

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRETENSION DEL ÁREA  
NORTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**YOFRE JACOME DEPAZ**

**PROMOCIÓN**

**1998 – I**

**LIMA – PERÚ**

**2007**

**COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE  
SOBRETENSION DEL ÁREA NORTE DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)**

## **AGRADECIMIENTOS**

Debo expresar mi gratitud:

**A mis padres y hermanos que me apoyaron en todo momento, durante el periodo de estudio en la universidad.**

**A todas aquellas personas que me motivaron a realizar este trabajo.**

## **SUMARIO**

En este informe se desarrolla una metodología para coordinar los relés de sobretensión, aplicando esta metodología al área Norte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Primero se realiza una introducción al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional enfocándose principalmente en el área Norte. Luego se describe el fenómeno de sobretensión y los tipos de sobretensión que existen, para centrarnos principalmente en las sobretensiones temporarias. También, se describe la metodología de ajustes de los relés de sobretensión y se compara forma tradicional de ajustar estos relés. Finalmente, los criterios de coordinamiento planteados en esta metodología se aplica a la coordinación de los relés de sobretensión del área Norte del SEIN.

## INDICE

PROLOGO.....	01
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	02
1.1 El Sistema Eléctrico Peruano .....	04
1.2 Formulación del Problema.....	07
1.3 Perspectiva Histórica del Problema de Sobretensiones.....	09
1.4 Organización del informe.....	10
CAPITULO II: EL FÉNOMENO DE SOBRETENSIÓN.....	11
2.1 El Fenómeno de Sobretensión.....	11
2.1.1 Sobretensiones de impulso atmosférico.....	14
2.1.2 Sobretensiones de maniobra.....	17
2.1.3 Sobretensiones temporarias (a frecuencia industrial).....	20
CAPITULO III: LIMITES DE SOBRETENSIONES TEMPORARIAS.....	22
3.1 Límites de Sobretensiones Temporarias en Sistemas de Potencia.....	22
3.2 Criterio de ajustes de los relés de sobretensión.....	25
3.2.1 Restricción de los ajustes de sobretensión por fallas monofásicas.....	26
3.2.2 Restricción de los ajustes de sobretensión por efecto ferranti.....	28
3.3 Ventajas de la metodología de coordinación planteada.....	29
CAPITULO IV: SIMULACIONES Y AJUSTES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN. .....	33
4.1 Análisis de sobretensiones en la S.E. Zorritos.....	33
4.2 Análisis de sobretensiones en la S.E. Talara.....	36
4.3 Análisis de sobretensiones en la S.E. Piura Oeste.....	38
4.4 Análisis de sobretensiones en la S.E. Chiclayo Oeste.....	41
4.5 Análisis de sobretensiones en la S.E. Guadalupe.....	43
4.6 Análisis de sobretensiones en la S.E. Trujillo Norte.....	45
4.7 Análisis de sobretensiones en la S.E. Chimbote 1.....	48
4.8 Sobretensión en los transformadores y grupos de generación.....	50
4.9 RESUMEN DE AJUSTES DE LOS RELES DE SOBRETENSION.....	51
CONCLUSIONES.....	56
BIBLIOGRAFIA.....	57

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3 1. Sobretensiones por fallas monofásicas.....	28
Tabla 3.2. Sobretensiones por efecto Ferranti.....	29

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.....	04
Figura 1.2. Evolución de la máxima demanda años 2001 a 2006.....	05
Figura 1.3. Utilización de recursos energéticos en el SEIN, año 2006.....	06
Figura 1.4. Niveles de tensión de operación del SEIN.....	07
Figura 2.1. Tipos de sobretensiones .....	13
Figura 2.2. Impacto de rayo directo .....	15
Figura 2.3. Impacto de rayo indirecto .....	16
Figura 3.1. Característica de sobreexcitación de transformadores de potencia..	23
Figura 3.2. Límites de sobretensiones temporarias.....	24
Figura 3.3. Esquema propuesto de desconexión.....	30
Figura 3.4. Sobretensiones producidas con la coordinación tradicional.....	31
Figura 3.5. Control de Sobretensiones producidas con la metodología propuesta	32
Figura 4.1. Desconexión del 50% de Carga de Machala, forma tradicional de ajuste .....	33
Figura 4.2. Desconexión del 100% de Carga de Machala, forma tradicional de ajuste .....	34
Figura 4.3. Desconexión del 100% de Carga de Machala, metodología planteada. .....	35
Figura 4.4. Desconexión del reactor de Talara por Falla, forma tradicional de ajuste .....	36
Figura 4.5. Desconexión del reactor de Talara por Falla, metodología propuesta	37
Figura 4.6. Desconexión del reactor de Talara por Falla, forma tradicional de ajuste .....	38
Figura 4.7. Desconexión del reactor de Talara por Falla, forma tradicional de ajuste .....	39
Figura 4.8. Desconexión del reactor de Talara por Falla, metodología propuesta	40
Figura 4.9. Desconexión del reactor de Piura por Falla, forma tradicional de ajuste	41
Figura 4.10. Desconexión del SVC de Chiclayo por Falla.....	42
Figura 4.11. Desconexión del reactor de Guadalupe por Falla, forma tradicional	43

<b>Figura 4.12. Desconexión de la carga de Guadalupe por Falla, forma tradicional</b>	<b>44</b>
<b>Figura 4.13. Desconexión del reactor de la S.E. Guadalupe por Falla, forma tradicional.....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 4.14. Desconexión del SVC de la S.E. Trujillo Norte por Falla, metodología tradicional.....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 4.15. Desconexión del reactor de Guadalupe por Falla, metodología propuesta.....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 4.16. Esquema de disparo transferido en la línea L-2233.....</b>	<b>48</b>

## PROLOGO

El propósito del siguiente trabajo es mostrar una metodología de ajuste de los relés de sobretensión, en la cual se definen los límites que se deberán tener en cuenta cuando se ajusten estos relés.

Esta metodología de ajuste de los relés de sobretensión, se aplica a un área específica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) conocida como el área Norte, la cual en los últimos años ha presentado fenómenos de sobretensión originados por rechazos de carga ó por fallas.

Debido a que no existen muchos registros de estas sobretensiones, el ajuste de los mismos se ha realizado a través de simulaciones usando el programa computacional DigSILENT, en el cual se han modelado las líneas, transformadores de potencia, cargas, y generadores del Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

Para el desarrollo de este trabajo se ha contado con el valioso apoyo de ingenieros especialistas de la empresa "Red de Energía del Perú" y del "Comité de Operación Económica del Sistema", los cuales han aportado con su experiencia y la información disponible sobre el tema.



## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

El Sistema Eléctrico Peruano, es un sistema con estructura predominantemente radial, cuyo principal centro de carga se encuentra ubicado en Lima; La generación, la cual es predominantemente hidráulica, se encuentra muy alejada del centro de carga. Por estas características el sistema eléctrico peruano es proclive a que se presenten diferentes fenómenos como son las oscilaciones de potencia, y las sobretensiones.

El Sistema Eléctrico Peruano, se divide en tres áreas que son: el área Norte, el área Centro, y el área Sur. El área Norte es netamente radial, compuesta por líneas largas de 220 kV., pequeños centros de carga y centrales de generación. El área Centro, cuyas principales líneas son de 220 kV., es más robusta que el área Norte debido principalmente a que posee varios anillos y los enlaces de transmisión poseen varios circuitos en paralelo. En esta área se ubica el principal centro de carga que es la ciudad de Lima. El área Sur es un sistema anillo, este sistema no es tan robusto como el área Centro debido a que las principales líneas de interconexión son el 138 kV y 220 kV.

Uno de los principales problemas que se presenta en el área Norte es el referido a las sobretensiones que se producen generalmente cuando actúa el esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia del sistema, ó cuando se desconectan grandes bloques de carga debido a algún evento en particular.

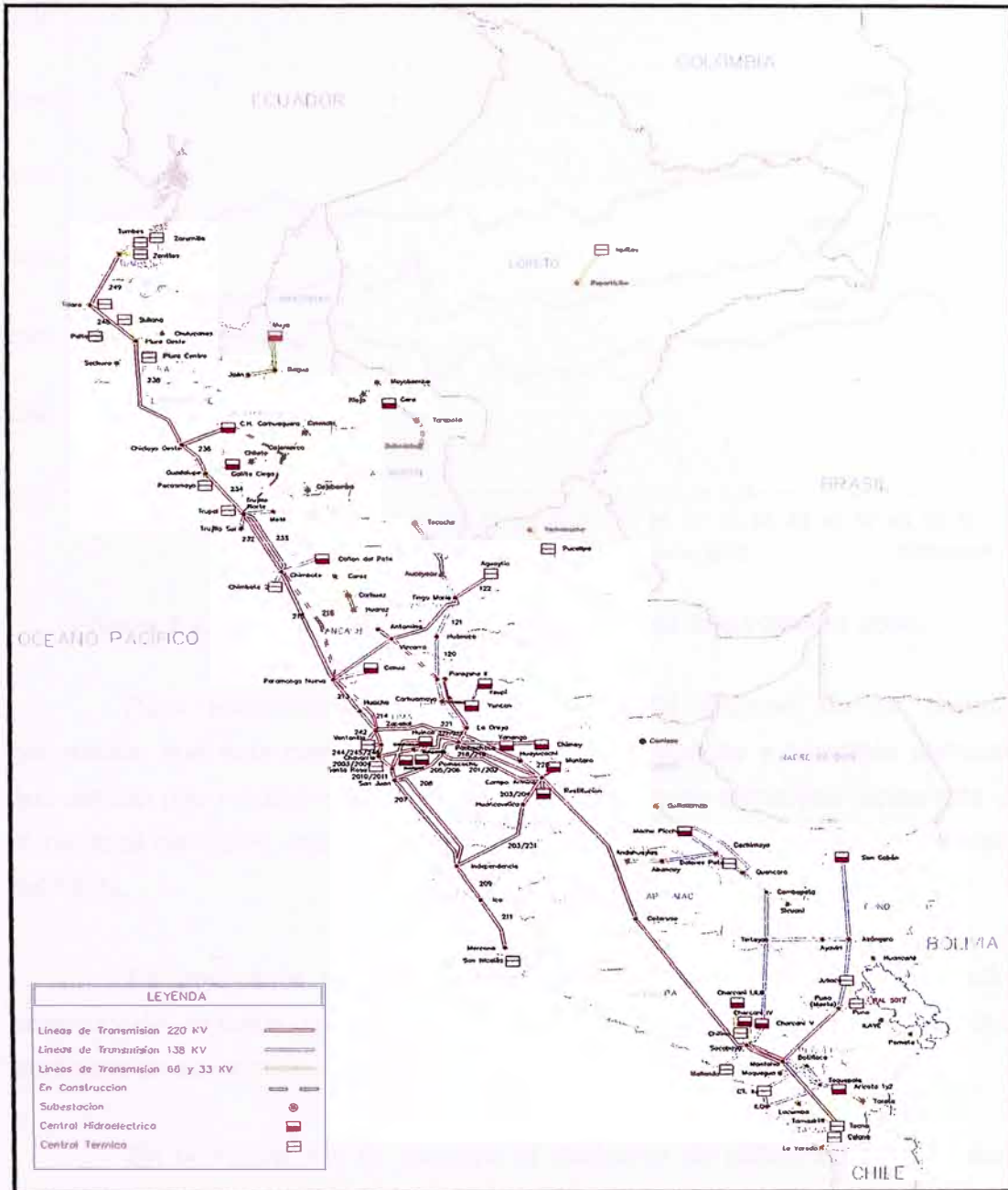
Las sobretensiones que se presentan en el área norte luego de estos rechazos de carga, son las sobretensiones temporarias (a frecuencia industrial), en algunos casos estas son sobretensiones son mayores a las tensiones de operación en emergencia, por lo que para controlarlas se deben insertar reactores, y en casos extremos desconectar líneas de transmisión mediante la utilización de relés de protección. También es necesario destacar que las sobretensiones originadas por

descargas atmosféricas y las de maniobra no pueden ser controladas por los relés de protección debido a que estas sobretensiones transcurren en tiempos muy reducidos comparados con los tiempos de operación de los relés de protección.

En la actualidad no existe un método definido de ajuste de los relés de protección para la desconexión de líneas de transmisión, para el control de las sobretensiones temporarias. Se debe añadir que tradicionalmente los relés de sobretensión han sido aplicados para proteger a los transformadores de potencia y generadores como una protección local, sin embargo nunca se han utilizado como protección del sistema (protección sistémica). Por lo mencionado, ante fallas se producían colapsos del sistema en cascada debido a que al desconectar los transformadores de potencia, la sobretensión normalmente se agrava.

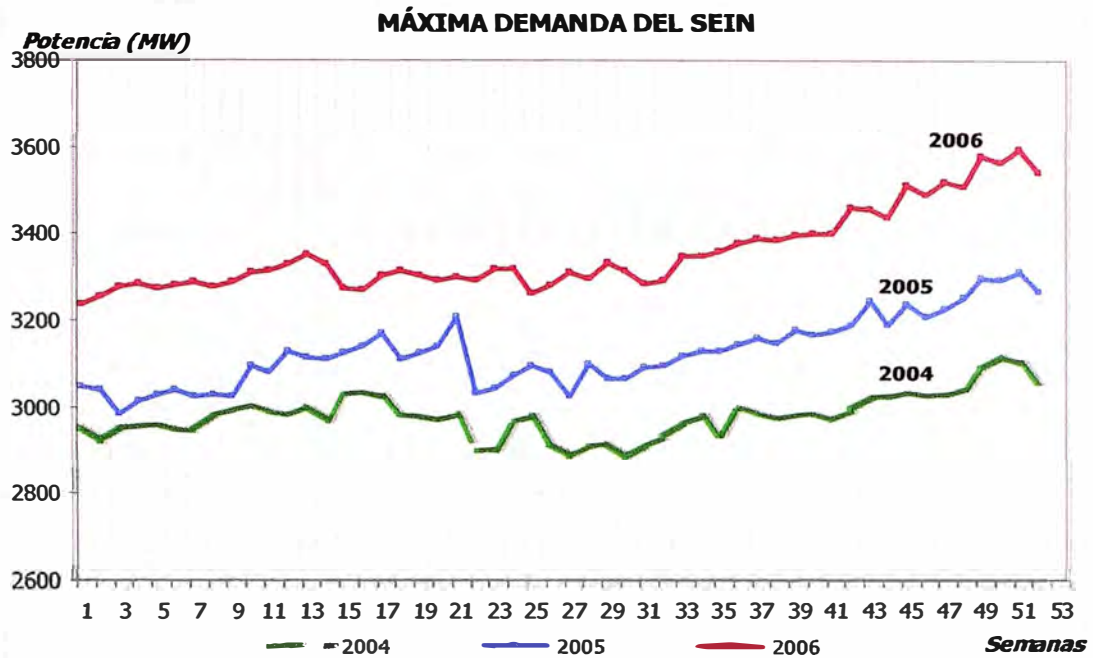
### 1.1 El Sistema Eléctrico Peruano

En la *figura 1.1*, se muestra en forma esquemática al sistema eléctrico peruano ó el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).



**Figura 1.1. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional**

En la *Figura 1.2*, se muestra la evolución de la máxima demanda del SEIN entre los años 2001 y 2006. Se debe mencionar que la máxima demanda del SEIN en el año 2006 llego hasta los 3600MW.



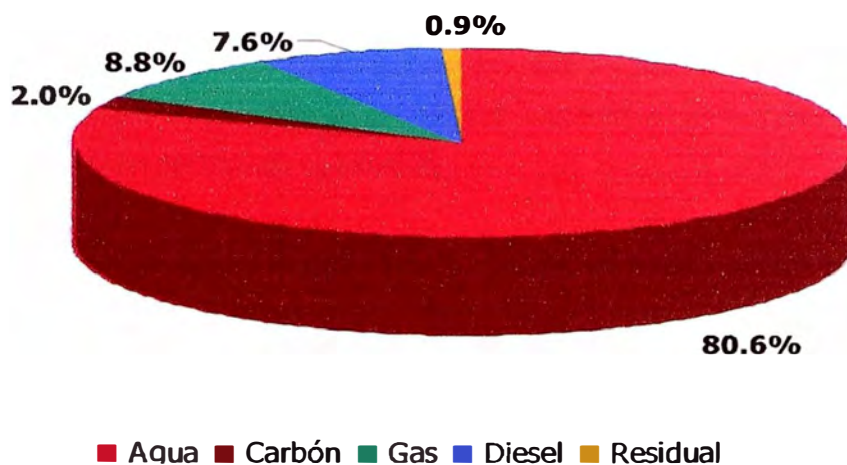
**Figura 1.2. Evolución de la máxima demanda años 2001 a 2006.**

Para abastecer esta demanda el SEIN dispone de un parque de generación que esta compuesto por centrales hidráulicas y centrales térmicas las que utilizan gas natural, carbón y diesel. La generación hidráulica representa un 76 % del total del SEIN, mientras que la generación a gas constituye un 17% del total del SEIN.

Es pertinente mencionar que en la actualidad están en proyecto y/o construcción algunos centrales de generación con gas natural, por lo que su participación porcentual se incrementará por encima del 17% mencionado.

En la *Figura 1.3* se muestra el diagrama de utilización de los recursos energéticos disponibles en el SEIN.

### GENERACIÓN ACUMULADA ANUAL



**Figura 1.3. Utilización de recursos energéticos en el SEIN, año 2006.**

Como se aprecia en la *figura 1.3* el recurso energético más usado es el recurso hídrico. En ese sentido, debido a que estos se encuentran alejados del centro de carga (Lima), es necesario que el sistema de transmisión requiera de líneas de transmisión largas, para conectar las centrales de generación con los centros de carga.

El SEIN está dividido en tres áreas que son:

*El área Norte*, comprendida entre las subestaciones Chimbote y Zorritos.

*El área Centro*, comprendida entre las subestaciones Paramonga y Campo Armiño.

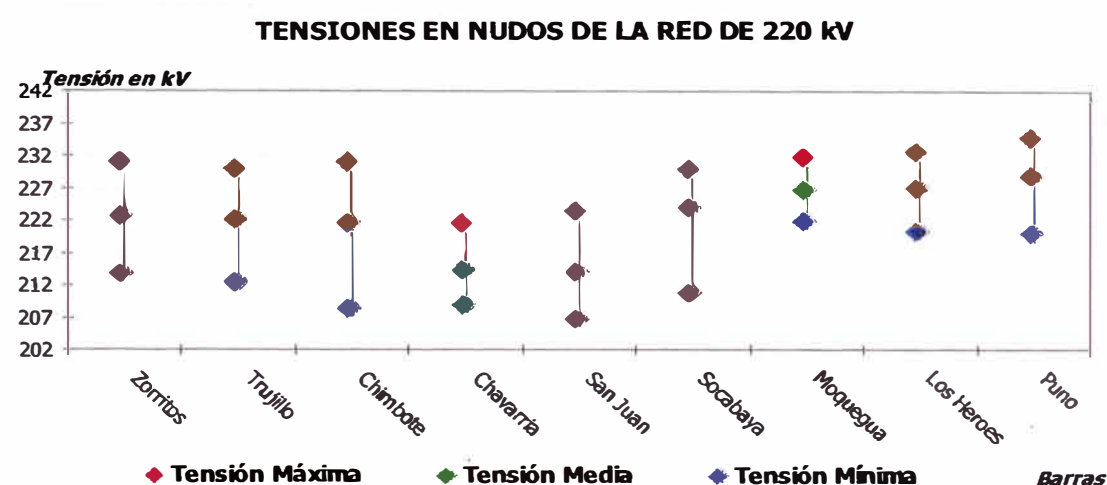
*El área Sur*, comprendida entre las subestaciones Socabaya - Puno.

Las líneas de transmisión que interconectan estas tres áreas son las líneas L-2215 (Paramonga – Chimbote) que interconecta el área Norte con el área Centro; y las líneas L-2051/2052 (Mantaro – Cotaruse) y L-2053/2054 (Cotaruse – Socabaya) que interconectan al área Centro con el área Sur.

## 1.2 Formulación del Problema

Debido a la geografía del Perú, las principales ciudades ó centros de carga, así como las centrales de generación, se encuentran interconectadas a través de líneas de transmisión largas, las cuales en condiciones de mínima de demanda ó baja carga, tienen un efecto capacitivo pronunciado, elevando los niveles de tensión normal de operación.

En la *Figura 1.4*, se muestra los niveles de tensión en las barras de 220 kV del SEIN en operación normal.



**Figura 1.4. Niveles de tensión de operación del SEIN.**

En condiciones de falla ó en contingencia, las sobretensiones temporarias producidas alcanzan valores elevados superando los niveles de tensión de operación de los equipos de las subestaciones como son los transformadores de potencia y otros equipos del sistema de transmisión (pararrayos, etc.), así como también para los generadores, por lo que se deben tomar acciones para evitar que estas sobretensiones temporarias se mantengan.

La forma tradicional para controlar las sobretensiones temporarias era la de desconectar los transformadores de potencia y los generadores siguiendo la filosofía de proteger primero a los transformadores y generadores. Sin embargo, las desconexiones de transformadores de potencia y generadores por sobretensión agravan el problema y producen un colapso en cascada afectando a más usuarios.

Debido a que actualmente las interrupciones de carga son compensadas, se da preferencia a la calidad de suministro a los usuarios. Por esta razón, con la aplicación de los relés de sobretensión solo para desconectar los transformadores, tal como se viene aplicando, es difícil satisfacer este criterio, llegando a una encrucijada entre proteger a los equipos (transformadores y generadores) ó no interrumpir a los usuarios.

En el presente informe se describe una metodología de coordinación de los relés de sobretensión, con lo cual se satisface ambos criterios de proteger a los equipos y no afectar a los clientes tratando de minimizar las interrupciones. Para se hace uso de todos los recursos de control de sobretensiones temporarias.

### **1.3 Perspectiva Histórica del Problema de Sobretensiones**

En grandes sistemas de potencia enmallados y con centros de carga distribuidos en su geografía es raro que se presenten fenómenos de sobretensiones temporarias; este fenómeno es mas frecuente en sistemas con configuraciones radiales como el SEIN.

Debido a que en los grandes sistemas de potencia no se presenta los fenómenos de sobretensiones temporarias, no existía una metodología para determinar los ajustes de los relés de sobretensión, ni para establecer una coordinación entre ellos. Por lo que la única forma de aplicación de la protección de sobretensión, se basa en el principio de proteger a los equipos con lo cuales el fenómeno de sobretensión se trataba de forma local.

En el SEIN siguiendo este criterio, se aplicaban los relés de sobretensión solo a los transformadores de potencia y las centrales de generación. Por lo que se han presentado varios colapsos y se han producido daños a equipos, principalmente en las áreas Norte y Sur del Perú.

En el área Centro del SEIN pese a ser más robusta que las áreas Norte y Sur, se han presentado sobretensiones temporarias durante las desconexiones de grandes cargas tales como las que se alimentan desde las subestaciones Chavarría, Balnearios y San Juan.

Estos fenómenos han sido más evidentes durante etapas de recuperación de áreas debido a que se conectaban líneas en vacío y no se controlaban adecuadamente estos fenómenos.



## **1.4 Organización del informe**

El presente informe esta organizado de la siguiente forma:

En el *Capítulo II*, se describen los fenómenos de sobretensión que se producen en los sistemas de potencia, centrándose en el fenómeno de interés que es la sobretensión temporaria.

En el *Capítulo III*, se describen los límites de sobretensiones temporarias en los sistemas eléctricos de potencia, poniendo énfasis en las sobretensiones que van a ser controladas por la operación de los relés de protección. En este capítulo también se definen los criterios de ajustes de los relés de sobretensión, mostrando también las ventajas de la metodología propuesta de protección contra sobretensiones temporarias.

En el *Capítulo IV*, se realiza la coordinación de los relés de sobretensión de área Norte, mostrando las simulaciones que fueron realizadas para determinar el ajuste de los relés de sobretensión.

En *Conclusiones*, se resumen las conclusiones del presente informe.

## **CAPITULO II**

### **EL FENÓMENO DE SOBRETENSIÓN**

El propósito de este capítulo es describir el fenómeno de sobretensión que se presenta en los sistemas eléctricos de potencia, esto para focalizar el interés en las sobretensiones temporarias (sostenidas) que es el tema de análisis del presente informe.

#### **2.1 El Fenómeno de Sobretensión**

Los fenómenos de sobretensión son disturbios que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, como consecuencia de la superposición de una tensión sobre la tensión de la red.

Estas sobretensiones se pueden presentar como:

- Sobretensiones entre diferentes fases ó diferentes circuitos, conocidas como modo diferencial de sobretensión
- Sobretensiones entre fases y la tierra ó neutro, conocidas como modo común de sobretensión.

Por su variedad y naturaleza aleatoria se hace difícil una caracterización de las mismas, permitiendo sólo una estimación estadística de su duración, amplitud y efectos.

De acuerdo a la duración y las causas de estas sobretensiones, se pueden clasificar en tres tipos que son:

- Sobretensiones de impulso atmosférico
- Sobretensiones de maniobra
- Sobretensiones de temporarias, ó a frecuencia industrial, ó sostenidas.

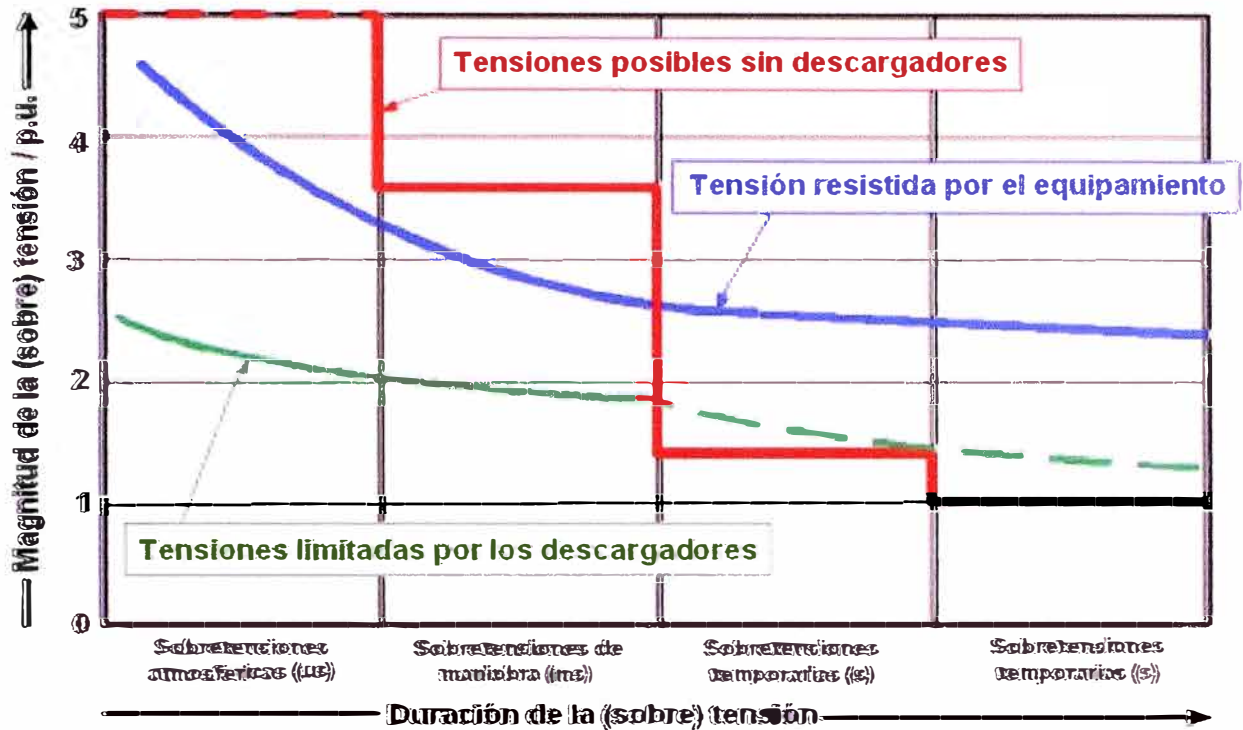
Las sobretensiones de impulso atmosférico son producidas por descargas atmosféricas. Estas sobretensiones alcanzan valores mayores a los 4 p.u. (por unidad), son severas para los sistemas de media y alta tensión, su duración es del orden de los microsegundos ( $\mu\text{s}$ ) y tienen un frente de onda del orden de los  $\text{MV}/\mu\text{s}$ . Otra característica de las sobretensiones de impulso atmosférico es su alto amortiguamiento.

Las sobretensiones de maniobra son producidas por energizaciones de líneas, cortocircuitos, desconexiones de equipos, etc. Estas sobretensiones pueden alcanzar valores de hasta 4 p.u. en sistemas de media y alta tensión, tienen una duración del orden de milisegundos ( $\text{ms}$ ) y una frecuencia de 1 a 200 kHz. Se puede decir que estas sobretensiones tienen un amortiguamiento medio.

Las sobretensiones temporarias ó a frecuencia industrial pueden llegar a ser de hasta 1.73 p.u. en sistemas de media, alta y extra alta tensión. Estas sobretensiones ocurren a frecuencia nominal, tienen una duración de segundos ( $\text{s}$ ) con un bajo amortiguamiento. El tema del presente informe es la mitigación de estas sobretensiones.

En los sistemas de extra-alta tensión, la sobretensión de maniobra llega a ser mayor que la sobretensión de origen atmosférico, mientras que en los sistemas de media y alta tensión la sobretensión de origen atmosférico es mayor a la sobretensión de maniobra.

En la *Figura 2.1* se muestra los niveles de sobretensión y sus duraciones promedio.



**Figura 2.1. Tipos de sobretensiones [2].**

Las consecuencias de las sobretensiones pueden variar desde una falla transitoria hasta la destrucción de equipos y consecuentemente la interrupción de suministros.

Para limitar estas sobretensiones existen equipos de protección como pararrayos y descargadores, los cuales deben ser seleccionados adecuadamente. Además, el nivel de aislamiento de estos equipos debe ser seleccionado cuidadosamente con el fin de evitar daños ó fallas.

### 2.1.1 Sobretensiones de impulso atmosférico

Las sobretensiones de impulso atmosférico son originadas por las descargas atmosféricas, siendo las más susceptibles de ser afectadas por estas descargas las líneas de transmisión.

Las descargas atmosféricas son caracterizadas por su polarización, que son generalmente negativas (nube negativa y tierra positiva). Raramente (alrededor del 10%) son de polaridad positiva, siendo estas últimas las más severas.

Los frentes de onda de las descargas atmosféricas son del orden de  $1.2\mu s$  para la tensión y de  $8\mu s$  para la corriente, generalmente estos frentes de onda son estandarizados para realizar pruebas a equipos de alta tensión.

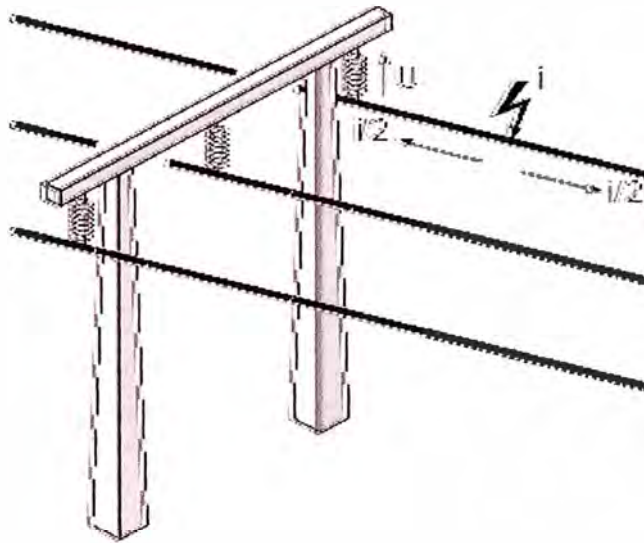
Existen dos tipos de descargas en las líneas de transmisión que son:

*Las descargas directas:* son aquellas que impactan directamente contra las líneas de transmisión ó subestaciones.

*Las descargas indirectas:* son aquellas que caen cerca de la línea ó en el cable de guarda.

a) **Sobretensiones producidas por impactos de rayo directos (descargas directas)**

Los impactos de rayo directos resultan en la inyección de una onda de corriente de miles de amperios en la línea de transmisión. La onda de corriente del rayo es dividida en dos y se propaga hacia ambos lados de la línea a partir del punto de impacto tal como se muestra en la *Figura 2.2*.



**Figura 2.2. Impacto de rayo directo.**

La propagación de la corriente resulta en un incremento de la tensión  $U$  de acuerdo a la formula

$$U = Z_C \frac{i}{2} \quad \dots\dots(2.1)$$

Donde:

$i$  : es la corriente de rayo

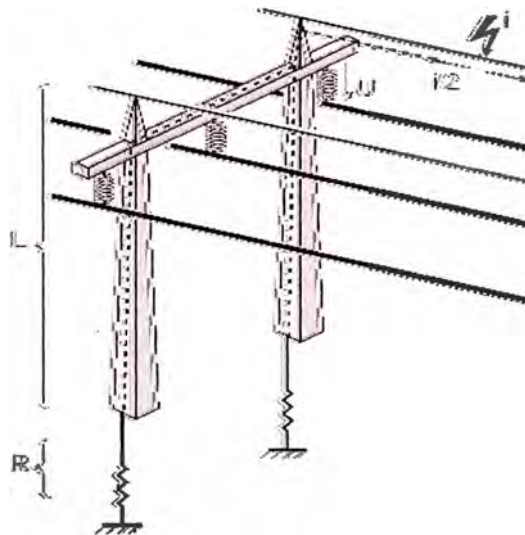
$Z_C$ : es la impedancia característica de la línea.

La tensión  $U$  puede alcanzar valores de miles de voltios, en algunos casos ninguna línea por mejor diseño que tenga la puede soportar. La onda de sobretensión viaja a través de la línea y si esta supera el nivel de aislamiento de la línea se producirá la disrupción del aislamiento (contorneo de los aisladores).

En sistemas de media y alta tensión un impacto directo de un rayo resulta en una interrupción de las cadenas de aisladores originando fallas a tierra.

**b) Sobretensiones producidas por impactos de rayo indirectos (descargas indirectas)**

Cuando se producen impactos indirectos en las estructuras de las líneas de transmisión ó cerca de la línea, se generan sobretensiones en la red. Si se produce una descarga atmosférica sobre las torres ó el cable de guarda, la corriente que fluye hacia la puesta a tierra origina una sobretensión en la torre debido a la resistencia de puesta a tierra y a la inductancia de la línea, esta sobretensión puede alcanzar cientos de kV.



**Figura 2.3. Impacto de rayo indirecto.**

Cuando la diferencia de potencial entre la torre y el conductor alcanza el nivel de interrupción del aislador se produce una falla.

Como se ha mencionado, estas sobretensiones tiene duración del orden de microsegundos a milisegundos y si llegaran a las subestaciones, que están protegidas por pararrayos, se producen altas corrientes que son absorbidas en cortos tiempos. No existe relé de protección que con su operación pueda mitigar este tipo de sobretensiones.

### 2.1.2 Sobretensiones de maniobra

Las sobretensiones de maniobra son originadas por cambios en la estructura topológica de la red eléctrica, estos cambios frecuentemente originan fenómenos transitorios que resultan en la creación de sobretensiones de alta frecuencia de naturaleza oscilatoria y con un amortiguamiento rápido.

**a) *Sobretensión originada por desconexión de cargas.***

Las cargas normalmente son resistivas, generalmente sus factores de potencia son mayores a 0,7. En este caso interrumpir una corriente de carga no representa un problema. El factor de sobretensión (*Tensión transitoria/tensión nominal*) varía entre 1,2 a 1,5 p.u.

**b) *Sobretensiones originadas por la interrupción de pequeñas corrientes inductivas.***

Este tipo de sobretensiones es producido al interrumpir pequeñas corrientes de arco, que pueden ser desconexiones de reactores ó transformadores de potencia en vacío.

La corriente de arco durante la interrupción de corriente de circuitos inductivos es generalmente menor que la corriente de interrupción de diseño del interruptor. Debido al soplado de los interruptores, los cuales son diseñados para interrumpir altas corrientes, el interruptor puede extinguir el arco antes que la onda fundamental a 60 Hz cruce por cero. Al producirse la interrupción de la corriente cuando esta no cruce por cero, en el sistema interrumpido se queda atrapada la energía en las inductancias, esta energía magnética esta definida como:

$$\frac{1}{2} L I^2 \quad \dots\dots (2.2)$$



Si la carga es inductiva y carece de parte resistiva, esta energía atrapada oscila con las capacitancias parásitas de la inductancia (reactor, transformador de potencia.).

Entonces la energía almacenada en la inductancia será transferida a la capacitancia.

$$\frac{1}{2} L I^2 = \frac{1}{2} C V^2 \quad \dots\dots(2.3)$$

Si "C" es una capacitancia parásita (capacitancias pequeñas), la tensión producida es elevada. A este fenómeno se le conoce comúnmente como "chopping".

**c) *Sobretensiones originadas por las maniobras de circuitos capacitivos.***

Los circuitos capacitivos son definidos como bancos de capacitores ó como líneas de transmisión descargadas, estas sobretensiones se pueden originar por:

- Energización de bancos de capacitores
- Energización de líneas de transmisión ó cables en vacío

*Energización de bancos de capacitores*

Cuando un banco de capacitores es energizado, normalmente sin carga inicial, se produce un arco entre los contactos del interruptor alrededor del pico de la onda de 60Hz. Entonces ocurren oscilaciones amortiguadas del circuito LC como muestra la figura.



La frecuencia de esta oscilación es generalmente más alta que la frecuencia del sistema, y la oscilación de tensión esta centrada alrededor del valor pico de la onda de 60 Hz. La máxima tensión resultante puede estar alrededor de

dos veces el valor pico de la onda de 60 Hz. Este valor de sobretensión también depende de cuan rápido es el equipo de maniobra. En el caso de equipos de maniobra rápidos, el arco producido es menor, pero de todas maneras existe.

Si el banco de capacitores es puesto en servicio inmediatamente después de una desconexión, la tensión residual del capacitor esta entre cero y el valor pico de la onda fundamental de 60 Hz. Al producirse la energización del capacitor, el arco en el interruptor se produce alrededor del pico opuesto de polaridad (ruptura alrededor de dos veces el voltaje pico). Entonces la máxima tensión que se produce puede llegar a 3 veces el voltaje pico de la onda fundamental.

#### Energización de líneas en vacío ó cables

Al energizar una línea en vacío ó un cable, el arco se produce alrededor del pico de la onda fundamental, entonces la tensión aplicada viaja hasta el extremo opuesto de la línea produciendo una reflexión en el extremo abierto (teoría de ondas viajeras).

La superposición de la onda incidente y la onda reflejada resulta en una sobretensión que puede llegar a ser de hasta dos veces el valor pico de la fundamental y luego amortiguarse.

Este fenómeno de sobretensión generalmente no afecta a los sistemas de Media y Alta tensión, sin embargo en Extra Alta Tensión si debe ser tomado en cuenta.

### **2.1.3 Sobretensiones temporarias (a frecuencia industrial)**

Las sobretensiones temporarias ó a frecuencia industrial incluyen a las sobretensiones con frecuencias debajo de los 500 Hz.

Las sobretensiones a frecuencia industrial pueden ser causadas por:

- Fallas de aislamientos
- Efecto Ferranti
- Resonancia y ferresonancia
- Rechazos de Carga

#### **a) *Sobretensiones originadas por fallas de aislamientos***

Cuando se produce una falla a tierra por pérdida de aislamiento, la tensión de la fase fallada disminuye, mientras que la tensión de las fases sanas se incrementa hasta alcanzar valores de 1.73 la tensión de fase. El nivel de sobretensión alcanzada por las fases sanas depende del factor de aterramiento, que básicamente es la relación entre la impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia cero.

#### **b) *Sobretensiones originadas por efecto Ferranti***

Las sobretensiones originadas por efecto Ferranti se producen principalmente cuando se energizan líneas de transmisión largas, esto debido a que una línea en vacío tiene un comportamiento parecido al de un capacitor, cuando más larga la línea, mayor será la capacitancia de la misma, y por lo tanto mayor será la tensión en el extremo remoto de la línea.

#### **c) *Sobretensiones originadas por resonancia y ferresonancia***

Las sobretensiones originadas por resonancia se producen cuando el sistema en el cual se produce la resonancia contiene inductancias y capacitancias. Generalmente este fenómeno se produce cuando la inductancia se sintoniza con la capacitancia a frecuencia industrial (60 Hz). Estas sobretensiones son

severas y pueden originar daños en los equipos si no son controladas a tiempo.

Las sobretensiones originadas por ferorrresonancia son similares a las originadas por resonancia, pero la diferencia es que en este caso la frecuencia de resonancia no es la frecuencia industrial, sino una banda de frecuencias debido a que esta se produce por la no linealidad de las inductancias (transformadores de potencia y reactores) que se encuentran conectados al sistema.

**d) *Sobretensiones originadas por rechazos de carga***

Cuando se produce la desconexión de un generador en el sistema, la frecuencia del mismo disminuye a valores que pueden llevar al sistema a un colapso ó que pueden dañar a los equipos.

Ante esta desconexión de generación, se debe rechazar carga en proporción a la generación desconectada, para mantener un balance adecuado. Este rechazo de carga es uniforme en todo el sistema, por lo que dependiendo de la cantidad de generación desconectada se puede rechazar grandes bloques de carga en sistemas radiales, lo cual produce sobretensiones.

Las dos primeras sobretensiones (por falla de aislamiento y por efecto Ferranti) son sobretensiones para los cuales el sistema debe estar diseñado, ya que estas son comunes. Para el caso de fallas de aislamiento, si bien las sobretensiones pueden alcanzar valores peligrosos, el tiempo de duración de las mismas son controlados por los relés de protección que controlan la falla del aislamiento (relés de distancia, sobrecorriente, etc.).

Las ultimas dos sobretensiones (Resonancia/ferroresonancia y rechazos de carga) son sobretensiones para los cuales el sistema no esta diseñado, por lo que se debe de controlar estas sobretensiones, verificando que estas se encuentren dentro de determinados limites.

### **CAPITULO III**

#### **LIMITES DE SOBRETENSIONES TEMPORARIAS**

En este capítulo se describe los límites de sobretensiones temporarias en los sistemas eléctricos de potencia, y como se debe controlar estas sobretensiones.

#### **3.1 Límites de Sobretensiones Temporarias en Sistemas de Potencia**

Como se observa en la *Figura 2.1*, las sobretensiones por descarga atmosférica y las de maniobra deben ser controladas por los descargadores (pararrayos y cuernos de arco.). Estas no pueden ser controladas ni mitigadas durante la operación en tiempo real del sistema, tampoco pueden ser controladas por los relés de protección, debido a que estos se demoran en responder alrededor de 2 ciclos (33 ms).

Las sobretensiones que se pueden controlar o mitigar durante la operación del sistema son las sobretensiones temporarias. Por ello se definen los límites para evitar daños en los equipos que pueden conllevar a colapsos ó daño en los equipos.

La tensión de operación normal del sistema debe encontrarse por debajo del 1,05 p.u., esto con el fin de garantizar una adecuada calidad de servicio a los clientes. El valor de 1,05 p.u. significa una tensión de:

231 kV en sistemas de 220 kV

145 kV en sistemas de 138 kV

63 kV en sistemas de 60 kV

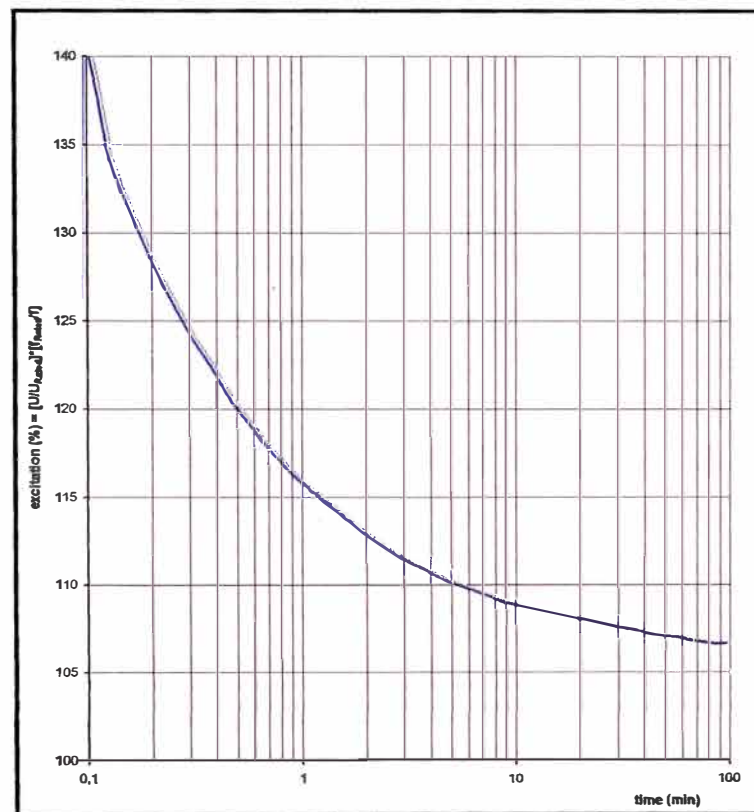
Se debe tener presente que en el sistema peruano al nivel de 220 kV corresponden diferentes niveles de tensión nominal (de operación); la tensión nominal de equipos de la S.E. San Juan es de 210 kV, por lo que en esta

subestación la tensión de operación normal no debería de sobrepasar los 220,5 kV. En el área Norte la tensión nominal de los equipos es 220 kV.

En contingencia sin embargo estos límites pueden sobrepasar a los límites definidos por la calidad. El criterio para controlar las sobretensiones es proteger a los equipos de las subestaciones y las centrales generadoras.

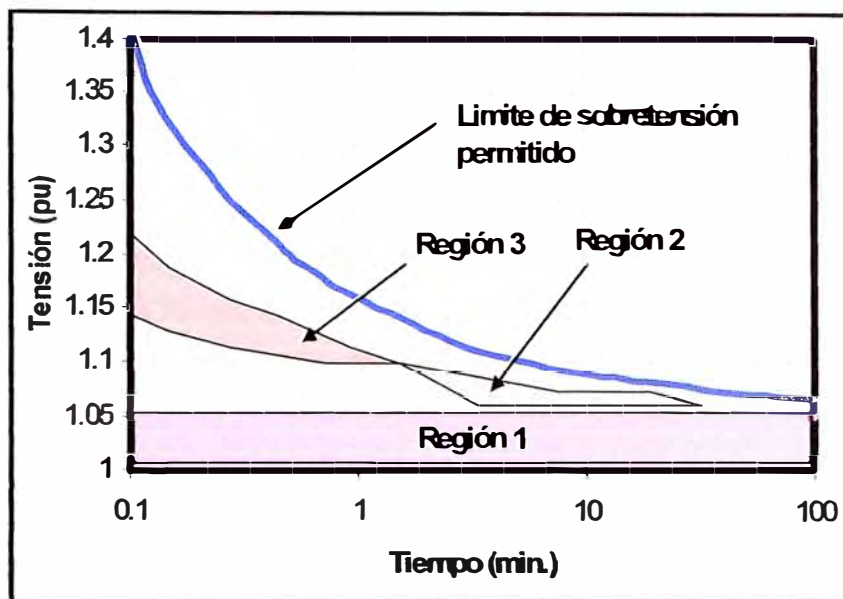
Los límites de sobretensión en este caso son definidos por las características de soporte de los transformadores de potencia que están en las subestaciones y las centrales generadoras.

En este caso se debe considerar la característica de sobreexcitación de los transformadores de potencia mostrado en la *Figura 3.1*.



**Figura 3.1. Característica de sobreexcitación de transformadores de potencia.**

A partir de esta curva (sobreexcitación de los transformadores de potencia) se definen 3 regiones para el control de sobretensión que son:



**Figura 3.2. Límites de sobretensiones temporarias.**

*La región 1:* Es la región de operación normal respetando los límites permitidos por la calidad de suministro.

*La región 2:* Es la región límite de operación bajo condiciones críticas controlable por los operadores del sistema en tiempo real. Se observa que esta región debe ser menor a 1,1 p.u. durante 1 minuto, y a 1,06 p.u. durante 10 minutos.

*La región 3:* Es la región límite de operación bajo condiciones críticas no controlable por los operadores de tiempo real. El control de tensiones en esta región se realiza mediante controles automáticos de tensión, SVC, energización automática de reactores, y en el último caso la desconexión de líneas.

De lo anterior se puede concluir que bajo condiciones críticas de operación se debe evitar llegar a sobretensiones de 1,1 p.u., de tal forma de poder controlar adecuadamente la tensión. Este valor significa:

242 kV en sistemas de 220 kV

151,8 kV en sistemas de 138 kV

66 kV en sistemas de 60 kV

### 3.2 Criterio de ajustes de los relés de sobretensión

De acuerdo a [5], los relés de sobretensión deben de estar ajustados en la región 3 que corresponde a tensiones de entre  $1,1 p.u.$  a  $1,3 p.u.$  Lo ideal sería contar con relés de sobretensión que tengan una característica inversa, cuya forma sea similar a la curva de sobreexcitación de los transformadores, sin embargo en la mayoría de los relés existentes en el área Norte, se cuenta con etapas de tiempo definido por lo que como criterio se ha definido dos etapas, una etapa rápida y una etapa lenta.

También, debido a que estas sobretensiones en la región 3 deben ser controladas en tiempos menores al minuto, la inserción automática de los reactores debería realizarse para tensiones del orden de  $1,1 p.u.$

Actualmente los reactores se operan en forma manual, y los ajustes típicos para la conexión y desconexión son de  $0,95 p.u.$  y  $1,05 p.u.$  respectivamente. Estos ajustes se encuentran en el límite de la región 1 y la región 2, por lo que su uso para controlar sobretensiones temporarias debe realizarse manualmente. Sin embargo para el caso de sobretensiones del orden de  $1,1 p.u.$ , los reactores deberían operar automáticamente, ya que estas sobretensiones estarán ubicadas en el límite de las regiones 2 y 3, y estas sobretensiones deberán ser controladas en tiempos menores al minuto, esto solo se puede conseguir con la operación en forma automática.

De lo anterior se desprende los siguientes criterios de ajuste de sobretensiones:

#### Energización automática de reactores:

La energización automática de reactores se debe realizar con un valor de  $1,1 p.u.$ , la temporización tiene que ser coordinada con las líneas.

En 220 kV, la conexión automática de reactores se realizará a 242 kV.

#### Primera de etapa de sobretensión en líneas.

La primera etapa de sobretensión en las líneas debe ajustarse en  $1,15 p.u.$ , la temporización de esta etapa debe estar entre 1 - 30 seg. Para que opere dentro



de la región 3 de sobretensión, esta debe estar coordinada con la conexión de reactores y con las demás líneas.

En 220 kV, la etapa 1 de sobretensión deberá ser de 253 kV

Segunda etapa de sobretensión en líneas.

La segunda etapa de sobretensión en las líneas debe ajustarse entre 1,20 p.u. a 1,30 p.u., la temporización de esta etapa debe estar entre 0,1 - 10 s. Para que opere dentro de la región 3 de sobretensión. Esta debe estar coordinada con las demás líneas.

En 220 kV, la etapa 2 de sobretensión debe ajustarse entre 264 kV y 286 kV.

Etapa de respaldo de los transformadores.

Adicionalmente se puede usar una etapa para protección de respaldo de los transformadores, esta debe estar coordinada con los reactores, y las dos etapas de las líneas, pero deben encontrarse por debajo de la curva límite de sobretensión.

Adicionalmente se debe considerar las restricciones que se explican a continuación.

### **3.2.1 Restricción de los ajustes de sobretensión por fallas monofásicas.**

Las líneas de transmisión son muy propensas a fallas monofásicas originadas por pérdidas de aislamiento. Durante las fallas monofásicas, la tensión fase-tierra de la fase fallada disminuye pudiendo llegar a "0 kV", mientras que la tensión fase-tierra de las otras dos fases son sujetas a sobretensiones que pueden llegar a alcanzar a la tensión fase-fase  $U=V \sqrt{3}$ , esto depende de la condición de aterramiento.

Esto es, de producirse una falla monofásica fase "RN", la sobretensión que se producirá en las fases "SN y TN" se elevará y esta será:

$$\boxed{V_{\text{fase no fallada}} = V_{\text{fase nominal ó pre-falla}} \text{EFF}} \quad \dots\dots(3.1)$$

Además:

$$\boxed{\text{EFF} = \sqrt{3} \text{COG}} \quad \dots\dots(3.2)$$

donde:

**EFF :** Factor de falla a tierra (Earth Fault Factor), que es la relación entre la tensión r.m.s. de fase (línea-tierra) de la fase no fallada y la tensión r.m.s. de fase nominal (tensión pre-falla).

**COG :** Coeficiente de aterramiento, que es la relación de la tensión r.m.s. de fase de la fase no fallada y la tensión nominal de línea (fase-fase)

Para fallas monofásicas:

$$\text{COG} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\sqrt{3} K}{k+2} \pm j1 \right] \quad \dots\dots(3.3)$$

Donde:

$$\begin{aligned} K &= \frac{Z_0 + R_f}{Z_1 + R_f} \\ Z_0 &= R_0 + jX_0 \quad \dots\dots(3.4) \\ Z_1 &= R_1 + jX_1 \end{aligned}$$

Donde  $R_s$  y  $X_s$  son los valores de componente simétrica y  $R_f$  es la resistencia de falla.

En la Tabla 3.1 se muestran los factores de EFF para las subestaciones involucradas en el estudio:

Subestación	Ro	Xo	R1	X1	COG	EFF	Vfase_sana	Vajuste >
Zorritos	10.59	96.78	16.14	162.59	0.54	0.93	124.62	0.98
Talara	1.07	94.10	7.27	94.10	0.59	1.02	135.83	1.07
Piura	3.39	45.81	9.91	93.39	0.53	0.92	122.96	0.97
Chiclayo	7.36	42.98	8.39	72.92	0.55	0.95	126.05	0.99
Guadalupe	7.58	58.19	9.44	74.11	0.56	0.96	128.64	1.01
Trujillo	2.92	29.32	9.25	68.53	0.53	0.91	121.69	0.96
Chimbote	2.10	29.64	7.81	55.84	0.54	0.94	124.91	0.98
Paramonga	5.68	50.87	5.79	42.00	0.60	1.04	138.89	1.09

**Tabla 3-1. Sobretensiones por fallas monofásicas.**

Se observa que con el ajuste planteado para la primera etapa de 115%, no se producirían desconexiones por fallas monofásicas.

### 3.2.2 Restricción de los ajustes de sobretensión por efecto ferranti.

Existen sobretensiones que se producen cuando una línea larga es energizada desde uno de sus extremos. La tensión en el extremo opuesto puede alcanzar valores de entre 1,05 a 1,16 p.u., por lo que esta sobretensión podría originar que los relés de sobretensión de la línea actúen y no permitan el cierre de la línea en vacío.

La tensión en el extremo de la línea tensionada en vacío será:

$$U_s = U_e \frac{1}{1 - \frac{LC\omega^2}{2}} \quad \dots\dots(3.5)$$

Donde:

$U_s$  = Tensión en el extremo abierto de la línea.

$U_e$  = Tensión de entrada de la línea

$L, C$  = Inductancia y Capacitancia de la línea.

Para la tensión de ajuste se considera un factor de 1.02, por error de los relés

Línea	Longitud (km)	Ue (kV)	L (mH/km)	C (uF/km)	Us (kV)	Us (pu)	Vajuste > (pu)
L-2249	137.0	231	1.32603	0.00895	234.7	1.07	1.09
L-2248	103.8	231	1.32603	0.00887	233.1	1.06	1.08
L-2238	211.2	231	1.30932	0.00895	239.9	1.09	1.11
L-2236	83.6	231	1.41250	0.00895	232.5	1.06	1.08
L-2234	103.2	231	1.41250	0.00895	233.2	1.06	1.08
L-2232	134.0	231	1.27324	0.00900	234.4	1.07	1.09
L-2233	134.0	231	1.28093	0.00900	234.4	1.07	1.09
L-2215	221.2	231	1.27324	0.00900	240.6	1.09	1.12

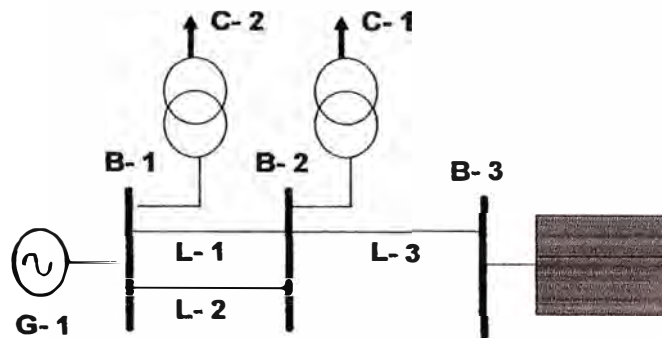
**Tabla 3.2. Sobretensiones por efecto Ferranti.**

### 3.3 Ventajas de la metodología de coordinación planteada

En la forma tradicional de coordinar los relés de sobretensión, estos eran aplicados a los transformadores de potencia, sin embargo al desconectar los transformadores de potencia, las líneas quedaban tensionadas en vacío agravando el problema de sobretensiones. Esto originaba mayores sobretensiones las cuales a su vez podían originar un crecimiento adicional (una avalancha o alud) de la tensión en el sistema.

En metodología planteada se propone desconectar líneas selectivamente antes de desconectar los transformadores. Estos esquemas son implementados mediante relés de sobretensión en las líneas de transmisión, barras y transformadores de potencia. En esta metodología se plantea el uso de los relés de sobretensión como protecciones de sistema más que como protecciones locales.

La ventaja entre la metodología planteada y la forma tradicional se muestra a continuación:



**Figura 3.3. Esquema propuesto de desconexión.**

En la *Figura 3-3* se muestra un sistema de potencia en el cual se produce una sobretensión en las barras B-1.

Con la forma tradicional de coordinación se desconectaría el transformador de potencia conectado a la barra B-1 interrumpiendo la carga C-2 y por lo tanto exigiendo más al generador G-1, de no disminuir la sobretensión se desconectaría el transformador conectado a la barra B-2, agravando aún el problema.

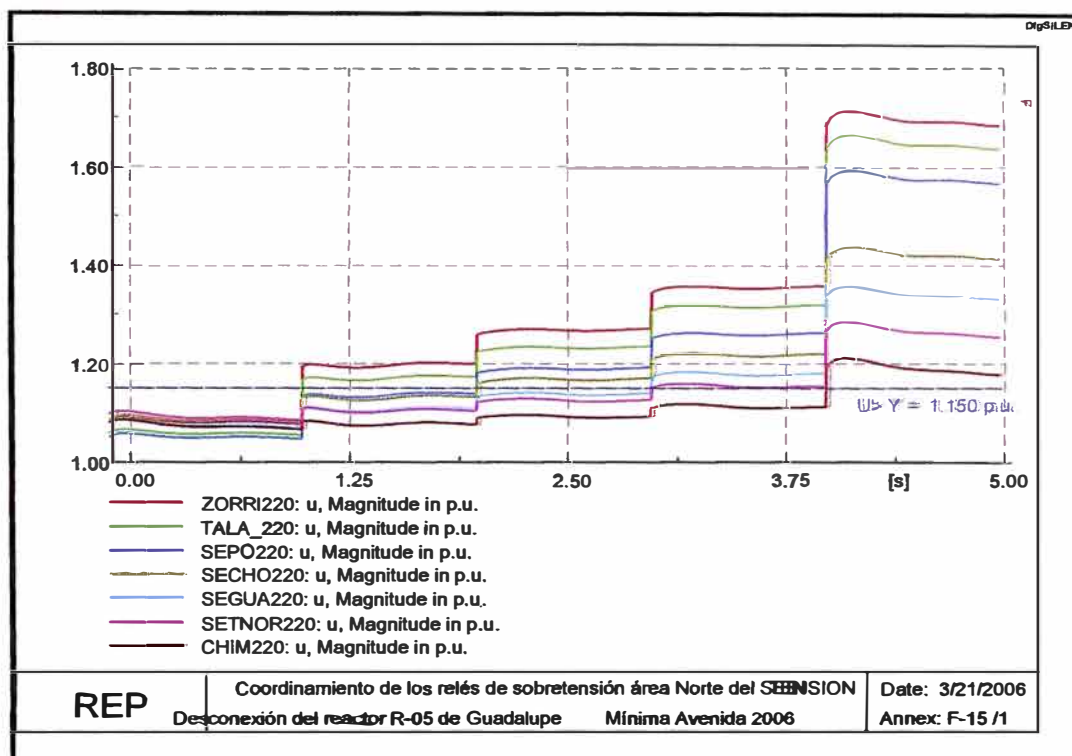
*Con la metodología propuesta sería:*

Primero, desconectaría la línea de transmisión L-1. Para esto se usan disparos transferidos. Con esto se espera que la tensión disminuya caso contrario, se pasa a la siguiente etapa.

Segundo, se desconecta ó disminuye la generación del generador G-1, esto aumenta el flujo de potencia por la línea L-2 y disminuye la sobretensión en la barra B-1, si luego de esta desconexión no disminuye la sobretensión, se desconecta el transformador de la barra B-1 y la carga C-2, esto para no agravar la sobretensión y no afectar a la carga de la barra B-2.

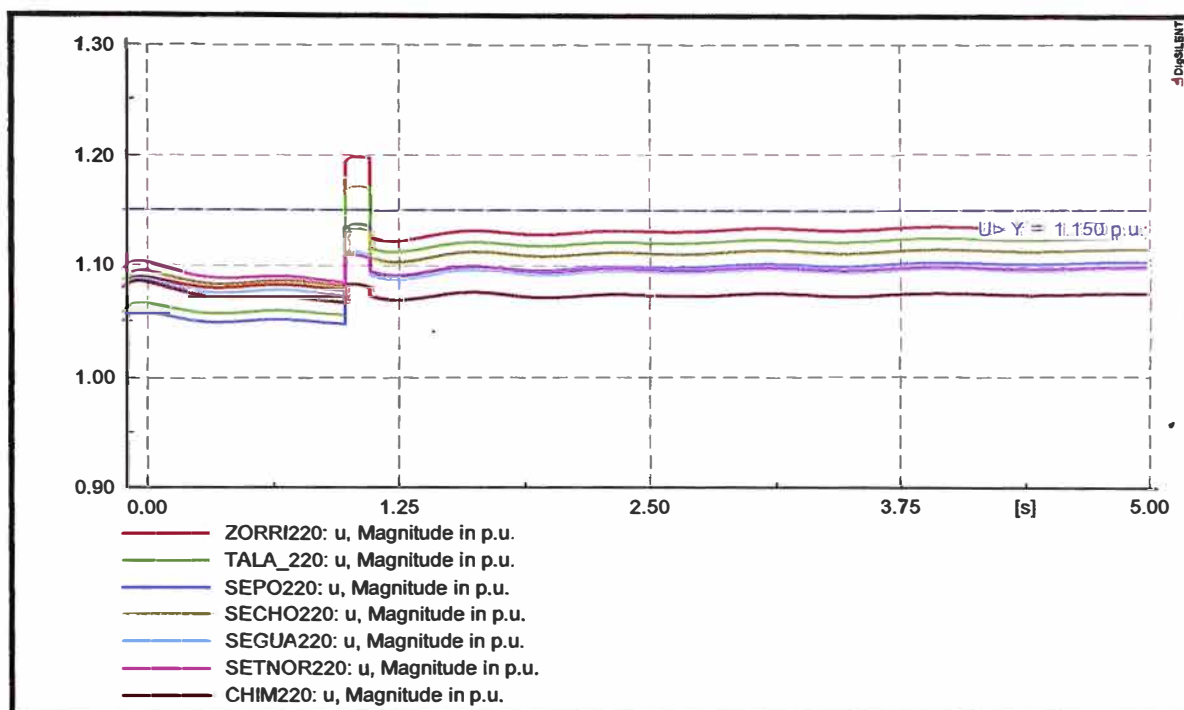
Los esquemas de desconexión por sobretensión deben establecerse realizando simulaciones mediante programas de simulación como son el ATP y el DigSILENT. A continuación se muestran dos simulaciones realizadas para en el área Norte con la forma tradicional de ajuste y con la metodología propuesta.

Con la forma tradicional del coordinar los relés de sobretensión, en el área Norte los relés de sobretensión se ubicaban en las barras y enviaban disparo a los interruptores de los transformadores de potencia, la siguiente figura se muestra una simulación de desconexiones de transformadores en cascada ante contingencias, se observa que con la metodología tradicional, se produce una avalancha de tensiones en el área Norte.



**Figura 3.4. Sobretensiones producidas con la coordinación tradicional**

En la Figura 3.4, se simuló la desconexión del reactor de Talara en  $t = 1$  s (condiciones de mínima demanda) en el área Norte. Al producirse esta desconexión se presentan sobretensiones que originarían el disparo del transformador de la S.E. Zorritos en ( $t = 2$  s), esto incrementa aun más la sobretensión originando el disparo del transformador de Talara en ( $t = 3$  s), provocando sobretensiones de 1,2 p.u. en las subestaciones de Piura y Chiclayo, los cuales provocarían la desconexión de los transformadores de estas subestaciones. Esta desconexión provoca sobretensiones del orden de 1,6 p.u. y estas sobretensiones provocarían daños en los equipos y una posterior avalancha de tensiones en el área Norte.



**Figura 3.5. Control de Sobretensiones producidas con la metodología propuesta**

En la *Figura 3.5*, se simuló la desconexión del reactor de Talara en  $t = 1$  s, (condiciones de mínima demanda) en el área Norte, al producirse esta desconexión se producen sobretensiones. De acuerdo a la metodología propuesta esta sobretensión debería ser controlada con la desconexión de la línea L-2280. Al producirse la desconexión de la línea L-2280, las sobretensiones son controladas adecuadamente.

## CAPITULO IV

### SIMULACIONES Y AJUSTES DE LOS RELES DE SOBRETENSION.

En este capítulo se muestran los resultados de las simulaciones realizadas para ajustar los relés de sobretensión tanto de las líneas como de los reactores en el área Norte del SEIN.

#### 4.1 Análisis de sobretensiones en la S.E. Zorritos

En la simulación mostrada en la Figura 4.1, se observa que ante una desconexión del 50% de la carga del Ecuador, la sobretensión en la barra de 220 kV de la S.E. Zorritos alcanza valores por encima de 1,15 p.u., por lo que ante esta contingencia debería producirse la desconexión de la línea L-2280; sin embargo también se observa que la tensión en la barra de 220 kV de la S.E. Talara se encuentra por encima de 1,1 p.u., lo cual permite el ingreso automático del reactor R-10 de Talara.

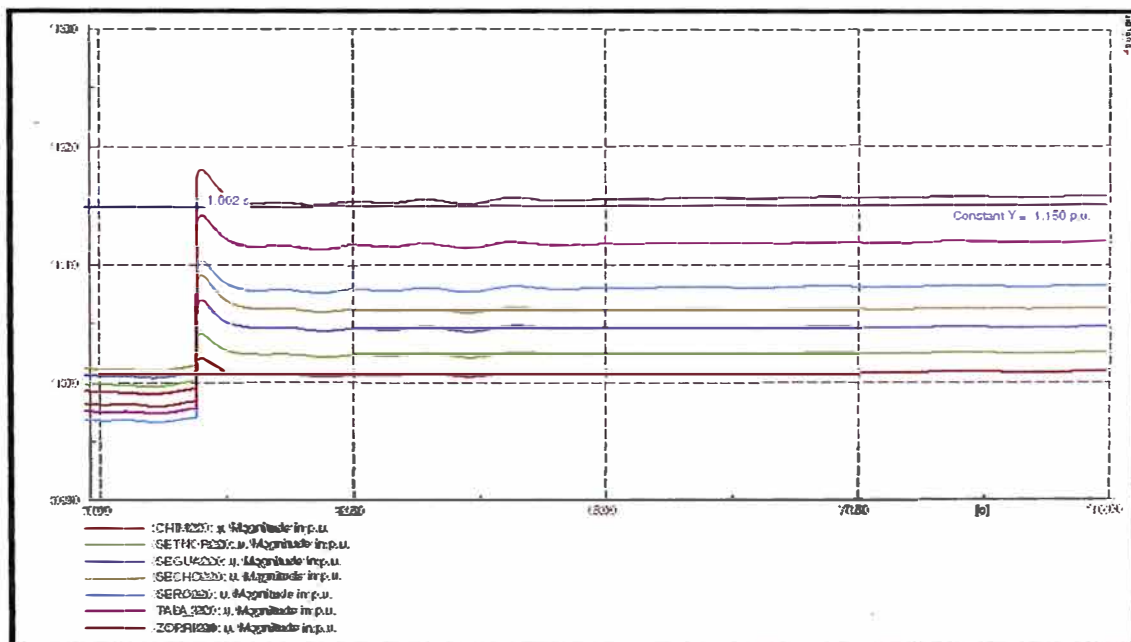
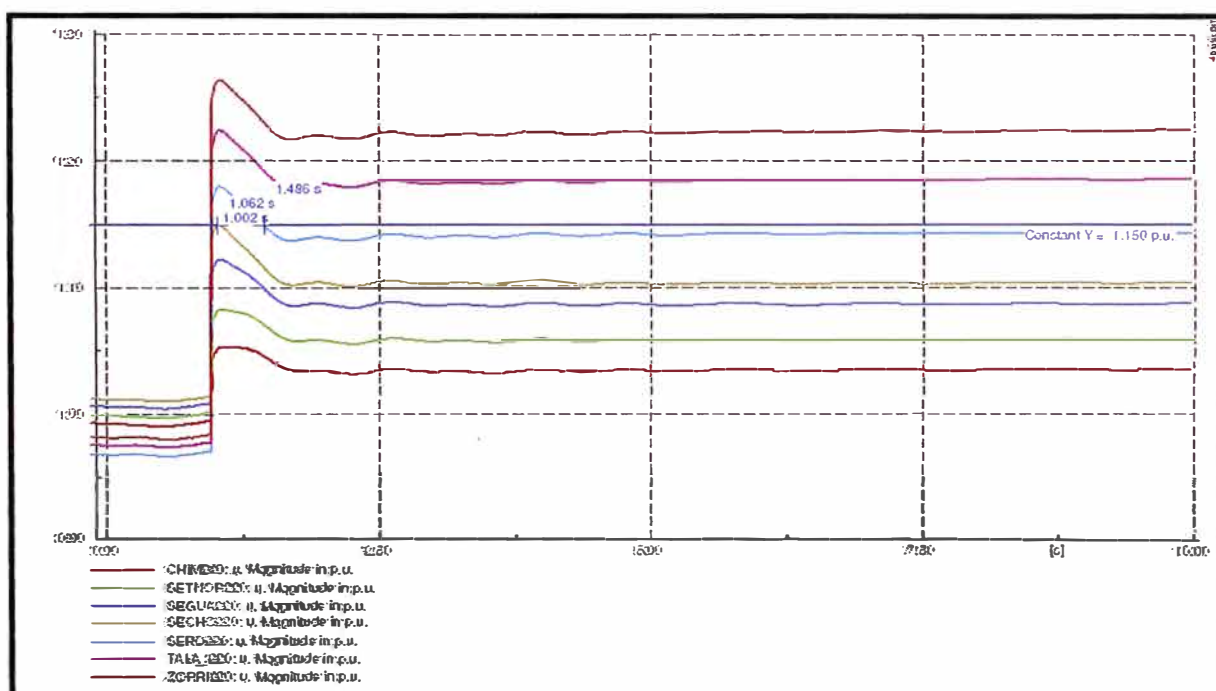


Figura 4.1. Desconexión del 50% de Carga de Machala, forma tradicional de ajuste



En la simulación mostrada en el figura 4.2, se observa que ante una desconexión del 100% de la carga del Ecuador, la sobretensión en la barra de 220 kV de la S.E. Zorritos alcanza valores por encima de 1,20 p.u. (hasta 1,26 p.u. = 277 kV), por lo que ante esta contingencia debería producirse la desconexión de la línea L-2280, el solo hecho de conectar el reactor R-10 en forma automática en la S.E. Talara no disminuiría la sobretensión en estas subestaciones y además sería peligroso para la vida útil del reactor, por lo que es necesario el uso de una segunda etapa de sobretensión en la línea L-2280 que se ajustaría en 1,18 p.u. y una temporización menor al tiempo de inserción del reactor R-10.



**Figura 4.2. Desconexión del 100% de Carga de Machala, forma tradicional de ajuste**

De lo anterior, en la S.E. Zorritos se plantean los siguientes ajustes para la línea L-2280:

L-2280, S.E. Zorritos

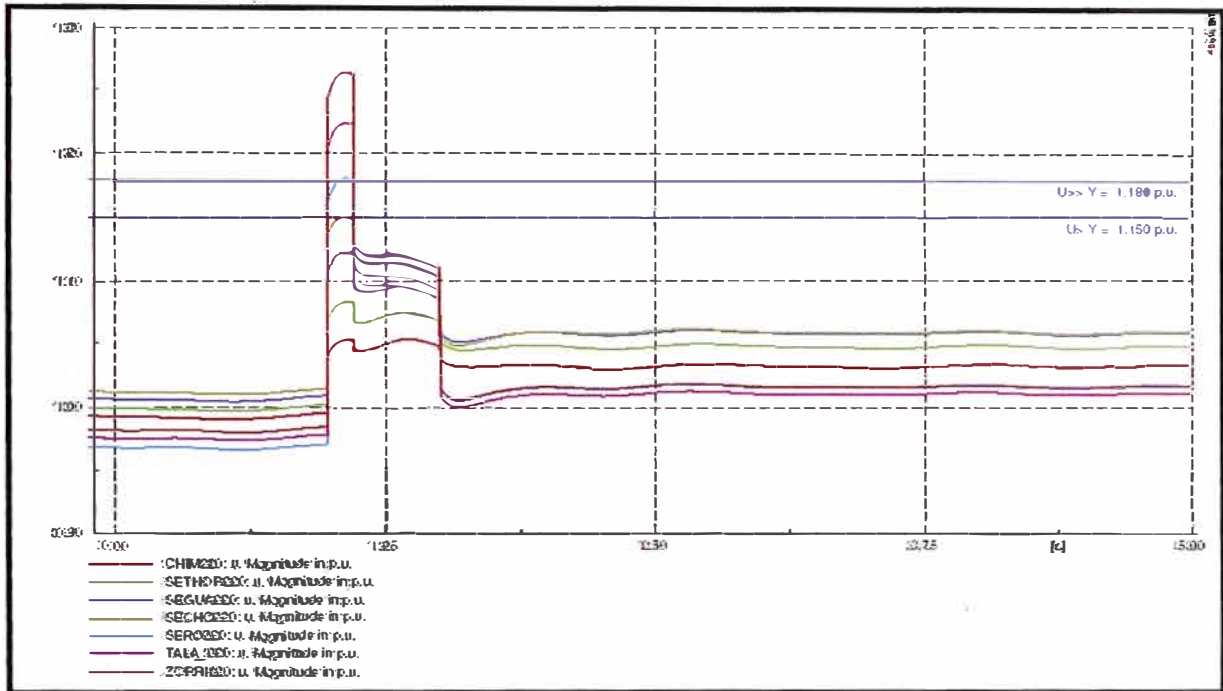
$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$        $t > 1 \text{ s}$   
 $U >> 1,18 \text{ p.u. (259.6 kV)}$        $t >> 0,1 \text{ s}$

Para el reactor de Talara, se definen los siguientes ajustes:

R-10, S.E. Talara

$U > 1,1 \text{ p.u. (242 kV)}$

$t > 0,5 \text{ s}$



**Figura 4.3. Desconexión del 100% de Carga de Machala, metodología planteada**

En la simulación mostrada en la Figura 4.3, se observa la actuación del esquema planteado ante una desconexión del 100% de la carga de Machala. Al producirse la sobretensión mayor a 1,2 p.u. en la S.E. Zorritos y Talara, como primera etapa del esquema desconecta la línea L-2280 ( $U_{>>}$ ), esto mejora los perfiles de tensión en Talara y Zorritos disminuyéndolos a 1,12 p.u. aproximadamente; sin embargo esta tensión no es la adecuada para la operación, por lo que se produce la energización automática del reactor R-10.

## 4.2 Análisis de sobretensiones en la S.E. Talara

En la simulación mostrada en la Figura 4.4, se simuló un proceso de recuperación de la S.E. Zorritos, en el cual se produce la desconexión del reactor R-10 de la S.E. Talara. Ante esta contingencia, se presenta una sobretensión en el área Norte, la cual en principio tiene que ser controlada con la desconexión automática de la línea L-2249.

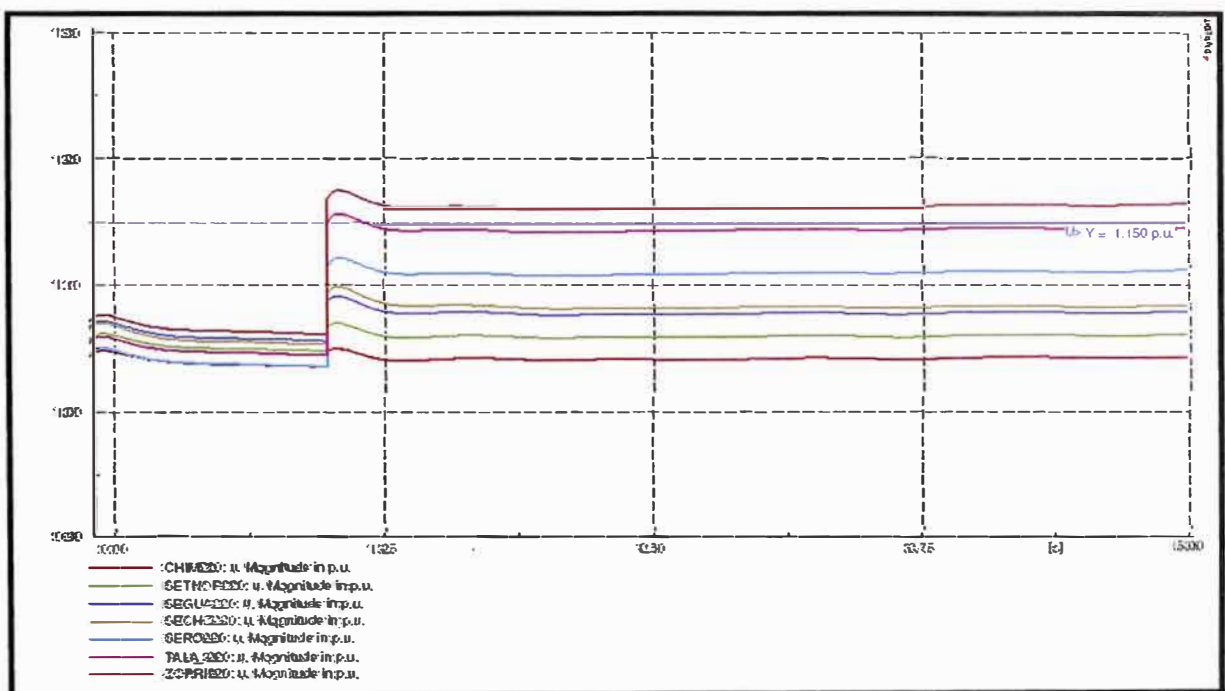


Figura 4.4. Desconexión del reactor de Talara por Falla, forma tradicional de ajuste

Los relés de sobretensión de la línea L-2249, deben desconectar ante esta contingencia de forma automática, sin embargo estos deben estar coordinados con los relés de sobretensión de la línea L-2280.

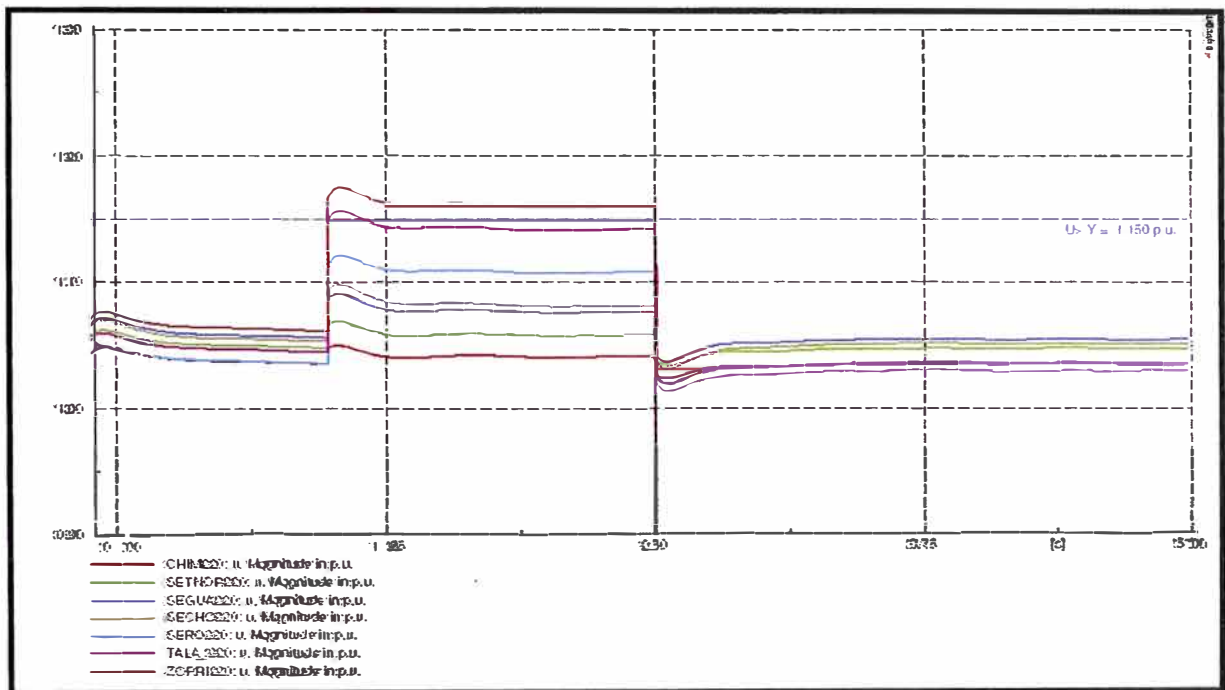
De lo anterior, en la S.E. Talara y la S.E. Zorritos se plantean los siguientes ajustes para la línea L-2249:

### L-2249, S.E. Talara y Zorritos

$$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)} \quad t > 1,5 \text{ s}$$

$$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)} \quad t >> 0,2 \text{ s}$$

En la simulación mostrada en la Figura 4.5, se observa la actuación del esquema planteado ante una desconexión por falla del reactor R-10 en Talara, se observa que luego de la desconexión del reactor de Talara, la sobretensión en la S.E. Zorritos esta por encima de 1,15 p.u., mientras que en la S.E. Talara, la tensión esta en el orden de 1,14 p.u., al producirse la desconexión de la línea L-2249, la tensión en la barra de la S.E. Talara disminuye hasta 1,029 p.u.



**Figura 4.5. Desconexión del reactor de Talara por Falla, metodología propuesta**

### 4.3 Análisis de sobretensiones en la S.E. Piura Oeste

En la simulación mostrada en la Figura 4.6, se simuló un proceso de recuperación de la S.E. Piura, y la S.E. Talara; para la energización de la barra de 220 kV de la S.E. Talara, se energiza la línea L-2248 y el reactor R-10, desde la S.E. Piura Oeste, en esta contingencia se desconecta el reactor R-10 luego de la energización de la línea L-2248, se observa que no existen sobretensiones apreciables en el sistema, estas se encuentran en el orden de 1,09 p.u.

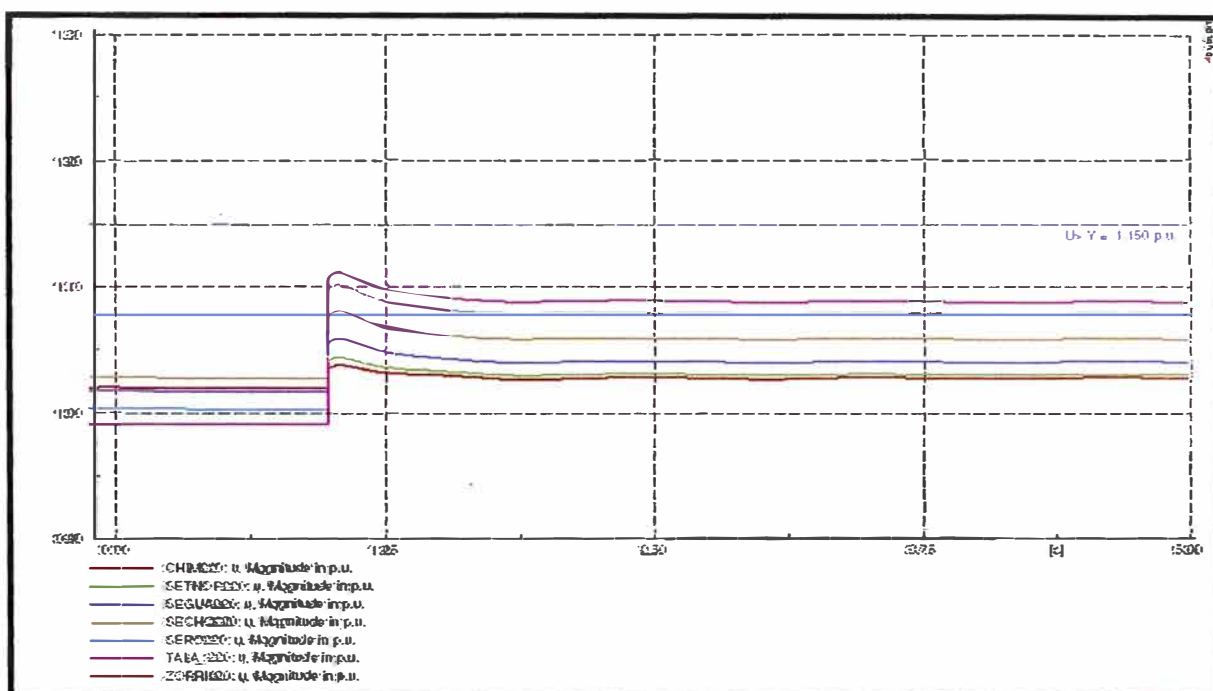
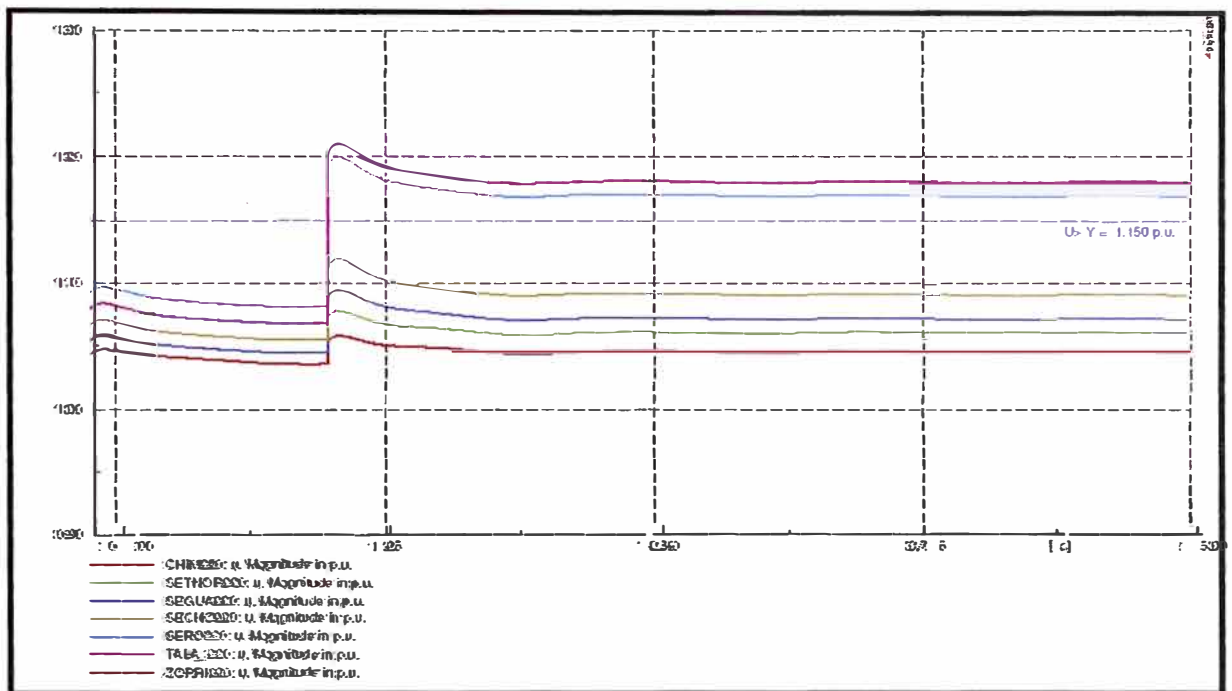


Figura 4.6. Desconexión del reactor de Talara por Falla, forma tradicional de ajuste

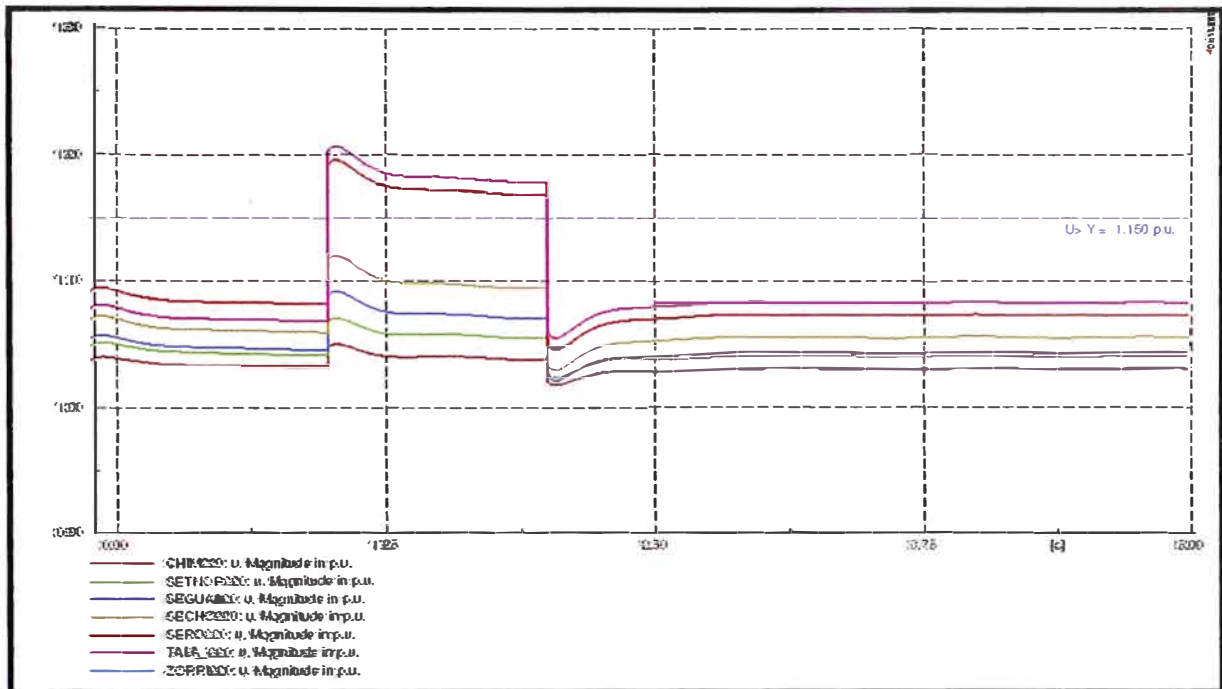
Sin embargo en la Figura 4.7, se simula la misma contingencia, pero en esta simulación el reactor R-7 de la S.E. Piura se encuentra fuera de servicio. Luego de la desconexión del reactor R-10 de la S.E. Talara, se observan que las sobretensiones alcanzan valores por encima de los 1,15 p.u., por lo que ante esta contingencia la respuesta del esquema de sobretensión debería ser la siguiente:



**Figura 4.7. Desconexión del reactor de Talara por Falla, forma tradicional de ajuste**

Primero se deberá energizar el reactor R-7 en automático, por seguridad el ingreso de este reactor deberá coordinar con el ingreso del reactor R-10 y deberá conectarse antes de la desconexión de la línea L-2248; como segunda etapa del esquema de sobretensión se deberá desconectar la línea L-2249, este deberá coordinar con la sobretensión de la línea L-2249.

En la Figura 4.8, se simula la contingencia de la desconexión del reactor R-10 de la S.E. Talara y la conexión del reactor R-07 de la S.E. Piura, se aprecia que con la inserción automática del reactor R-07 de la S.E. Piura, se controlan adecuadamente las sobretensiones presentadas.



**Figura 4.8. Desconexión del reactor de Talara por Falla, metodología propuesta**

Finalmente los ajustes planteados serán los siguientes:

L-2248, S.E. Piura Oeste y Talara

$U> 1,15$  p.u. (253 kV)       $t> 2,0$  s  
 $U>> 1,3$  p.u. (286.0 kV)       $t>> 0,4$  s

R-7, S.E. Piura Oeste

$U> 1,1$  p.u. (242 kV)       $t> 1,0$  s

#### 4.4 Análisis de sobretensiones en la S.E. Chiclayo Oeste

En las Figuras 4.9 y 4.10, se muestra el resultado de la simulación de un proceso de recuperación de la S.E. Chiclayo Oeste y la S.E. Piura Oeste. Durante este proceso se consideran dos contingencias la desconexión del reactor R-07 en la S.E. Piura Oeste y la desconexión del SVC de la S.E. Chiclayo Oeste.

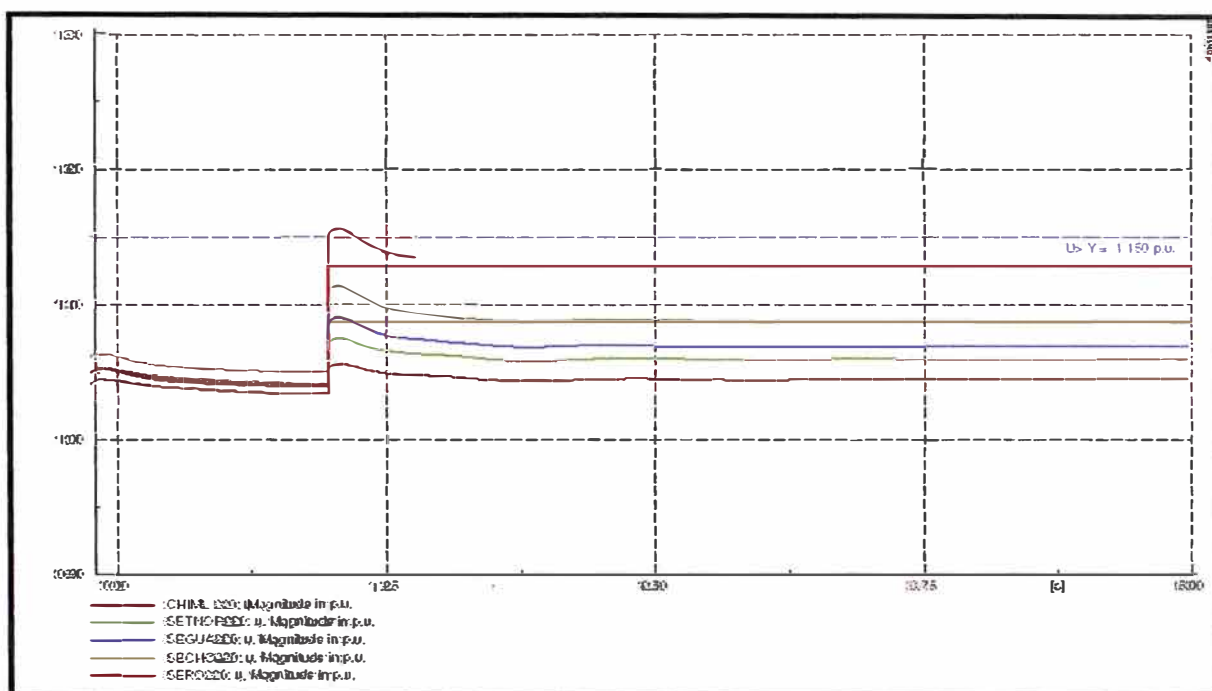
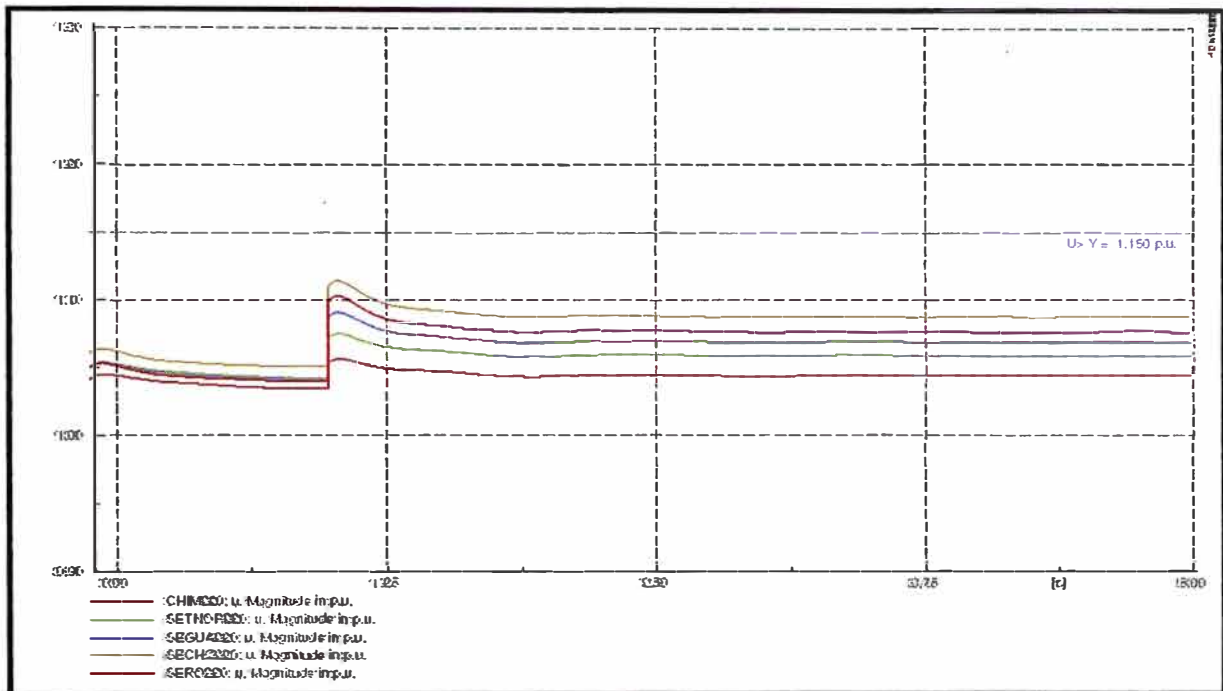


Figura 4.9. Desconexión del reactor de Piura por Falla, forma tradicional de ajuste

En la simulación de la desconexión del reactor R-07 (Figura 4.9) se aprecia que luego de la desconexión del reactor las sobretensiones no alcanzan valores de 1,15 p.u., por lo que el relé de sobretensión no actuaría ante esta contingencia. La forma de controlar esta sobretensión sería desconectando manualmente la línea L-2238.

En la simulación de la desconexión del SVC de la S.E. Chiclayo (Figura 4.10) se aprecia que luego de la desconexión del SVC las sobretensiones no alcanzan valores de 1,15 p.u., por lo el esquema de sobretensión no actuaría ante esta contingencia, las tensiones tendrían que ser controladas con la C.H. Carhuaquero ó por el SVC de la S.E. Trujillo.





**Figura 4.10. Desconexión del SVC de Chiclayo por Falla**

Es importante comentar que por el hecho de que en las simulaciones realizadas no se alcance sobretensiones como para activar el esquema de sobretensión, no significa que se tenga que disminuir los ajustes para que estos actúen, ya que con una disminución de los mismos podría ocasionar que estos ajustes se acerquen a las restricciones planteadas en 3.2.1 y 3.2.2.

Por lo tanto, los ajustes de los relés de sobretensión en la línea L-2238 serán:

L-2238, S.E. Chiclayo Oeste y Piura Oeste

$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$        $t > 2,5 \text{ s}$

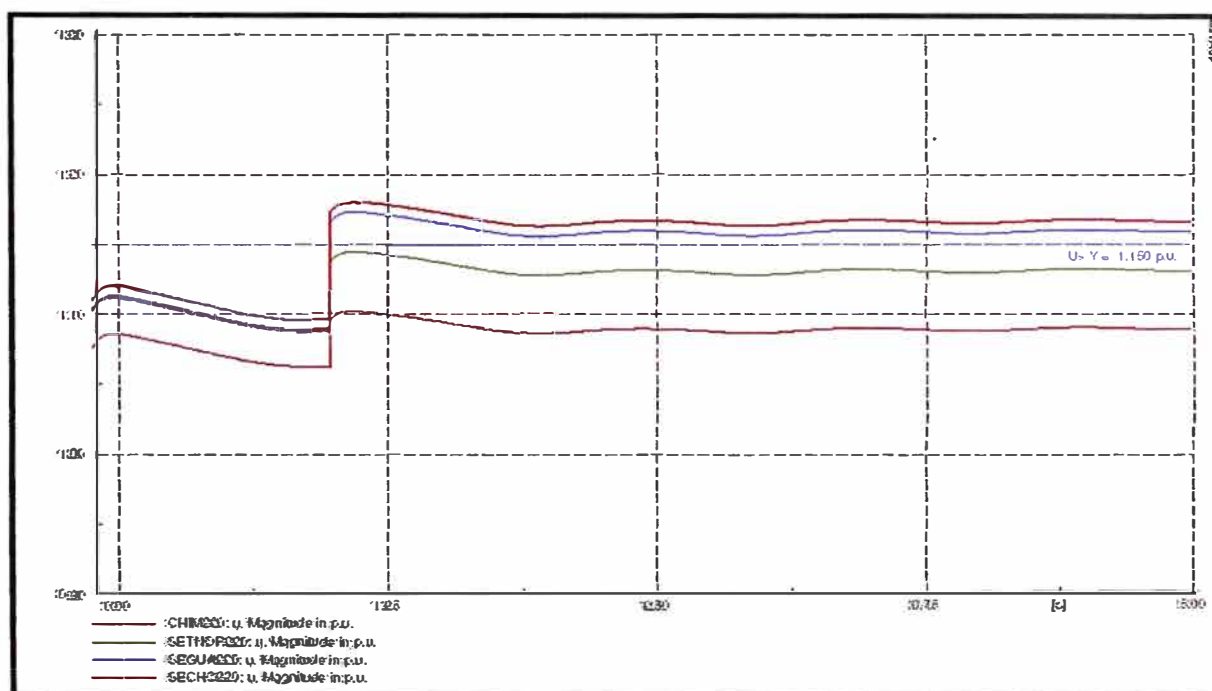
$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)}$        $t >> 0,6 \text{ s}$

#### 4.5 Análisis de sobretensiones en la S.E. Guadalupe

En las simulaciones mostradas en las Figuras 4.11 y 4.12, se muestra un proceso de recuperación de la S.E. Guadalupe, y la S.E. Chiclayo.

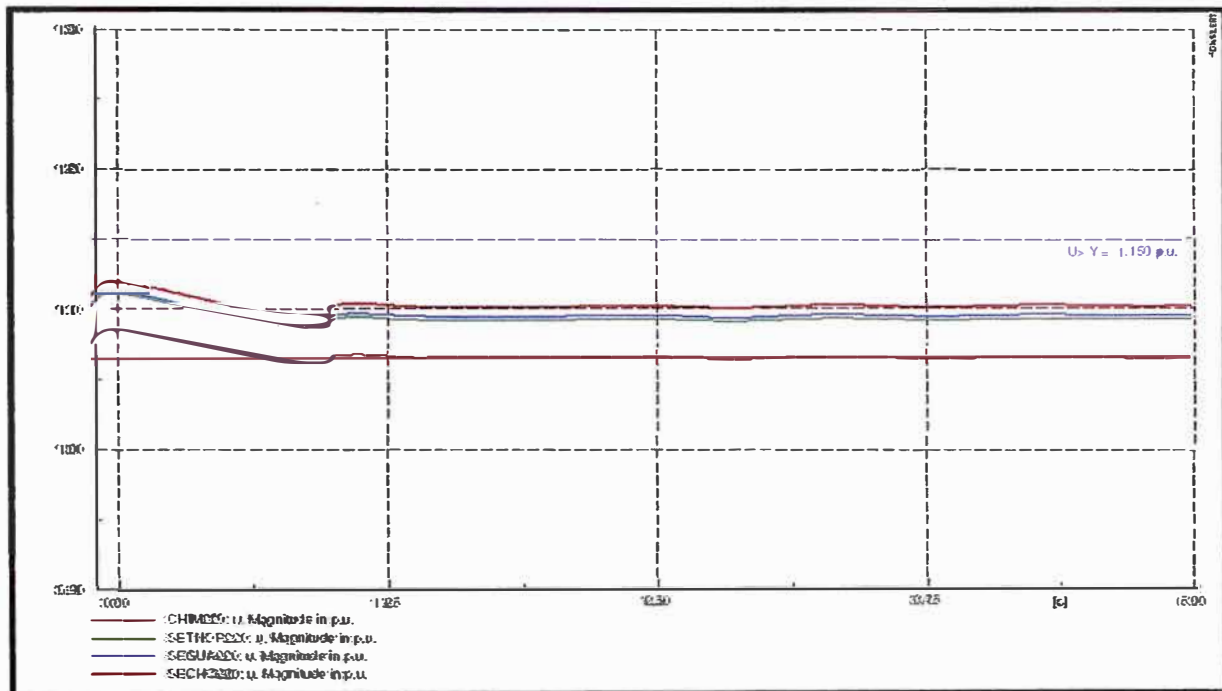
Durante este proceso se consideraron dos contingencias: primero la desconexión del reactor R-05 en la S.E. Guadalupe (Figura 4.11) y luego, la desconexión de la carga de Guadalupe (Figura 4.12).

En la simulación (Figura 4.11) de la desconexión del reactor R-05 en la S.E. Guadalupe, con la línea L-2236 tensionada, se presentan sobretensiones que son mayores a los 1,15 p.u., por lo que ante esta sobretensión presentada deberá actuar el esquema de sobretensión desconectando a la línea L-2236.



**Figura 4.11. Desconexión del reactor de Guadalupe por Falla, forma tradicional**

En la simulación (Figura 4.12) de la desconexión de la carga de la S.E. Guadalupe. Con la línea L-2236 tensionada, no se presentan sobretensiones, en este caso no actuaría el esquema de sobretensión.



**Figura 4.12. Desconexión de la carga de Guadalupe por Falla, forma tradicional**

De acuerdo a las simulaciones realizadas, es necesario activar el esquema de sobretensión en la línea L-2236, sin embargo los ajustes de esta línea deben coordinar con los relés de sobretensión de la línea L-2238 y a su vez con el reactor de Guadalupe. Por lo tanto se desprende los siguientes ajustes:

L-2236, S.E. Guadalupe y Chiclayo Oeste

$$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)} \quad t > 3,0 \text{ s}$$

$$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)} \quad t >> 0,8 \text{ s}$$

Asimismo, el reactor R-05 de la S.E. Guadalupe debe coordinar con el relé de sobretensión de la línea L-2236 y con el reactor R-07 de la S.E. Piura Oeste, por lo que se plantean los siguientes ajustes:

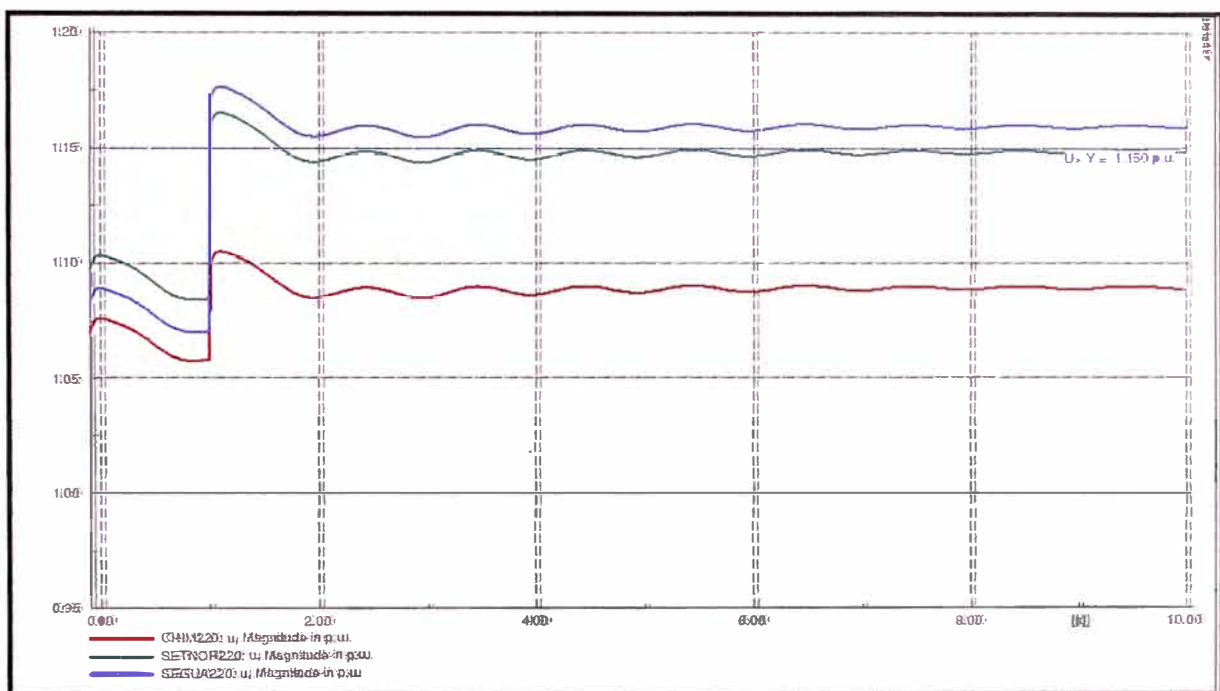
R-5, S.E. Guadalupe

$$U > 1,1 \text{ p.u. (242 kV)} \quad t > 1,5 \text{ s}$$

#### 4.6 Análisis de sobretensiones en la S.E. Trujillo Norte

En las Figuras 4.13 y 4.14, se muestran los resultados de la simulación de un proceso de recuperación de la S.E. Trujillo Norte y la S.E. Guadalupe.

Durante este proceso se consideraron dos contingencias: primero, la desconexión del reactor R-05 en la S.E. Guadalupe (Figura 4.13) y segundo, la desconexión del SVC de la S.E. Trujillo Norte (Figura 4.14).



**Figura 4.13. Desconexión del reactor de la S.E. Guadalupe por Falla, forma tradicional**

En la simulación (Figura 4.13) de la desconexión del reactor R-05 en la S.E. Guadalupe, con la línea L-2234 tensionada, se presentan sobretensiones que son mayores a los 1,15 p.u., por lo que ante esta sobretensión deberá actuar el esquema de sobretensión desconectando la línea L-2234.

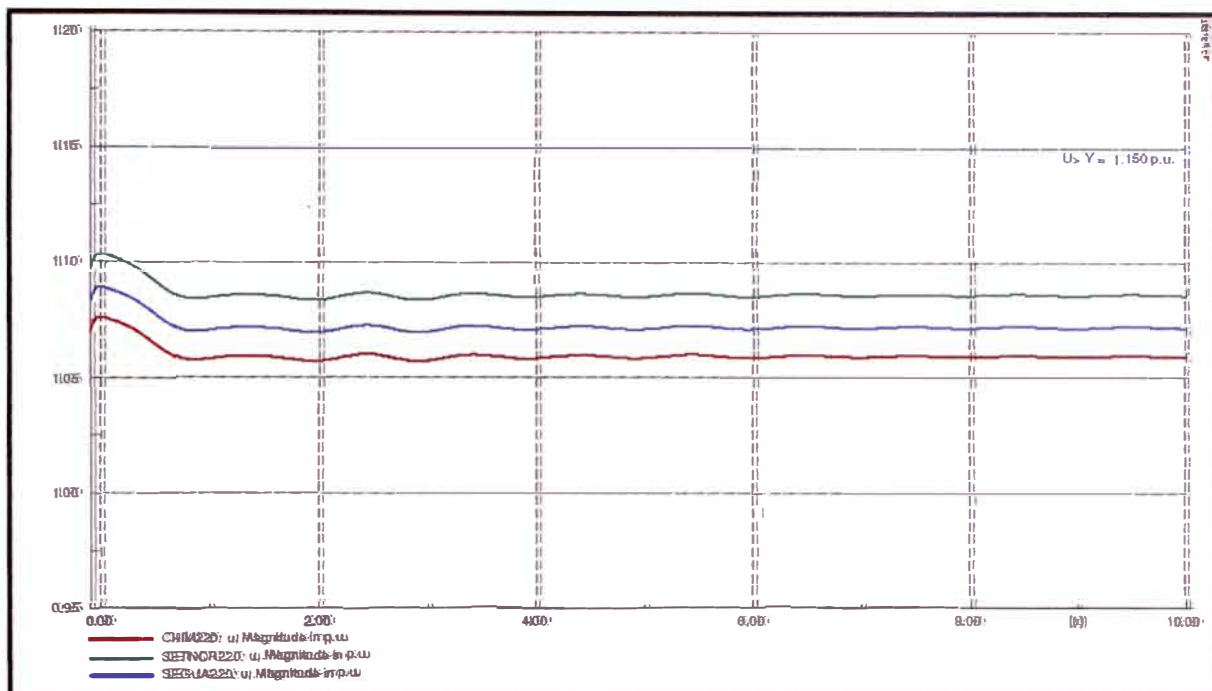


Figura 4.14. Desconexión del SVC de la S.E. Trujillo Norte por Falla, metodología tradicional

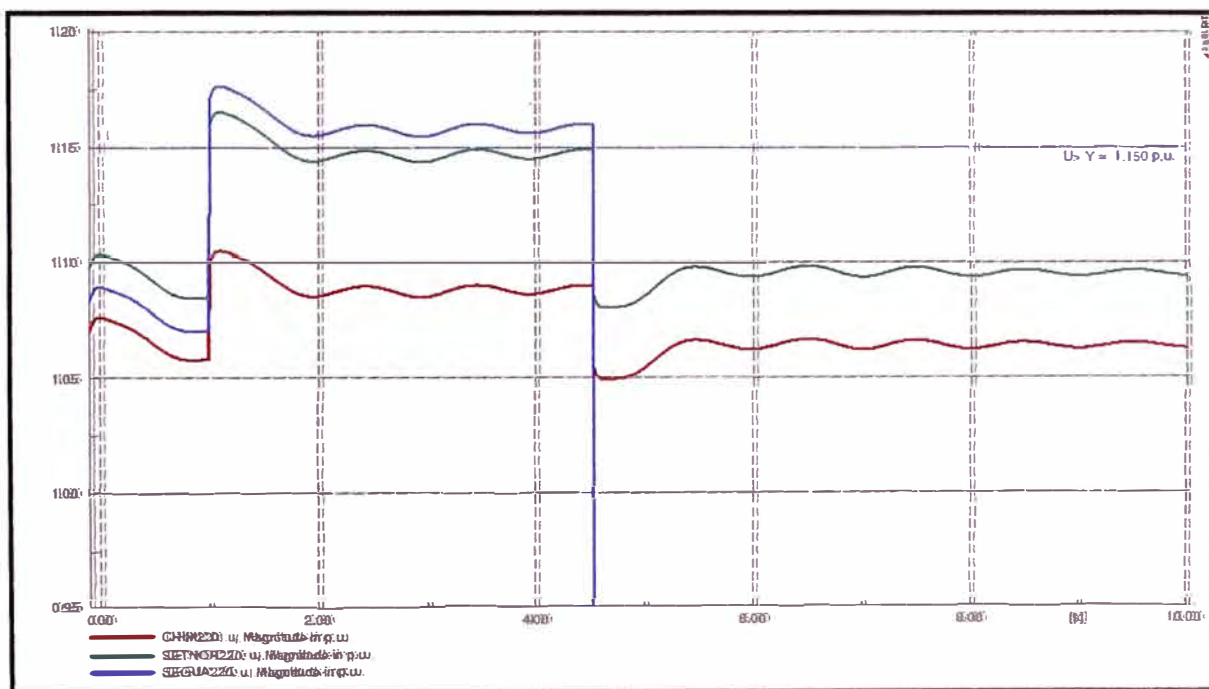


Figura 4.15. Desconexión del reactor de Guadalupe por Falla, metodología propuesta

En la simulación (Figura 4.15) se muestra la desconexión del reactor R-05 de la S.E. Guadalupe, seguida de la desconexión de la línea L-2234 por actuación

del esquema de sobretensión. Se aprecia que luego de la desconexión de la línea L-2234 las sobretensiones son controladas adecuadamente.

Los ajustes del relé de sobretensión de la línea L-2234, debe coordinar con la línea L-2236 y el reactor de la S.E. Guadalupe, por lo que los ajustes planteados son los siguientes:

L-2234, S.E. Trujillo Norte y Guadalupe

$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$	$t > 3,5 \text{ s}$
$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)}$	$t >> 1,0 \text{ s}$

Adicionalmente, se recomienda desconectar la línea L-2260 (Trujillo Norte – Cajamarca) por sobretensión, pero la desconexión de esta línea debe realizarse antes de la desconexión de la línea L-2232. Los ajustes propuestos para esta línea son los siguientes:

L-2260, S.E. Trujillo Norte y Cajamarca

$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$	$t > 3,8 \text{ s}$
$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)}$	$t >> 1,2$

#### 4.7 Análisis de sobretensiones en la S.E. Chimbote 1.

Entre la S.E. Chimbote 1, y la S.E. Trujillo Norte existen dos líneas de transmisión (L-2232 y L-2233), por lo que ante contingencias se prioriza desconectar una de las líneas antes de que se produzca cualquier otra maniobra en estas subestaciones, sin embargo la desconexión de esta línea debe estar coordinada con la inserción automática del reactor de Guadalupe. La línea que debe desconectar primero es la línea L-2233, seguidamente la línea L-2234, posteriormente la línea L-2260 y finalmente se debe desconectar toda la barra de 220 kV de la S.E. Trujillo Norte.

Los ajustes planteados para la línea L-2233 son los siguientes

L-2233, S.E. Chimbote1 y S.E. Trujillo Norte

$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$        $t > 2,5 \text{ s}$

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)}$        $t >> 0,6 \text{ s}$

Esta línea debe tener implementado el disparo transferido por sobretensión, el esquema para la desconexión de esta línea es como se muestra en la Figura 4.16. En el cual para darle mayor seguridad al esquema la señal de disparo directo es condicionada a la presencia de una sobretensión de 1,1 p.u. antes de producirse el disparo definitivo.

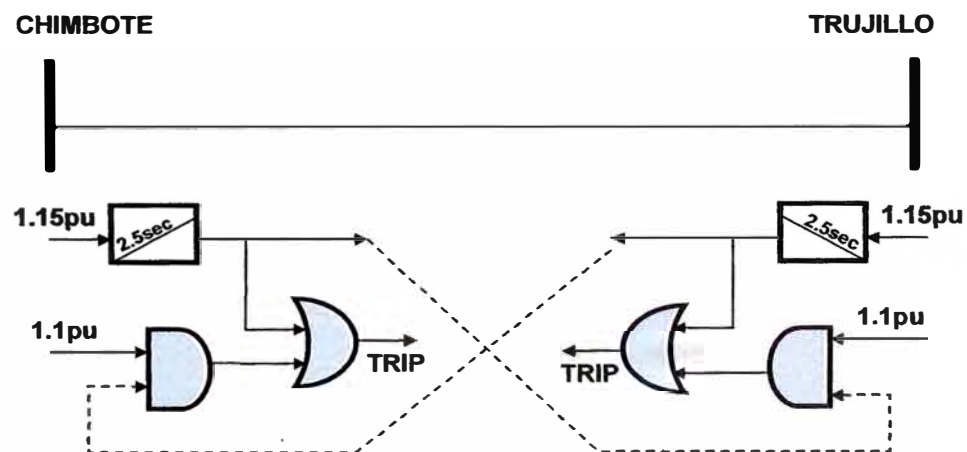


Figura 4.16. Esquema de disparo transferido en la línea L-2233.

La protección de sobretensión de la línea L-2232, deberá coordinar con los relés de sobretensión de la línea L-2234, L-2260, L-2233. Esta línea también deberá desconectar antes de producirse la desconexión de la línea L-2215 (Paramonga – Chimbote1), por lo que se plantean los siguientes ajustes para la protección de sobretensión de la línea L-2232.

L-2232, S.E. Chimbote1 y Trujillo Norte

$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$        $t > 4,2 \text{ s}$

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)}$        $t >> 1,4 \text{ s}$

Finalmente el ajuste para la línea L-2215, deberá coordinar con los relés de sobretensión de las líneas L-2233 y L-2232, por lo que sus ajustes serán:

L-2215, S.E. Paramonga Nueva y Chimbote

$U > 1,15 \text{ p.u. (253 kV)}$        $t > 4,5 \text{ s}$

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286.0 kV)}$        $t >> 1,6 \text{ s}$



#### 4.8 Sobretensión en los transformadores y grupos de generación.

De acuerdo al informe elaborado por TRANSENER, se puede usar una etapa como respaldo en caso falle el esquema sistémico de protección de sobretensión del área Norte. Los ajustes de estos relés deben coordinar con todas las etapas de la protección sistémica; por lo que los ajustes serán:

Salidas de Transformadores en 220 kV área norte.

$U > 1,2 \text{ p.u. (253 kV)}$                        $t > 5 \text{ s}$

Asimismo se debe usar la etapa de sobretensión en las siguientes plantas de generación:

C.T. Malacas

$U > 1,2 \text{ p.u.}$                        $t > 4 \text{ s}$

C.H. Carhuaquero

$U > 1,2 \text{ p.u.}$                        $t > 4 \text{ s}$

#### 4.9 RESUMEN DE AJUSTES DE LOS RELES DE SOBRETENSION.

- **S.E. ZORRITOS**

- L-2280

- Etapa 1*

- $U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 1 \text{ s}$

- Etapa 2*

- $U >> 1,18 \text{ p.u. (259,6 kV)}$        $t >> 0,1 \text{ s}$

- L-2249

- Etapa 1*

- $U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 1,5 \text{ s}$

- Etapa 2*

- $U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,2 \text{ s}$

- **S.E. TALARA**

- L-2249

- Etapa 1*

- $U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 1,5 \text{ s}$

- Etapa 2*

- $U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,2 \text{ s}$

- L-2248

- Etapa 1*

- $U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 2,0 \text{ s}$

- Etapa 2*

- $U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,4 \text{ s}$

- R-10, S.E. Talara

- Etapa 1*

- $U > 1,1 \text{ p.u. (242,0 kV)}$        $t > 0,5 \text{ s (Inserción automática reactor)}$

○ **S.E. PIURA OESTE**

L-2248

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 2,0 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,4 \text{ s}$

L-2238

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 2,5 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,6 \text{ s}$

R-7, S.E. Piura Oeste

*Etapa 1*

$U > 1,1 \text{ p.u. (242,0 kV)}$        $t > 1,0 \text{ s (Inserción automática reactor)}$

○ **S.E. CHICLAYO OESTE**

L-2238

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 2,5 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,6 \text{ s}$

L-2236

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 3,0 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,8 \text{ s}$

○ **S.E. GUADALUPE**

L-2236

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 3,0 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 0,8 \text{ s}$

L-2234

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 3,5 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 1,0 \text{ s}$

R-5, S.E. Guadalupe

*Etapa 1*

$U > 1,1 \text{ p.u. (242,0 kV)}$        $t > 1,5 \text{ s (Inserción automática reactor)}$

○ **S.E. TRUJILLO NORTE**

L-2234

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 3,5 \text{ s}$

*Etapa 2*

·  $U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 1,0 \text{ s}$

L-2260

*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 3,8 \text{ s}$

**Etapa 2**

$U \gg 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t \gg 1,2 \text{ s}$

**L-2233****Etapa 1**

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 2,5 \text{ s}$

**Etapa 2**

$U \gg 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t \gg 0,6 \text{ s}$

**L-2232****Etapa 1**

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 4,2 \text{ s}$

**Etapa 2**

$U \gg 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t \gg 1,4 \text{ s}$

○ **S.E. CHIMBOTE 1****L-2233****Etapa 1**

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 2,5 \text{ s}$

**Etapa 2**

$U \gg 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t \gg 0,6 \text{ s}$

**L-2232****Etapa 1**

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 4,2 \text{ s}$

**Etapa 2**

$U \gg 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t \gg 1,4 \text{ s}$

L-2215*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 4,5 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 1,6 \text{ s}$

○ **S.E. PARAMONGA NUEVA**L-2215*Etapa 1*

$U > 1,15 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 4,5 \text{ s}$

*Etapa 2*

$U >> 1,3 \text{ p.u. (286,0 kV)}$        $t >> 1,6 \text{ s}$

○ **OTROS AJUSTES***Etapa de respaldo de los transformadores en 220 kV área norte.**Etapa 1*

$U > 1,2 \text{ p.u. (253,0 kV)}$        $t > 5 \text{ s}$

*C.T. Malacas**Etapa 1*

$U > 1,2 \text{ p.u.}$        $t > 4 \text{ s}$

*C.H. Carhuaquero**Etapa 1*

$U > 1,2 \text{ p.u.}$        $t > 4 \text{ s}$

## **CONCLUSIONES**

Como resultado del informe desarrollado se plantean las siguientes conclusiones:

- 1.- Con la forma tradicional de coordinar los relés de sobretensión, se producía una avalancha de tensiones en cascada debido a que la protección de sobretensión se utilizaba como protección local.
- 2.- Con la metodología planteada, no se producen avalanchas en cascada de tensión, debido a que la protección de sobretensión se usa como una protección sistémica, en la cual se prioriza la calidad del suministro a los clientes.
- 3.- Los relés de sobretensión, solo pueden ser usados para controlar sobretensiones temporarias debido a que estos operan en tiempos mayores a 2 ciclos (33ms) y no son capaces de detectar las sobretensiones por descargas atmosféricas ó de maniobra, que presentan tiempos de duración muy pequeños.
- 4.- Los pararrayos de las subestaciones no deben ser expuestos a altas sobretensiones temporarias, debido a que los pararrayos son diseñados para disipar altas energías en cortos tiempos (ms).

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] C.R. Mason, *"The Art and Science of Protective Relaying"*, John Wiley & Sons, Inc 1956.
- [2] V. Hinrichsen, *"Descargadores de sobretensiones de Óxido Metálico"*, SIEMENS AG, 2003.
- [4] D. Fultchiron, *"Overvoltages and insulation coordination in MV and HV"* Merlin Gerin, 1995.
- [5] M.M. Adibi, R.W.Alexander and B.Avrarnovic, *"Overvoltage Control During Restoration"*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No.4 ,pp. 1464-1470, Nov 1992
- [6] Y. Jacome, C. Alvarez, G. Pinares, *"Limites de Operación de Sistemas ante condiciones Críticas"*, XVI CONIMERA, 2005
- [7] Estudio de Coordinación de Protecciones COES SINAC, TransEner – CESI, 2005.