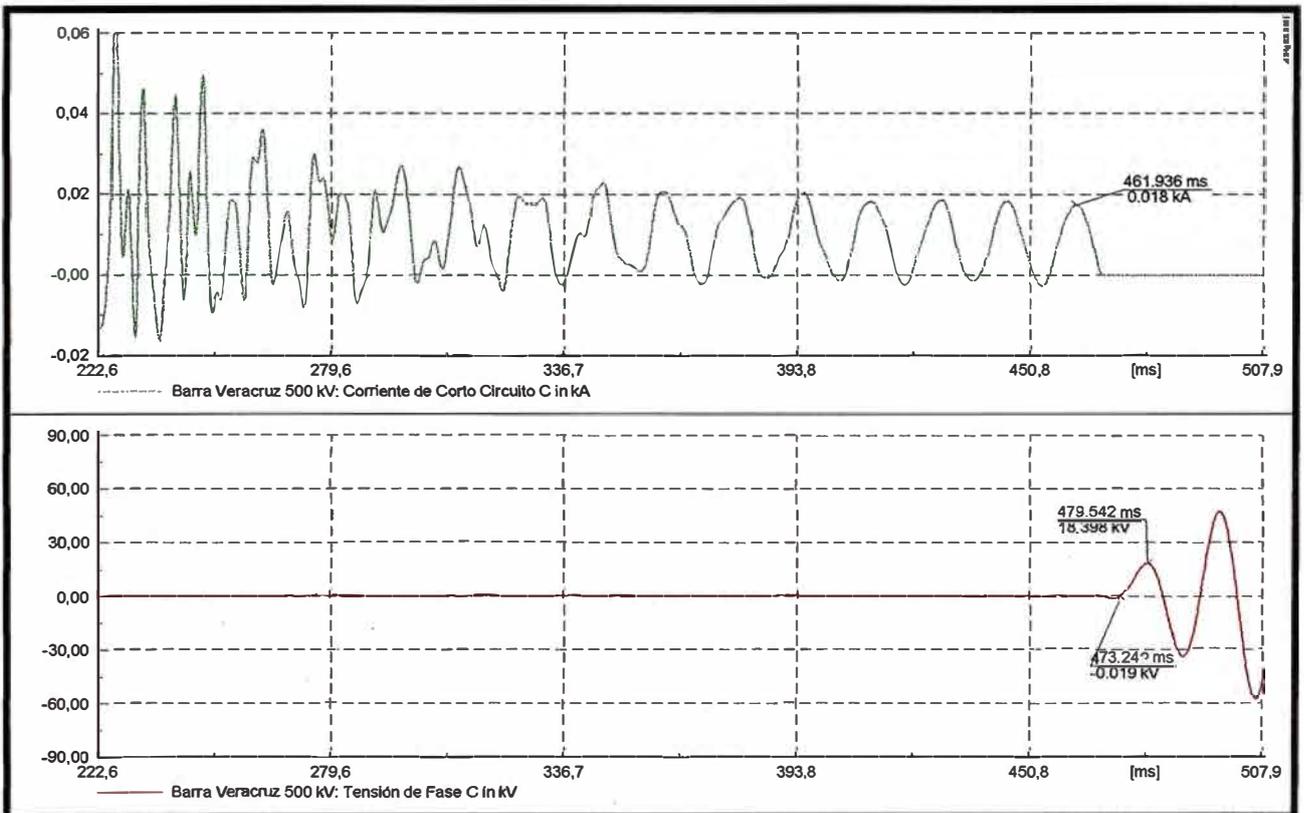
**Fig. E.9** Tensión y Corriente CC1F-fase B extremo Veracruz y apertura con tensión cero



**Fig. E.10** Tensión y Corriente CC1F-fase B extremo Veracruz y apertura con tensión máxima



**Fig. E.11** Tensión y Corriente CC1F-fase C extremo Veracruz y apertura con tensión cero



**Fig. E.12** Tensión y Corriente CC1F-fase C extremo Veracruz y apertura con tensión máxima

## BIBLIOGRAFIA

- [1] COES. “Procedimiento PR20. Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, ítem 3.3.3 Equipamiento de Subestaciones. 2013.
- [2] G. Calzolari y C. Saldaña. “Estudios eléctricos de la línea de transmisión San Carlos - - Melo para la interconexión Uruguay – Brasil en 500kV”. XIII ERIAC-CIGRE (Páginas 2-3). 2009.
- [3] G. Calzolari y C. Saldaña. “Análisis de la incorporación de un banco de reactores en la estación Las Brujas 500 kV como consecuencia de la autoexcitación de la central térmica Punta del Tigre”. IEEE (Páginas 1-5).
- [4] Johan Jager y Ernesto Vazquez Martinez . “Arcing faults characterization using wavelet transform with special focus on auto-reclosure of transmission lines”. Revista Ingenieros Vol. X N°37 (Páginas 2-3). 2007.
- [5] B.L. Avent y D.F. Peelo . “Application of 500kV circuit breakers on transmission line with MOV protected series capacitor bank”. CIGRE (Páginas 2-4). 2002.
- [6] Himanshu Bahirat y Muhammad . “Effects of Transient Recovery Voltages on Circuits Breaker Ratings”. Course EE5220 Power System Transients (Páginas 5-7/10-13). 2008.
- [7] Behzad Sedaghat y Majid Esmi . “Evaluation of Switching Over Voltages on High Voltage circuit breakers 440kV”. International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol.4, N°.2 (Página 3). 2012.
- [8] M. Mohammadi y R. Ebrahimi. “Analysis of Transient Recovery Voltage in Transmission Lines Compensated with Tpcs-tcsc Considering Accurate Model of Transformer & Generator”. Australian Journal of Basic and Applied (Páginas 3-4). 2011.
- [9] Marco Polo Pereira . “Ressonância e Ferrorressonância em Sistemas Elétricos”, Furnas Centrais Elétricas, Brasil Departamento de Planejamento de Transmissão Rua Real Grandeza (Paginas 3-4).