

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DESARROLLO DE UN ESQUEMA CENTRALIZADO DE
CONTROL DE REACTORES PARA EL CONTROL DE
TENSION EN LLTT DE MUY ALTA TENSION**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN CARLOS QUISPE HUARCAYA

PROMOCIÓN

2011-II

LIMA – PERÚ

2016

**DESARROLLO DE UN ESQUEMA CENTRALIZADO DE
CONTROL DE REACTORES PARA EL CONTROL DE
TENSION EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE MUY ALTA
TENSIÓN**

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres Carlos y Reyna quienes con mucho apoyo incondicional me ayudan siempre a lograr mis objetivos trazados.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es resultado de un trabajo grupal en conjunto con mis asesores Ing. Roberto Ramírez e Ing. Yofre Jácome a quienes agradezco mucho su apoyo constante.

SUMARIO

Los enlaces de interconexión entre las Áreas Centro y Sur en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) son líneas de transmisión en alta tensión (220 kV) y muy alta tensión (500 kV). Según las estadísticas indican que dichas líneas son vulnerables a diferentes tipos de fallas las cuales conllevan al riesgo de ocasionar la separación y el colapso eléctrico del Área Sur.

Por lo mencionado es necesario contrarrestar el efecto de estas fallas mediante esquemas especiales de protección, que conecten o desconecten elementos del sistema para restablecer el equilibrio y evitar dichas posibles desconexiones seguidas de eventuales colapsos.

En la presente tesis se ha desarrollado un esquema de control centralizado, basado de manera fundamental en la acción automática sobre reactores “*shunt*” de línea y de barra, para que mediante su desconexión sea posible regular los niveles de tensión a lo largo de la línea de transmisión; se denomina Esquema Centralizado del Control de Reactores (ECCR).

El ECCR se desarrolla para el control de la operación de los reactores shunt instalados en la línea de transmisión de muy alta tensión (500 kV) Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo y se activa de forma adecuada tomando la información necesaria de las tensiones, el estado de los reactores y los tramos de líneas. Los resultados de las simulaciones demuestran su eficacia.

INDICE DE CONTENIDOS

SUMARIO.....	V
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I	
1. ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Antecedentes Bibliográficos del Control de Reactores para el Control de Tensión .3	
1.1.1 MAIS en el Sistema Eléctrico Hydro-Quebec.....	3
1.1.2 MAIS en la Subestación de Cotaruse	5
1.2 Planteamiento del Problema.....	10
1.3 Formulación del Problema.....	11
1.4 Objetivos	13
1.4.1 Objetivo general	13
1.4.2 Objetivos específicos.....	13
1.5 Hipótesis	13
1.5.1 Hipótesis general.....	13
1.5.2 Hipótesis específicos	14
CAPITULO II	
2. MARCO TEORICO Y MARCO CONCEPTUAL.....	15
2.1 Protección, Control y Monitoreo de Sistemas de Potencia.....	15
2.1.1 Introducción:.....	15
2.1.2 Evaluación del estado de una subestación y topología.....	16
2.1.3 Supervisión de la medición remota	17
2.2 Estabilidad Transitoria ante una Gran Perturbación.....	18
2.2.1 Conceptos generales de sistemas de potencia.....	18
2.2.2 Enfoque para describir los procesos transitorios.....	19
2.2.3 Definición de estabilidad transitoria	20
2.2.4 Metodología y criterios de estabilidad transitoria	21
2.3 Utilización de los Reactores en los Sistemas de Transmisión	22
2.3.1 Métodos de Control de Tensión	23
2.3.2 Reactores Shunt en una línea de trasmisión de MAT	23
2.4 Normativa	24

2.4.1	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)	24
-------	--------------------------------------------------------------------	----

CAPITULO III

3.	SISTEMA ELECTRICO PERUANO.....	27
3.1	Características SEIN	27
a)	Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN):	27
b)	Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR):	27
c)	Sistema de Transmisión Local (STL):	29
3.2	Enlace de Interconexión Centro – Sur	29
3.2.1	Línea de Transmisión de 500 kV Chilca – Montalvo	30
3.2.2	Parámetros de la línea de transmisión en 500 kV	32
3.2.3	Descripción de los equipos de compensación reactiva	32
3.3	Fallas Críticas en el enlace de interconexión Centro - Sur.....	34
3.4	Modelado del SEIN.....	38
3.4.1	Modelo de líneas de transmisión	39
3.4.2	Modelo de transformadores	42
3.4.3	Modelo de generadores.....	43

CAPITULO IV

4.	METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DEL ESQUEMA CENTRALIZADO DE CONTROL DE REACTORES SHUNT	47
4.1	Premisas para el Desarrollo del ECCR.....	47
4.2	Características Principales del ECCR.....	47
4.3	Funciones Principales del ECCR.....	48
4.4	Descripción del Desarrollo del ECCR	49
4.4.1	Ajustes preliminares de subtensión	52
4.4.2	Eventos preliminares a considerar en el desarrollo del ECCR	53
4.5	Desarrollo del ECCR:	58
4.5.1	Esquema local de reactores	60
4.5.2	Influencia de los escenarios en el ECCR para cada evento.....	65
4.5.3	Resumen del estado de los reactores para el esquema	75

CAPITULO V

5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	77
5.1	Análisis de resultados.....	77
5.1.1	Resultados para el Escenario 1	77

5.1.2	Resultados para el Escenario 2	78
5.1.3	Resultados para el Escenario 3	78
5.1.4	Resultados para el Escenario 4	79
5.1.5	Resultados para el Escenario 5	79
5.1.6	Resultados para el Escenario 6	80
5.1.7	Resultados para el Escenario 7	80
5.2	Contrastación de la hipótesis.....	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		86
ANEXO A		
EVENTOS EN MÁXIMA DEMANDA AVENIDA SIN CONSIDERAR ECCR.....		89
ANEXO B		
EVENTOS EN MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA CON AJUSTES PRELIMINARES EN EL ECCR.....		86
ANEXO C		
EVENTOS EN MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA CON AJUSTES FINALES EN EL ECCR		91
BIBLIOGRAFÍA.....		110

INDICE DE TABLAS

TABLA N° 1.1 Posibles acciones automáticas para contingencias extremas	4
TABLA N° 1.2 Reactores shunt de la LT de 500 kV	12
TABLA N° 2.1 Intervalo en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión	26
TABLA N° 3.1 Parámetros Eléctricos de la Línea	32
TABLA N° 3.2 Bancos de Capacitores Serie.....	33
TABLA N° 3.3 Reactores Shunt de la LT de 500 kV	33
TABLA N° 3.4 Fallas frecuentes en las líneas de 220 kV del enlace de interconexión	34
TABLA N° 3.5 Fallas frecuentes en la línea de 500 kV de enlace de interconexión	35
TABLA N° 3.6 Estadística de fallas en las líneas de 220 kV	35
TABLA N° 3.7 Estadística de fallas en las líneas de 500 kV	37
TABLA N° 3.8 Casos de fallas para analizar	38
TABLA N° 3.9 Parámetros típicos de líneas de transmisión aéreas.....	41
TABLA N° 3.10 Parámetros de entrada de secuencia positiva.....	43
TABLA N° 3.11 Parámetros para los generadores.....	46
TABLA N° 3.12 Parámetros de entrada clásicas de una máquina síncrona	46
TABLA N° 4.1 Ajustes preliminares de los reactores shunt.....	52
TABLA N° 4.2 Resultados eventos avenida en máxima demanda sin ajustes	53
TABLA N° 4.3 Resultados eventos avenida en media demanda sin ajustes	55
TABLA N° 4.4 Resultados eventos avenida en máx demanda con ajustes preliminares..	55
TABLA N° 4.5 Resultados eventos avenida en media demanda con ajustes preliminares	57
TABLA N° 4.6 Escenarios de operación para los reactores	59
TABLA N° 4.7 Resumen de ajustes para escenario 1	65
TABLA N° 4.8 Resumen del estado de los reactores de acuerdo a su estado	75
TABLA N° 5.1 Resultados para el escenario 1	77
TABLA N° 5.2 Resultados para el escenario 2.....	78
TABLA N° 5.3 Resultados para el escenario 3.....	78
TABLA N° 5.4 Resultados para el escenario 4.....	79
TABLA N° 5.5 Resultados para el escenario 5.....	79
TABLA N° 5.6 Resultados para el escenario 6.....	80
TABLA N° 5.7 Resultados para el escenario 7.....	80

INDICE DE ILUSTRACIONES

Fig. 1.1 Ubicación del esquema en la interconexión Centro – Sur en 220 kV	6
Fig. 1.2 Subestación Cotaruse.....	7
Fig. 1.3 Enlace de interconexión Centro Norte - Sur	10
Fig. 1.4 Esquema especial de protección ECCR en la interconexión SICN-SIS.....	12
Fig. 2.1 Topología del procesador.....	16
Fig. 2.2 Modelo de la línea de trasmisión.....	17
Fig. 2.3 Procesos transitorios y la escala de tiempo.....	20
Fig. 2.4 Reactores de línea y barra en línea de muy alta tensión.....	24
Fig. 3.1 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	28
Fig. 3.2 Sistema Eléctrico de Interconexión Centro – Sur	29
Fig. 3.3 Potencia eléctrica sin compensación serie en la LT Chilca – Montalvo 500kV	31
Fig. 3.4 Potencia eléctrica con compensación serie en la LT Chilca – Montalvo 500kV ...	31
Fig. 3.5 Línea de transmisión larga como modelo π	40
Fig. 3.6 Modelo del transformador	42
Fig. 3.7 Eje d circuito equivalente para la representación máquina síncrona	43
Fig. 3.8 Eje q circuito equivalente para la representación máquina síncrona (rotor cilíndrico)	44
Fig. 3.9 Eje q circuito equivalente para la representación máquina síncrona (polos salientes)	44
Fig. 4.1 Diagrama de flujo de la metodología para el diseño del ECCR	51
Fig. 4.2 Tensión en las subestaciones sin considerar ajustes.....	54
Fig. 4.3 Tensión en las subestaciones con ajustes preliminares	56
Fig. 4.4 Sistema de enlace de Interconexión Área Centro - Sur.....	59
Fig. 4.5 Esquema local 1 SE Poroma	60
Fig. 4.6 Esquema local 2 SE Poroma	60
Fig. 4.7 Esquema Lógico Local en la SE Poroma	61
Fig. 4.8 Lógica de disparo para el reactor R1	62
Fig. 4.9 Esquema Local 1 SE Ocoña	62
Fig. 4.10 Esquema Local 2 SE Ocoña	62
Fig. 4.11 Esquema Lógico Local en la SE Ocoña	63
Fig. 4.12 Lógica de disparo para el reactor R2.....	64
Fig. 4.13 Lógica de disparo para el reactor R8.....	64

Fig. 4.14 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 1	66
Fig. 4.15 Tensión en la subestaciones como señales de entrada	66
Fig. 4.16 Tensión y TRIPs en la subestaciones como señales de entrada.....	67
Fig. 4.17 Primera parte del esquema lógico del ECCR	68
Fig. 4.18 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 2	69
Fig. 4.19 Señales de entrada del ECCR para el caso2	69
Fig. 4.20 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 3.....	70
Fig. 4.21 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 4.....	71
Fig. 4.22 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 5.....	71
Fig. 4.23 Segunda parte del esquema lógico del ECCR	72
Fig. 4.24 Perfil de tensiones para escenario 7 – caso 3.....	74

INTRODUCCION

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene por finalidad asegurar el suministro de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo, con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y al mismo tiempo, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la normativa técnica correspondiente.

El SEP debe atender la demanda de potencia eléctrica, la cual debe estar permanentemente equilibrada por la generación (oferta). Esta condición de equilibrio es la operación en estado estacionario; sin embargo, se pueden presentar perturbaciones que alteran el equilibrio de potencia activa o de potencia reactiva en el sistema, lo cual provocará cambios que lo llevarán a una nueva condición de operación en estado estacionario. Durante este proceso de cambio de una condición de operación en estado estacionario a otra, que se presenta de comúnmente en la operación de un SEP, se producen oscilaciones transitorias las cuales deben ser monitoreadas y mitigadas de ser el caso.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está constituido por diversas instalaciones que están conectadas, con los centros de generación ubicados muy lejos de los centros de consumo de la energía eléctrica. En ese sentido el SEIN está conformado por 3 Áreas eléctricas: Norte, Centro y Sur, que están interconectadas mediante líneas de transmisión del tipo Troncal Nacional (LTTN). El Área Centro se comporta como un área de generación, enviando un determinado flujo de potencia hacia el Norte como el Sur, que asumen el comportamiento de áreas de carga. Cabe remarcar que la interconexión hacia el Área Sur está conformada por 2 enlaces de transmisión, uno en 220 kV formado por dos circuitos paralelos (LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya) y el otro, es la línea de transmisión de Muy Alta Tensión (MAT) en 500 kV de simple circuito (LT Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo).

El SEIN como cualquier sistema eléctrico de potencia está sometido a contingencias, las cuales se presentan como eventos o fallas que ocasionan perturbaciones importantes que se manifiestan como sobretensiones y/o sobrecorrientes o fenómenos que pueden producir oscilaciones en las unidades de generación, las cuales deben amortiguarse sin afectar la estabilidad del sistema y sin provocar sus desconexiones, con lo cual se dejaría de atender la demanda.

En este contexto, la línea de MAT de 500 kV, Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo de 883 km debe operar con reactores de línea y reactores de barra para disminuir el efecto Ferranti, que se produce por su gran longitud. De otro lado, los reactores de línea cumplen una función adicional de gran importancia: disminuir el efecto del arco secundario y hacer posible el recierre. Asimismo, en el caso que resulte necesario reforzar esta función, los reactores de línea llevan un reactor de neutro. Por estas razones, esta línea de transmisión fue diseñada con 2 reactores de barra y 6 reactores de línea.

Por lo mencionado, es necesario controlar de manera coordinada la operación de los reactores instalados en las subestaciones a lo largo de la línea de 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo, mediante un Esquema Centralizado de Control de Reactores (ECCR). Es decir, es necesario controlar el comportamiento transitorio de las tensiones en las subestaciones de esta línea, así como sus valores finales, luego de grandes perturbaciones en el enlace de interconexión mediante este control de reactores de línea y de barra.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes Bibliográficos del Control de Reactores para el Control de Tensión

El control de tensión de subestaciones en base a la conexión de sus reactores shunt es un esquema especial de protección en los sistemas eléctricos de potencia de mucha importancia para el restablecimiento de los niveles de tensión ante algún evento o falla que pueda ocasionar daños al sistema eléctrico. Por ello a lo largo de la historia en diversos sistemas de potencia se han desarrollado esquemas de control de reactores en las subestaciones los cuales han venido mejorando a lo largo del tiempo, dichos esquemas fueron denominados Mando Automático de Inductancias Shunt (MAIS).

1.1.1 MAIS en el Sistema Eléctrico Hydro-Quebec

En el sistema eléctrico de Hydro-Quebec, en el año 1996 se llevó a cabo un importante programa para mejorar la confiabilidad de su sistema de transmisión. Primeramente se implementó un aumento de la capacidad del sistema para soportar grandes contingencias, causadas generalmente por múltiples incidentes o el disparo sucesivo de líneas de transmisión. Sin embargo analizando la manera más conveniente de contrarrestar este tipo de eventos, Hydro-Quebec adoptó un esquema defensivo [1].

Por ello Hydro-Quebec decidió desarrollar un plan de defensa para su sistema eléctrico contra grandes contingencias, basado en acciones automáticas y conformadas por:

- Un sistema de conmutación de reactores shunt en 735 kV, conocido por sus siglas como MAIS, cuyo principal objetivo es el control de tensión en el sistema después de un evento severo.
- La desconexión de generación denominado GR (Generation Rejection) y/o el sistema de desconexión de carga a distancia denominado RLS (Remote Load Shedding) cuyo objetivo principal es preservar la estabilidad del sistema durante contingencias extremas que implica la pérdida de varias líneas de transmisión en 735kV.
- Un sistema de rechazo de carga por baja frecuencia, cuya función es restablecer el equilibrio entre generación y la carga es llamado UFLS (Underfrequency Load Shedding).

Los estudios han demostrado que la solución más atractiva para el cumplimiento de la confiabilidad del sistema eléctrico de Hydro-Quebec es añadir la compensación en serie, los reactores en conexión shunt y los esquemas especiales de protección.

La adición de compensación serie en el sistema eléctrico junto con el MAIS permite que el sistema sea más robusto y asegura que se mantenga la estabilidad durante contingencias normales.

Se requiere que la adición de los reactores shunt en 735 kV sea para respetar los requisitos de funcionamiento del sistema bajo carga, los cuales establecen que el sistema debe tener suficiente equipo para tolerar una variación de carga del 100% al 50% sin desconexión de alguna línea, con el fin de controlar la tensión [1].

La TABLA N° 1.1 tomado de la referencia [1] muestra la posible aplicación de las medidas recomendadas para diversas contingencias extremas estudiados y permite apreciar el papel desempeñado por MAIS.

TABLA N° 1.1 Posibles acciones automáticas para contingencias extremas

EXTREME CONTINGENCIES	MAIS	UFLS	Limitado GR	GR RLS
Loss of all transmission circuits on common right-of-way. a) Two 735 kV lines b) Three 735 kV lines	X X	X	X	X
AC-DC event; Loss of bipolar line with: a) loss of one ac 735 kV line b) Another extreme contingency	X X	X	X	X
Loss of a generating station or a part of it (up to 5300 MW).	X	X		
Sudden dropping of a major load center (up to 4300 MW).	X			
Loss of all 735 kV lines emanating from a station.	X	X		X
Unintended operation of an special protection system.	X	X		

El plan de defensa del sistema Hydro-Quebec tiene por objeto reducir en la medida posible el daño causado por las contingencias extremas. El cambio automático de los reactores shunt (MAIS) en 735kV es un componente esencial de este plan de defensa. El sistema MAIS, en dicho sistema eléctrico, se implementó en 22 subestaciones en las que

era necesario controlar la tensión en el sistema después de un evento grave. Cada sistema MAIS, actúa de manera local, cada reactor shunt es totalmente independiente y se conectara o desconectara en respuesta a las condiciones locales.

Entonces se concluyó que en el sistema Hydro-Quebec se requirió un sistema de conmutación automática del reactor shunt 735 kV (MAIS) para controlar la tensión en el sistema eléctrico, después de una contingencia extrema. Este sistema MAIS fue implementado en 22 subestaciones de 735kV, cada MAIS es totalmente independiente y capaz de controlar reactores o bobina de disparo en respuesta a las condiciones locales. Entonces el MAIS representa un medio selectivo y fiable de control de tensión deseado dentro de los rangos de operación ante contingencias extremas, con el fin de garantizar un comportamiento adecuado del sistema.

1.1.2 MAIS en la Subestación de Cotaruse

En Julio del 2006 se implementó el primer MAIS en el Perú en la SE. Cotaruse con 4 reactores de barra en la línea de interconexión entre el Sistema Interconectado Centro-Norte y el Sistema Interconectado Sur. La unidad de medición y de maniobra es el elemento que efectúa la medición precisa de la tensión de secuencia directa y compara este valor con los ajustes especificados, si estos valores permanecen durante el tiempo ajustado se efectuará una maniobra de una inductancia (50 MVAR) de acuerdo al sentido especificado, para mantener la tensión dentro de los márgenes normales de operación [2].

Las relaciones entre las líneas Mantaro – Cotaruse (L-2051 y L-2052), Cotaruse – Socabaya (L-2053 y L-2054) con las inductancias son las siguientes:

- L-2051 con XL-11
- L-2052 con XL-12
- L-2053 con XL-14
- L-2054 con XL-13

Secuencia de desconexión es:

- 1º. XL12
- 2º. XL14
- 3º. XL11
- 4º. XL13

Esta secuencia es válida cuando las cuatro inductancias están disponibles, sin embargo si alguna estuviera fuera de servicio, o manualmente (por mantenimiento) se

indisponga alguna inductancia, esta secuencia cambiará en el mismo sentido pero sin la inductancia indisponible [2]. Entonces la conexión se realiza en sentido inverso. En Julio del 2011, se implementó el esquema especial de protección MAIS original, para el control de los reactores en la subestación de Cotaruse debido al incremento de 2 reactores shunt adicionales a las 4 existentes y a la necesidad de su coordinamiento para la desconexión o conexión ante contingencias. En la Fig. 1.1 se muestra la ubicación del MAIS en el enlace de interconexión Centro - Sur dentro de la subestación Cotaruse con los 6 reactores shunt, cuya aplicación es la de regular la tensión en la barra Cotaruse mediante el control adecuado (conexión y desconexión) de los reactores.

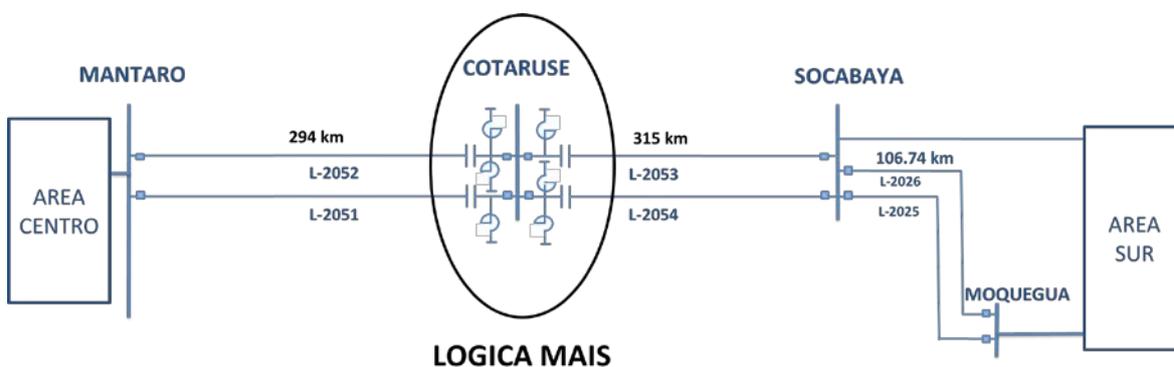


Fig. 1.1 Ubicación del esquema en la interconexión Centro – Sur en 220 kV

Esta función se realiza por medio de una lógica interna implementados a los relés ubicados en la Subestación Cotaruse 220 kV y con la entrada en servicio de los dos nuevos reactores R15 y R16 como se muestra en la Fig. 1.2 [2], la lógica MAIS existente ha sido modificada y actualizada para cumplir con el nuevo estudio de coordinaciones aprobados para el proyecto.

Este control es realizado tomando la tensión de la barra 2 como tensión de referencia, donde una caída de tensión por debajo de los valores ajustados en la misma provocara la desconexión de reactores bajo una secuencia adecuada. Una subida de tensión por encima de los valores ajustados, provocará la conexión de reactores con una secuencia que se explica a continuación.

Si un reactor cualquiera se encuentra fuera de servicio ya sea por mantenimiento, operación, falla o alguna otra contingencia, entonces los demás continúan su secuencia de operación tanto a la inserción como a la desconexión, sin el reactor fuera de servicio, de esa manera se presenta un adecuado control de los reactores, lo que hace que sea un esquema especial de protección. En la siguiente figura Fig. 1.2 se puede observar los dos

reactores shunt que ingresaron, donde XL15 y XL16 se muestran dentro de las circunferencias.

Cabe recalcar la configuración en anillo de la SE Cotaruse, donde la línea L-2051 y el reactor XL11 están conectados en la barra B1, la línea L-2052 y los reactores XL12, XL15 están conectados en la barra B2, la línea L-2053 y los reactores XL14, XL16 están conectados en la barra B4 y la línea L-2054 junto con el reactor XL13 están conectados en la barra B3 contando con 6 reactores shunt las cuales se controla de acuerdo al nuevo MAIS; además se muestra las capacitores serie XC1, XC2, XC3 y XC4 conectados en las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054 respectivamente

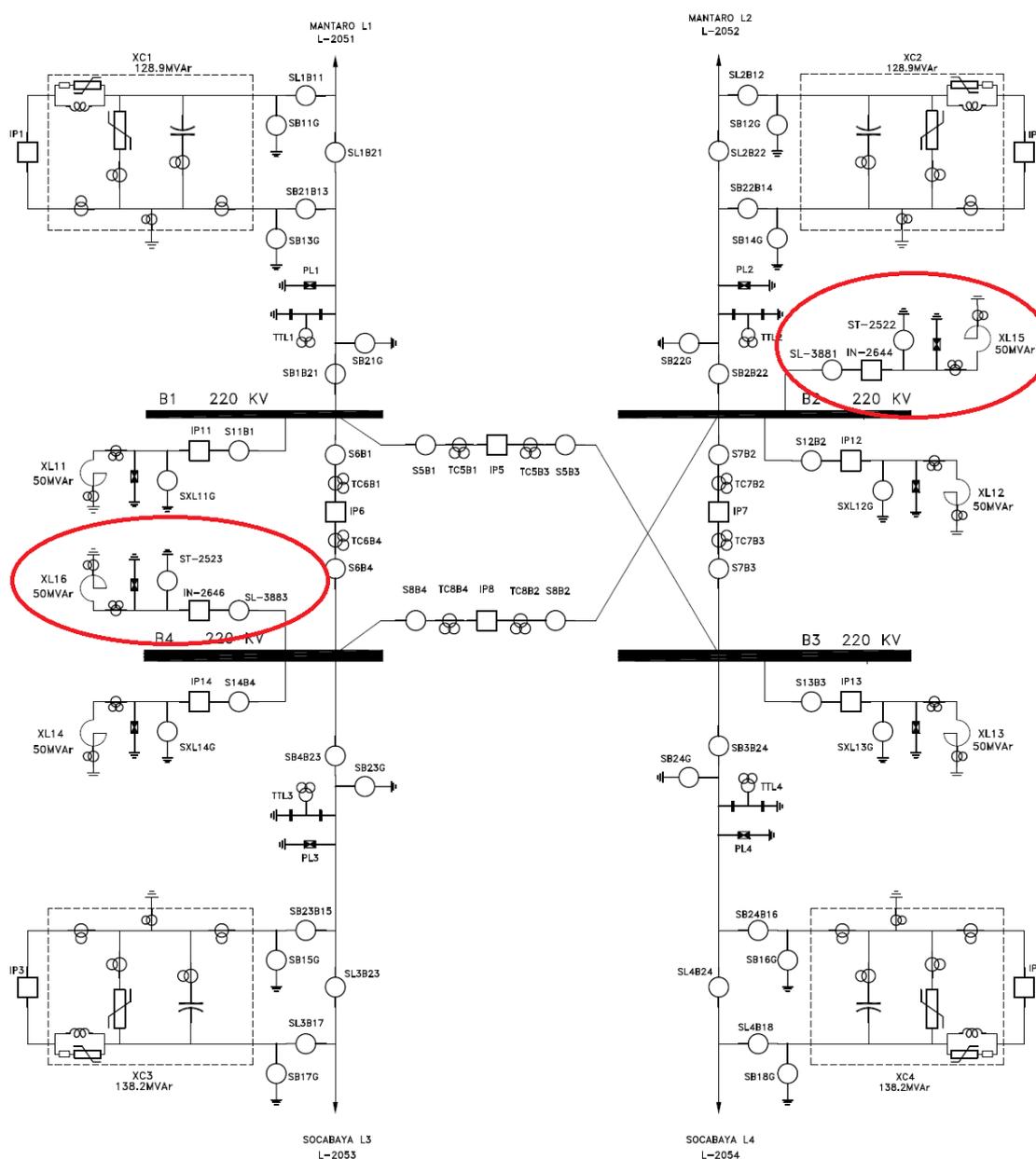


Fig. 1.2 Subestación Eléctrica Cotaruse 220 kV

Con el ingreso de estos dos nuevos reactores la secuencia de desconexión se modifica considerando en el 5° y 6° lugar a los nuevos reactores y manteniendo en la secuencia en los reactores iniciales, de esa manera se tiene un control adecuado para los 6 reactores par el control de la tensión en la subestación Cotaruse.

A continuación se muestra la secuencia:

- 1° Desconexión de reactor XL12.
- 2° Desconexión de reactor XL14.
- 3° Desconexión de reactor XL11.
- 4° Desconexión de reactor XL13.
- 5° Desconexión de reactor XL15.
- 6° Desconexión de reactor XL16.

Una subida de la tensión por encima de los valores ajustados, provocará la conexión de reactores bajo la siguiente secuencia:

- 1° Conexión de reactor XL16.
- 2° Conexión de reactor XL15.
- 3° Conexión de reactor XL13.
- 4° Conexión de reactor XL11.
- 5° Conexión de reactor XL14
- 6° Conexión de reactor XL12

En el caso que el reactor XL12 estuviera en modo mantenimiento, el reactor R15 asume su lugar en la secuencia, si el reactor XL14 estuviera en modo mantenimiento, el reactor R16 asume su secuencia.

Para hacer la lógica MAIS en cada relé principal de reactor: 87R-P/11, 87R-P/12, 87R-P/13 y 87R-P/14, ECC1/R15 y ECC2/R16, es necesario las siguientes señales de entrada:

- Disparo general de las protecciones de la línea asociada (aquí se agrupa los disparos por protecciones 21, 87L, 59, SOTF, entre otras).
- Disparo general de la protección de respaldo del reactor para el caso de los reactores existentes (aquí se agrupa disparos por protecciones 87R, 50, 51 mecánicos de reactor, entre otros).
- Disparo general de la protección principal y de respaldo del reactor para el caso de los reactores nuevos (aquí se agrupa disparos por protecciones 87R, 50, 51 mecánicos de reactor, entre otros).

- Estado energizado o desenergizado de los 6 reactores.
- Lógica MAIS habilitada o deshabilitada.
- Comunicación OK entre los relés que intervienen en la lógica MAIS (la pérdida de comunicación de cualquiera de los IEDs (*Intelligent Electronic Device*) tanto de línea como de reactores (fibra óptica dañada, relé en falla interna o apagado), bloquea totalmente al MAIS).

Por otro lado, cada relé verifica el estado energizado o desenergizado de su reactor a través de un bloque de sobrecorriente instantáneo del lado neutro en el reactor, el mismo que es dedicado únicamente para dicho fin. Las señales que emitirán para ser compartidas por los demás relés principales serán:

- Reactor energizado.
- Reactor desenergizado.

El relé de protección principal para el reactor XL12 (relé 87R-P/12), será el que emita en primera prioridad las señales de comando, tales como:

- Inserción de reactores.
- Desconexión de Reactores.

Los demás relés asociados a los otros reactores reciben dichas señales y ejecutan la operación de inserción o desconexión según la secuencia asignada, para ello corroboran el estado de los demás reactores (energizados o desenergizados). La protección principal del reactor XL11 es el diferencial (87R-P/11), emitirá también las señales de comando en segunda prioridad:

- Inserción de reactores.
- Desconexión de Reactores.

Para que este último entre en operación, deberá recibir la confirmación desde el relé 87R-P/12, quien enviará una señal que habilita el control en segunda prioridad, solo cuando se cumple, una de las siguientes condiciones o ambas:

- Ausencia de tensión en la Barra 2.
- Apertura del seccionador de línea SB2B22 (Seccionador de línea L-2052).

Entonces para la medición de tensión en la barra, se toma como referencia la tensión asociada a la barra 2, medida por el relé 87R-P/12. En condiciones de ausencia de tensión de la misma por condiciones descritas líneas arriba, se conmuta la tensión a la barra 1, medida por el relé 87R-P/11.

Bajo este criterio los relés principales de XL11 y XL12 tendrán bloques dedicados de mínima y máxima tensión en secuencia directa que se usarán para iniciar la conexión y desconexión de los reactores por la lógica MAIS (según las prioridades ya descritas anteriormente). Los ajustes de los bloques de tensión para el control de reactores son:

- $U < = 0.96 * U \text{ base}, t = 5 \text{ s}$
- $U << = 0.90 * U \text{ base}, t = 1 \text{ s}$
- $U > = 1.12 * U \text{ base}, t = 5 \text{ s}$
- $U >> = 1.15 * U \text{ base}, t = 1 \text{ s}$

En el caso que una protección de línea sea operada, esta bloqueará a su propio reactor por un tiempo de 5 segundos para que no pueda realizar la lógica MAIS (insertar o desconectar reactor), luego de cumplido este tiempo, el reactor queda nuevamente habilitado para realizar la lógica MAIS. De esa forma esta implementado el esquema especial de protección mediante la lógica MAIS en la subestación Cotaruse que juega un importante papel en el restablecimiento del sistema ante una contingencia.

1.2 Planteamiento del Problema

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú está conformado por el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS), las cuales se encuentran interconectados mediante la línea de transmisión en 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya cerrando el anillo con la línea de transmisión en 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo, tal como se muestra en la Fig. 1.3.

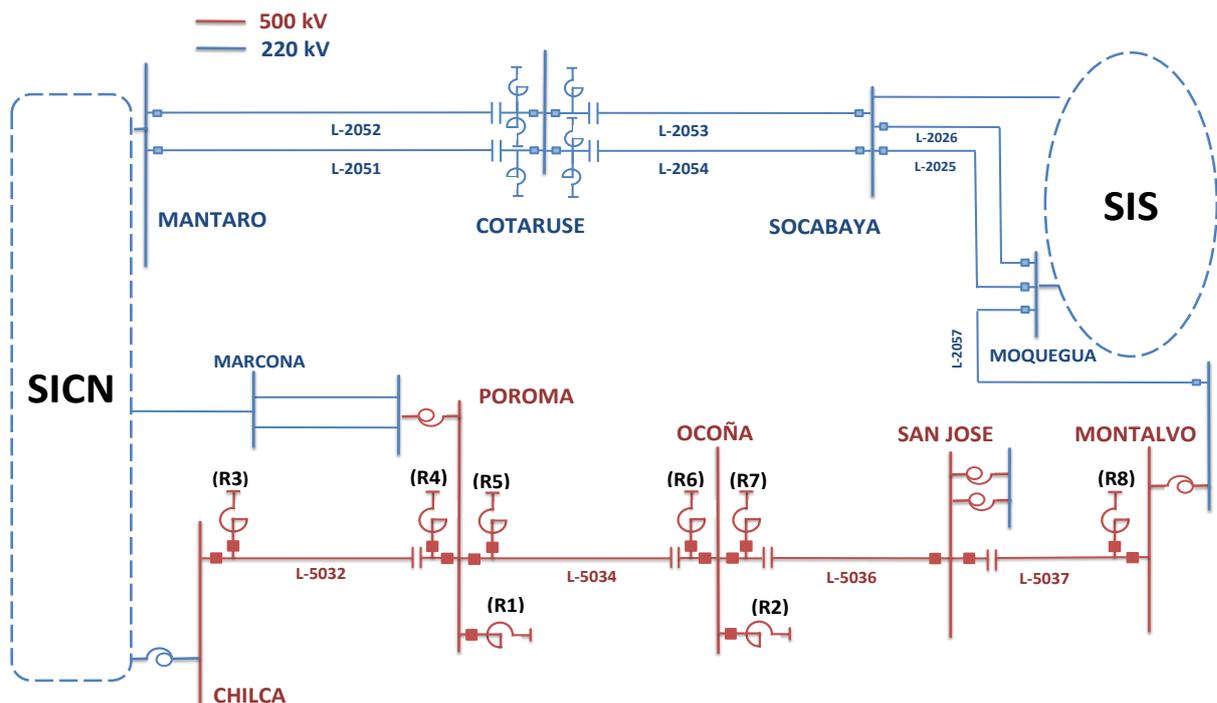


Fig. 1.3 Enlace de interconexión Centro Norte - Sur

Cuando el SEIN contaba solamente con el enlace de interconexión en 220 kV y con las innumerables fallas debido a las descargas atmosféricas se presenciaba inevitables colapsos en el SIS.

Con el ingreso de la línea de 500 kV se descarga el flujo de potencia por la línea de 220 kV, haciendo más robusta la interconexión y transmitiéndose de esa manera mayores cantidades de energía, suministrando de esa manera el aumento considerable la demanda en el Área Sur del SEIN.

Existe una estadística que muestra un gran número de fallas simultáneas en ambas ternas de la LT de 220 kV que han provocado su desconexión, que ocasiona la salida de la LT de 500 kV por las caídas de tensiones, lo que hace que el Sur del SEIN sea vulnerable a posibles colapsos.

Por esta razón es importante para la operación del SEIN que la LT de 500 kV cuente con un esquema de control centralizado de reactores para lograr la desconexión automática de los reactores shunt con una determinada secuencia y temporización adecuada, con la finalidad de controlar el nivel de las tensiones en las principales subestaciones de la línea de 500 kV y del sistema Sur.

Este esquema debe ser centralizado tomando señales de las subestaciones remotas, por lo cual es necesario contar con una lógica secuencial de actuación de dichos reactores evitando su disparo innecesario, a la vez es necesario una lógica local para el caso de la SE Poroma y la SE Ocoña ya que ante la contingencia del reactor de barra pueda ser reemplazado por un reactor de línea

1.3 Formulación del Problema

Luego de la experiencia mostrada en la Subestación Cotaruse, entonces es factible implementar un esquema similar con los reactores instalados a lo largo de la línea de 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo, para controlar las tensiones en las principales subestaciones.

Dicho esquema ha sido denominado Esquema Centralizado de Control de Reactores (ECCR), que a diferencia de los esquemas mostrados anteriormente, esta recibe señales de subestaciones remotas y las centraliza para que desde ese sistema se pueda ejecutar una lógica que permita restablecer el sistema eléctrico.

En la TABLA N° 1.2 se muestran los reactores shunt tanto de línea como de barra a lo largo de la línea de transmisión en 500 kV indicando el valor de la potencia reactiva en MVar que consumen cada una de ellas y que forman parte del esquema de control centralizado de reactores a desarrollar.

TABLA N° 1.2 Reactores shunt de la LT de 500 kV

	Reactor	Subestación	Línea	MVar
Barra	Poroma (R1)	Poroma	-	100
	Ocoña (R2)	Ocoña	-	100
Línea	Chilca – Poroma (R3)	Chilca	L-5032	200
	Poroma – Chilca (R4)	Poroma	L-5032	200
	Poroma – Ocoña (R5)	Poroma	L-5034	130
	Ocoña – Poroma (R6)	Ocoña	L-5034	130
	Ocoña – San Jose (R7)	Ocoña	L-5036	130
	Montalvo – San Jose (R8)	Montalvo	L-5037	130

Las subestaciones Poroma y Ocoña tienen dos reactores de línea y uno de barra, el de barra se puede desarrollar en un esquema local considerando un reactor principal para el ECCR en cada barra y los otros reactores de respaldo que se activan ante la contingencia del primero, mientras que las subestaciones de Chilca y Montalvo solo tienen un reactor de línea. Entonces, considerando los reactores en estas 4 subestaciones se requiere implementar un ECCR como se muestra en la Fig. 1.4:

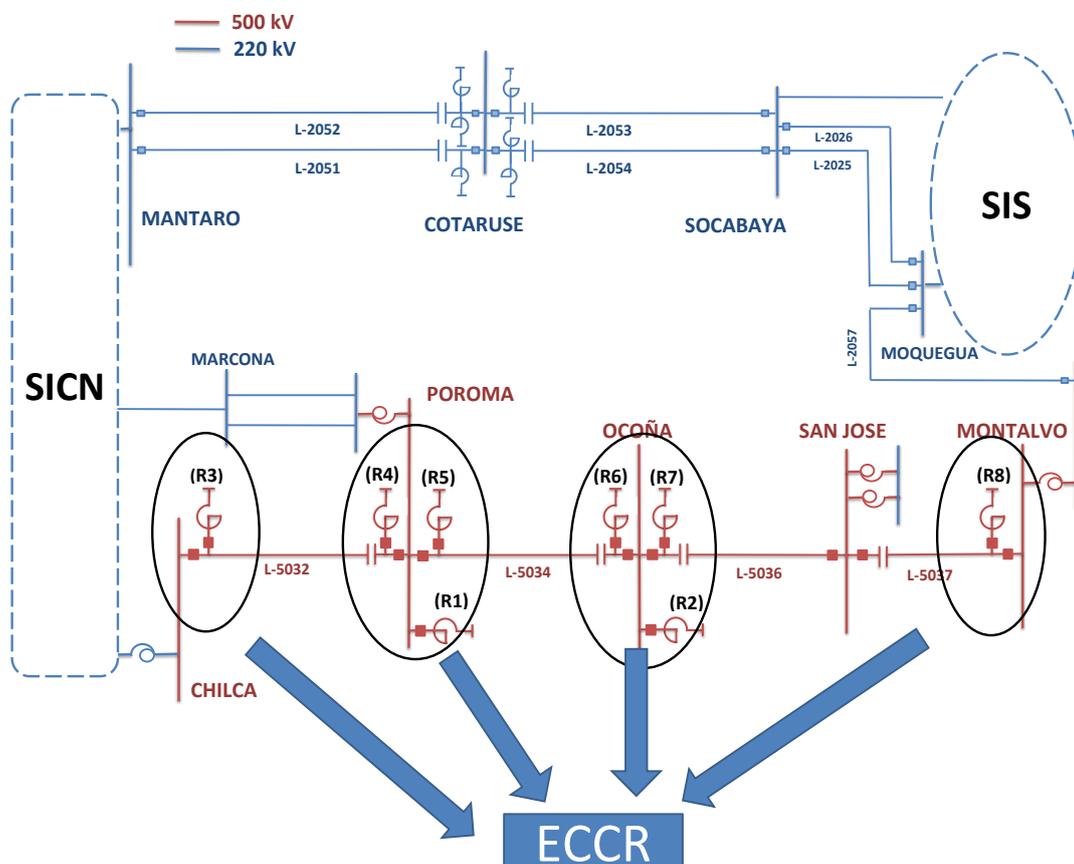


Fig. 1.4 Esquema especial de protección ECCR en la interconexión SICN-SIS

Tomando las señales de las subestaciones principales y centralizándolos para el desarrollo de la lógica adecuada y de esa manera enviar el disparo al reactor.

Como se mencionó anteriormente, en primer lugar se realiza el esquema de control local de reactores en las subestaciones Poroma y Ocoña y luego se implementa el esquema centralizado tomando señales de las diferentes subestaciones para discriminar los eventos o fallas que se presenta y de esa manera activar la lógica adecuada para restablecer las tensiones.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

- Desarrollar y proponer una lógica de esquema de control centralizado de los reactores (ECCR) en líneas de transmisión de MAT y demostrar que mediante su utilización se puede solucionar el problema del control de tensiones.

1.4.2 Objetivos específicos

- Definir las condiciones iniciales asociadas a las posibles condiciones de operación en estado estacionario del SEIN con la línea de transmisión en 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo.
- Definir los eventos de falla a simular para obtener la información para el diseño de la lógica del ECCR.
- Realizar las simulaciones de estabilidad transitoria para las condiciones iniciales de operación y los eventos identificados, para verificar el adecuado comportamiento del ECCR.
- Desarrollar un esquema especial de protección de control de los reactores aplicado al control de las tensiones en las subestaciones de la nueva línea de transmisión en 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo.

1.5 Hipótesis

1.5.1 Hipótesis general

- Un esquema centralizado de control de reactores (ECCR) en líneas de transmisión de MAT nos permite solucionar el problema del control de tensiones.

1.5.2 Hipótesis específicos

- La operación de la línea de transmisión en 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo incide en la definición de las condiciones iniciales de operación en estado estacionario.
- Las simulaciones con los eventos de falla factibles de ocurrir permiten obtener la información necesaria para el desarrollo y la verificación del diseño de la lógica del ECCR.
- Las simulaciones de estabilidad transitoria para diferentes eventos permiten verificar el adecuado comportamiento del ECCR.
- La inclusión de la línea en 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo requiere el desarrollo de un esquema especial de protección de control de reactores.

CAPITULO II MARCO TEORICO Y MARCO CONCEPTUAL

El “Desarrollo de un Esquema Centralizado de Control de Reactores para el Control de Tensión en Líneas de Transmisión de Muy Alta Tensión” está basado principalmente en 3 importantes temas, los cuales se muestran a continuación:

- Protección, Control y Monitoreo de Sistemas de Potencia
- Estabilidad Transitoria ante una Gran Perturbación
- Utilización de los Reactores en los Sistemas de Transmisión

Cada uno de los temas cuales cumplen una función importante en el desarrollo del presente trabajo a la vez se detalla sobre la tolerancia normativa sobre los parámetros de tensión los cuales se definirán a continuación:

2.1 Protección, Control y Monitoreo de Sistemas de Potencia

2.1.1 Introducción:

Los sistemas de potencia modernos operan muy cerca de sus límites de seguridad de su operación, por lo cual son susceptibles a problemas de estabilidad angular y de tensión, que podrían conducir a un colapso del sistema.

La protección de sistema local de líneas de transmisión, generadores, transformadores y de barras es la primera línea de defensa para hacer frente a los disturbios en el sistema de potencia. Normalmente la detección de una falla debe ser fiable, rápida y selectiva con la finalidad de desconectar el elemento fallado evitando una secuencia de desconexiones en cascada que podría afectar al resto del sistema. Sin embargo sistemas modernos necesitan una protección, el control y el monitoreo apropiados que detecten la anormal condición del sistema y tomar las acciones correctivas pre-planeadas para minimizar el riesgo de los colapsos en el sistema [3].

Los operadores del sistema de potencia necesitan mejores herramientas para lograr una operación fiable del sistema, especialmente durante condiciones de emergencia. En ese sentido el monitoreo de la red provee a los operadores amplia información y herramientas de análisis que hacen posible el conocimiento del estado actual de operación del sistema y de ese modo mejorar las decisiones del operador.

Tradicionalmente, dispositivos autónomos proporcionan la protección, control y monitoreo de sus funciones. Sin embargo, actualmente en base a los relés multifunción, sistemas de medición fasorial, equipos de tele-protección y otros. Se puede lograr:

- Lógica programable por el usuario
- Capacidad de medición en tiempo-sincronizado
- Comunicación punto a punto

Estos dispositivos sirven como medición fasorial y control de unidades combinándolas con las ventajas de las plataformas computacionales y el ancho de banda de los canales de comunicación para proveer una protección local de amplia área, así como el control y monitoreo de los sistemas que usan información en múltiples dispositivos. Un caso de la protección, control y monitoreo de sistemas de potencia es la evaluación del estado de una subestación.

2.1.2 Evaluación del estado de una subestación y topología

Para evaluar el estado de una subestación y topología toma las mediciones de corriente y/o tensión así como el estado de los alimentadores, de las barras y de los interruptores. La medición fasorial y el control de unidades proporciona una medición redundante de la subestación. Esta redundancia se puede usar para encontrar errores en las mediciones locales y para afinar las mediciones antes de que se envíe la aplicación a un nivel superior. En la Fig. 2.1 [3] se muestra en forma esquemática la evaluación del estado de una subestación y su topología.

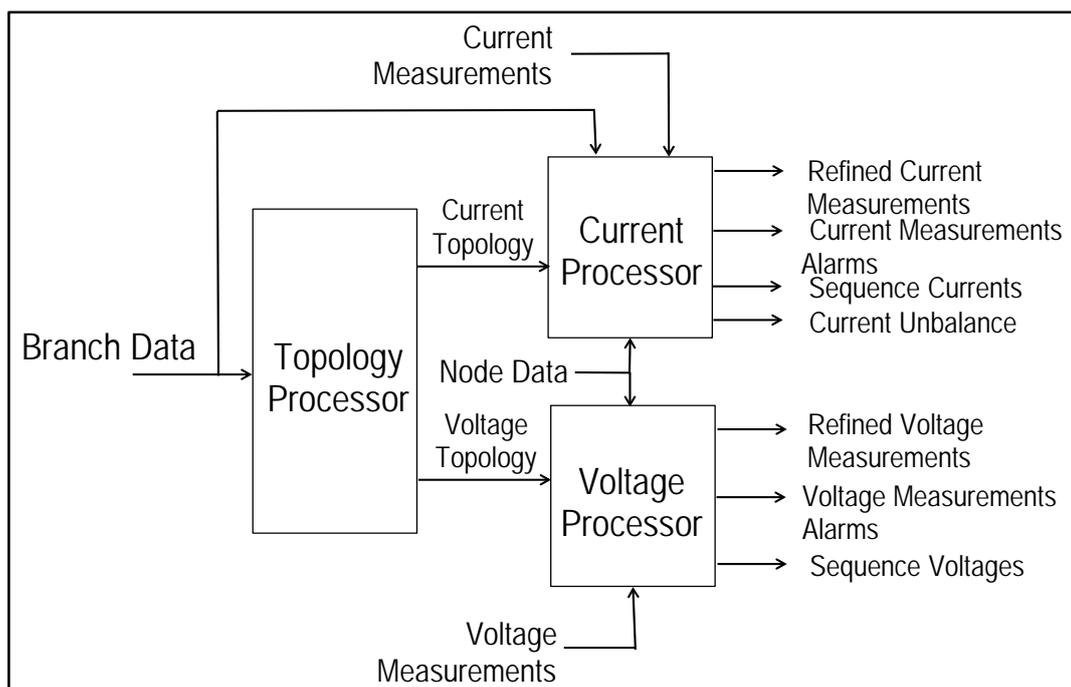


Fig. 2.1 Topología del procesador

2.1.3 Supervisión de la medición remota

Para supervisar mediciones remotas se utiliza un equipo centralizado, el cual puede reunir y procesar información proveniente de diferentes subestaciones y de esa manera supervisar de forma local o remota mediciones redundantes.

Por ejemplo tomando los valores de tensión de una barra, la impedancia de la línea de transmisión entre una barra y una remota, así como la corriente de la línea de transmisión es posible supervisar las tensiones en la subestación remota.

Para mostrar lo indicado se usa el modelo de la Fig. 2.2 que representa una línea de transmisión.

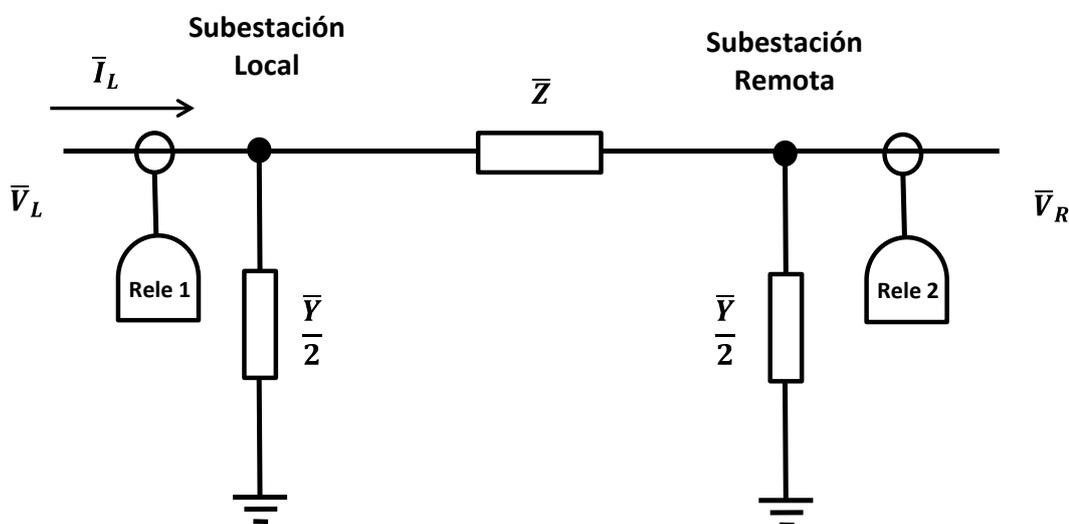


Fig. 2.2 Modelo de la línea de transmisión

El relé 1 ubicado en la subestación local toma señales de tensión $\bar{V}_{L\text{MEAS}}$ y relé 2 en la subestación remota toma señales de tensión $\bar{V}_{R\text{MEAS}}$ y las envían al equipo centralizado. El equipo centralizado requiere también los parámetros de transmisión y calcular la tensión remota \bar{V}_R en función de la tensión local \bar{V}_L y la corriente \bar{I}_L con la ecuación:

$$\bar{V}_R = \bar{V}_L - \bar{Z}(\bar{I}_L - \frac{\bar{Y}}{2}\bar{V}_L) \quad (2.1)$$

Dónde:

\bar{V}_R : Tensión en las subestación remota.

\bar{V}_L : Tensión en las subestación local.

\bar{I}_L : Corriente en la subestación local.

\bar{Z} : Impedancia de la línea de transmisión.

\bar{Y} : Admitancia de la línea de transmisión.

Sustituyendo el valor de tensión remota por las mediciones de tensión y corriente local ($\bar{V}_{L MEAS}$ y $I_{L MEAS}$) entonces podemos estimar la tensión \hat{V}_R en la siguiente expresión.

$$\hat{V}_R = \bar{V}_{L MEAS} - \bar{Z}(\bar{I}_{L MEAS} - \frac{\bar{Y}}{2}\bar{V}_{L MEAS}) \quad (2.2)$$

Dónde:

$\bar{V}_{L MEAS}$: Tensión en las subestación local medido.

$\bar{I}_{L MEAS}$: Corriente en la subestación local medido.

\hat{V}_R : Tensión en las subestación remota estimada.

El error ε_V de la medición de \bar{V}_R se calcula con:

$$\varepsilon_V = |\hat{V}_R - \bar{V}_{R MEAS}| \quad (2.3)$$

$\bar{V}_{R MEAS}$: Tensión en las subestación remota medida

Entonces para monitorear el error de medición se implementa la ecuación en el equipo centralizado.

2.2 Estabilidad Transitoria ante una Gran Perturbación

La estabilidad transitoria es la habilidad de que un sistema de potencia pueda mantenerse en sincronismo cuando está sometido a una perturbación transitoria severa, tales como fallas en las principales líneas de transmisión, pérdida de generación, o pérdida de una gran carga. El sistema responde para cada disturbio implicando grandes desfases de los ángulos del rotor, flujos de potencia, tensión en barras, y otros sistemas variables.

La estabilidad es influenciada por la característica no lineal de los sistemas de potencia. Si el resultado de la separación angular entre las máquinas y el resto del sistema está dentro de ciertos límites entonces el sistema mantiene el sincronismo. Pérdida de sincronismo debido a la inestabilidad transitoria, si esto ocurre, por lo general será dentro de 2 o 3 segundos desde el disturbio inicial.

2.2.1 Conceptos generales de sistemas de potencia

El Sistema Eléctrico de Potencia está conformado por un conjunto de elementos que interactúan y que se pueden dividir en dos categorías:

Todos los elementos del sistema están vinculados por las unidades de generación, el sistema de transmisión y el consumo de la energía eléctrica por las cargas y se debe garantizar que el suministro en estado estacionario como durante perturbaciones, tales como, variaciones de carga, fallas eléctricas y otras contingencias [4].

a) Elementos de potencia

Son aquellos elementos de producción (generadores, motores), de conversión (transformadores, rectificadores, inversores), de transmisión y distribución (líneas de transmisión, redes) y consumidores (cargas) de la energía eléctrica.

b) Elementos de control

Tienen como función el control y la regulación en el SEP. En ese sentido, regulan y/o modifican el estado del sistema (reguladores de excitación de las máquinas síncronas y estabilizadores de sistemas de potencia, reguladores de frecuencia, relés, interruptores, etc.)

Es necesario remarcar que aun operando en estado estacionario las cargas oscilan constantemente en el tiempo por lo cual presentan pequeñas variaciones (fluctuaciones) de potencia, corriente, tensión, frecuencia, entre otros.

Estas pequeñas fluctuaciones junto con la desconexión generadores, líneas de transmisión, transformadores y subestaciones de gran potencia provocan el paso de un régimen a otro durante el funcionamiento normal del sistema y se denominan regímenes procesos transitorios.

2.2.2 Enfoque para describir los procesos transitorios.

Durante los pasos del sistema de un régimen permanente (estado de equilibrio) a otro hay una variación en la cantidad de energía relacionada con los circuitos eléctricos o electromecánico en el régimen inicial.

En un enfoque más riguroso los procesos transitorios debieran ser analizados al mismo tiempo en el espacio y en el tiempo (Por ejemplo, aparición de la corriente de cortocircuito y la propagación de las ondas electromagnéticas en el espacio a lo largo de la línea, cables, devanados de las máquinas y transformadores).

Sin embargo la resolución del problema se puede simplificar, teniendo en cuenta diversos factores que se presentan en el sistema eléctrico, en la Fig. 2.3 [4] se puede observar los procesos transitorios para diferentes causas de aparición del proceso transitorio, surgimiento del proceso transitorio, grupos de procesos y cálculos usuales realizados; se muestran en la escala de tiempo, desde los microsegundos hasta las horas.

Cabe mencionar que los procesos de estabilidad transitoria según la figura mostrada indicada como estabilidad dinámica se muestra en el rango de los segundos de esa

manera verificando la escala de tiempo que se usara para el desarrollo del presente trabajo.

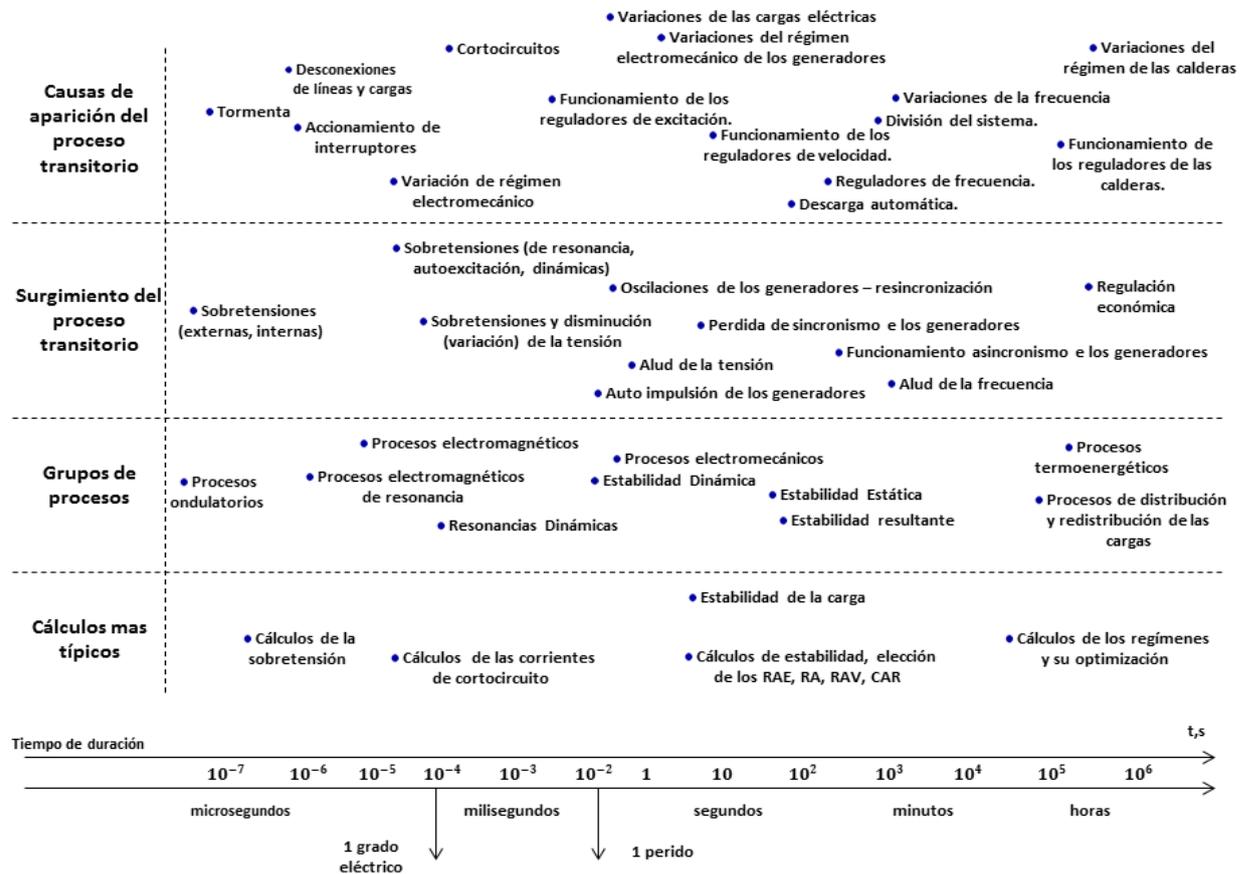


Fig. 2.3 Procesos transitorios y la escala de tiempo

2.2.3 Definición de estabilidad transitoria

Es la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando es sometido a una gran perturbación. Se asocia fundamentalmente a la operación en paralelo de las máquinas síncronas en el sistema.

Un generador síncrono pierde estabilidad cuando “pierde el paso” con respecto al resto del sistema de potencia: el rotor del generador síncrono alcanza valores más allá de cierto ángulo crítico en el cual, se rompe el acople magnético entre el rotor (y por lo tanto el motor primo) y el estator [5].

a) Límite de estabilidad transitoria

El límite de estabilidad transitoria se refiere al máximo flujo de potencia, más allá del cual no es posible que el sincronismo sea mantenido después de una gran perturbación.

Para un punto de operación en estado estacionario determinado, el límite de estabilidad transitoria varía de acuerdo con el tipo, la duración y la ubicación de la perturbación en el sistema de la transmisión antes de que un generador síncrono pierda el paso.

El análisis de estabilidad transitoria muestra el efecto de los elementos de control (reguladores de tensión, velocidad y estabilizadores) y la dinámica de las máquinas sobre el sistema en general luego de presentarse perturbaciones. Este análisis sirve para simular el comportamiento del sistema, desde el instante en que ocurre la perturbación hasta el momento en el cual retorna a otra condición que puede ser un nuevo punto de equilibrio (estable) o la pérdida de sincronismo parcial o total del sistema (inestabilidad).

Dependiendo del tipo de perturbación, como por ejemplo una falla trifásica o monofásica, el comportamiento dinámico del sistema es distinto. La detección de la estabilidad angular del sistema está influenciada por el comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores en las primeras oscilaciones.

Como se espera que los resultados del análisis de estabilidad transitoria verifiquen la condición de estabilidad del sistema y complementen la información necesaria para los estudios de protecciones y transitorios electromagnéticos, fueron creados los siguientes tipos de análisis: simulación de contingencias, recierres monofásicos y tiempos críticos de despejes de falla [6].

2.2.4 Metodología y criterios de estabilidad transitoria

La respuesta del sistema envuelve grandes excursiones del ángulo del rotor y es influenciada por la no linealidad de la relación potencia ángulo de los generadores. En este tipo de estudio usualmente se observa una separación angular aperiódica debido a un insuficiente torque sincronizante, manifestándose como una inestabilidad aperiódica o no oscilatoria de primera oscilación (modo simple).

Actualmente en los sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria puede ocurrir como una superposición de modos de oscilación inter-área lentos y un modo de oscilación local causando una larga excursión del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación. El marco de tiempo de interés de los estudios de estabilidad transitoria es usualmente de 3 a 5 segundos desde el instante de la perturbación. Esto puede extenderse de 10 a 20 segundos para sistemas con oscilaciones inter-áreas dominantes.

Para la evaluación de la estabilidad transitoria se considera inestable a una diferencia angular creciente mayor a 180 grados en valor absoluto de cualquier máquina respecto a

la máquina de referencia del sistema o las oscilaciones del ángulo no alcanzan otro punto de operación estable al cabo de 10 segundos. En la evaluación se consideró que ninguna protección se activa por la presencia de oscilaciones en el sistema (ni bloqueo, ni disparo).

Adicionalmente se consideran los siguientes criterios de desempeño en estado transitorio:

Para las oscilaciones de tensión: Medido en los 5 primeros ciclos del transitorio (en caso de cortocircuitos, 100 ms después del despeje de falla) no pueden ser superiores al $\pm 20\%$ de las tensiones nominales. Medido a partir de 1 ciclo de duración del sub-transitorio con una amortiguación de $\pm 10\%$ a más tardar en 5 segundos.

2.3 Utilización de los Reactores en los Sistemas de Transmisión

Para una operación eficiente y confiable del sistema de potencia, el control de tensión y la potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos:

- a) Las tensiones en los terminales de todos los equipos en el sistema están dentro de límites aceptables. Tanto los equipos de la empresa eléctrica como de los consumidores son diseñados para operar a un cierto valor de tensión nominal. La operación prolongada de los equipos a tensiones fuera de rango pueden causar efectos adversos en su desempeño y posiblemente causar daño.
- b) La estabilidad del sistema es aumentada para maximizar la utilización del sistema de transmisión. El control de la potencia reactiva y la tensión tienen un impacto significativo en la estabilidad del sistema
- c) El flujo de potencia reactiva es minimizado para reducir las pérdidas en las líneas de transmisión. Esto asegura que el sistema de transmisión opera eficientemente, principalmente para la transferencia de potencia reactiva.

El problema de mantener las tensiones dentro de los límites requeridos es complicado por el hecho de que el sistema de potencia supe potencia a un vasto número de cargas y son alimentadas desde varias unidades de generación. Como las cargas varían, los requerimientos de potencia reactiva varían también. Debido a que la potencia reactiva no puede ser transmitida por grandes distancias, el control de tensión ha de ser efectuado por el uso de dispositivos especiales dispersos a través del sistema.

La selección y coordinación apropiada de equipos para control de potencia reactiva y tensión son los mayores retos de ingeniería en los sistemas de potencia.

2.3.1 Métodos de Control de Tensión

El control de los niveles de tensión está acompañado del control de la producción y absorción y flujo de potencia reactiva a todos los niveles en el sistema. Las unidades de generación proveen los medios básicos de control de tensión, los reguladores automáticos de tensión controlan la excitación de campo para mantener el nivel de tensión programado en los terminales del generador. Medios adicionales son usualmente requeridos para controlar la tensión a través del sistema. Los dispositivos empleados para este propósito pueden ser clasificados en los siguientes:

- a) Fuentes o sumideros de potencia reactiva, tales como capacitores shunt, *reactores shunt*, condensadores sincrónicos y compensadores estáticos de VAR (SVC).
- b) Compensadores de reactancia de línea, tales como capacitores serie.
- c) Transformadores reguladores, tales como transformadores con cambiadores de tomas.

Los capacitores shunt y reactores, y los capacitores series proveen una compensación pasiva. Ellos pueden ser tanto permanentemente conectados al sistema de transmisión. Ellos contribuyen al control de la tensión por la modificación de las características de la red.

Los condensadores sincrónicos y los SVC proveen una compensación activa, la potencia activa absorbida/producida es entonces automáticamente ajustada para de este modo mantener la tensión en las barras donde ellos son conectados. Todos juntos con las unidades de generación, establecen las tensiones en puntos específicos del sistema. Las tensiones en otras ubicaciones en el sistema son determinados por los flujos de potencia activa y reactiva a través de varios elementos del circuito, incluyendo los dispositivos de compensación pasiva.

2.3.2 Reactores Shunt en una línea de transmisión de MAT

Los reactores shunt son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el aumento de tensión en circuito abierto o altas cargas alimentadoras. Ellos son usualmente requeridos en líneas de transmisión de muy alta tensión con grandes longitudes. Una línea de transmisión más corta puede también requerir reactores shunt si la línea es alimentada desde un sistema débil (baja capacidad de cortocircuito). Cuando la carga alimentada en el terminal más lejano de la línea es abierta, la corriente capacitiva circulante por la línea viaja a través de una reactancia inductiva (X_s) causara un aumento en la tensión debido al efecto Ferranti.

Un reactor shunt de suficiente capacidad deberá estar permanentemente conectado a la línea para limitar las sobretensiones temporales de frecuencia fundamental. Tales reactores conectados a la línea también sirven para limitar las sobretensiones de energización (transitorios de suicheo).

Reactores shunt adicionales son requeridos para mantener la tensión normal bajo condiciones de carga normales pudiendo ser conectados a la barra de muy alta tensión (MAT) como se muestra en la Fig. 2.4, o por el devanado terciario de transformadores adyacentes.

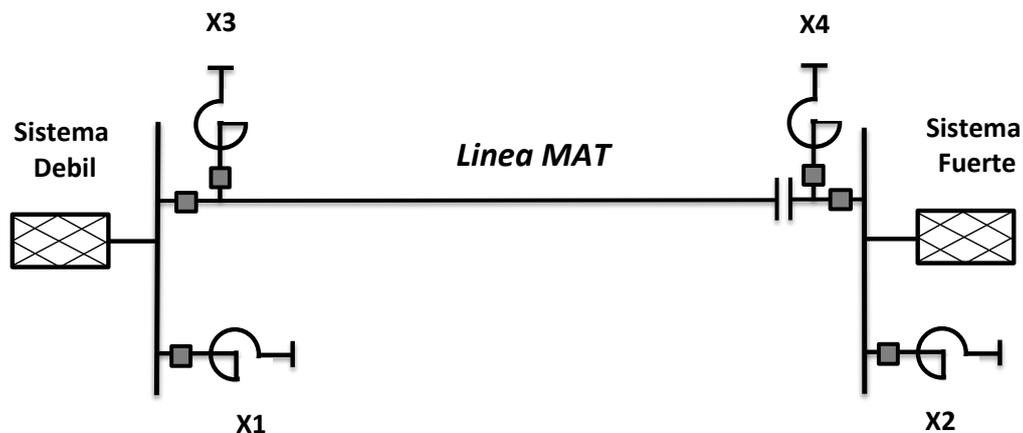


Fig. 2.4 Reactores de línea y barra en línea de muy alta tensión

Durante condiciones de cargas grandes algunos de los reactores pueden tener que ser desconectados. Esto es logrado por el “suicheo” de los reactores usando interruptores.

En algunas aplicaciones, reactores con tomas con un sistema de control de tensión de cambiador de toma bajo carga son utilizados, para permitir la variación del valor de la reactancia. Los reactores shunt son similares en construcción a un transformador, pero poseen un solo devanado (por fase) en un núcleo de hierro con entre hierro, e inmerso en aceite.

2.4 Normativa

2.4.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

La NTCSE establece ciertas tolerancias de indicadores de calidad de energía eléctrica respecto a los parámetros de tensión.

Los indicadores de tensión son los siguientes:

Indicador De Calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media

de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto [7]:

$$\Delta V_k(\%) = \frac{(V_k - V_N)}{V_N} \cdot 100\% \text{ (expresada en \%)} \quad (2.4)$$

Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición [7].

Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese Período.

Dichas compensaciones se determinan mediante la fórmula que se muestran a continuación:

$$\text{Compensaciones por Variaciones de Tensión} = \sum_P a \times A_P \times E_{(P)} \quad (2.5)$$

Dónde:

P: Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a: Es la compensación unitaria por violación de tensiones.

- Primera Etapa: $a = 0.00$
- Segunda Etapa: $a = 0.01$ US \$ / kWh
- Tercera Etapa: $a = 0.05$ US \$ / kWh

A_P : Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo P, de acuerdo a la TABLA N° 2.1:

TABLA N° 2.1 Intervalo en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \Delta V_p (\%) \leq 7.5$	1	NA
$7.5 < \Delta V_p (\%) $	$2 + (\Delta V_p (\%) - 7.5)$	NA
$7.5 < \Delta V_p (\%) \leq 10.0$	NA	1
$10.0 < \Delta V_p (\%) $	NA	$2 + (\Delta V_p (\%) - 10)$

* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

A_p : Se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

NA: No Aplicable.

$E_{(P)}$: Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición P

Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas [7]:

- Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos. Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba" o "aguas-abajo", según sea el caso, desde e incluido el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

CAPITULO III

SISTEMA ELECTRICO PERUANO

Para análisis del ECCR implementado en el Sistema Eléctrico Peruano se describe brevemente las características del SEIN, el enlace de interconexión Centro – Sur donde se encuentran instalados los reactores shunt de la línea de 500 kV y las fallas más críticas en este enlace; por último se describe el modelo del sistema eléctrico en el software DIgSILENT.

3.1 Características SEIN

El sector eléctrico peruano está formado por las empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres. La producción de energía es transportada por las redes de alta tensión y luego de distribución, para en última instancia llegar al consumidor final como se muestra en la Fig. 3.1 [8].

Respecto a la generación de energía eléctrica registrada durante el último año fue de 41 795,9 GW.h que correspondió al abastecimiento efectuado por centrales ubicadas el área Norte con 7.8%, 85,4% en el área Centro, y 6,7% en el área Sur. En cuanto a la potencia, la máxima demanda anual se registró fue 5 737,3 MW. En generación eléctrica del SEIN continúa existiendo una mayor participación de capacidad efectiva de tipo termoeléctrico que fue del 59,2% (5 163,5 MW) mientras la capacidad efectiva por tipo de generación hidroeléctrico estuvo en 37,9% (3 312,2 MW), eólica en 1,7% (146 MW) y solar en 1,1% (96 MW).

Respecto al sistema de transmisión eléctrica del SEIN se clasifican en:

- a) **Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN):** Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 500 kV de tensión nominal o por las instalaciones de 220 kV de tensión nominal que conecten las Áreas Operativas del SEIN (Por ejemplo: las líneas de transmisión 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya que conectan las Áreas Operativas Centro y Sur).
- b) **Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR):** Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 220 o 138 kV de tensión nominal que conectan zonas de generación y carga dentro de las Áreas Operativas del SEIN. (líneas de transmisión de 138 y 220 kV que unen el Sur Este con el Sur Oeste del Área Operativa Sur).

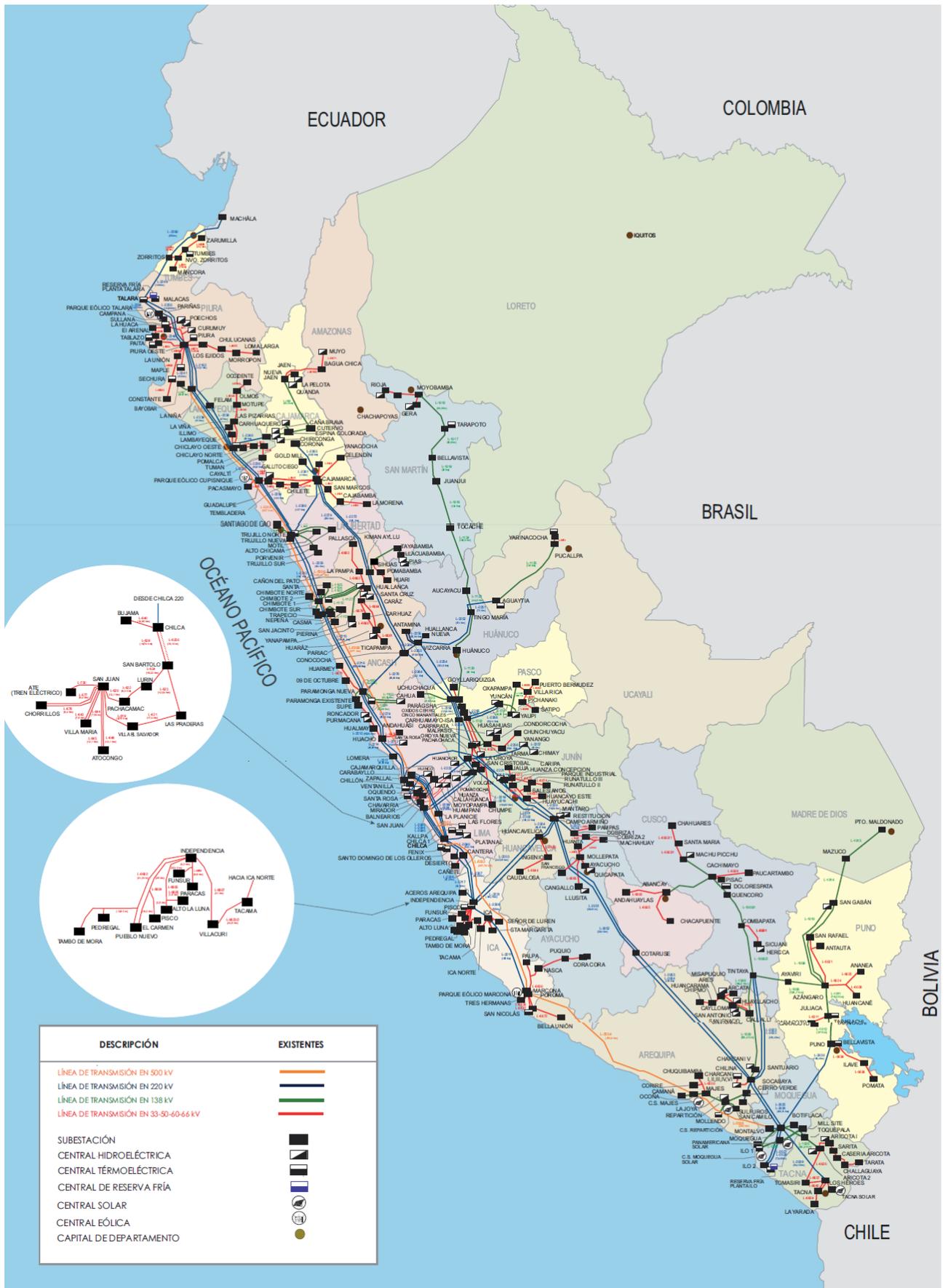


Fig. 3.1 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

c) **Sistema de Transmisión Local (STL):** Sistema conformado por instalaciones de Transmisión en 220, 138 y 60 kV de tensión nominal, que conectan las cargas o las centrales de generación al SEIN.

Respecto al sistema de distribución, las empresas distribuidoras son propietarios de los sistemas de subtransmisión y responsables del abastecimiento de energía eléctrica de los clientes libres y regulados del SEIN.

Finalmente, los Usuarios Libres, grandes consumidores de energía eléctrica del SEIN que son abastecidos por las empresas de generación y distribución.

3.2 Enlace de Interconexión Centro – Sur

El enlace de interconexión entre el área Centro y Sur del SEIN está conformada por dos líneas de transmisión, una de doble terna en 220 kV y la otra de una sola terna en 500 kV como se muestra en la Fig. 3.2; en virtud a que normalmente el área Sur se comporta como una gran carga, mientras que el área Centro se comporta como una gran generación.

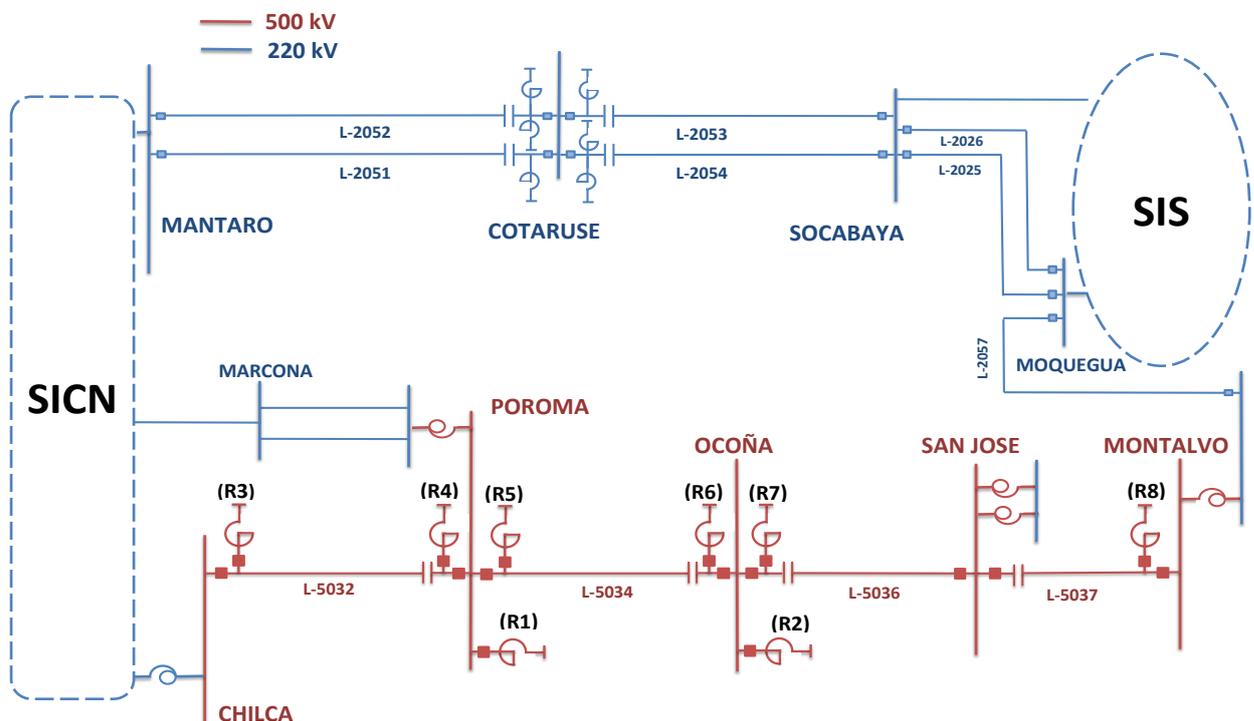


Fig. 3.2 Sistema Eléctrico de Interconexión Centro – Sur

Tal como se explicó en la sección 2.3, la línea de 500 kV tiene instalados reactores shunt tanto de línea como de barra. La operación de estos reactores puede provocar sobretensiones o subtensiones dependiendo del fenómeno transitorio que pueda ocurrir;

por esta razón se requiere desarrollar el esquema centralizado para la operación de estos reactores, de esa manera se podrá regular los niveles de tensión y evitar en la operación los problemas de tensión indicados.

3.2.1 Línea de Transmisión de 500 kV Chilca – Montalvo

Las instalaciones del proyecto de esta línea de 500 kV se ubican en los departamentos de Lima, Ica, Arequipa y Moquegua. La construcción comprende una línea de transmisión desde la barra de 500 kV de la subestación Chilca Nueva hasta la subestación Montalvo con una longitud aproximada de 883.1 km, además incluye subestaciones e instalaciones complementarias, así como la instalación de bancos de capacitores serie y reactores shunt de línea y de barra [6].

Esta línea incluye una subestación de transformación ubicada en la zona de Poroma para conectar a la actual Subestación Marcona 220 kV mediante un tramo de línea de 27 km. También incluye 2 subestaciones denominadas Ocoña y San José ubicadas a lo largo del tramo de línea entre Marcona y Montalvo como se muestra en la Fig. 3.2. En la Subestación San José se ha instalado dos transformadores de 500/220 kV.

Con la puesta en servicio de esta línea se ha ampliado la capacidad de transmisión del enlace Centro – Sur del SEIN y es posible evacuar la energía eléctrica generada en la zona centro de manera confiable.

La potencia de diseño en condiciones normales por la línea de 500 kV está en el orden de los 850 MW y en condiciones de contingencia puede llegar hasta 1000 MW aproximadamente.

La característica de la potencia eléctrica transmitida en función del ángulo entre las subestaciones extremas como son: SE Chilca y SE Montalvo es determinado según la ecuación:

$$P = \frac{U_1 \times U_2}{X_L} \sin(\vartheta) \quad (3.1)$$

Dónde:

P : Potencia Eléctrica a través de la línea

U_1 : Tensión en la subestación de salida

U_2 : Tensión en la subestación de llegada

X_L : Impedancia de la línea

ϑ : Diferencia angular entre las subestaciones de los extremos de la línea.

Entonces en la Fig. 3.3 se muestra la característica de la potencia eléctrica por la línea sin compensación serie en MW en función del ángulo Delta entre los extremos de la subestaciones en radianes.

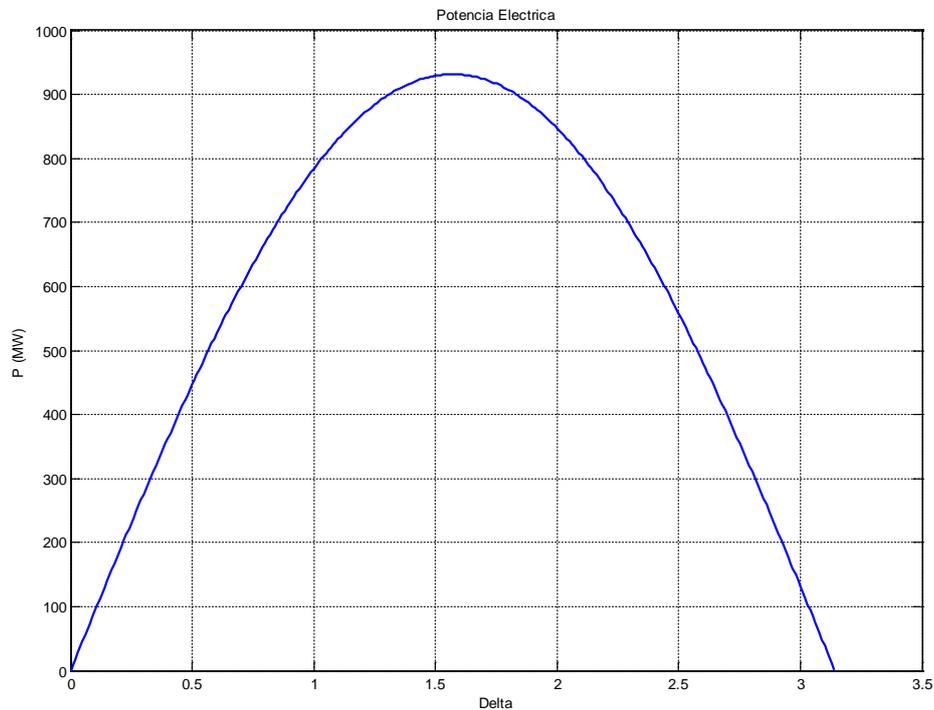


Fig. 3.3 Potencia eléctrica sin compensación serie en la LT Chilca – Montalvo 500kV

Luego en la Fig. 3.4 se muestra la característica de la potencia eléctrica por la línea con compensación serie en MW en función del ángulo Delta entre los extremos de la subestaciones en radianes.

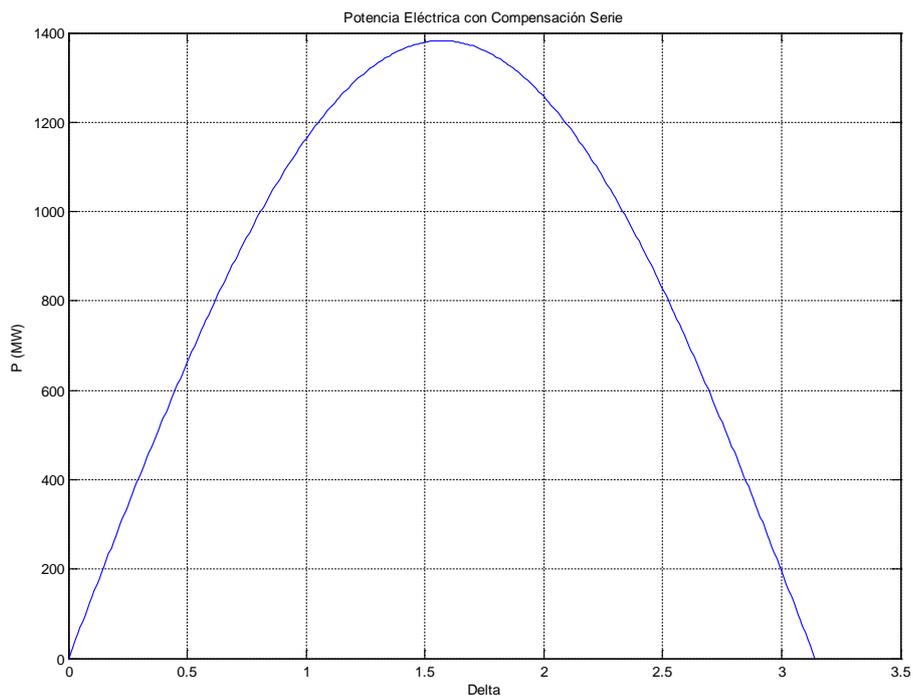


Fig. 3.4 Potencia eléctrica con compensación serie en la LT Chilca – Montalvo 500kV

A continuación se describe la línea resumiendo los parámetros eléctricos, y las características de los equipos de compensación reactiva instalados.

3.2.2 Parámetros de la línea de transmisión en 500 kV

En la TABLA N° 3.1 se muestran los principales parámetros eléctricos de la línea de transmisión de 500 kv y simple terna Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo.

TABLA N° 3.1 Parámetros Eléctricos de la Línea

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km)	Núm. de circuitos	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	B1 (Ω /km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	B0 (Ω /km)
Chilca – Poroma	500	356.2	1	0.020	0.346	4.724	0.455	1.257	3.334
Poroma – Ocoña	500	271.0	1	0.020	0.337	4.829	0.454	1.28	3.228
Ocoña – San José	500	138.0	1	0.021	0.332	4.893	0.451	1.297	3.160
San José – Montalvo	500	117.0	1	0.021	0.332	4.893	0.451	1.297	3.160

Teniendo en cuenta que:

- R1: Resistencia en secuencia positiva
- X1: Reactancia en secuencia positiva
- B1: Susceptancia en secuencia positiva
- R0: Resistencia en secuencia cero
- X0: Reactancia en secuencia cero
- B0: Susceptancia en secuencia cero

3.2.3 Descripción de los equipos de compensación reactiva

Los equipos de compensación reactiva de la línea de transmisión Chilca Nueva – Montalvo 500 kV comprende los bancos de capacitores serie y los reactores shunt de línea y barra como se muestra en la Fig. 3.2. También se observa la ubicación y los valores de estos equipos.

Es importante remarcar que cuando se instalan estos equipos de compensación en la línea de gran longitud se logra:

- Reducir la caída de tensión.
- Incrementar la capacidad de transmisión.

- Mejorar la estabilidad del sistema (por la reducción del ángulo de transmisión).
- Mejorar la distribución del flujo de carga en líneas de transmisión paralelas.

En la TABLA N° 3.2 se muestra las características de corriente nominal, impedancia, capacitancia y frecuencia de los bancos de capacitores serie que están instalados en la línea de transmisión en 500 kV y que representan el 65% de la impedancia del tramo de línea a compensar

TABLA N° 3.2 Bancos de Capacitores Serie

Característica	Ubicación			
	L-5032 (SE Poroma)	L-5034 (SE Ocoña)	L-5036 (SE Ocoña)	L-5037 (SE San José)
Corriente Nominal (A)	1155	1155	1155	1155
Impedancia (ohm)	80.2	59.5	29.9	25.4
Capacitancia (uF)	33.07	44.58	88.72	104.43
Frecuencia	60	60	60	60

En la TABLA N° 3.3 se muestran las características de los reactores shunt con sus valores de potencia reactiva calculados según la característica de las líneas de transmisión, con la finalidad de:

- Compensar el efecto capacitivo.
- Regular los niveles de tensión en las subestaciones.

TABLA N° 3.3 Reactores Shunt de la LT de 500 kV

	Reactor	MVAr
Barra	Poroma (R1)	100
	Ocoña (R2)	100
Linea	Chilca Poroma (R3)	200
	Poroma Chilca (R4)	200
	Poroma Ocoña (R5)	130
	Ocoña Poroma (R6)	130
	Ocoña San Jose(R7)	130
	Montalvo San Jose(R8)	130

3.3 Fallas Críticas en el enlace de interconexión Centro - Sur

En este sistema de transmisión es posible que se presente una gran variedad de fallas en las líneas y otros equipos de este enlace; por ejemplo se muestra todos los tipos de fallas en TABLA N° 3.4 de la en la línea de interconexión de 220 kV en el tramo de Mantaro – Cotaruse (L-2051 y L-2052) y Cotaruse – Socabaya (L-2053 y L-2054).

En la TABLA N° 3.5 se muestran las fallas de mayor frecuencia en las líneas de 500 kV (L-5032, L-5034, L-5036). Estos fenómenos involucran en las variaciones de las tensiones lo cual conlleva la necesidad de implementar el ECCR.

TABLA N° 3.4 Fallas frecuentes en las líneas de 220 kV del enlace de interconexión

Estiaje	Falla simple en L-2051 o L-2052	Monofásica	Las líneas L-2051 y/o L-2052 se mantienen conectadas
		Bifásica o trifásica	
Avenida	Falla simultánea en L-2051 y L-2052	Monofásica/Bifásica	
		Monofásica/Trifásica	
	Falla simultánea en L-2051 y L-2052	Bifásica/Bifásica	Las líneas L-2051 y L-2052 se desconectan
		Bifásica/Trifásica	
Trifásica/Trifásica			
Estiaje	Falla simple en L-2053 o L-2054	Monofásica	Las líneas L-2053 y/o L-2054 se mantienen conectadas
		Bifásica o trifásica	
Avenida	Falla simultánea en L-2053 y L-2054	Monofásica/Bifásica	
		Monofásica/Trifásica	
	Falla simultánea en L-2053 y L-2054	Bifásica/Bifásica	Las líneas L-2053 y L-2054 se desconectan
		Bifásica/Trifásica	
Trifásica/Trifásica			

En la última columna de la TABLA N° 3.4 se muestra el efecto que genera cada una de las fallas en las líneas de transmisión los cuales también dependen del escenario siendo estiaje o avenida; en algunos casos se desconectan cuando se trata de una falla simultánea en las líneas L-2051 y L-2052 o en las líneas L-2053 y L-2054 en fallas bifásica/bifásica, bifásica/trifásica o trifásica/trifásica. Esto debido a que dichas fallas (bifásica, trifásica) provocan la apertura definitiva de la línea de transmisión.

Cuando se presenta una falla monofásica simple en una de las ternas o esta acompaña de una falla bifásica o trifásica en la línea paralela, se realiza el recierre

automático en la línea con falla monofásica y de esa manera mantiene conectado el enlace de interconexión por la línea de 220 kV.

En la línea de interconexión de 500 kV de manera similar se presenta apertura definitiva cuando ocurren fallas bifásicas o trifásicas como se indica en la TABLA N° 3.5. Mientras que cuando ocurre una falla monofásica se ejecuta el recierre automático evitando la desconexión total de la línea

TABLA N° 3.5 Fallas frecuentes en la línea de 500 kV de enlace de interconexión

Todo el año	Falla simple en L-5032	Monofásica	Recierre
		Bifásica o trifásica	Apertura definitiva
	Falla simple en L-5034	Monofásica	Recierre
		Bifásica o trifásica	Apertura definitiva
	Falla simple en L-5036	Monofásica	Recierre
		Bifásica o trifásica	Apertura definitiva

En la TABLA N° 3.6 y TABLA N° 3.7 [8] se muestra un cuadro con estadísticas de fallas ocurridas en las líneas en 220 kV (L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054) y en 500 kV (L-5032, L-5034 y L-5036) respectivamente, corroborándose la existencia de las fallas frecuentes mostradas en las TABLA N°s anteriores.

TABLA N° 3.6 Estadística de fallas en las líneas de 220 kV

Ubicación	Equipo	Inicio	Descripción	MW
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	02/01/2010 13:06	SE PRODUJO RECIERRE MONOFASICO EXITOSO FASE R EN LAS LINEAS L-2053 Y L-2054	73.79
MANTARO - COTARUSE	L-2052	16/01/2010 19:06	DESCONECTO LA LINEA L-2052 (MANTARO-COTARUSE) DE 220 KV.	256.082
MANTARO - COTARUSE	L-2052	21/01/2010 13:34	DESCONECTO LA LINEA POR FALLA TRIFASICA DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFERICAS	84.58
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	04/02/2010 14:24	DESCONECTARON LAS LINEAS L-2053/ L-2054 (COTARUSE-SOCABAYA) DE 220 KV.	255.89
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	21/02/2010 16:09	SE PRODUJO RECIERRE MONOFASICO EXITOSO DEBIDO A FALLA ORIGINADA POR DESCARGA ATMOSFERICA	53.06
COTARUSE - SOCABAYA	L-2054	15/03/2010 12:41	RECIERRE MONOFASICO DE LAS LINEAS L-2053 Y L-2054, POR FALLA DEBIDO A DESCARGA ATMOSFERICA.	33.17
MANTARO - COTARUSE	L-2051	31/10/2010 02:02	SE PRODUJO RECIERRE EXITOSO DE LA FASE S POR FALLA OCASIONADA POR DESCARGA ATMOSFERICA	66.8

Ubicación	Equipo	Inicio	Descripción	MW
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	24/01/2011 20:52	DESCONECTO LA LINEA L-2053 DEBIDO A FALLA BIFASICA, FASES S-T, ORIGINADA POR DESCARGA ATMOSFERICA	66.5
COTARUSE - SOCABAYA	L-2054	31/01/2011 23:04	DESCONEXION DE LA LINEA L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 kV.	329.84
COTARUSE - SOCABAYA	L-2054	01/02/2011 02:47	DESCONECTO LA LINEA L-2054 DEBIDO A FALLA, FASES R-T, ORIGINADA POR NEVADA.	45
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	01/02/2011 06:41	DESCONECTO LA LINEA DEBIDO A FALLA BIFASICA, FASES R-S, ORIGINADA POR NEVADA.	74.7
COTARUSE - SOCABAYA	L-2054	14/02/2011 23:51	DESCONEXION DE LA LINEA L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 kV.	262.39
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	21/11/2011 13:15	SE PRODUJO RECIERRE, FASE "R" DE LAS LINEAS L-2053/L-2054, ORIGINADO POR DESCARGA ATMOSFERICA.	71
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	28/12/2011 14:48	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053/L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	741.678
MANTARO - COTARUSE	L-2051	19/01/2012 17:10	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051/2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	395
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	06/02/2012 14:58	DESCONECTO LA LINEA L-2053 DEBIDO A FALLA BIFASICA FASES "R-S" ORIGINADA POR LLUVIAS.	67
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	05/01/2013 14:10	DESCONEXION DE LA INTERCONEXION COTARUSE-SOCABAYA (L-2053/L-2054) DE 220 KV	371.3
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	04/02/2013 19:20	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053/L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	880.08
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	06/02/2013 03:33	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053 Y L-2054 (COTARUSE-SOCABAYA) DE 220 KV	479.31
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	03/03/2013 17:58	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053 Y L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	336.37
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	04/03/2013 16:31	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053 Y L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	341.85
MANTARO - COTARUSE	L-2051	05/03/2013 23:08	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051 Y L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	342.32
MANTARO - COTARUSE	L-2051	18/03/2013 18:20	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051 Y L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	465.07
MANTARO - COTARUSE	L-2051	18/03/2013 21:41	DESCONEXION DE LA LINEA L-2051 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 kV	425.18
MANTARO - COTARUSE	L-2051	19/03/2013 05:03	DESCONEXION DE LA LINEA L-2051 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 kV	337.93
COTARUSE - SOCABAYA	L-2054	25/11/2013 15:35	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051/L-2052/L-2053/L-2054 (MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA) 220 KV	419.759
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	05/12/2013 14:23	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053/L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	266.937
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	29/12/2013 17:32	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053/2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	46
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	26/02/2014 19:07	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053/L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV Y L-5036 (OCOÑA - MONTALVO)	992.2

Ubicación	Equipo	Inicio	Descripción	MW
MANTARO - COTARUSE	L-2051	20/05/2014 17:25	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	105
MANTARO - COTARUSE	L-2051	14/11/2014 13:39	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051 (MANTARO-COTARUSE) Y L-2054 (COTARUSE-SOCABAYA)	9.257
MANTARO - COTARUSE	L-2051	14/11/2014 16:16	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051 (MANTARO-COTARUSE) Y L-2054 (COTARUSE-SOCABAYA) DE 220 KV	6.96
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	26/11/2014 11:46	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2051 (CAMPO ARMIÑO-COTARUSE) Y L-2053 (COTARUSE-SOCABAYA) DE 220 KV	4.519
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	03/02/2015 15:58	DESCONEXION DE LA LINEA L-2053 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	67.44
COTARUSE - SOCABAYA	L-2053	03/02/2015 16:19	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-2053/L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	15.2
MANTARO - COTARUSE	L-2051	03/03/2015 20:59	DESCONEXION DE LA LINEA L-2051 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	82.03

TABLA N° 3.7 Estadística de fallas en las líneas de 500 kV

Ubicación	Equipo	Inicio	Descripción	MW
OCONA - MONTALVO	L-5036	12/06/2014 16:05	DESCONEXION DE LA LINEA L-5036 (OCONA - MONTALVO) DE 500 KV	387.21
POROMA - OCONA	L-5034	17/06/2014 06:28	RECIERRE MONOFASICO EN LA FASE "S" DE LA LINEA L-5034 (POROMA - OCOÑA) DE 500 KV	0.9
POROMA - OCONA	L-5034	20/06/2014 05:16	DESCONEXION DE LA LINEA L-5034 (POROMA - OCOÑA) DE 500 KV	155.94
CHILCA CTM - POROMA	L-5032	20/06/2014 05:26	DESCONEXION DE LA LINEA L-5032 (CHILCA CTM - POROMA) DE 500 KV	7
POROMA - OCONA	L-5034	20/06/2014 06:32	DESCONEXION DE LA LINEA L-5034 (POROMA - OCOÑA) DE 500 KV	16
CHILCA CTM - POROMA	L-5032	29/06/2014 05:49	DESCONEXION DE LAS LINEAS L-5032, L-5034 de 500 KV Y EL AUTOTRANSFORMADOR AUT-5371 500/220 KV	194.02
POROMA - OCONA	L-5034	23/02/2015 14:35	DESCONEXION DE LA LINEA L-5034 (POROMA - OCOÑA) DE 500 KV	11.2
CHILCA CTM - POROMA	L-5032	19/05/2015 22:45	DESCONEXION DE LA LINEA L-5032 (CHILCA CTM - POROMA) DE 500 KV	194
POROMA - OCONA	L-5034	25/07/2015 05:44	RECIERRE EXITOSO EN LA LINEA L-5034 (POROMA - OCOÑA) DE 500 KV	3

De las fallas mostradas se ha seleccionado aquellas que han provocado un mayor efecto negativo en el SEIN, es decir las que originaron mayores interrupciones de potencia activa (MW) mostrados en la última columna. Entonces las fallas seleccionadas son:

- a) Aquellas que han ocasionado que las 2 ternas de las líneas de 220 kV se desconecten.

- b) Aquellas que han ocasionado la apertura definitiva en las líneas de 500kV.
 c) Fallas Monofásica/Bifásica o Monofásica/Trifásica en las líneas L-2051/L-2052 o L-2053/L-2054.

TABLA N° 3.8 Casos de fallas para analizar

Casos	Falla	Tipo de falla	Acción
Caso 1	Falla simple L-5032	Bifásica o trifásica	Apertura definitiva
Caso 2	Falla simple L-5034	Bifásica o trifásica	
Caso 3	Falla simple L-5036	Bifásica o trifásica	
Caso 4	Falla simultanea L-2051 y L-2052	Monofásica / Bifásica	Recierre en falla monofásica
		Monofásica / Trifásica	
Caso 5	Falla simultanea L-2051 y L-2052	Bifásica / Bifásica	Apertura definitiva
		Bifásica / Trifásica	
		Trifásica / Trifásica	
Caso 6	Falla simultanea L-2053 y L-2054	Monofásica / Bifásica	Recierre en falla monofásica
		Monofásica / Trifásica	
Caso 7	Falla simultanea L-2053 y L-2054	Bifásica / Bifásica	Apertura definitiva
		Bifásica / Trifásica	
		Trifásica / Trifásica	

En la TABLA N° 3.8 se muestran los casos a ser analizados, ya que estas fallas son las más críticas y representan las contingencias extremas que a partir de los resultados de las simulaciones ayudaran a apreciar el desempeño del ECCR.

Una falla en la línea L-5037 (San José – Montalvo), ocasiona gran repercusión en el Sur del SEIN, pero el ECCR no abarca un evento en esta línea ya que no existen reactores aguas abajo de la SE. Montalvo. Para mitigar el impacto de esta falla podrían actuar otros esquemas de protección tales como el esquema MAIS en Cotaruse, esquema de sobretensiones y subtensión en el Sur, eventual esquema de sincrofasores, etc. Por lo tanto por no ser necesaria para el diseño del ECCR una falla en la línea L-5037 con apertura definitiva no será parte del análisis del presente trabajo.

3.4 Modelado del SEIN

De acuerdo a las necesidades para mostrar los eventos en las que se vea comprometida la estabilidad transitoria, ya sea ante una desconexión de generación importante o la formación de subsistemas por la desconexión de importantes líneas de transmisión se requiere de un programa de simulación de sistemas de potencia que permite simular apropiadamente los fenómenos asociados a los eventos mencionados. Es por ello, que se selecciona el software que actualmente se viene utilizando para los estudios eléctricos importantes en el SEIN; dicho software como herramienta de simulación es el DlgSILENT *Power Factory*. Con este programa se representa en forma

adecuada el sistema eléctrico del SEIN, de esa manera estudiar las particularidades operativas ante una gran perturbación, a la vez es factible estudiar los fenómenos en el dominio del tiempo con su función RMS en de modelo estacionario, el cual consiste de algoritmos que optimizan los tiempos de simulación, variando sus pasos de integración de acuerdo a la ubicación y el tiempo de amortiguamiento de la variables afectas en forma transitoria ante un evento. La función RMS simula en forma adecuada los fenómenos electromecánicos, los cuales son de interés del presente estudio.

En referencia al fenómeno de estabilidad transitoria, es necesario que los elementos del sistema de potencia que intervienen en el comportamiento que se analiza sean modelados adecuadamente. Estos son: líneas de trasmisión, transformadores y generadores síncronos. A continuación se muestran los modelos matemáticos, sus simplificaciones y consideraciones en el software DIgSILENT para la simulación de transitorios electromecánicos.

3.4.1 Modelo de líneas de transmisión

El modelo de parámetros distribuidos utilizado en el DIgSILENT *Power Factory* se basa en el método de Bergeron, que calcula las tensiones y corrientes en un extremo de la línea en base al voltaje y corriente en el otro extremo, que está retrasado en el tiempo.

Impedancia característica Z_c de la línea se calcula de la siguiente manera:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (3.2)$$

Dónde:

L' : Impedancia de la línea de transmisión

C' : Capacitancia de la línea de transmisión

La constante de propagación γ se determina:

$$\gamma = j\beta = j\omega\sqrt{L'.C'} \quad (3.3)$$

Dónde:

ω : Frecuencia angular

β : Constante de fase

La velocidad de propagación v se da por:

$$v = \frac{\omega}{\beta} = \frac{1}{\sqrt{L' \cdot C'}} \quad (3.4)$$

Por lo que se puede definir un tiempo de viaje τ (independiente de la frecuencia) como:

$$\tau = \frac{l}{v} = l \cdot \sqrt{L' \cdot C'} \quad (3.5)$$

Dónde:

l : Longitud de la línea de transmisión

Se representa una línea de transmisión larga como modelo π para el análisis de circuitos mediante el siguiente circuito:

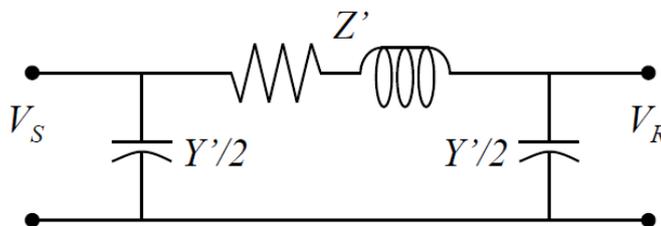


Fig. 3.5 Línea de transmisión larga como modelo π

Entonces los valores de Z' y Y' se determinan:

$$V_S = \left(1 + \frac{Z'Y'}{2}\right) V_R + Z' I_R \quad (3.6)$$

$$Z' = Z_C \sinh(\gamma l) \quad (3.7)$$

$$I_S = Y' \left(1 + \frac{Z'Y'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Z'Y'}{2}\right) I_R \quad (3.8)$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z'} (\cosh(\gamma l) - 1) = \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{Z_C \sinh(\gamma l)} = \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (3.9)$$

Dónde:

Z' : Impedancia de la línea de transmisión

Y' : Admitancia de la línea de transmisión

V_R : Tensión en la subestación remota

I_R : Corriente en la subestación remota

a) Potencia natural o SIL

Es la potencia en la carga cuando su impedancia es igual a la impedancia característica de la línea, es decir la energía del campo magnético en la inductancia de la

línea es igual a la energía de campo eléctrico, por lo que la línea no demanda potencia reactiva del sistema.

$$Z_C = \sqrt{L/C} \quad (3.10)$$

La potencia de Z_C es llamada de potencia natural o SIL (*Surge Impedance Loading*)

$$SIL = \frac{3|V_R|^2}{Z_C} \quad (3.11)$$

Cuando la línea es cargada al SIL se tiene:

- La tensión y corriente en cualquier punto de la línea son constantes.

$$V(x) = V_R \angle \beta x \quad (3.12)$$

$$I(x) = I_R \angle \beta x \quad (3.13)$$

- No existe potencia reactiva en la línea:

$$Q_S = Q_R = 0$$

Q_S : Potencia reactiva de salida

Q_R : Potencia reactiva remota

- El SIL es una medida útil de la capacidad de la línea de transmisión, indica el cargamento donde la línea necesita menos requerimientos de reactivos.

En la TABLA N° 3.9 se muestra los parámetros típicos de líneas de transmisión aéreas.

TABLA N° 3.9 Parámetros típicos de líneas de transmisión aéreas

Tensión Nominal	230 kV	345 kV	500 kV	765 kV	1100 kV
R (Ω/km)	0.050	0.037	0.028	0.012	0.005
$x_L = \omega L$ (Ω/km)	0.488	0.367	0.325	0.329	0.292
$b_C = \omega C$ ($\mu s/km$)	3.371	4.518	5.200	4.978	5.544
α (<i>nepers/km</i>)	0.000067	0.000066	0.000057	0.000025	0.000012
β (<i>rad/km</i>)	0.00128	0.00129	0.00130	0.00128	0.00127
Z_C (Ω)	380	285	250	257	230
SIL (MW)	140	420	1000	2280	5260
<i>Charging MVA/km</i>	0.18	0.54	1.30	2.92	6.71

3.4.2 Modelo de transformadores

Los modelos detallados de secuencia positiva con impedancias en por unidad se muestran en la Fig. 3.6. [9] Los modelos de secuencia negativa son idénticos a los modelos de secuencia positiva.

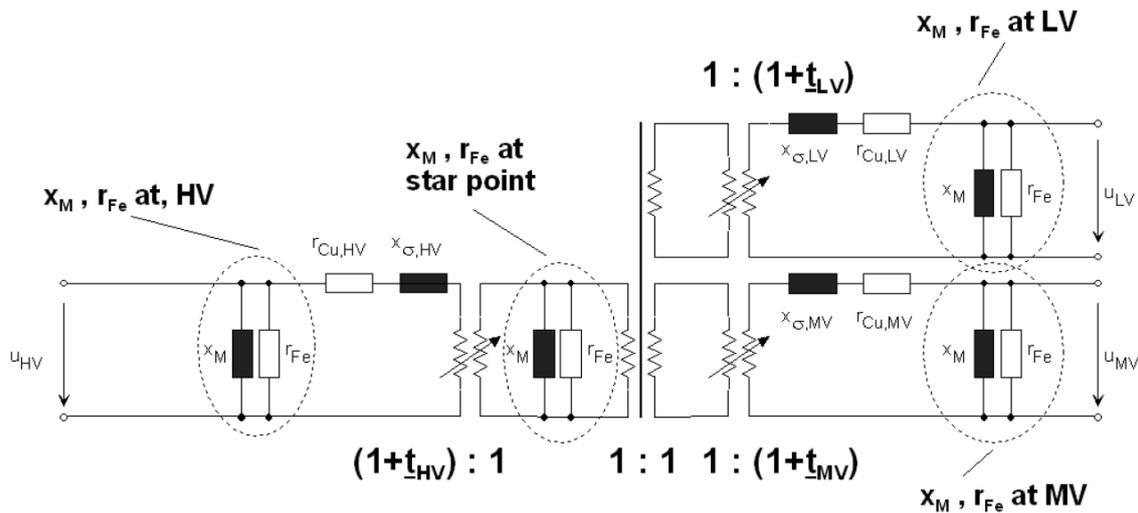


Fig. 3.6 Modelo del transformador

Cada uno de los devanados HV, MV, y BT tiene una resistencia y una reactancia de dispersión designados por r_{Cu} y X_{σ} junto con las correspondientes siglas del devanado. Un transformador ideal con un 1:1 se convierte vínculos de relación de los tres bobinados en el punto estrella magnética. Los modelos también incluyen una reactancia de magnetización y una resistencia de pérdida en el hierro designados respectivamente por X_M y r_{Fe} .

La reactancia de magnetización y la resistencia de pérdida en el hierro pueden ser modeladas en diferentes posiciones (por defecto: punto estrella, HV-secundarios, MV-secundarios o LV-Side). También la posición de los taps por defecto es el punto neutro.

Los parámetros de entrada de secuencia positiva se muestran en la siguiente TABLA N° 3.10 [9]

TABLA N° 3.10 Parámetros de entrada de secuencia positiva

$U_{r,T,HV},$ $U_{r,T,MV},$ $U_{r,T,LV}$	kV	Rated voltages on HV/MV/LV side
$S_{rT,HV},$ $S_{rT,MV},$ $S_{rT,LV}$	MVA	Rated power for the windings on HV/MV/LV side
$u_{sc,HV-MV},$ $u_{sc,MV-LV},$ $u_{sc,LV-HV}$	%	Relative short-circuit voltage of paths HV-MV, MV-LV, LV-HV
$P_{Cu,HV-MV},$ $P_{Cu,MV-LV},$ $P_{Cu,LV-HV}$	kW	Copper losses of path HV-MV, MV-LV, LV-HV
$u_{r,sc,HV-MV},$ $u_{r,sc,MV-LV},$ $u_{r,sc,LV-HV}$	%	Relative short-circuit voltage, resistive part of paths HV-MV, MV-LV, LV-HV
$X/R_{HV-MV},$ $X/R_{MV-LV},$ X/R_{LV-HV}		Relative short-circuit voltage, X/R ratio of path HV-MV, MV-LV, LV-HV
i_0	%	No-load current, related to rated current at HV side
P_{Fe}	kW	No-load losses

3.4.3 Modelo de generadores

En las Fig. 3.7, Fig. 3.8 y Fig. 3.9 [9] se muestran los circuitos equivalentes de los modelos de máquinas síncronas *Power Factory*, que se representan en un sistema de referencia del rotor (coordenadas Park, dq-referencia).

El eje d siempre está modelado por 2 bucles de rotor que representan la amortiguación y la excitación de bobinado. Para el eje q, *Power Factory* admite dos modelos, un modelo con un lazo del rotor (para máquinas de polos salientes) y un modelo con dos bucles de rotor (para Maquinas de rotor cilíndrico).

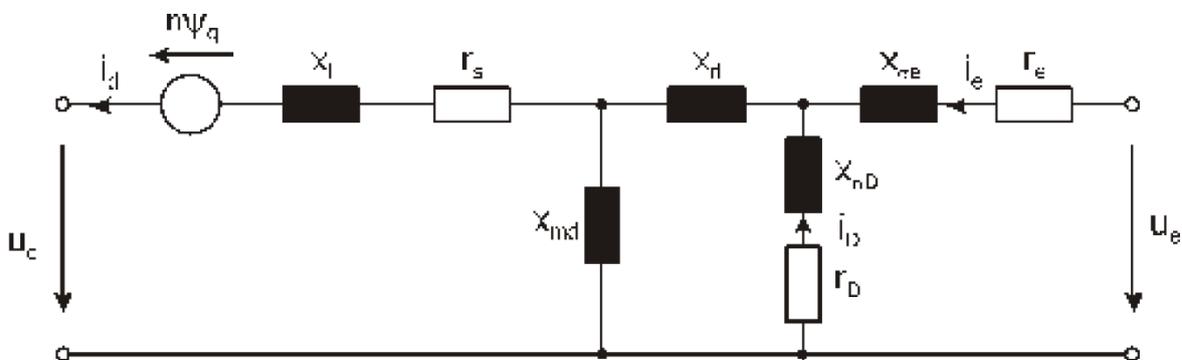


Fig. 3.7 Eje d circuito equivalente para la representación máquina síncrona

a) Descripción Matemática

En base a los circuitos equivalentes según la Fig. 3.8 y Fig. 3.9 [9], las ecuaciones diferenciales se pueden describir el modelo de la máquina síncrona en *Power Factory* para simulaciones en el dominio de tiempo.

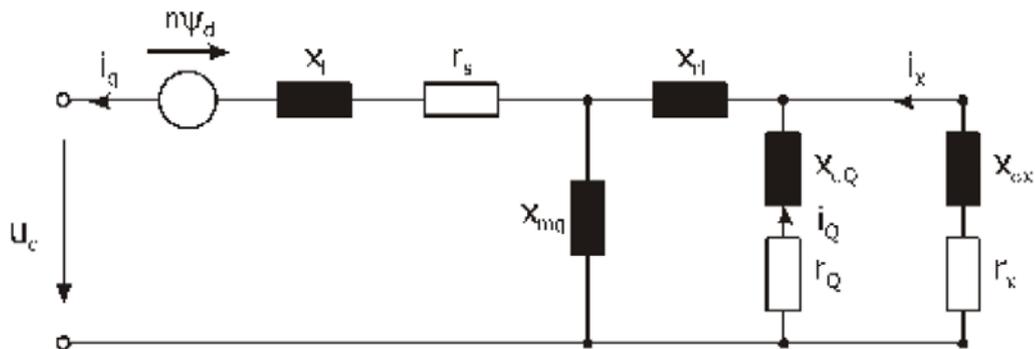


Fig. 3.8 Eje q circuito equivalente para la representación máquina síncrona (rotor cilíndrico)

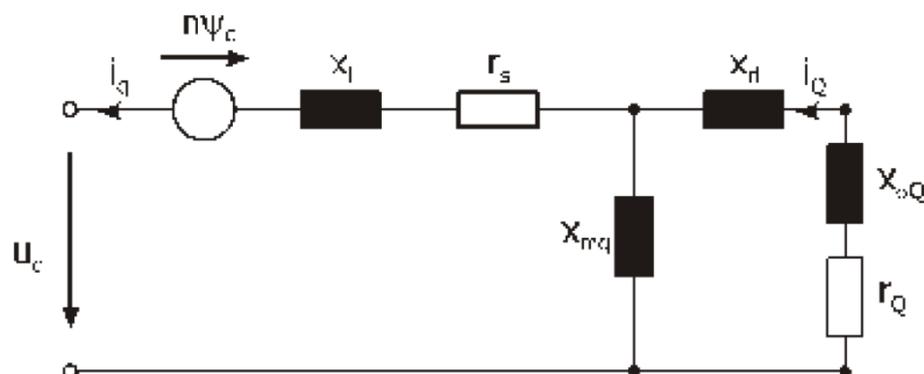


Fig. 3.9 Eje q circuito equivalente para la representación máquina síncrona (polos salientes)

b) Ecuaciones de variables de estado de flujo del estator y el rotor en el lado del estator (pu)

Se utiliza el flujo del estator y rotor como variables de estado para la descripción del modelo de la máquina síncrona.

Las ecuaciones de voltaje del estator se pueden describir como sigue:

$$u_d = r_s i_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\phi_d}{dt} - n\phi_q \quad (3.14)$$

$$u_q = r_s i_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\phi_q}{dt} + n\phi_d \quad (3.15)$$

$$u_o = r_s i_o + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\varphi_o}{dt} \quad (3.16)$$

Ecuaciones de voltaje del rotor, eje d:

$$u_e = r_e i_e + \frac{d\varphi_e}{\omega_n dt} \quad (3.17)$$

$$0 = r_D i_D + \frac{d\varphi_D}{\omega_n dt} \quad (3.18)$$

Ecuaciones de voltaje del rotor, eje q, rotor cilíndrico:

$$0 = r_k i_k + \frac{d\varphi_k}{CO_n dt} \quad (3.19)$$

$$0 = r_Q i_Q + \frac{d\varphi_Q}{CO_n dt} \quad (3.20)$$

Ecuaciones de voltaje del rotor, eje q, polos salientes:

$$0 = r_Q i_Q + \frac{d\varphi_Q}{\omega_n dt} \quad (3.21)$$

c) Ecuación mecánica

El par de aceleración es la diferencia entre la t_m par de entrada (par mecánico) y el par de salida (par electromecánico) t_e del generador.

Las ecuaciones del movimiento del generador a continuación, se pueden expresar como:

$$\frac{J_{tot} \omega_n^2}{p_z^2 P_r} \frac{dn}{dt} = T_{a,tot} \frac{dn}{dt} = t_m + t_e \quad (3.22)$$

$$\frac{d\vartheta}{dt} = \omega_m n \quad (3.23)$$

La inercia del generador y la turbina, más la inercia de la carga mecánica, a continuación, se puede expresar en una forma normalizada por unidad como H_{tot} constante de tiempo de inercia en [s], con:

$$H_{tot} = H + H_{me} = \frac{1}{2} \frac{J \omega_o^2}{p_z^2 P_r} + \frac{1}{2} \frac{J_{me} \omega_o^2}{p_z^2 P_r} \times g_{ratio}^2 \quad (3.24)$$

Donde p_z es el número de pares de polos de la máquina.

La constante de tiempo de inercia H se puede dar en base a la potencia aparente nominal del generador, como se muestra en la ecuación anterior, o en base a la potencia activa nominal del generador. El tiempo mecánico de partida o el tiempo de aceleración constante $T_{a,tot}$ en [s] es entonces:

$$T_{a,tot} = T_a + T_{a,me} = 2 \times H_{tot} \quad (3.25)$$

Tanto H y T_a se pueden introducir en *Power Factory* basado en S_r o P_r .

Definición de los parámetros para los generadores:

TABLA N° 3.11 Parámetros para los generadores

Parameter	Name in PF	Description	Unit
rs	rstr	Stator resistance	p.u.
xl	xl	Stator leakage reactance	p.u.
xrl	xrl	Rotor leakage reactance	p.u.
xmd	–	d-axis magnetizing reactance	p.u.
xmq	–	q-axis magnetizing reactance	p.u.
xID	–	Leakage reactance of d-axis damper winding	p.u.
xIQ		Leakage reactance of q-axis damper winding	p.u.
xle		Leakage reactance of excitation winding	p.u.
xlx		Leakage reactance of x-winding	p.u.
rD	–	Resistance of d-axis damper winding	p.u.
rQ		Resistance of q-axis damper winding	p.u.
re		Resistance of excitation winding	p.u.
rx		Resistance of x-winding	p.u.

Los parámetros de acuerdo con la TABLA N° 3.11 [9] que han sido utilizados en los sistemas de ecuaciones y los diagramas de circuitos equivalentes típicamente no están disponibles para máquinas síncronas.

Los parámetros de entrada de una máquina síncrona, que se introducen directamente en el modelo de máquina síncrona *PowerFactory* se representan en la TABLA N° 3.12 [9]

TABLA N° 3.12 Parámetros de entrada clásicas de una máquina síncrona

Parameter	Name in PF	Description	Unit
rs	rstr	Stator resistance	p.u.
xl	xl	Stator leakage reactance	p.u.
xrl	xrl	Rotor leakage reactance	p.u.
xd, xq	xd, xq	synchronous reactance (d- and q-axis)	p.u.
xd', xq'	xds, xqs	Transient reactance (d- and q-axis)	p.u.
xd'', xq''	xdss, xqss	Subtransient reactance (d- and q-axis)	p.u.
Td', Tq'	Tds, Tqs	Transient time constant (short-circuit)	sec
Td'', Tq''	Tdss, Tqss	Subtransient time constant (short-circuit)	sec

CAPITULO IV
METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DEL ESQUEMA
CENTRALIZADO DE CONTROL DE REACTORES SHUNT

4.1 Premisas para el Desarrollo del ECCR

Para el desarrollo del ECCR se ha considerado el escenario más desfavorable posible de presentarse en el sistema eléctrico de potencia utilizado para los análisis, es decir aquel escenario en el cual los reactores sean necesarios y que las líneas transmitan un gran porcentaje de energía eléctrica. Por esta razón en el cálculo de flujos de potencia se han considerado escenarios de avenida en el año 2015.

En estos escenarios también se considera que están en servicio los principales proyectos conectados al SEIN hasta 2015 que van a influir en el desarrollo del esquema, tales como:

- La L.T. 220 kV Suriray – Abancay – Cotaruse, que estará en servicio a partir de la época de estiaje del año 2015. Dicha información fue obtenida del plan de obras del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [8].

Además se han considerado las siguientes premisas:

- La máxima potencia total de transferencia desde el Centro al Sur del SEIN está comprendida entre 600 MVA y 800 MVA en todas las condiciones de operación. Esta potencia es la suma del flujo de potencia de la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse (medido en S.E. Cotaruse) y el flujo de la L.T. 500 kV San José – Montalvo (medido en S.E. San José).
- La C.T. Ilo2 (TV Carbón) se ha despachado como resultado del despacho económico y en otros casos para evitar exceder la máxima transferencia Centro – Sur.
- El enlace de 220 kV Cerro Verde 1 – Cerro Verde 2 está abierto en forma permanente.

4.2 Características Principales del ECCR

El ECCR constituye una lógica secuencial de desconexión de reactores que evita un posible colapso del Área Sur del SEIN debido a grandes oscilaciones de sistemas de

potencia en el enlace de interconexión luego de una gran perturbación. Para su desarrollo el ECCR se analiza para los 6 reactores de línea y los dos de barra.

Debido a que cada una de las subestaciones Poroma y Ocoña tiene un reactor de barra y dos reactores de línea, es conveniente desarrollar un Esquema Local para el caso en que uno de los reactores de barra se encuentre fuera de servicio.

La implementación de la lógica del ECCR en todos los reactores shunt permite el disparo de estos elementos en respuesta a las condiciones extremas que se puedan presentar. Dado que el ECCR constituye un esquema centralizado, la coordinación en el funcionamiento de todos reactores debe ser asegurada mediante una cuidadosa selección de los ajustes. En términos generales, se usan dos parámetros para obtener esta coordinación: la amplitud de la tensión y su duración, así como el estado de los equipos ya sea las líneas o los reactores.

En el estudio de estabilidad transitoria, se simula el comportamiento transitorio del SEIN ante grandes perturbaciones, considerando fallas factibles de ocurrir. Mediante este análisis se obtiene el comportamiento transitorio del sistema, desde el instante en que ocurre la falla hasta el momento en que el sistema asume otra condición de operación, que puede ser un nuevo punto de equilibrio (estable) o si se produce la pérdida de sincronismo parcial o total del sistema (inestabilidad) de acuerdo a ello se determinan los ajustes adecuados para el ECCR de manera que sea confiable, seguro y selectivo para el sistema. Estos estudios muestran que:

- a) El ECCR instalado en las principales líneas en 500 kV hacia el Sur del SEIN proporciona una redundancia funcional para operar cuando sea necesario.
- b) Este esquema es considerado como un esquema especial de protección.
- c) Es posible discriminar entre los diversos eventos que pueden ocurrir en el sistema y modificar el estado de los reactores teniendo en cuenta la ubicación, duración y tamaño de las tensiones derivadas de estas contingencias.

4.3 Funciones Principales del ECCR

La maniobra automática de los reactores shunt está destinada a controlar la tensión en el sistema después de una contingencia extrema en la línea de transmisión de 500 kV o en sistemas radiales que influyen en la capacidad de transmisión de dicho sistema, con el fin de garantizar un comportamiento adecuado.

Las principales funciones para el diseño del ECCR son:

- Restaurar la tensión en el sistema de 500 kV dentro de los límites permitidos por la NTCSE.
- Preservar la continuidad de la operación de los enlaces o líneas en el mismo circuito.
- Operar sólo el número necesario de reactores shunt y evitar una operación masiva de los reactores.
- No actuar durante la operación normal del sistema.

Entonces la función básica del ECCR consiste en enviar una señal de disparo o cierre a los interruptores de los reactores shunt en respuesta a las condiciones que se presentan en el sistema. Como el ECCR debe tener una acción diferente en cada caso, las contingencias extremas se pueden dividir en dos grupos:

- a) Las contingencias extremas que se presentan en las líneas de 220 kV (Mantaro – Cotaruse – Socabaya) debido generalmente a las descargas atmosféricas en épocas de avenida, provocan un importante aumento de potencia por la línea de 500 kV que origina subtensiones a lo largo de la línea y en el sistema sur de SEIN. Con el cierre y/o apertura adecuada de los reactores shunt se puede controlar estas tensiones en el sistema. La variable remota seleccionada para guiar este cierre es la tensión.
- b) Las contingencias extremas que se presentan en la línea de 500kV afectan principalmente la capacidad del sistema de transmisión y provocan variaciones de tensión en el Área Sur del SEIN. La apertura o cierre de los reactores shunt permite controlar estas variaciones de tensión. Las dos variables seleccionadas para guiar el ECCR son el estado de las líneas (en servicio o fuera de servicio) y la tensión en las subestaciones.

4.4 Descripción del Desarrollo del ECCR

En primer lugar se analizan sin considerar los ajustes en los reactores tanto en máxima y media demanda como escenarios críticos concluyendo que es necesario implementar ajustes de subtensión, también se analiza con los ajustes preliminares de subtensión en todos los reactores, concluyendo que estos ajustes solo son necesarios en algunos reactores y que a la vez estén coordinadas para propiciar una desconexión secuencial.

Dado que el enlace de interconexión se presenta gran cantidad de fallas que origina que ambos circuitos salgan fuera de servicio, se considera casos adicionales para verificar la robustez del sistema respecto a la estabilidad transitoria.

El proceso de análisis para estos casos se describe a continuación:

- El sistema debe permanecer estable luego de una falla trifásica o bifásica con apertura definitiva en alguno de los circuitos de las líneas de 220 kV o de 500 kV del Sistema de Transmisión con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y apertura trifásica en 100 ms para toda la línea en conjunto.
- El sistema deberá permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos de 220 kV o de 500 kV, con despeje de la falla por operación normal de la protección principal (100 ms) y recierre exitoso de la fase afectada. El tiempo muerto de recierre es de al menos 700 ms para 220 kV y para 500 kV es de 900 ms y 600 ms.

Mediante las contingencias extremas definidas la sección 3.3 y con el historial de fallas en las líneas de transmisión (5 años en 220 kV y 1 año en 500 kV) que influyen en el esquema, se ha establecido 7 casos de eventos mostrados en la TABLA N° 3.8. A partir de los resultados se definen los ajustes preliminares para el esquema con la finalidad de operar los reactores shunt. En la Fig. 4.1 se muestra el diagrama de flujo de la metodología para el desarrollo del ECCR.

Pasos para el desarrollo del ECCR son:

1. **Actualización y verificación del modelo para el SEIN:** En este proceso se corrobora el modelo de la base de datos del SEIN en el software DlgSILENT.
2. **Escenarios base para simulaciones y escenarios especiales:** Se modela los escenarios base en el software de acuerdo a los eventos presentados en las TABLA N° 3.4 y TABLA N° 3.5.
3. **Evaluar el comportamiento con ajustes preliminares en los eventos extremos:** Se evalúa el comportamiento de los niveles de tensión con ajustes preliminares mostrados en la TABLA N° 4.1.
4. **Definir la lógica de desconexión de reactores:** De acuerdo al comportamiento de las tensiones adecuar la lógica del esquema de control de reactores.
5. **Evaluar el desempeño de la lógica en los eventos extremos:** A medida que se adecuando la lógica se va evaluando el desempeño de los niveles de tensión de acuerdo a la NTCSE.
6. **Buen desempeño de la lógica?:** Cuando se presente un adecuado comportamiento de los niveles de tensión entonces tendremos la lógica adecuada el cual el cual es objetivo del presente trabajo; en caso no presente un adecuado desempeño entonces se vuelve a definir la lógica mostrado en el punto 4.

7. **Lógica final de desconexión:** Esta lógica final se propone para su implementación en el SEIN.

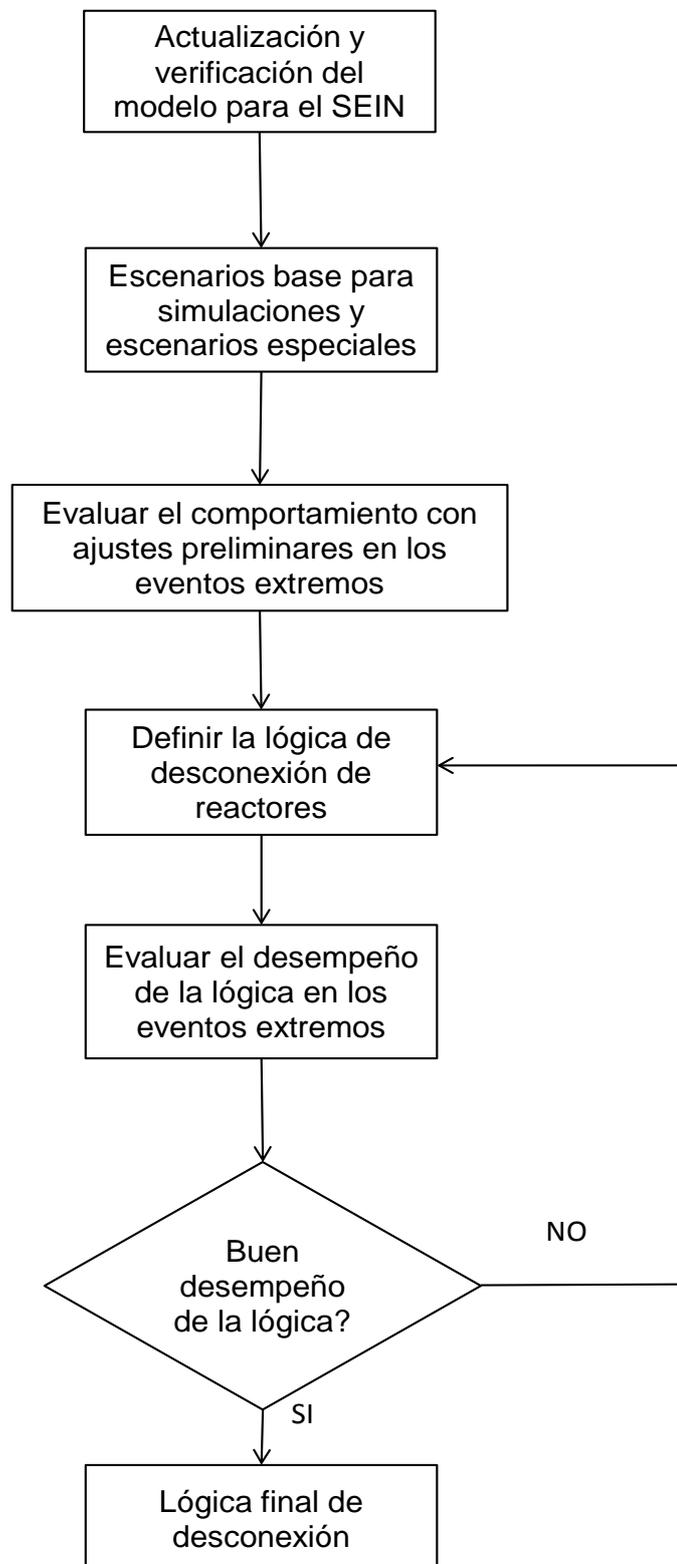


Fig. 4.1 Diagrama de flujo de la metodología para el diseño del ECCR

4.4.1 Ajustes preliminares de subtensión

Como punto de partida se ajusta los umbrales de subtensión considerando los límites permitidos por la NTCSE para cada reactor en cada subestación de manera local e independiente cada una de ellas, es decir el primer umbral ($U<$) ajustado con *pickup voltaje* de 0.96 y *time dial* de 5 s. Y para el segundo umbral ($U<<$) ajustado con *pickup voltaje* de 0.90 y *time dial* de 1 s. En la TABLA N° 4.1 se muestra los ajustes preliminares para la operación de cada uno de los reactores.

Considerando los ajustes de la TABLA N° 4.1 como preliminares se ira modificando y reajustando y a la vez realizando esquemas lógicos para obtener el esquema más adecuado que pueda proteger de manera más eficiente el sistema eléctrico.

TABLA N° 4.1 Ajustes preliminares de los reactores shunt

Reactor		Ajustes (*)			
		U<		U<<	
		<i>Pickup Voltage</i>	<i>Time Delay</i>	<i>Pickup Voltage</i>	<i>Time Delay</i>
Barra	(R1) Poroma	0.96	5	0.9	1
	(R2) Ocoña	0.96	5	0.9	1
Línea	(R3) Chilca Poroma	0.96	5	0.9	1
	(R4) Poroma Chilca	0.96	5	0.9	1
	(R5) Poroma Ocoña	0.96	5	0.9	1
	(R6) Ocoña Poroma	0.96	5	0.9	1
	(R7) Ocoña San José	0.96	5	0.9	1
	(R8) Montalvo San José	0.96	5	0.9	1

(*) Se consideró los ajustes en ambos extremos de los reactores de línea, y en los dos reactores de barra.

El análisis de los efectos causados por los eventos críticos en estos ajustes iniciales será comparado con el ECCR y de esa manera se podrá verificar la mejora en el comportamiento del SEIN ante un evento. Estos ajustes preliminares se implementan en el software *Power Factory – DIgSILENT* [9] como se indicó en la sección 3.4; a la vez se incluye eventos simulando el comportamiento de las fallas mostradas en la TABLA N° 3.8 y se observa el comportamiento de las tensiones a lo largo del tiempo y como el ECCR las restablece.

4.4.2 Eventos preliminares a considerar en el desarrollo del ECCR

Para verificar el comportamiento en el desarrollo del esquema se verifica las tensiones en las barras representativas en el Área Sur del SEIN y en otras barras a lo largo de la línea de 500 kV; dichas barras son:

- Poroma 500 kV
- Ocoña 500 kV
- Montalvo 500 kV
- Socabaya 220 kV
- Puno 138 kV
- Tintaya 138kV

Las condiciones iniciales se establecen según las premisas que indican en la sección 4.1. De acuerdo a ello se simula cada uno de los casos (Eventos) mostrados en la TABLA N° 3.8. Los perfiles de tensión se muestran en los Anexos y los resultados al final del evento se muestran en TABLA N°s.

a) *Eventos en máxima demanda avenida sin considerar ajustes*

En la TABLA N° 4.2 se muestra el resumen de las tensiones en pu. al final de cada evento, también se muestra el estado de los reactores (E/S: que significa en servicio y F/S: Fuera de Servicio). En el Anexo A se presentan los resultados de las simulaciones, tales como los perfiles de tensión de 3 principales subestaciones a lo largo de la línea de transmisión en 500 kV y subestaciones en el Área Sur para cada uno de los 7 casos mostrados en la TABLA N° 3.8.

TABLA N° 4.2 Resultados eventos avenida en máxima demanda sin ajustes

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.79	0.81	0.81	0.97	0.86	0.98
CASO 2	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.01	0.79	0.78	0.89	0.84	0.96
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	1.00	1.02	0.84	0.89	0.86	0.98
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.96	0.99	0.94	0.98	0.96	0.99
CASO 5	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.91	0.90	0.85	0.98	0.89	0.98
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.00	0.98	0.98	0.97	0.98
CASO 7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.91	0.90	0.85	0.98	0.89	0.98

En la Fig. 4.2 se observa que en todos los casos, a excepción del caso 6, presentan grandes caídas de tensión, dichos valores se muestran de colores rojos o sombreados. Esto ocurre debido a que los reactores permanecen en servicio absorbiendo potencia reactiva lo que ocasiona que las tensiones caigan muy por debajo de 0.95 pu valor establecido como umbral mínimo por la NTCSE.

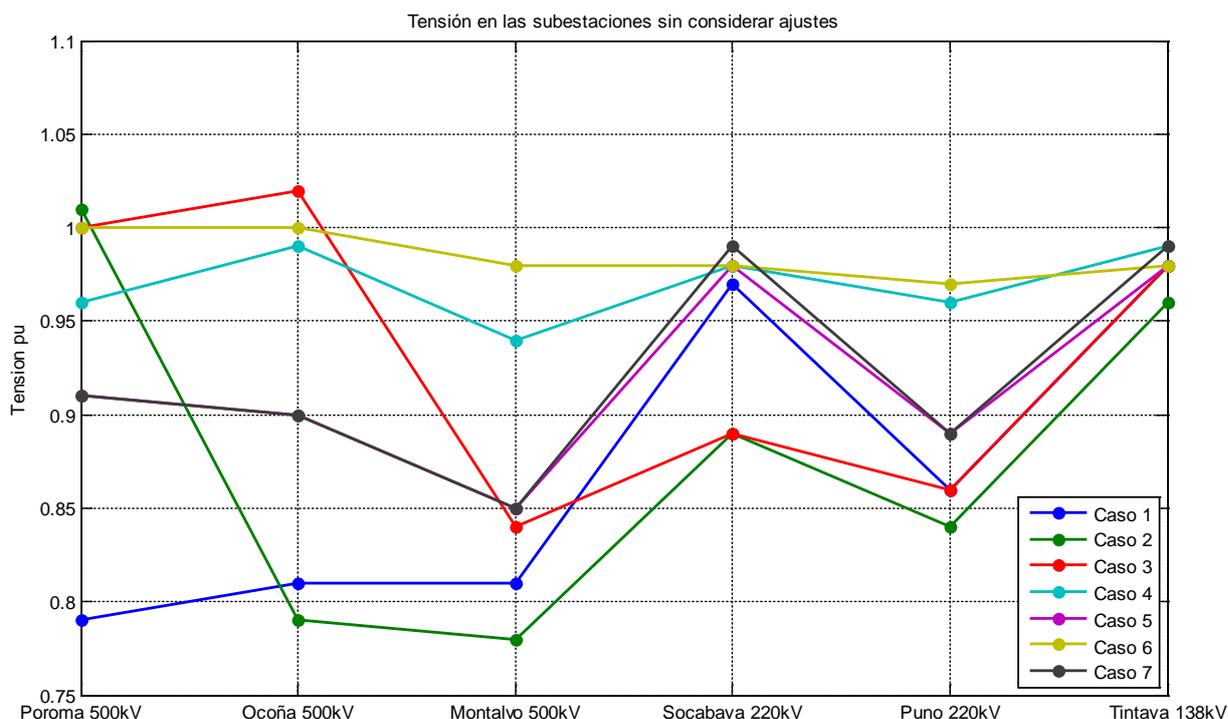


Fig. 4.2 Tensión en las subestaciones sin considerar ajustes

Como consecuencia de estas caídas de tensión (Fig. 4.2) importantes líneas del enlace de interconexión o centrales eléctricas del Área Sur saldrían fuera de servicio por actuación de sus protecciones propias de subtensión o sobretensión, lo que podría generar un posible colapso en el Área Sur del SEIN.

b) Eventos en media demanda avenida sin considerar ajustes

En la TABLA N° 4.3 se muestra el resumen de las tensiones en pu y el estado de los reactores al final de cada evento y sin considerar ningún ajuste de subtensión en los reactores shunt para cada uno de los 7 casos mostrados en la TABLA N° 3.8.

Se observa que en los casos 1,2,5 y 6 se presentan las mayores caídas de tensión mostrados en color rojo o sombreadas, debido a que los reactores permanecen en servicio, ocasionando que las tensiones caigan por debajo del umbral establecido por la NTCSE.

Debido a que el efecto sobre las tensiones en este escenario es menor con respecto al escenario en máxima demanda, entonces para el ECCR se toma como referencia en el escenario máxima demanda.

TABLA N° 4.3 Resultados eventos avenida en media demanda sin ajustes

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.87	0.92	0.91	1.00	0.95	1.00
CASO 2	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.02	0.94	0.93	1.00	0.96	1.01
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	1.02	1.04	0.97	1.00	0.98	1.02
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.01	1.03	1.00	1.00	1.00	1.00
CASO 5	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.98	0.99	0.95	1.00	0.98	1.00
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.01	1.04	1.00	1.00	1.00	1.00
CASO 7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.98	1.00	0.95	1.00	0.99	1.00

c) Eventos en máxima demanda en avenida con ajustes preliminares

En la TABLA N° 4.4 se muestra el resumen de las tensiones en pu y el estado de los reactores considerando los ajustes preliminares de subtensión en los reactores shunt en la TABLA N° 4.1. En el Anexo B se presentan los resultados de las simulaciones mostrando los perfiles de tensión obtenidos para cada uno de los 7 casos de la TABLA N° 3.8.

TABLA N° 4.4 Resultados eventos avenida en máxima demanda con ajustes preliminares

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	F/S	F/S	F/S	F/S	E/S	F/S	E/S	F/S	1.14	1.18	1.14	1.01	1.02	1.01
CASO 2	E/S	F/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	F/S	1.01	1.07	1.04	1.01	1.03	1.05
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	1.00	1.03	0.84	0.90	0.88	0.94
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	0.99	1.01	0.97	0.98	0.99	0.98
CASO 5	F/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.02	1.02	0.97	0.98	0.97	0.98
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.00	1.02	0.99	0.99	0.99	1.00
CASO 7	F/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.02	1.02	0.97	0.99	0.97	0.99

En la TABLA N° 4.4 los "F/S" en color rojo o sombreado indican la desconexión del reactor debido a la actuación del ECCR con ajustes preliminares, mientras que el "F/S" en color azul y cursiva indica la inevitable desconexión por la naturaleza de la línea y del

evento que conduce a la salida de la línea en 500 kV, por ejemplo si sale fuera de servicio la línea L-5032 entonces dicha línea sale con sus 2 reactores shunt asociados es decir R3 y R4 o si sale fuera de servicio la línea L-5034 entonces dicha línea sale con sus 2 reactores shunt asociados es decir R5 y R6 de igual manera para las otras líneas.

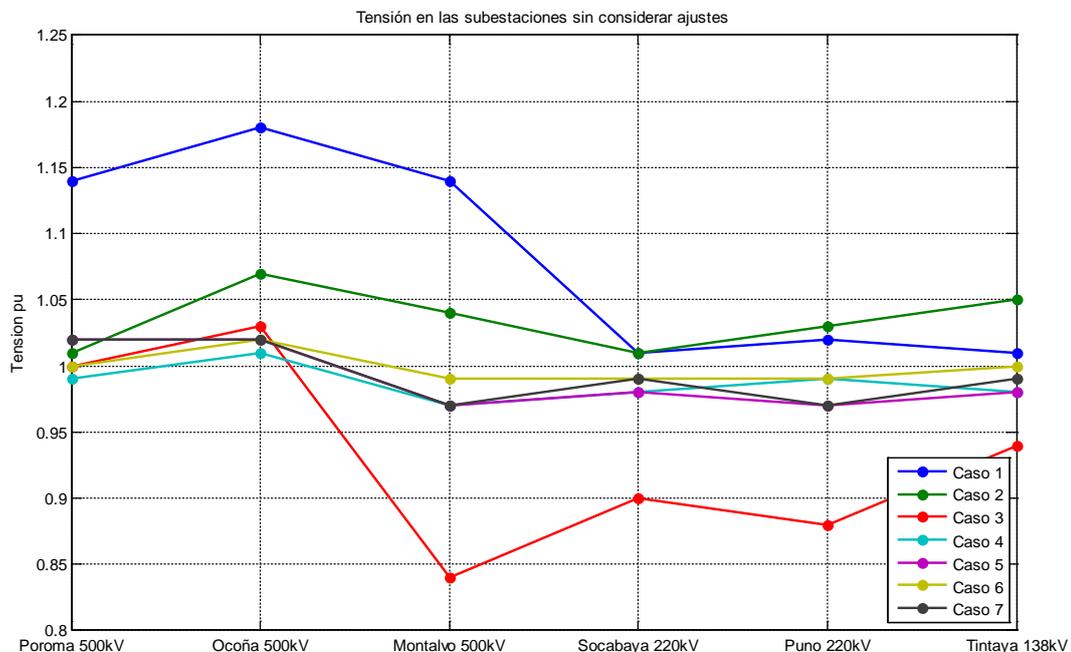


Fig. 4.3 Tensión en las subestaciones con ajustes preliminares

En la Fig. 4.3 se muestra el perfil de tensiones para cada caso; en los casos 1,2 y 3; presentan problemas de sobretensión y subtensión. A continuación se analiza para cada caso el efecto de la desconexión de los reactores:

Caso 1: Las tensiones en Poroma, Ocoña y Montalvo superan 1.14 pu, debido a la desconexión de los reactores de barra (R1 y R2) y los de línea (R6 y R8) sin ninguna coordinación entre ellos, es decir sin obedecer una desconexión secuencial de reactores; por ello este número de reactores desconectados resulta ser superior a lo que necesita para compensar apropiadamente el evento del caso 1.

La salida del reactor R6 es innecesaria porque es un reactor de línea en la SE. Ocoña, se debe coordinar con el reactor de barra R2; a la vez se debe analizar si es necesaria la salida del reactor R8, mientras que la desconexión de R1 y R2 deben ser secuencial.

Caso 2: Las tensiones en la SE. Ocoña y en la SE. Tintaya supera 1.07 y 1.05 pu respectivamente, debido a la salida del reactor de barra R2 y al de línea R6, sin ninguna coordinación entre ellos, es decir sin obedecer una desconexión secuencial de

reactores; por ello este número de reactores desconectados resulta ser superior a lo que necesita para compensar apropiadamente el evento del caso 2. Se debe buscar aquella desconexión que genere menor efecto sobre los niveles de tensión.

Caso 3: En este caso las tensiones en las subestaciones Montalvo, Socabaya, Tintaya y Puno, resultan muy bajos, por ende se debe verificar el ajuste en el reactor R8, ya que es el único que queda conectado en el Área Sur, después de ocurrido este evento.

Casos 5 y 7: Se observa que se desconectan los reactores R1 y R4 ambos ubicados en la misma subestación (Poroma) lo cual no es recomendable ya que es necesario tener al reactor de línea en servicio. A la vez cabe mencionar que el reactor R2 en Ocoña no se desconecta y según las prioridades debería salir este en vez del reactor de línea R4 en Poroma-Chilca.

d) Eventos en media demanda en avenida con ajustes preliminares

En la TABLA N° 4.5 se muestra el resumen de las tensiones en pu y el estado de los reactores en este escenario considerando los ajustes preliminares de subtensión en los reactores shunt en la TABLA N° 4.1, en el Anexo B.2 se presentan los resultados de la simulaciones el cual se muestran los perfiles de tensión y el sistema eléctrico de la línea de transmisión en 500 kV para cada uno de los 7 casos (TABLA N° 3.8).

TABLA N° 4.5 Resultados eventos avenida en media demanda con ajustes preliminares

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	F/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.94	0.98	0.96	1.00	0.98	1.01
CASO 2	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	F/S	1.02	1.06	1.04	1.01	1.00	1.00
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	1.01	1.04	0.97	0.99	0.98	1.00
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.03	0.99	0.98	0.99	0.98
CASO 5	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.02	1.02	0.97	1.00	1.00	1.01
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.03	1.00	1.00	0.99	1.00
CASO 7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.02	1.02	0.97	0.99	0.97	0.99

Caso 1: La tensión en la SE Poroma está por debajo del valor establecido por norma debido que no fue suficiente desconectar el reactor de barra R1, por ende se debe desconectar un reactor más, entonces este caso debe ser analizado.

Caso 2: La tensión en la SE Ocoña está por encima del valor establecido por norma ya que se desconectó el R8, entonces este caso debe ser analizado.

Caso 5 y 7: En este caso se desconectó el reactor de línea R8 y aunque los niveles de tensión se encuentran entre los límites permitidos por la norma, es recomendable desconectar primero el reactor de barra y luego el de línea.

En conclusión podemos resumir que para cada uno de los escenarios analizados, se presenta problemas de subtensión y en algunos casos de sobretensión, dichos análisis fueron realizados considerando todos los reactores en servicio; en el caso que alguno de ellos estuviese fuera de servicio ya sea por mantenimiento, falla y/o condiciones operativas, dichos efectos podrían agravarse aún más, por ello se desarrolla el esquema especial de protección para los reactores.

4.5 Desarrollo del ECCR:

El principio básico de operación del ECCR es la desconexión en el momento adecuado del número de los reactores shunt que se cumplan una serie de condiciones. Por ello es necesario que la operación del ECCR deba ser selectiva y limitada a lo que se requiere para cada contingencia extrema. Por lo tanto es necesario obtener el nivel requerido de selectividad.

El envío de la señal de disparo y la actuación del interruptor en cada reactor debe ejecutarse en un tiempo suficiente para evitar la pérdida del sincronismo de las unidades de generación y que a la vez sea un tiempo apropiado para permitir que primero actúen los esquemas propios de desconexión de carga. Por esta razón la lógica de procesamiento, los canales de comunicación, la actuación de los interruptores se tienen que desarrollar de la manera más eficiente y confiable posible.

Para el desarrollo del ECCR, se toma como referencia el escenario de flujo de potencia en máxima demanda en avenida ya que es el caso más crítico. En primer lugar se desarrolla un esquema local en las subestaciones de Poroma y Ocoña y luego el ECCR.

Se analizan los escenarios posibles de operación mostrados en la TABLA N° 4.6 y se define el esquema de control de reactores. A continuación se muestran los escenarios posibles de operación:

1. Todos los reactores en servicio.
2. Reactor Poroma (R1) fuera de servicio.
3. Reactor Ocoña (R2) fuera de servicio.
4. Reactor Poroma y Ocoña (R1 y R2) fuera de servicio.
5. Reactor L-5032 Poroma (R4) fuera de servicio.

6. Reactor L-5034 Ocoña (R6) fuera de servicio.
7. Reactor L-5037 Montalvo (R8) fuera de servicio.
8. Reactor L-5032 Chilca (R3) fuera de servicio.
9. Reactor L-5034 Poroma (R5) fuera de servicio.
10. Reactor L-5036 Montalvo (R7) fuera de servicio.

El estado en fuera de servicio (F/S) de un reactor se puede dar debido a varias causas, ya sea por mantenimiento, operación o alguna falla; por el cual es indispensable su análisis considerando esta contingencia.

TABLA N° 4.6 Escenarios de operación para los reactores

Escenario	(R1)	(R2)	(R3)	(R4)	(R5)	(R6)	(R7)	(R8)
	Poroma	Ocoña	Chilca L5032	Poroma L5032	Poroma L5034	Ocoña L5034	Ocoña L5036	Montalvo L5037
1	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S
2	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S
3	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S
4	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S
5	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S
6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S
7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S
8	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S
9	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S
10	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S

En la Fig. 4.4 se muestra el enlace de interconexión con todos los reactores involucrados al ECCR los cuales se han asignado por un código, desde R1 hasta R8.

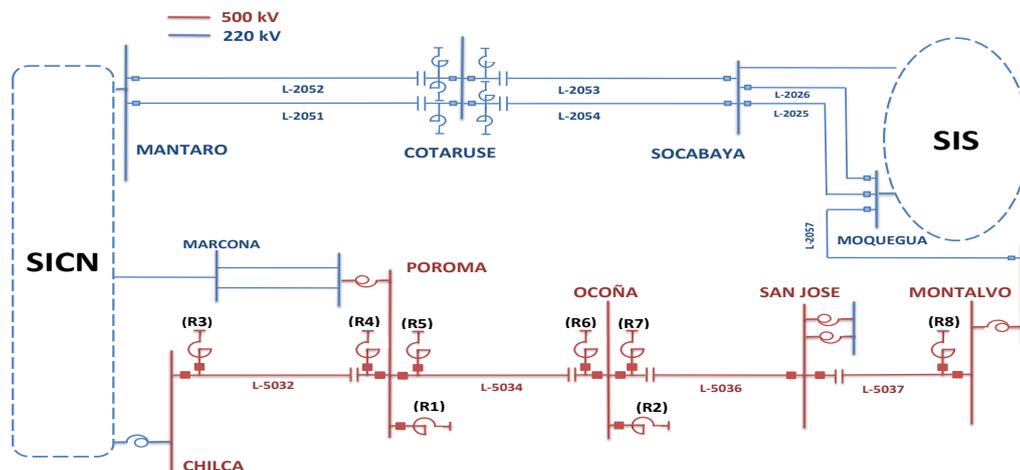


Fig. 4.4 Sistema de enlace de Interconexión Área Centro - Sur

4.5.1 Esquema local de reactores

El esquema local se desarrolla para las subestaciones Poroma y Ocoña ya que estas subestaciones cuentan con 3 reactores (2 de línea y 1 de barra). Este esquema local permitirá remplazar al reactor principal que deba ser desconectado por el ECCR en caso que se encuentre fuera de servicio.

a) Esquema lógico en la SE Poroma

El reactor R1 es la primera opción de desconexión, ya que se trata de un reactor de barra que está diseñado para la compensación del efecto ferranti de la línea en vacío o con baja carga y para ser operada y regular la tensión en la subestación mediante su conexión o desconexión. Mientras que los reactores de línea están diseñados principalmente para mitigar el efecto del arco secundario y solo puedan ser desconectados en casos excepcionales.

Entonces cuando el reactor de barra se encuentre fuera de servicio ya sea por mantenimiento, por operación, por falla u otra razón, puede ser remplazado por el reactor R4 de la L-5032 como se muestra en la Fig. 4.5.

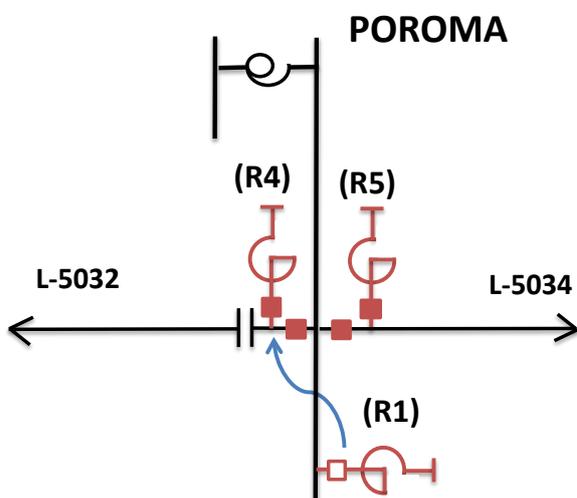


Fig. 4.5 Esquema local 1 SE Poroma

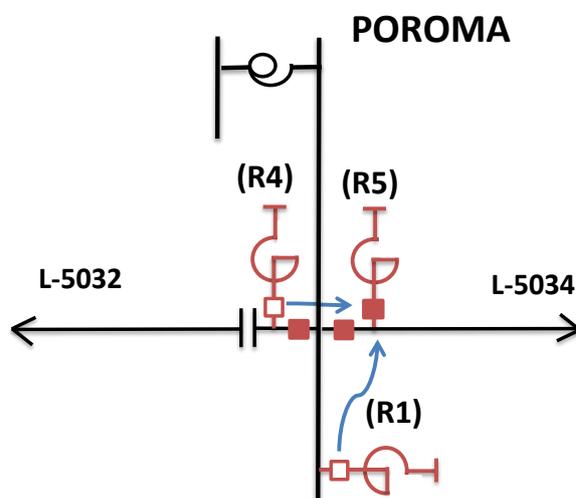


Fig. 4.6 Esquema local 2 SE Poroma

Cuando se presente alguna contingencia doble, es decir cuando este fuera de servicio el reactor R1 y R4 entonces ambas señales se envían al reactor R5 quien queda habilitado para ser desconectado por el ECCR, tal como se muestra en la Fig. 4.6.

En la Fig. 4.7 se muestra la secuencia lógica del esquema local en la SE. Poroma cuando está fuera de servicio el reactor R1. En ambos casos, tanto para R4 o R5, se considera en tiempos lentos en su desconexión por el ECCR, ya que se trata de reactores de línea. Se utilizan los ajustes preliminares definidos en la TABLA N° 4.1.

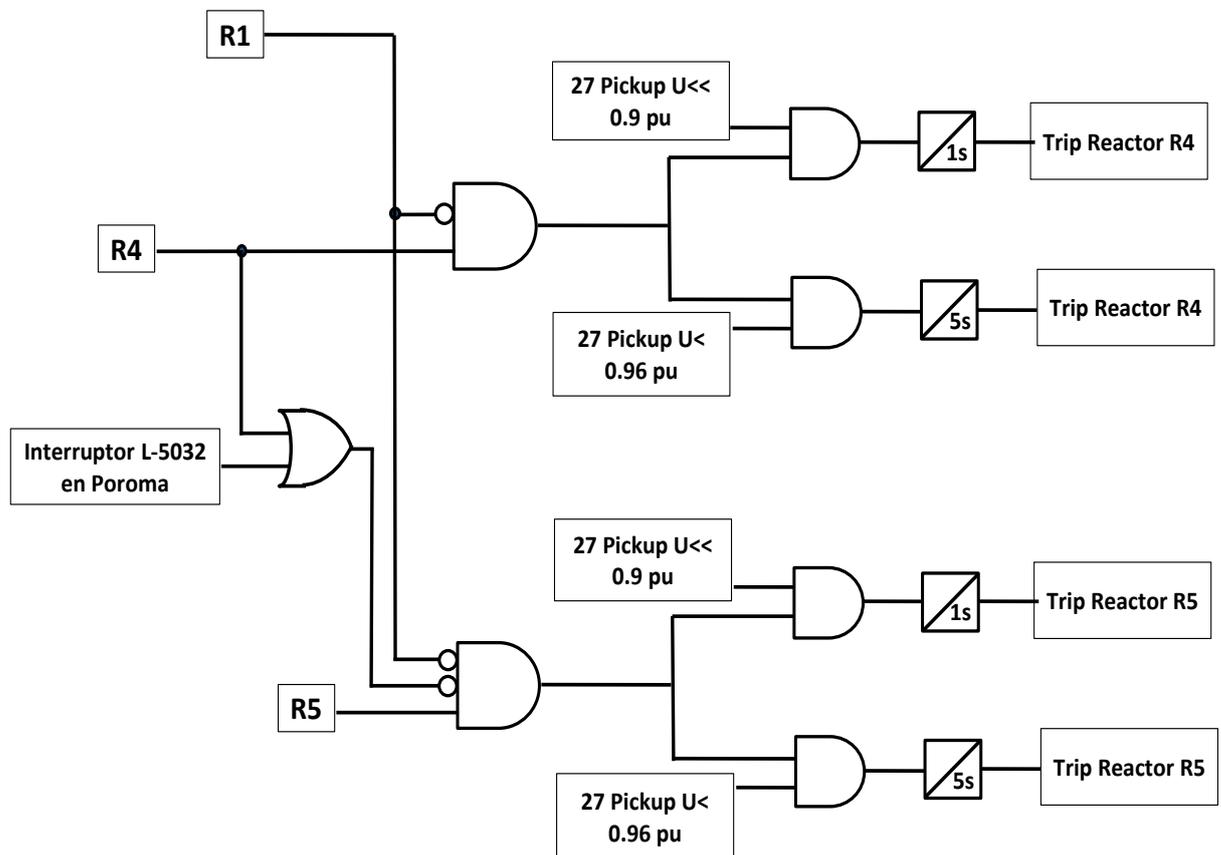


Fig. 4.7 Esquema Lógico Local en la SE Poroma

Como se ha mencionado anteriormente, una de las funciones principales de los reactores de barra es regular los niveles de tensión en las subestaciones durante la evolución de un fenómeno de estabilidad transitoria entonces es conveniente que el tiempo de actuación del esquema para el reactor R1 sea menor a 1 segundo para que la actuación del esquema sea rápida.

Se ha considerado un tiempo de 500 ms y el umbral de activación ajustado en 0.96 pu. Para monitorear la tensión en la subestación Poroma. Así mismo se debe verificar el estado de la línea L-5032.

De esa manera con estas condiciones se tiene una buena probabilidad que el elemento fallado es la línea L-5032; entonces con las condiciones indicadas se desconecta el reactor de barra R1 ($t=500$ ms) como actuación rápida del esquema para restablecer la tensión en Poroma.

Además también se realiza la comparación con tiempos lentos como se indicó en los ajustes preliminares, entonces de esa manera se desarrolla el esquema para desconectar el reactor R1 como se muestra en la Fig. 4.8.

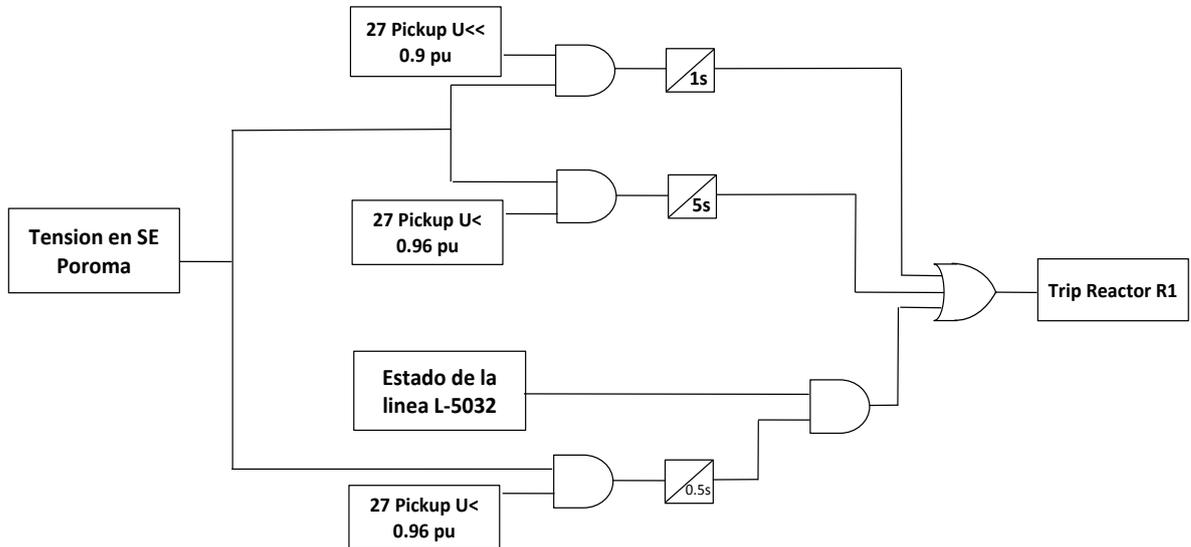


Fig. 4.8 Lógica de disparo para el reactor R1

b) Esquema lógico en la SE Ocoña

El reactor R2 es la primera opción de desconexión, ya que cumple la condición del criterio mencionado en el Esquema lógico en la SE Poroma para el reactor de barra. Entonces cuando el reactor de barra se encuentre fuera de servicio ya sea por mantenimiento, por operación, por falla u otra razón, puede ser remplazado por el reactor R6 de la L-5034 como se muestra en la Fig. 4.9. Cuando se presente alguna contingencia doble, es decir cuando este fuera de servicio el reactor R2 y R6 entonces ambas señales se envían al reactor R7 quien queda habilitado para ser desconectado por el ECCR, tal como se muestra en la Fig. 4.10.

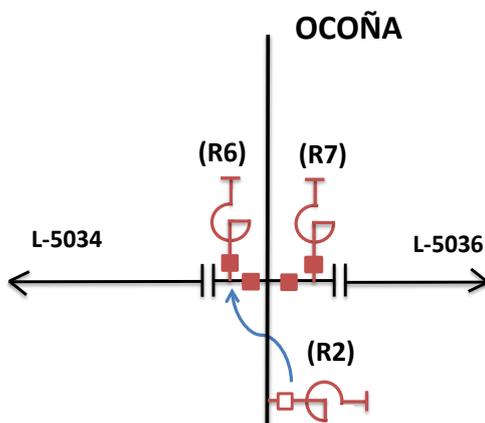


Fig. 4.9 Esquema Local 1 SE Ocoña

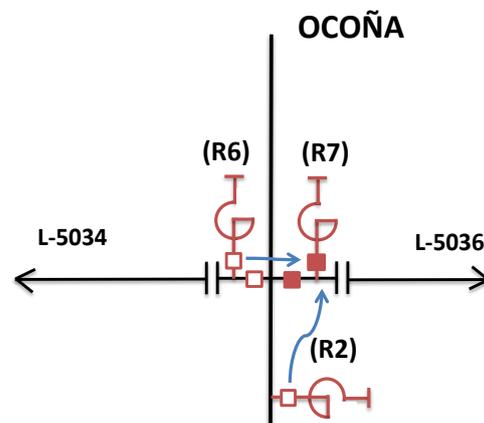


Fig. 4.10 Esquema Local 2 SE Ocoña

En la Fig. 4.11 se muestra la secuencia lógica del esquema local en la SE. Ocoña cuando está fuera de servicio el reactor R2. En ambos casos, tanto para R6 o R7, se considera en tiempos lentos en su desconexión por el ECCR, ya que se trata de reactores de línea. Se utilizan los ajustes preliminares definidos en la TABLA N° 4.1.

Como se ha mencionado, una de las funciones principales de los reactores de barra es regular los niveles de tensión durante la evolución de un fenómeno de estabilidad transitoria entonces es conveniente que el tiempo de actuación del esquema para el reactor R2 sea menor a 1s para que la actuación del esquema sea rápida.

Se ha considerado un tiempo de 500 ms y el umbral de activación en 0.96 pu. Para monitorear la tensión en la subestación Ocoña. Así mismo se debe verificar el estado de la línea L-5034.

De esa manera con estas condiciones se tiene una buena probabilidad que el elemento fallado es la línea L-5034; entonces con las condiciones indicadas se desconecta el reactor de barra R2 ($t=500$ ms) como actuación rápida del esquema para restablecer la tensión en Ocoña.

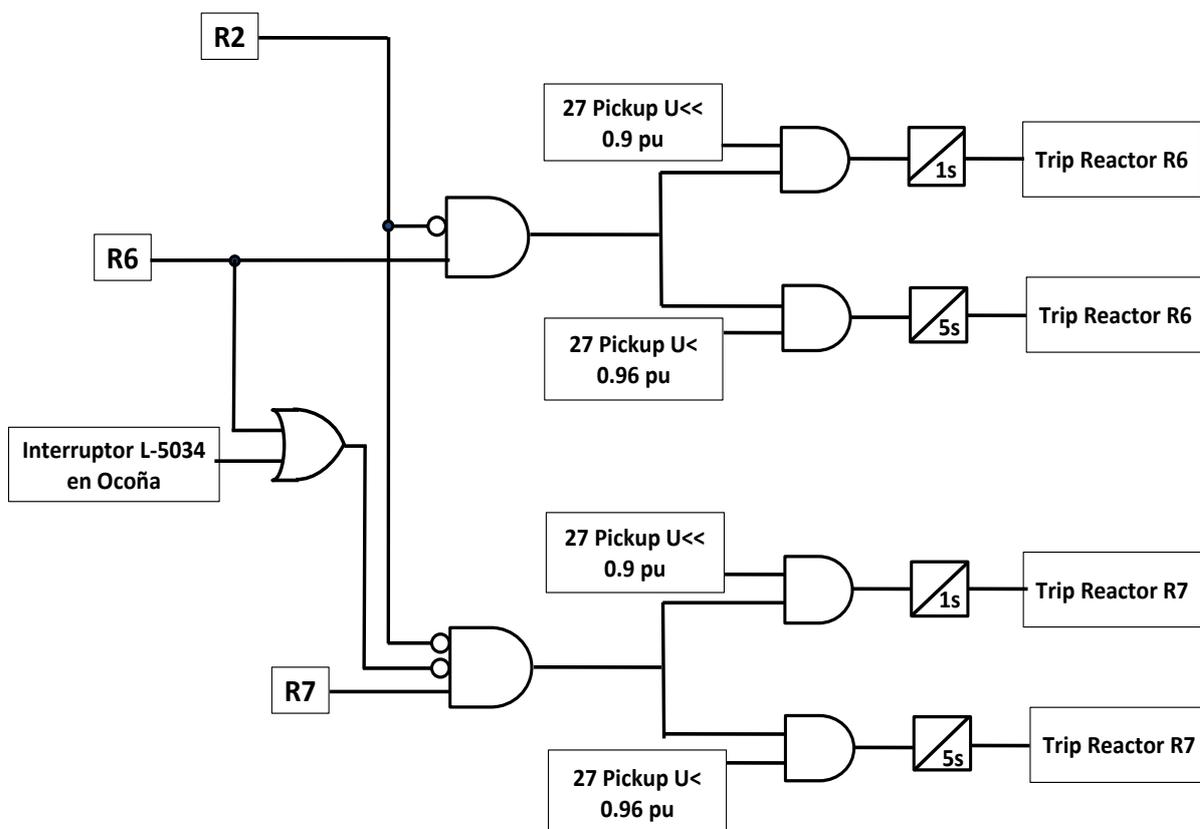


Fig. 4.11 Esquema Lógico Local en la SE Ocoña

Además también se realiza la comparación con tiempos lentos como se indicó en los ajustes preliminares, entonces de esa manera se desarrolla el esquema para desconectar el reactor R2 como se muestra en la Fig. 4.12.

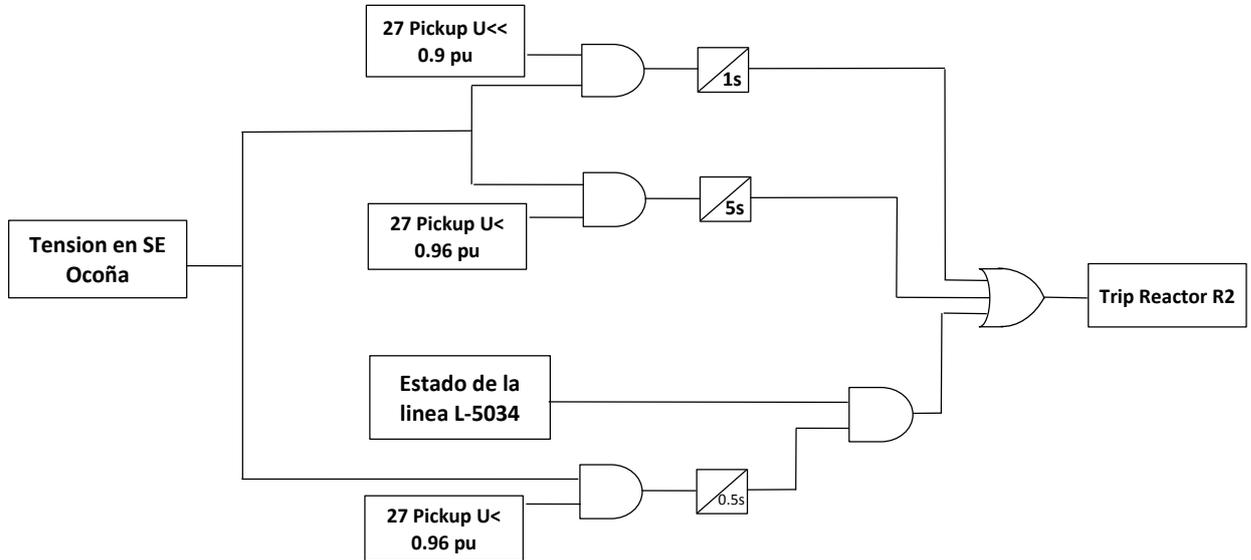


Fig. 4.12 Lógica de disparo para el reactor R2

c) Esquema lógico en la SE Montalvo

La subestación Montalvo solamente cuenta con un reactor de línea y cuando este reactor de línea se encuentre fuera de servicio por alguna contingencia entonces puede ser remplazado por reactores de otras subestaciones mediante la actuación del ECCR.

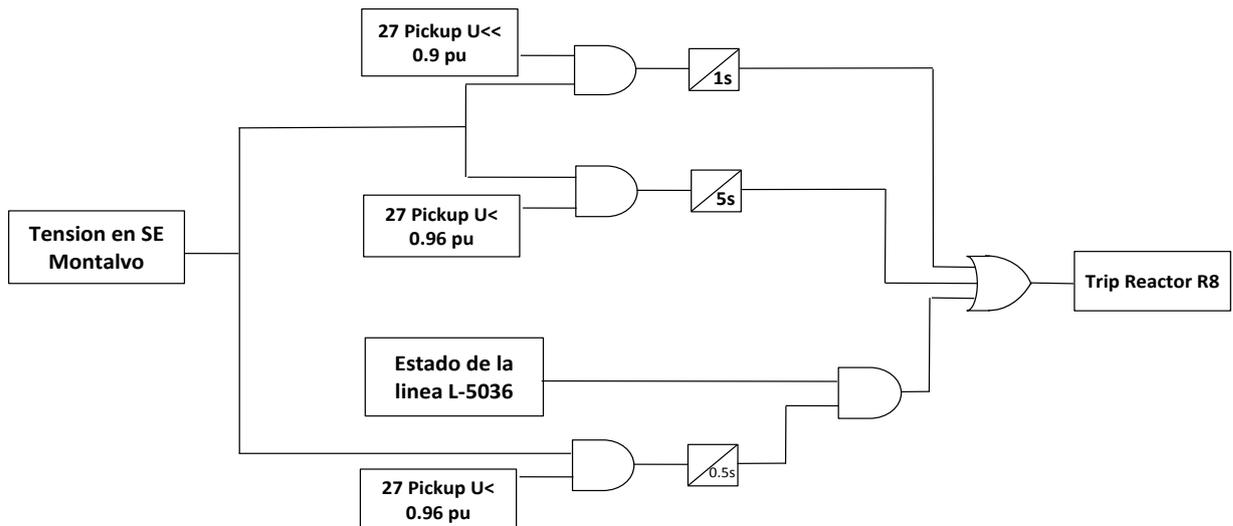


Fig. 4.13 Lógica de disparo para el reactor R8

Como medida de seguridad el tiempo de disparo debe ser $t = 500$ ms y el umbral de activación en 0.96 pu para monitorear la tensión en la subestación Montalvo, de esa

manera con estas condiciones tener una buena probabilidad que el elemento fallado es la línea L-5036; entonces con las condiciones indicadas se desconecta el reactor de línea R8 como actuación rápida del esquema para restablecer la tensión en Poroma.

Además también se realiza la comparación con tiempos lentos como se indicó en los ajustes preliminares, entonces de esa manera se desarrolla el esquema para desconectar el reactor R8 como se muestra en la Fig. 4.13.

4.5.2 Influencia de los escenarios en el ECCR para cada evento

a) Escenario 1: Todos los reactores en servicio

Caso 1: Según la TABLA N° 4.4 se observa que como resultado salieron fuera de servicio R1, R2, R6 y R8 por la desconexión de reactores con el umbral rápido ($U_{<<}$) y R3, R4 por la desconexión de la línea L-5032, llegando a niveles de tensión muy elevados. El esquema debe cumplir la coordinación de los reactores R1 con R4 y R2 con R6 para ambos umbrales ($U_{<<}$ y $U_{<}$). En los esquemas lógicos desarrollados se puede verificar la correcta coordinación de estos reactores, con lo cual los ajustes quedan como se muestra en la TABLA N° 4.7:

TABLA N° 4.7 Resumen de ajustes para escenario 1

Escenario	(R1)	(R2)	(R3)	(R4)	(R5)	(R6)	(R7)	(R8)
	Poroma	Ocoña	Chilca L5032	Poroma L5032	Poroma L5034	Ocoña L5034	Ocoña L5036	Montalvo L5036
1	$U_{<<} U_{<}$	$U_{<<} U_{<}$	-	$U_{<<} U_{<}$	-	$U_{<<} U_{<}$	-	$U_{<<} U_{<}$

Los ajustes dentro del cuadro sombreado de R4 y R6 indican que dependen del estado E/S o F/S de los reactores R1 y R2.

En la Fig. 4.7 y Fig. 4.11 se muestran un esquema lógico de la dependencia de los reactores (R4) y (R6) respectivamente. Se presenta la actuación secuencial de los reactores R4 y R6 dependiendo del estado de los reactores R1 y R2 respectivamente, mediante la compuerta lógica AND, luego de ello la señal llega a otra compuerta AND comparando los valores de tensión con las señales de ajustes de subtensión 27 Pickup $U_{<<} < 0.9$ pu para este umbral rápido con tiempo de Trip del reactor R1 y 27 Pickup $U_{<<} < 0.96$ pu para este umbral con 5 seg de Trip del reactor R1.

Con respecto a la desconexión del reactor R8 es necesario indicar que debe ser evitada, se puede evitar restableciendo las tensiones antes que se active el umbral de subtensión del reactor R8 por la caída de tensión en la SE. Montalvo.

Es importante considerar el estado de la línea L5032 ya que con ello se sabe cuál de los reactores se van a desconectar; el estado de servicio de una línea se puede determinar mediante varias formas a partir de la información que existe entre las subestaciones adyacentes, que en este caso son las subestaciones de Chilca y Poroma.

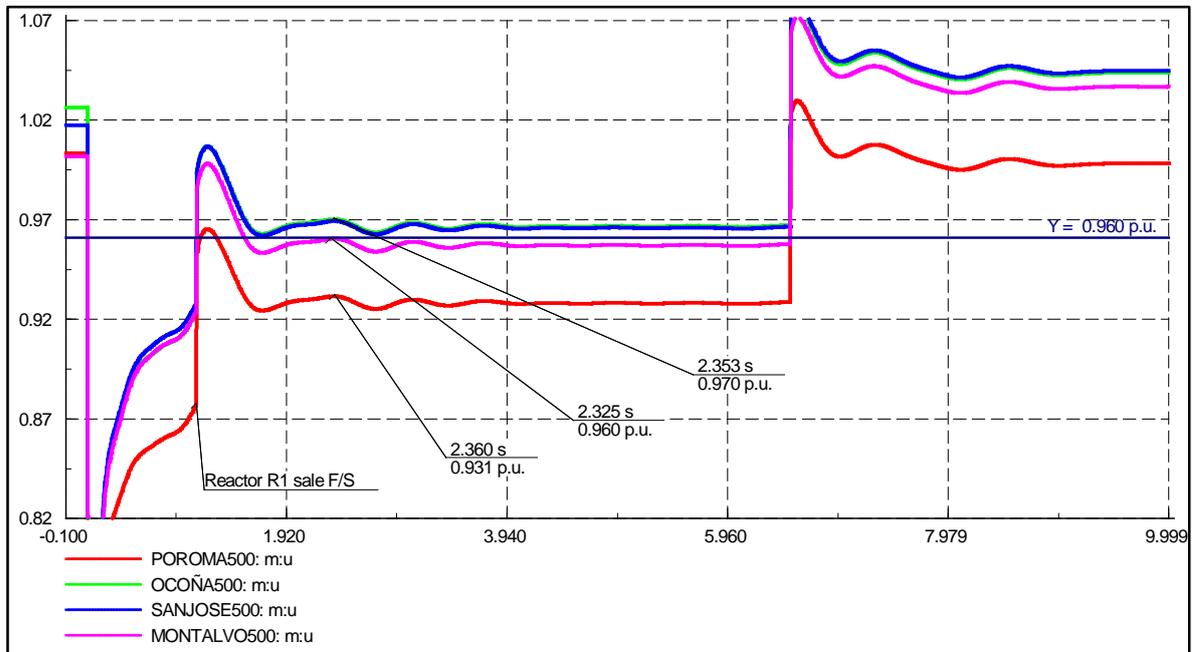


Fig. 4.14 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 1

En la Fig. 4.14 se muestra la evolución en el tiempo del perfil de tensiones para el caso 1. Se observa que en $t=1.08s$ se desconecta (F/S) el reactor R1, lo cual es una operación adecuada, pero las tensión en la SE Poroma aún está muy por debajo de los límites permitidos por ello hace falta la desconexión de un reactor más. Considerando la prioridad de desconectar un reactor barra antes que uno de línea se debe desconectar el siguiente reactor de barra, es decir R2. Entonces el ECCR debe enviar una señal para la activación de disparo al siguiente reactor R2.

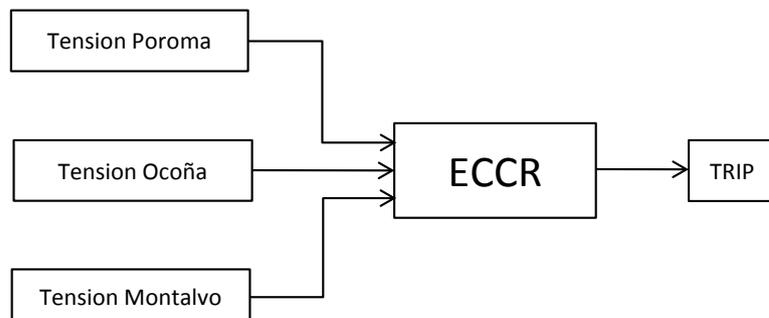


Fig. 4.15 Tensión en la subestaciones como señales de entrada

La activación del reactor R2 se realiza mediante el envío de una señal del ECCR, para realizar dicho envío el esquema previamente debe comparar los niveles de tensión en las principales subestaciones Poroma, Ocoña y Montalvo, por ello mide las tensiones constantemente en dichas subestaciones como se muestra en la Fig. 4.15.

Entonces en el criterio de la lógica se debe plasmar que cuando las tensiones en una barra están por debajo del límite es necesaria la desconexión del reactor que corresponda; de acuerdo al esquema lógico local planteado en la SE Poroma y en la SE Ocoña y el esquema lógico en Montalvo.

Según lo indicado entonces en el ECCR también será necesario desarrollar como parámetros de entrada los TRIP del esquema lógico en Poroma, TRIP del esquema lógico en Ocoña y TRIP del esquema lógico en Montalvo tal como se muestra en la Fig. 4.16. La finalidad es verificar que ya hubo un disparo de un reactor en alguna de las 3 subestaciones y si la caída de tensión persiste se debe apoyar con el reactor de una subestación remota, convenientemente el ECCR debe elegir el siguiente reactor a disparar.

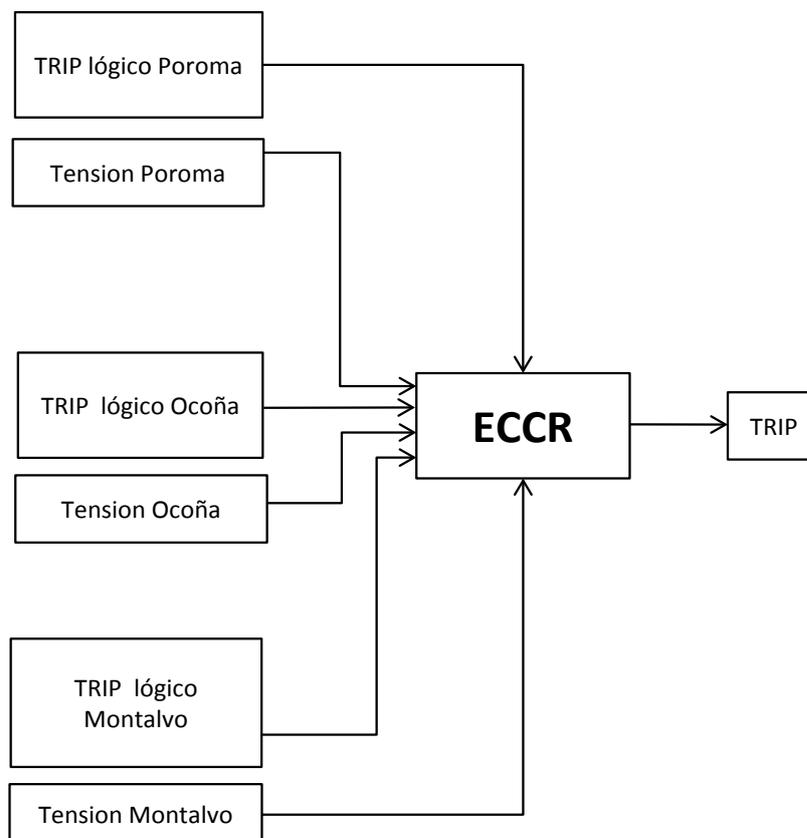


Fig. 4.16 Tensión y TRIPs en la subestaciones como señales de entrada

Para este caso es evidente que la subestación Poroma tiene el problema de caída de tensión y cuando sale el reactor R1 los niveles de tensión están aún por debajo del límite permitido, por ello el ECCR debe enviar la señal de disparo a la subestación remota Ocoña para desconectar el reactor de barra R2 como se muestra en la Fig. 4.17.

Asimismo, es necesario verificar que la tensión en la subestación de Ocoña sea menor que 0.98 pu ya que eso indica que el efecto de la caída de tensión también influye hasta la subestación remota Ocoña y se comprueba que no están separados.

Si fuera el caso de que estas subestaciones están separadas ya sea por la desconexión de la línea L-5034 no serviría de nada desconectar el reactor de barra en Ocoña.

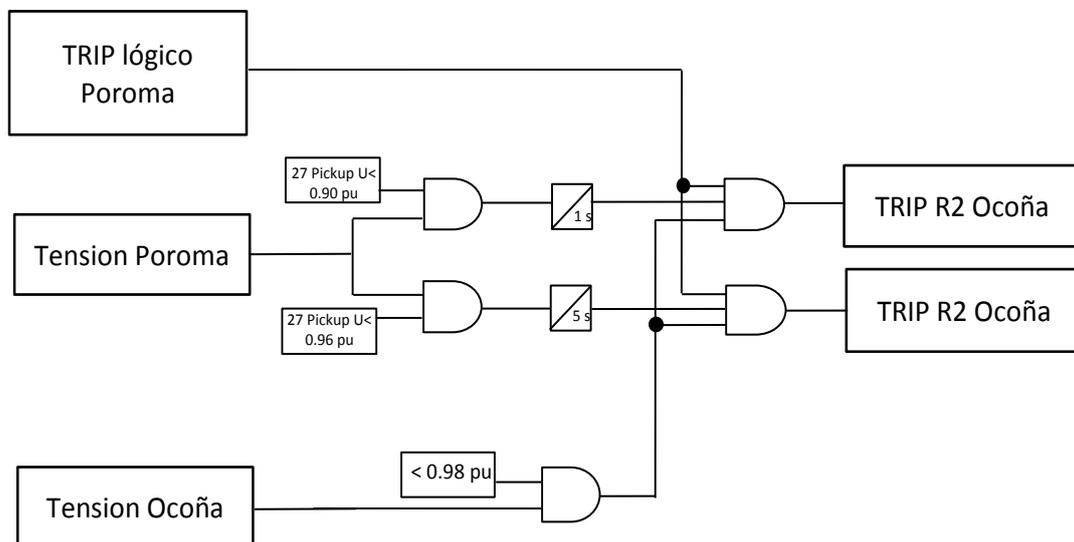


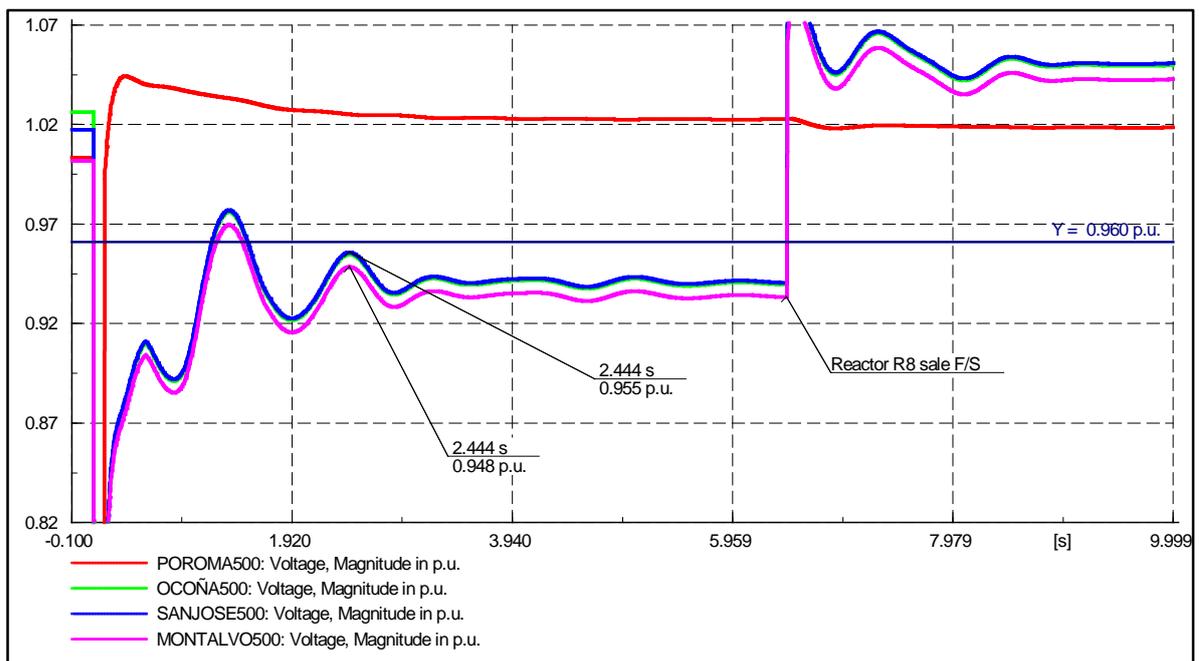
Fig. 4.17 Primera parte del esquema lógico del ECCR

La influencia del esquema en la subestación Chilca no es percibida ya que su nivel de potencia de cortocircuito es muy elevado lo que hace que las tensiones no varíen mucho ante los eventos mostrados.

Caso 2: Según la TABLA N° 4.4 se observa que como resultado salieron fuera de servicio R2 y R8 por la desconexión de reactores en el umbral $U \ll$ en tanto R5 y R6 por la salida de la línea L-5034, entonces se aprecia que los niveles de tensión después del evento son relativamente elevados.

En la Fig. 4.18 se observa que no hay variación de tensión entre las subestaciones de Ocoña y Montalvo, en este caso se opta por disparar el reactor de barra en la SE Ocoña mediante el esquema lógico de Ocoña para regular los niveles de tensión.

Mantener la tensión dentro de los límites en la SE Montalvo es más importante que en la SE Ocoña ya que en Montalvo concentra gran parte de la carga en el Área Sur y una gran variación podría causar desconexión de cargas importantes en subestaciones aledañas. Por seguridad el ECCR debe continuar monitoreando los niveles de tensión en las subestaciones, para este caso en Montalvo, como ya se consideró el TRIP del esquema lógico en la subestación Ocoña y a la vez cuando se presente una pequeña caída de tensión en Ocoña entonces se envía la señal de disparo hacia el R8 cuando aproximadamente el tiempo es de 6 segundos.



Entonces de acuerdo a lo descrito anteriormente se puede definir el esquema para este caso como se muestra en la Fig. 4.19.

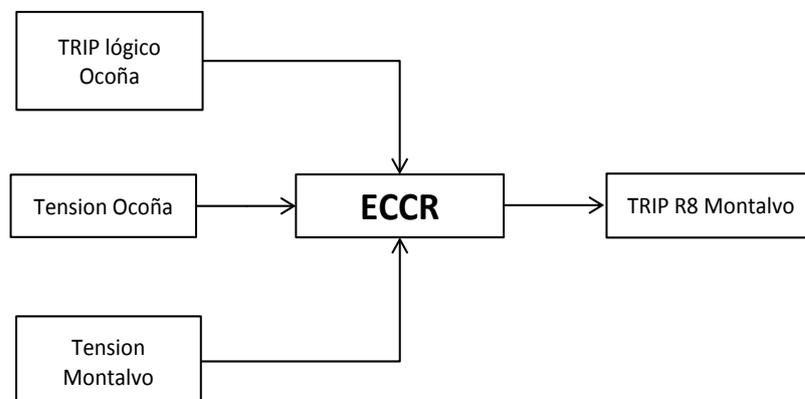


Fig. 4.19 Señales de entrada del ECCR para el caso2

Caso 3: Según la TABLA N° 4.4 se observa que salió fuera de servicio el reactor R7 por la salida de la línea L-5036 (Línea Ocoña – San José), para el cual los niveles de tensión pueden restablecerse con la actuación del reactor R8.

En la Fig. 4.20 se muestran cómo se restablecen las tensiones en las subestaciones, para este escenario no es necesaria la actuación del ECCR, pero pueden presentarse escenarios donde la tensión en la subestación Montalvo puede caer por debajo del límite permitido por ello estará activo el reactor en la SE Montalvo. El esquema lógico en la SE Montalvo debe seguir monitoreando la tensión para poder activar el disparo del reactor R8.

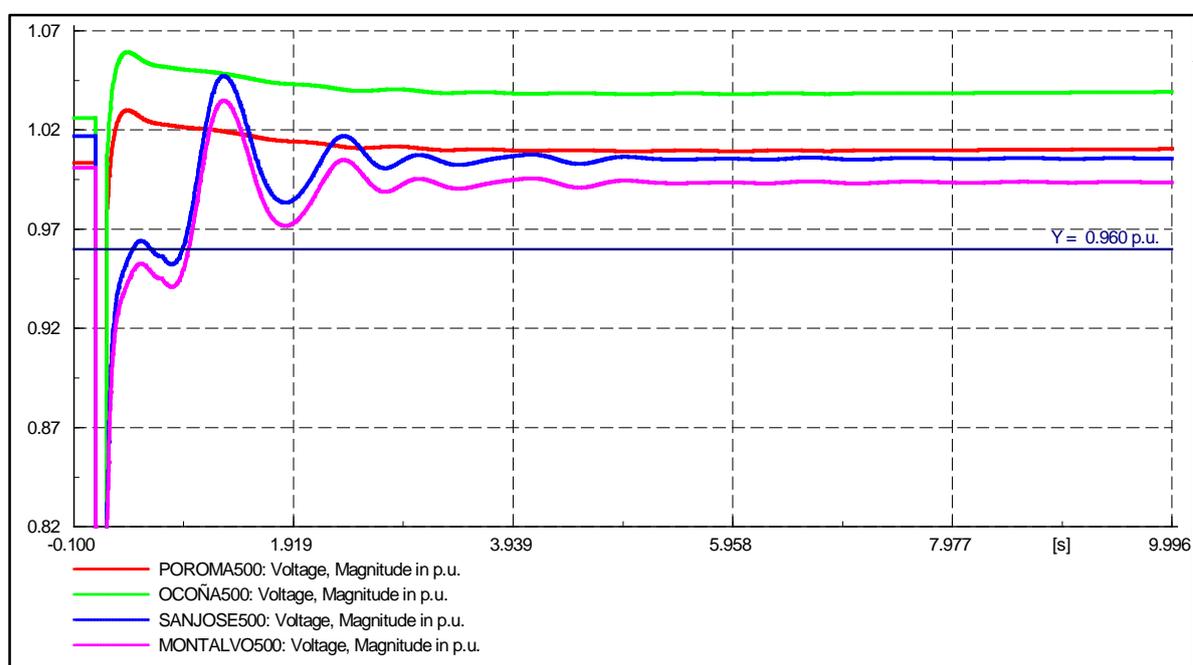


Fig. 4.20 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 3

En la subestación San José no presenta ningún reactor de barra o línea al cual se pueda controlar o formar parte del ECCR.

Caso 4: Según la TABLA N° 4.4 se observa que salió fuera de servicio R8 por la desconexión de la línea L-2051 o L2052, para restablecer las tensiones.

En la Fig. 4.21 se muestra como se restablecen los niveles de tensión; el caso considera solo la desconexión de una terna de las líneas de Transmantaro, el efecto de dicha contingencia puede ser asumida por la línea paralela.

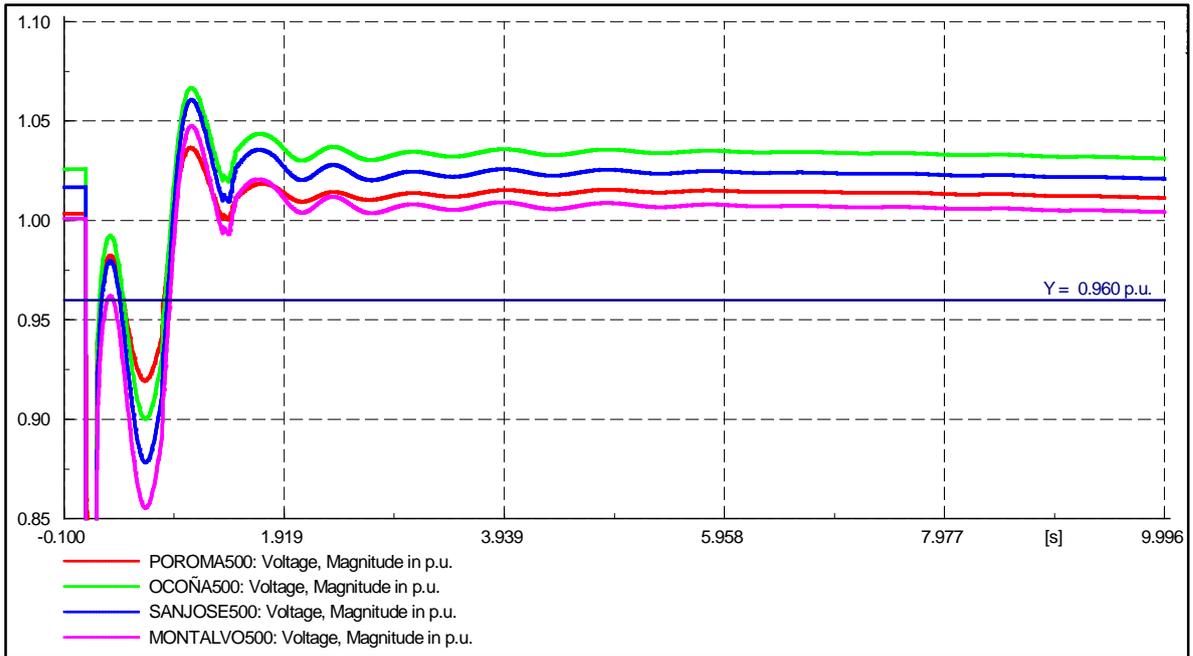


Fig. 4.21 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 4

Caso 5: Según la TABLA N° 4.4 se observa que salieron fuera de servicio R1, R4 con el umbral $U <$ y R8 en umbral $U <<$, por la salida de la línea L-2051 y L2052. De esa forma mantener las tensiones dentro de los rangos establecidos. Pero la salida de R1 y R4 no debe ser la correcta ya que R4 depende del estado de R1 además ambos pertenecen a la misma subestación. A parte que no hace falta dicha desconexión ya que con R8 se puede restablecer las tensiones como se muestra en la Fig. 4.22.

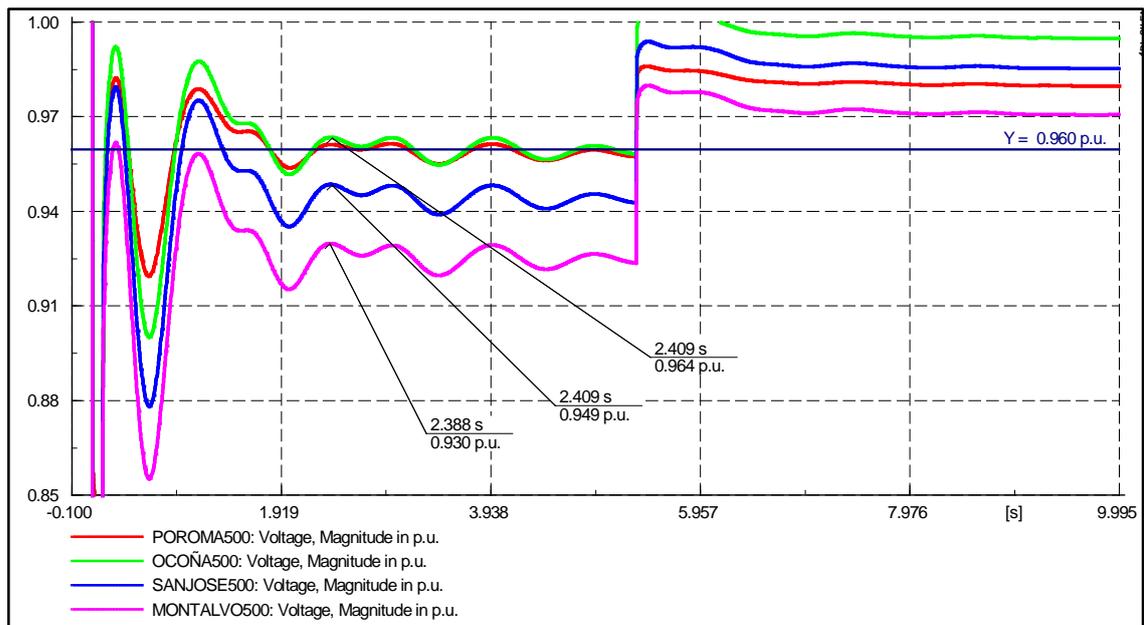


Fig. 4.22 Perfil de tensiones para escenario 1 – caso 5

Se puede observar que las tensiones caen después de ocurrido el evento, en este caso la tensión en la subestación Montalvo difiere mucho con respecto de las tensiones en las subestaciones Poroma y Ocoña, incluso con San José, entonces se dejara que actué la protección del esquema lógico de la subestación Ocoña. Como respaldo se puede considerar el reactor de barra R8 en la SE Montalvo mediante el esquema mostrado en la Fig. 4.23.

Para este caso es evidente que la subestación de Montalvo tiene el problema de caída de tensión y cuando sale el reactor R2 los niveles de tensión están aún por debajo del límite permitido, por ello mediante el ECCR se debe enviar la señal de disparo a la subestación Montalvo para activar el reactor.

Como la SE Montalvo es una subestación muy susceptible a las variaciones de tensión debido a los eventos mostrados anteriormente, entonces es necesario verificar las tensiones y hacer el disparo respectivo en el caso que en la SE remota de Ocoña ya haya realizado TRIP del esquema lógico, entonces el esquema planteado se muestra en la Fig. 4.23.

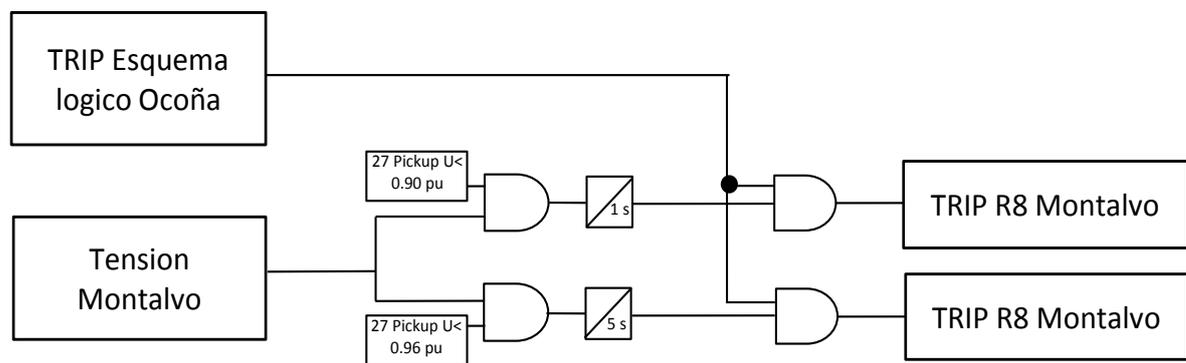


Fig. 4.23 Segunda parte del esquema lógico del ECCR

Caso 6: Debido a que el fenómeno es similar del Caso 6 consiste en la falla simultánea en las línea L-2053 y L-2054 ya sea monofásica – bifásica o monofásica o trifásica con recierre exitoso en la falla monofásica el efecto es similar con las líneas L-2051 y L-2052 como en el Caso 4.

Caso 7: Debido a que el fenómeno es similar del Caso 7 consiste en la falla simultánea en las línea L-2053 y L-2054 ya sea bifásica – bifásica, bifásica – trifásica o trifásica - trifásica con apertura definida el efecto es similar con las líneas L-2051 y L-2052 como en el Caso 5.

b) Escenario 2: Reactor (R1) en Poroma F/S

Para este escenario en contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para suplir la función del reactor R1, por ello se considera al reactor R4 como primera opción y el reactor R5 como la segunda opción, en caso el R4 o la L-5032 se encuentre F/S, como se muestra en el esquema lógico local en Poroma.

En la Fig. 4.7 se observa este esquema lógico incluyendo el estado del interruptor de la L-5032 en la SE Poroma. Los casos que se analizan tienen un comportamiento similar al escenario 1.

Es necesario considerar que el efecto que R1 esté fuera de servicio significa que el esquema lógico local Poroma se encuentra en estado TRIP Poroma, para que esta señal pueda ser usada en los esquemas centralizados.

c) Escenario 3: Reactor (R2) en Ocoña F/S

Para este escenario con contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para poder suplir la función del reactor R2, por ello se considera al reactor R6 como primera opción y el reactor R7 como segunda opción en caso el R6 o L-5034 se encuentren F/S, como se muestra en el esquema lógico en Ocoña.

En la Fig. 4.11 se observa el esquema lógico incluyendo el estado del interruptor de la L-5034 en la SE Ocoña. Los casos que se analizan tendrán un comportamiento similar al escenario 1.

Es necesario considerar que el efecto que R2 esté fuera de servicio significa que el esquema lógico local Poroma se encuentra en estado TRIP Ocoña, para que esta señal pueda ser usada en los esquemas centralizados.

d) Escenario 4: Reactor (R1) y (R2) F/S:

Para este escenario con contingencia (n-2) el esquema debe estar preparado para suplir la función de los reactores R1 y R2, para este caso se considera los dos esquemas lógicos locales presentados en las subestaciones de Poroma y Ocoña.

Es necesario considerar que el efecto que los reactores R1 y R2 esten fuera de servicio significa que el esquema lógico local Poroma y Ocoña se encuentra en estado TRIP, para que esta señal pueda ser usada en los esquemas centralizados.

e) Escenario 5: Reactor (R4) F/S

Para este escenario con contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para suplir la función del reactor R4, como está incluido dentro del esquema lógico de reactores en la SE Poroma, entonces no se presentarán mayores daños al sistema eléctrico.

f) Escenario 6: Reactor (R6) F/S

Para este escenario con contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para suplir la función del reactor R6, como está incluido dentro del esquema lógico de reactores en la SE. Ocoña, entonces no se presentarán mayores daños al sistema eléctrico.

g) Escenario 7: Reactor (R8) F/S

Este escenario es un evento especial ya que el reactor R8 es indispensable para regular la tensión en casi todos los casos, por ello se analizan los peores casos de fallas en este escenario y con la secuencia lógica que se está proponiendo hasta el momento.

El caso más crítico es el caso 3 ya que es donde se requiera más este reactor puesto que es el único que queda en servicio en el Área Sur cuando se desconecta la línea L-5036. En la Fig. 4.24 se muestra tal comportamiento; en los demás casos las tensiones llegan a restablecer.

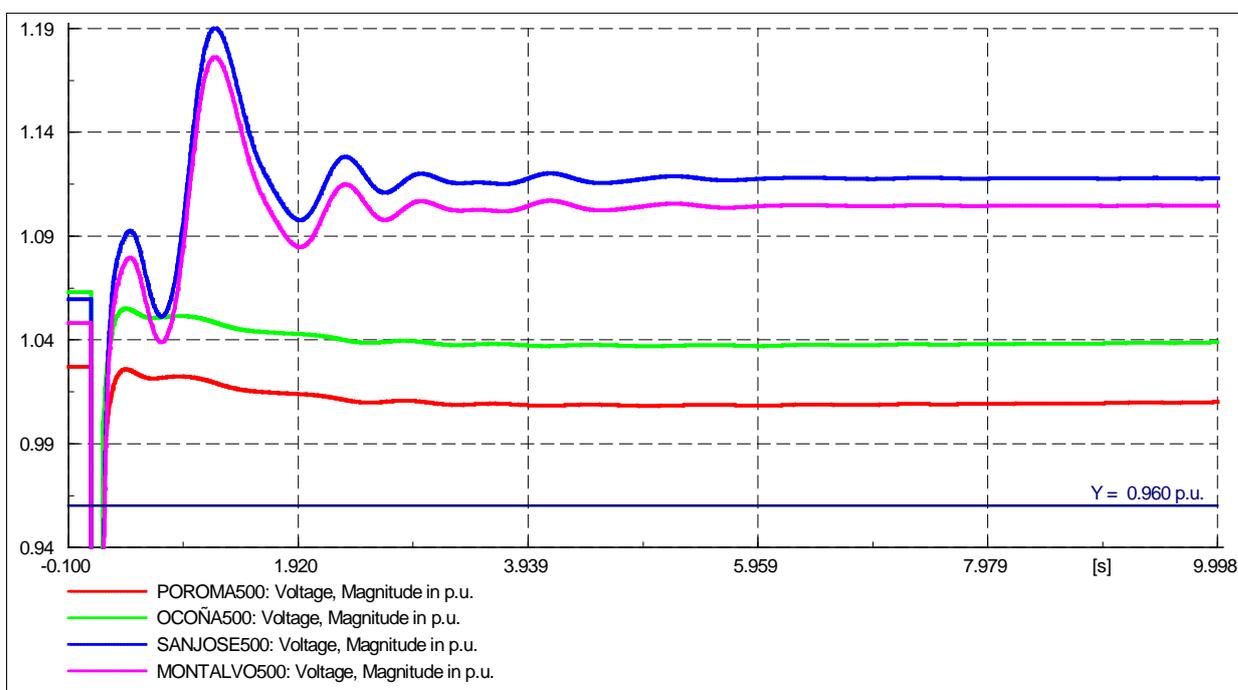


Fig. 4.24 Perfil de tensiones para escenario 7 – caso 3

h) Escenario 8: Reactor (R3) F/S

Para este escenario con contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para suplir la función del reactor R3, como se trata de la celda de conexión en la SE Chilca, entonces no presenta muchas variaciones de la tensión, por ello ante los casos de fallas que se podrían presentar no sería muy afectado el sistema eléctrico.

i) Escenario 9: Reactor (R5) F/S

Para este escenario con contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para suplir la función del reactor R5, como se trata de un reactor en la SE Poroma está incluido dentro del esquema lógico de reactores.

j) Escenario 10: Reactor (R7) F/S

Para este escenario con contingencia (n-1) el esquema debe estar preparado para suplir la función del reactor R7, como se trata de un reactor en la SE Poroma está incluido dentro del esquema lógico de reactores entonces está preparado para dicha contingencia y no presentar problemas al sistema eléctrico.

4.5.3 Resumen del estado de los reactores para el esquema

En conclusión en la TABLA N° 4.8 se muestra el resumen del estado de los reactores (En servicio o Fuera de servicio) y cómo se van habilitando de acuerdo al escenario que se presenten.

TABLA N° 4.8 Resumen del estado de los reactores de acuerdo a su estado

Escenario	(R1)	(R2)	(R3)	(R4)	(R5)	(R6)	(R7)	(R8)
	Poroma	Ocoña	Chilca L5032	Poroma L5032	Poroma L5034	Ocoña L5034	Ocoña L5036	Montalvo L5036
1	U<< U<	U<< U<						U<< U<
2	F/S	U<< U<		U<< U<				U<< U<
3	U<< U<	F/S				U<< U<		U<< U<
4	F/S	F/S		U<< U<		U<< U<		U<< U<
5	U<< U<	U<< U<		F/S				U<< U<
6	U<< U<	U<< U<				F/S		U<< U<
7	U<< U<	U<< U<						F/S
8	U<< U<	U<< U<	F/S					U<< U<
9	U<< U<	U<< U<			F/S			U<< U<
10	U<< U<	U<< U<					F/S	U<< U<

Entonces como se ha verificado la condición en la cual debe actuar el ECCR sobre los reactores shunt de la línea de 500kV tomando las señales de tensión de las barras principales para este control tales como: Poroma, Ocoña y Montalvo. Asimismo se verifica que dichas tensiones estén dentro del límite permitido y en caso no se encuentre dentro de los límites se debe enviar la señal para el disparo al reactor correspondiente.

CAPITULO V

ANALISIS Y RESULTADOS

5.1 Análisis de resultados

Se realizó las simulaciones del perfil de tensión para cada escenario de operación y para cada caso (evento) y de esa manera verificar la actuación del ECCR.

La mayoría de los casos en los diferentes escenarios presentan niveles de tensión al final del evento dentro de los límites permitidos por la NTCSE.

Cuando los reactores R1 y R2 se encuentran fuera de servicio (contingencia n-2) resulta ser más complicado para el ECCR regular los niveles de tensión principalmente cuando se presenta un evento en la línea L-5036 o L-5037.

Se muestran el perfil de los niveles de tensión al final de cada evento para cada caso en las principales subestaciones en enlace de interconexión y el Área Sur.

5.1.1 Resultados para el Escenario 1

En la TABLA N° 5.1 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente.

TABLA N° 5.1 Resultados para el escenario 1

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.99	1.03	1.01	0.99	0.99	0.99
CASO 2	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.02	1.04	1.02	0.99	0.98	0.99
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	1.01	1.03	0.99	1.00	0.98	1.00
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.01	1.03	1.00	0.99	1.02	1.00
CASO 5	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.03	1.00	1.00	0.99	1.00
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.01	1.03	1.00	0.99	1.02	1.00
CASO 7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.03	1.00	1.00	0.99	1.00

5.1.2 Resultados para el Escenario 2

En la TABLA N° 5.2 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente a excepción del caso 3 donde las tensiones en Ocoña llegaron hasta 1.07 el cual no influye de gran magnitud ya que en dicha subestación no hay cargas el cual pueda presentar peligro de desconexión.

TABLA N° 5.2 Resultados para el escenario 2

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	F/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.02	1.05	1.02	1.00	1.00	1.00
CASO 2	F/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.04	1.04	1.02	0.99	0.98	0.99
CASO 3	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	1.04	1.07	1.00	0.99	0.97	0.99
CASO 4	F/S	E/S	1.03	1.05	1.02	0.99	1.02	1.00						
CASO 5	F/S	E/S	1.00	1.02	0.98	1.00	0.97	1.00						
CASO 6	F/S	E/S	1.03	1.05	1.02	0.99	1.02	1.00						
CASO 7	F/S	E/S	1.00	1.02	0.98	1.00	0.97	1.00						

5.1.3 Resultados para el Escenario 3

En la TABLA N° 5.3 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente, a excepción del caso 3 donde las tensiones en Ocoña llegaron hasta 1.08 el cual no influye de gran magnitud ya que en dicha subestación no hay cargas el cual pueda presentar peligro de desconexión.

TABLA N° 5.3 Resultados para el escenario 3

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	F/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.99	1.04	1.02	0.99	0.98	0.99
CASO 2	E/S	F/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.02	1.04	1.02	0.99	0.98	0.99
CASO 3	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	1.04	1.08	0.99	0.99	0.97	0.99
CASO 4	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.03	1.06	1.05	0.99	1.02	1.00
CASO 5	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.98	0.99	0.96	1.00	0.96	1.00
CASO 6	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.03	1.06	1.05	0.99	1.02	1.00
CASO 7	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.98	0.99	0.96	1.00	0.96	1.00

5.1.4 Resultados para el Escenario 4

En la TABLA N° 5.4 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que en la mayoría de los casos los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente. En el caso 3 las tensiones en Ocoña llegaron hasta 1.1 y en Poroma hasta 1.07 el cual se considera muy elevados esto debido a que se presenta doble contingencia la salida de R1 y R2.

TABLA N° 5.4 Resultados para el escenario 4

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	F/S	F/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.04	1.02	0.99	0.98	0.99
CASO 2	F/S	F/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.01	1.05	1.05	1.01	1.00	1.04
CASO 3	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	1.07	1.10	0.99	1.00	0.98	1.00
CASO 4	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.05	1.08	1.04	0.99	1.03	1.00
CASO 5	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.98	0.98	0.94	1.01	0.95	1.01
CASO 6	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.05	1.08	1.04	0.99	1.03	1.00
CASO 7	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	0.98	0.98	0.94	1.01	0.95	1.01

5.1.5 Resultados para el Escenario 5

En la TABLA N° 5.5 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente, a excepción del caso 3, 4 y 6 donde las tensiones en Ocoña llegaron hasta 1.07 el cual no influye de gran magnitud ya que en dicha subestación no hay cargas el cual pueda presentar peligro de desconexión.

TABLA N° 5.5 Resultados para el escenario 5

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.00	1.05	1.03	1.00	1.00	1.00
CASO 2	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.08	1.04	1.02	1.00	0.98	1.00
CASO 3	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	F/S	F/S	1.04	1.07	0.99	1.00	0.97	1.00
CASO 4	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.06	1.07	1.04	0.99	1.02	1.00
CASO 5	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.03	1.04	1.00	1.00	0.98	1.00
CASO 6	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.06	1.07	1.04	0.99	1.02	1.00
CASO 7	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	E/S	E/S	1.03	1.04	1.00	1.00	0.98	1.00

5.1.6 Resultados para el Escenario 6

En la TABLA N° 5.6 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente.

TABLA N° 5.6 Resultados para el escenario 6

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	F/S	E/S	E/S	1.01	1.05	1.04	0.99	0.99	0.99
CASO 2	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	1.02	1.04	1.02	1.00	0.98	1.00
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	F/S	1.05	1.10	0.99	1.00	0.97	1.00
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	0.99	1.04	0.99	0.99	1.02	0.99
CASO 5	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	0.99	1.00	0.97	1.00	0.97	1.00
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	0.99	1.04	0.99	0.99	1.02	0.99
CASO 7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	E/S	E/S	0.99	1.00	0.97	1.00	0.97	1.00

5.1.7 Resultados para el Escenario 7

En la TABLA N° 5.7 se muestra los niveles de tensión para cada uno de los casos, se observan que los valores están dentro de los rangos establecidos por la NTCSE verificando que el ECCR está actuando correctamente, a excepción del caso 3 donde las tensiones en Montalvo llegaron hasta 1.1 pu era de esperar ya que dicha subestación es regulada por el único reactor de línea y si este se encuentra fuera de servicio y ocurre un evento en la línea L-5036 y L-5037 dichas tensiones se va a elevar. Para mitigar los altos valores de tensión se deben utilizar esquemas implementados en el área sur del SEIN, ya sea el MAIS en Cotaruse o esquema de sobretensión y subtensión en el Sur.

TABLA N° 5.7 Resultados para el escenario 7

	Estado de Reactores								Tensión en las Subestaciones en pu					
	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	Porom	Ocoña	Monta	Socab	Puno	Tinta
CASO 1	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.00	1.04	1.04	1.00	0.99	1.00
CASO 2	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	E/S	F/S	1.02	1.05	1.05	0.99	0.99	0.99
CASO 3	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	F/S	1.00	1.03	1.10	0.99	1.01	0.99
CASO 4	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.03	1.06	1.05	0.99	1.03	1.00
CASO 5	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	0.98	1.00	0.97	1.00	0.97	1.00
CASO 6	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	1.03	1.06	1.05	0.99	1.03	1.00
CASO 7	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	E/S	F/S	0.98	1.00	0.97	1.00	0.97	1.00

5.2 Contratación de la hipótesis

Se verifico que el esquema de control de reactores permite solucionar el problema de control de tensiones en líneas de muy alta tensión, como lo es la línea en 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo.

Para el desarrollo del ECCR se toma en consideración las condiciones iniciales de operación en estado estacionario de esta línea de transmisión.

Las simulaciones efectuadas, el seguimiento y los resultados han permitido obtener información necesaria para el desarrollo del esquema y su respectiva verificación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. Debido a la necesidad de controlar de manera coordinada la operación de los reactores instalados en las subestaciones a lo largo de la línea de 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – San José – Montalvo, en el presente trabajo se ha propuesto que este control sea realizado desde una unidad central denominada Esquema Centralizado de Control de Reactores (ECCR).
2. Mediante el control de los reactores de línea y de barra, realizado por el ECCR propuesto en el presente trabajo es posible controlar el comportamiento transitorio de las tensiones en las subestaciones de esta línea, así como sus valores finales, luego de grandes perturbaciones en el enlace de interconexión. En ese sentido, luego de una falla en el enlace de interconexión Centro – Sur; con los datos de entrada sobre el valor de las tensiones, el estado de los reactores y las líneas, los resultados de las simulaciones del transitorio de evolución de las tensiones y su valor final, demuestran que el ECCR es capaz de monitorear y controlar los niveles de tensión.
3. El ECCR propuesto está constituido por un esquema rápido que actúa en tiempos del orden de los 500 ms y un esquema lento, que actúa disparando reactores, en tiempos de 1 a 5 segundos. El esquema rápido restablece las tensiones en el menor tiempo posible ante una falla en la línea de 500 kV mientras que el esquema lento actúa como respaldo del esquema rápido ayudando a restablecer las tensiones ante una falla en cualquier línea del enlace de interconexión.
4. Los resultados han demostrado que la desconexión automática de los reactores shunt mediante interruptores de circuito representa la solución más atractiva para la línea en 500 kV. Una experiencia similar en el SEIN en el uso de este medio es el esquema implementado en la SE Cotaruse, que se utiliza hasta la actualidad para mejorar la capacidad de transmisión del sistema existente.

RECOMENDACIONES:

1. Los criterios utilizados para el desarrollo del ECCR también pueden ser utilizados para la conexión de reactores cuando se presente sobretensiones en determinadas subestaciones ante algún evento.
2. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional puede seguir cambiando de topología por el cual el ECCR también puede ser modificado manteniendo los criterios en el presente informe.

ANEXO A

EVENTOS EN MÁXIMA DEMANDA AVENIDA SIN CONSIDERAR ECCR

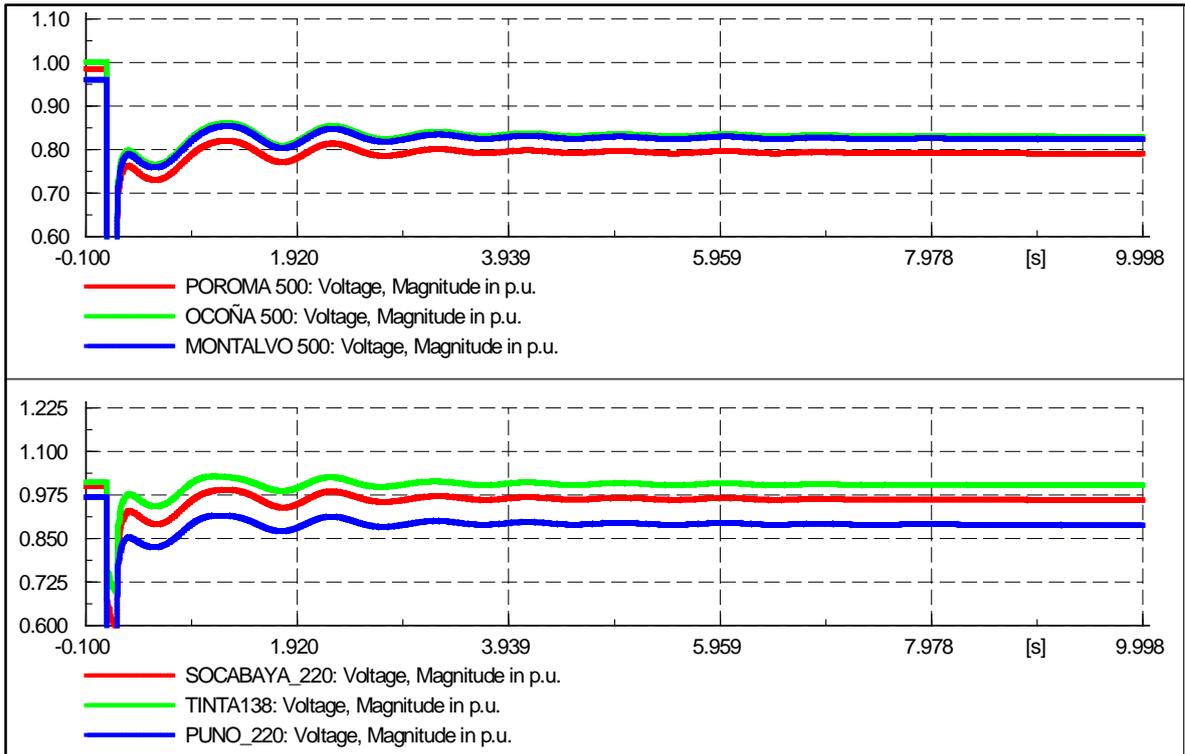


Fig. A1 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 1

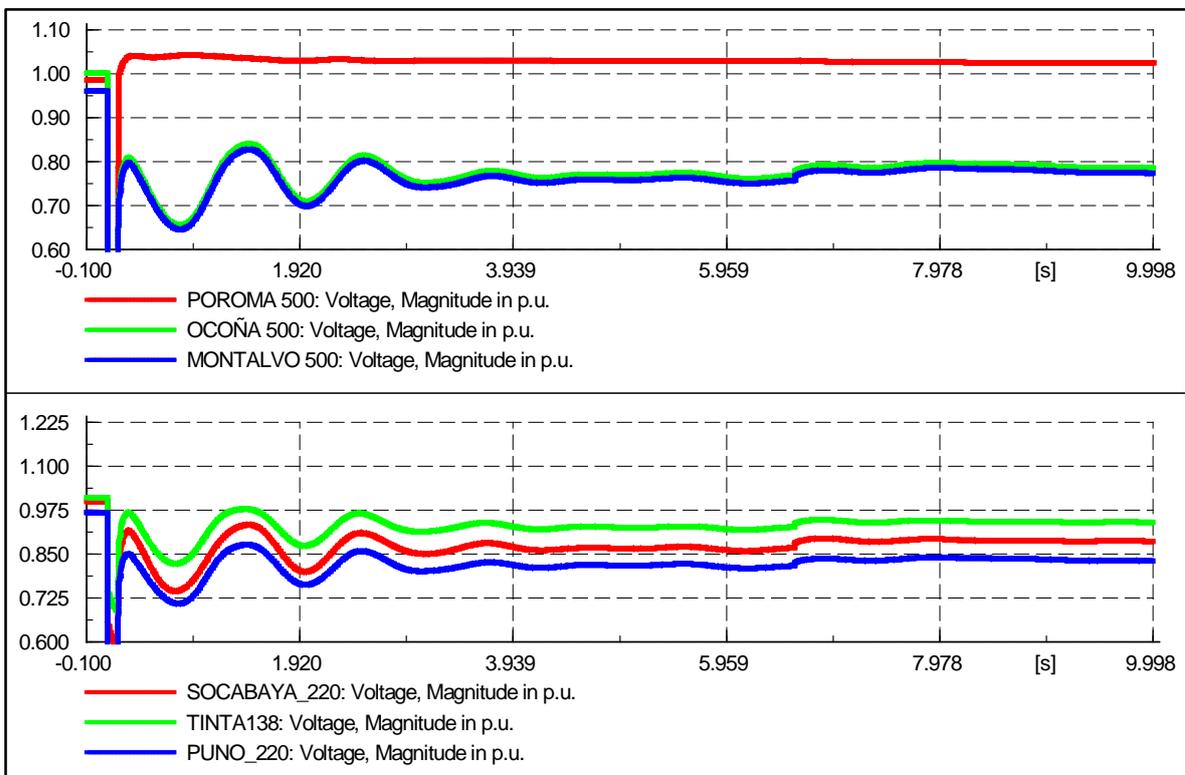


Fig. A2 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 2

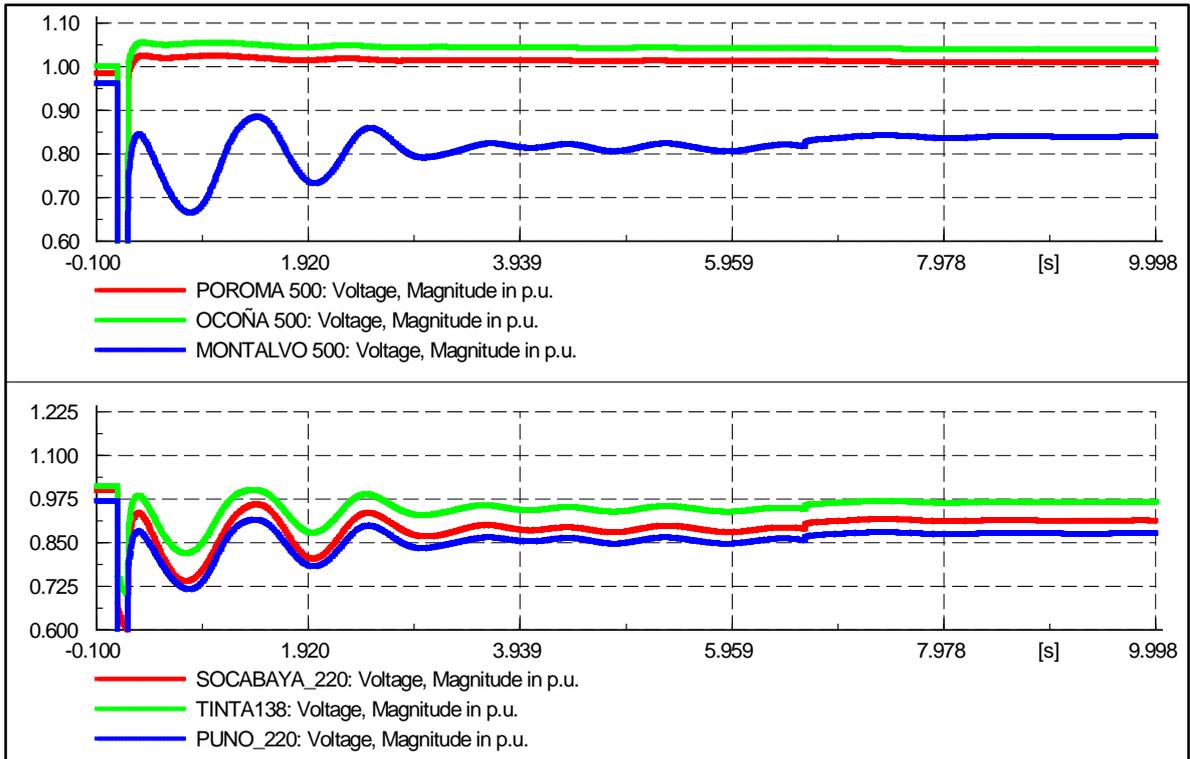


Fig. A3 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 3

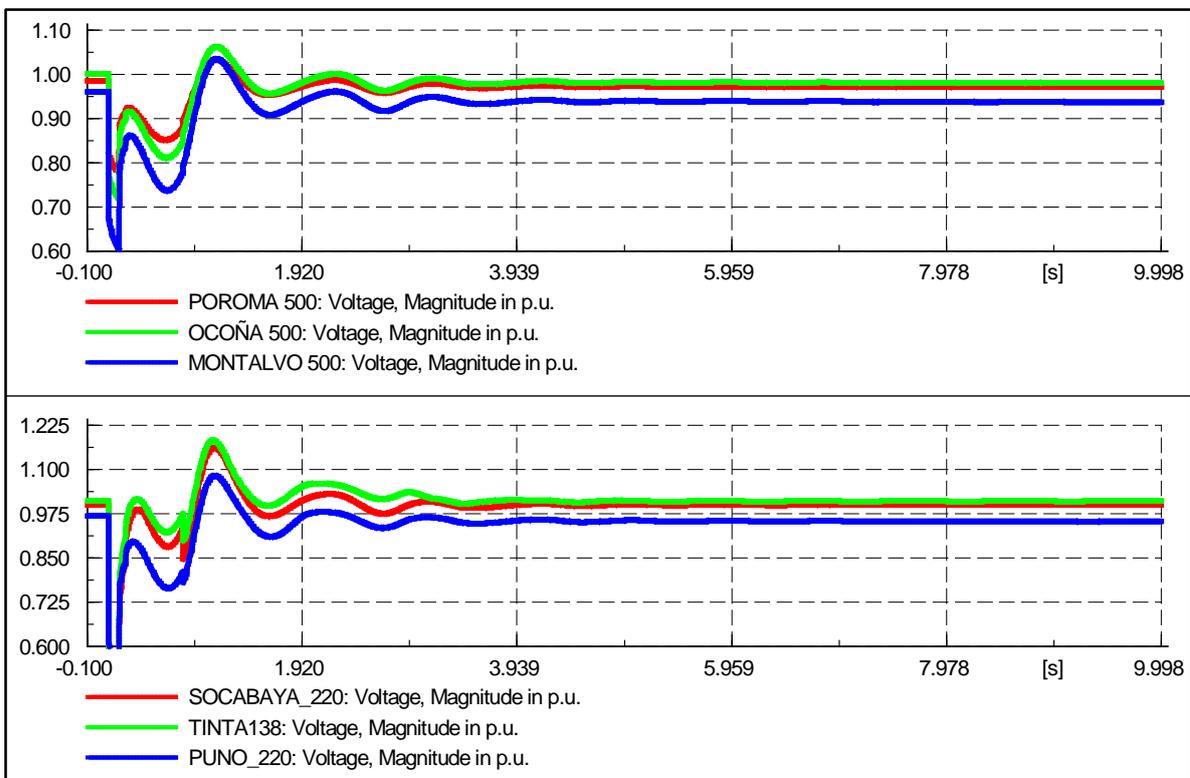


Fig. A4 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 4

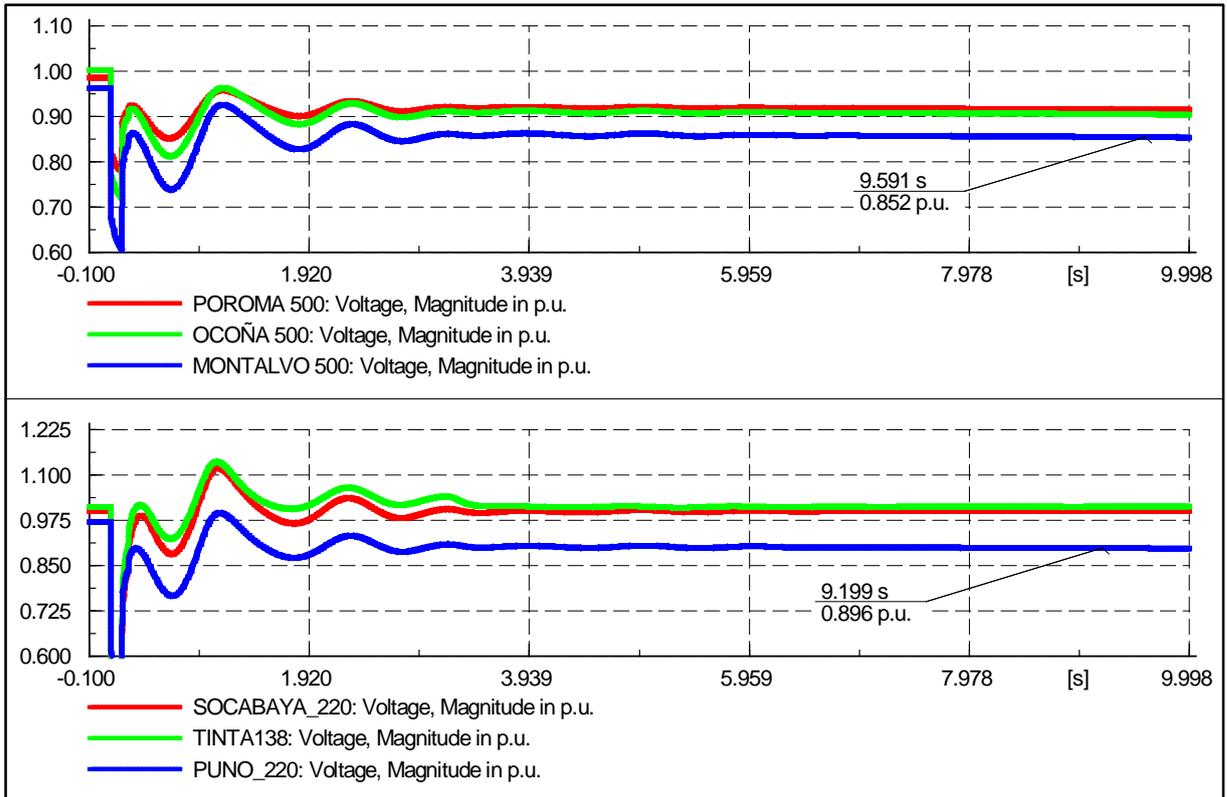


Fig. A5 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 5

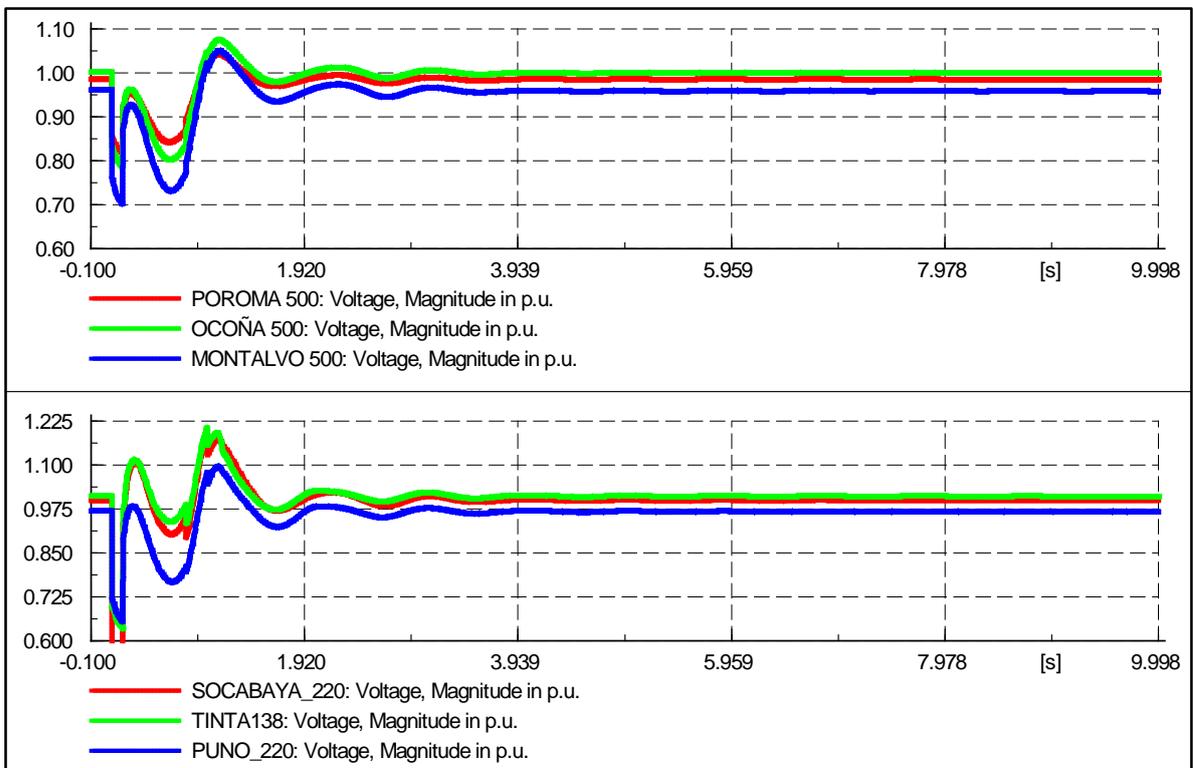


Fig. A6 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 6

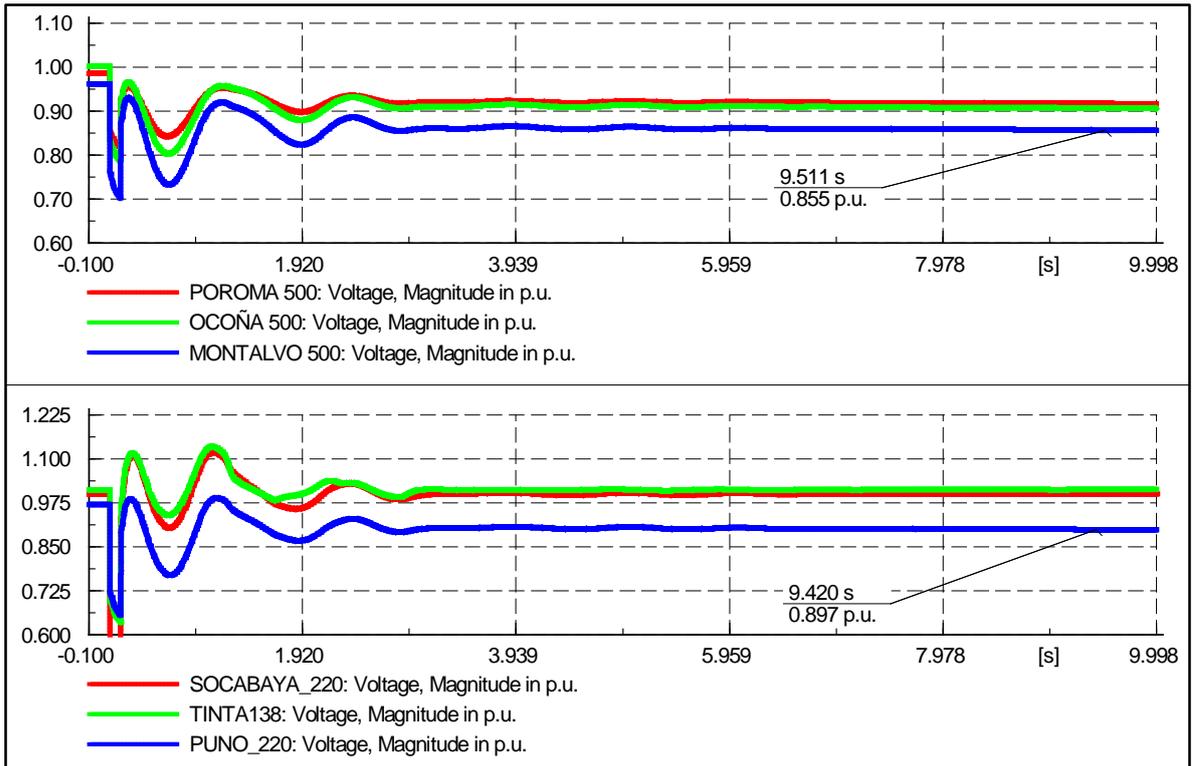


Fig. A7 Niveles de Tensión para Reactores sin Ajustes - Caso 7

ANEXO B

**EVENTOS EN MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA CON AJUSTES PRELIMINARES EN
EL ECCR**

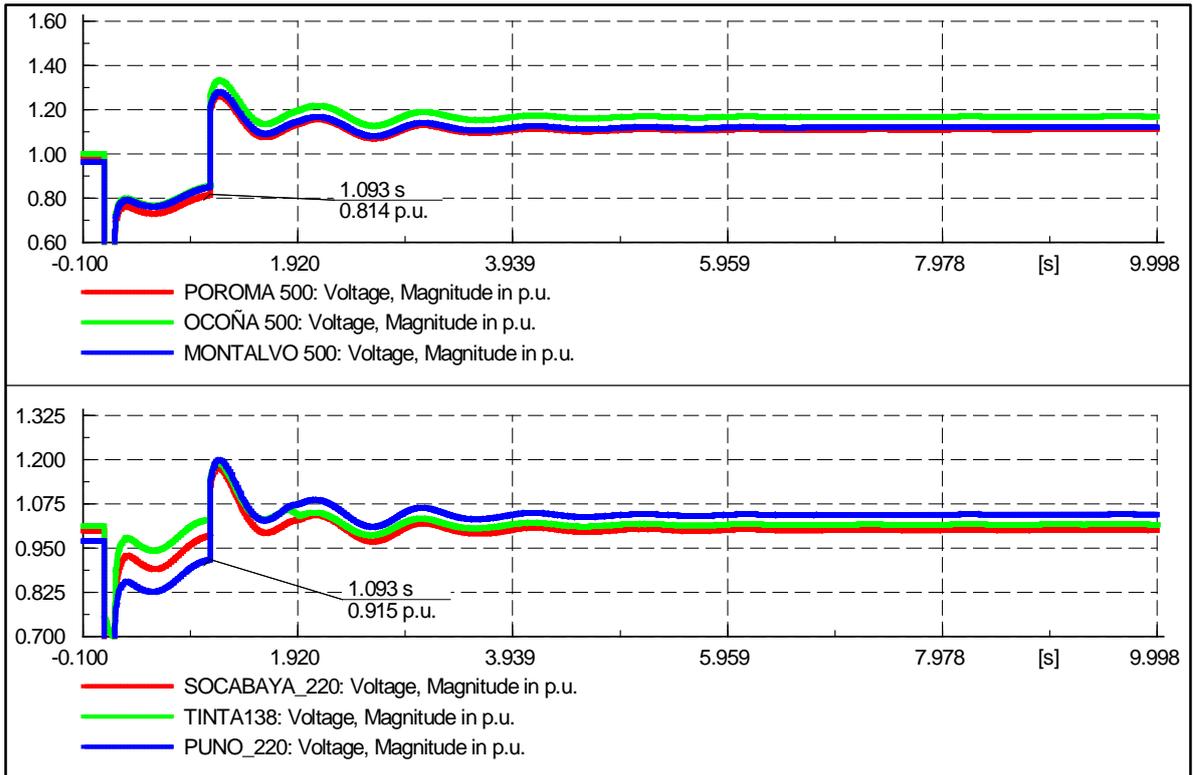


Fig. B1 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 1

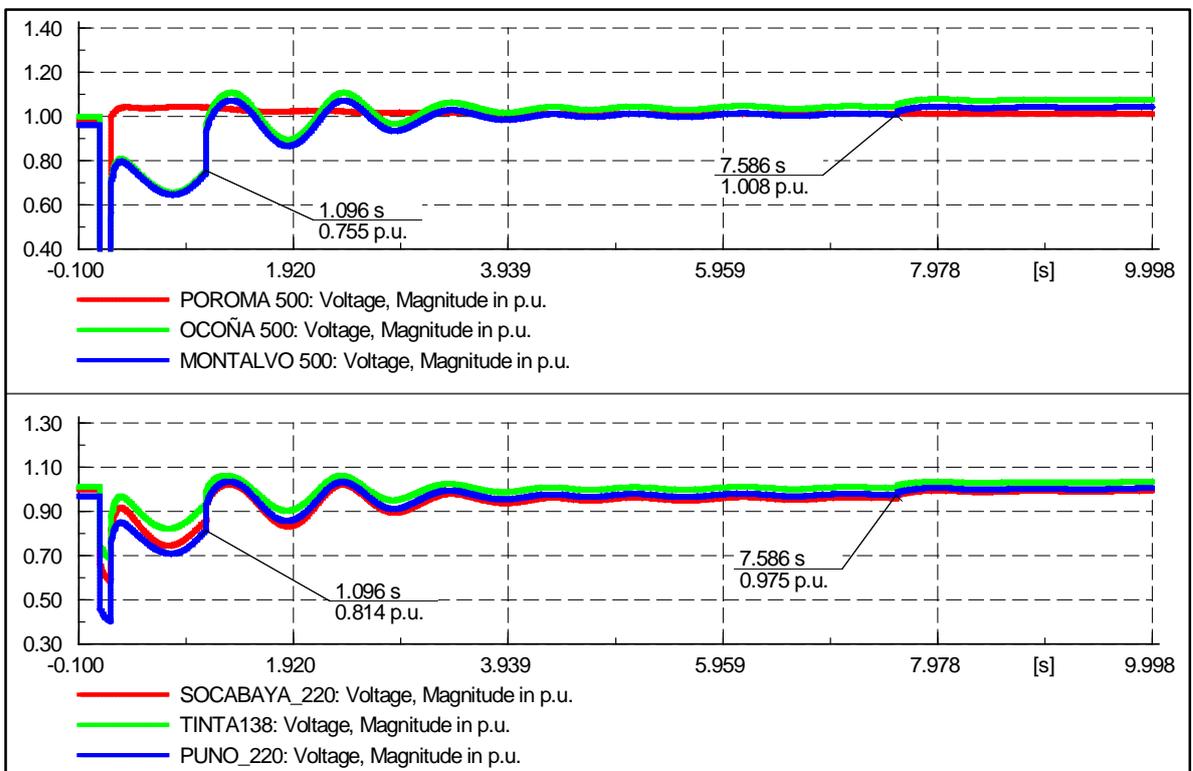


Fig. B2 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 2

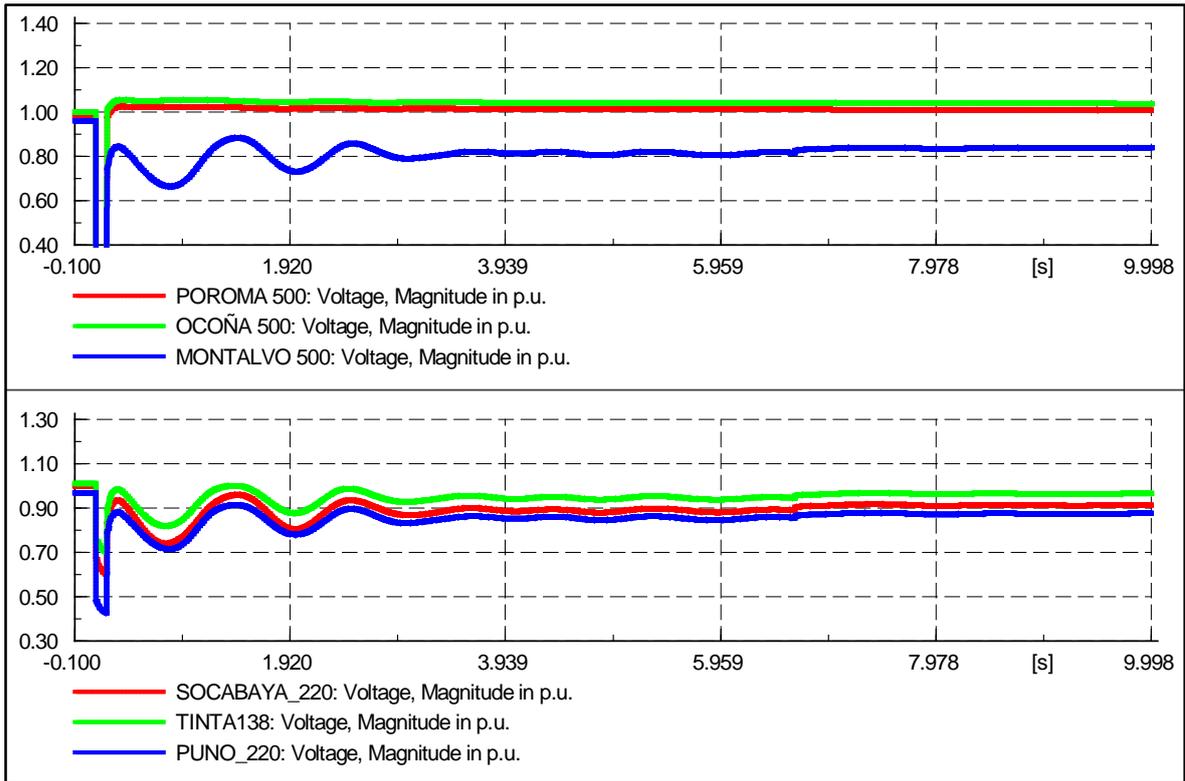


Fig. B3 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 3

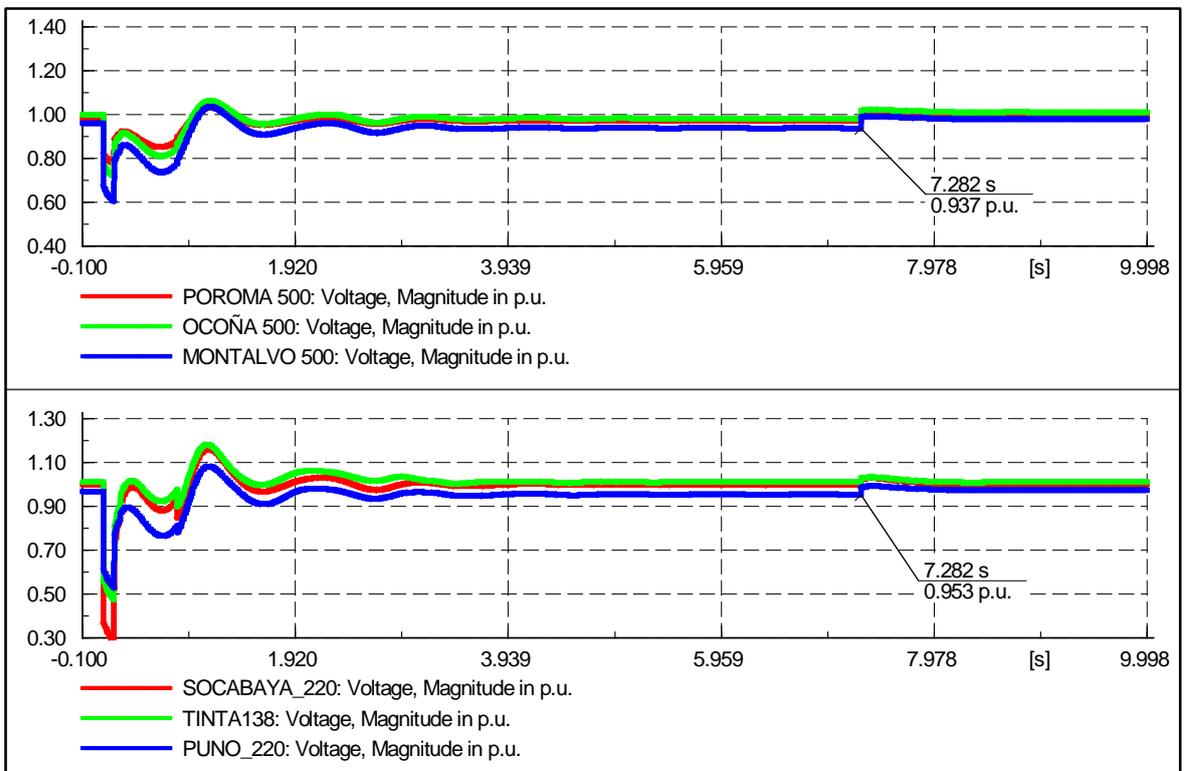


Fig. B4 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 4

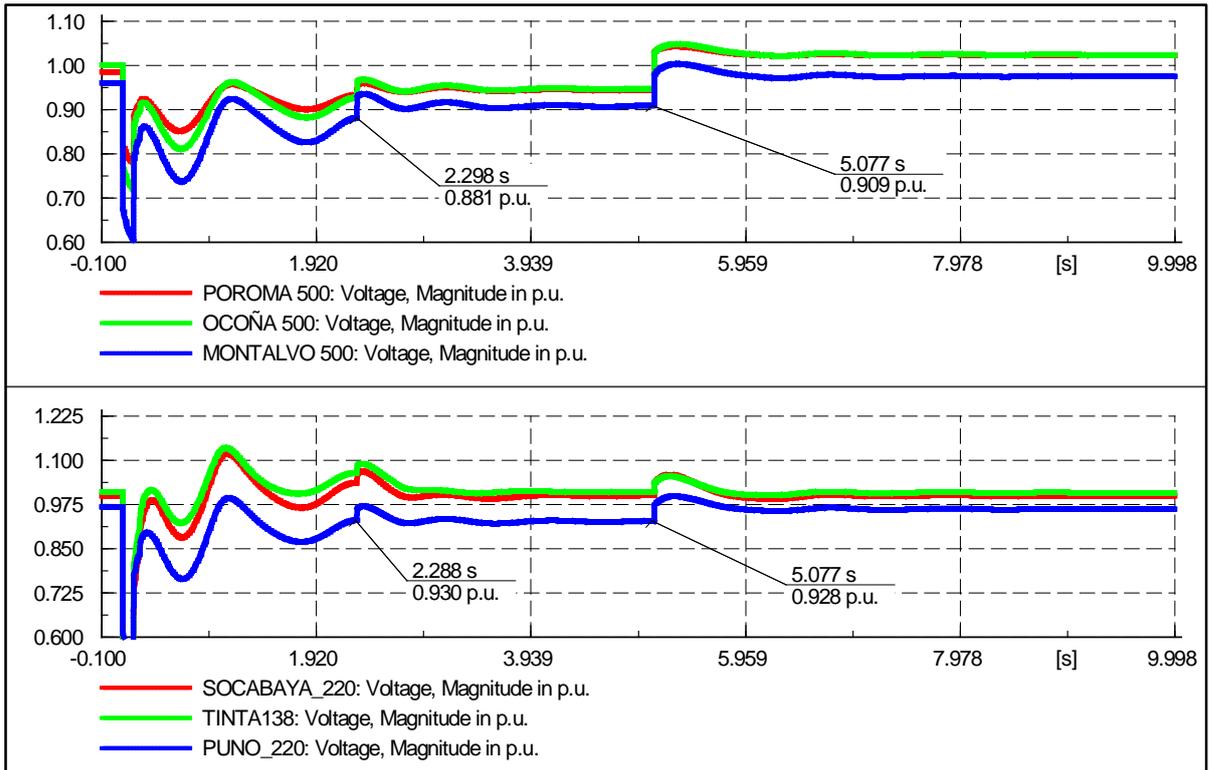


Fig. B5 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 5

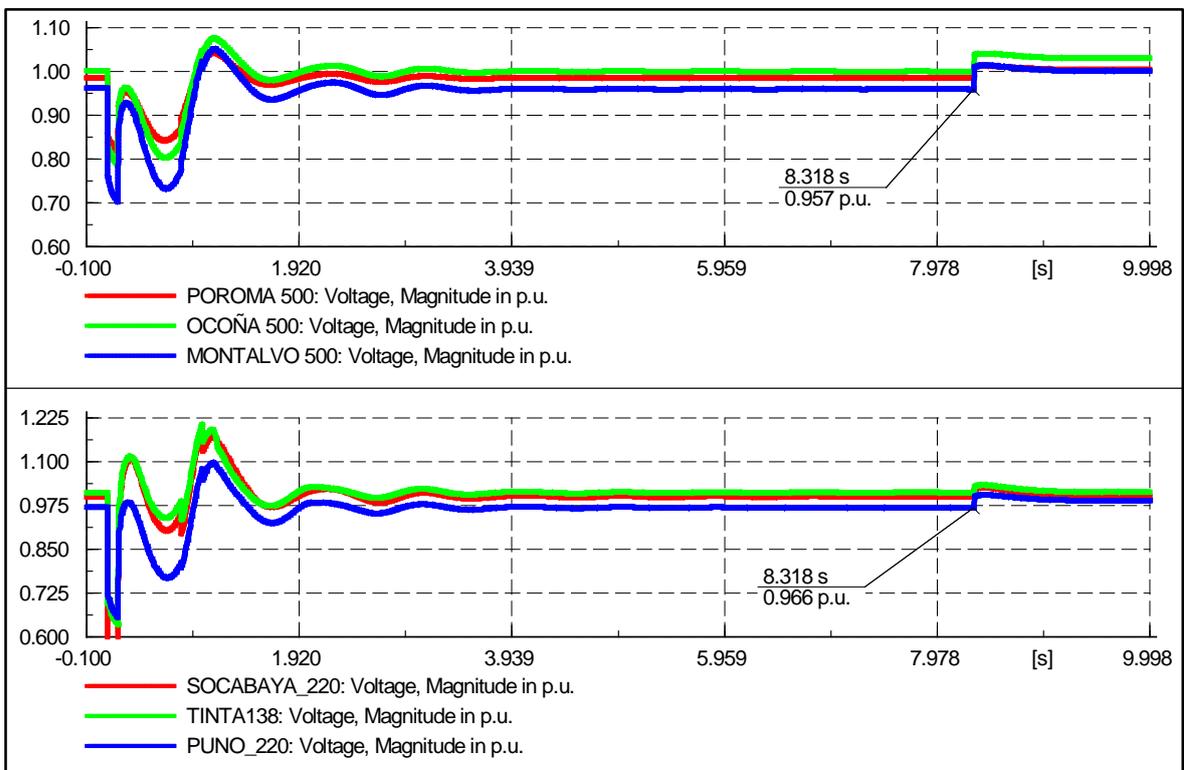


Fig. B6 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 6

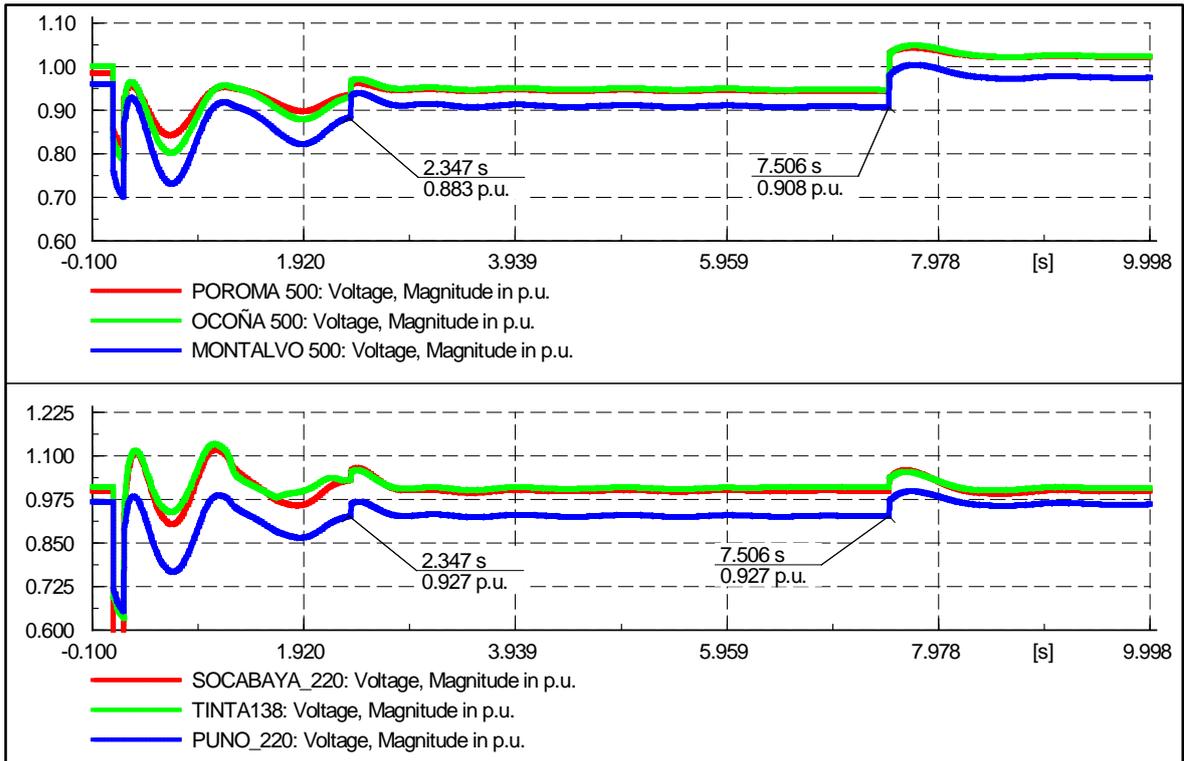


Fig. B7 Niveles de Tensión para Reactores con Ajustes Preliminares - Caso 7

ANEXO C

**EVENTOS EN MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA CON AJUSTES FINALES EN EL
ECCR**

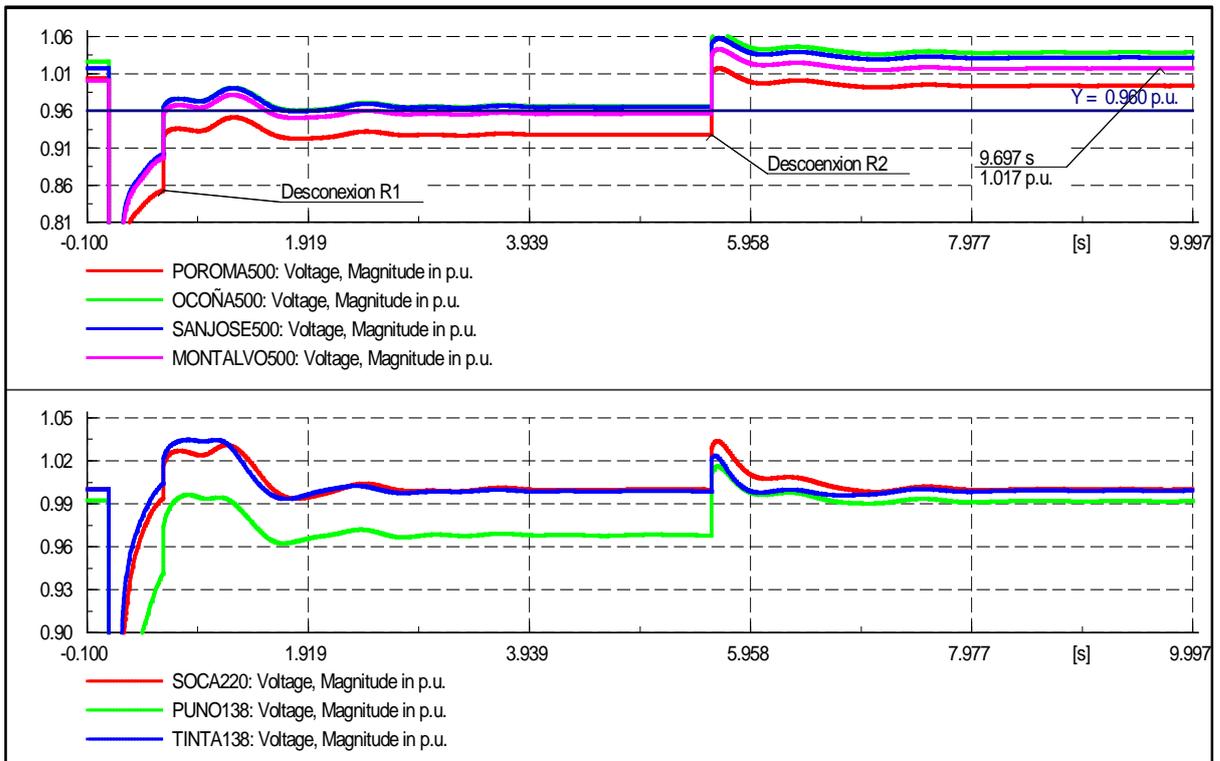


Fig. C1 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 1 – Caso 1

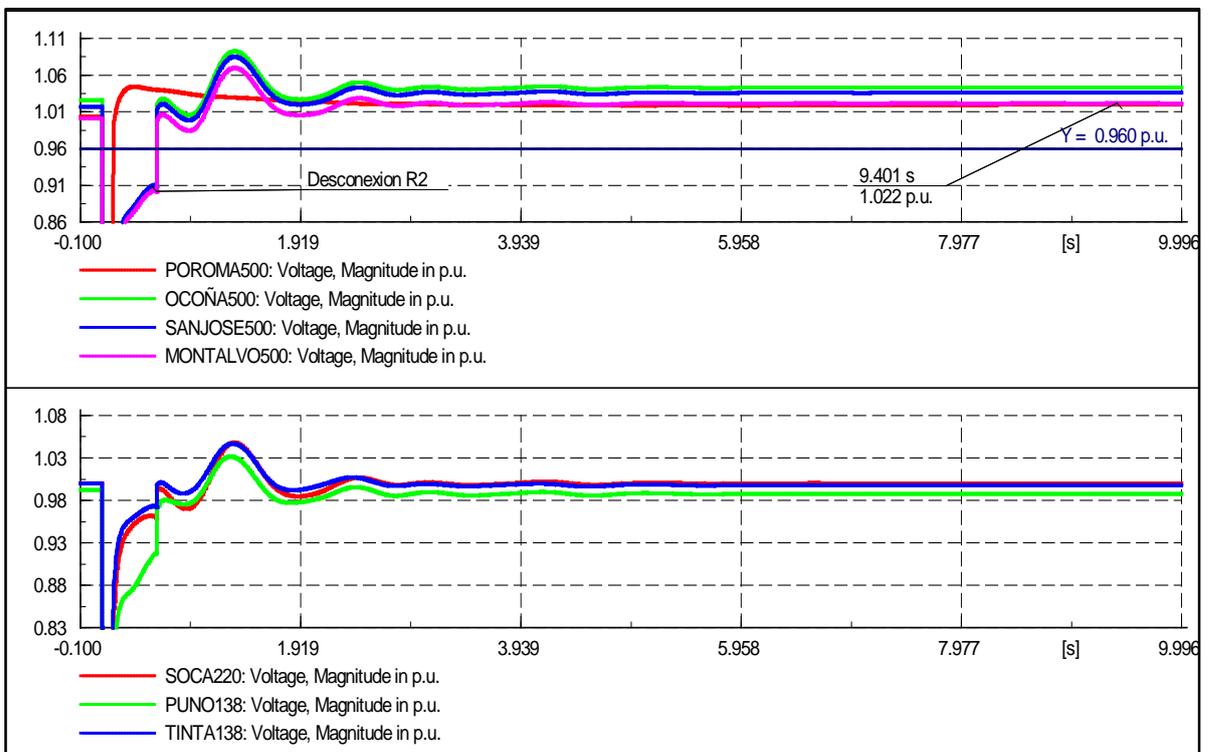


Fig. C2 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 1 – Caso 2

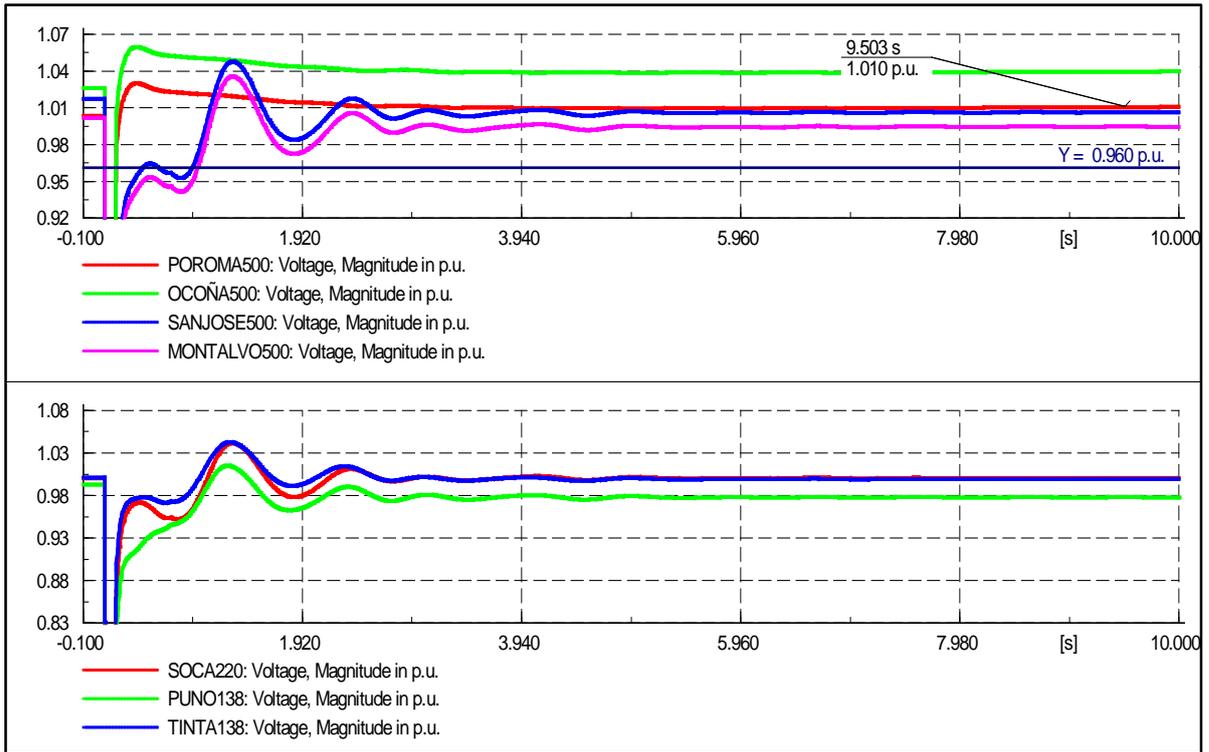


Fig. C3 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 1 – Caso 3

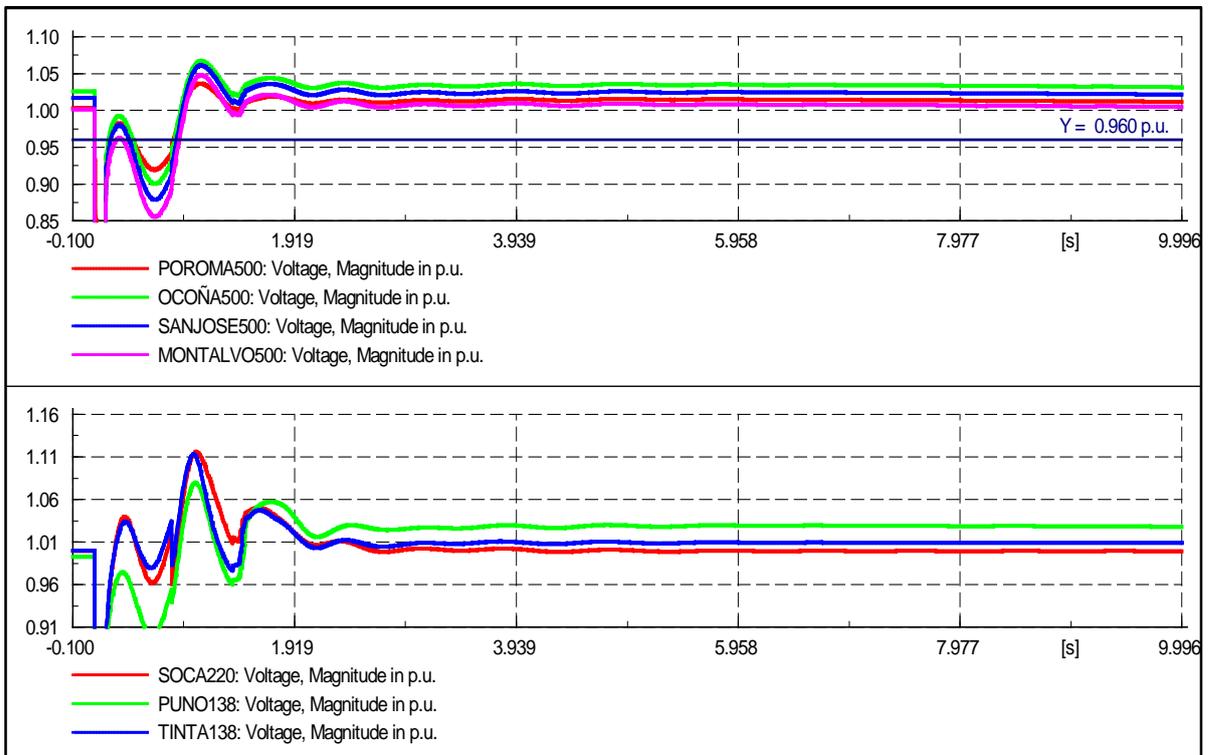


Fig. C4 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 1 – Caso 4

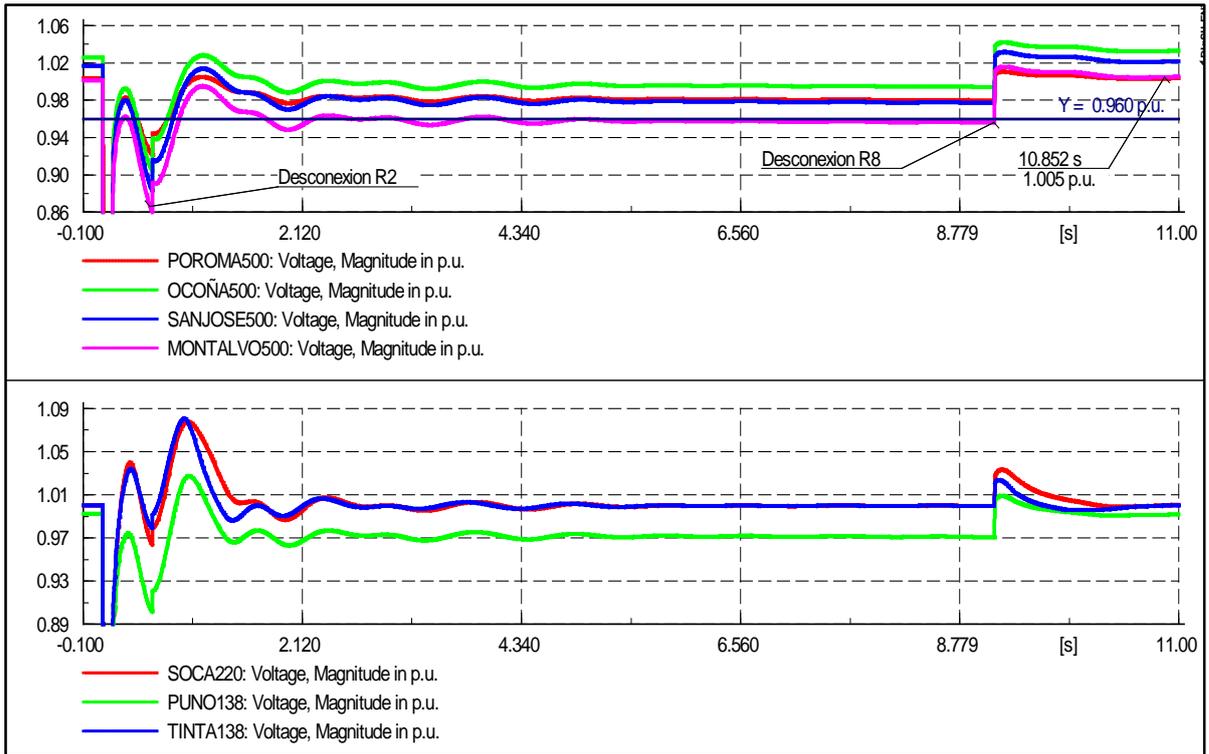


Fig. C5 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 1 – Caso 5

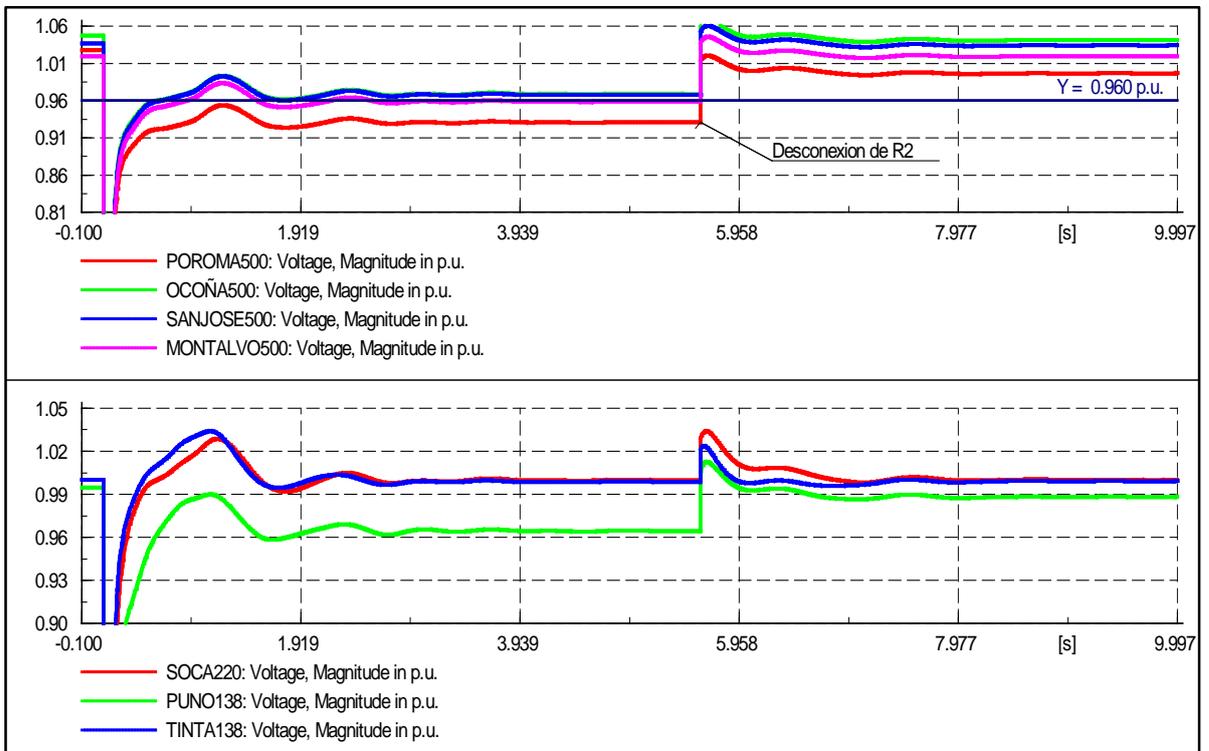


Fig. C6 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 2 – Caso 1

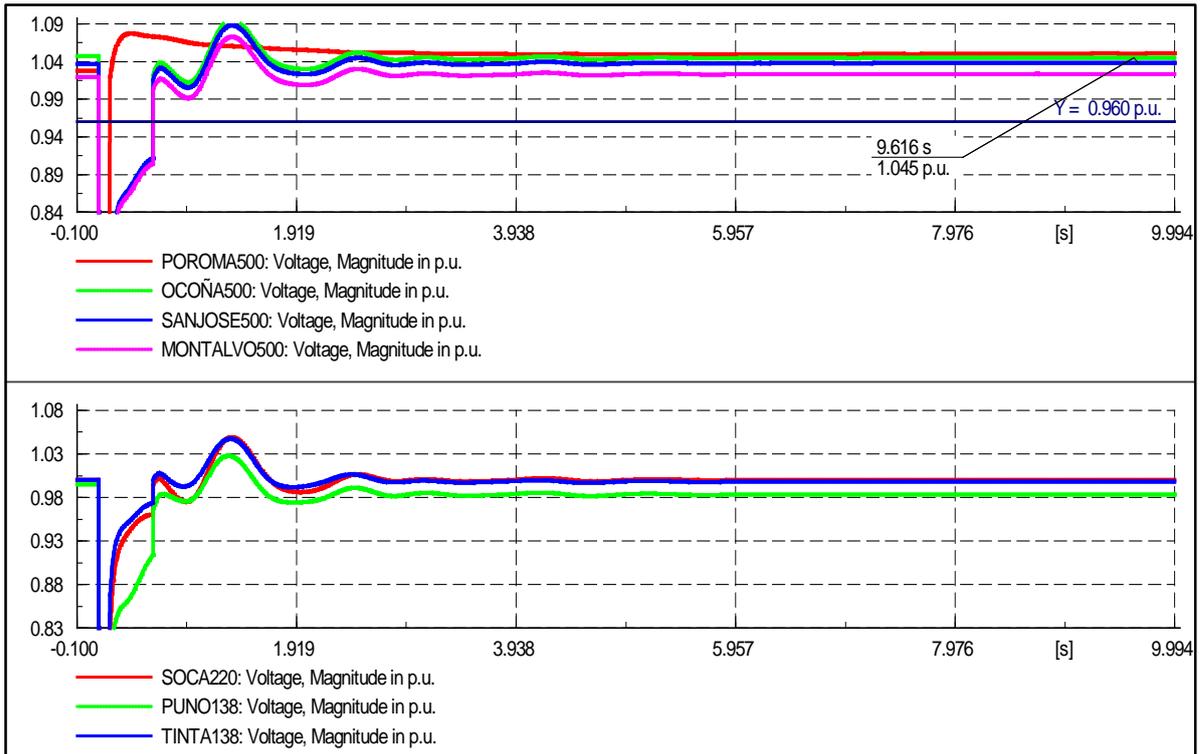


Fig. C7 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 2 – Caso 2

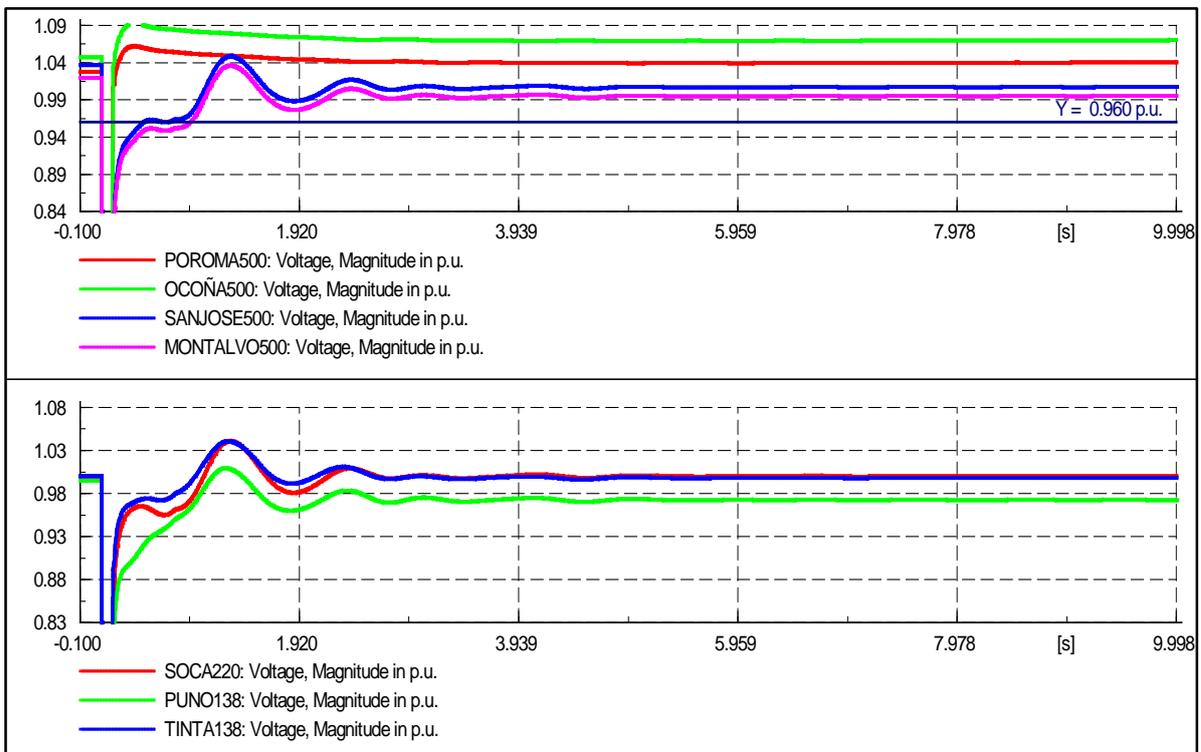


Fig. C8 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 2 – Caso 3

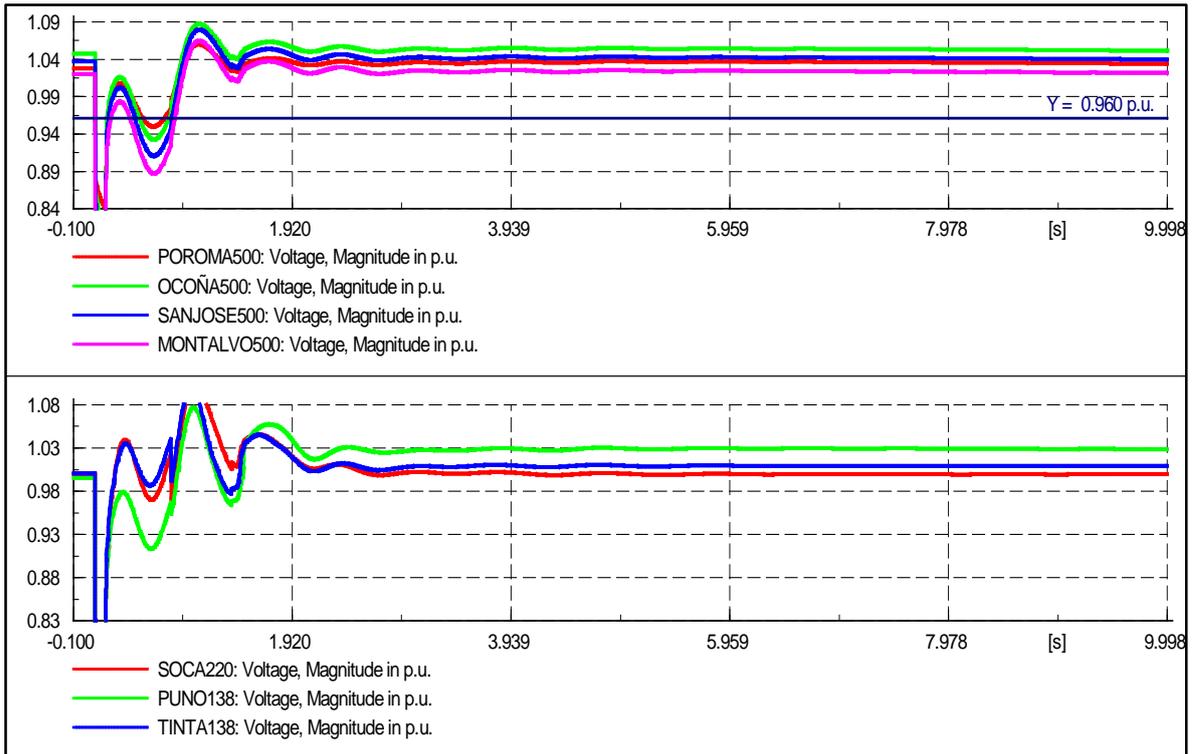


Fig. C9 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 2 – Caso 4

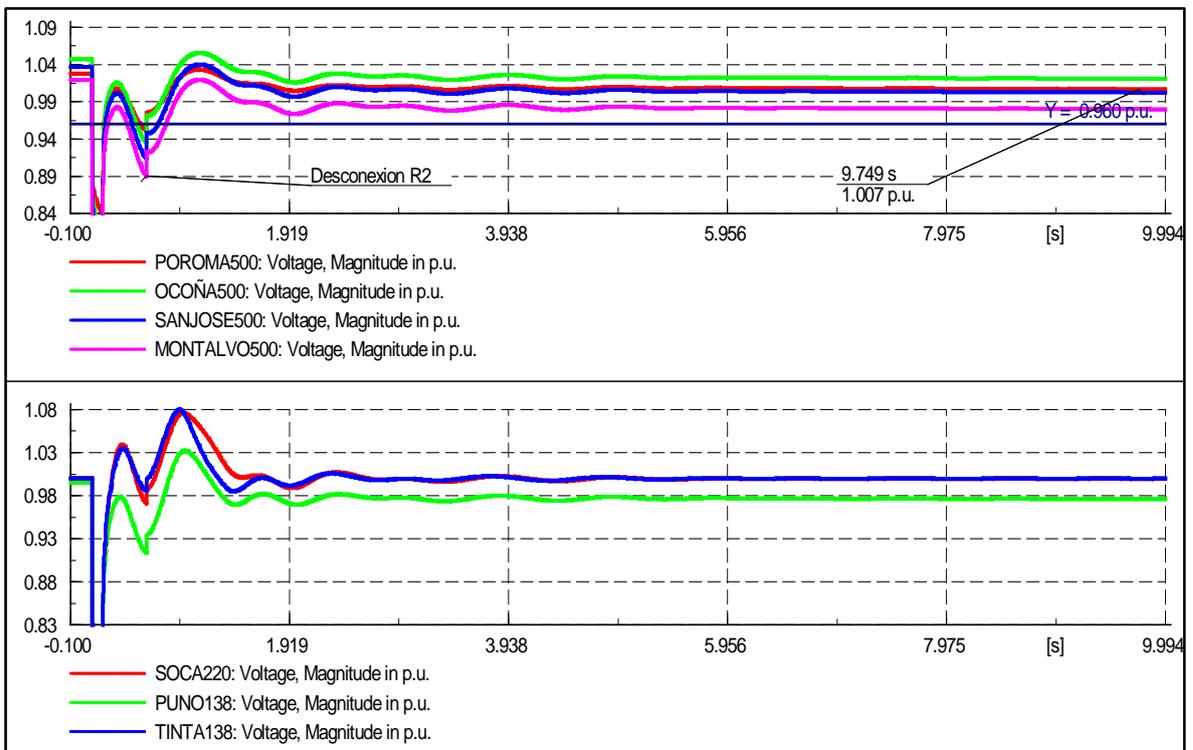


Fig. C10 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 2 – Caso 5

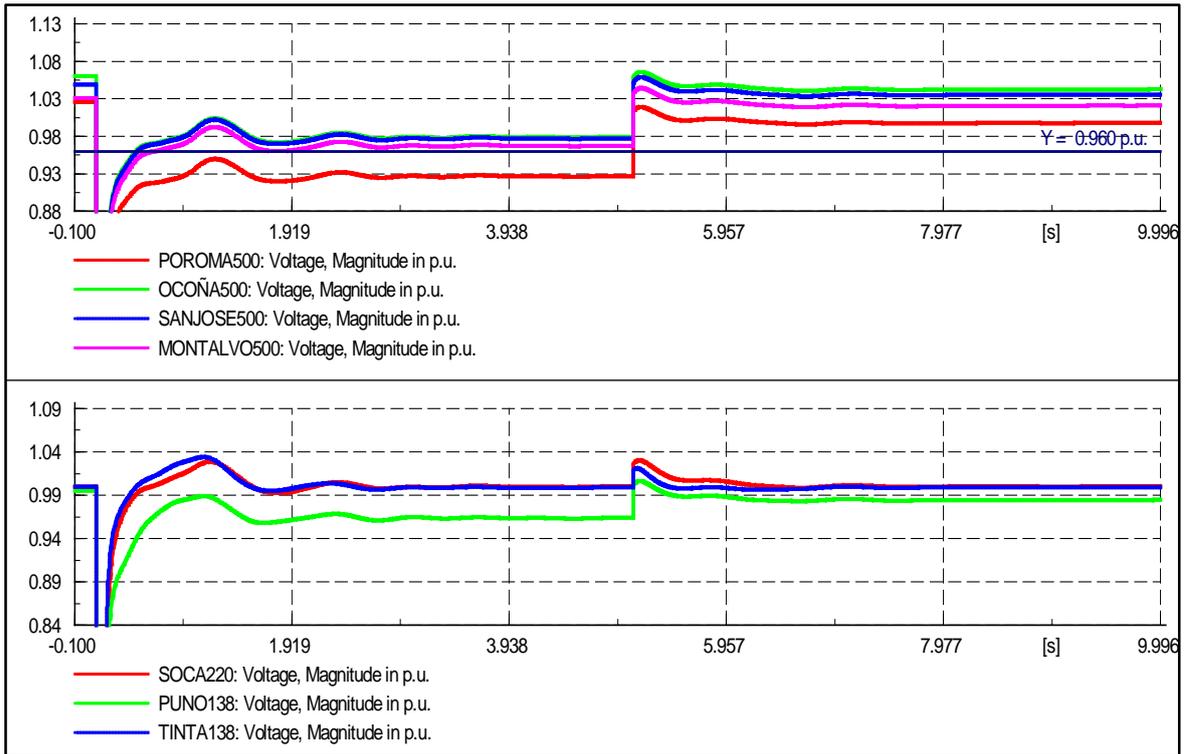


Fig. C11 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 3 – Caso 1

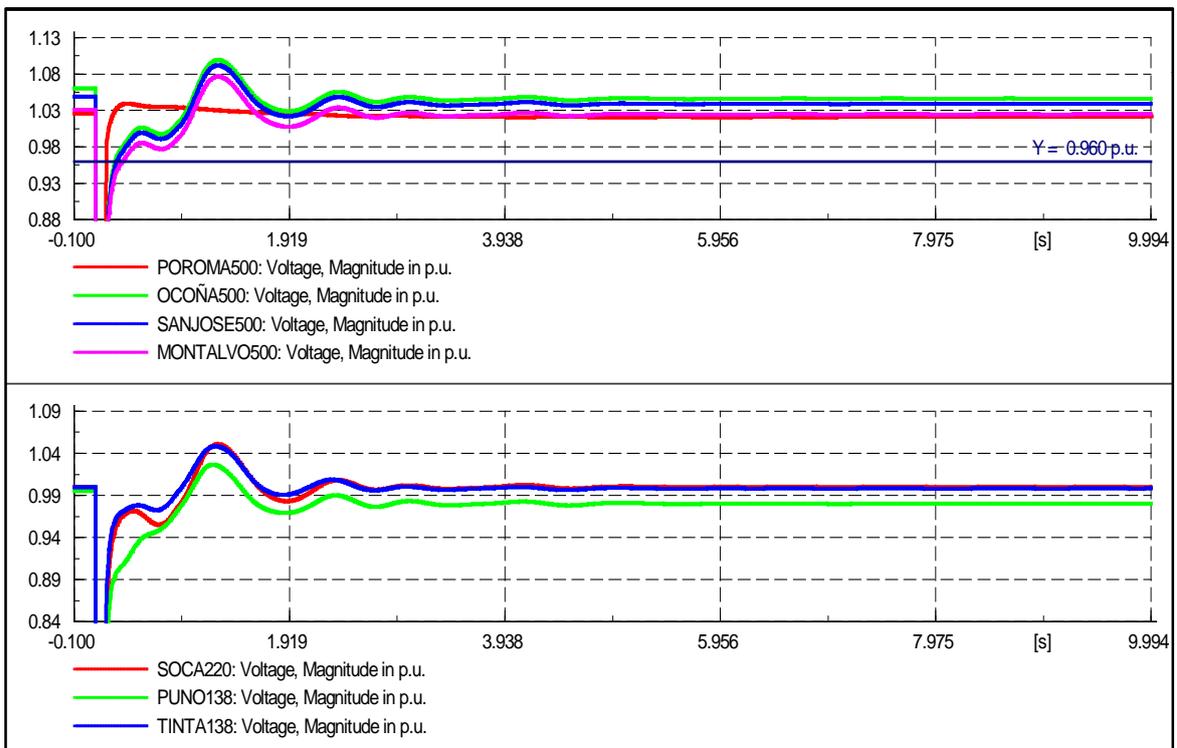


Fig. C12 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 3 – Caso 2

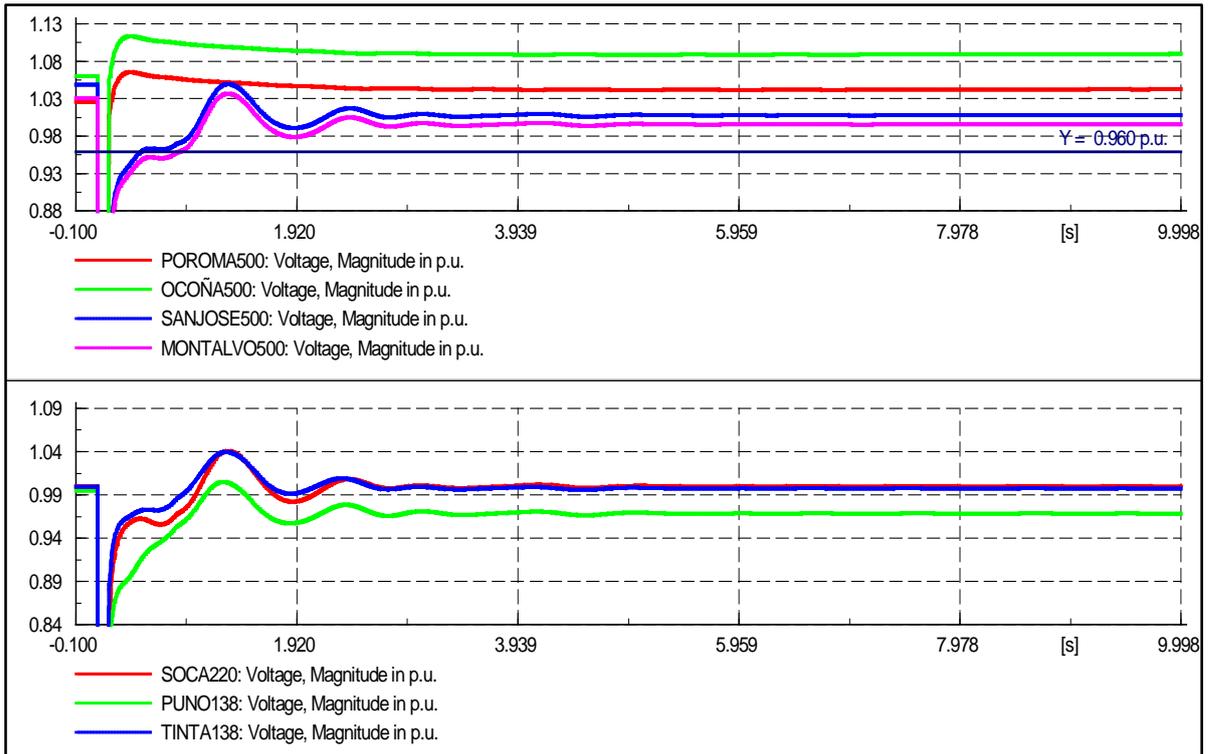


Fig. C13 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 3 – Caso 3

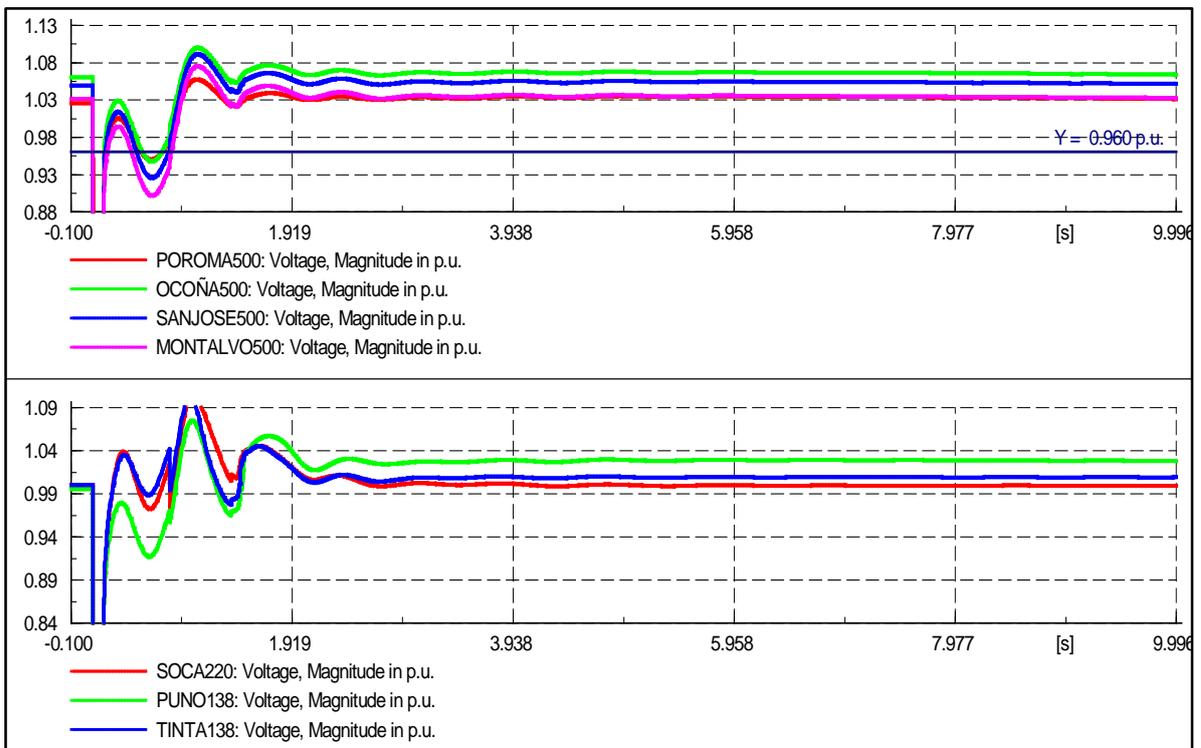


Fig. C14 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 3 – Caso 4

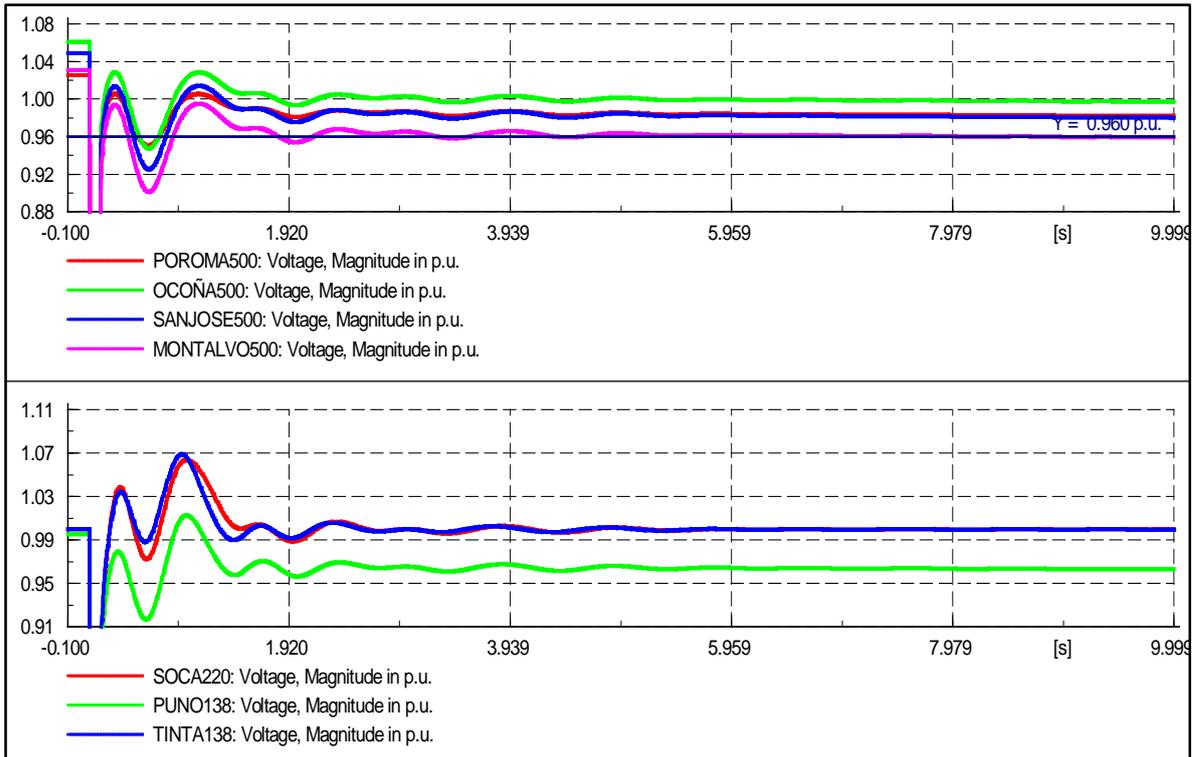


Fig. C15 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 3 – Caso 5

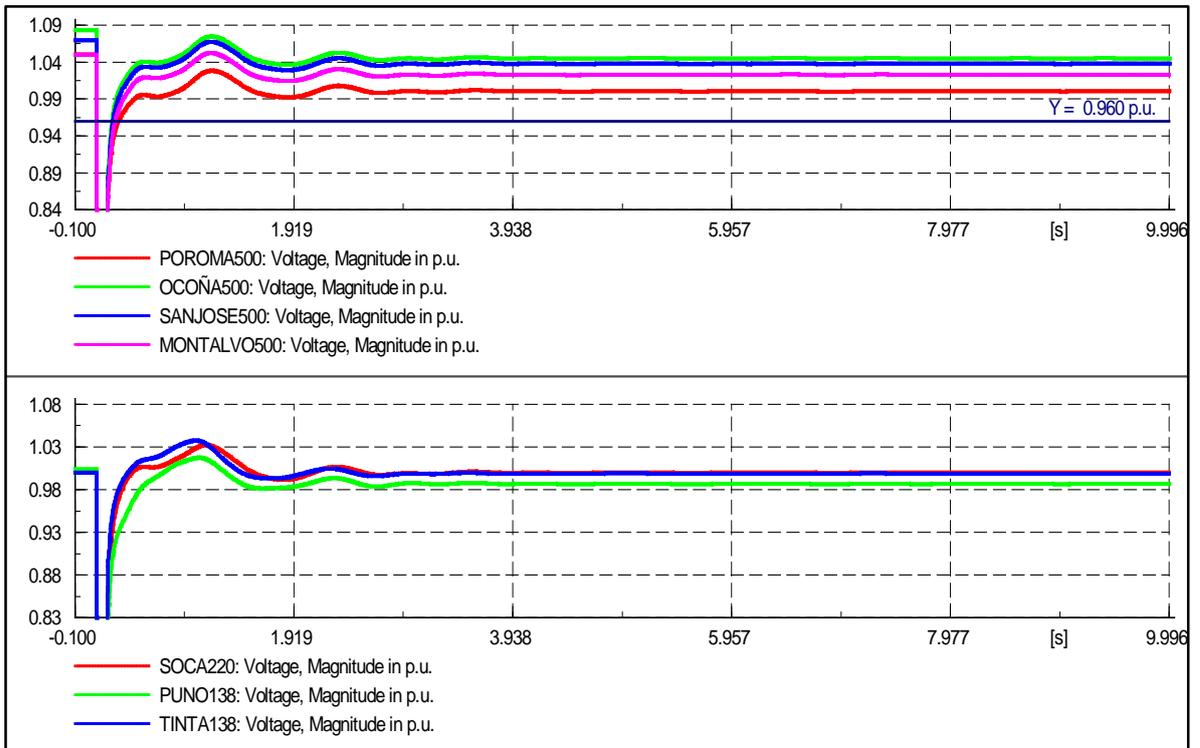


Fig. C16 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 4 – Caso 1

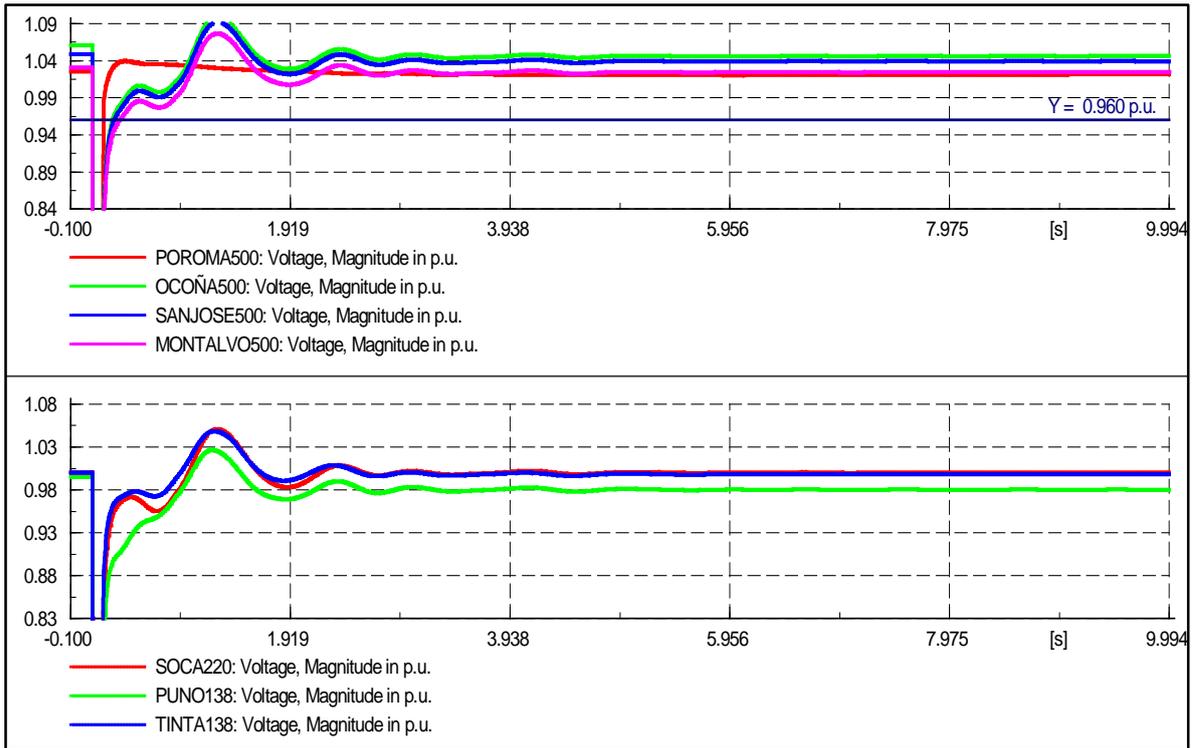


Fig. C17 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 4 – Caso 2

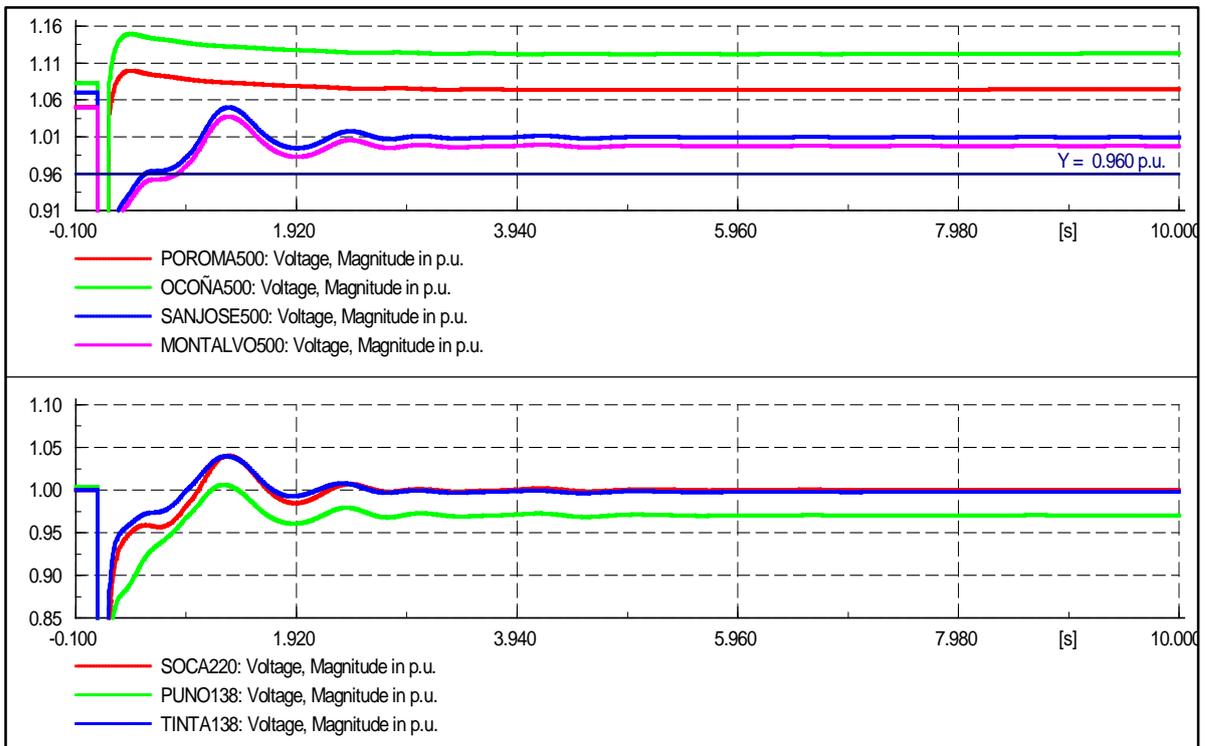


Fig. C18 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 4 – Caso 3

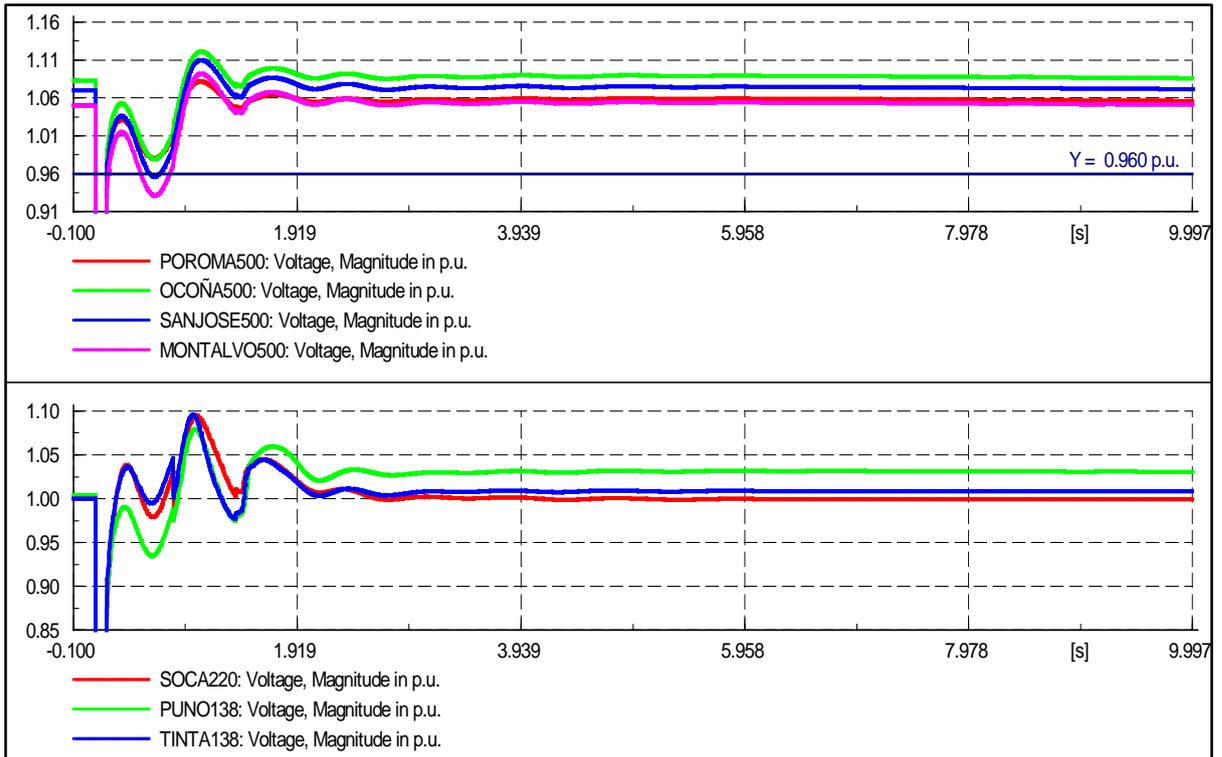


Fig. C19 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 4 – Caso 4

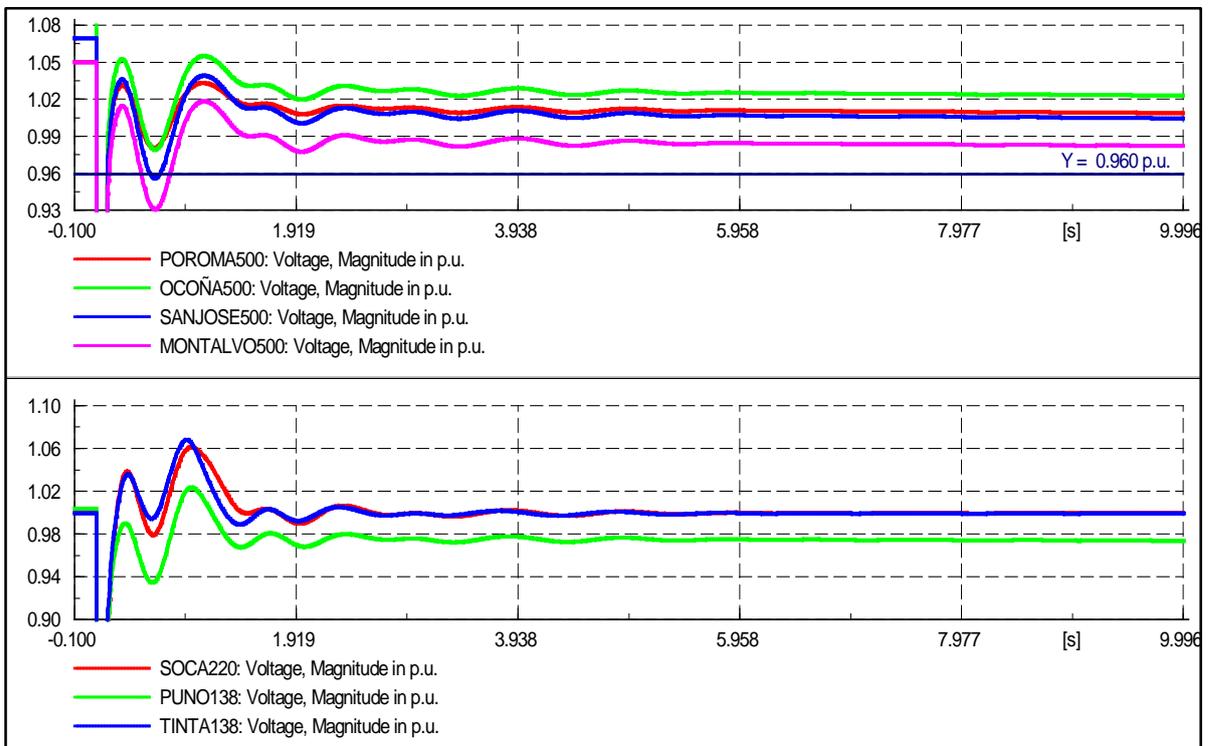


Fig. C 20 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 4 – Caso 5

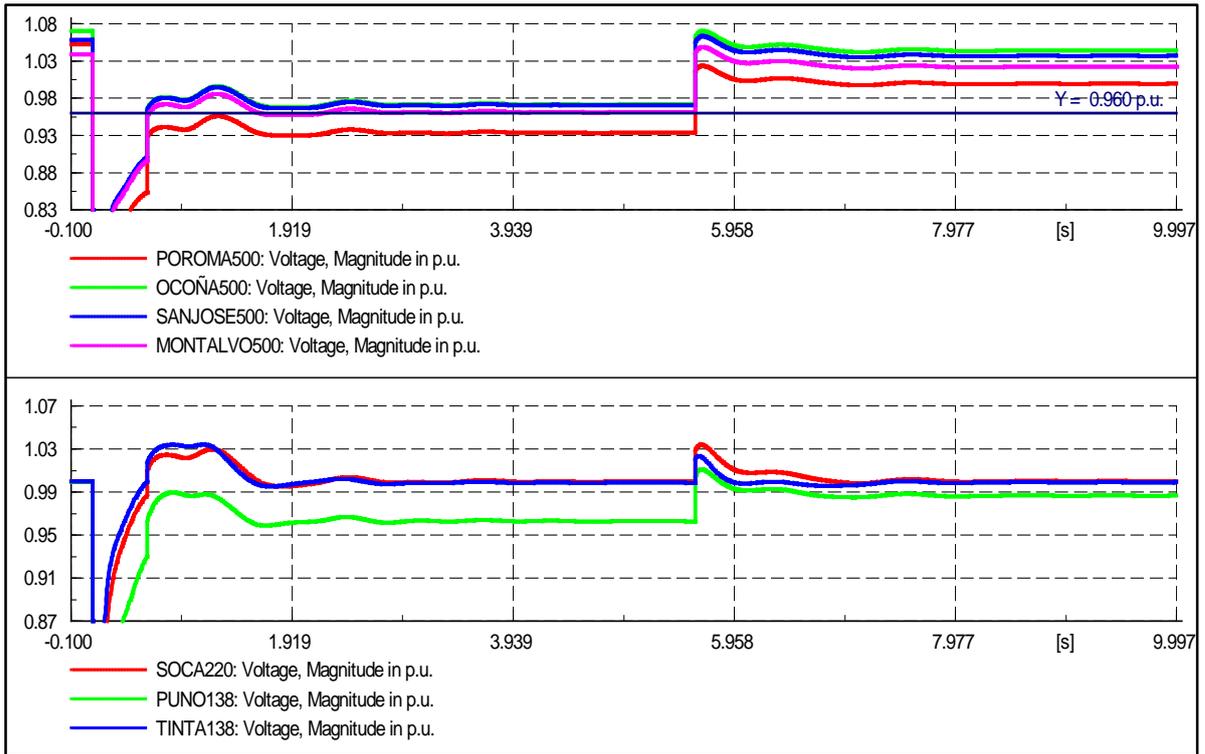


Fig. C21 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 5 – Caso 1

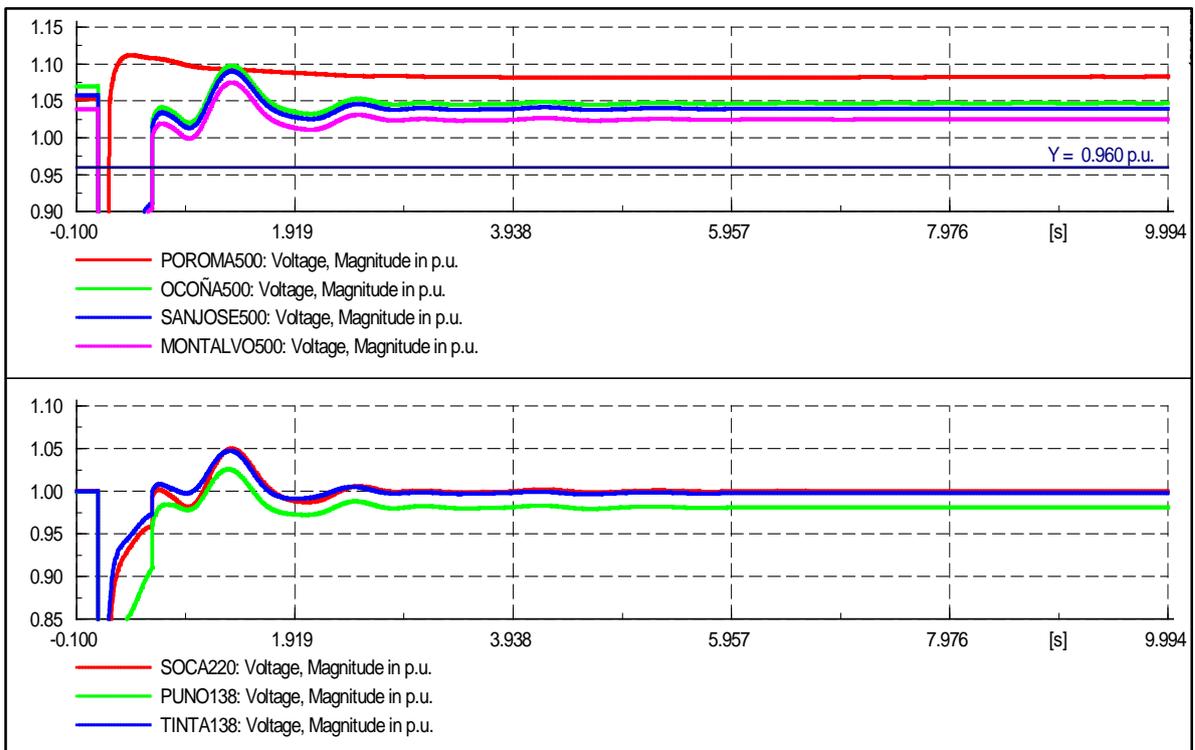


Fig. C22 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 5 – Caso 2

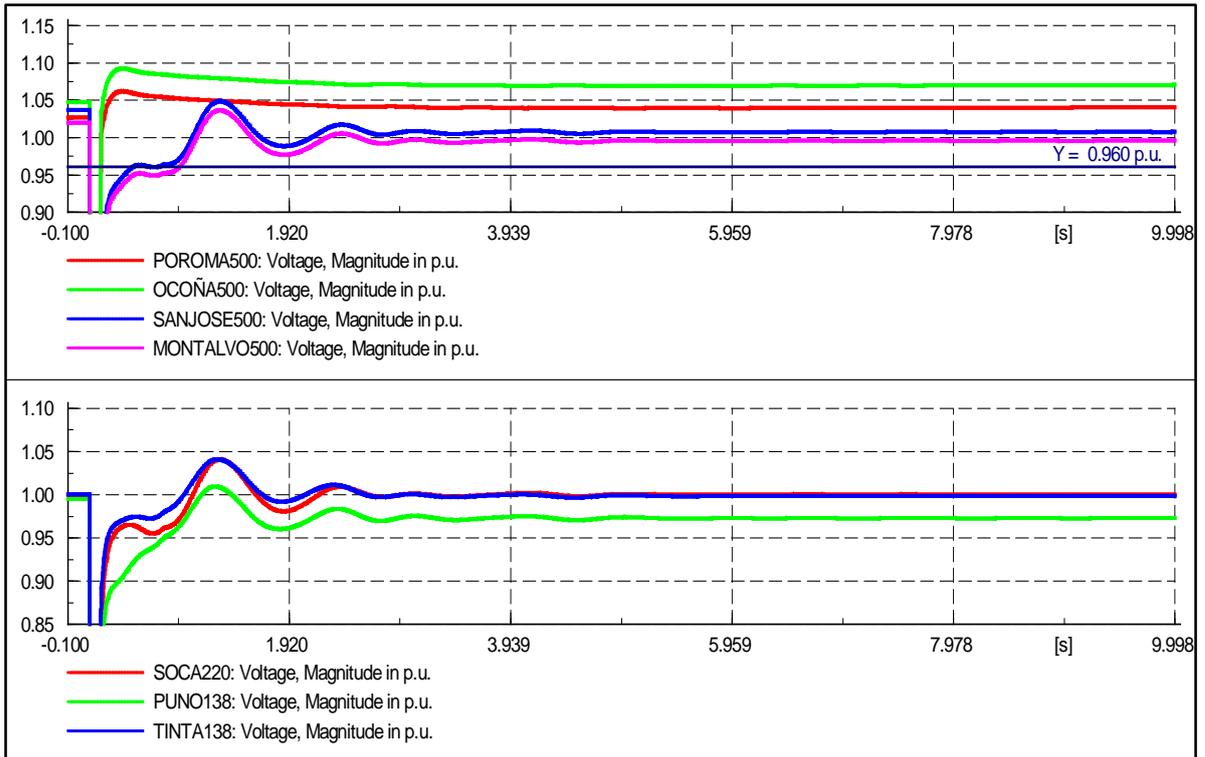


Fig. C23 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 5 – Caso 3

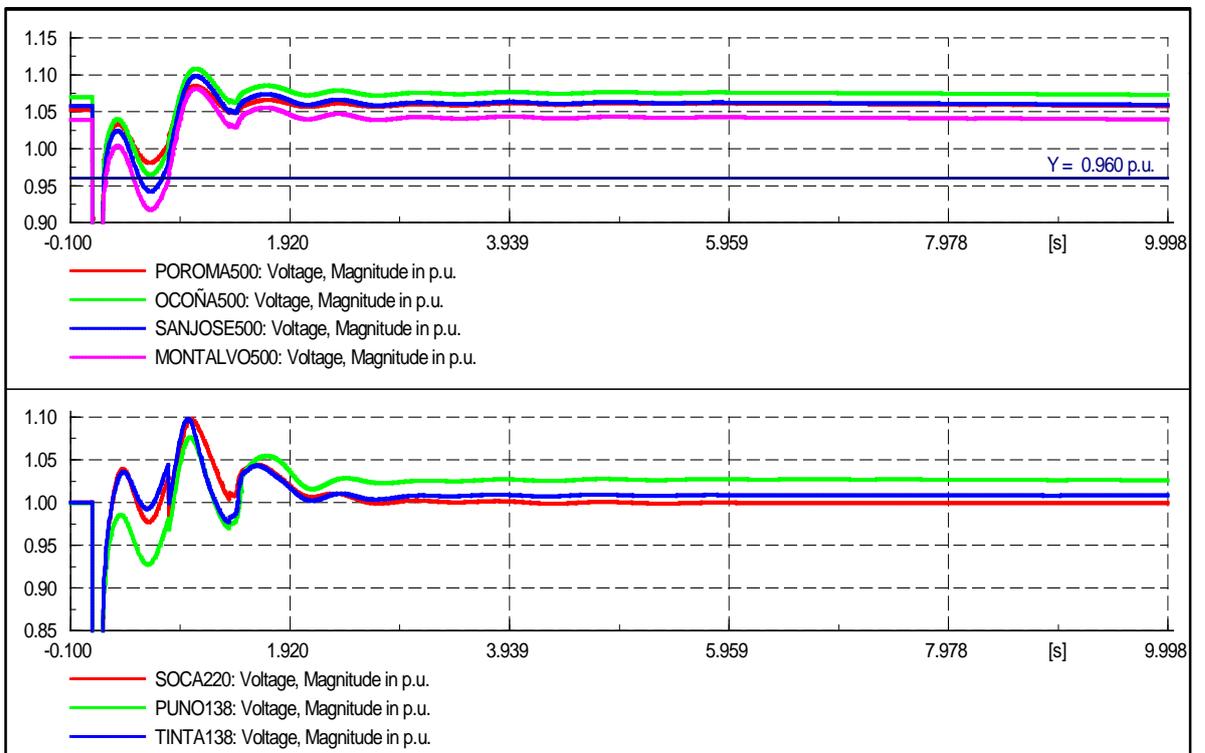


Fig. C24 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 5 – Caso 4

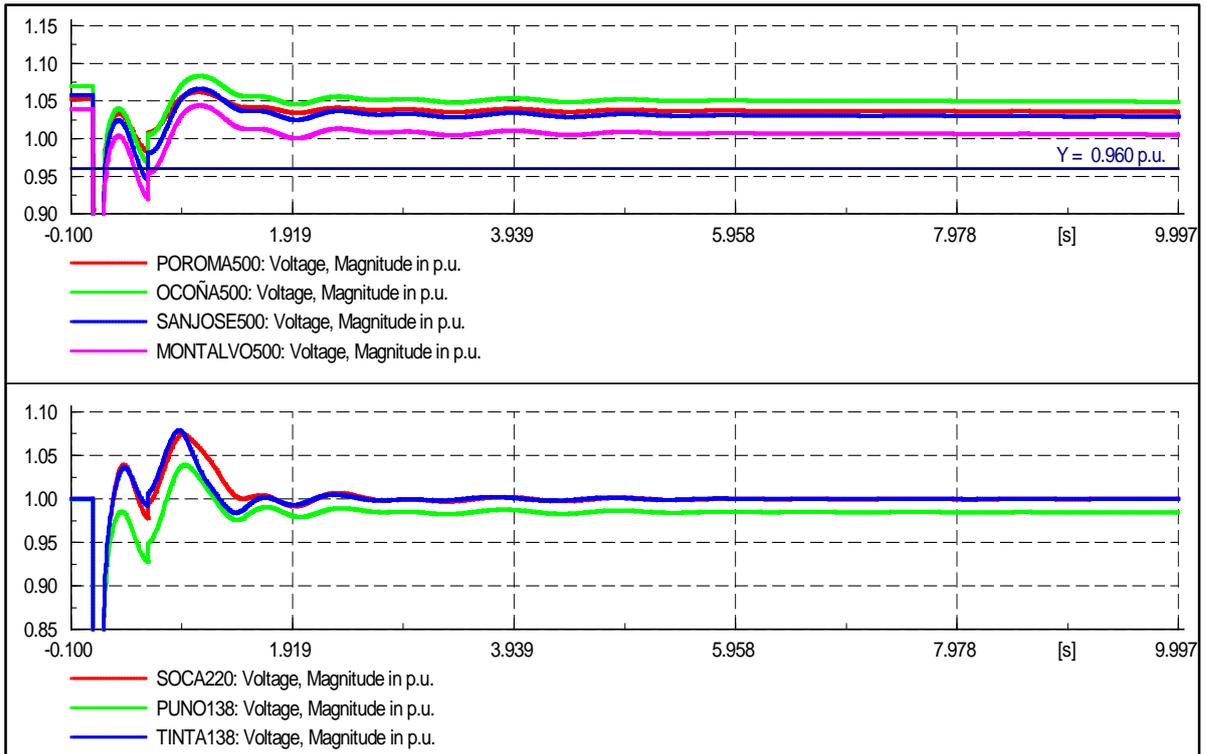


Fig. C25 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 5 – Caso 5

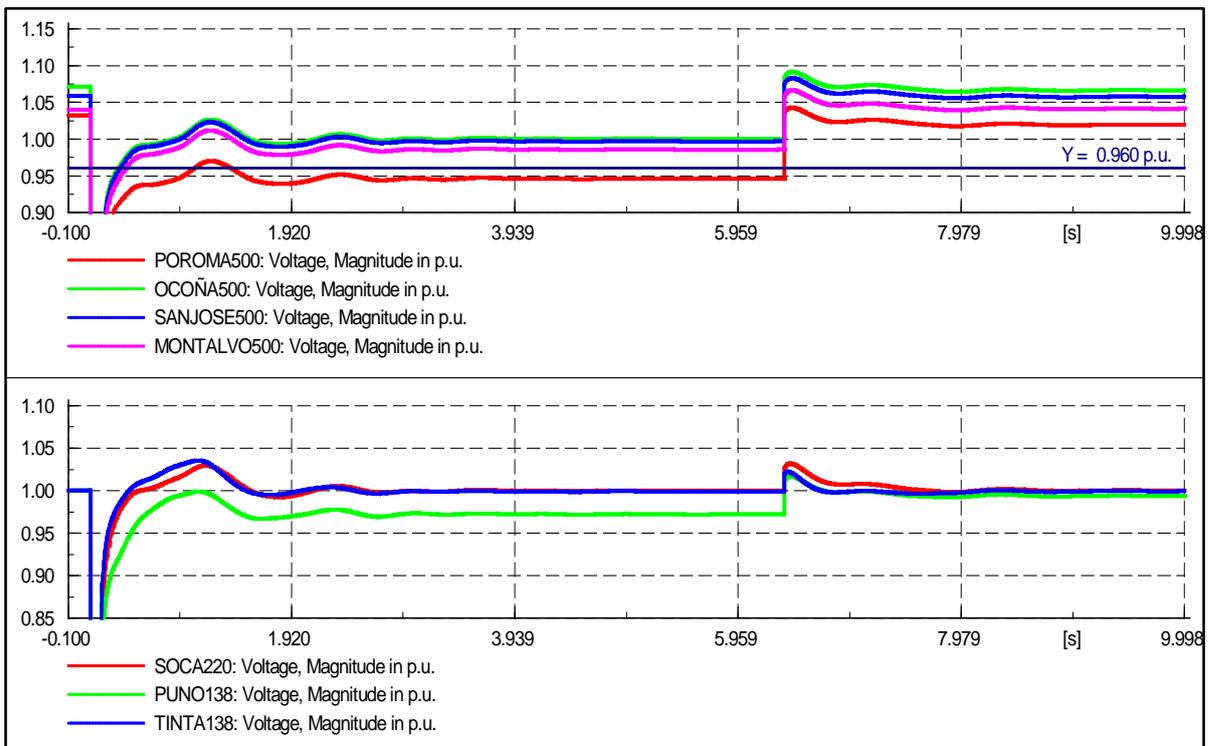


Fig. C26 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 6 – Caso 1

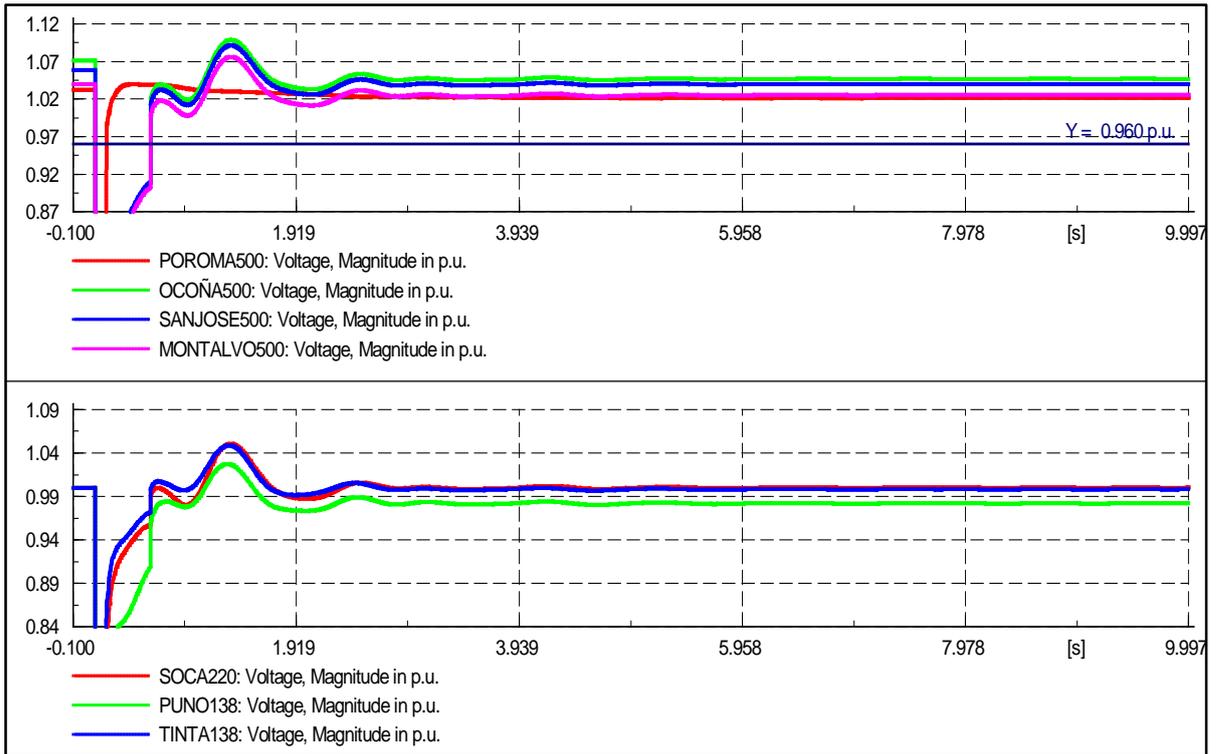


Fig. C 27 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 6 – Caso 2

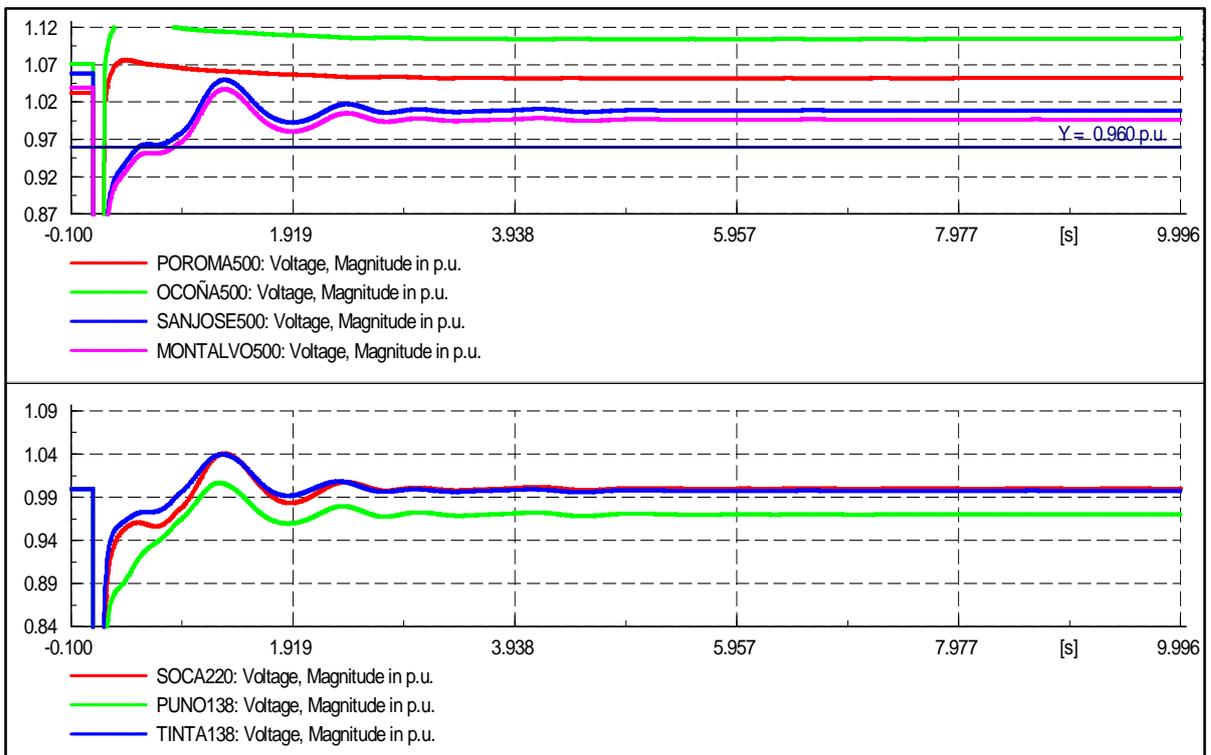


Fig. C 28 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 6 – Caso 3

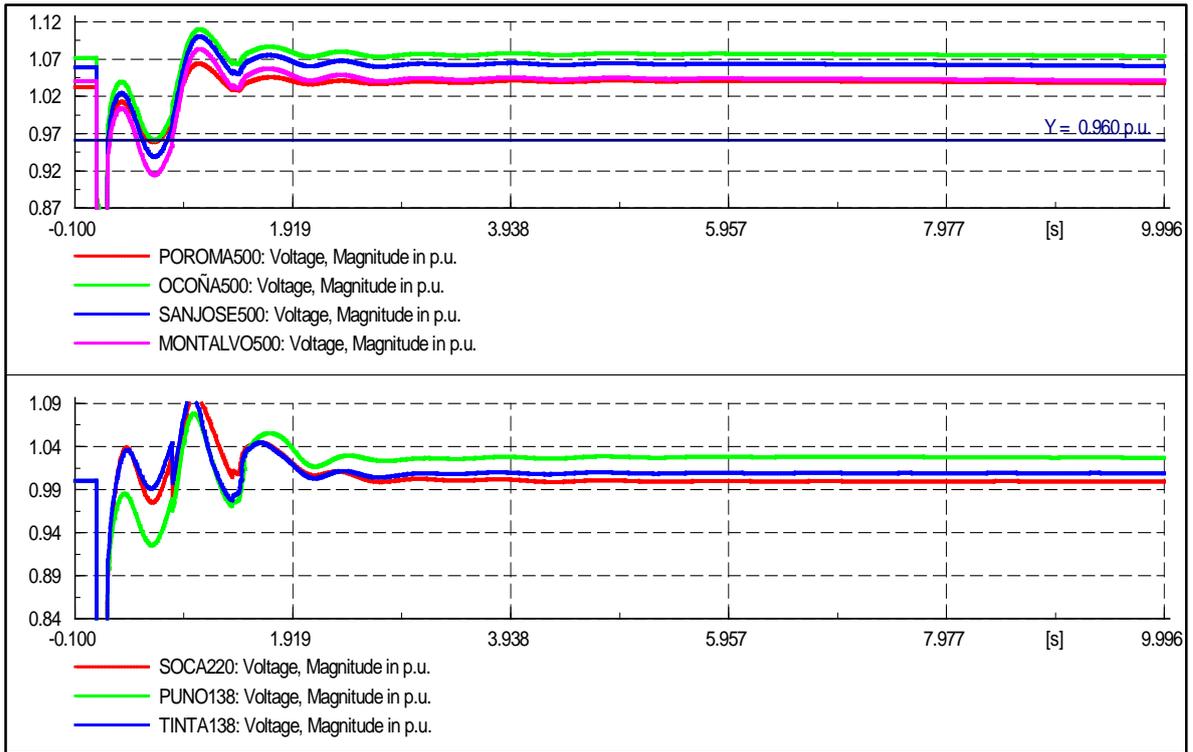


Fig. C 29 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 6 – Caso 4

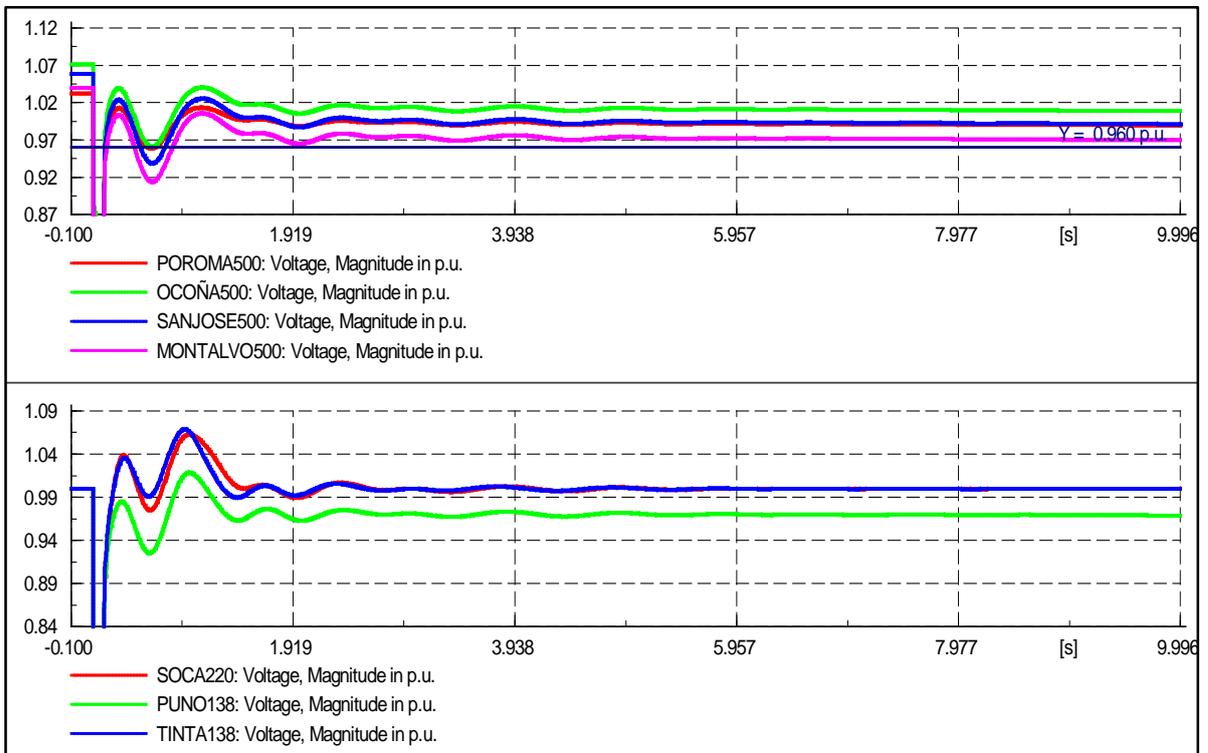


Fig. C30 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 6 – Caso 5

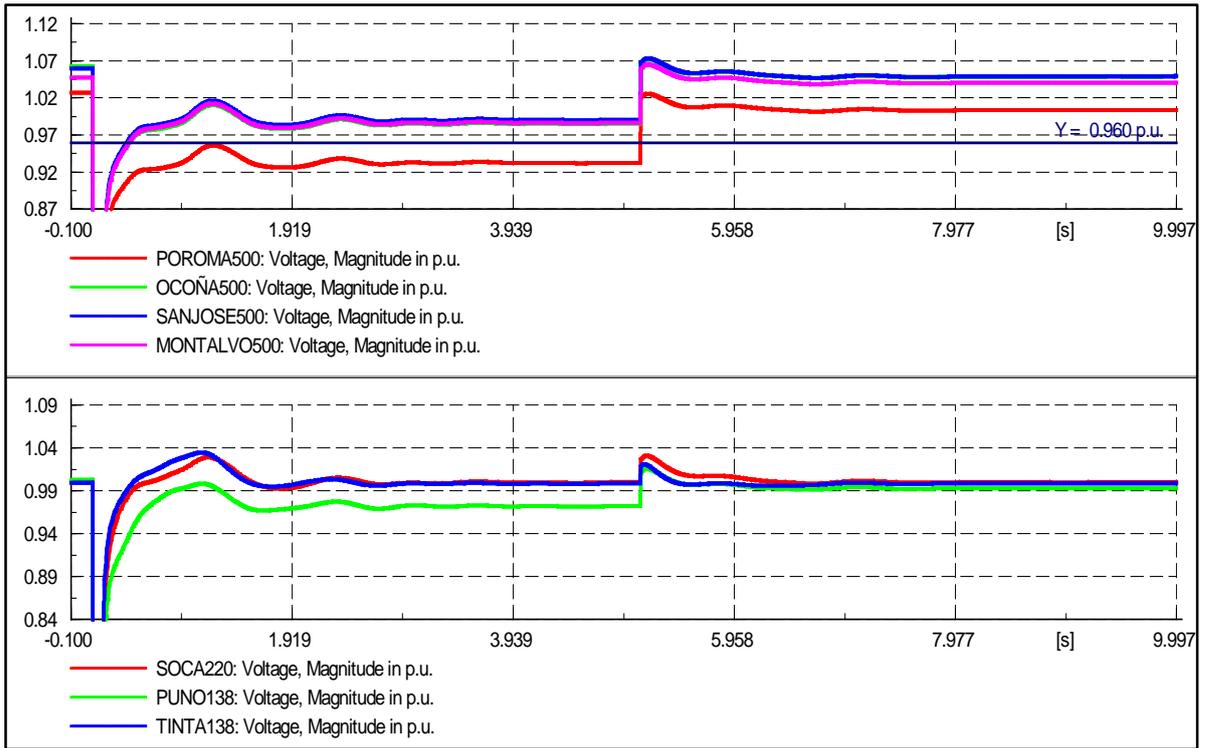


Fig. C31 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 7 – Caso 1

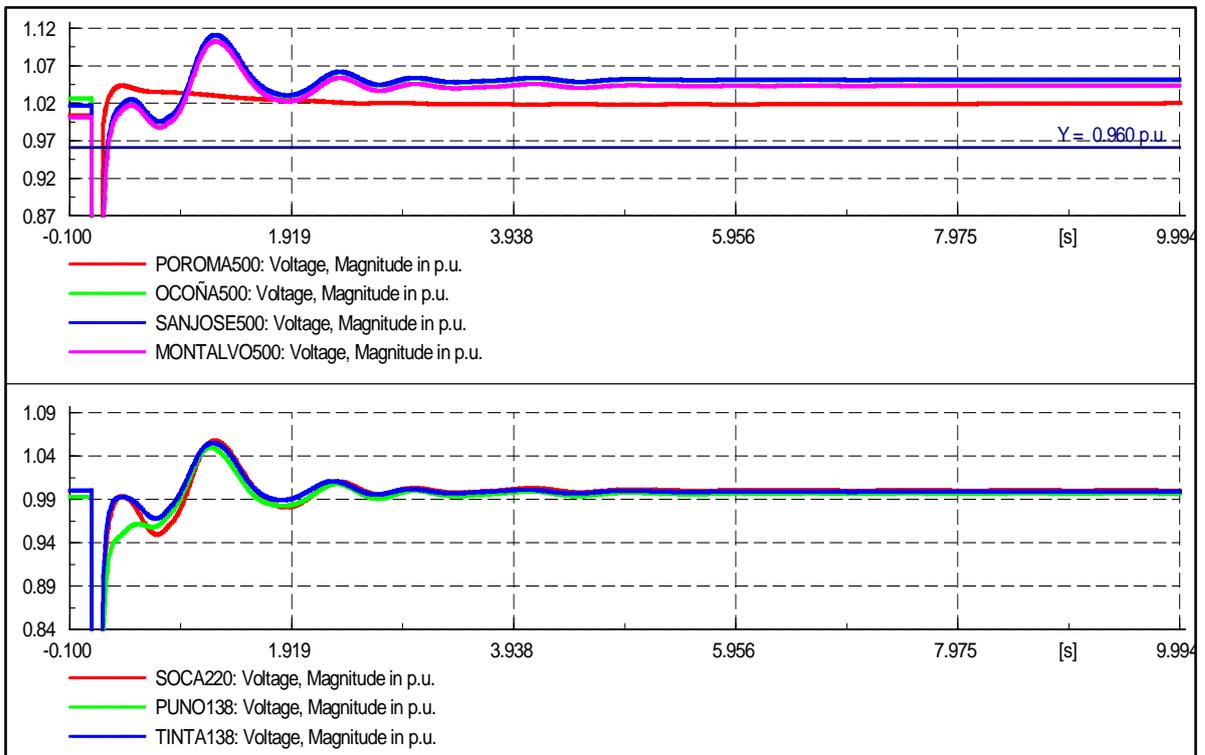


Fig. C32 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 7 – Caso 2

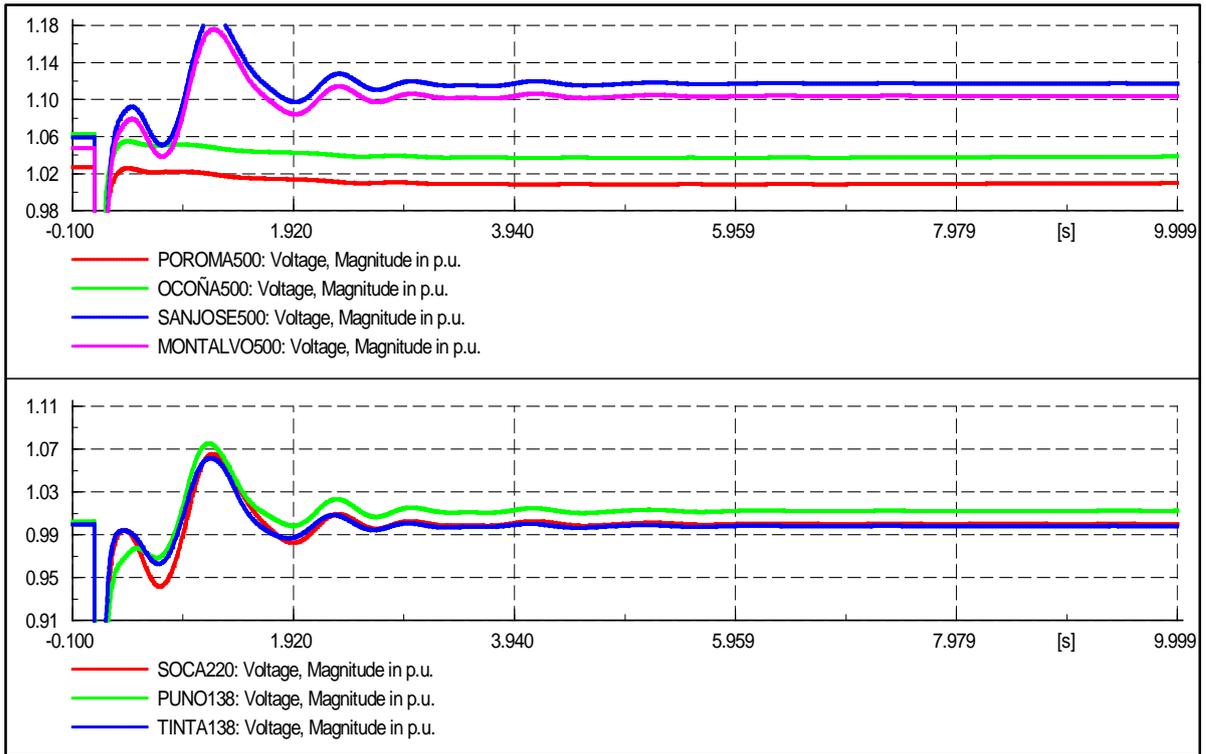


Fig. C33 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 7 – Caso 3

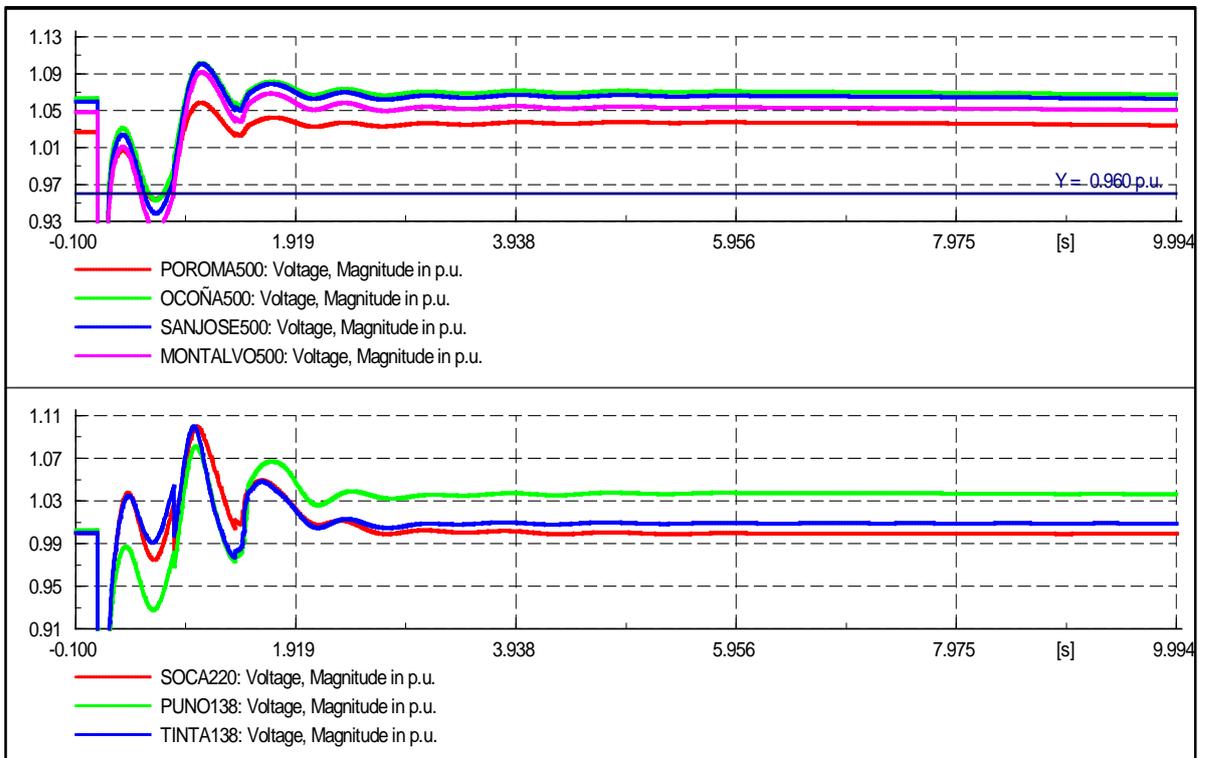


Fig. C34 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 7 – Caso 4

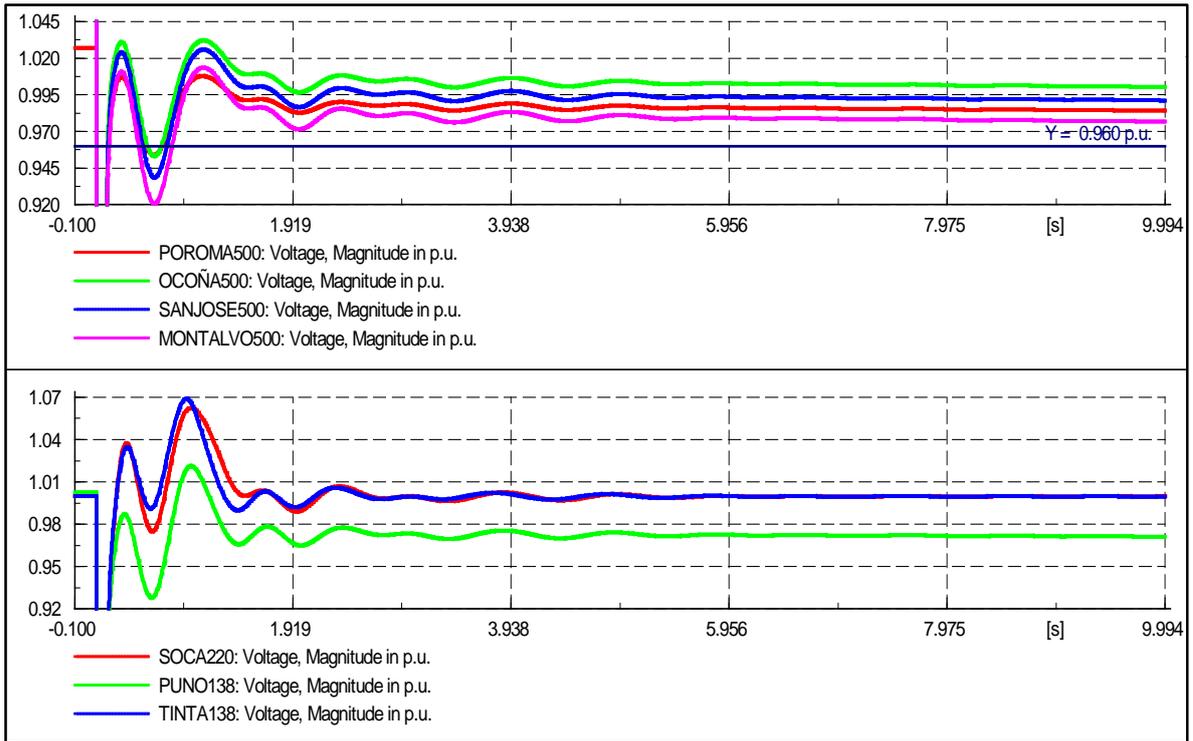


Fig. C35 Niveles de Tensión para Reactores con ECCR – Escenario 7 – Caso 5

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Serge Bernard, Gilles Trudel, Guy Scott, «A 735 kV Shunt Reactors Automatic Switching System for Hydro-Quebec Network,» *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 7, 4 November 1996.
- [2] Hydro-Quebec International, «INTERCONEXIÓN SICN – SISUR L.T. 220 kV, MANTARO - SOCABAYA,» Lima, Peru, 2006.
- [3] Hector J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer III, *Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems*, Pullman, WA: Publisher Cataloging in Publication Data, 2010.
- [4] V.Venikov, *Transient Processes in Electrical Power Systems*, URSS: MIR Publishers. Moscow, 1988.
- [5] K. Prabha, *Power System Stability and Control*, Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1993.
- [6] EdProyectos SAC, «Estudio de Operatividad de la Línea de Transmisión en 500 kV Chilca – Poroma – Ocoña – Montalvo,» Lima, 2013.
- [7] MEM, « NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS,» *Decreto Supremo N° 020-97-EM*.
- [8] COES-SINAC, «Comite de Operacion Economia del Sistema Interconectado Nacional,» COES, 2015. [En línea]. Available: <http://www.coes1.org.pe/WebPages/home.aspx>.
- [9] DIgSILENT GmbH, *Power Factory 15 - User Manual*, Gomaringen, Germany, March 2014.
- [10] COES-SINAC, «PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN PR-20,» Lima, 2013.