

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**CRITERIOS, METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE UN
ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA
FRECUENCIA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

DANIEL ALFREDO RODRIGUEZ CASTILLO

**PROMOCIÓN
2003 - I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**CRITERIOS, METODOLOGÍA Y DESARROLLO
DE UN ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA
POR MÍNIMA FRECUENCIA PARA EL
SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO**

DEDICATORIA:

A las personas que me incentivaron a desarrollar la presente Tesis y que me facilitaron el desarrollo de ésta.

SUMARIO

En la presente Tesis, se establece una metodología para el diseño de un Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia para el Sistema Eléctrico Peruano.

El sistema eléctrico peruano por ser radial y estar esparcido en toda su geografía, determinados eventos de pérdida de generación o desconexión de líneas de transmisión que provocan la formación de subsistemas aislados, pueden ocasionar que la frecuencia disminuya en forma considerable.

Las grandes caídas de frecuencia causan dos situaciones de riesgo en la operación de un sistema de potencia. La primera es la desconexión de unidades de generación por sus protecciones de mínima frecuencia, produciéndose un efecto en cadena de desconexión de más unidades generadoras que conllevaría a un apagón o “black-out”. La segunda situación es el deterioro de la vida útil por el prolongado tiempo de exposición a valores bajos de frecuencia de las unidades generadoras, transformadores, motores eléctricos y cargas.

Por lo expuesto, es necesario implementar un Esquema Especial de Protección denominado Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima frecuencia para evitar que el Sistema Eléctrico Peruano opere en las situaciones mencionadas en el párrafo anterior.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
Reseña sobre el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia en el Sistema Eléctrico Peruano	1
Planteamiento del Problema	3
Organización de la Tesis.....	5
CAPITULO I	
REGULACIÓN DE FRECUENCIA.....	6
1.1 Regulación de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia	6
1.1.1 Tipos y Respaldo para la Regulación de Frecuencia	6
1.2 Rangos normales de variación de frecuencia	13
1.2.1 Impacto en los equipos de un Sistema de Potencia.....	16
1.3 Normativa	21
1.3.1 Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI)	22
1.3.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)	22
CAPITULO II	
ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA	25
2.1 Estabilidad de Frecuencia.....	25
2.2 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) .	28
2.2.1 Objetivo	29
2.2.2 Tipos.....	29
2.2.3 Características.....	31
2.3 Criterios de diseño.....	32
2.3.1 Criterios para los relés de umbral de frecuencia	33
2.3.2 Criterios para los relés de derivada de frecuencia	34
2.3.3 Indicadores	35

CAPITULO III	
SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO	36
3.1 Sistema Eléctrico Peruano.....	36
3.1.1 Características estructurales.....	36
3.1.2 Problemas y estado Actual de la Regulación de Frecuencia en el SEIN	38
3.1.3 Modelado del SEIN	43
CAPITULO IV	
PROYECTO DE UN ERACMF PARA EL SEIN	59
4.1 Metodología.....	59
4.2 Desarrollo del ERACMF para el SEIN.....	63
CAPITULO V	
CONCLUSIONES	78
ANEXO A	
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA DESCONEXIONES DE GENERACIÓN.....	79
ANEXO B	
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA DESCONEXIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN OCACIONANDO SUBFRECUENCIA.....	123
ANEXO C	
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA EVENTOS ADICIONALES DE FRECUENCIA	140
BIBLIOGRAFÍA.....	146

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1: Sistema de Regulación de Velocidad	8
Fig. 1.2: Característica del Regulador de Velocidad para un incremento ΔP de la carga. 10	
Fig. 1.3: Característica del Regulador de Velocidad para un incremento ΔP de la carga considerando el efecto amortiguante de la carga.....	12
Fig. 1.4: Soportabilidad de exposición a desviaciones de frecuencia de las turbinas a vapor.	15
Fig. 1.5: Límites para tensión-frecuencia en Generadores Industriales (IEC 34-1).	17
Fig. 1.6: Capacidad de sobreexcitación y Límites de Sobreexcitación.....	18

Fig. 1.7: Diagrama Típico de Campbell de la sintonización de un álabe.....	19
Fig. 1.8: Límites Típicos de una turbina a vapor a desviaciones de frecuencia	20
Fig. 2.1: Sensibilidad de P_G en la caída y pendiente de la frecuencia.....	27
Fig. 2.2: Sensibilidad de H en la caída y pendiente de la frecuencia	28
Fig. 3.1: Áreas del SEIN.....	36
Fig. 3.2: Desviaciones de la frecuencia	42
Fig. 3.3: Distribución de las desviaciones de la frecuencia.....	42
Fig. 3.4: Evento MIN01	56
Fig. 3.5: Evento MIN02	56
Fig. 3.6: Evento MED01	57
Fig. 3.7: Evento MED02	57
Fig. 3.8: Evento MED01	57
Fig. 3.9: Evento MED02	57
Fig. 4.1: Diseño de etapa de umbral "X" del ERACMF	61
Fig. 4.2: Resumen de Metodología de diseño de un ERACMF.....	62
Fig. 4.3: Frecuencia del área Norte en evento AVE-G04.....	70
Fig. 4.4: Registro de frecuencia en la desconexión de la línea L-1107 el día 30.06.06....	71
Fig. 4.5: Frecuencia ante la desconexión de la línea L-2215 con 160 MW de Paramonga a Chimbote	75

LISTA DE TABLAS

TABLA N° 1.1 : Límites de exposición a la variación de frecuencia para el SEIN	16
TABLA N° 2.1: ERACMF del área Centro del SEP de Argentina - CAMMESA.....	32
TABLA N° 3.1: Tiempo de exposición a desviaciones de frecuencia	41
TABLA N° 3.2: Eventos para evaluar el modelo dinámico del SEIN	55
TABLA N° 4.1: Eventos de desconexión de generación con el SEIN íntegro	64
TABLA N° 4.2 : Eventos de formación de subsistemas por desconexión de líneas de transmisión	65
TABLA N° 4.3 : Indicadores preliminares para el diseño de la primera etapa.....	66
TABLA N° 4.4 : Indicadores preliminares para el diseño de la última etapa	66
TABLA N° 4.5 : Desempeño de ERACMF vigente en escenarios del 2007	67
TABLA N° 4.6 : Resumen de resultados de diseño de la Primera etapa.....	68
TABLA N° 4.7 : Diseño de la Segunda etapa	68
TABLA N° 4.8 : Diseño de la Tercera etapa	69
TABLA N° 4.9 : Diseño de la Cuarta etapa.....	72

TABLA N° 4.10: Diseño de la Quinta etapa	72
TABLA N° 4.11: Diseño de la Sexta etapa	73
TABLA N° 4.12: ERACMF preliminar	73
TABLA N° 4.13: Resultados ante desconexión de líneas de transmisión	74
TABLA N° 4.14: Eventos especiales de desconexión de líneas	75
TABLA N° 4.15: Resultados de eventos especiales de desconexión de líneas	76
TABLA N° 4.16: ERACMF para el año 2007	77

ABREVIATURAS

SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
ERACMF	: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia
EEP	: Esquema Especial de Protección
EDAGSF	: Esquema de Desconexión de Generación por Sobre Frecuencia
AGC	: Control de Generación Automático
COES-SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
Δf_k	: Variación Sostenida de Frecuencia en el periodo de 15 minutos “k”
VSF	: Variación Súbita de Frecuencia
IVDF	: Integral de Variación Diaria de Frecuencia
MxAve	: Máxima Demanda en Avenida
MdAve	: Media Demanda en Avenida
MiAve	: Mínima Demanda en Avenida
MxEst	: Máxima Demanda en Estiaje
MdEst	: Media Demanda en Estiaje
MiEst	: Mínima Demanda en Estiaje
PLC	: Controlador Lógico Programable
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia

INTRODUCCIÓN

Reseña sobre el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia en el Sistema Eléctrico Peruano

Antes de la puesta en servicio de las líneas de transmisión Campo Armiño – Socabaya en octubre del 2000, existían en el Perú dos sistemas eléctricos aislados, el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS). En ambos sistemas existía un esquema simplificado de rechazo de carga por mínima frecuencia, que solamente utilizaba relés de umbral de frecuencia y los ajustes eran definidos utilizando un Modelo Uninodal.

En el año 2002, luego de conformado el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el COES SINAC encargó al consultor internacional CESI la elaboración de un estudio [1] para el diseño de esquemas de rechazo de carga (por mínima frecuencia y por mínima tensión) y desconexión de generación (por sobrefrecuencia) para ser implementados en el SEIN en el año 2003. En este estudio el consultor propuso un ERACMF para el SEIN, utilizando el PSSE de PTI como herramienta computacional, sin detallar de manera explícita la metodología utilizada.

En el año 2004, el COES SINAC encarga al consultor Internacional ISA de Colombia [2] la actualización de los esquemas de rechazo de carga y desconexión de generación del SEIN para el año 2005, validándose los resultados del estudio anterior.

El 3 de marzo de 2005 el Ministerio de Energía y Minas publicó la “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI)” [3], la cual establece que el COES debe elaborar en forma anual los estudios para determinar los esquemas de rechazo de carga (por mínima frecuencia y por mínima tensión) y desconexión de generación (por sobrefrecuencia), así como el cumplimiento de ciertos criterios. Los criterios y lo establecido en la norma mencionada se tratan en el acápite 1.3.1 del capítulo 1.

En el año 2005, los especialistas del COES SINAC realizaron por primera vez la actualización de los esquemas de rechazo de carga y desconexión de generación [4] para el SEIN a ser implementados en el año 2006, ya que era necesario que el

encargado de la elaboración de estos esquemas tuviera conocimiento de las particularidades en la operación del SEIN para cumplir los criterios establecidos en la NTCOTRSI. El graduando estuvo a cargo de todas las simulaciones referidas al diseño del ERACMF.

En este estudio se utilizó un Modelo Multinodal y el Programa DlgSILENT Power Factory como herramienta de simulación. En cuanto al ERACMF, en el estudio realizado por el COES se validó los resultados obtenidos en estudio del año 2002 manteniéndolo vigente para el 2006. El principal aporte del estudio para el año 2006, fue la elaboración del Modelo Dinámico del SEIN en el Power Factory.

En el año 2006, el COES SINAC realizó los estudios de rechazo de carga y desconexión de generación para el SEIN para el año 2007 [5]. Debido a que el ERACMF del 2006 no cumplía los requisitos establecidos en la NTCOTRSI para los escenarios del 2007, el COES SINAC se vio obligado a buscar una metodología simple de optimización del ERACMF, por lo que consultó artículos e informes sobre metodologías de elaboración de ERACMF en otros sistemas eléctricos de potencia no encontrando una metodología o procedimiento para optimizar un ERACMF.

En ese sentido se puede mencionar que en la elaboración del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia del sistema eléctrico ecuatoriano [6] se emplea una metodología de comparación de esquemas propuestos de acuerdo a la experiencia del consultor en el diseño. El esquema propuesto que obtenía mejores resultados de desempeño en las simulaciones de eventos de desconexión de generación y de desconexión del enlace internacional con el Sistema Eléctrico Colombiano resultaba el esquema a implementar. En este método de diseño no se optimiza la coordinación de las magnitudes de rechazo de carga entre etapas.

Se debe mencionar que para elaborar el Esquema de Desconexión de Carga del área Centro del Sistema Eléctrico Chileno [7], se realiza estudios anuales, actualizando el esquema en base a un análisis histórico-estadístico del comportamiento de la frecuencia ante contingencias de la operación real. En este estudio se determinó dispersar los rechazos de carga por todo su Sistema Centro en vez de concentrarlo en la parte central del sistema. De esta manera, cuando se conformen sistemas aislados ninguno de los subsistemas colapse. Asimismo se toma en cuenta la energía no suministrada para especificar el número de etapas, y se determina la cantidad de rechazo de carga necesaria con el fin de no producir sobrefrecuencias que puedan originar desconexión de generación. Aun cuando con estas consideraciones se logra la seguridad del sistema eléctrico, no se garantiza una optimización en la magnitud total de rechazo de carga.

La Western Electricity Coordinating Council (WECC), operador eléctrico del Sistema Eléctrico de la parte Oeste de los Estados Unidos de Norteamérica, realiza el diseño de su ERACMF con fórmulas teóricas [8], similares a las enunciadas en el capítulo 2.3.3 (Indicadores). La aplicación de fórmulas matemáticas en un sistema de potencia con características de gran robustez es posible ya que en estos casos los eventos no producen desviaciones de frecuencia mayores a 0,1 Hz, por lo que el efecto del amortiguamiento de la carga ante desviaciones de frecuencia resulta despreciable. Además, como la regulación de frecuencia en estos sistemas es efectiva, ya que las exigencias de calidad de frecuencia (desviaciones de frecuencia) son altas, para obtener frecuencias post-evento adecuadas, es suficiente el cálculo teórico para obtener la magnitud de rechazo de carga, aun cuando se realiza las simulaciones para demostrar la efectividad del esquema.

En el caso del sistema eléctrico peruano, por ser un sistema eléctrico con estructura radial, esta metodología no podría ser utilizada en el desarrollo de un ERACMF, ya que ante déficit de generación en el SEIN se presentan desviaciones de frecuencia mayores a 0,5 Hz, razón por la cual la dependencia de la carga con la frecuencia juega un papel importante en el diseño del ERACMF.

En ese sentido, el objetivo de la presente Tesis ha sido elaborar una metodología de diseño de un ERACMF para el SEIN considerando sus particularidades y características, que además de ser simple y cumplir con los criterios establecidos en la NTCOTRSI, permita la operación segura del SEIN y garantice la confiabilidad en el abastecimiento de la energía eléctrica.

Se debe mencionar que los resultados de la presente tesis fueron utilizados en el diseño del ERACMF de los esquemas de rechazo de carga y desconexión de generación del SEIN para el año 2007 [6].

Planteamiento del Problema

Una de las características de los sistemas eléctricos de potencia es mantener una adecuada frecuencia de operación. La estabilidad de la frecuencia se define como la capacidad de un sistema de potencia para compensar un déficit de potencia. En ese sentido, el objetivo de este trabajo se concentra en situaciones donde el sistema de potencia se perturbe con eventos en los cuales se produzca déficit de potencia activa comprometiendo la estabilidad de la frecuencia.

El problema concerniente a la estabilidad de la frecuencia, es que ante un déficit de potencia imprevisto o fortuito, provocado por la desconexión de generación o de un enlace de transmisión, se produzca una caída de frecuencia que alcance valores que propicien la desconexión de las unidades generadoras por sus protecciones de mínima frecuencia, agravando la situación de déficit de generación que conllevaría a un efecto en cadena de desconexión de más unidades generadoras con la consecuencia final de un apagón. Este caso descrito tiene mayor probabilidad de ocurrencia en sistemas pequeños y de estructura radial como lo es el sistema eléctrico peruano.

Además, la operación del sistema con valores de frecuencia bajos perjudica la vida útil de equipos del sistema de potencia, tales como unidades generadoras (generador y turbina), transformadores de potencia, motores eléctricos y cargas.

Es por ello, que para evitar que el SEIN colapse ante situaciones de déficit de potencia y asimismo, evitar operar a prolongados tiempos con valores de frecuencia bajos, es necesario el desarrollo de un Esquema Especial de Protección que permita llevar al sistema de potencia a un estado de operación seguro con una recuperación rápida de la frecuencia a valores de operación normales.

Además de contar con un suministro de energía seguro, es fundamental destacar la importancia de tener un suministro de energía de calidad. Contradecir este principio propicia a los usuarios pérdidas económicas y a las empresas responsables del suministro eléctrico compensaciones económicas y deterioro de su prestigio. Por ello, este principio es considerado como una de las prioridades en la gestión de las empresas responsables del suministro eléctrico, razón por la cual éstas están dispuestas a realizar las inversiones necesarias en la implementación de Esquemas Especiales de Protección para minimizar o evitar daños a la calidad del suministro de la energía eléctrica.

En la actualidad en el mundo, se han planteado diversos esquemas para hacer frente a situaciones como la descrita, los cuales se enfocan en realizar de alguna forma un balance entre la generación y la demanda. El Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima frecuencia (ERACMF) es de uso común por su efectividad y simpleza, y suele implementarse en forma distribuida en todo sistema eléctrico de potencia. El análisis y desarrollo de una metodología de diseño de un ERACMF para el Sistema Eléctrico Peruano es el tema de la presente Tesis.

Organización de la Tesis

En el Capítulo 1, *Regulación de Frecuencia*, del presente trabajo se trata el tema de regulación de Frecuencia. Se describe los diferentes medios que se tiene en los sistemas eléctricos de potencia para regular y mantener la frecuencia de operación igual o lo más cercano a la frecuencia nominal del Sistema (50 Hz ó 60 Hz). Se investiga el impacto sobre los generadores eléctricos, turbinas, transformadores y equipos asociadas a los servicios auxiliares de plantas generadoras al operar el sistema eléctrico de potencia a grandes desviaciones de frecuencia. Finalmente en este capítulo se analiza la normativa peruana en lo que concierne al tema desarrollado.

En el Capítulo 2, *Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia*, se trata en forma teórica los conceptos asociados a los Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia. Se detalla los tipos, ventajas y objetivos de esta protección, señalando sus principales características y criterios de diseño para una buena aplicación.

El Capítulo 3, se describe el *Sistema Eléctrico Peruano*, para el cual se aplica el proyecto de diseño del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima frecuencia. Se explican sus características estructurales, sus fortalezas y debilidades. Se estudia la actual situación de la regulación de frecuencia en el SEIN, cuyos resultados son considerados para el diseño del ERACMF. Se describe los modelos matemáticos de los equipos asociados a la estabilidad de la frecuencia. Se utiliza el programa de simulación DlgSILENT para modelar la dinámica del SEIN. Asimismo, en este capítulo se realiza una verificación del modelo del SEIN en el DlgSILENT para representar en forma apropiada el desempeño real de la regulación de frecuencia del SEIN.

En el Capítulo 4, *Proyecto del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia para el Sistema Eléctrico Peruano*, se desarrolla una metodología para determinar un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia para el SEIN, basada en simulaciones de prueba y error en el programa de simulación DlgSILENT. Esta metodología se aplica en el diseño del ERACMF para el SEIN en el año 2007.

Finalmente en el Capítulo 5, *Conclusiones*, se resume las conclusiones generales, recomendaciones y logros alcanzados.

CAPITULO I

REGULACIÓN DE FRECUENCIA

1.1 Regulación de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

Todo Sistema Eléctrico de Potencia es operado a su valor de frecuencia nominal, o en un rango de desviación muy pequeño. Teniéndose así, que los diferentes equipos del Sistema de Potencia, ya sean los equipos de los suministradores del servicio de energía eléctrica o de los consumidores, operen correctamente. Ante la operación con valores diferentes a la frecuencia nominal, se puede perjudicar diferentes equipos de la red, deteriorando su rendimiento y vida útil.

La frecuencia en un Sistema de Potencia está ligado a la velocidad de rotación de los ejes de las unidades generadoras conectadas a la red, el cual se mantiene constante si es que la demanda más pérdidas es igual a la potencia generada. En la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia, el equilibrio generación – demanda se ve continuamente perturbado, ya que se conectan y desconectan cargas continuamente, o por eventos de pérdida de generación o carga, o eventos que separan al Sistema en subsistemas que crean déficit o superávit de generación. Debido a este desequilibrio, normal o por contingencia en la operación, las unidades generadoras se ven siempre acelerando o desacelerando la rotación de sus ejes para tratar de equilibrar el déficit o superávit de generación.

Debido a que la frecuencia de una red es proporcional a la velocidad de rotación de las unidades de generación, la regulación de frecuencia de un Sistema de Potencia se enfoca en la regulación de velocidad de las unidades generadoras.

1.1.1 Tipos y Respaldo para la Regulación de Frecuencia

Ante un déficit de potencia, un sistema de potencia responde para evitar los cambios de la frecuencia con las siguientes características:

- (i) Reserva de las masas rotantes (energía cinética de la inercia del sistema), cuya actuación es inmediata y evita por unos instantes que la frecuencia varíe. Esta

característica del sistema de potencia está determinada por la constante de inercia total del sistema.

- (ii) Regulación primaria de frecuencia, cuya actuación se produce luego de algunos segundos hasta los primeros minutos. Compensa parte de la potencia perdida mediante la acción local de los reguladores de velocidad de las unidades de generación.
- (iii) Regulación secundaria de frecuencia, cuya actuación se manifiesta luego de varios minutos. Este tipo de regulación asume la restitución de la potencia perdida debido al evento.

A esta capacidad del SEP se añade el efecto de la dependencia de la carga con las variaciones de frecuencia, el cual siempre es amortiguante; es decir, que ante déficit de generación la carga disminuirá, y ante superávit de generación la carga aumentará.

Ante desequilibrios de generación – demanda, la energía cinética acumulada del sistema es la primera que intenta frenar el desequilibrio en forma transitoria, pero luego que ésta es absorbida, la frecuencia empieza a disminuir o subir. Luego se manifiesta la regulación primaria y secundaria de frecuencia, ejercida por las unidades generadoras, para llevar la frecuencia del sistema a su valor nominal.

Si consideramos un evento en la que se produce un déficit de potencia considerable, entonces el tiempo de respuesta de la regulación primaria de frecuencia sería muy lento para evitar que el sistema de potencia opere a valores bajos de frecuencia, o en un caso más severo, que la frecuencia llegue a valores de desconexión de las unidades generadoras por sus protecciones de mínima frecuencia, aseverando la situación de déficit de potencia con la probabilidad de ocurrencia de un apagón. Es por ello pertinente proveer al sistema de un Esquema Especial de Protección (EEP), cuya actuación se desarrolle en los primeros instantes del disturbio, para evitar que la frecuencia llegue a valores críticos como los descritos. A estos EEP desarrollados para evitar que el sistema de potencia opere a valores bajos y críticos de frecuencia se les denomina Esquemas de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF).

Además, debemos mencionar que los EEP implementados para evitar que la frecuencia llegue a valores altos se denominan Esquemas de Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia (EDAGSF).

Entonces los Tipos y Respaldo para la Regulación de Frecuencia son:

- Regulación Primaria de Frecuencia.
- Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.
- Desconexión de Generación por Sobre Frecuencia.

En algunos sistemas de potencia, se considera la regulación terciaria de frecuencia, definida como la generación que se despacha para retornar la reserva secundaria para las próximas horas. Esto es parte de un redespacho para las siguientes horas.

a) Regulación Primaria de Frecuencia

La Regulación Primaria de Frecuencia, es aquella regulación que se realiza en forma automática y local en cada unidad generadora conectada a la red, por la acción de sus reguladores de velocidad. En un sistema de potencia, todas las unidades poseen uno, por lo que todas las unidades deben ejercer la regulación primaria de frecuencia.

A continuación se muestra el Esquema de control básico de un sistema de regulación de velocidad de un grupo turbina – generador.

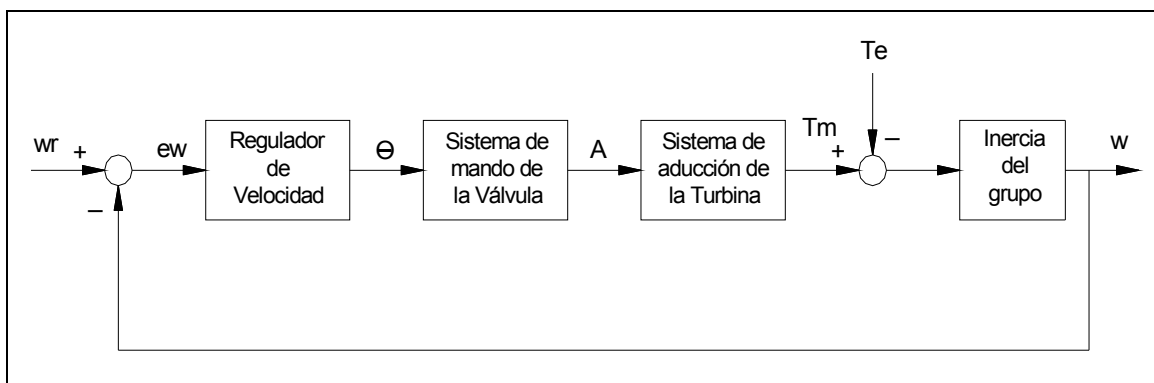


Fig. 1.1: Sistema de Regulación de Velocidad

donde:

- w : velocidad de rotación de la unidad.
- w_r : velocidad de referencia.
- e_w : error de velocidad ($w - w_r$).
- θ : Posición de mando del regulador de velocidad, que normalmente es la posición de un elemento mecánico (por ejemplo, la posición de un servomotor).

- A : apertura de la válvula de admisión de fluido en la turbina.
 T_m : torque mecánico producido por la turbina.
 T_e : torque eléctrico.

Cuando hay un cambio en la demanda de la red, el torque eléctrico varía, por lo que el equilibrio mecánico - eléctrico se rompe. Consecuentemente, la velocidad de giro w de los ejes de las unidades varían, como se deduce de la ecuación de oscilación de inercia rotante, descrita en la ecuación (1.1).

$$T_a = T_m - T_e = J \frac{dw}{dt} + Dw \quad (1.1)$$

donde:

- T_a : torque acelerante
 J : momento de inercia del conjunto turbina-generator ($2H \times S / \omega_n^2$)
 H : constante de inercia del conjunto turbina-generator (seg)
 S : potencia nominal (VA)
 ω_n : velocidad nominal del generator

Una vez que la velocidad varía, se produce un error de velocidad, cuyo valor es medido como señal a través de transductores para luego ingresar al regulador de velocidad, el cual realiza el control de aumentar o disminuir el flujo de admisión de la turbina para variar la potencia mecánica, llevando así a un equilibrio entre los torques mecánico y eléctrico del grupo generator.

Existen dos tipos de regulador de velocidad, el de tipo isócrono y el de característica velocidad-carga (frecuencia-potencia).

El regulador isócrono, utilizado en generadores en operación aislada o en sistemas de potencia pequeños donde sólo una unidad o grupo ejerce la regulación automática de frecuencia. Se caracteriza porque la acción del regulador siempre mantiene la frecuencia a un valor constante, que generalmente es la nominal del sistema.

Por otro lado, en sistemas eléctricos grandes, donde existe gran número de unidades y grupos generadores, los reguladores isócronos no pueden ser usados, al menos que todos posean el mismo valor de referencia y la misma velocidad de respuesta, porque sino estarían batallando entre ellos para llevar la frecuencia a su valor de referencia. Es por ello, en Sistemas Interconectados, para un reparto estable de déficit o superávit de potencia entre las unidades generadoras en paralelo se usan reguladores de velocidad con características de que al caer la velocidad la carga generada por ellos aumente, o viceversa. A continuación, en la figura Fig. 1.2 se ilustra la característica mencionada.

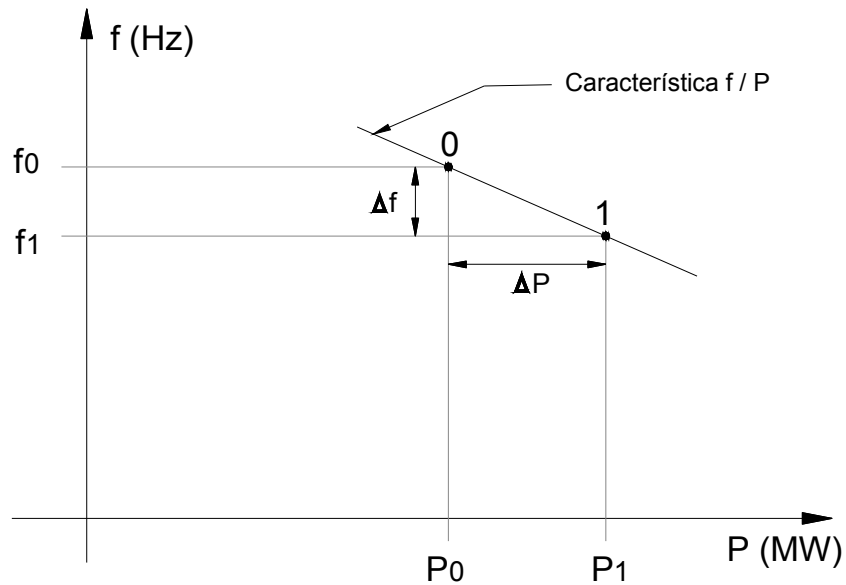


Fig. 1.2: Característica del Regulador de Velocidad para un incremento ΔP de la carga

donde:

- f_0 : frecuencia inicial
- f_1 : frecuencia final (post-evento)
- P_0 : generación inicial
- P_1 : generación final (post-evento)
- Δf : variación de la frecuencia ($f_1 - f_0$)
- ΔP : variación de carga ($\approx P_1 - P_0$)

De la figura Fig. 1.2, se tiene que para una disminución de la frecuencia (ya sea por un evento o variación de la demanda), habrá un incremento en la potencia generada de las unidades por actuación de los reguladores de velocidad según la característica frecuencia / Potencia que posean. Asumiendo un sistema rígido, donde la frecuencia en todas las barras de la red en un tiempo t es igual, entonces todas las unidades generadoras ante un evento deben pasar de una frecuencia f_0 a una frecuencia f_1 .

A partir de esta característica, se define el estatismo permanente (b_p) de los reguladores de velocidad.

$$b_p = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \quad (1.2)$$

donde:

- f_n : frecuencia nominal del SEIN (Hz)
- P_n : potencia nominal de la unidad (MW)

O en porcentaje:

$$bp(\%) = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \times 100\% \quad (1.3)$$

Entonces en un Sistema Interconectado, la Regulación Primaria de Frecuencia es compartida por todas las unidades generadoras con reguladores de velocidad con las características mencionadas anteriormente. Entonces ante un desequilibrio, el reparto de carga entre las unidades generadoras seguirán las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\Delta f}{f_n} = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^m P_n i / bp_i} \quad (1.4)$$

$$\frac{\Delta P_i}{P_n} = \frac{\Delta f}{f_n} \times bp_i \quad (1.5)$$

donde:

- i : unidad de índice "i", que va de 1 a "m".
- m : número de unidades en paralelo en la red.
- ΔP : variación de demanda en la red.

De la ecuación (1.4), obtenemos la variación de frecuencia producida por la variación de la demanda. Y reemplazando Δf en la ecuación (1.5) obtenemos cada variación de carga de las unidades generadoras.

La Regulación Primaria de Frecuencia se realiza entre los 3 y 30 segundos seguidos de ocurrida la variación de la demanda, manteniéndose por unos minutos hasta que la Regulación Secundaria de frecuencia empiece a actuar.

En el análisis de regulación de frecuencia es importante tener en cuenta la dependencia de la demanda con las variaciones de frecuencia, ya que da un amortiguamiento a las variaciones de frecuencia. En la figura Fig. 1.3 se muestra la corrección de la figura Fig. 1.2 por el efecto mencionado.

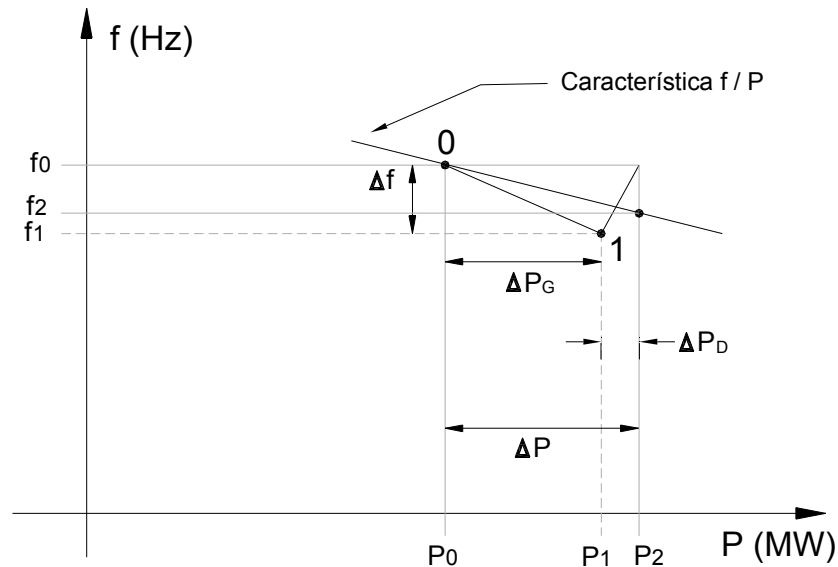


Fig. 1.3: Característica del Regulador de Velocidad para un incremento ΔP de la carga considerando el efecto amortiguante de la carga

donde:

- f_0 : frecuencia inicial
- f_1 : frecuencia final (post-evento)
- f_2 : frecuencia final si no se considera el efecto de la carga
- Δf : variación de la frecuencia ($f_1 - f_0$)
- P_0 : generación inicial
- P_1 : generación final (post-evento)
- P_2 : generación final si no se considera el efecto de la carga
- ΔP_G : generación incrementada por las unidades generadoras ante Δf
- ΔP_D : disminución de la carga ante Δf
- ΔP : variación de carga ($\approx P_1 - P_0$)

b) Regulación Secundaria de Frecuencia

La Regulación Secundaria de Frecuencia, es aquella regulación suplementaria a la Regulación Primaria de Frecuencia, que se realiza en forma centralizada en una o más unidades de una Central. Como se mencionó en la descripción de la Regulación Primaria de Frecuencia en Sistemas Interconectados, las unidades generadoras realizan reparto de carga ante variaciones de demanda, lo que conlleva a otro punto de frecuencia (error de frecuencia). Entonces es necesario corregir la frecuencia al valor nominal, esto se lleva a cabo con la Regulación Secundaria de Frecuencia. Esto se puede realizar en

forma manual o automática. En Sistemas de Potencia, donde la exigencia de mantener la frecuencia lo más cercano a la nominal, es preferible usar un control automático, esto es, el uso de Controles Automáticos de Generación (AGC). Un AGC es un sistema de control, que monitorea el error de frecuencia, para así variar el valor de referencia de carga de un conjunto de unidades generadoras, manteniendo el valor de frecuencia próximo o igual al valor nominal. La respuesta es más lenta a la realizada que la regulación primaria. Su respuesta está normalmente entre 30 segundos o los primeros minutos a 10 minutos.

c) Rechazo Automático de Carga

Ante escenarios donde exista déficit de generación considerable debido a una pérdida imprevista de generación, es necesario que el sistema de potencia posea una línea de defensa denominada Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), para evitar que el sistema de potencia opere a valores bajos de frecuencia o valores de desconexión de unidades generadoras por sus protecciones de mínima frecuencia. Las características de los ERACMF se detallan en el Capítulo 2.

d) Desconexión Automática de Generación por sobrefrecuencias

Los Esquemas de Desconexión Automática de Generación por sobrefrecuencia (EDAGSF), son Esquemas Especiales de Protección para evitar que los sistemas de potencia operen a valores altos de frecuencia. Se tiene que para eventos imprevistos que provoquen desbalances de generación – carga (superávit de generación), donde la respuesta natural del Sistema y la Regulación Primaria de Frecuencia no sea suficiente en los primeros segundos de ocurrido el evento para llevar la frecuencia del Sistema a valores normales de operación, la necesidad de implementar un EDAGSF, y así evitar que otras unidades de generación desconecten por sus protecciones de sobrefrecuencia.

1.2 Rangos normales de variación de frecuencia

Para la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, es necesario establecer rangos normales de frecuencia en la que se debe operar el sistema, teniendo en cuenta los criterios de seguridad, técnicos y calidad.

Los generadores, turbinas y transformadores de potencia son diseñados para operar óptimamente al valor de frecuencia nominal de la red, pero éstos a la vez son diseñados para tolerar ciertas variaciones de frecuencia sin que se produzca daños severos en sus

estructuras internas, ya que en la operación real se sistemas de potencia se tiene esta condición.

En los sistemas de potencia, ante escenarios que se produzcan variaciones de frecuencia considerables, se tienen dos situaciones que se deben evitar:

- Que no se produzca un apagón general, debido a desconexiones de unidades generadoras por actuación de sus protecciones de subfrecuencia o sobrefrecuencia,
- No exponer a los equipos del sistema de potencia a grandes y prolongadas variaciones de frecuencia que afecten su vida útil y buen funcionamiento.

Se debe entender que las protecciones de frecuencia de los equipos sólo se activan en casos extremos con el fin de evitar un daño irreversible a éstos.

Entonces para determinar rangos normales de frecuencia, se deben considerar las restricciones técnicas de los equipos del sistema de potencia para operar a variaciones de frecuencia. Los equipos que presentan mayor restricción son las centrales generadoras.

Entonces debe haber una coordinación en el ajuste de las protecciones de subfrecuencia y sobrefrecuencia de las centrales generadoras, para evitar daños a sus equipos y a la vez evitar un colapso del sistema de potencia. Entonces se describe a continuación las restricciones que tienen las centrales generadoras para operar a desviaciones de frecuencia.

Los equipos que más se perjudican por las variaciones de frecuencia son las turbinas de vapor. En la norma IEEE Std C37.106™-2003 "*IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*" [11], a la cual hacen referencia varios textos, se presenta la figura Fig. 1.4, indicado como la turbina de vapor más restrictiva en la operación a variaciones de frecuencia.

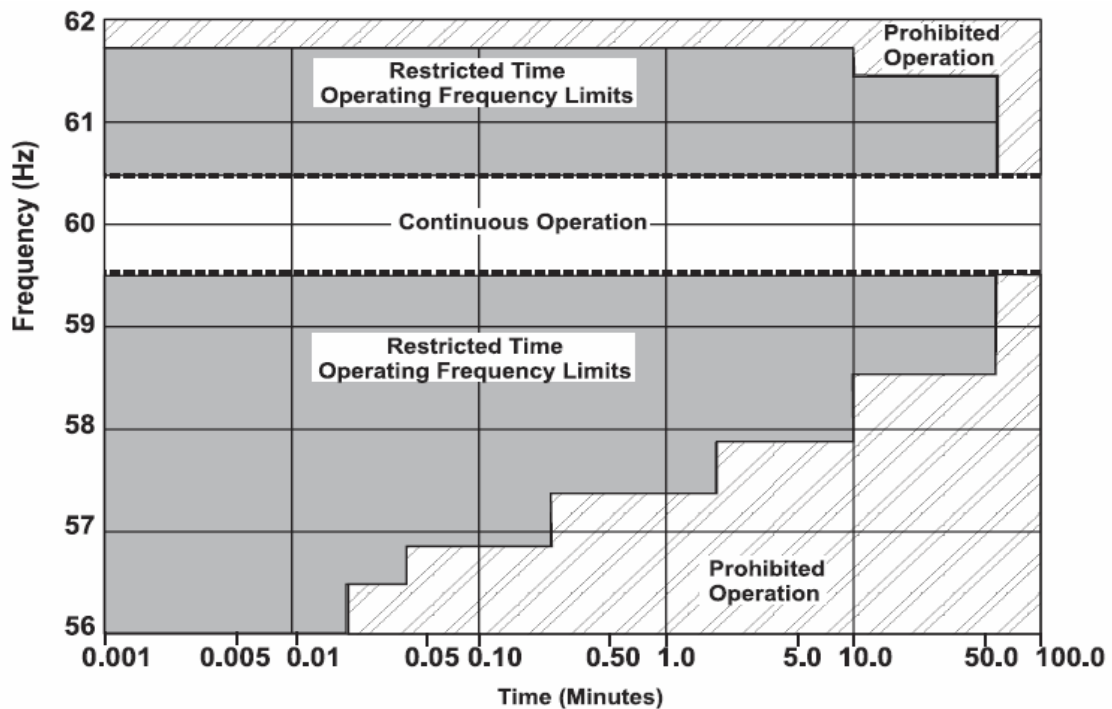


Fig. 1.4: Soportabilidad de exposición a desviaciones de frecuencia de las turbinas a vapor

La figura Fig. 1.4, muestra una banda en blanco donde se permite la operación de las turbinas de vapor sin restricción alguna. La parte sombreada muestra bandas con un tiempo máximo en la que puede operar la turbina para diferentes rangos de desviación de frecuencia, cuyo deterioro a la vida útil es proporcional del tiempo que permanece en el rango de desviación de frecuencia al tiempo máximo mostrado en la figura, además el deterioro es acumulativo. Y las áreas achuradas, corresponde a la banda de operación prohibida de la turbina, en la cual si se operara en esos valores de frecuencia se estaría consumiendo la vida útil de la turbina.

Asimismo el COES-SINAC, operador y administrador del Sistema Eléctrico Peruano, ha dispuesto para la operación del SEIN límites de exposición a desviaciones de frecuencia [13], cuyos resultados se muestran en la TABLA N° 1.1; los cuales son utilizados para el diseño de un ERACMF y EDAGSF como criterios técnicos.

Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo máximo de exposición (minutos)
59,4 – 60,6	Operación continua
58,5 – 61,5	30
58,2 – 61,7	10
58,0 – 62,0	4
57,7 – 62,2	2
57,4 – 62,6	0,5

TABLA N° 1.1: Límites de exposición a la variación de frecuencia para el SEIN

1.2.1 Impacto en los equipos de un Sistema de Potencia

Las desviaciones de frecuencia tienen perjuicio en la operación de los equipos, por lo que como complemento a lo mencionado en este capítulo, se menciona el impacto que se tiene en los equipos de un sistema de potencia.

a) Generadores eléctricos

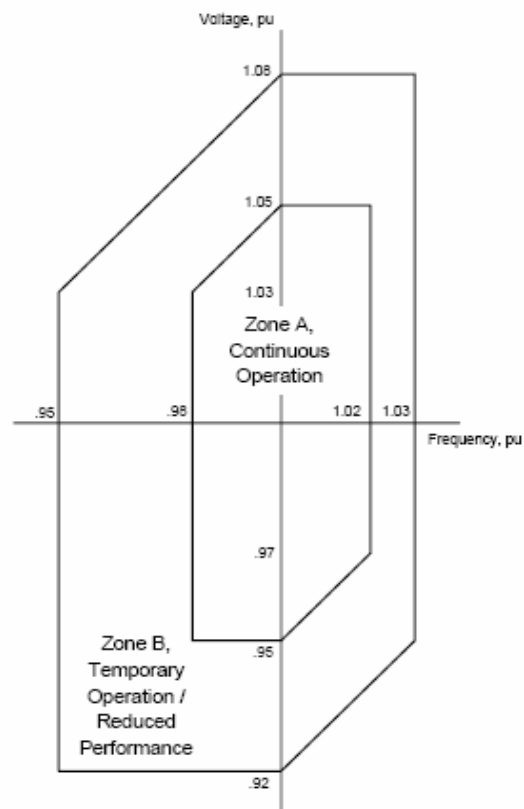
La operación de generadores eléctricos a desviaciones de frecuencia presenta las siguientes consideraciones [14]:

- Envejecimiento acelerado de los componentes mecánicos, que se da en situaciones de subfrecuencias y sobrefrecuencias.
- Calentamiento excesivo, que principalmente se tiene en cuenta a bajas frecuencias.

En la operación a subfrecuencias y sobrefrecuencias, se pueden excitar resonancias mecánicas, especialmente resonancias torsionales en el armónico 2 coincidentes con los altos niveles de secuencia negativa del sistema de transmisión local. Esto crea una componente de torque contrario de valor alto en el eje del generador a una frecuencia de 120 Hz, el cual podría estar cercano a una frecuencia natural del generador, lo cual provocaría daños a la parte mecánica de éste. Aunque escenarios de este tipo son poco probables, los propietarios de las centrales deben evaluar si sus unidades generadoras operan en la condición descrita u otra que conlleve a la excitación de torques de frecuencias armónicas de operación cercana a una frecuencia natural. La operación en esta situación conllevaría a daños acumulativos y destructivos.

Por otra parte, operación a subfrecuencias, produce sobrecalentamiento, debido a la deficiencia de ventilación por rotar a baja velocidad. Además, esto conlleva a una disminución de la eficiencia y a una reducción en la potencia generada. Es por ello, para que a una frecuencia baja, el comportamiento de la generación no perjudique más al sistema con el déficit de generación, los fabricantes deben diseñar sus generadores a operar continuamente entre ciertos rangos de tensión y frecuencia, sin que eso perjudique sus equipos.

La norma IEC 60034-3:1996 recomienda que en un rango de desviación de $\pm 5\%$ de tensión y $\pm 2\%$ de frecuencia [15], los generadores deben entregar continuamente su potencia activa nominal a factor de potencia nominal, tal como se muestra en la figura Fig. 1.5, "Operación de fuera de rango de Tensión y Frecuencia". Cabe mencionar que los fabricantes pueden ser más exigentes en sus rangos, siendo lo establecido en la norma lo mínimo que estos cumplen.



IEC 34-1 Voltage-Frequency Limits for Industrial Generators

Fig. 1.5: Límites para tensión-frecuencia en Generadores Industriales (IEC 34-1).

En la figura Fig. 1.5 se dan dos zonas, “A” que es la zona donde no debe variar la generación entregada por el generador eléctrico, y la zona “B” donde el generador debe mantener su generación por cierto tiempo. Las zonas fuera de las zonas descritas no son permitidas.

Otra preocupación en la operación a subfrecuencias, más que en operación a sobrefrecuencias, es el exceder el límite de sobreexcitación, dado por la relación Vol/Hz. Sobreexcitación produce daños térmicos a la parte del fierro del generador debido al excesivo flujo en los circuitos magnéticos. Esto produce altas corrientes de Eddy y pérdidas de histéresis en el hierro y materiales conductores adyacentes, que producen altas temperaturas que podrían dañar el aislamiento.

La norma ANSI C50.13-1989, da un valor límite de sobreexcitación para generadores, 1,05 p.u medido en la barra de generación, el cual puede servir de referencia para implementar sus protecciones de sobreexcitación. Aunque los fabricantes deben dar sus curvas de límites de sobreexcitación. La figura Fig. 1.6 muestra una curva de límite de sobreexcitación [16].

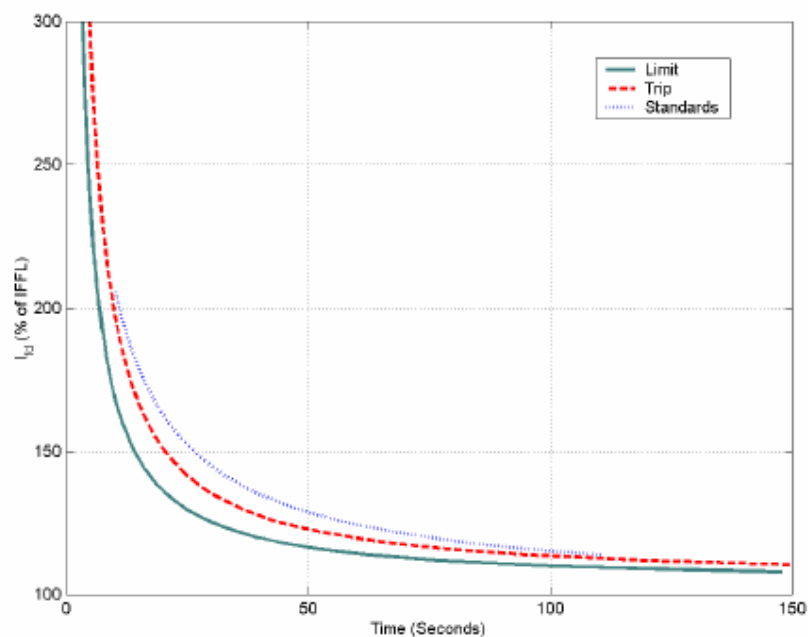


Fig. 1.6: Capacidad de sobreexcitación y Límites de Sobreexcitación

Donde se muestra una curva de límite operativo (curva inferior), una curva en la que se debe disparar la unidad generadora (curva central) y el límite estándar (curva superior)

b) Transformadores de potencia

La principal preocupación de daño a transformadores de potencia por operar a desviaciones de frecuencia, al igual que en generadores, por tener parte magnética, es el de sobrepasar el límite de sobreexcitación. La norma IEEE Std C57.12.00-2000, recomienda un límite de 1,05 p.u. a potencia nominal del lado de secundario a un factor de potencia de 0,80 o mayores, y a frecuencias mayores al 95 % de la nominal; ó 1,10 p.u. en el lado primario pero sin carga.

c) Turbinas

El elemento que más se perjudica cuando se opera a desviaciones de frecuencia es la turbina de las unidades generadoras, siendo los álabes los de mayor preocupación, ya que éstos están siempre sometidos a grandes esfuerzos. Se tiene conocimiento que las turbinas tienen frecuencias resonantes donde los esfuerzos que sufren se aseveran, pudiendo llegar a ser 300 veces más respecto al esfuerzo a operación normal. Siendo el daño acumulable e irreversible.

Es por ello, los fabricantes de turbinas diseñan sus turbinas tal que las frecuencias resonantes se encuentren alejadas de la frecuencia nominal (60 ó 50 Hz) y de sus múltiplos [17]. En la figura Fig. 1.7 se muestra el diseño de una turbina, utilizando el Diagrama de Campbell que muestra los márgenes de frecuencia de excitaciones de distorsión, fundamentales, escalonadas y de flujo.

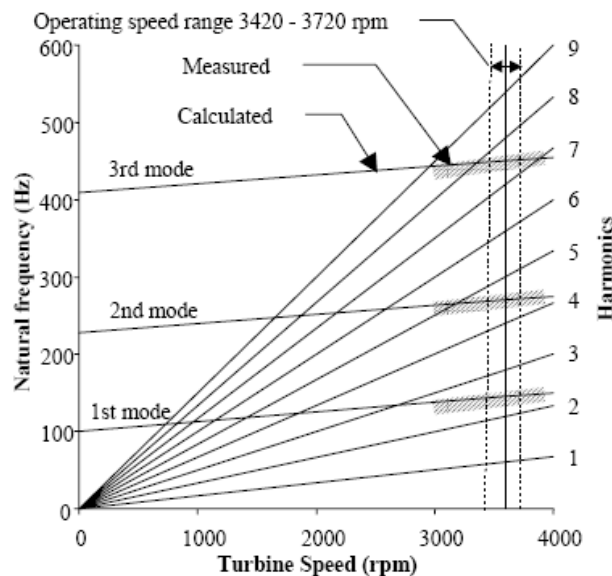


Fig. 1.7: Diagrama Típico de Campbell de la sintonización de un álabe

En la figura Fig. 1.7 se puede apreciar que los álabes operando a frecuencia nominal no se interceptan con los modos de frecuencias resonantes que se puedan presentar, tanto para la frecuencia nominal como sus múltiplos. Pero cabe precisar, que operaciones fuera de la frecuencia nominal podría llevar a coincidir con frecuencias resonantes.

Las turbinas de vapor y de gas son las más restrictivas a operar a rangos fuera de la frecuencia nominal, ya que los fabricantes han determinado que resulta económicamente impráctico diseñar turbinas con suficiente dureza para enfrentar todas las frecuencias de resonancias mecánicas que se puedan excitar. Es por ello, que la exposición a desviaciones de frecuencia de estas turbinas es limitada a máximos de tiempo, lo cual es presentado por los fabricantes, ya que depende del diseño de sus álabes. En la figura Fig. 1.8 se muestra un diagrama con los límites típicos de una turbina a vapor a desviaciones de frecuencia [18].

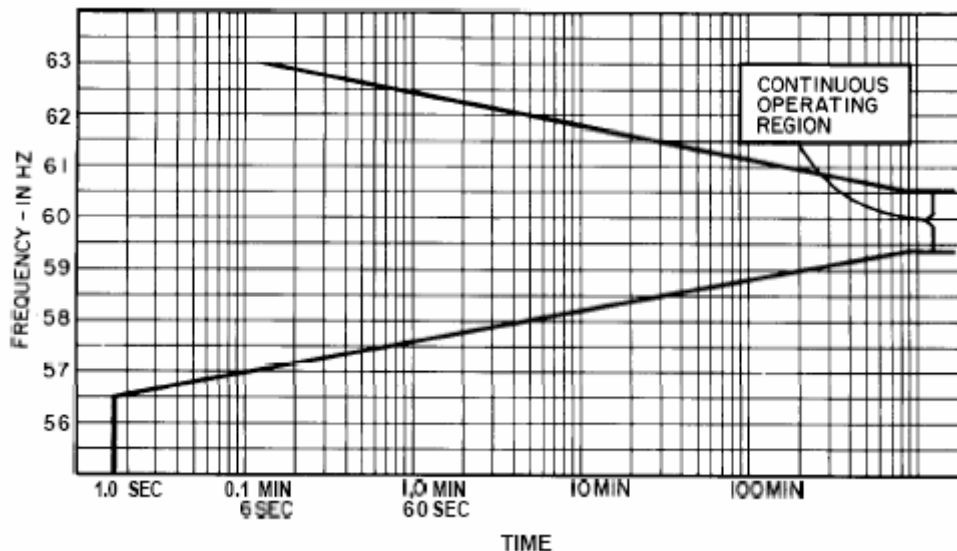


Fig. 1.8: Límites típicos de una turbina a vapor a desviaciones de frecuencia

Para turbinas de combustión, si se intentara mantener una generación a potencia efectiva antes condiciones de baja frecuencia se podría perder flujo de aire. Esta pérdida puede causar un eventual disparo de la unidad por sobretemperatura de los álabes. Estas unidades son equipadas con un sistema de control que descarga automáticamente la unidad reduciendo el flujo de combustible de acuerdo a como disminuya la velocidad. Este control tiene el efecto total de proteger los álabes de la turbina contra daños y al generador contra sobrecalentamiento durante la operación a baja frecuencia de la unidad. En general, estas unidades tienen una mayor capacidad para la operación a baja frecuencia que las unidades a vapor, particularmente si el sistema de control incluye una

característica de reducción de carga. La operación continua está en el rango de 56 – 60 Hz, siendo los álabes de la turbina el factor limitante.

Instalaciones de generación de Ciclo Combinado, la cual es una combinación de una turbina de combustión y una unidad de turbina de vapor, las limitaciones de baja frecuencia son las descritas en la sección asociada con cada tipo de unidad.

Centrales hidráulicas no tienen mayores problemas a operar a baja frecuencia, siendo sus tolerancias más amplias que las demás turbinas descritas.

d) Servicios Auxiliares de centrales generadoras

En centrales de turbinas de vapor, debido a la gran demanda que se tiene en los servicios auxiliares, y por sus características, se debe tener presente la capacidad con que cuenta los servicios auxiliares a operar a desviaciones de frecuencia, especialmente a subfrecuencias, el cual depende del margen en la capacidad de los impulsores de motor auxiliares y de las cargas impulsadas por las flechas. Los equipos con más limitaciones a operar a desviaciones de frecuencia generalmente son las bombas de agua de alimentación del caldero, bombas de agua de circulación y las bombas de condensado, ya que su reducción de velocidad contribuye a una pérdida considerable en la capacidad de la central. La pérdida de capacidad varía para cada central. De pruebas y experiencias se tienen que la capacidad de una central empieza a decrecer a partir de 57.0 Hz, y operación entre 53 y 55 Hz son críticas para la operación de la central.

Otro equipo de servicios auxiliares que es afectado es la bomba de alimentación de agua en centrales de ciclo combinado. Pero en otros tipos de centrales, operación de sus servicios auxiliares a desviaciones de frecuencia no tienen mucha influencia en la central, ya que por ser otros tipos de equipos, sus capacidades de operar a desviaciones de frecuencia tienen mayor margen.

En general para que en una central la operación de sus servicios a auxiliares a desviaciones de frecuencia (subfrecuencias) no afecte la capacidad de la central, es necesario que no opere a frecuencias menores a 57,0 Hz.

1.3 Normativa

Las Normativas que tratan sobre el ERACMF y de valores de frecuencia permitidos son la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

(NTCSE) [19] respectivamente. Lo dispuesto en estas normas deben ser cumplidas en la elaboración de un ERACMF para el SEIN cada año.

1.3.1 Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI)

De acuerdo a lo dispuesto en la NTCOTRSI del SEIN, el COES-SINAC debe elaborar el estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga y reconexión automática de carga para prever situaciones de inestabilidad cada año, cuyos esquemas son de cumplimiento obligatorio para los integrantes del SEIN. Esta norma establece los siguientes criterios mínimos para la elaboración del estudio, los cuales se mencionan a continuación:

- a) Mantener la integridad del SEIN;
- b) Niveles máximo y mínimo de frecuencia requeridos para mantener la integridad de los equipos, la estabilidad del SEIN y un mínimo de carga por rechazar;
- c) Valores máximos y mínimos de tensión;
- d) Considerar iguales porcentajes de carga (criterio de equidad) para todos los Integrantes de distribución y clientes libres, en la participación de los esquemas de rechazo o reconexión automática de carga definidos por el COES-SINAC;
- e) Número de etapas de desconexión o reconexión automática de carga definidos el COES-SINAC; y
- f) Considerar la ubicación geográfica y los conceptos de exportación/importación en la segmentación del Sistema en Áreas Operativas.

Estableciendo además que la máxima cantidad de carga a ser rechazada por el ERACMF es de 60% de la demanda del SEIN.

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

La NTCSE establece ciertas tolerancias de indicadores de calidad de energía eléctrica respecto al parámetro de frecuencia.

Los indicadores de frecuencia son los siguientes:

- a) Variaciones Sostenidas de Frecuencia (Δf_k); que es el indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración. Es la diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la

Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del SEIN. Este indicador está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema.

$$\Delta f_k = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (1.6)$$

Este indicador tiene una tolerancia de +/- 0,36 Hz

- b) Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF); que se controlan por intervalos de un minuto.

$$VSF = \sqrt{(1/1\text{min}) \int_0^{1\text{min}} f_{(t)}^2 \cdot dt - f_N} \quad (1.7)$$

donde:

$f_{(t)}$: frecuencia en "t"

Con una tolerancia de +/- 1,0 Hz

- c) Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF); que mide la desviación de la frecuencia en ciclos que sufrió la frecuencia durante un día respecto a la frecuencia nominal.

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24h} [f_{(t)} - f_N] \cdot dt \quad (1.8)$$

donde:

IVDF : en ciclos

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la ecuación (2.8), para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

Con una tolerancia de +/- 12.0 ciclos

La energía se considera de mala calidad cuando se transgrede la tolerancia en un mes de las Variaciones Sostenidas de Frecuencia por 28 veces, o de las VSF en más de una vez, o cuando se transgrede el IVDF.

Cuando la energía es de mala calidad se multa económicamente a los suministradores de energía. Pero, de acuerdo a la experiencia en la operación del SEIN, estos casos son poco frecuentes, ya que las tolerancias establecidas por la Normativa para el SEIN se consideran blandas. Sólo se ha visto caso de transgresiones a la calidad de producto en lo concerniente a la frecuencia en pequeños sistemas aislados.

De los indicadores mencionados, el que se debe prestar atención para los fines de este trabajo es el indicador de VSF, el cual se puede transgredir en un evento. Por lo que este indicador se debe tener en cuenta en el diseño de un ERACMF.

CAPITULO II

ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA

Antes de entrar a tratar el tema de ERACMF, se explica el fenómeno de estabilidad de frecuencia.

2.1 Estabilidad de Frecuencia

Es la habilidad de un sistema de potencia para mantener frecuencias estacionarias luego de severos eventos que provocan desbalances entre la generación y la demanda del sistema de potencia. La inestabilidad se presenta con oscilaciones sostenidas de la frecuencia que provocan la desconexión de unidades de generación y/o cargas, y la formación de sistemas aislados.

En el capítulo 1.1.1 se mencionó las características de la regulación de frecuencia, la cual es parte de las propiedades que se vale un sistema de potencia para la estabilidad de la frecuencia ante un déficit de potencia.

Dependiendo de la severidad del evento, debido al tiempo de respuesta de la regulación de frecuencia será necesario proveer al sistema de potencia de un esquema especial de protección (EEP), cuya actuación se desarrolle en los primeros instantes del disturbio, para la recuperación de la frecuencia en forma rápida, evitando operar a valores bajos de frecuencias que puedan comprometer la estabilidad del sistema de potencia.

El fenómeno transitorio de frecuencia se puede explicar mediante la ecuación dinámica para una máquina equivalente conectada a una barra infinita [20], que se detalla en la ecuación (2.1).

$$H \cdot \frac{dw}{dt} = P_G \cdot (2w_n - w) \frac{w}{w_n^2} - D_{(w)} \cdot P_L \quad (2.1)$$

donde:

- H : inercia total (Kg/m²) del sistema (generadores-turbinas y motores)
- w : frecuencia angular en rad/s
- w_n : frecuencia angular nominal en rad/s
- P_G : desconexión de generación en MW
- P_L : demanda en MW
- D_(w) : coeficiente de amortiguamiento de la carga

El efecto de los reguladores de velocidad es dejado de lado, ya que su efecto en los primeros segundos es prácticamente nulo.

Entonces, ante una pérdida de generación en el sistema se presenta un desbalance en el primer término del lado derecho de la ecuación (2.1), que se traduce en la variación de las velocidades de las masas rotantes (w) y provoca el incremento de la energía cinética de las masas rotantes conectadas al sistema. El término $D_{(w)} \cdot P_L$ del lado derecho de la ecuación (2.1) representa la componente amortiguante de la carga ante las variaciones de la frecuencia. Es decir, cuando la frecuencia cae la carga disminuye y cuando la frecuencia aumenta la carga se incrementa.

En el caso de que P_G sea grande, la frecuencia puede seguir disminuyendo y como no ha transcurrido el tiempo necesario para que la regulación primaria de la frecuencia sea efectiva o suficiente, se corre el riesgo que la frecuencia alcance los valores de actuación de las protecciones de baja frecuencia de las unidades generación, con lo cual continuaría la caída de la frecuencia (por el mayor desbalance de potencia), exponiendo al sistema de potencia a probables inestabilidades.

Para evitar el colapso del sistema por frecuencia, es necesario tomar una acción para detener la caída de frecuencia y de ser necesario revertirla. Existen dos formas de amortiguar o cambiar la caída de frecuencia de acuerdo a la ecuación (2.1); aumentando la potencia generada de las unidades de generación o disminuyendo la demanda. Debido a la naturaleza del problema se descarta la opción de aumentar la potencia de generación, entonces la solución a este problema es disminuir la demanda mediante una desconexión automática de carga, para que la respuesta sea rápida.

Así también, de la ecuación (2.1), el valor de w es directamente proporcional al valor de frecuencia. Entonces de la ecuación (2.1) podemos deducir que la caída de frecuencia depende de:

- El valor de H , constante de inercia total del SEIN.
- El valor de P_G , desconexión de generación.
- El valor de $D_{(w)}$, que representa la dependencia de la carga con la frecuencia.

Para el caso en que un evento no sea tan severo, el efecto de la regulación primaria de frecuencia será importante.

En las figuras Fig. 2.1 y Fig. 2.2 se muestran los efectos del valor de P_G y H en la pendiente y caída de la frecuencia.

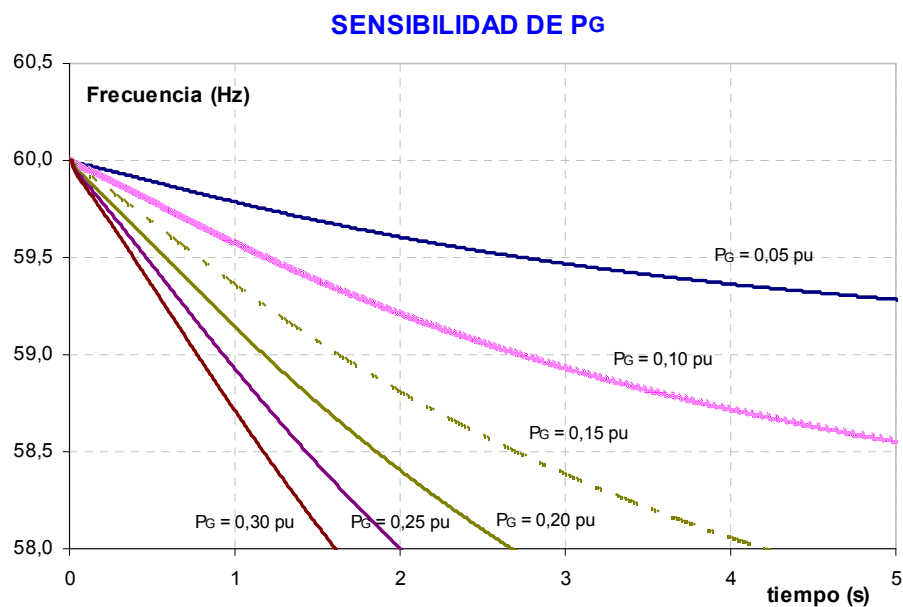


Fig. 2.1: Sensibilidad de P_G en la caída y pendiente de la frecuencia

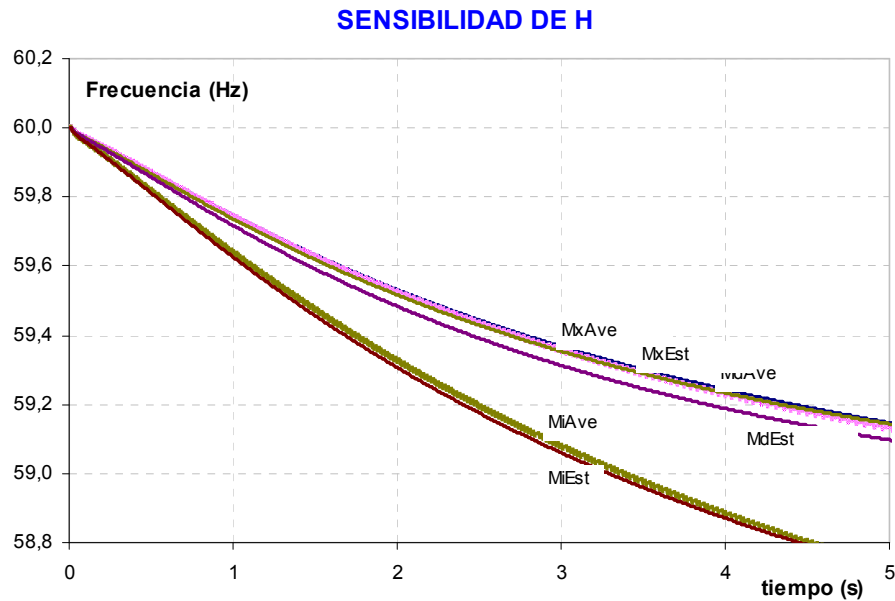


Fig. 2.2: Sensibilidad de H en la caída y pendiente de la frecuencia

Donde:

MxAve : escenario de Máxima demanda en Avenida

MdAve : escenario de Media demanda en Avenida

MiAve : escenario de Mínima demanda en Avenida

MxEst : escenario de Máxima demanda en Estiaje

MdEst : escenario de Media demanda en Estiaje

MiEst : escenario de Mínima demanda en Estiaje

2.2 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF)

Se entiende la definición de un ERACMF, como un método común y efectivo para controlar la frecuencia de un sistema de potencia dentro de sus límites y mantener la estabilidad del Sistema ante situaciones críticas [21]. Los casos de pérdida de la estabilidad por frecuencia se han presentado por desconexiones de unidades de generación, ya que éstas como se explicó en el capítulo 1.2.1 no pueden tolerar ciertos rangos de desviaciones de frecuencia, por lo que son provistas de protecciones de baja frecuencia. Este es un problema común que ocurre en sistemas eléctricos de potencia radiales, similares al SEIN. Por lo expuesto, debe haber un adecuado coordinamiento entre las protecciones de baja frecuencia de las unidades de generación y un ERACMF.

2.2.1 Objetivo

El objetivo de un ERACMF es asegurar la estabilidad de la frecuencia ante grandes desbalances de generación, para así evitar un apagón total en un sistema de potencia manteniendo la frecuencia del sistema en valores normales de operación. Asimismo, salvaguardar la vida útil de los equipos del sistema de potencia evitando que éstos se expongan a prolongadas desviaciones de frecuencia.

2.2.2 Tipos

Entre las técnicas comunes utilizadas para implementar un ERACMF, se puede mencionar [22]:

- a) ERACMF con interruptor enclavado, cuya operación se produce al recibir una señal de pérdida de una interconexión o de desconexión de una central o unidad de generación. Tiene como inconveniente de que sólo cuenta con un estado de rechazo de carga, por lo que la cantidad rechazada no es la óptima, además de depender de un sistema de comunicaciones. Este tipo de esquema puede ser usado donde la velocidad de actuación es necesaria para evitar que un sistema o área colapse.

Este tipo de esquema puede ser adecuado y utilizado para el beneficio del SEIN, para casos donde se forme un pequeño sistema aislado por desconexión fortuita de su enlace con el SEIN, y como consecuencia de esto el colapso del pequeño sistema sea inminente, debido a que se necesita una acción inmediata.

- b) ERACMF con relés de mínima frecuencia (81), de uso común y general en sistemas de potencia tanto pequeños como de gran tamaño. Su operación se produce cuando la frecuencia está por debajo de cierto valor (umbral) durante cierto tiempo (temporización). En este tipo de protección la magnitud de carga a rechazar podría ser insuficiente o excesiva. Además estos esquemas son de respuesta lenta ya que tienen que alcanzar los umbrales de arranque y luego de una temporización recién disparar.
- c) ERACMF centralizado mediante un Controlador Lógico Programable (PLC), dotado de cierta inteligencia para realizar cálculos rápidos para estimar la severidad del evento y ejecutar el disparo de ciertos alimentadores. Se caracteriza por ser rápido y más exacto en la cantidad de carga a rechazar. Sin embargo, sus desventajas radican en su dependencia de un sistema de comunicaciones. Entre la información necesaria para lograr un efectivo esquema de este tipo se puede mencionar.

- i) Condiciones Operativas pre-evento:
 - Demanda total del sistema de potencia.
 - Flujos de potencia por los enlaces de transmisión.
 - Generación y reserva de cada unidad generadora.
 - Características de control de cada unidad generadora y de las principales máquinas rotativas.
 - Configuración del sistema de potencia.
 - Demandas de las cargas que pueden ser rechazadas.

- ii) Condiciones operativas post-evento:
 - Nueva demanda del sistema de potencia.
 - Unidades generadoras en servicio y su reserva.
 - Tiempo de demora en actuación de la reserva de las unidades generadoras.
 - Nueva configuración del sistema de potencia.
 - Estado de cada una de las cargas que pueden ser rechazadas.

- iii) Naturaleza y duración del evento:
 - Falla eléctrica y/o mecánica.
 - Pérdida parcial o completa de los enlaces de transmisión.
 - Generación perdida.
 - Impacto de adicción de carga.
 - Localización y duración del evento (éxito del despeje de la falla, señalizaciones del disparo de las protecciones, etc).
 - Posibles eventos consecuentes del primer evento.

- iv) Respuesta transitoria del SEP ante el evento:
 - Respuesta de la frecuencia del sistema de potencia (caída, derivada, frecuencia final).
 - Respuesta de las tensiones del sistema de potencia.
 - Estabilidad del ángulo de rotor de las unidades en línea luego del evento.
 - Operación de los sistemas de protección.

Parte de la información enumerada son datos provenientes de los enlaces de comunicación y la otra parte de cálculos del Sistema Inteligente. Para una respuesta óptima, eficaz y rápida es necesario que la información este disponible en línea al 100%, con cero tolerancia a falta de comunicación o datos de mala calidad. Actualmente el SEIN no posee señales 100% confiables, debido a su extensión, y a

las diferentes condiciones climatológicas o geográficas a la que está expuesto, los cuales pueden afectar la calidad del dato o del envío.

Es por ello, que el tipo de ERACMF mencionado, centralizado mediante un PLC, en la actualidad no es confiable su aplicación en el SEIN.

- d) ERACMF con relés de derivada de frecuencia, utilizados en sistemas de potencia pequeños donde se necesite una pronta respuesta para evitar grandes caídas de la frecuencia. Este tipo de esquema es utilizado en conjunto con ERACMF con relés de mínima frecuencia, con el objeto de darle mayor velocidad de rechazo de carga a este tipo de esquema en situaciones severas de déficit de generación.

El principio de funcionamiento de los ERACMF con relés de derivada de frecuencia se basa en el valor de la derivada de frecuencia, el cual da en forma directa la magnitud de déficit de generación. Entonces a partir de un umbral de frecuencia, mayor al umbral de inicio de rechazos de carga por mínima frecuencia, se empieza a medir el valor de la derivada de frecuencia, y si este valor es mayor a un valor determinado por un periodo de tiempo se dará el rechazo de carga.

De acuerdo a lo descrito y lo dispuesto en la NTCOTRSI, el ERACMF más conveniente para el SEIN es un ERACMF por umbral de frecuencia (81) y derivada de frecuencia, el cual es analizado con detalle posteriormente en este trabajo.

2.2.3 Características

De acuerdo al tipo de ERACMF seleccionado, de umbral de frecuencia y derivada de frecuencia, se tienen las siguientes características:

- a) Se cuenta con varios escalones de etapas de rechazo, con el fin de rechazar un mínimo porcentaje de carga dependiendo de la severidad del evento.
- b) Se tiene un umbral de inicio de frecuencia para el ERACMF por umbral de frecuencia, con una temporización. Las demás etapas se encuentran escalonadas con un paso entre ellas, con igual temporización.
- c) El ERACMF por derivada de frecuencia tiene un umbral común para todas las etapas, siendo coordinadas las demás etapas por el valor de la derivada de frecuencia.

En la TABLA N° 2.1 se muestra la especificación del ERACMF de la parte central del sistema de potencia argentino [23], en la cual se puede ver las especificaciones de una ERACMF tanto por umbral de frecuencia como de derivada de frecuencia. Se resalta que el sistema argentino es similar al sistema peruano.

Escalón	Umbral de Frecuencia (Hz)	t (s)	Derivada df/dt (Hz/s)	t df/dt (s)	Porcentaje a cortar (%)
1	49,0	0,15	- 0,8	0,14	3,0
2	48,9	0,15	- 0,8	0,14	4,0
3	48,8	0,15	- 0,8	0,14	6,0
4	48,7	0,15	- 0,8	0,14	6,5
5	48,6	0,15	- 0,9	0,14	9,0
6	48,5	0,15	--	--	10,0
7	48,4	5,00	--	--	3,5

TABLA N° 2.1: ERACMF del área Centro del SEP de Argentina - CAMMESA

2.3 Criterios de diseño

Teniendo en cuenta lo establecido para los ERACMF en la NTCOTRSI y la experiencia internacional, la optimización del diseño en forma general de un ERACMF debe seguir los siguientes criterios:

- i) Se debe diseñar el esquema para rechazar la menor cantidad de carga.
- ii) La respuesta debe ser eficaz y rápida.
- iii) Debe ser distribuida uniformemente y con los mismos ajustes, para evitar que en un área se rechace más carga que la requerida, trayendo consigo sobrecargas en los enlaces de interconexión.
- iv) La frecuencia mínima y máxima objetivo deberá estar en el rango de operación continua de las unidades de generación (59,5 Hz a 60,5 Hz). Tampoco el rechazo automático de carga deberá originar la desconexión de generación por sobrefrecuencia.
- v) El mínimo valor al que llegue la frecuencia ante un disturbio deberá estar alejado de los umbrales de desconexión de las unidades de generación por mínima frecuencia.
- vi) Con la desconexión de carga no se debe producir inestabilidad en el SEP.
- vii) Tener en cuenta las protecciones ordinarias y especiales con la que cuenta el SEP.
- viii) De ser necesario, implementar rechazo de banco de capacitores en conjunto con el ERACMF para el control de sobretensiones.

En un SEP, de acuerdo a los perjuicios económicos, de imagen, siempre se evita la interrupción de suministro de energía eléctrica, por lo que un ERACMF debe ser siempre diseñado para rechazar la mínima carga necesaria. Por ello que en el diseño de un ERAMCF se debe evitar llegar a valores de sobrefrecuencia luego de la actuación de ésta.

El rechazo de un ERACMF debe ser distribuido con los mismos ajustes de umbral de arranque, temporización y porcentaje de rechazo de carga en todas las áreas del SEP. Si se tuviera un escenario donde un enlace de interconexión esté operando cerca de su límite de operación, la desconexión de generación en el área importadora produciría que el flujo por esa línea se incremente transgrediendo su límite de operación. El rechazo de carga en todo el SEP donde se tiene el principio de ser uniformemente distribuido contribuirá a que el flujo por la línea disminuya. Si sólo se rechazara carga en el área exportadora, el flujo por la línea se mantendría con el flujo anterior más la pérdida de generación, exponiendo al SEP a una operación insegura.

Debido a la naturaleza del fenómeno, en la que se debe evitar que la frecuencia llegue a valores de disparo de unidades generadoras, un ERACMF debe ser eficaz y rápido, manteniendo la frecuencia en valores donde no se perjudique la vida útil de los equipos del SEIN.

Además con la actuación de un ERACMF no se debe excitar inestabilidades en el SEP, por lo que como efecto de un ERACMF no se debe incrementar el flujo por los enlaces de transmisión que cuenten con un límite de operación por temas de estabilidad, no debe producir sobretensiones incontrolables, y no debe activar la actuación de protecciones del SEP innecesariamente que atenten con la seguridad.

2.3.1 Criterios para los relés de umbral de frecuencia

Un esquema de rechazo de carga por umbral de frecuencia, se caracteriza por el umbral del primer escalón (inicio de los rechazos de carga), el número de etapas, la cantidad de carga a ser rechazada, el paso entre etapas y las temporizaciones.

a) Primer Umbral de Rechazo

El primer escalón de rechazo de carga no debe encontrarse cercano a la frecuencia nominal, con la finalidad de permitir que el sistema desarrolle su respuesta natural. El diseño del primer escalón debe cumplir requisitos técnicos y normativos. Es por ello que para el SEIN se seleccionó el valor de 59,0 Hz como primer umbral, para no atentar contra las variaciones súbitas de frecuencia (VSF) y permitir al sistema otorgar su respuesta natural de regulación de frecuencia. Además, 59,0 Hz es un valor mayor en más de 2,0 Hz respecto a los umbrales de disparo de las protecciones de baja frecuencia de las unidades de generación.

b) Coordinamiento y Número de Etapas

El número de etapas influye en el criterio de la mínima carga a rechazar, evitando rechazos excesivos. Con más etapas, será menor el rechazo de carga requerido. El coordinamiento entre etapas se da mediante diferentes valores de umbral de frecuencia para las diferentes etapas. El paso entre etapas es fijo, 59,0 Hz para la primera etapa, 58,9 Hz para la segunda etapa, 58,8 Hz para la tercer etapa y así sucesivamente. El valor de paso de 0,1 Hz es muy usual en los sistemas de potencia del mundo, por lo que se puede decir que es un valor estándar. Este valor permite, que en conjunto con la temporización se tenga un coordinamiento en donde no se vea comprometida la actuación de una etapa más que resulte innecesaria.

Por otro lado, respecto al número de etapas, a mayor número el costo y dificultad de implementación es más alto. Se requeriría mayor número de relés y realizar el reparto de porcentaje de rechazo de carga se vuelve más tedioso. En la actualidad el SEIN posee un ERACMF de siete (7) etapas.

c) Temporización

Se utiliza igual temporización para todas las etapas, con el fin de permitir que el efecto causado por el rechazo de cada etapa en la dinámica del sistema se efectivice antes de que actúe la siguiente etapa. Además se usa para evitar que las oscilaciones que se puedan ocasionar, activen la siguiente etapa innecesariamente. De acuerdo a la dinámica del SEIN se ha seleccionado una temporización de 150 ms, con lo cual se cumple con los requisitos mencionados líneas arriba. En la selección de está temporización se tiene en cuenta la demora de los interruptores en abrir efectivamente (en promedio 85 ms).

d) Cantidad de carga a ser rechazada

Expresada en porcentaje de la demanda. La cantidad a ser rechazada es calculada cumpliendo el requisito de rechazar la mínima carga necesaria.

2.3.2 Criterios para los relés de derivada de frecuencia

Las características del rechazo de carga por derivada de frecuencia son similares a las de umbral de frecuencia, con la diferencia de que para todas las etapas se tiene un umbral de frecuencia común. El coordinamiento entre etapas se establece mediante los valores de la pendiente.

El umbral de frecuencia se selecciona cerca a la frecuencia de operación, para el caso del SEIN en 59,8 Hz, con el fin de conseguir una rápida acción de este tipo de rechazo. Los valores de ajustes de la pendiente de caída de la frecuencia se seleccionan en función a la severidad del evento. La temporización en la derivada de frecuencia se utiliza para evitar una falsa actuación en presencia de fallas transitorias que excitan modos de oscilación.

2.3.3 Indicadores

a) Índice de Sobrecarga

Un parámetro para definir la severidad de un evento es el Índice de Sobrecarga (ΔP), que indica la sobrecarga producida en un sistema ante una pérdida de generación, cuyo cálculo se muestra en la ecuación (2.2) siguiente:

$$\Delta P = \frac{P_{Grem} - \text{Demanda}}{P_{Grem}} = \frac{P_{perd}}{P_{Grem}} \quad (2.2)$$

donde:

- P_{Grem} : generación post-evento.
- Demanda : demanda total del sistema (carga más pérdidas).
- ΔP : índice de Sobrecarga, el cual es negativo cuando el evento provoca un déficit de generación y positivo cuando es un superávit.
- P_{perd} : generación perdida.

b) Rechazo de carga referencial

El porcentaje aproximado de rechazo de carga, ante ausencia de reserva primaria de frecuencia, se expresa en la ecuación (2.3).

$$\Delta P_R = \frac{P_{perd}}{\text{Demanda}} \approx \frac{P_{perd}}{P_{Grem} + \Delta P_G} \quad (2.3)$$

donde:

- ΔP_R : cantidad de rechazo de carga aproximado necesario

CAPITULO III

SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

3.1 Sistema Eléctrico Peruano

Para la elaboración de estudios, se debe conocer las características del objeto que se quiere analizar. Por ello, en este capítulo se describirá las características del SEIN, y su modelado en el DigSILENT para la elaboración de un ERACMF.

3.1.1 Características estructurales

En el Sistema Eléctrico Peruano se distingue tres áreas operativas, área Norte, área Centro y área Sur, de acuerdo a como se muestra en la figura Fig. 3.1, interconectadas por la línea L-2215 (áreas Centro y Norte), y las líneas L-2051/L-2052 – L-2053/L-2054 (áreas Centro y Sur), tal como se muestra en la figura Fig. 3.1.

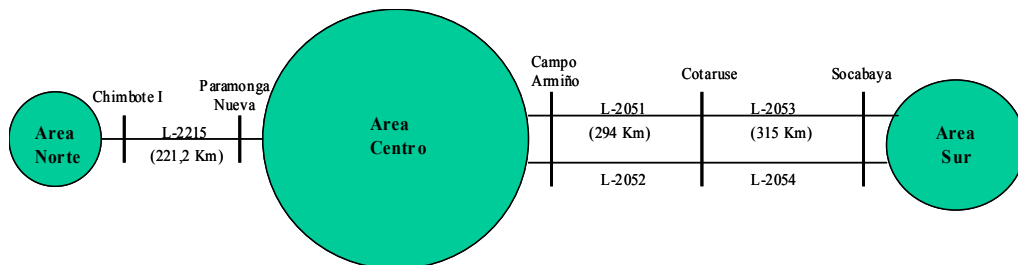


Fig. 3.1: Áreas del SEIN

El área Norte se caracteriza por ser un sistema en 220 kV de tipo radial, donde dependiendo de la oferta de generación hidrológica en esta área, puede ser un área exportadora o importadora de energía eléctrica. Por ello, en esta área puede presentarse problemas de tensión, ya sea subtensiones o sobretensiones. Los problemas de tensión se presentan cuando no opera la unidad TG4 de la C.T. Malacas, por lo que es necesario operar unidades por tensión en las máximas demandas del mediodía y la noche. Las centrales importantes por sus costos y para la regulación de esta área son las centrales

hidráulicas Cañón del Pato y Carhuaquero, y la unidad TG4 de la central térmica de Malacas. El límite de transmisión de la línea L-2215, de acuerdo a lo establecido por el COES-SINAC es de 160 MW en ambos sentidos de transmisión (Centro a Norte y Norte a Centro), por lo que para condiciones de menor disponibilidad de una central hidráulica o indisponibilidad de la unidad TG4 de la C.T. Malacas (que normalmente opera por despacho), es necesario la operación de unidades más costosas para no transgredir el límite de transmisión de la línea L-2215

El área Centro es un sistema enmallado en 220 kV donde se encuentra la mayor carga del SEIN, en ésta área se pueden distinguir el subsistema de Mantaro - Lima, el subsistema Sur Medio al sur de Lima y el subsistema del área de ElectroAndes.

El subsistema Mantaro – Lima, donde en Lima se presenta la mayor demanda del SEIN. Esta es abastecida mayormente por la energía transmitida por el corredor Mantaro – Lima (aproximadamente 305 Km), formado por aproximadamente 19 líneas que operan en su capacidad o entre el 80% y 100% de su capacidad, y por generación local, la cual comprende generación hidráulica y generación térmica con gas natural dependiente del ducto de gas de Camisea (a julio de 2007 con un aproximado de 1072 MW). En el caso de falta de suministro de gas natural, se ha hecho evidente problemas de valores bajos de tensión en el área de Lima, los cuales para salvaguardar la estabilidad del área ha sido necesario en algunas ocasiones racionamiento de carga. Además en horas de mínima demanda para ciertos escenarios (épocas de estiaje) de mínima demanda ha sido necesaria la desconexión de líneas para disminuir los valores de tensión.

El subsistema Sur Medio formada a partir de la subestación Independencia con las subestaciones Ica y Marcona, donde se alimenta en forma radial la carga de la Minera Shougang. En este subsistema, debido a una falta de reforzamiento de la red de transmisión, se presentan problemas de bajas tensiones, debido a la larga longitud de la línea y el nivel de demanda, obligando para escenarios donde se debilita el área por mantenimiento de líneas de 220 kV colindantes, la operación de una unidad TV de la C.T. San Nicolás para regular tensión.

El subsistema del área de ElectroAndes, de carácter casi en su totalidad minero, presenta en algunos sectores de su red de 50 kV problemas de tensión, en donde para situaciones en donde se realice mantenimiento a una de sus equipos que enlazan al subsistema con el SEIN es necesario el racionamiento de carga para mantener valores de tensión adecuados, caso del mantenimiento o indisponibilidad del transformador de 220/50kV de la S.E. Oroya Nueva.

El área Sur es un sistema predominante en 138 kV con líneas largas y cargas alejadas entre sí, donde se presentan tensiones de operación mayores a la de diseño. Se distinguen dos subsistemas, el subsistema Sudeste, con oferta de generación predominante hidráulica, y el área Sudoeste, donde se encuentra la carga minera de Southern Perú Copper Corporation (SPCC). El enlace de esta área con el SEIN se encuentra limitada de acuerdo a estudios de estabilidad realizados por el COES-SINAC a 280 MW en sentido de área Centro a área Sur y 300 MW en sentido de área Sur a área Centro. Actualmente el área Sur es importadora, operando el flujo por el enlace cerca a su límite de transmisión, teniéndose proyectado que esta operación se dará en los próximos años hasta la inclusión de nuevos proyectos de generación o construcción de otros enlaces de transmisión.

3.1.2 Problemas y estado Actual de la Regulación de Frecuencia en el SEIN

En el SEIN, la regulación de frecuencia se realiza en forma automática en algunas unidades de generación como regulación primaria. En cuanto a la regulación secundaria, ésta se realiza en forma manual en una central.

En la referencia [27], se realizó el estudio Pruebas de Regulación de Frecuencia, donde se caracterizó los reguladores de velocidad de algunas unidades generadoras del SEIN. Así también, se realizó una selección y orden de mérito de las unidades de generación con referencia a la regulación primaria de frecuencia, ya que la regulación primaria de frecuencia se realiza por orden de mérito de acuerdo al Procedimiento N° 22 del COES-SINAC [28]. De los resultados de este informe se puede resumir:

- Las centrales que tienen un comportamiento satisfactorio en la regulación primaria de frecuencia son las hidroeléctricas Huinco, San Gabán, Mantaro, Matucana y Charcani V.
- Las centrales que tienen un comportamiento adecuado en la regulación primaria de frecuencia son las térmicas Ilo 1 e Ilo 2.
- Las centrales que no participan en la regulación primaria de frecuencia son las térmicas de Malacas, Aguaytía y Ventanilla, ya que poseen valores altos en su banda muerta; y la hidráulica de Chimay.
- También menciona que la central hidráulica de Malpaso tienen un comportamiento satisfactorio en la regulación primaria de frecuencia, pero debido en parte a la baja potencia rotante que posee, se le dio una orden de mérito bajo.

- Además menciona, que de acuerdo a aspectos de funcionalidad, las centrales hidráulicas son las mejores para la regulación primaria de frecuencia, seguidas de las centrales de tipo turbogases, a pesar de no haberse comprobado experimentalmente. Y en último lugar están las centrales a vapor, debido a que estando en sus límites de potencia en frecuencias bajas, su generación generalmente tiende a disminuir, conllevando perjuicios a la regulación de frecuencia.

Cabe mencionar, que las pruebas realizadas en la mayoría de casos se realizaron llevando a la unidad generadora a su estado más favorable para ejercer la regulación primaria de frecuencia.

En el informe de la referencia [29], donde se evaluó la regulación primaria de frecuencia, se identificó las unidades que principalmente aportan a la regulación primaria de frecuencia, siendo éstas las centrales hidráulicas de Huinco, Charcani V, Restitución y San Gabán, en un 80 %, y el resto lo aportaron las unidades de las centrales de Yanango, TV3 y TV4 de Ilo1, G1-G2-G4 de Malpaso, Gallito Ciego y TG1 de Malacas. Además se identificó que la C.H. Matucana no realizaba regulación primaria de frecuencia.

De acuerdo a los resultados mostrados en las referencias [27] y [29], las unidades que principalmente participan en la regulación primaria de frecuencia son las centrales Huinco, Charcani V y San Gabán. En el caso de la central Restitución, su participación es limitada, debido a su dependencia con la central Mantaro, la cual opera con generación fija.

Entonces, una buena regulación primaria de frecuencia en el SEIN, dependerá del margen para subir o bajar de las unidades generadoras antes mencionadas. De esto, se concluye que en épocas de estiaje el margen para subir o bajar es grande, por lo que el desempeño es satisfactorio. En cambio, en épocas de avenida se espera que el desempeño sea bueno, regular o deficiente, dependiendo de las medidas adoptadas para la designación de reserva para regulación primaria de frecuencia.

Cabe resaltar que del área Norte, de los análisis realizados a la fecha, solamente la C.H. Carhuaquero posee un desempeño en la regulación de frecuencia aceptable, por lo que al aislarse el área Norte del SEIN, una buena regulación de frecuencia en esta área dependerá del margen de reserva con que cuente esta central.

En la TABLA N° 3.1 se muestra las desviaciones de frecuencia en el SEIN para el periodo comprendido entre noviembre del 2005 a octubre del 2006. Este cuadro muestra tiempos de exposición en segundos de desviaciones de frecuencia en todo el periodo, ya sea desviaciones de frecuencia debido a desbalances de generación-carga por pérdida considerable de generación o carga, de desviaciones normales por variación normal de la carga.

Se observa que, en los meses de enero y febrero, se tienen tiempos mayores de desviación entre 59,0 Hz y 59,5 Hz. En estos meses las grandes desviaciones se debieron a eventos de desconexión de generación; de la cual se puede decir que en estos meses hubo deficiencia en la regulación de frecuencia, especialmente en la regulación secundaria de frecuencia. Los meses mencionados corresponden a escenarios de avenida (mayor oferta de generación hidráulica). En lo referente a desviaciones de frecuencia positivas no se nota mayores problemas.

De la TABLA N° 3.1 se puede deducir que el desempeño de la regulación de frecuencia luego de una pérdida de generación depende de la estacionalidad hidrológica, la cual en el último año ha tomado interés especial en la asignación de reserva primaria por parte del COES-SINAC en el periodo mencionado, encomendando además un estudio integral de reserva y regulación de frecuencia, por lo que se prevé que en los próximos años no exista problemas en la regulación de frecuencia luego de un evento.

INTERVALO	TIEMPO DE EXPOSICION EN SEGUNDOS A DESVIACIONES NEGATIVAS DE FRECUENCIA											
	Nov'05	Dic'05	Ene'06	Feb'06	Mar'06	Abr'06	May'06	Jun'06	Jul'06	Ago'06	Sep'06	Oct'06
[58,0 - 58,1>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[58,1 - 58,2>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[58,2 - 58,3>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[58,3 - 58,4>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
[58,4 - 58,5>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
[58,5 - 58,6>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[58,6 - 58,7>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
[58,7 - 58,8>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
[58,8 - 58,9>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
[58,9 - 59,0>	0	0	120	28	0	0	0	1	2	6	0	3
[59,0 - 59,1>	5	4	291	221	7	1	0	4	4	7	3	9
[59,1 - 59,2>	8	3	79	451	21	5	0	3	2	30	3	9
[59,2 - 59,3>	9	22	53	490	29	145	5	10	2	83	4	54
[59,3 - 59,4>	32	38	150	618	69	436	8	16	5	85	27	24
[59,4 - 59,5>	149	187	396	1216	387	928	39	147	89	397	201	72
[59,5 - 59,6>	1054	1795	1828	3575	1299	2400	858	1123	722	1660	1127	687
[59,6 - 59,7>	10747	13353	12567	15685	6406	11218	12453	12661	9064	10676	10628	7804
[59,7 - 59,8>	87696	114770	107454	95506	64982	93698	103799	107831	92954	100364	91511	86974
[59,8 - 59,9>	403434	437230	434936	369665	277074	401665	430280	411661	401956	432289	391477	418029
[59,9 - 60,0]	812751	815542	827026	763099	615554	814580	837155	807353	854732	830160	843354	863213
	TIEMPO DE EXPOSICION EN SEGUNDOS A DESVIACIONES POSITIVAS DE FRECUENCIA											
<61,9 - 62,0]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,8 - 61,9]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,7 - 61,8]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,6 - 61,7]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,5 - 61,6]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,4 - 61,5]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,3 - 61,4]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,2 - 61,3]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,1 - 61,2]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<61,0 - 61,1]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<60,9 - 61,0]	0	0	0	0	0	5	0	0	3	0	0	0
<60,8 - 60,9]	0	1	0	4	0	3	0	0	6	0	0	0
<60,7 - 60,8]	0	3	0	5	0	4	0	0	3	0	0	11
<60,6 - 60,7]	0	12	38	24	4	8	7	16	139	2	7	26
<60,5 - 60,6]	229	628	977	924	99	187	257	221	263	233	256	287
<60,4 - 60,5]	3551	5020	6532	7305	1741	2491	4328	3733	3297	4166	2919	2782
<60,3 - 60,4]	22117	27514	34967	30016	11370	20533	27111	26602	23278	27697	22428	19713
<60,2 - 60,3]	106363	130415	136248	112866	69896	108294	123284	127461	113701	128885	110511	106381
<60,1 - 60,2]	361185	390247	362817	328592	258110	377543	373924	361956	349885	365011	348977	373569
<60,0 - 60,1]	754314	740294	724766	688884	584811	756183	762980	726357	752227	738118	761534	778632

TABLA N° 3.1: Tiempo de exposición a desviaciones de frecuencia

En las figuras Fig. 3.2 y Fig. 3.3 se muestran las desviaciones de la frecuencia, de la cual se puede deducir que la frecuencia en un 96% ha estado entre los valores de 59,8 Hz y 60,2 Hz; y en un 99% del tiempo entre 59,6 Hz y 60,4 Hz. El desempeño en operación ha sido bueno, aunque se puede mejorar.

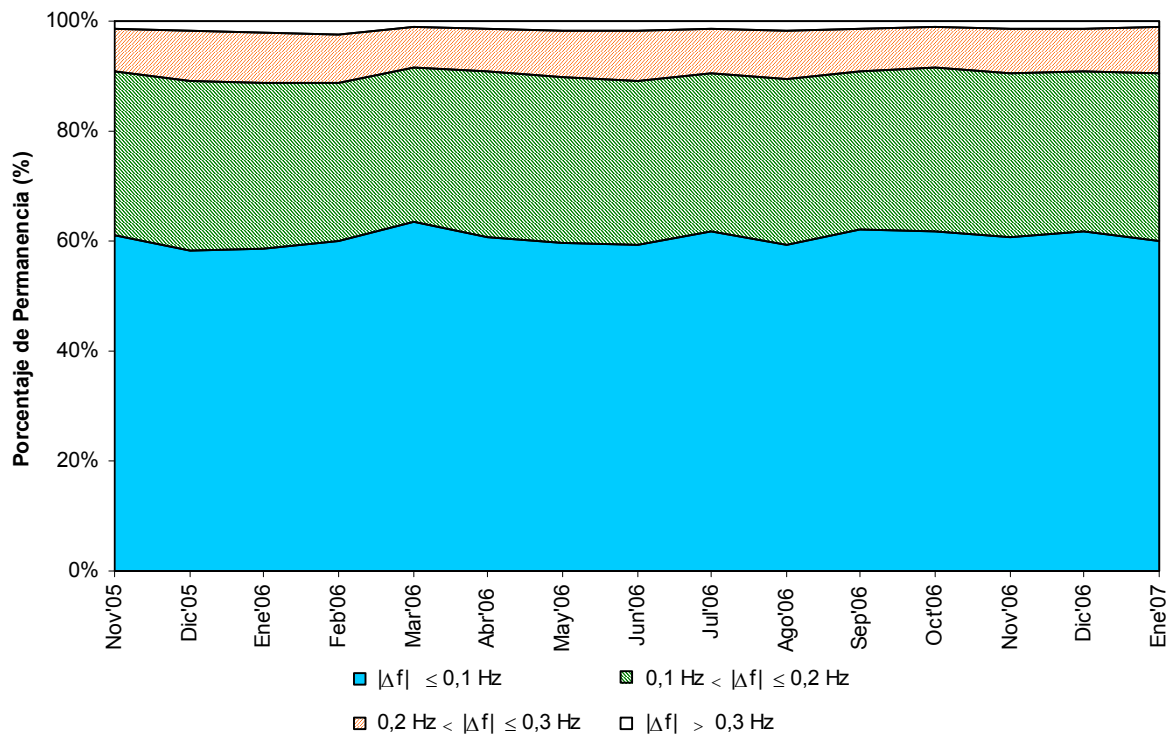


Fig. 3.2: Desviaciones de la frecuencia

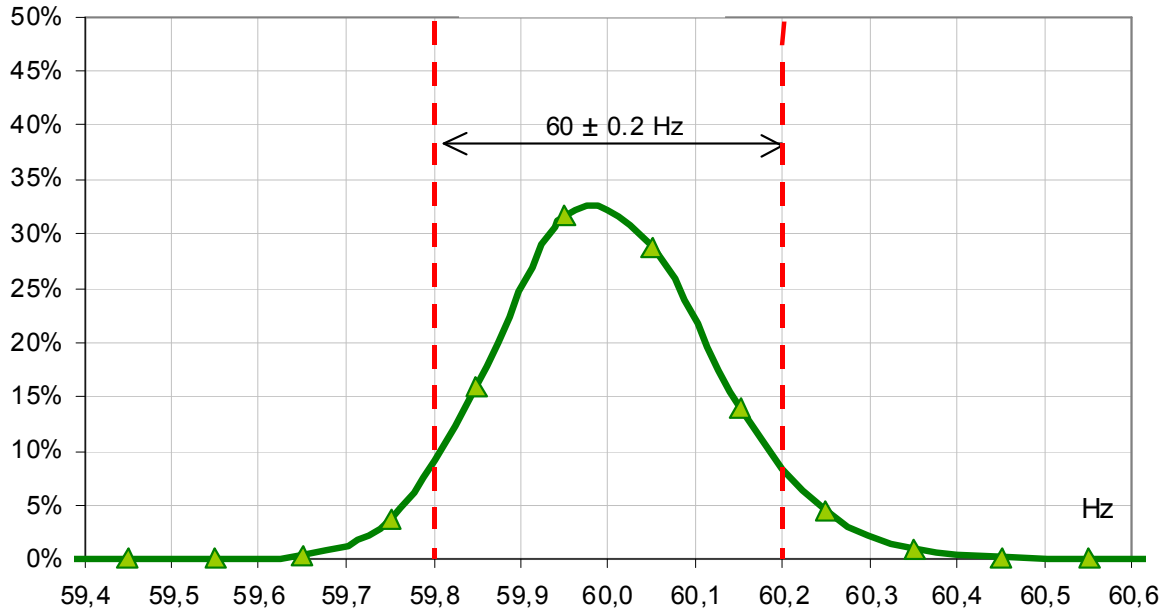


Fig. 3.3: Distribución de las desviaciones de la frecuencia

3.1.3 Modelado del SEIN

De acuerdo a las necesidades para representar eventos en las que se vea comprometida la estabilidad de la frecuencia, ya sea ante una desconexión de generación importante o la formación de subsistemas por desconexión de líneas de transmisión, se requiere de un programa de simulación de sistemas de potencia que represente los fenómenos asociados a los eventos mencionados. Es por ello, que se toma como herramienta de simulación el DIgSILENT PowerFactory en su versión 13.1, Build 260. Con este programa se logra representar en forma adecuada el sistema multinodal con las características estructurales del SEIN, para así estudiar sus particularidades operativas ante una gran déficit de potencia activa. Con este programa es factible estudiar los fenómenos en el dominio del tiempo con su función RMS 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 las variables afectadas en forma transitoria ante un evento. La función RMS simula en forma adecuada los fenómenos electromecánicos, los cuales son de interés del estudio.

En referencia al fenómeno comprendido, estabilidad de la frecuencia, es necesario que los modelos de los elementos del sistema de potencia que intervienen en el comportamiento de la frecuencia sean modelados adecuadamente. Estos son: el generador eléctrico y su respectivo regulador de velocidad y las cargas. A continuación se muestra el modelo matemático de estos elementos y, su simplificación y consideraciones en el DIgSILENT para simulaciones de transitorios electromecánicos.

a) Modelo de elementos de potencia asociados a la estabilidad de la frecuencia

i) Generador eléctrico

El correcto modelo de los generadores síncronos es muy importante en todos los tipos de estudios eléctricos. Hay dos tipos de generadores síncronos:

- Turbogenerador o generador de polos lisos. (1500-3000 rpm - unidades térmicas y nucleares).
- Generador de rotor de polos salientes (60-750 rpm – unidades hidráulicas y diesel).

Cuyas representaciones se muestran en la figura Fig. 3.4

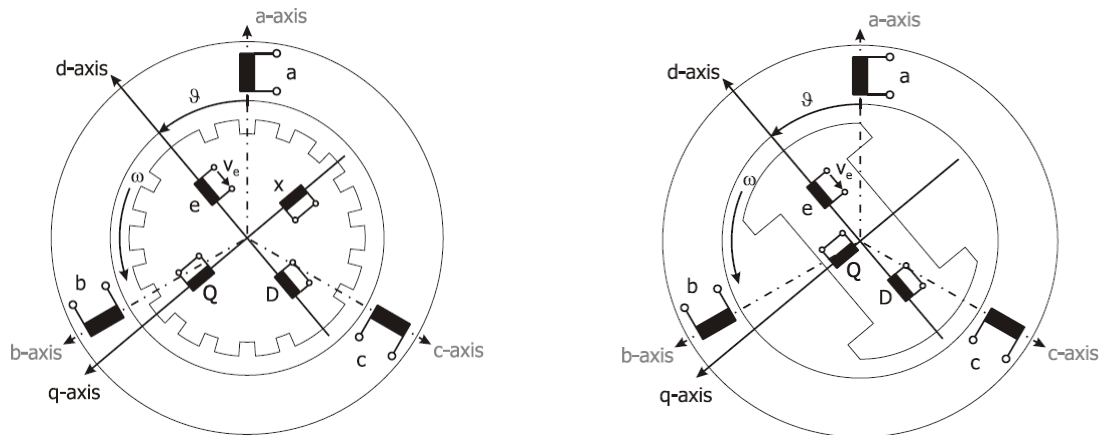


Fig. 3.4: Esquema de una máquina síncrona de polos salientes (izquierda) y esquema de una máquina síncrona de polos lisos

Donde 'a, b y c' son los devanados de las fases "A, B y C" del estator, y 'e' es el devanado de excitación.

Para realizar la descripción matemática se realiza la Transformación de "Park" o Transformación "dq0".

Ecuaciones de variable de estado de flujo del estator y rotor en el lado del estator (pu):

Ecuaciones de tensión en el estator:

$$\begin{aligned} u_d &= r_s i_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d}{dt} - n\psi_q \\ u_q &= r_s i_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q}{dt} + n\psi_d \\ u_0 &= r_s i_0 + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_0}{dt} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Ecuaciones de tensión en el rotor, eje "d":

$$\begin{aligned} u_e &= r_e i_e + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_e}{dt} \\ 0 &= r_D i_D + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_D}{dt} \end{aligned} \quad (3.2)$$

Ecuaciones de tensión en el rotor, eje "q" para máquinas de rotor de polo liso:

$$0 = r_x i_x + \frac{1}{w_n} \frac{d\psi_x}{dt} \quad (3.3)$$

$$0 = r_Q i_Q + \frac{1}{w_n} \frac{d\psi_Q}{dt}$$

Ecuaciones de tensión en el rotor, eje "q" para máquinas de rotor de polos salientes:

$$0 = r_Q i_Q + \frac{1}{w_n} \frac{d\psi_Q}{dt} \quad (3.4)$$

Los flujos mutuos se calculan;

Eje "d":

$$\begin{aligned} \psi_d &= (x_l + x_{md}) i_d + x_{md} i_e + x_{md} i_D \\ \psi_e &= x_{md} i_d + (x_{md} + x_{rl} + x_{le}) i_e + (x_{md} + x_{rl}) i_D \\ \psi_D &= x_{md} i_d + (x_{md} + x_{rl}) i_e + (x_{md} + x_{rl} + x_{lD}) i_D \end{aligned} \quad (3.5)$$

Eje "q" rotor completo:

$$\begin{aligned} \psi_q &= (x_l + x_{mq}) i_q + x_{mq} i_x + x_{mq} i_Q \\ \psi_x &= x_{mq} i_q + (x_{mq} + x_{rl} + x_{lx}) i_x + (x_{mq} + x_{rl}) i_Q \\ \psi_Q &= x_{mq} i_q + (x_{mq} + x_{rl}) i_x + (x_{mq} + x_{rl} + x_{lQ}) i_Q \end{aligned} \quad (3.6)$$

Eje "q" rotor saliente:

$$\begin{aligned} \psi_q &= (x_l + x_{mq}) i_d + x_{mq} i_Q \\ \psi_Q &= x_{mq} i_d + (x_{mq} + x_{rl} + x_{lQ}) i_Q \end{aligned} \quad (3.7)$$

Torque eléctrico en pu:

$$t_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (3.8)$$

Ecuaciones Mecánicas

La ecuación de oscilación del generador se expresa como:

$$\begin{aligned} \frac{Jw_n^2}{p_z^2 S_r} \frac{dn}{dt} &= T_a \frac{dn}{dt} = T_m + T_e \\ \frac{d\vartheta}{dt} &= w_n n \end{aligned} \quad (3.9)$$

Se expresa la inercia del generador en pu como la constante de tiempo de inercia H :

$$H = \frac{JW_n^2}{p_z^2 S_r} \quad (3.10)$$

Ecuaciones con corrientes del estator y flujos variables del rotor

Flujo subtransitorio:

$$\begin{aligned} \psi_d'' &= k_e \psi_e + k_D \psi_D \\ \psi_q'' &= k_x \psi_x + k_Q \psi_Q \end{aligned} \quad (3.11)$$

Siendo:

$$k_e = \frac{x_{md} x_{ID}}{x d_2}; \quad k_D = \frac{x_{md} x_{le}}{x d_2}; \quad k_x = \frac{x_{mq} x_{IQ}}{x q_2}; \quad k_Q = \frac{x_{mq} x_{lx}}{x q_2} \quad (3.12)$$

Con:

$$\begin{aligned} x d_2 &= x_{le} x_{ID} + (x_{md} + x_{rl})(x_{le} + x_{ID}) \\ x q_2 &= x_{lx} x_{IQ} + (x_{mq} + x_{rl})(x_{lx} + x_{IQ}) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Usando:

$$\begin{aligned} \psi_d &= x_d'' i_d + \psi_d'' \\ \psi_q &= x_q'' i_q + \psi_q'' \end{aligned} \quad (3.14)$$

Y

$$\begin{aligned} u_d'' &= \frac{1}{w_n} \frac{d\psi_d''}{dt} - n \psi_q'' \\ u_q'' &= \frac{1}{w_n} \frac{d\psi_q''}{dt} + n \psi_d'' \end{aligned} \quad (3.15)$$

Ecuaciones del estator con corrientes en el estator y tensiones subtransitorias:

$$\begin{aligned} u_d &= r_s i_d + \frac{x_d''}{w_n} \frac{di_d}{dt} - n x_q'' i_q + u_d'' \\ u_q &= r_s i_q + \frac{x_q''}{w_n} \frac{di_q}{dt} + n x_d'' i_d + u_q'' \\ u_0 &= r_s i_0 + \frac{x_0}{w_n} \frac{di_0}{dt} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Representación del circuito equivalente

En las siguientes figuras se muestra el circuito equivalente:

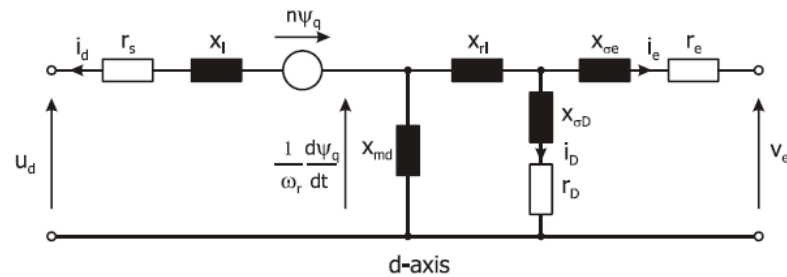


Fig. 3.5: Circuito equivalente en el eje "d" para una máquina síncrona

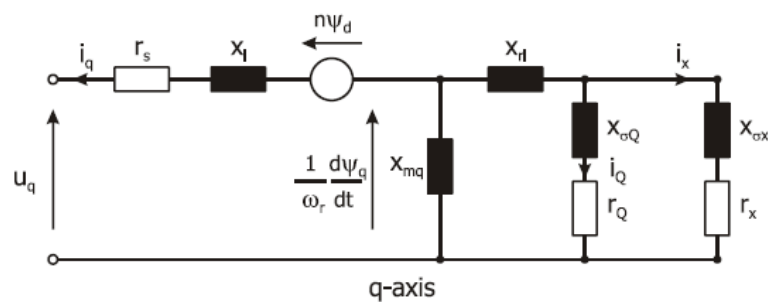


Fig. 3.6: Circuito equivalente en el eje "q" para una máquina síncrona de polos lisos

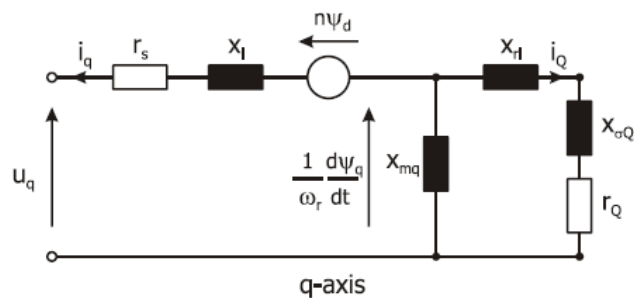


Fig. 3.7: Circuito equivalente en el eje "q" para una máquina síncrona de polos salientes

Donde:

- r_s : resistencia del estator en pu
- X_l : reactancia de dispersión en el estator en pu
- X_{rl} : reactancia de dispersión del rotor en pu
- X_{md} : reactancia mutua entre estator y rotor en pu
- X_{mq} : reactancia mutua entre rotor y estator en pu
- X_σ : reactancia de dispersión del devanado amortiguador en pu
- r_D, r_Q, r_x : resistencias del devanado amortiguador en pu
- ψ_d, ψ_q : flujos magnetizantes o mutuos en pu

Saturación

Aunque los efectos de saturación no fueron incluidos en la descripción de los circuitos equivalentes. La representación exacta de la saturación es muy compleja, pero normalmente no es necesario para obtener buenos resultados en las simulaciones. Por lo tanto en la mayoría de los casos de saturación es representado solamente por la saturación de las reactancias mutuas o magnetizantes x_{md} y x_{mq} .

Entonces la representación de la saturación de la reactancia magnetizante en los ejes 'd' y 'q':

$$\begin{aligned}x_{md} &= k_{satd} x_{md0} \\x_{mq} &= k_{satq} x_{mq0}\end{aligned}\quad (3.17)$$

La saturación depende de la magnitud del flujo magnetizante:

$$\psi_m = \sqrt{(\psi_d + x_l i_d)^2 + (\psi_q + x_l i_q)^2} \quad (3.18)$$

La saturación de la reactancia mutua x_{mq} en el eje 'q' no puede ser medido. Entonces la característica se asume similar al del eje 'd'. Para máquina de rotor de polo liso la saturación en los ejes 'd' y 'q' son iguales. En las máquinas de rotor de polos salientes la característica es proporcional a x_q/x_d

Simplificación del modelo para las simulaciones

De la ecuación (3.16), se desprecian los flujos transitorios:

$$\begin{aligned}u_d &= r_s i_d - x_q \dot{i}_q + u_d'' \\u_q &= r_s i_q + x_d \dot{i}_d + u_q''\end{aligned}\quad (3.19)$$

Siendo:

$$\begin{aligned}u_d'' &= -n \psi_q'' \\u_q'' &= -n \psi_d''\end{aligned}\quad (3.20)$$

Y se asume que la tensión magnetizante es en forma aproximada el flujo magnetizante (para saturación):

$$\psi_m \approx u_m = \sqrt{(u_d + r_s i_d - x_l i_q)^2 + (u_q + r_s i_q - x_l i_d)^2} \quad (3.21)$$

ii) Modelo de cargas

El programa DlgSILENT proporciona un modelo de carga en la que se puede representar cualquier tipo de carga, el cual se detalla a continuación.

El modelo de la carga general se presenta en la siguiente figura, representado por una combinación de cargas dinámicas y estáticas.

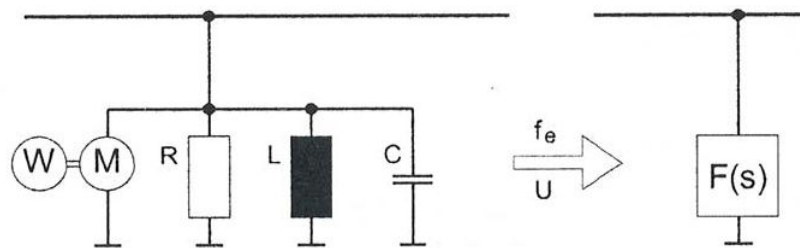


Fig. 3.8: Modelo general de carga

El modelo para las simulaciones de estabilidad considera un porcentaje de impedancia constante y carga dinámica. La carga dinámica puede ser considerada como lineal y no lineal.

En las figuras Fig. 3.9 y Fig. 3.10 se representa el modelo con su respectiva simplificación.

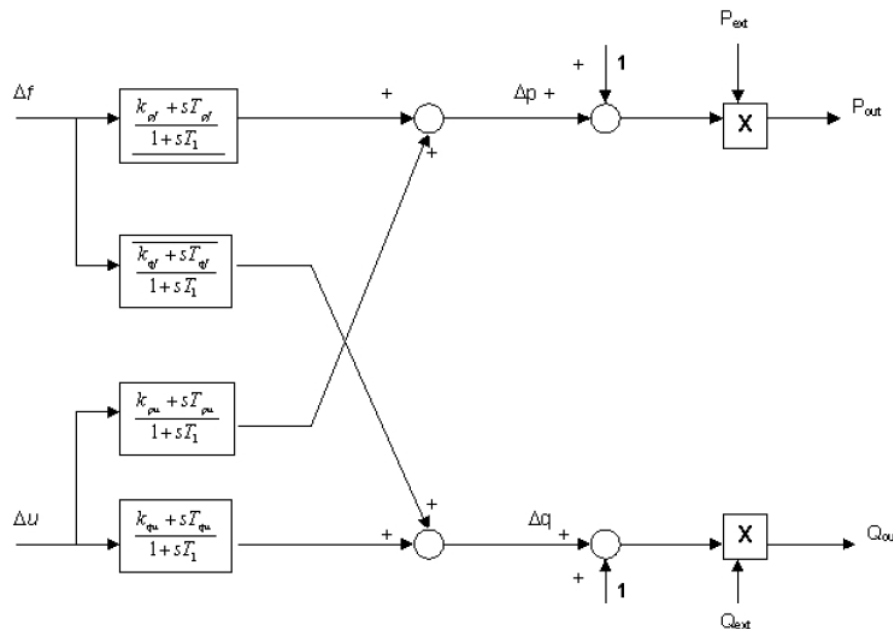


Fig. 3.9: Modelo utilizado para aproximar el comportamiento lineal de la carga

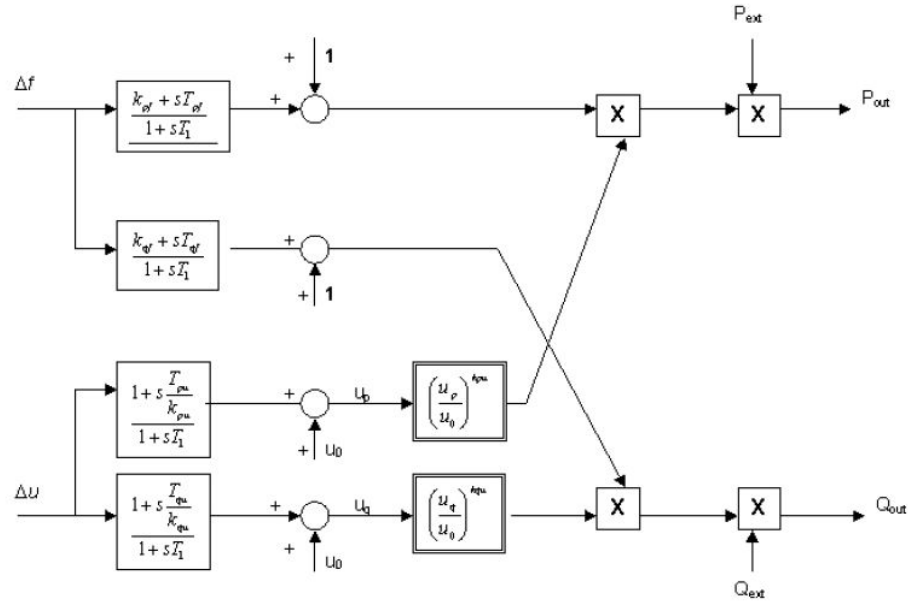


Fig. 3.10: Modelo utilizado para aproximar el comportamiento no-lineal de la carga

Para el estudio se consideró el modelo lineal despreciando las constantes de tiempo, P_{ext} y Q_{ext} , por lo que el modelo empleado es el siguiente:

$$\begin{aligned}\Delta P_L &= K_{pV} * \Delta V + K_{pF} * \Delta f \\ \Delta Q_L &= K_{qV} * \Delta V + K_{qF} * \Delta f\end{aligned}\quad (3.22)$$

iii) Modelo del Regulador de velocidad

Para el modelamiento de los reguladores de velocidad en el DigSILENT PowerFactory es necesario utilizar una de sus herramientas para representar los controles. Se permite el ingreso de modelos de primer orden. En las siguientes figuras se muestra los reguladores de velocidad más representativos.

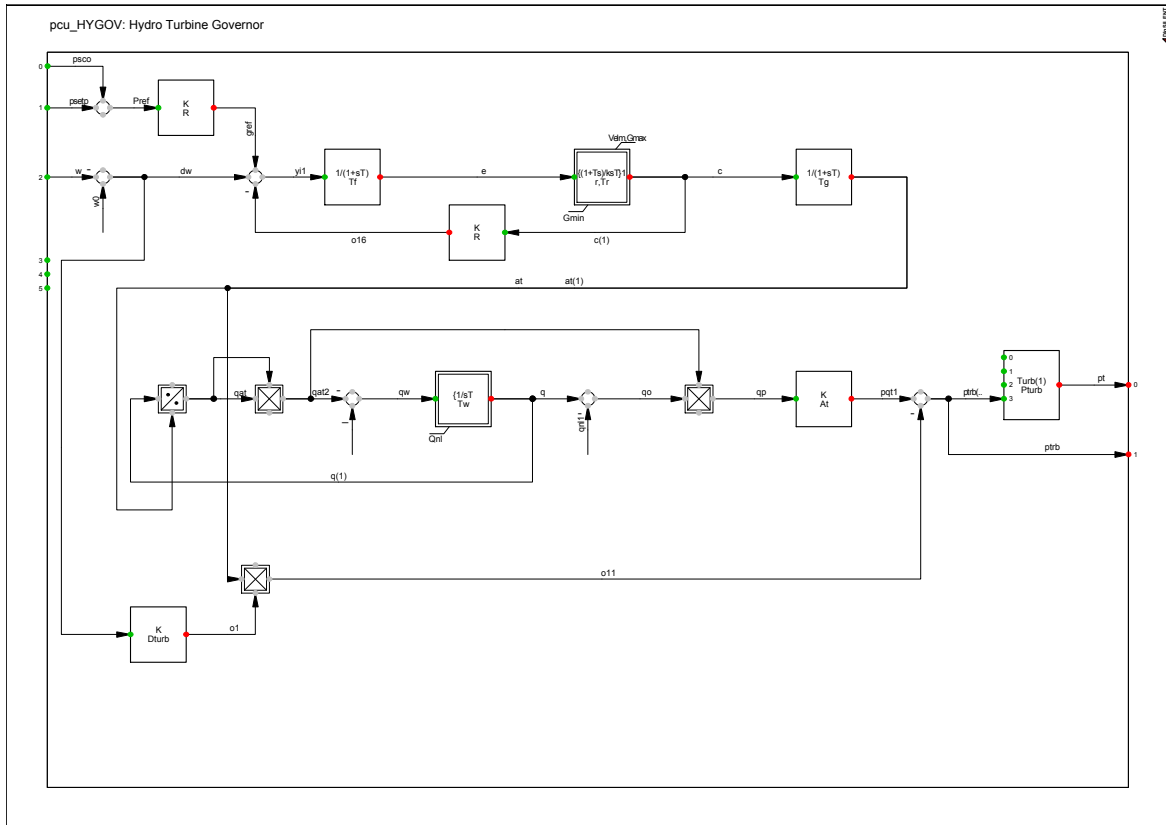


Fig. 3.11: Modelo típico de regulador de velocidad de unidades generadoras hidráulicas

Donde:

- R : estatismo permanente (pu)
- r : estatismo transitorio (pu)
- Tr : constante de tiempo del gobernador (s)
- Tf : constante de tiempo del filtro (s)
- Tg : constante de tiempo del servomotor (s)
- Tw : constante del tiempo de la columna de agua (s)
- At : ganancia de la turbina (pu)
- Pturb : potencia nominal de la turbina (MW), si 0:Pturb=Pgen)
- Dturb : factor de pérdidas por fricción (pu)
- qnl : caudal en vacío (pu)
- Gmin : límite de mínimo de apertura de la compuerta (pu)
- Qnl : caudal en vacío (pu)
- Velm : límite de velocidad de la compuerta (pu)
- Gmax : límite máximo de la apertura de la compuerta (pu)

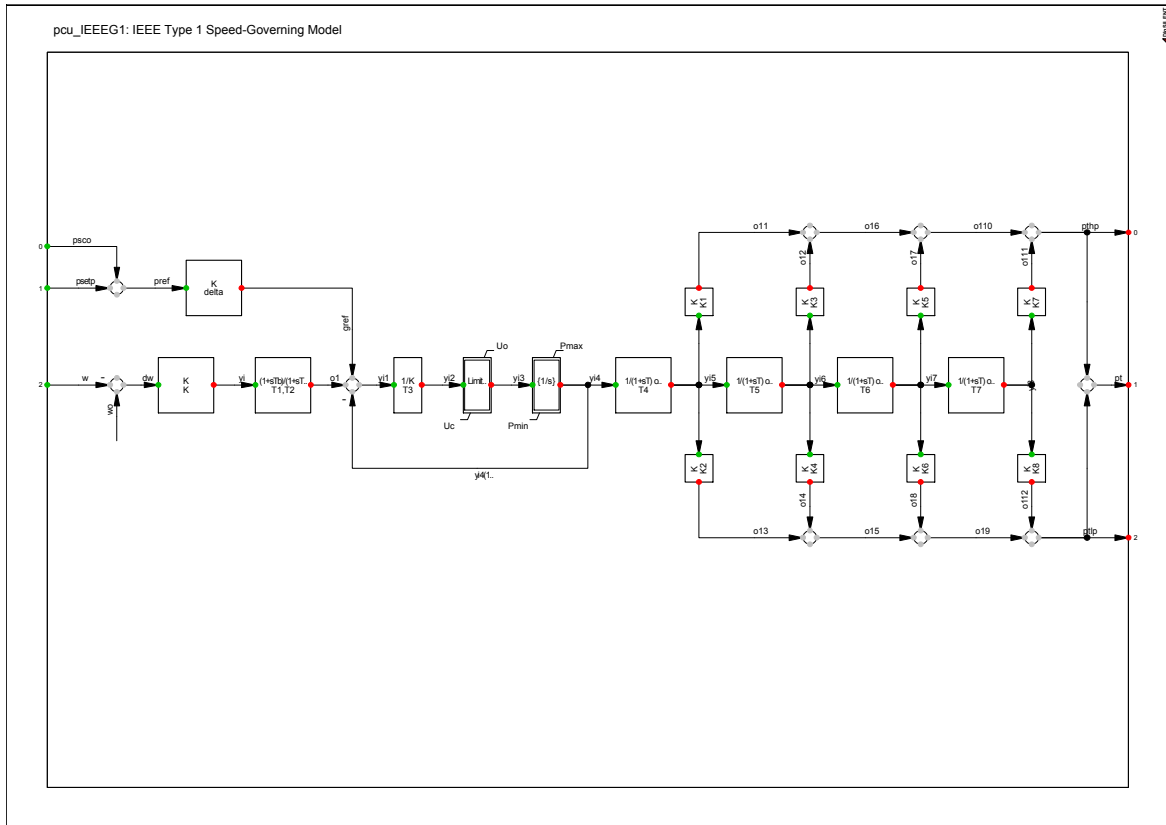


Fig. 3.13: Modelo típico de regulador de velocidad de unidades generadoras con turbina a vapor

Donde:

K : ganancia del controlador (pu)

$T1$: constante de tiempo del gobernador (s)

$T2$: constante de tiempo del derivador del gobernador (s)

$T3$: constante de tiempo del servomotor (s)

$T4$: constante de tiempo de la turbina de alta presión (s)

$K1, K2$: factor de la turbina de alta presión (pu)

$T5$: constante de tiempo de la turbina de presión intermedia (s)

$K3, K4$: factor de la turbina de presión intermedia (pu)

$T6$: constante de tiempo de la turbina de media presión (s)

$K5, K6$: factor de la turbina de media presión (pu)

$T7$: constante de tiempo de la turbina de baja presión (s)

$K7, K8$: factor de la turbina de media presión (pu)

δ : factor de participación (pu)

Uc : tiempo de cierre de la válvula (pu/s)

$Pmin$: límite mínimo de apertura (pu)

U_0 : tiempo de apertura de la válvula (pu/s)

P_{max} : límite máximo de apertura (pu)

b) Verificación del modelo DlgSILENT

Para la realización de estudios de sistemas eléctricos de potencia, con la finalidad que los resultados y conclusiones que se obtengan puedan tener utilidad y aplicación práctica en la operación del SEIN, es necesario contar con un modelo que represente al sistema de potencia de manera apropiada, tanto en la operación en estado estacionario, como en el análisis de los transitorios.

Si el modelo del SEIN que se emplea es muy optimista, entonces se tendrá resultados con los cuales se sobrestima el comportamiento del sistema y se corre el riesgo de operar en algún punto en el cual colapse ante un evento. Por otro lado, si se utiliza un modelo pesimista, se podrían tomar decisiones durante la operación para limitar innecesariamente la operación de los equipos, provocando sobrecostos operativos.

Para el desarrollo de esta Tesis, se ha actualizado y verificado el modelo de la representación del SEIN en el DlgSILENT, cuyos detalles se describen a continuación.

i) Modelo de Estado Estacionario

Como punto de partida para lograr un modelo adecuado, es necesario que mediante simulaciones se pueda reproducir la operación del sistema para días y horas seleccionadas. Es decir, que se obtenga con aceptable aproximación, los flujos de potencia por las líneas de transmisión y los valores de tensión del sistema.

De esta manera se pone en evidencia eventuales errores en los parámetros de los diferentes equipos y además se puede verificar los modelos siguientes:

- Modelos de las cargas dependientes de la tensión.
- Operación de los transformadores de potencia con regulación automática bajo carga.
- Limitadores de los reguladores de tensión de las unidades de generación.
- Limitadores de los equipos de compensación reactiva.

Para ello es necesario representar escenarios de operación en los cuales se tuvo niveles anormales de tensión.

Con el modelo de estado estacionario se asegura obtener resultados confiables en el estudio, especialmente en los valores de tensión.

ii) Modelo Dinámico

En este punto se pone énfasis a los modelos con referencia a las variaciones de frecuencia, como también a los de tensión. Los modelos representados en el programa DlgSILENT, corresponden en su mayoría a modelos obtenidos mediante pruebas de campo [27, 31, 32, 33, 34 y 35].

Para los estudios de estabilidad angular y de frecuencia (rechazo de carga y desconexión de generación), fue necesario simular eventos que provoquen desequilibrios entre la oferta y demanda de potencia. Para probar y consolidar el modelo dinámico del SEIN, se representó eventos en los que ocurrió una pérdida de generación con la condición de no haber activado los esquemas de rechazo automático de carga. En ese sentido, se elaboró el modelo de las cargas para tres escenarios de demanda del SEIN (mínima, media y máxima demanda), considerando las características particulares de sus áreas operativas (Norte, Centro-Costa, Centro-Sierra, Sur-Costa y Sur-Sierra).

Los eventos seleccionados se muestran en la TABLA N° 3.2, los cuales se caracterizan por ser eventos donde se tuvo gran desviación de frecuencia sin rechazo de carga.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Estadismo Equivalente
MIN01	01/04/2006	01:51	Desconexión de grupo G1 de C.H. Restitución con 71,3 MW	41,0%
MIN02	26/04/2006	07:25	Desconexión de unidad TG4 de la C.T. Malacas con 90,8 MW	25,3%
MED01	11/04/2006	15:42	Desconexión de unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa con 142,5 MW	55,6%
MED02	09/05/2006	15:12	Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150,0 MW	16,8%
MAX01	11/04/2006	21:55	Desconexión de unidad TG1 de la C.T. Aguaytía con 88,0 MW	29,2%
MAX02	17/05/2006	17:54	Desconexión de unidad TG2 de la C.T. Aguaytía con 85,5 MW	20,6%

TABLA N° 3.2: Eventos para evaluar el modelo dinámico del SEIN

En estos eventos se evaluó y comprobó la respuesta en la regulación primaria frecuencia de las unidades generadoras, teniendo en cuenta los resultados de [27] y [29]. Con los resultados se ratificaron los resultados de [29], activando y desactivando los reguladores de velocidad en el modelo DlgSILENT, según correspondía.

En virtud a que el periodo de interés para las simulaciones de rechazo de carga o desconexión de generación cubre hasta la actuación de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), se tiene tres criterios de aproximación entre los resultados de las simulaciones y los registros de frecuencia de los eventos seleccionados para validar el modelo de las cargas. Los criterios de aproximación son: la pendiente, los valores mínimo y máximo de la frecuencia y el valor final de la frecuencia.

Por lo tanto, en la validación del modelo dinámico respecto a la frecuencia, en primer lugar se verificó el valor final de la frecuencia, el cual se obtuvo evaluando el estatismo del sistema, considerando las unidades generadoras que participaban en la RPF del SEIN [29].

Luego se verificó la pendiente de la caída de la frecuencia, evaluando las constantes de inercia de las unidades de generación y de los motores síncronos y asíncronos representados en el modelo del SEIN y el efecto sobre la frecuencia del modelo de las cargas.

Finalmente, se verificó la frecuencia transitoria mínima registrada en el evento, mediante un proceso de modificación en el modelo de las cargas. El modelo dinámico de carga disponible en el DlgSILENT es el siguiente:

$$\begin{aligned}\Delta P_L &= K_{PV} * \Delta V + K_{PF} * \Delta f \\ \Delta Q_L &= K_{QV} * \Delta V + K_{QF} * \Delta f\end{aligned}\quad (3.23)$$

Donde: K_{PV} , K_{PF} , K_{QV} y K_{QF} son coeficientes que representan la dependencia de la carga con las variaciones de tensión y frecuencia. Este modelo tiene un porcentaje de impedancia constante y el otro de acuerdo a las ecuaciones (3.23).

En las figuras Fig. 3.14, Fig. 3.15, Fig. 3.16, Fig. 3.17, Fig. 3.18 y Fig. 3.19 se muestran los resultados de las afinaciones realizadas al modelo DlgSILENT.

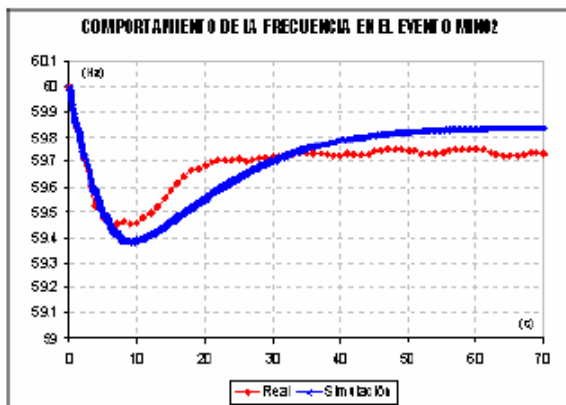


Fig. 3.14: Evento MIN01

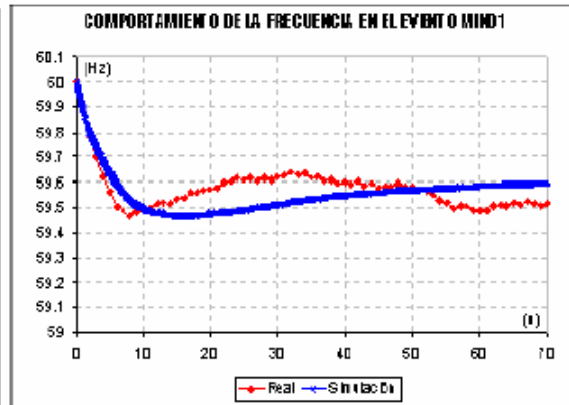


Fig. 3.15: Evento MIN02

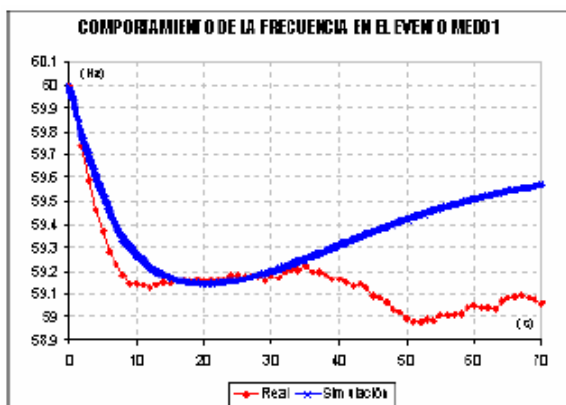


Fig. 3.16: Evento MED01

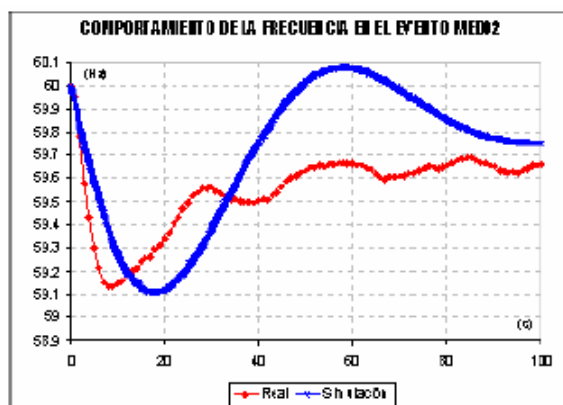


Fig. 3.17: Evento MED02

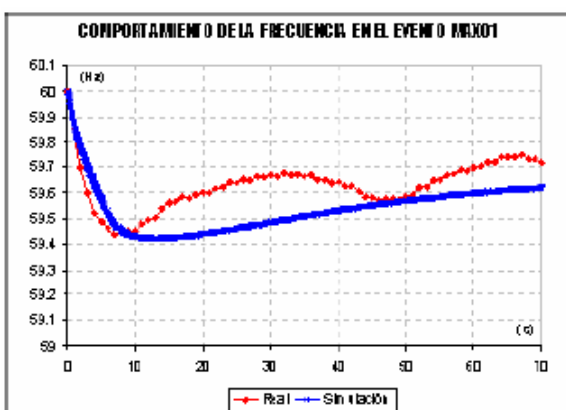


Fig. 3.18: Evento MED01

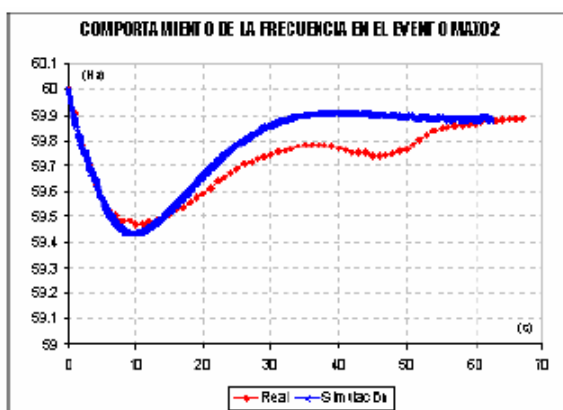


Fig. 3.19: Evento MED02

En estos eventos se puede ver la aproximación en las simulaciones con los registros en los eventos evaluados, aunque aun deben ser mejorados con la inclusión del modelado de cargas especiales. De acuerdo a los resultados conseguidos, se puede afirmar que el modelo actualizado y verificado está apto para la realización de un estudio de ERACMF para el SEIN.

Para la verificación de los modelos dinámicos referentes a la tensión, complementarios a los realizados en el modelo de estado estacionario, se efectuó una comprobación similar a la mencionada anteriormente, representando eventos en los cuales ocurrieron bajas tensiones, evaluando y verificando los modelos de los reguladores de tensión de los generadores, de los transformadores de potencia con regulación automática bajo carga y otros equipos. Estos eventos se evaluaron en su oportunidad por el COES-SINAC en los meses de marzo, abril y mayo del año 2006, donde se tuvieron problemas de tensión en el área de Lima, cuyos resultados fueron utilizados en [36].

iii) Modelado de Automatismos y Protecciones Especiales

En el modelo DIgSILENT del SEIN fueron incluidos automatismos de control de tensión, los cuales se mencionan a continuación:

- **Reactor R-10 de la S.E. Talara**

Desconexión automática : $U > 231$ kV, con una temporización de 1 s.

Conexión automática : $U < 209$ kV, con una temporización de 120 s.

- **Reactor R-8 de la S.E. Paramonga Nueva**

Desconexión automática : $U > 239,8$ kV, con una temporización de 3 s.

Conexión automática : $U < 213,4$ kV, con una temporización de 3 s.

- **Protección de sobretensión de la línea L-2280**

Los ajustes de la protección son: $U_1 > 253$ kV $t_1 > 2$ s --- $U_2 > 259,6$ kV $t_2 > 0,1$ s

Además, se incluyó la protección especial fast-valving de la C.T. Ilo 2, que consiste en una reducción rápida de su potencia generada ante situaciones de sobrefrecuencia., cuando se registran ciertas condiciones.

CAPITULO IV

PROYECTO DE UN ERACMF PARA EL SEIN

4.1 Metodología

Siguiendo los criterios considerados en los capítulos anteriores, la metodología de diseño de un ERACMF para el SEIN se basa en simulaciones de prueba y error, considerando escenarios pre-falla típicos de la operación del SEIN en máxima, media y mínima demanda, para hidrológicas de avenida y estiaje, y otros escenarios especiales. Con las simulaciones de un conjunto de eventos, se asegura que el diseño del ERACMF cumpla con los criterios generales mencionados en el capítulo 2.3.

La metodología utilizada para la especificación del ERACMF para el SEIN se detalla a continuación:

- a)** El primer paso, esencial para el éxito del diseño y confiabilidad de los resultados, es la actualización y verificación del modelo del SEIN tanto para estado estacionario, como para representar los fenómenos que se requiere. Este punto fue detallado en el capítulo 3.1.3, Modelado del SEIN.
- b)** Se selecciona los archivos base para las simulaciones, los cuales son los escenarios característicos en la operación del SEIN, para hidrológicas de Avenida y Estiaje y de demandas Máxima, Media y Mínima, los cuales resultan seis escenarios, donde se tienen diferentes niveles de demanda y de despacho. Además se preparan archivos con casos especiales con el fin de probar escenarios típicos de la operación del SEIN.

De acuerdo a los escenarios en el punto b), se calculan indicadores para la primera etapa de acuerdo a las ecuaciones (2.2) y (2.3). Con estos resultados se tiene una referencia en el inicio del diseño del ERACMF y se propone un porcentaje de rechazo para la primera etapa.

También, un paso importante, es probar el ERACMF anterior en los archivos base y especiales, para así tener referencia para el diseño de las demás etapas.

Finalmente se calculan los indicadores dados en las ecuaciones (2.2) y (2.3) para la máxima sobrecarga en el SEIN para todos los escenarios. Con esto se obtiene una referencia hasta que porcentaje acumulado se requiere para proteger al SEIN.

c) En esta etapa se diseña un ERACMF preliminar, en base a simulaciones para todos los escenarios. Se seleccionan los eventos de mínima desconexión de generación en la que se active la primera etapa de umbral. A partir de los resultados se confirma (de acuerdo al resultado de b)) y/o propone un porcentaje de rechazo de carga para la primera etapa de umbral, siguiendo con el criterio de cumplir el compromiso de evitar sobrechazos y subrechazos con la finalidad que la frecuencia post-evento sea entre los valores 59,5 Hz y 60,5 Hz. Luego de este punto, se selecciona las desconexiones de generación máxima que hagan actuar sólo la primera etapa de umbral, de acuerdo a los resultados se diseña el porcentaje de rechazo para la primera etapa de umbral preliminar.

Asimismo, siguiendo la misma secuencia del párrafo anterior se diseña preliminarmente las demás etapas de umbral hasta cubrir la máxima sobrecarga. En la figura Fig. 4.1 se muestra la metodología para este punto.

En la figura Fig. 4.1 se extrema en los valores finales de frecuencia, siendo para el menor valor de generación que activa la etapa "X" ligeramente menor de 60,5 Hz; y para el mayor valor de generación ligeramente mayor a 59,5 Hz; de acuerdo al criterio d) del capítulo 2.3. En las simulaciones para el diseño de los valores finales, éstos serán más cercanos al valor nominal de frecuencia, 60 Hz.

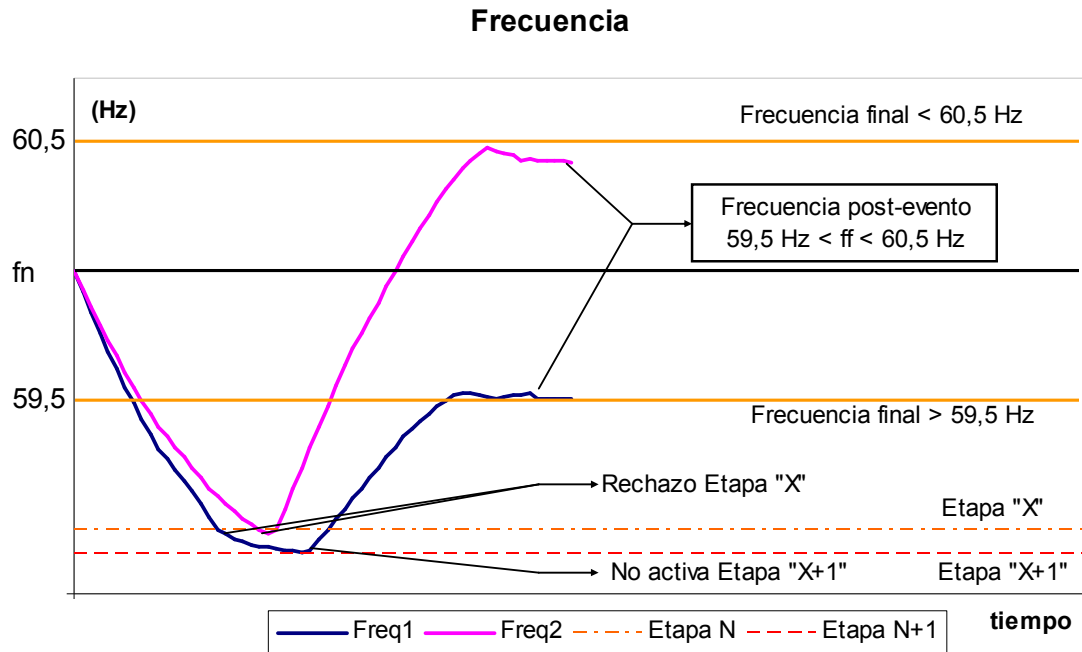


Fig. 4.1: Diseño de etapa de umbral "X" del ERACMF

A partir del diseño de la tercera etapa se tiene en cuenta implementar en el ERACMF las etapas de derivada de frecuencia, teniendo en cuenta los criterios técnicos de no exponer a prolongas desviaciones de frecuencia al SEIN. En particular se tiene que ante un evento no se debe afectar más del 0,17% de la vida útil de las turbinas, tomando como referencia el capítulo 1.2, ya que en este sistema se produce anualmente en promedio 20 eventos que compromete al ERACMF.

Además, se tiene en cuenta si es necesaria una etapa de reposición de la frecuencia. Con los resultados se tiene un ERACMF preliminar.

d) De acuerdo a los resultados de flujos de potencia de los escenarios base y escenarios especiales (generalmente aquellos que exigen más al ERACMF), se selecciona aquellos eventos en las que se vea comprometida la actuación del ERACMF, y se realiza verificaciones del desempeño de la actuación del ERACMF preliminarmente diseñado en el punto c). De acuerdo a los resultados obtenidos se realiza una retroalimentación y así hasta obtener un óptimo con la que se cumpla los requisitos y criterios. Además se tiene en cuenta si es necesario una etapa de reposición de la frecuencia.

En la figura Fig. 4.2 se resume la metodología propuesta.

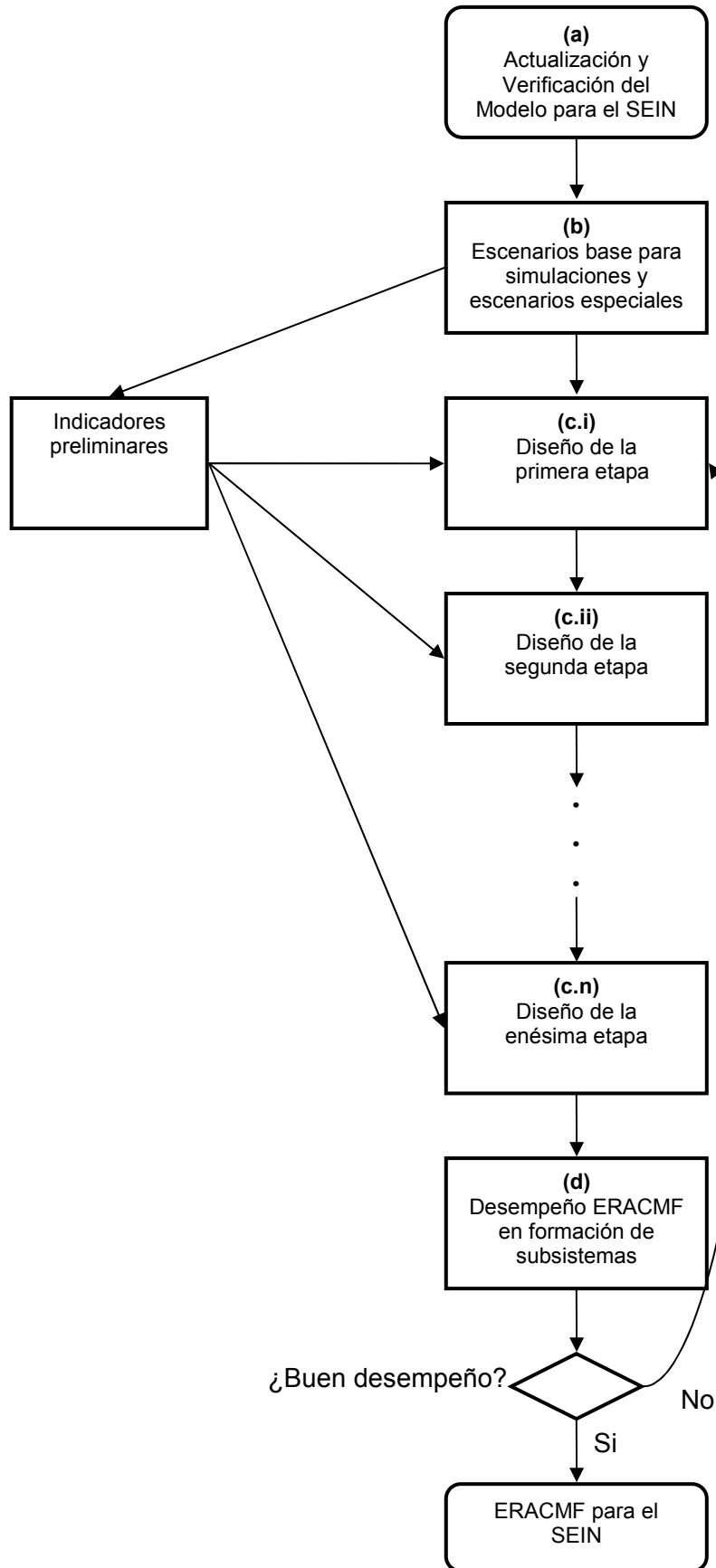


Fig. 4.2: Resumen de Metodología de diseño de un ERACMF

4.2 Desarrollo del ERACMF para el SEIN

Antes de iniciar el diseño de un ERACMF, se debe analizar información de desempeño del esquema. En el SEIN, se han reportado diferentes problemas en la actuación de la derivada de frecuencia de las diferentes empresas del SEIN. Este problema se debe a que los diferentes fabricantes de relés para esta aplicación tienen diferentes modos uno del otro de medir la derivada de frecuencia. El problema se centra en el tiempo de muestreo para determinar el valor de la derivada, es decir cuantos ciclos se toma para medir la derivada. Mientras menos ciclos tome más rápido será su acción, pero tiene el inconveniente que por fenómenos del propio sistema actúe innecesariamente. Por otro lado, si se toma más tiempo en la medición de la derivada se tiene con más exactitud que el valor de derivada calculado sea más confiable, pero con la desventaja de ser más lento.

De acuerdo a los reportes de las empresas del SEIN y revisión de la lógica de medición de la derivada de frecuencia de algunos fabricantes de relés, y teniendo en cuenta el criterio de que la protección por derivada de frecuencia sea eficaz y rápida, se ha optado por un valor de 270 ms como temporización para dar el disparo, logrando así que con este valor la actuación sea rápida y confiable.

La metodología descrita en 4.1 se aplica al diseño de un ERACMF para el SEIN en el año 2007, cuyos detalles se dan a continuación, de acuerdo a la numeración de 4.1

a) La actualización y verificación del modelo del SEIN, se dio para el programa de simulación DIgSILENT, cuyos detalles se dieron en el capítulo 3.1.3, Modelamiento del SEIN, donde se pudo concluir que el modelo verificado y actualizado está apto para realizar un estudio de diseño de un ERACMF.

b) Los escenarios más representativos en la operación del SEIN son:

- Máxima demanda en Avenida.
- Media demanda en Avenida.
- Mínima demanda en Avenida.
- Máxima demanda en Estiaje.
- Media demanda en Estiaje.
- Mínima demanda en Estiaje.

Los cuales han sido seleccionados como escenarios base para la realización del ERACMF. De estos archivos se seleccionan eventos para realizar simulaciones para el punto c), desconexiones de unidades de generación con el SEIN íntegro y (4), formación

de subsistemas por la desconexión de líneas de transmisión. En la TABLA N° 4.1 y TABLA N° 4.2 se muestran los eventos considerados respectivamente.

Evento	Descripción	Escenario
AVE-G01	Desconexión de CC.HH. Yanango y Chimay con 190,0 MW	Máxima en Avenida
AVE-G02	Desconexión de C.H. Restitución con 221,7 MW	
AVE-G03	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 286,2 MW	
AVE-G04	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 575,3 MW	
AVE-G05	Desconexión total del CC.HH. Mantaro y C.H. Restitución con 886,7 MW	
AVE-G06	Desconexión de C.H. Charcani V con 127,5 MW	Media en Avenida
AVE-G07	Desconexión de CC.HH. Yanango y Chimay con 190,0 MW	
AVE-G08	Desconexión de C.H. Huinco con 223,7 MW	
AVE-G09	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 286,2 MW	
AVE-G10	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 575,3 MW	
AVE-G11	Desconexión total de CC.HH. Mantaro y Restitución con 886,7 MW	Mínima en Avenida
AVE-G12	Desconexión de C.H. Chimay con 150 MW	
AVE-G13	Desconexión de C.H. Chimay y C.H. Yanango con 190 MW	
AVE-G14	Desconexión de C.H. Cañón del Pato con 210 MW	
AVE-G15	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 265,8 MW	
AVE-G16	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 534,3 MW	Máxima en Estiaje
AVE-G17	Desconexión total de CC.HH. Mantaro y Restitución con 823,8 MW	
EST-G01	Desconexión de C.H. Restitución con 204 MW	
EST-G02	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 264,5 MW	
EST-G03	Desconexión de CC.TT. Kallpa y TGENersur con 334 MW	
EST-G04	Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW	Media en Estiaje
EST-G05	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 531,6 MW	
EST-G06	Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 819 MW	
EST-G07	Desconexión de C.T. Kallpa con 160 MW	
EST-G08	Desconexión de C.T. TG Enersur con 174 MW	
EST-G09	Desconexión de C.H. Restitución con 204 MW	Mínima en Estiaje
EST-G10	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 264,5 MW	
EST-G11	Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW	
EST-G12	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 531,6 MW	
EST-G13	Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 819 MW	
EST-G14	Desconexión unidad TV de la C.T. Ventanilla con 159,2 MW	Máxima en Estiaje
EST-G15	Desconexión de C.H. Restitución con 170,1 MW	
EST-G16	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 245,2 MW	
EST-G17	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 395,1 MW	
EST-G18	Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW	
EST-G19	Desconexión de C.H. Restitución con 590,1 MW	Mínima en Estiaje

TABLA N° 4.1: Eventos de desconexión de generación con el SEIN íntegro

En la TABLA N° 4.1 se seleccionó los eventos de desconexión de generación en cada uno de los escenarios base, con el fin de crear sobrecarga por déficit de generación para todos los casos posibles, yendo de menor a mayor sobrecarga para el diseño del punto c), de la etapa 1 hasta la etapa en que se produzca la mayor sobrecarga posible.

Evento	Descripción	Escenario
1	Desconexión de la línea de 220 kV Talara - Piura con -17.61 MW	MinAve
2	Desconexión de la línea de 220 kV Piura - Chiclayo con -48.14 MW	MinAve
3	Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe - Trujillo con -58.35 MW	MinAve
4	Desconexión de la línea de 220 kV Trujillo - Chimbote con -72.76 MW	MedAve
5	Desconexión de la línea de 220 kV Trujillo - Chimbote con -108.44 MW	MedEst
6	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -50.64 MW	MinAve
7	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -132.55 MW	MaxEst
8	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -140.58 MW	MedEst
9	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -139.83 MW	MinEst
10	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 184,08 MW	MaxAve
11	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 128,28 MW	MedAve
12	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 169,21 MW	MinAve
13	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 242,72 MW	MaxEst
14	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 232,98 MW	MedEst
15	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 244,72 MW	MinEst

TABLA N° 4.2: Eventos de formación de subsistemas por desconexión de líneas de transmisión

Luego, se selecciona los eventos de desconexión de líneas para todos los casos en que se produzca déficit de generación, en el cual se llegue a valores de frecuencia que haga actuar el esquema de rechazo de carga.

Como casos especiales de escenarios, se crean aquellos en donde se tenga que enlaces importantes transmitan su máximo nivel operativo. Entre ellos cabe destacar la desconexión de las líneas de transmisión L-2215 (Paramonga Nueva – Chimbote 1), L-2238 (Piura Oeste – Chiclayo Oeste), L-2234 (Guadalupe – Trujillo Norte) y L-2236 (Guadalupe – Chiclayo Oeste).

Indicadores Preliminares

i) Indicadores para la primera etapa

De acuerdo a las ecuaciones (2.2) y (2.3), se calcula para cada escenario con el SEIN íntegro la unidad más pequeña que haga actuar la primera etapa, cuyos resultados se muestran en la TABLA N° 4.3

INDICADOR	AVENIDA 2007			ESTIAJE 2007		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
PERDIDA DE UNIDAD (MW)	174,0	156,0	135,0	174,0	174,0	135,0
UNIDAD	Chilca I	TG3 Venta	TV Ilo2	Chilca I	Chilca I	TV Ilo2
GENERACION REMANENTE	3108,6	3034,3	2107,9	3126,2	3045,5	2038,2
SOBRECARGA(%) ΔP	5,6	5,1	6,4	5,6	5,7	6,6
PORCENTAJE DE RECHAZO (%) ΔP_R	5,1	4,8	5,9	5,0	5,3	5,8

TABLA N° 4.3: Indicadores preliminares para el diseño de la primera etapa

De acuerdo a los resultados de la TABLA N° 4.3, tomando un ponderado de los porcentajes de rechazo referenciales, se toma como 5,2% el porcentaje de rechazo de carga preliminar el cual debe ser ratificado en los puntos (3) y (4).

ii) Indicadores para la mayor sobrecarga en el SEIN

Asimismo se calcula la máxima sobrecarga que se pueda presentar en el SEIN.

INDICADOR	AVENIDA 2007			ESTIAJE 2007		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
PERDIDA DE GENERACION (MW)	886,7	886,7	823,8	819	819	590,1
CENTRAL	Man-Res	Man-Res	Man-Res	Man-Res	Man-Res	Man-Res
GENERACION REMANENTE	2746,4	2551	1587	2828,8	2609,2	1838,7
SOBRECARGA(%) ΔP	32,3	34,8	51,9	29	31,4	32,1
PORCENTAJE DE RECHAZO (%) ΔP_R	25,9	27,5	36,3	23,7	25,2	25,6

TABLA N° 4.4: Indicadores preliminares para el diseño de la última etapa

De acuerdo a la TABLA N° 4.4, la mayor sobrecarga en el SEIN sería de 51,9% con un porcentaje de rechazo de carga necesario para equilibrar la generación-demanda de 36,3%; el cual será tomado como valor referencial para el diseño del ERACMF. Es necesario precisar, que para eventos que provoquen gran déficit de generación es inevitable en la mayoría de los casos sobrerchazar para hacer una efectiva y rápida recuperación de la frecuencia.

iii) Indicadores de desempeño del ERACMF vigente en nuevos escenarios

Asimismo para tener valores referenciales para el diseño del ERACMF, de gran apoyo es obtener valores del desempeño del ERACMF vigente para los nuevos escenarios. En la TABLA N° 4.5 se resume el desempeño del ERACMF 2006 en escenarios del año 2007.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
AVE-G01	190,0	58,968	59,704	5,1%	4,7%	5,0%	1	--
AVE-G02	221,7	58,938	59,456	5,1%	4,7%	5,0%	1	--
AVE-G06	127,5	58,972	59,975	4,9%	4,1%	4,8%	1	--
AVE-G08	223,7	58,993	60,048	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G12	150,0	58,993	59,810	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G13	190,0	58,976	59,504	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G14	210,0	58,968	59,704	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
EST-G01	204,0	58,993	59,904	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,01
EST-G02	264,5	58,947	59,811	5,2%	5,1%	5,2%	1	--
EST-G07	160,0	58,984	59,909	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,219
EST-G08	174,0	58,984	59,901	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,163
EST-G09	204,0	58,942	59,750	5,1%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G14	159,2	58,994	59,723	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G15	170,1	58,991	59,562	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
AVE-G03	286,2	58,872	59,970	12,9%	12,1%	12,7%	2	60,139
AVE-G07	190,0	58,892	59,708	5,4%	5,3%	5,4%	2	--
AVE-G09	286,2	58,840	59,928	12,9%	12,0%	12,7%	2	60,101
AVE-G15	265,8	58,881	59,922	12,8%	11,9%	12,6%	2	--
EST-G03	334,0	58,892	59,949	12,0%	12,8%	12,1%	2	60,279
EST-G04	462,3	58,807	59,810	12,9%	12,8%	12,9%	2	59,904
EST-G10	264,5	58,881	59,963	12,8%	12,8%	12,8%	2	60,422
EST-G16	245,2	58,887	59,324	6,3%	5,7%	6,1%	2	--
AVE-G04	575,3	58,731	60,111	22,8%	21,4%	22,5%	3	60,794
AVE-G16	534,3	58,767	59,609	22,8%	21,1%	22,3%	3	--
EST-G05	531,6	58,746	60,115	22,9%	14,1%	21,1%	3	60,831
EST-G11	462,3	58,744	60,085	21,8%	22,5%	22,0%	3	61,259
EST-G12	531,6	58,740	59,911	22,7%	22,5%	22,7%	3	61,005
EST-G17	395,1	58,787	59,340	14,7%	13,6%	14,4%	3	--
EST-G18	462,3	58,742	59,977	22,8%	22,5%	22,7%	3	--
AVE-G10	575,3	58,631	60,034	23,6%	21,3%	23,1%	4	60,877
EST-G06	819,0	58,659	59,957	23,5%	22,6%	23,3%	4	
EST-G13	819,0	58,604	60,014	32,6%	32,3%	32,5%	4	60,893
EST-G19	590,1	58,641	59,305	24,0%	23,3%	23,9%	4	--
AVE-G05	886,7	58,602	60,058	32,8%	31,9%	32,7%	5	60,628
AVE-G11	886,7	58,582	59,946	32,9%	30,7%	32,4%	5	60,231
AVE-G17	823,8	58,474	59,567	44,4%	43,0%	44,1%	6	--

TABLA N° 4.5: Desempeño de ERACMF vigente en escenarios del 2007

En la TABLA N° 4.5 se muestra la frecuencia mínima, frecuencia final, los porcentajes de rechazo de carga respecto de la demanda. Asimismo la última etapa que actúa del ERACMF vigente y la máxima frecuencia registrada en la recuperación de la frecuencia (si no hay valor es igual a la frecuencia final). Estos resultados serán utilizados para el diseño del ERACMF 2007.

c) Diseño de las etapas del ERACMF

i) Diseño de la Primera etapa

El diseño de la primera etapa resulta en el 5,2% de rechazo de carga, confirmando el valor obtenido en los indicadores preliminares.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
AVE-G01	190,0	58,968	59,704	5,1%	4,7%	5,0%	1	--
AVE-G02	221,7	58,938	59,456	5,1%	4,7%	5,0%	1	--
AVE-G06	127,5	58,972	59,975	4,9%	4,1%	4,8%	1	--
AVE-G08	223,7	58,993	60,048	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G12	150,0	58,993	59,810	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G13	190,0	58,976	59,504	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G14	210,0	58,968	59,704	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
EST-G01	204,0	58,993	59,904	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,01
EST-G02	264,5	58,947	59,811	5,2%	5,1%	5,2%	1	--
EST-G07	160,0	58,984	59,909	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,219
EST-G08	174,0	58,984	59,901	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,163
EST-G09	204,0	58,942	59,750	5,1%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G14	159,2	58,994	59,723	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G15	170,1	58,991	59,562	5,2%	5,1%	5,1%	1	--

TABLA N° 4.6: Resumen de resultados de diseño de la Primera etapa

De acuerdo a la TABLA N° 4.6, en los eventos EST-G07 y EST-G08 se produce un ligero sobrerrechazo, el cual es permitido ya que en el evento AVE-G02 se tuvo una frecuencia final cercana a 59,5 Hz. El desempeño de la primera etapa del ERACMF es satisfactoria.

ii) Diseño de la Segunda etapa

De acuerdo a los resultados de la TABLA N° 4.5, se tiene que el porcentaje de la segunda etapa se debe mantener en 7,8%.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
AVE-G03	286,2	58,872	59,970	12,9%	12,1%	12,7%	2	60,139
AVE-G07	190,0	58,892	59,708	5,4%	5,3%	5,4%	2	--
AVE-G09	286,2	58,840	59,928	12,9%	12,0%	12,7%	2	60,101
AVE-G15	265,8	58,881	59,922	12,8%	11,9%	12,6%	2	--
EST-G03	334,0	58,892	59,949	12,0%	12,8%	12,1%	2	60,279
EST-G04	462,3	58,807	59,810	12,9%	12,8%	12,9%	2	59,904
EST-G10	264,5	58,881	59,963	12,8%	12,8%	12,8%	2	60,422
EST-G16	245,2	58,887	59,324	6,3%	5,7%	6,1%	2	--

TABLA N° 4.7: Diseño de la Segunda etapa

Los resultados a excepción el del evento EST-G16 son satisfactorios. En el evento EST-G16 la frecuencia final fue de 59,324 Hz. Esto se debe a que la segunda etapa se activó parcialmente; 6,1% debiendo ser 13,0%. Estos casos son probables en la dinámica del SEIN, ya que la frecuencia es elástica y ante una perturbación por unos instantes la frecuencia no es la misma en todos los puntos, por ello es que no se logra activar totalmente la segunda etapa del ERACMF. En estos casos se prevé que la regulación primaria de frecuencia sea mejorada o en su defecto una pronta actuación de la reserva secundaria de frecuencia. En el caso del evento mencionado, no se consideró necesario que por ese evento se incremente el valor de la segunda, para que no se produzca sobrerrechazos en las demás etapas. Finalmente el porcentaje de rechazo de la segunda etapa sería de 7,8%.

iii) Diseño de la Tercera etapa

De acuerdo a los resultados obtenidos en la TABLA N° 4.5, se tiene que en los eventos EST-G11 y EST-G12, la frecuencia llega a valores superiores de 61,0 Hz lo que provocaría que desconecte por sobrefrecuencia la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, con ajustes de 61,0 Hz con disparo instantáneo. Este efecto contradice los criterios enunciados, por lo que la cantidad de rechazo en esta etapa debe ser modificado.

Aplicando la metodología, con la realización de simulaciones de prueba y error, se tiene los siguientes resultados finales, mostrados en la TABLA N° 4.8

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapas última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
EST-G17	395,1	58,788	59,512	15,6%	14,4%	15,3%	3	--
EST-G18	462,3	58,737	59,407	17,1%	17,2%	17,1%	3	--
EST-G11	462,3	58,744	60,121	16,9%	16,2%	16,8%	3	60,81
EST-G12	531,6	58,730	59,920	16,9%	16,5%	16,9%	3	60,29
EST-G05	531,6	58,747	59,976	17,1%	14,0%	16,4%	3	60,30
AVE-G04	575,3	58,731	59,964	17,1%	17,2%	17,1%	3	60,08

TABLA N° 4.8: Diseño de la Tercera etapa

Entonces realizando la respectiva optimización de la tercera etapa se tiene un porcentaje de rechazo de carga de 4,0%. En esta etapa se optimizó teniendo en cuenta el compromiso de no sobrerrechazar ni subrechazar, obteniéndose en el evento EST-G11 una frecuencia máxima de 60,81 Hz, cercano al valor de 61,0 Hz de desconexión de la

unidad TG1 de la C.T. Aguaytía; y una frecuencia final en el evento EST-G18 de 59,41 Hz. No se pudo aumentar o disminuir el valor de rechazo por los eventos mencionados.

En el evento EST-G17 fue necesaria la implementación de una etapa de reposición de la frecuencia, con ajustes de 59,1 Hz con un disparo luego de 30 segundos, para evitar que la frecuencia quede en valores bajos. El desempeño de esta etapa se afirmará o no en las demás simulaciones.

En el evento AVE-G04 se produjo la actuación de relés de derivada de frecuencia en el norte en las subestaciones Piura Oste, Talara y Zorritos. Estas protecciones de derivada no debieron haber actuado a este nivel, por lo que la temporización de las derivadas de frecuencia para el área Norte fue aumentado lo suficiente para que no actúen ante estas situaciones. En la simulación se presentaron oscilaciones en el área mencionada. Este fenómeno fue analizado para el diseño de esta etapa, cuyos detalles se muestran a continuación.

En la figura Fig. 4.3 se muestra la evolución de la frecuencia simulado del evento AVE-G04 del área Norte.

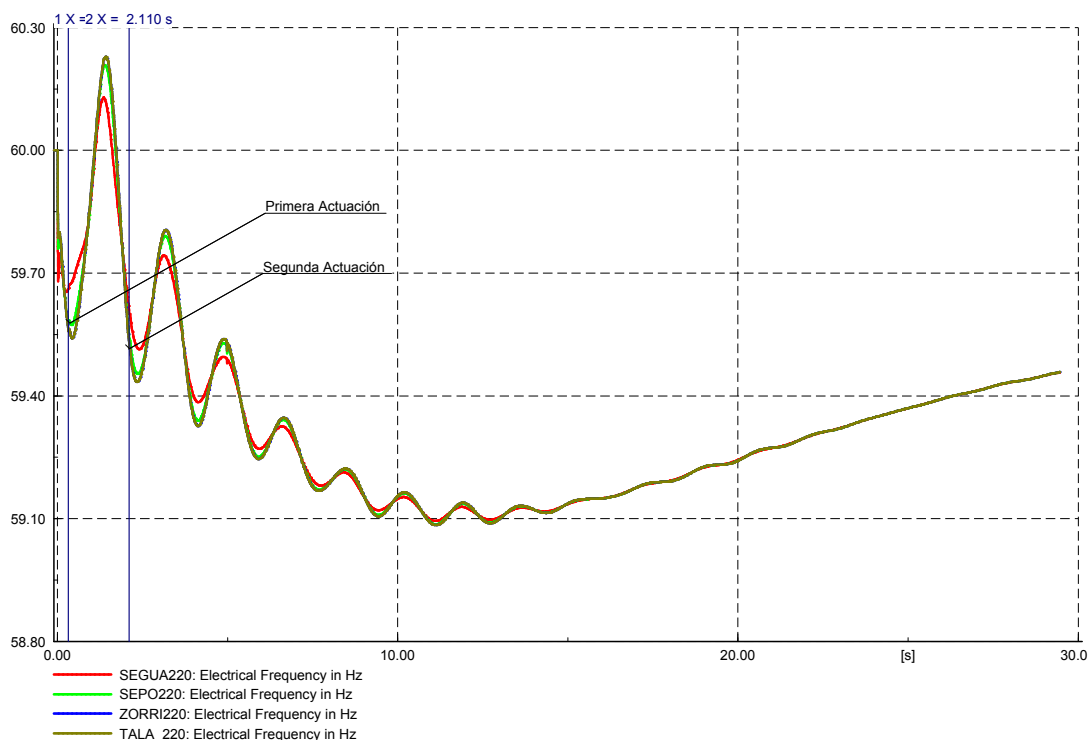


Fig. 4.3: Frecuencia del área Norte en evento AVE-G04

De la figura Fig. 4.3, se tiene que según los ajustes actuales de la derivada de frecuencia (ERACMF 2006), las condiciones de derivada se cumplirían en dos oportunidades, por lo

que actuaría innecesariamente en algunos escenarios. Como información complementaria se muestra en la figura Fig. 4.4 la evolución de la frecuencia en un evento del día 30.06.06, donde desconectó la línea L-1107 (Chimbote 1 – Chimbote 2) de 138 kV [38]. Se puede apreciar que en este evento se activó innecesariamente las etapas de derivada de esta área.

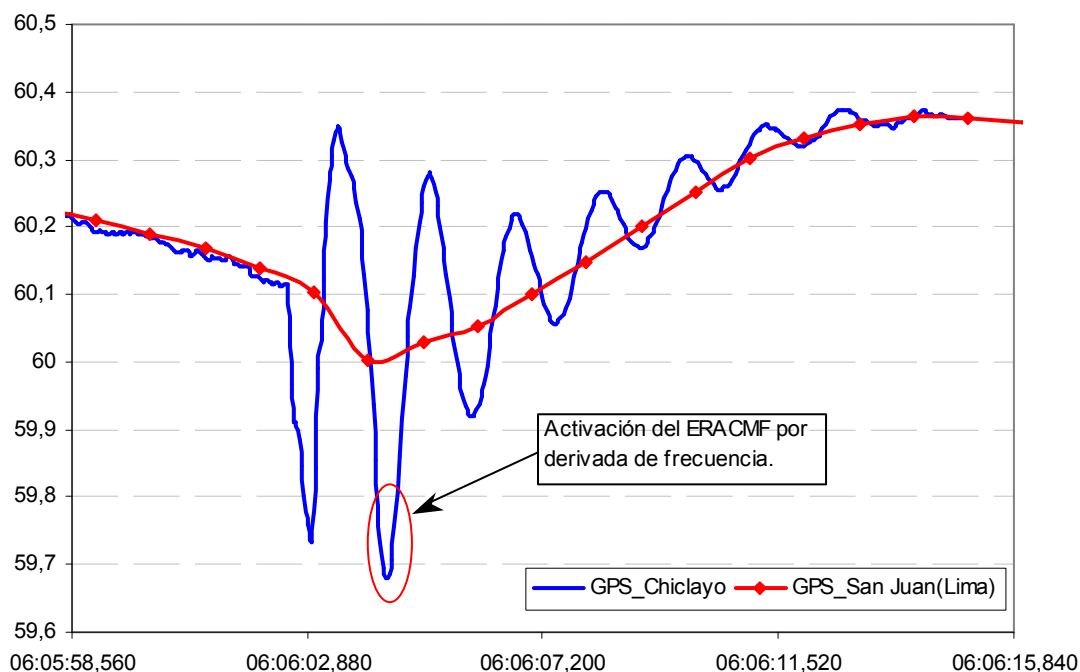


Fig. 4.4: Registro de frecuencia en la desconexión de la línea L-1107 el día 30.06.06

De acuerdo a esta información, fue necesaria elevar la temporización de la protección de derivada de frecuencia para el área Norte de 150 ms a 400 ms.

Además, a partir de esta etapa fue necesario la implementación de desconexión de banco de capacitores acompañado de desconexión de las cargas, debido a la presencia de valores de tensión altos. Entonces los ajustes de actuación de desconexión de bancos de capacitores se dará con los ajustes de la actuación de la tercera etapa del ERACMF.

iv) Diseño de la Cuarta etapa

Siguiendo la metodología, los resultados preliminares para la cuarta etapa se muestran en la TABLA N° 4.9

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
AVE-G10	575,3	58,646	59,927	17,8%	17,7%	17,8%	4	60,232
AVE-G16	534,3	58,687	60,005	27,0%	27,1%	27,0%	4	60,16
EST-G19	590,1	58,620	59,754	27,0%	27,1%	27,0%	4	--
EST-G06	819,0	58,616	59,835	19,6%	19,9%	19,6%	4	59,94

TABLA N° 4.9: Diseño de la Cuarta etapa

Los resultados para esta etapa son satisfactorios, con un rechazo para esta etapa de 10,0% adicional.

En el evento AVE-G16 fue necesaria la actuación de la derivada de frecuencia con un total de 270 MW. Además en todos estos eventos fue necesaria la desconexión de bancos de capacitores debido a altos valores de tensión. Para eventos de mínima demanda se presentaron altas tensiones, en especial en el área Norte, aunque los niveles de tensión no llegan a valores de disparo de las líneas de transmisión. En estos eventos es necesaria la intervención del Coordinador del SEIN para bajar los niveles de tensión, ya sea con prioridad en la recuperación de carga o el uso de recursos de reactivos.

Con esta etapa se cubre la máxima sobrecarga que se produce en máxima demanda en estiaje, EST-G06, siendo su desempeño muy satisfactorio tanto en la recuperación de la frecuencia y los valores de tensión post-evento.

v) Diseño de la Quinta etapa

En la TABLA N° 4.10 se muestran los resultados finales para la etapa 5.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
EST-G13	819,0	58,537	59,921	29,2%	26,4%	28,6%	5	60,30
AVE-G11	886,7	58,557	59,942	29,7%	29,1%	29,6%	5	--
AVE-G05	886,7	58,62	59,944	27,9%	29,0%	28,2%	5	60,01

TABLA N° 4.10: Diseño de la Quinta etapa

En esta etapa se consideran las máximas sobrecargas en media demanda de estiaje y máxima y media demanda de avenida. En esta etapa no fue considerada la máxima sobrecarga en mínima demanda en avenida, ya que se necesita un rechazo mínimo de

44%, lo cual haría a los eventos presentados en la TABLA N° 4.10 sobrerrechazar, llegando en todos los eventos a que se llegue a rechazar por sobrefrecuencia generación. En las simulaciones se obtiene un rechazo de 7%, pero se realizó una sensibilidad de hasta que porcentaje se podía elevar este valor ya que para grandes valores de sobrecarga es necesario sobrerrechazar para que la recuperación de la frecuencia sea más rápida y no tener el riesgo que en algunos eventos pueda actuar la siguiente etapa. Es por ello que finalmente se optó por un porcentaje de 10,0%; sin que esto cambie los resultados de la TABLA N° 4.10

vi) Diseño de la Sexta etapa

Con esta etapa se debe cubrir la máxima sobrecarga que se puede producir en el SEIN, de acuerdo al evento AVE-G17 (mínima demanda en avenida). En la TABLA N° 4.11 se muestran los resultados finales.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	SEIN		
AVE-G17	823,8	58,481	59,503	43,4%	43,9%	43,5%	6	59,563

TABLA N° 4.11: Diseño de la Sexta etapa

Obteniéndose una frecuencia final de 59,503 Hz. Se consideró la mínima cantidad de rechazo de carga, debido a las sobretensiones que se pueden producir. Fue necesario la actuación de la derivada de frecuencia para amortiguar la caída de frecuencia y permitir una efectiva y rápida recuperación de la frecuencia.

Obteniéndose un rechazo de carga de 7,0% para esta etapa, con un acumulado de 44,0% para el ERACMF preliminar.

Entonces preliminarmente en el punto 3, se tiene el siguiente ERACMF

Número de Etapa	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA						
		(Hz)	(s)	ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (1)		ARRANQUE (Hz)
				(Hz/s)	(s)	(Hz/s)	(s)	(Hz/s)	(s)	
1	5,2%	59,0	0,15	-0,75	0,40	-0,65	0,27	-1,10	0,27	59,8
2	7,8%	58,9	0,15	-0,75	0,40	-0,65	0,27	-1,10	0,27	59,8
3	4,0%	58,8	0,15	-0,75	0,40	-0,65	0,27	-1,10	0,27	59,8
4	10,0%	58,7	0,15			-1,10	0,27	-1,50	0,27	59,8
5	10,0%	58,6	0,15			-1,40	0,27	-2,10	0,27	59,8
6	7,0%	58,5	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						
Reposición	2,5% (2)	59,1	30,00							

(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos de carga ésta se queda por debajo de 59,1 Hz

TABLA N° 4.12: ERACMF preliminar

La nota (1) se realizó en un análisis previo a la elaboración de este ERACMF, donde debido a presencia de oscilaciones excitadas en eventos cercanos o en el área de Machupicchu la protección de derivada actuaba. Esto es un caso similar al analizado en el área Norte.

d) Diseño del ERACMF con eventos de desconexión de líneas

Se considera los eventos que se detallan en la TABLA N° 4.13

EVENTO	DEFICIT GENERACION (MW)	FRECUENCIA MINIMA (Hz)	FRECUENCIA MAXIMA (Hz)	FRECUENCIA FINAL (Hz)	TOTAL RECHAZO CARGA (MW)	ETAPA ULTIMA ERACMF
1	17,6	58,679	59,564	59,539	6,3	4
2	48,1	58,322	59,561	59,561	37,9	7
3	58,4	58,475	59,695	59,568	56,8	6
4	72,8	58,358	61,402	60,688	140,8	7P
5	108,4	58,222	60,331	59,896	168,6	7
6	50,6	58,842	59,555	59,555	42,3	2
7	132,6	58,520	60,826	60,433	183,3	6P, 7P
8	140,6	58,403	61,196	60,619	198,9	7P
9	139,8	58,330	61,037	60,490	178,7	7
10	176,0	58,611	59,979	59,979	186,1	4
11	124,0	58,819	59,737	59,737	86,0	3P
12	162,1	58,434	60,033	60,033	173,0	5P
13	228,9	58,450	60,325	60,325	298,4	6
14	220,2	58,371	60,055	60,055	251,0	7P
15	225,1	58,308	60,047	60,047	256,5	7

Nota: La letra P en la columna de la ULTIMA ETAPA significa que ésta actuó parcialmente

TABLA N° 4.13: Resultados ante desconexión de líneas de transmisión

En los eventos 2, 4, 5, 7 y 8 (escenarios de separación de subsistemas del área Norte con el SEIN), y eventos 14 y 15 (escenarios de separación del área Sur con el SEIN), la recuperación de la frecuencia no era suficiente o resultaba muy lenta, los cuales no cumplían del todo los requisitos de restablecer la frecuencia a valores adecuados y de forma rápida, tal que no afecte la vida útil de las unidades generadoras. Por ello, fue necesaria la implementación de una nueva etapa, adicional a las 6 propuestas preliminarmente, cuyo porcentaje de rechazo de carga, de acuerdo a los criterios de optimización resultó en 4,0%, el cual se extendió para todo el SEIN.

En los eventos 2, 3, 4, 6, 7 y 8 fue necesaria la desconexión de bancos de capacitores asociados a las cargas, para el control de las tensiones. En estos escenarios se activaron las protecciones descritas en el capítulo 3.1.3 c), cuya implementación fue de gran importancia en el modelo del SEIN en el DlgSILENT. En todos los eventos presentados en la TABLA N° 4.13 fue activada las etapas de derivada, los cuales contribuyeron, junto a las etapas de umbral de frecuencia a una pronta recuperación de la frecuencia.

Adicionalmente a los eventos de desconexión de líneas de transmisión derivados de los escenarios base, es necesario verificar el ERACMF propuesto con escenarios especiales, para tener una mejor cantidad de eventos que representen los diferentes estados de operación del SEIN, para una mejor optimización. Los eventos que se seleccionan son los eventos en la que se produce la mayor sobrecarga al formarse un sistema aislado. Los eventos especiales se muestran en la TABLA N° 4.14

Evento	Descripción	Escenario
1	Desconexión de la línea de 220 kV Piura - Chiclayo con -60,45 MW	MinAve
2	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -159,00 MW	
3	Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe - Trujillo con -80,81 MW	
4	Desconexión de la línea de 220 kV Chiclayo - Guadalupe con -68,27 MW	

TABLA N° 4.14: Eventos especiales de desconexión de líneas

Se seleccionaron eventos de mínima demanda con los máximos flujos en la que se puede transmitir las líneas de transmisión que separan el área Norte del SEIN. Siendo el evento más exigente el evento 2 por las sobretensiones que se pueden presentar, ya que en este evento, desconexión de la línea L-2215 (Chimbote – Paramonga), se tiene el área Norte completo y por ser de líneas largas, radial y del escenario de menor demanda, se tendrá problemas de sobretensión por la actuación del ERACMF.

En la figura Fig. 4.5 se muestra la sensibilidad de cantidad de rechazo de carga realizada en el evento 2.

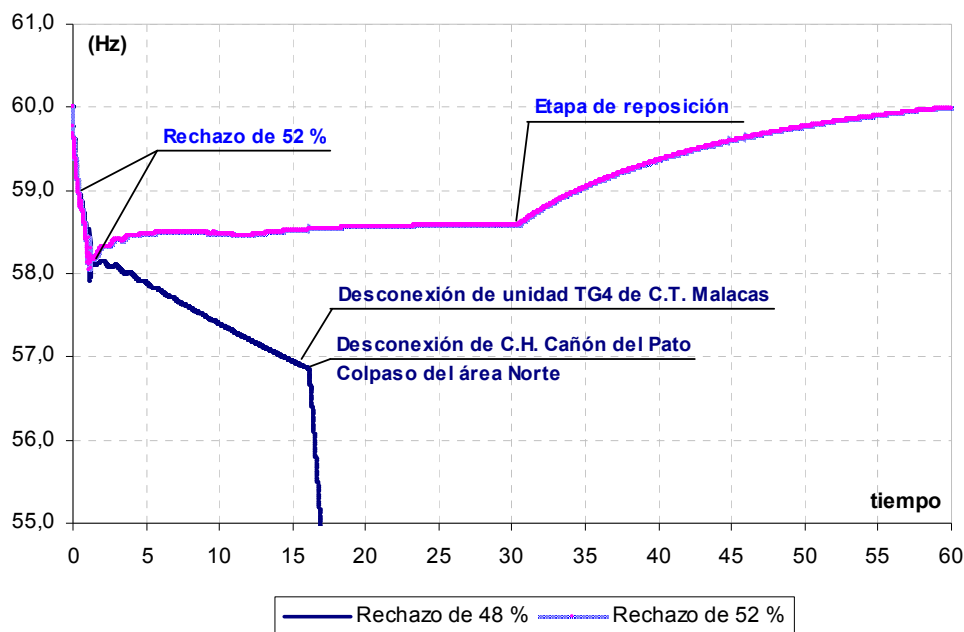


Fig. 4.5: Frecuencia ante la desconexión de la línea L-2215 con 160 MW de Paramonga a Chimbote

En la figura Fig. 4.5, se muestra dos niveles de rechazo de carga para el ERACMF, siendo una de ellas la de un total de 48,0% de acuerdo al ERACMF que se está diseñando, el cual no resultó suficiente para revertir y recuperar la frecuencia, conllevando a que la frecuencia llegue a valores de disparo de centrales generadoras, como la son la unidad TG4 de la C.T. Malacas (57,0 Hz con 1,5 seg para el disparo) y la C.H. Cañón del Pato (57,0 Hz con 1,7 segundos para el disparo). Con la desconexión de estas centrales se tiene un apagón en el área Norte.

Asimismo, en la figura Fig. 4.5 se muestra un rechazo total de 52,0%, el cual resulta suficiente para revertir la caída frecuencia, llegando a un nivel de 60 Hz luego de que la etapa de reposición actúe. No se consideró mayor rechazo de carga hasta la séptima etapa debido a las sobretensiones, que si se hubiese llegado a rechazar más carga, los valores de sobretensión producidos hubiesen sido incontrolables, llegando a desconectar diferentes equipos del área, con un probable apagón. Además, no se consideró una etapa adicional, ya que este nivel de rechazo de carga es puntual para esta área, la cual implementar una virtual etapa adicional al SEIN hubiese sido antieconómico e innecesario.

Entonces, de acuerdo a los resultados descritos, se establece el rechazo de carga para el área Norte de 8% para la séptima etapa (sólo a partir desde la S.E. Chimbote). En la TABLA N° 4.15 se resume los resultados de los eventos especiales.

EVENTO	DEFICIT GENERACION (MW)	FRECUENCIA MINIMA (Hz)	FRECUENCIA MAXIMA (Hz)	FRECUENCIA FINAL (Hz)	TOTAL RECHAZO CARGA (MW)	ETAPA ULTIMA ERACMF
1	60,5	57,488	59,234	59,147	39,7	7
2	159,0	58,116	59,989	59,989	174,1	7
3	80,8	57,645	59,317	59,317	70,1	7
4	68,3	57,839	59,567	59,511	59,3	7

TABLA N° 4.15: Resultados de eventos especiales de desconexión de líneas

En estos eventos se rechazó por derivada y umbral de frecuencia, debido a la severidad de estos eventos en los subsistemas formados. Adicionalmente, fue necesaria la desconexión de bancos de capacitores en conjunto con el rechazo de carga para contribuir a reducir los valores de tensión. Además, fue necesaria la actuación de la etapa de reposición en los eventos 1 y 2.

En el evento 2 se tuvo la mayor exigencia en cuanto a sobretensiones producidas, por lo que en este evento se calculó el nivel máximo de rechazo de carga. Es por ello, que en los demás eventos las frecuencias finales post-eventos son bajas. Se prevé una mejor regulación de frecuencia en esta área, con la respectiva asignación de reserva a

centrales en esta área, para que tengan capacidad de regulación y no llegue en eventuales escenarios similares a los descritos a que la frecuencia permanezca en los valores estimados.

e) Finalmente, el ERACMF para el año 2007 se presenta en la TABLA N° 4.16

Número de Etapa	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA						
				ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (1)		ARRANQUE
		(Hz)	(s)	(Hz/s)	(s)	(Hz/s)	(s)	(Hz/s)	(s)	(Hz)
1	5,2%	59,0	0,15	-0,75	0,40	-0,65	0,27	-1,10	0,27	59,8
2	7,8%	58,9	0,15	-0,75	0,40	-0,65	0,27	-1,10	0,27	59,8
3	4,0%	58,8	0,15	-0,75	0,40	-0,65	0,27	-1,10	0,27	59,8
4	10,0%	58,7	0,15			-1,10	0,27	-1,50	0,27	59,8
5	10,0%	58,6	0,15			-1,40	0,27	-2,10	0,27	59,8
6	7,0%	58,5	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						
7	4% (2)	58,4	0,15							
Reposición	2.5% (3)	59,1	30,00							

(2) Para el área norte a partir de la S.E. Chimbote 1, se considera un porcentaje de 8,0 % de la demanda.

(3) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos de carga ésta se queda por debajo de 59,1 Hz

TABLA N° 4.16: ERACMF para el año 2007

CAPITULO V

CONCLUSIONES

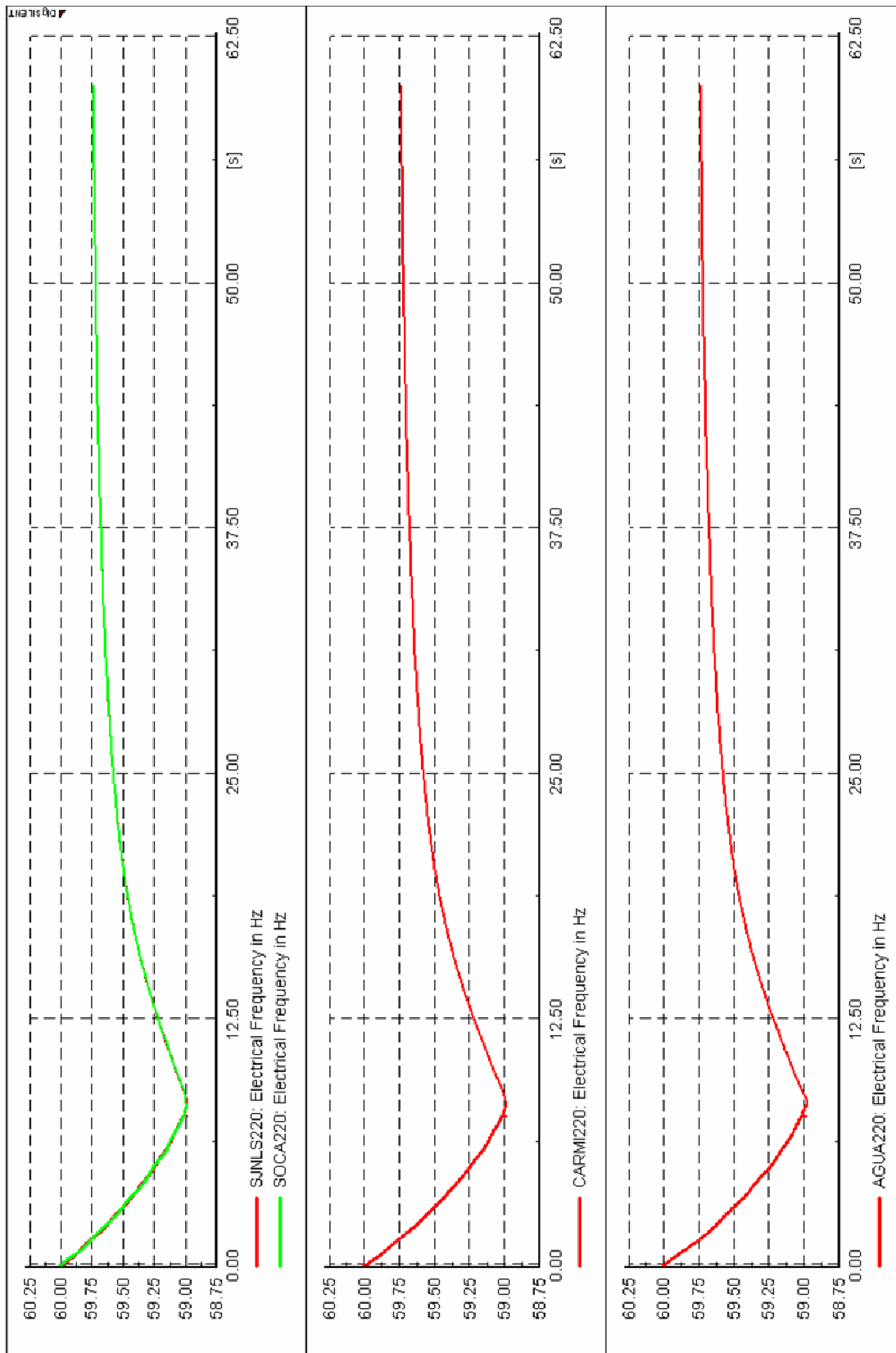
- Se desarrolló una metodología base de diseño de un Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, de acuerdo a las características y topología del SEIN, cumpliendo con lo dispuesto en las normas y leyes peruanas, NTCOTRSI y NTCSE.
- Se aplicó la metodología propuesta para el diseño del ERACMF para el año 2007, obteniendo un esquema eficaz y óptimo, cuyos resultados fueron utilizados en el Estudio de Rechazo de Carga/Generación del Sistema Eléctrico Peruano para el año 2007 [5].
- Se destacó la importancia que tiene para el éxito del diseño de un ERACMF, contar con un modelo adecuado para representar los fenómenos dinámicos del SEIN. Asimismo, se desarrolló una metodología para afinar y verificar el modelo, con la cual se pudo dar el paso inicial para el diseño del ERACMF.
- Se desarrolló las restricciones con la que cuenta los diferentes equipos del SEIN para operar a desviaciones de frecuencia, con su respectivo perjuicio. Para así tener en consideración como criterios técnicos para el desarrollo del ERACMF.
- Se analizó la Normativa referente al control de frecuencia y de desarrollo de ERACMF, para tomarlos como criterios en el desarrollo de ésta.

ANEXO A

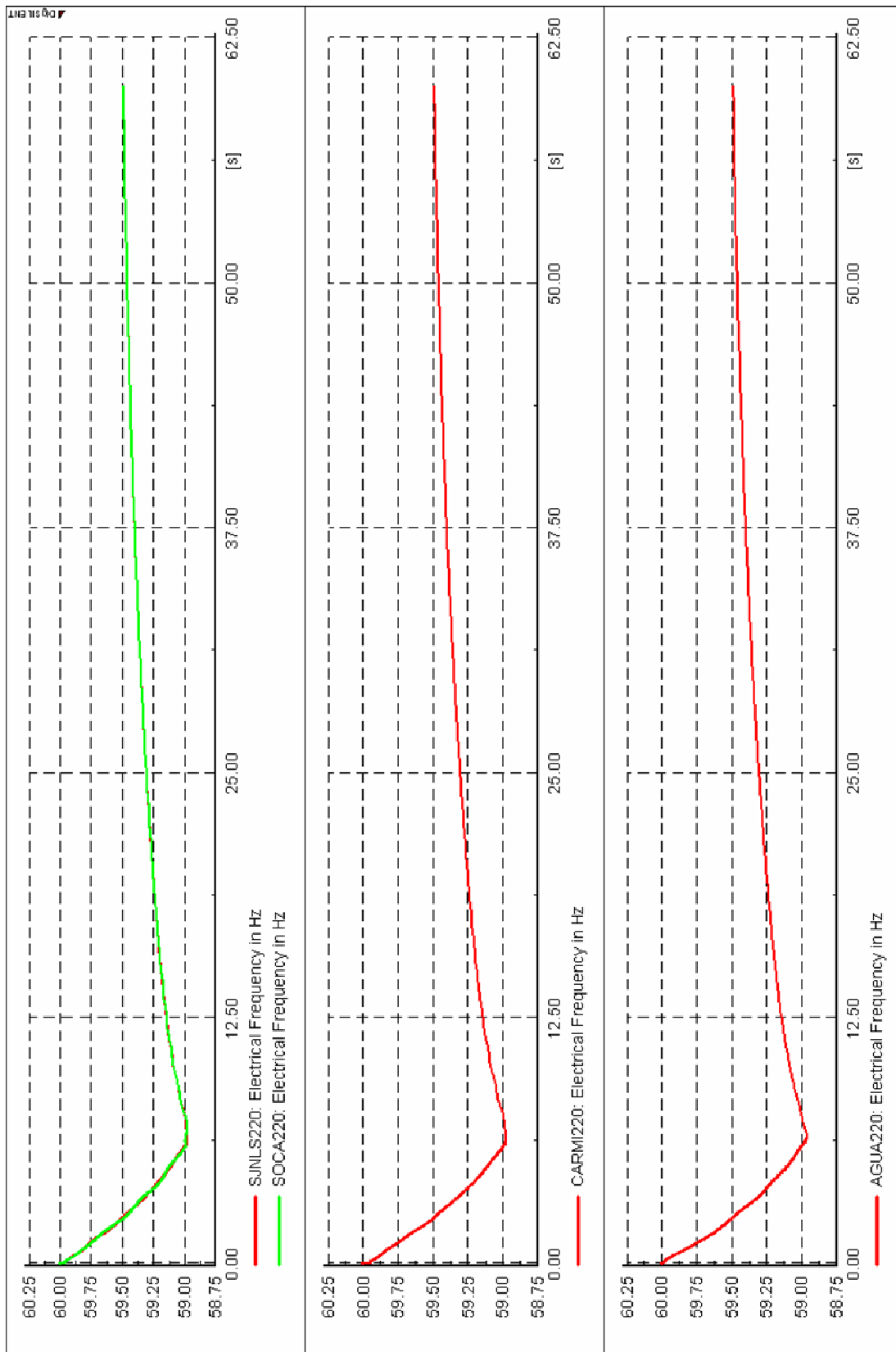
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA DESCONEXIONES DE GENERACIÓN

AÑO 2007 MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA

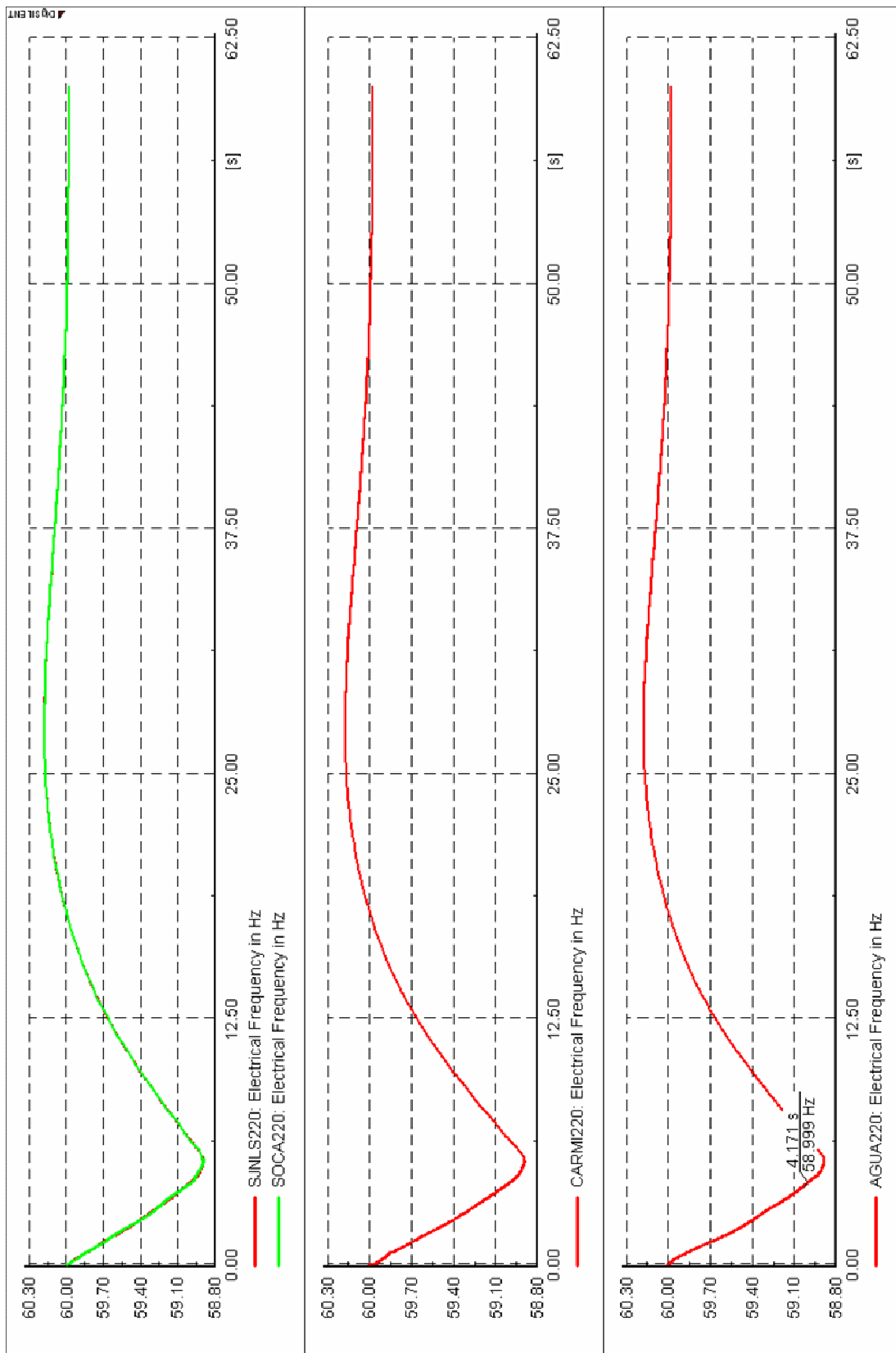
AVE-G01: Desconexión de CC.HH. Yanango y Chimay con 190 MW



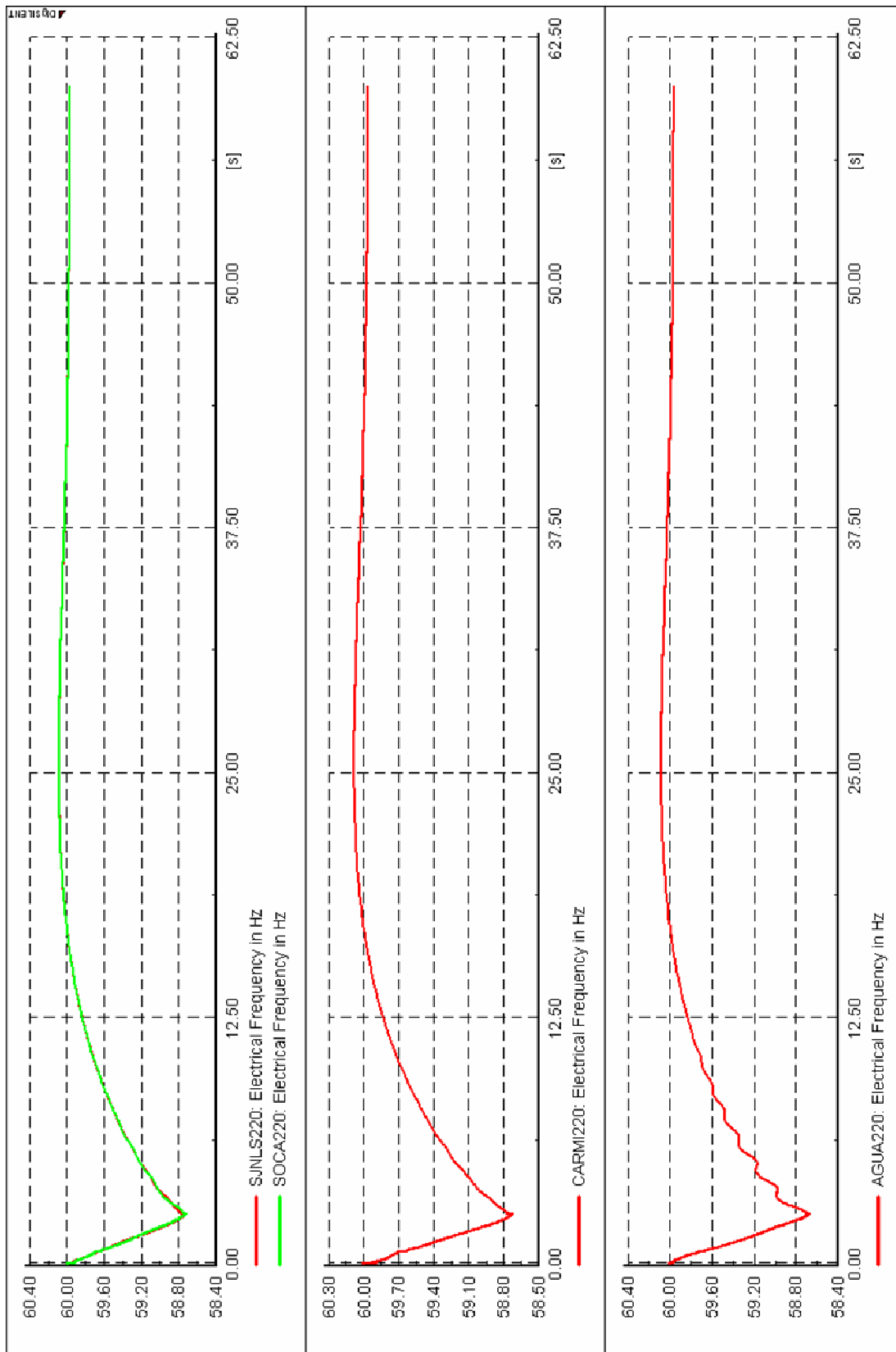
AVE-G02: Desconexión de C.H. Restitución con 221,7 MW



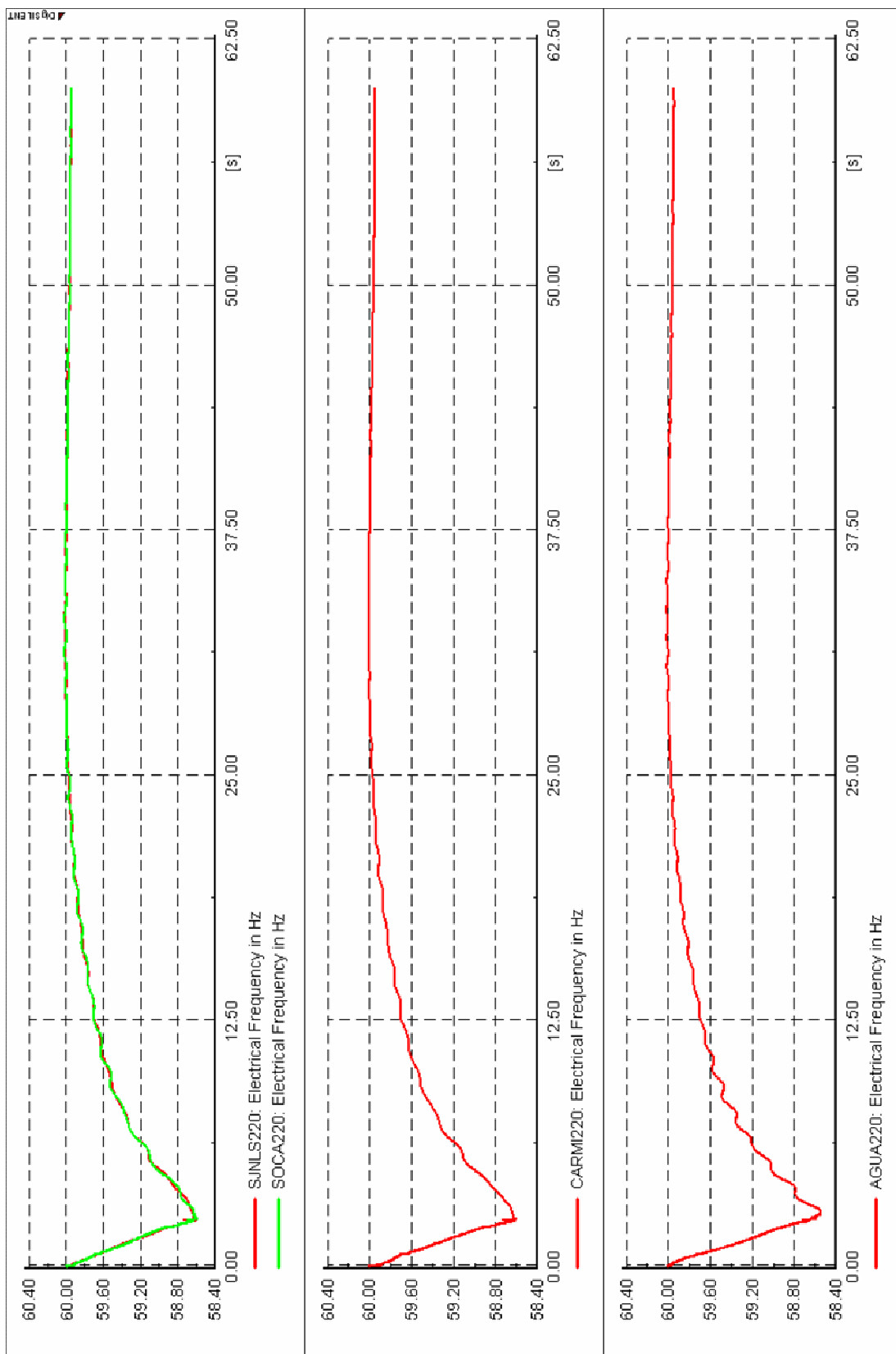
AVE-G03: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 286,2 MW



AVE-G04: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 575,3 MW

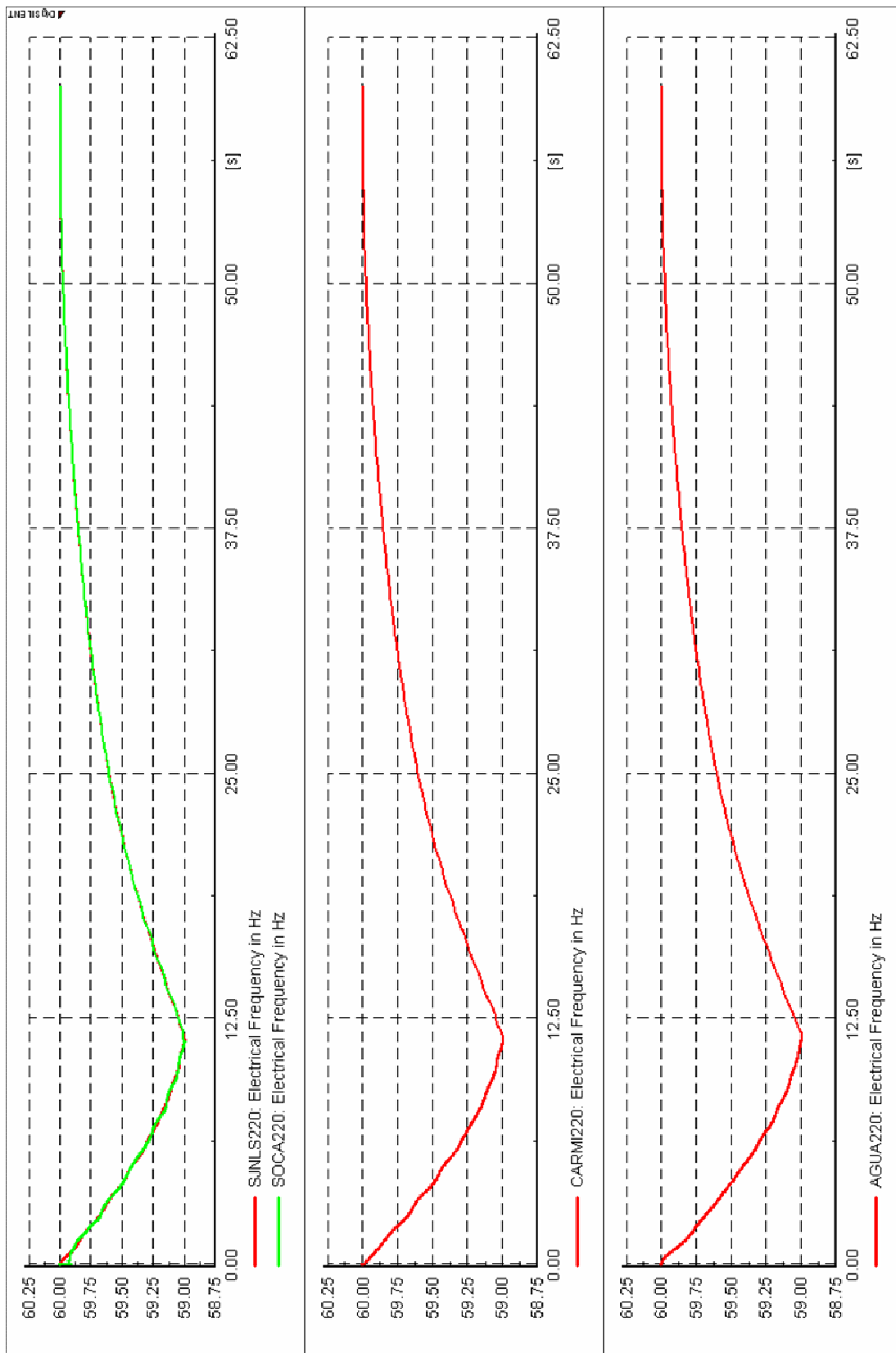


AVE-G05: Desconexión total de la CC.HH. Mantaro y Restitución con 886,7 MW

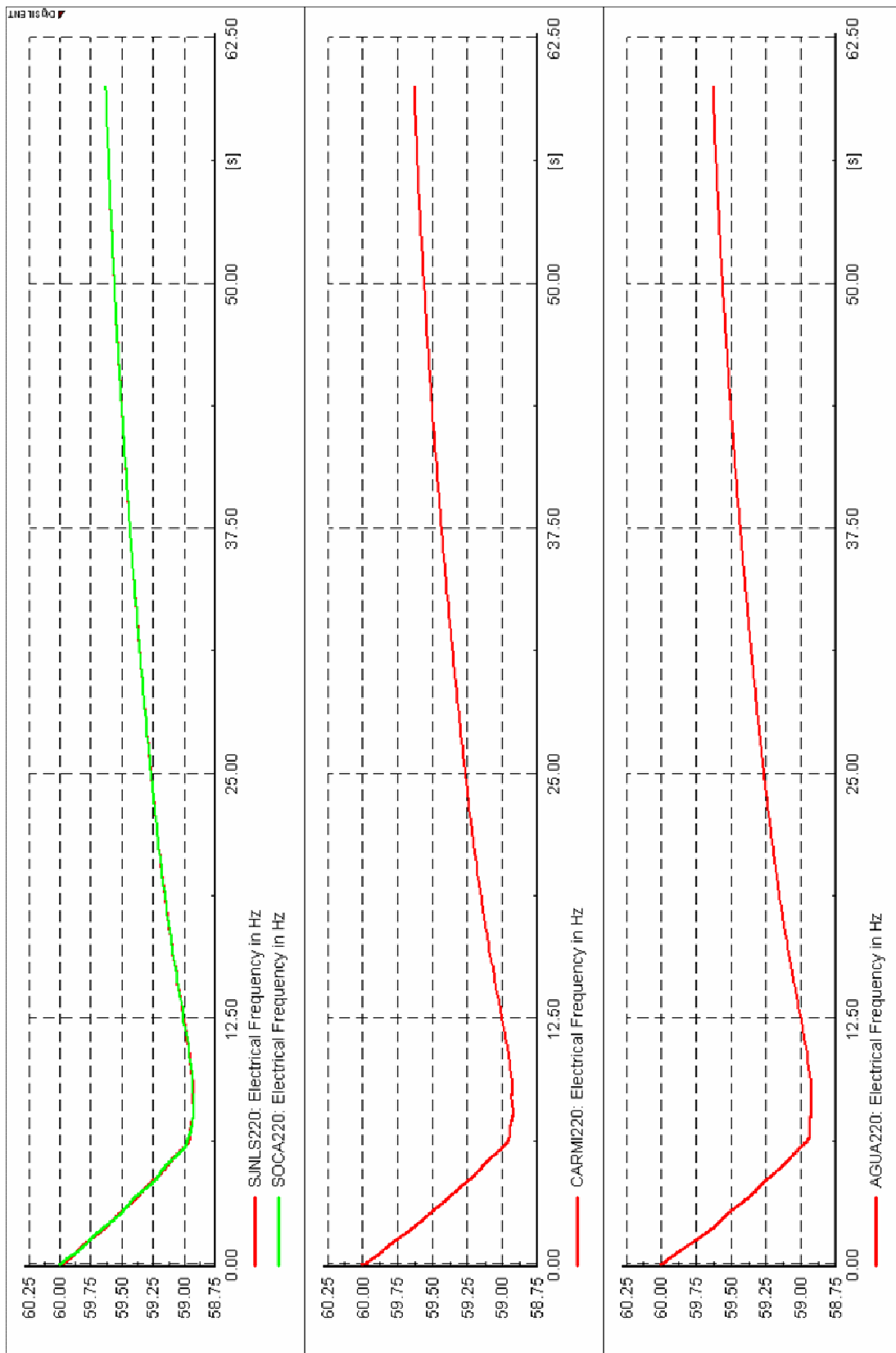


AÑO 2007 MEDIA DEMANDA EN AVENIDA

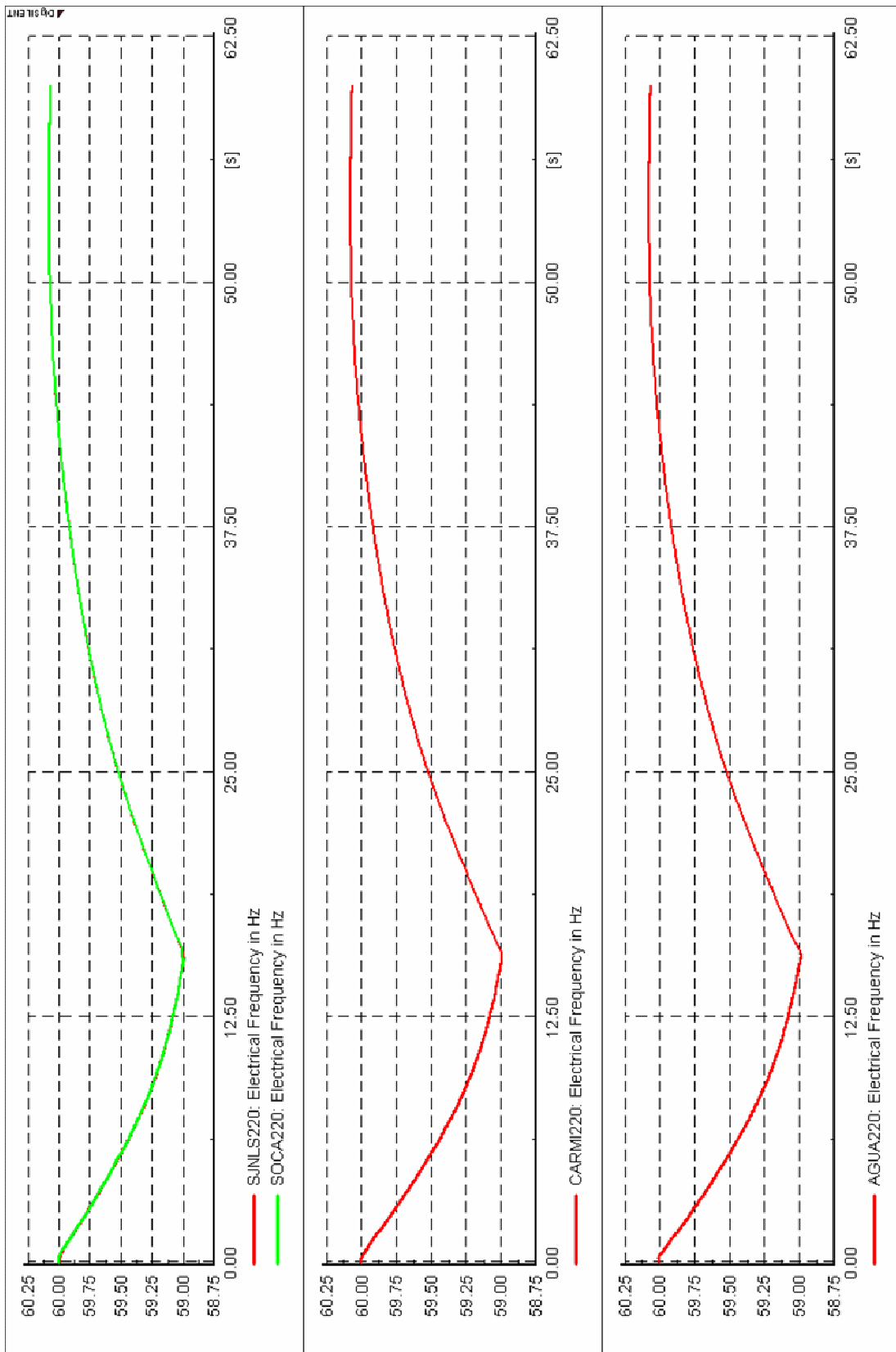
AVE-G06: Desconexión de C.H. Charcani V con 127,5 MW



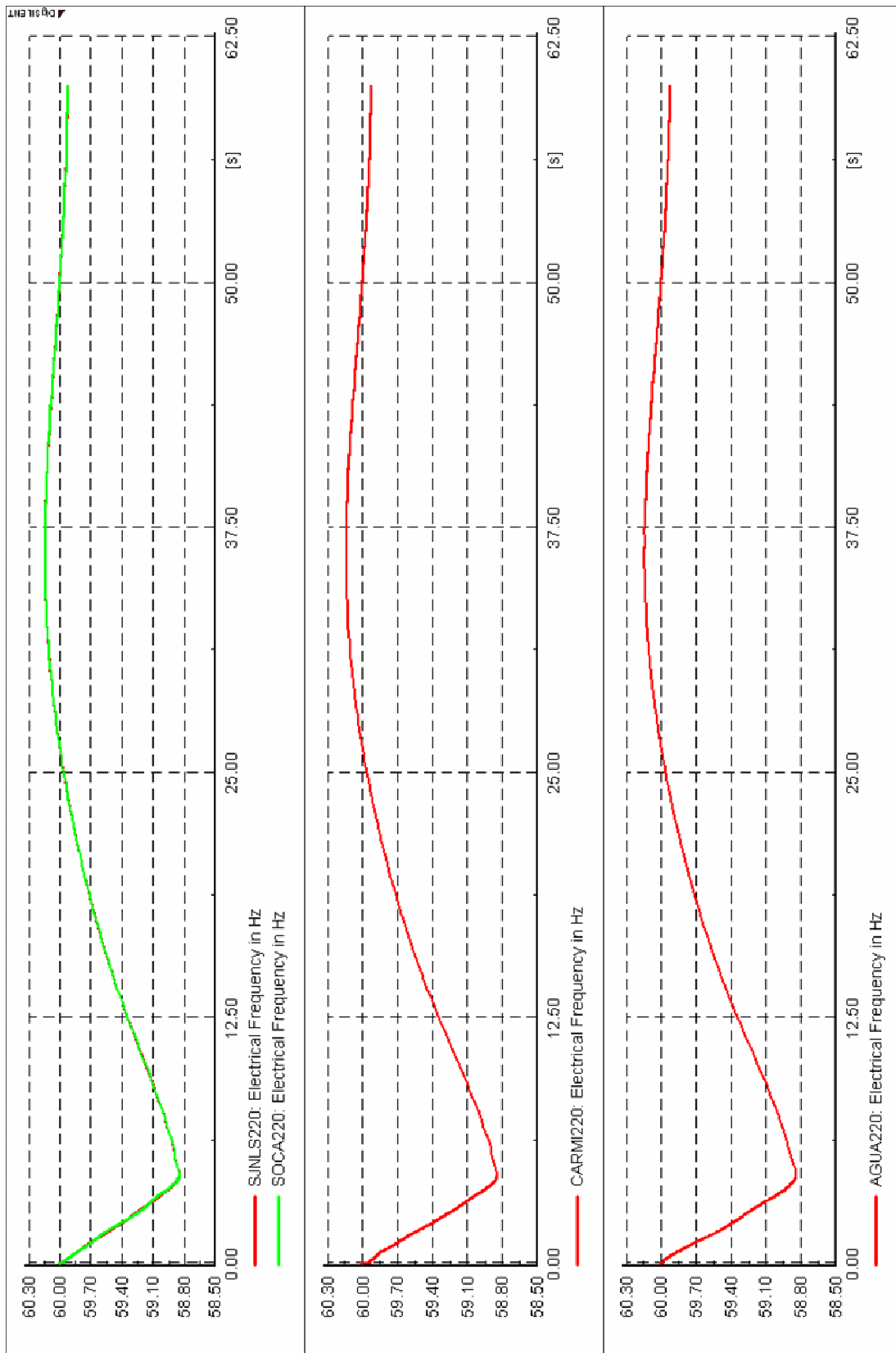
AVE-G07: Desconexión de CC.HH. Yanango y Chimay con 190,0 MW



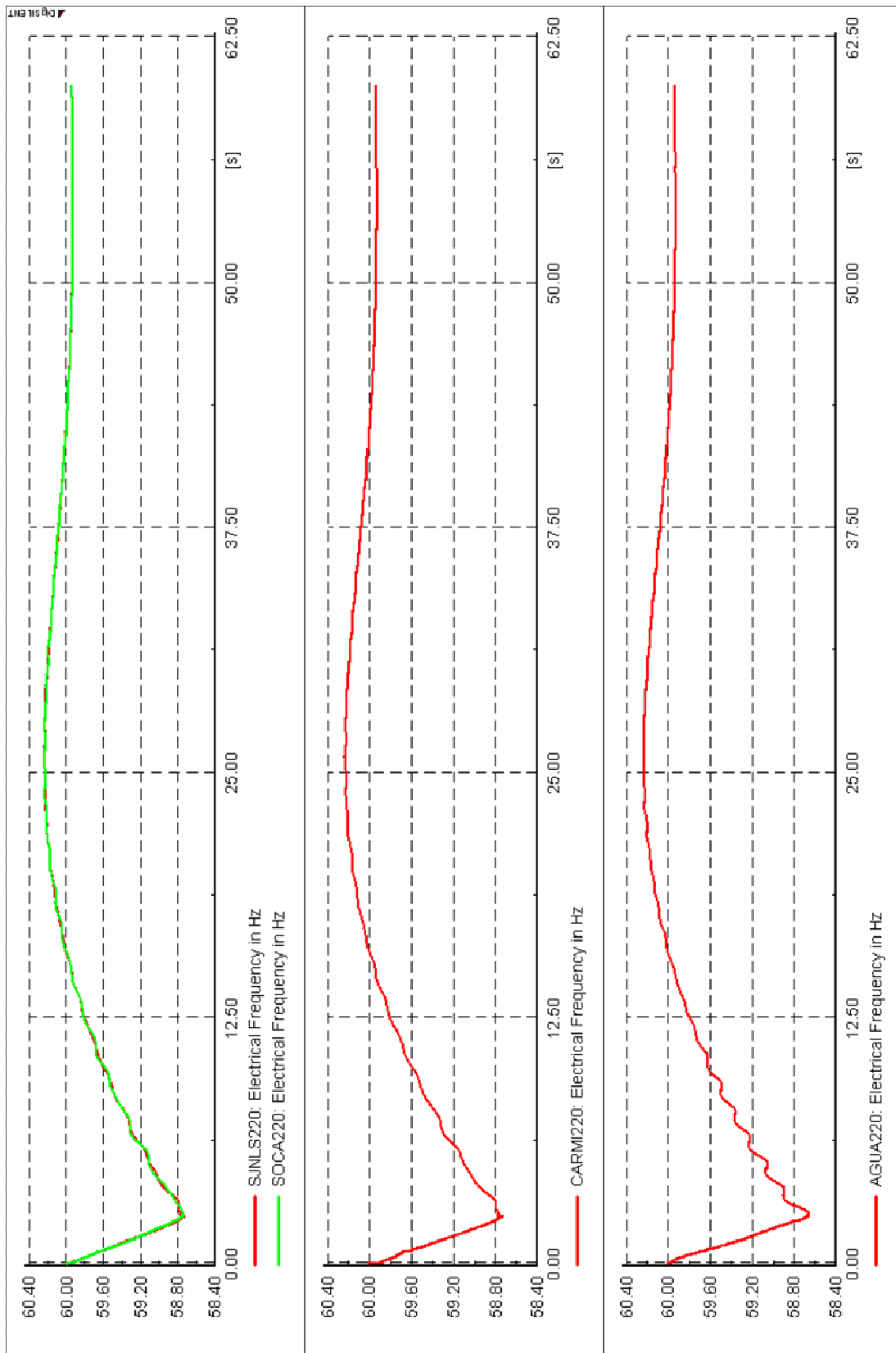
AVE-G08: Desconexión de C.H. Huinco con 223,7 MW



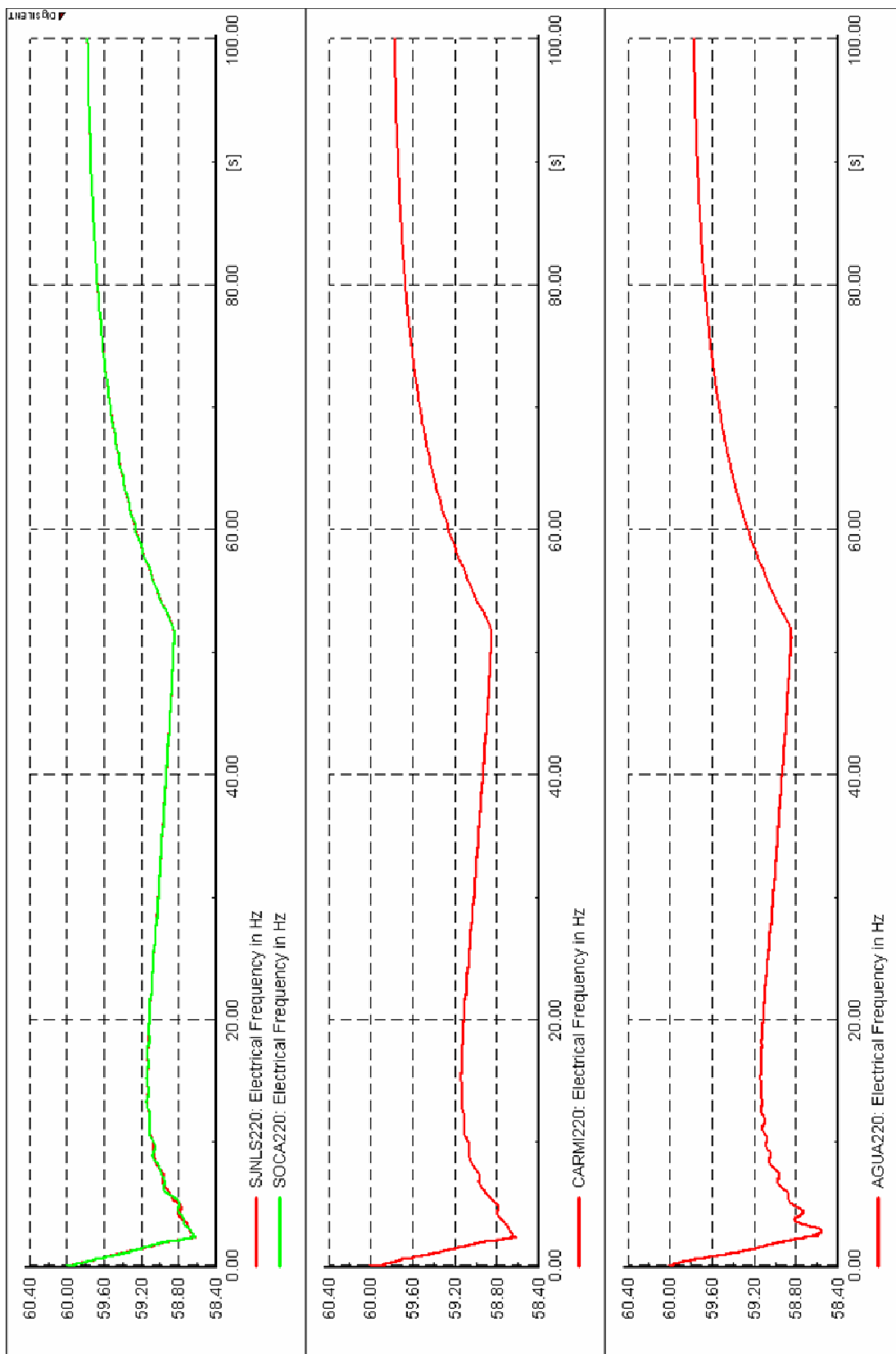
AVE-G09: Desconexión parcial De CC.HH. Mantaro y Restitución con 286,2 MW



AVE-G10: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 575,3 MW

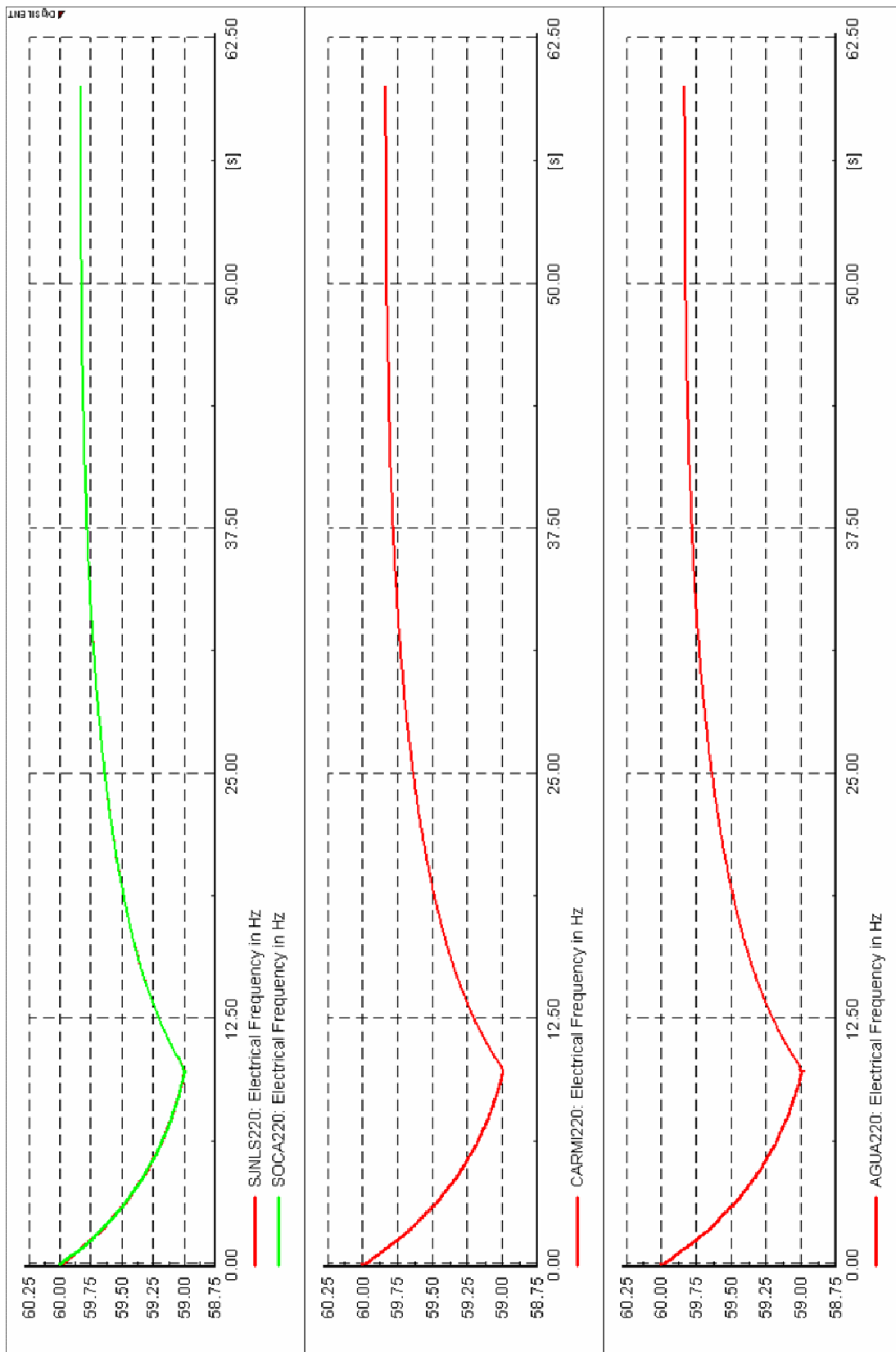


AVE-G11: Desconexión total de CC.HH. Mantaro y Restitución con 886,7 MW

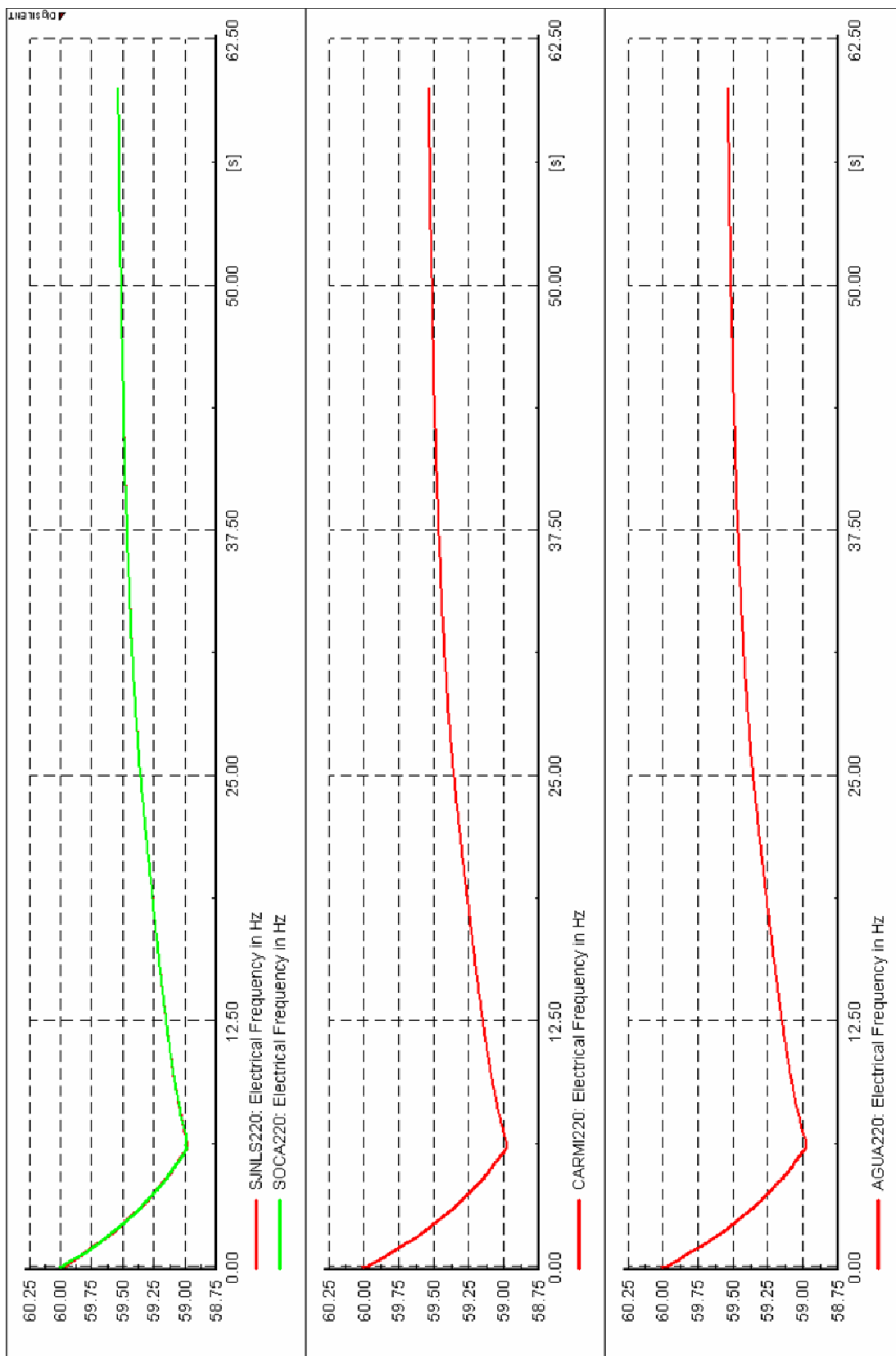


AÑO 2007 MÍNIMA DEMANDA EN AVENIDA

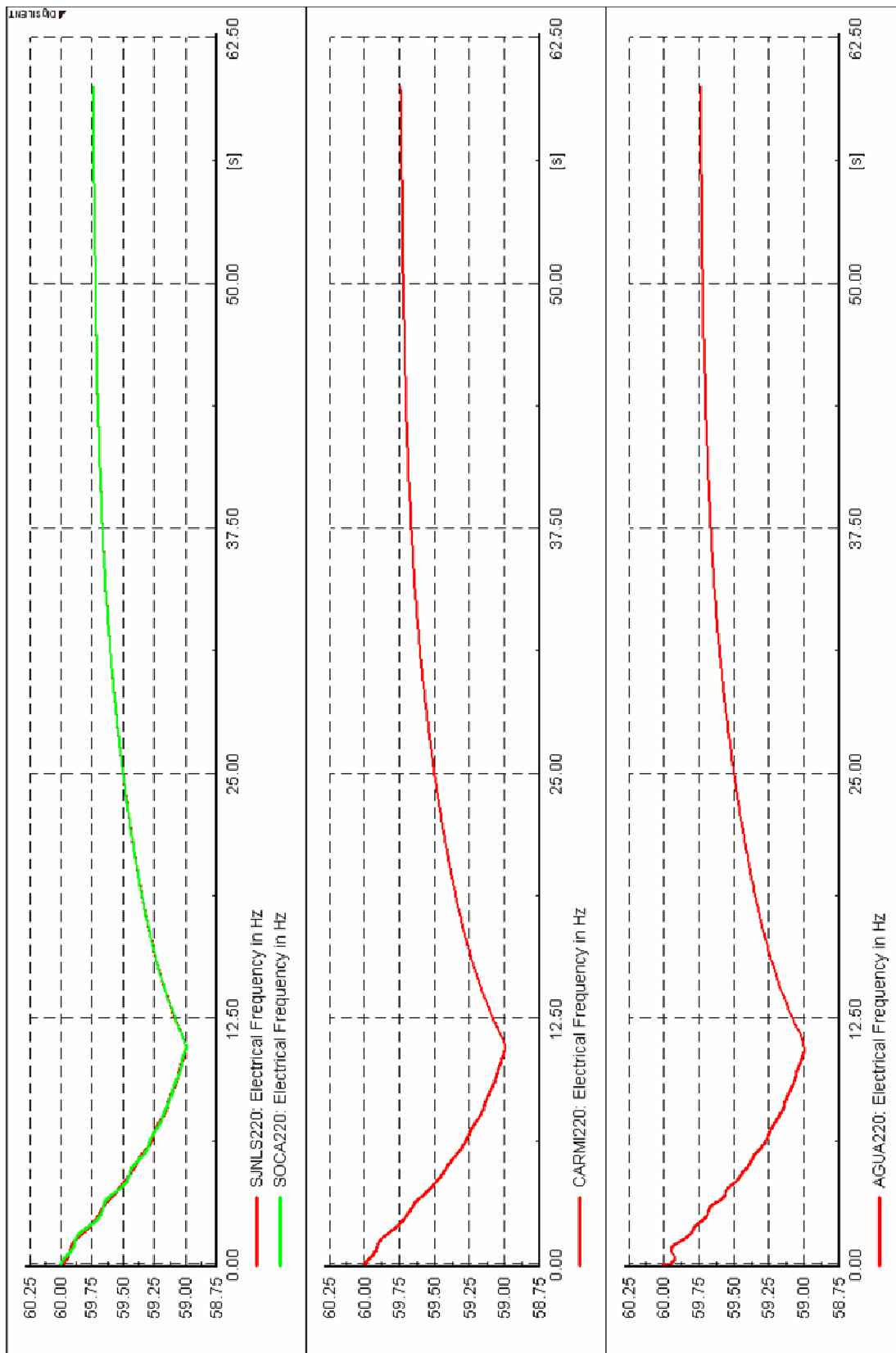
AVE-G12: Desconexión de C.H. Chimay con 150 MW



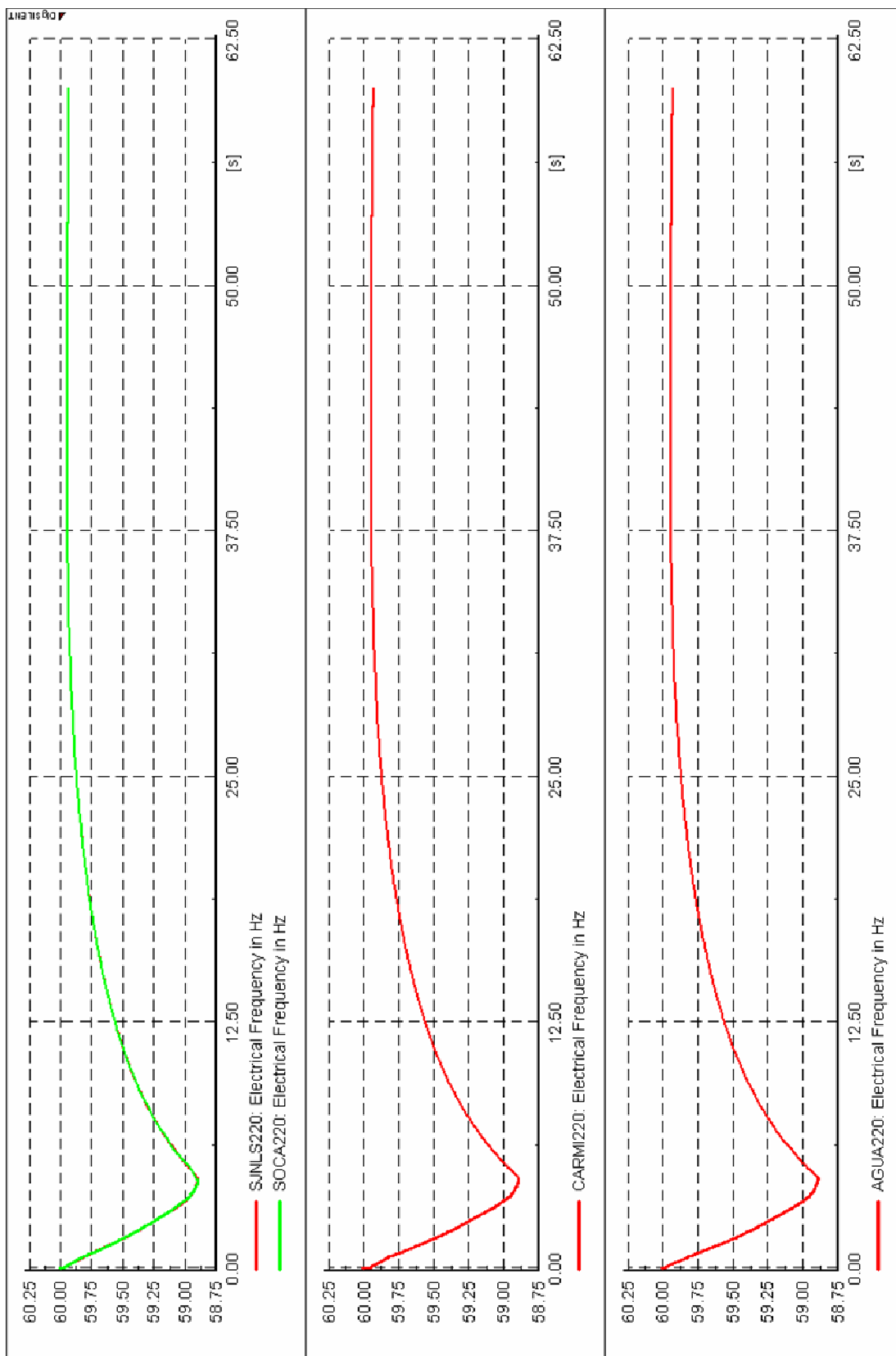
AVE-G13: Desconexión de C.H. Chimay y C.H. Yanango con 190 MW



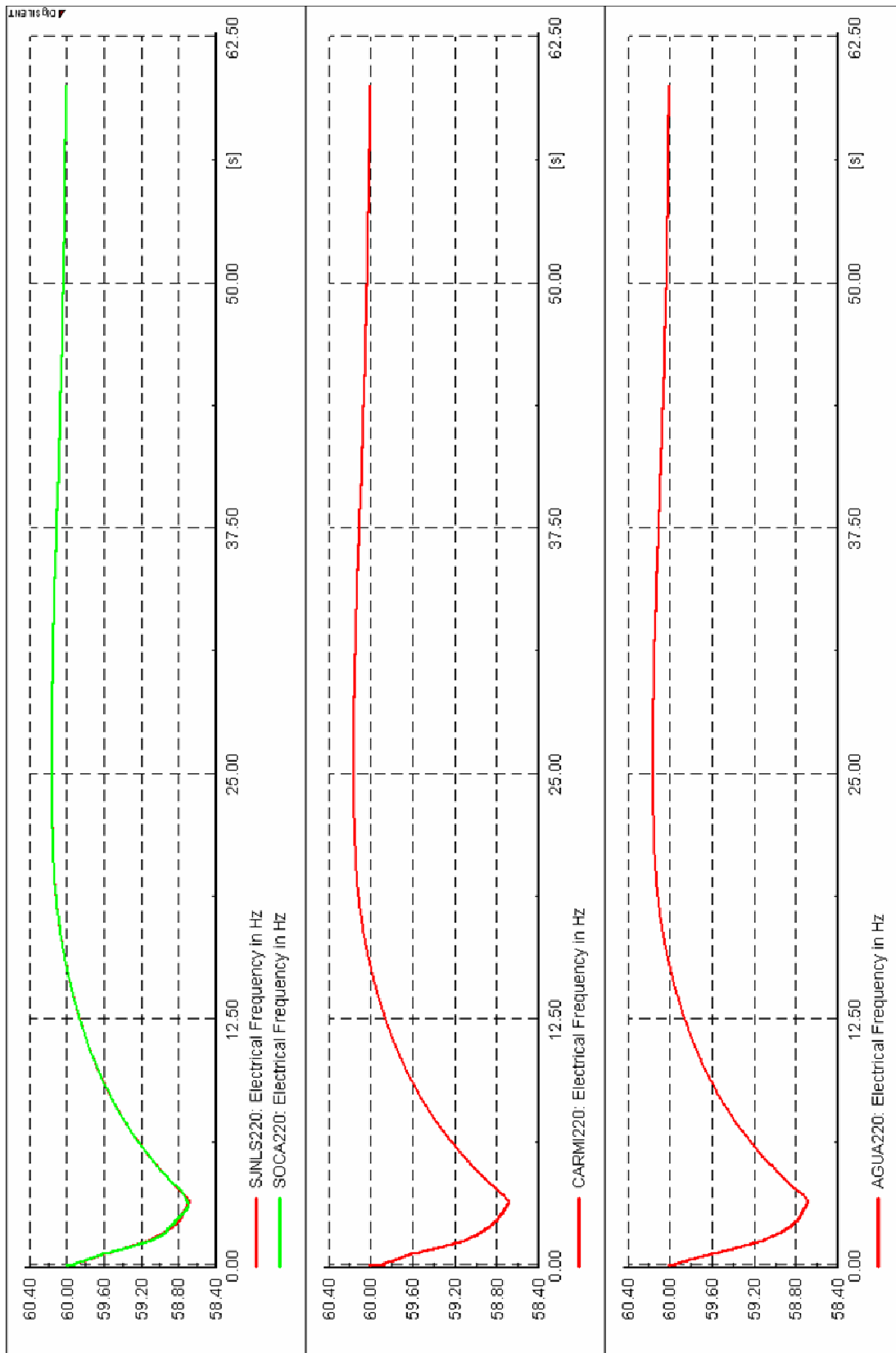
AVE-G14: Desconexión de C.H. Cañón Del Pato con 210 MW



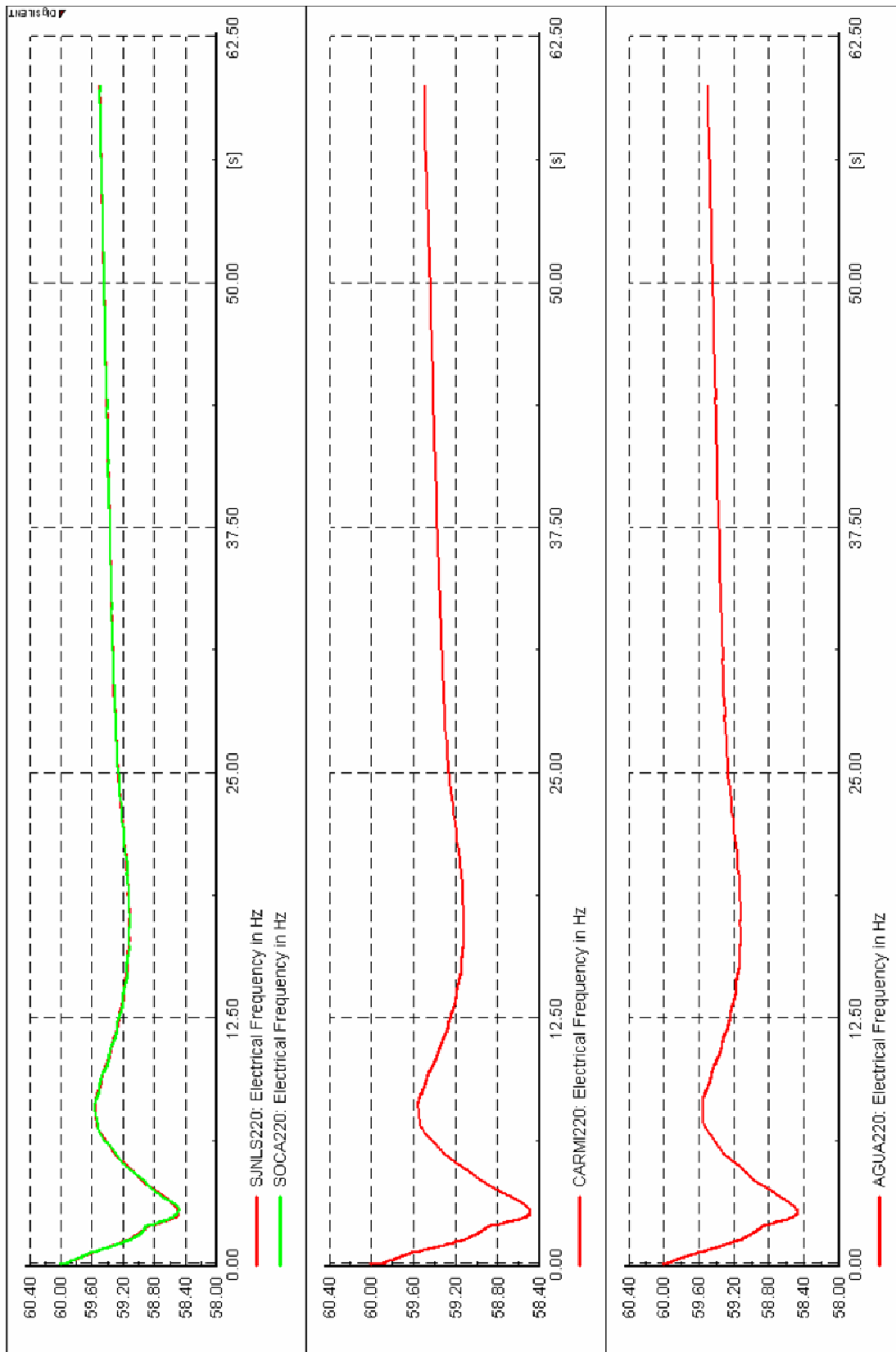
AVE-G15: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 265,8 MW



AVE-G16: Desconexión parcial De CC.HH. Mantaro y Restitución con 534,3 MW

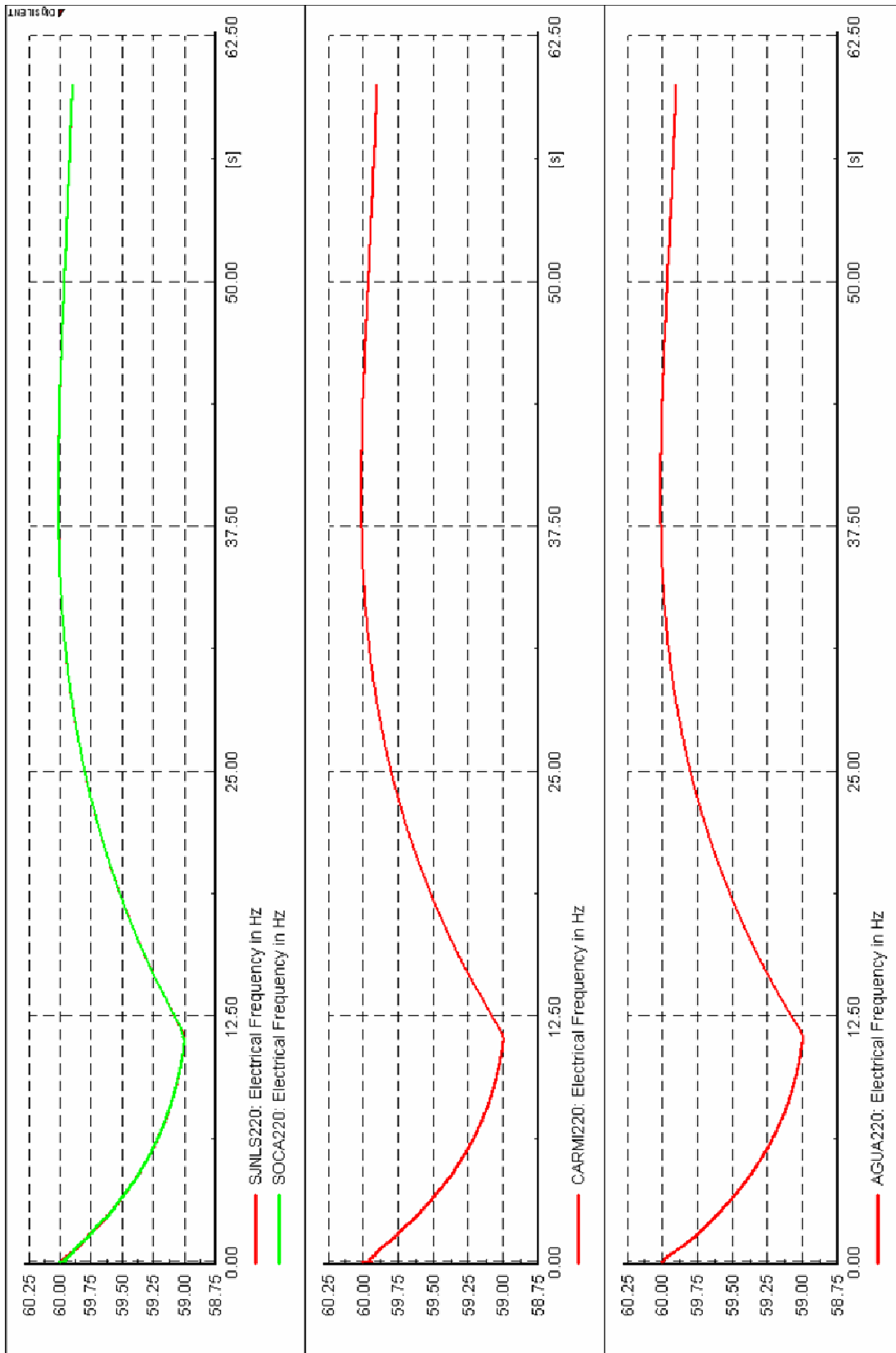


AVE-G17: Desconexión total de CC.HH. Mantaro y Restitución con 823,8 MW

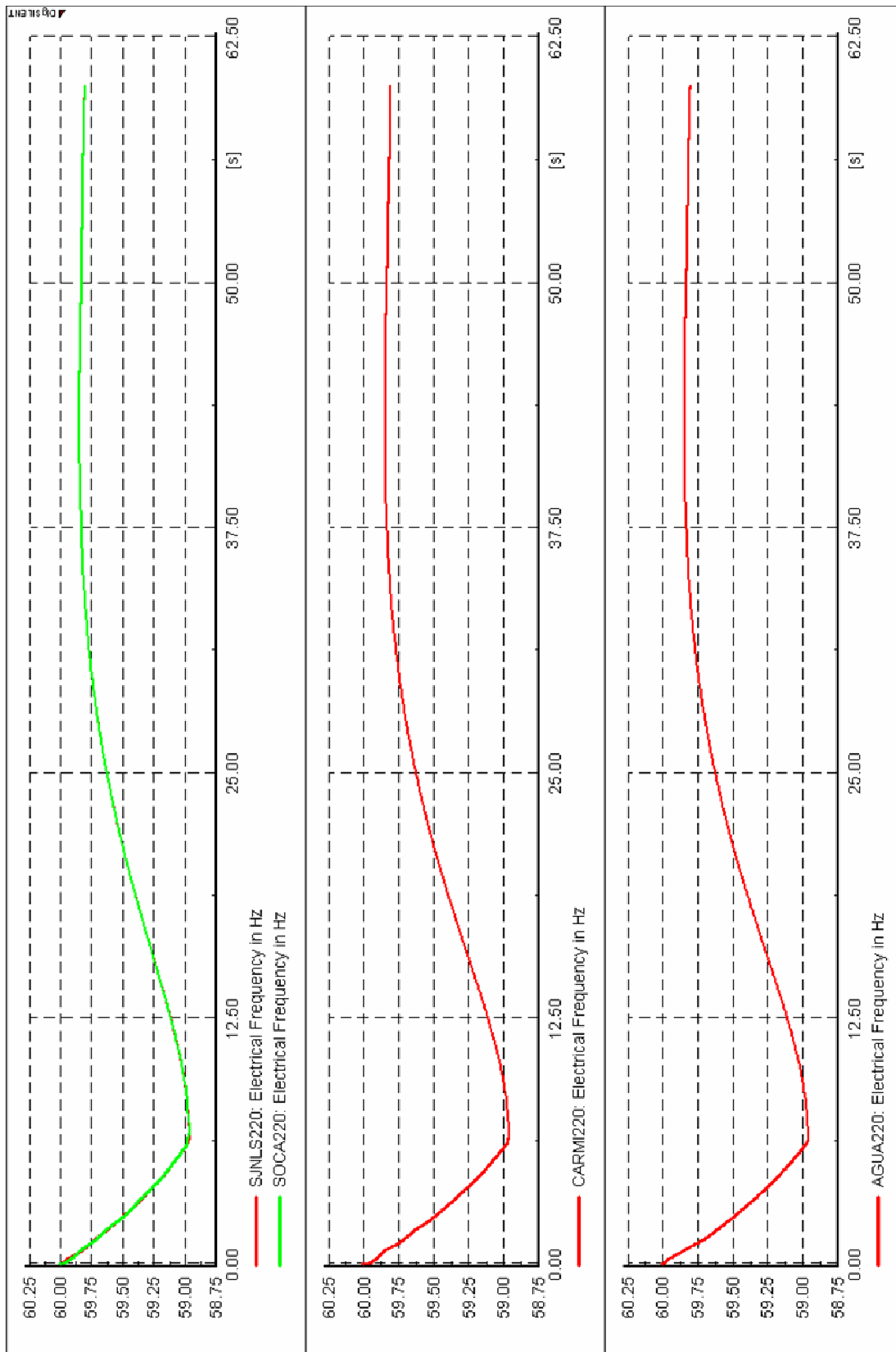


AÑO 2007 MÁXIMA DEMANDA EN ESTIAJE

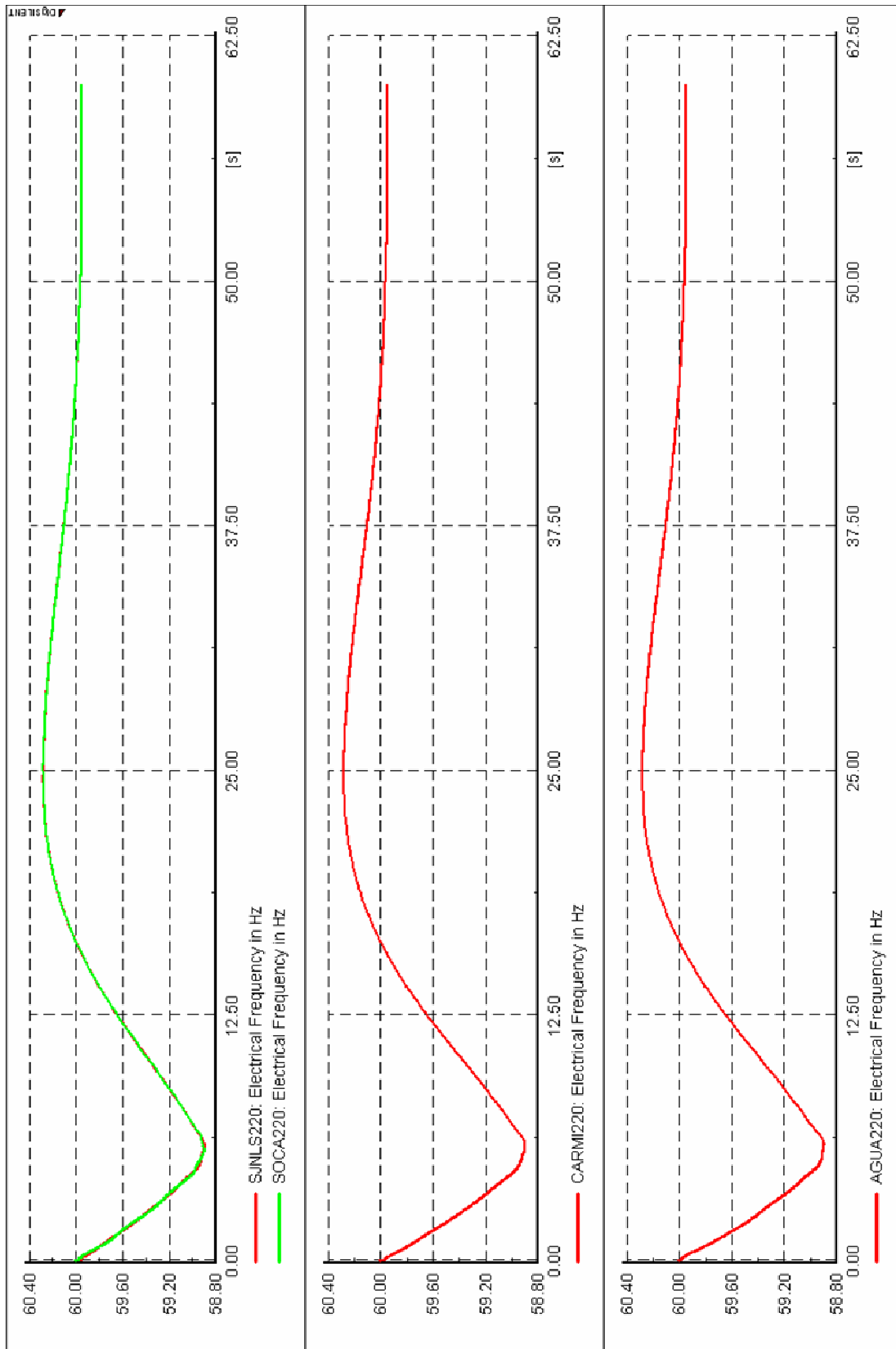
EST-G01: Desconexión de C.H. Restitución con 204 MW



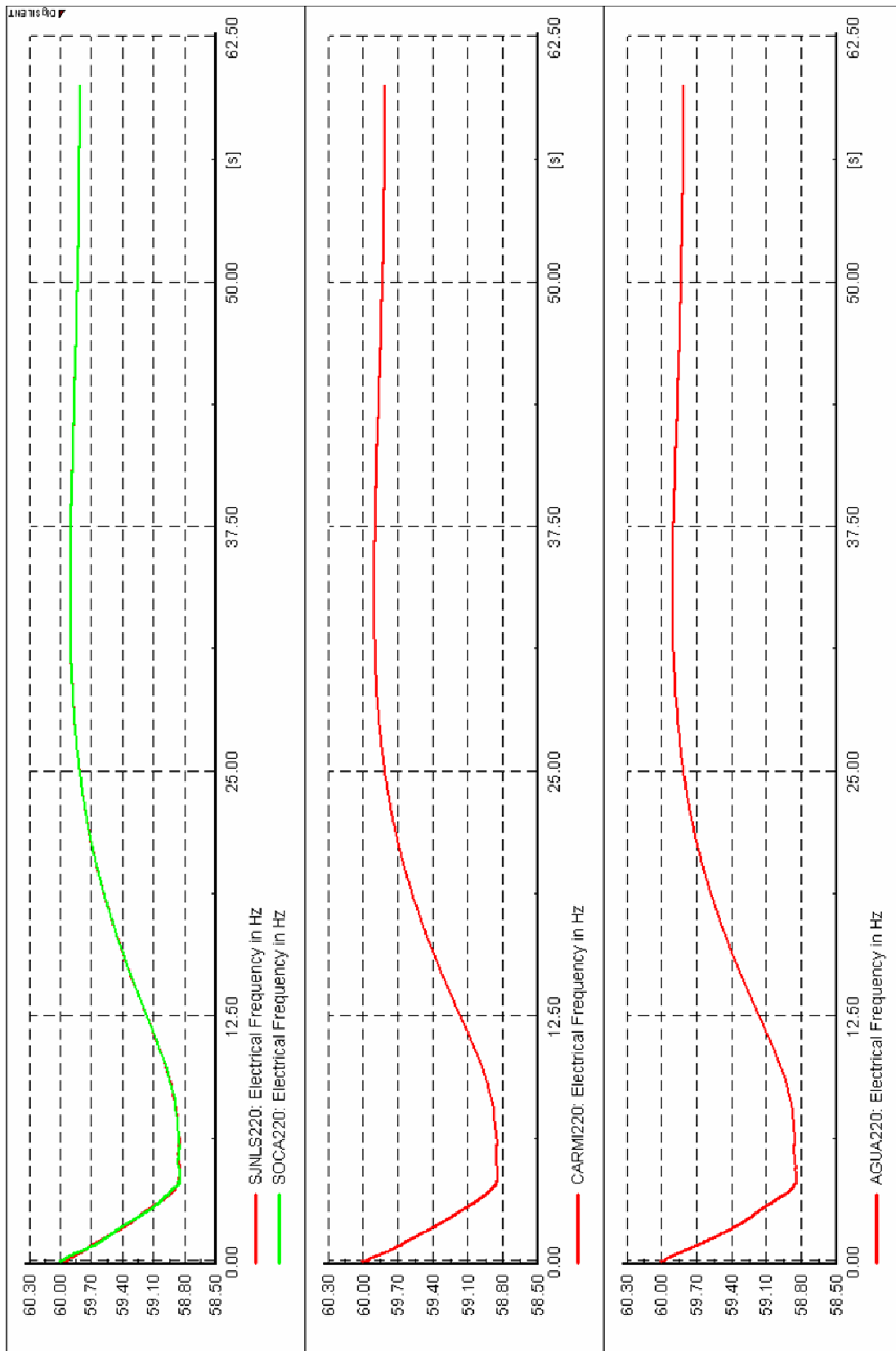
EST-G02: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 264,5 MW



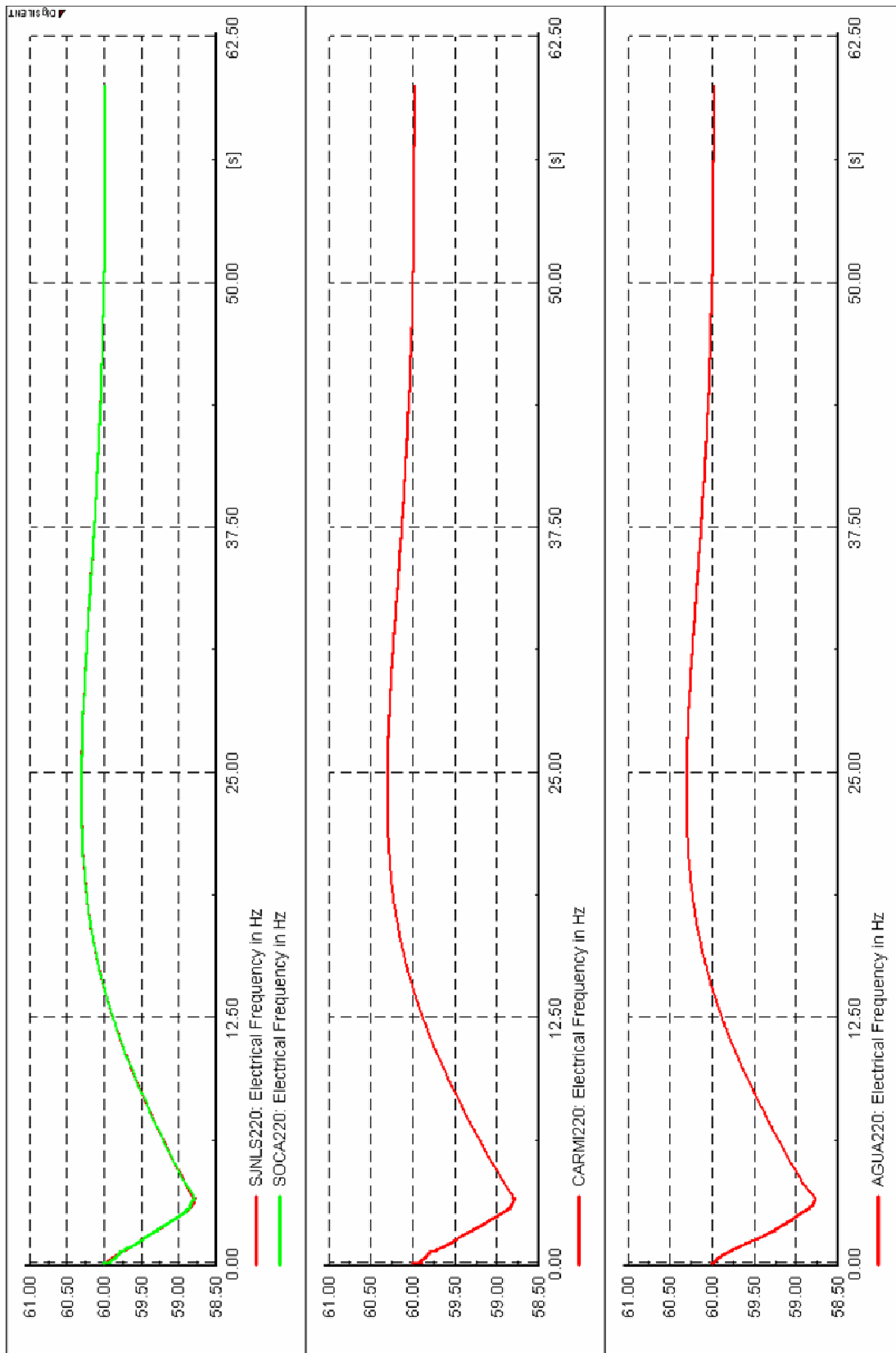
EST-G03: Desconexión de CC.TT. Kallpa y TGENersur con 334 MW



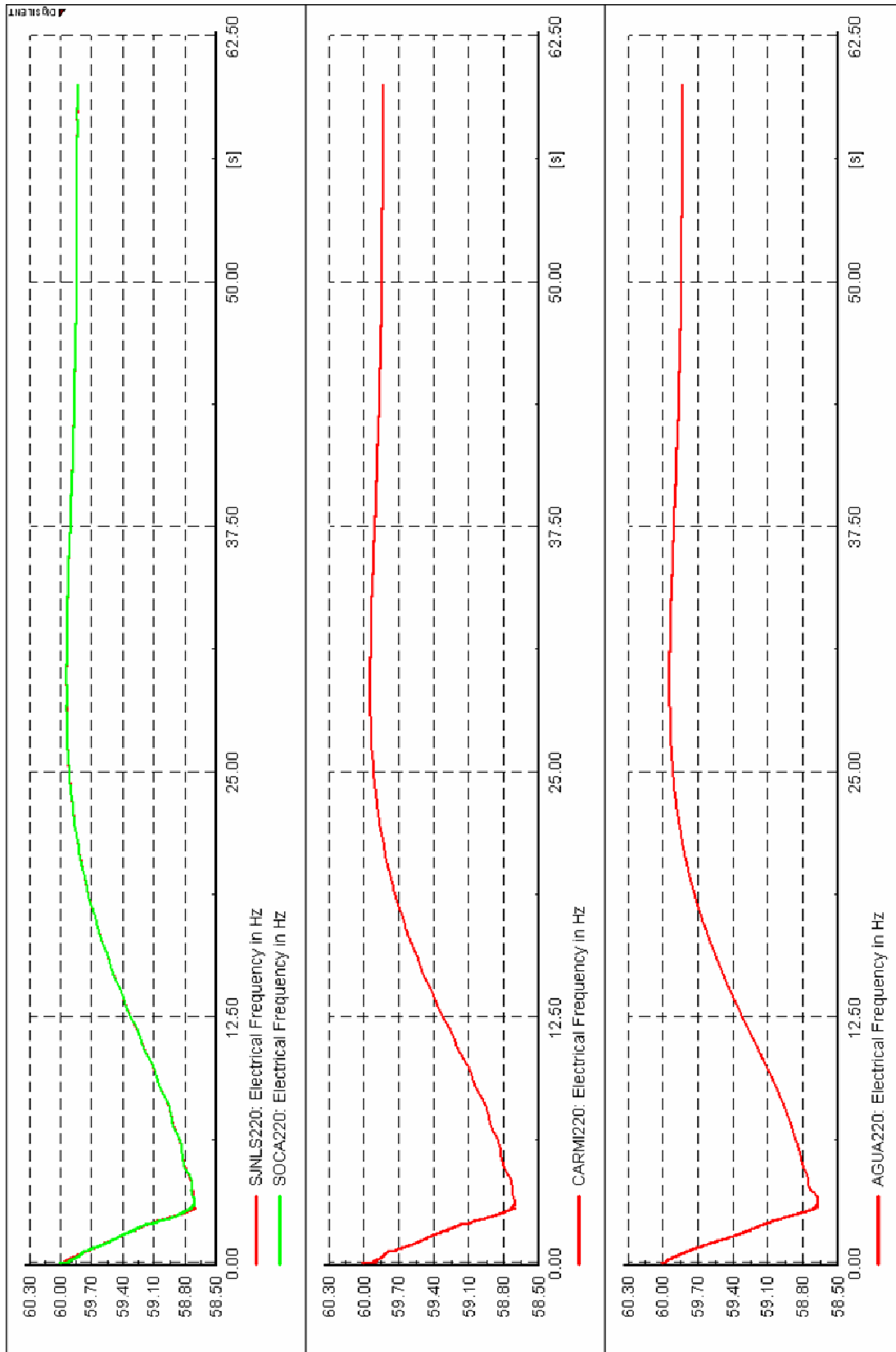
EST-GO4: Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW



EST-G05: Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 532 MW

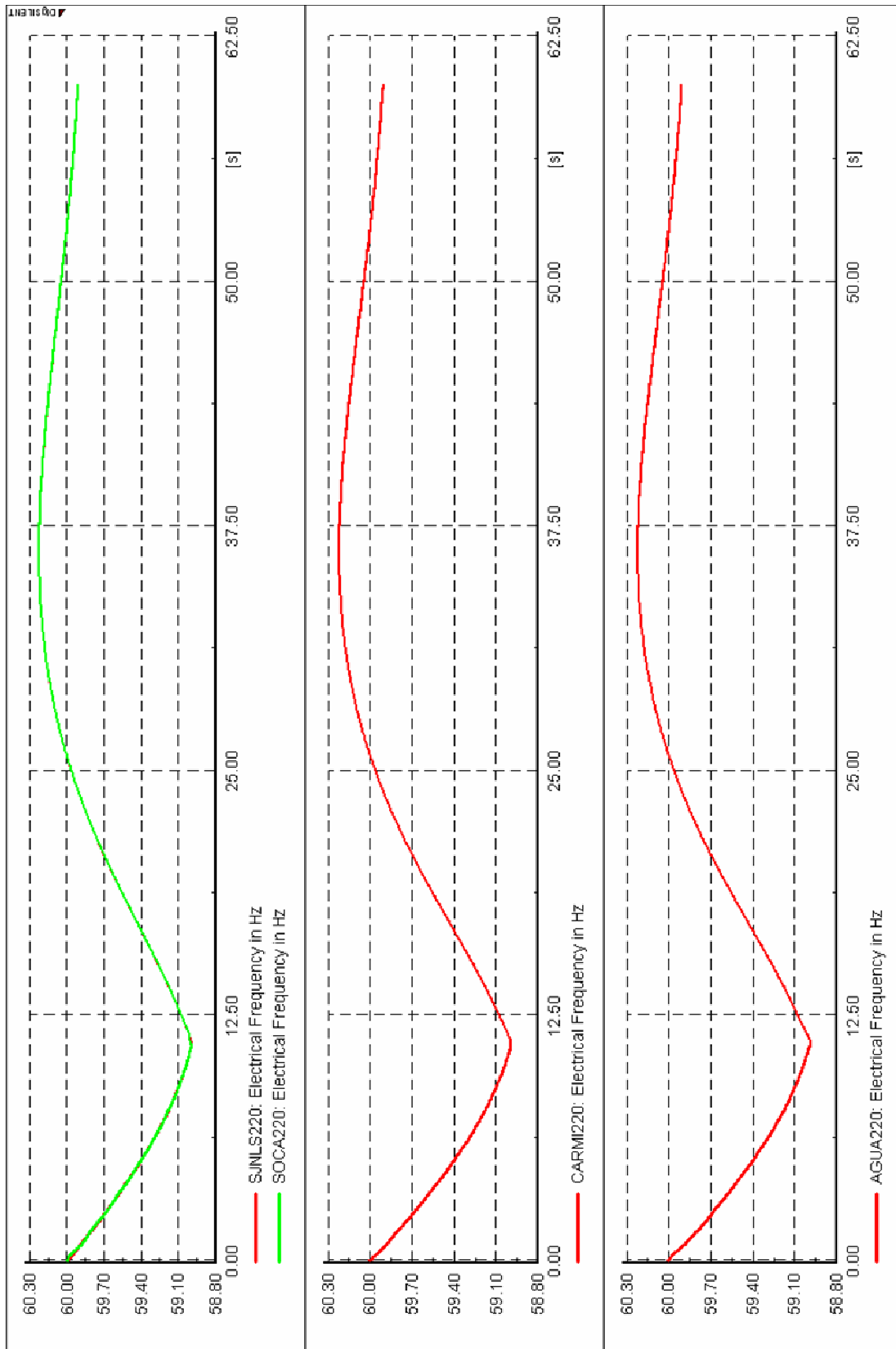


EST-G06: Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 819 MW

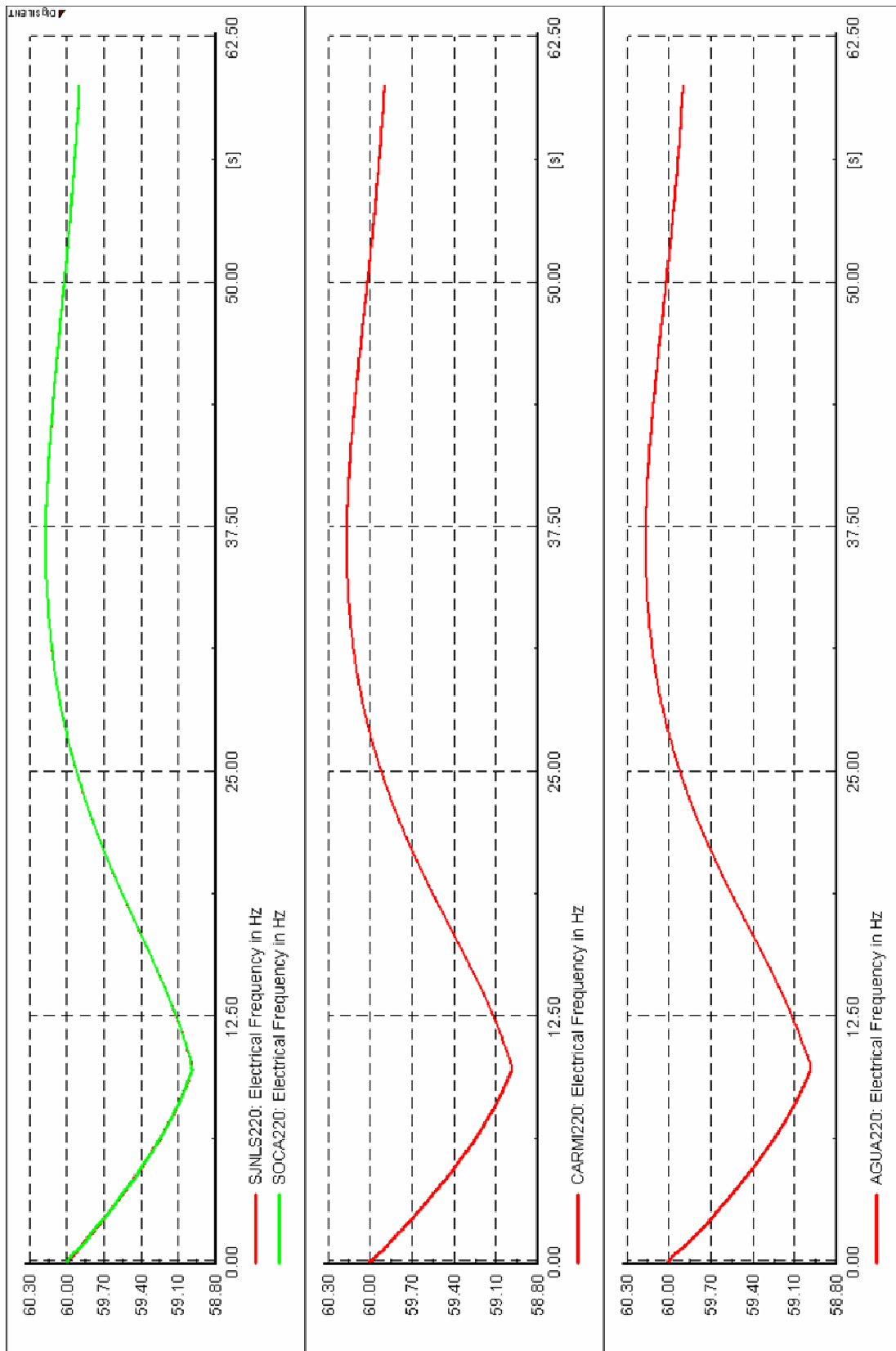


AÑO 2007 MEDIA DEMANDA EN ESTIAJE

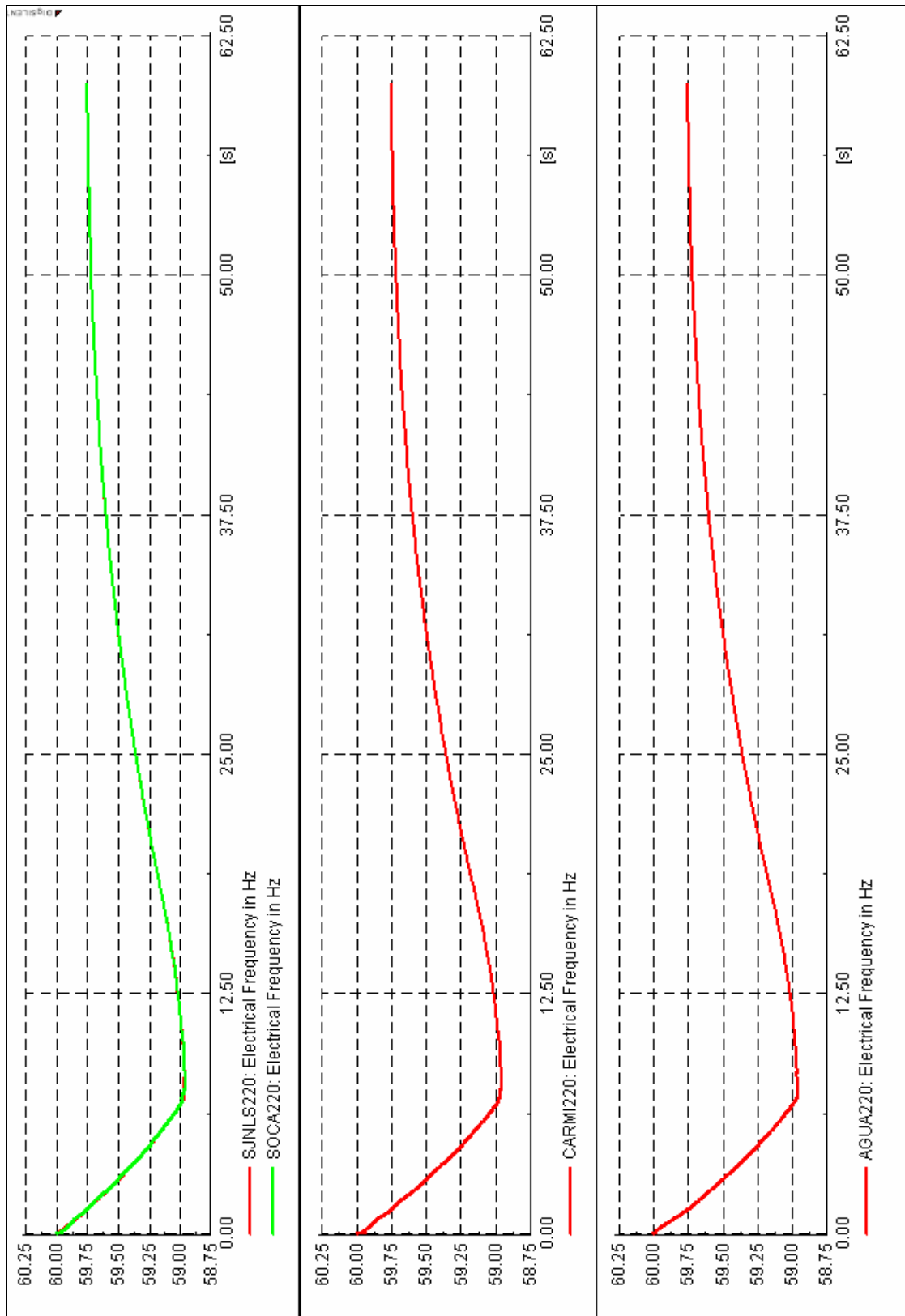
EST-G07: Desconexión de C.T. Kallpa con 160 MW



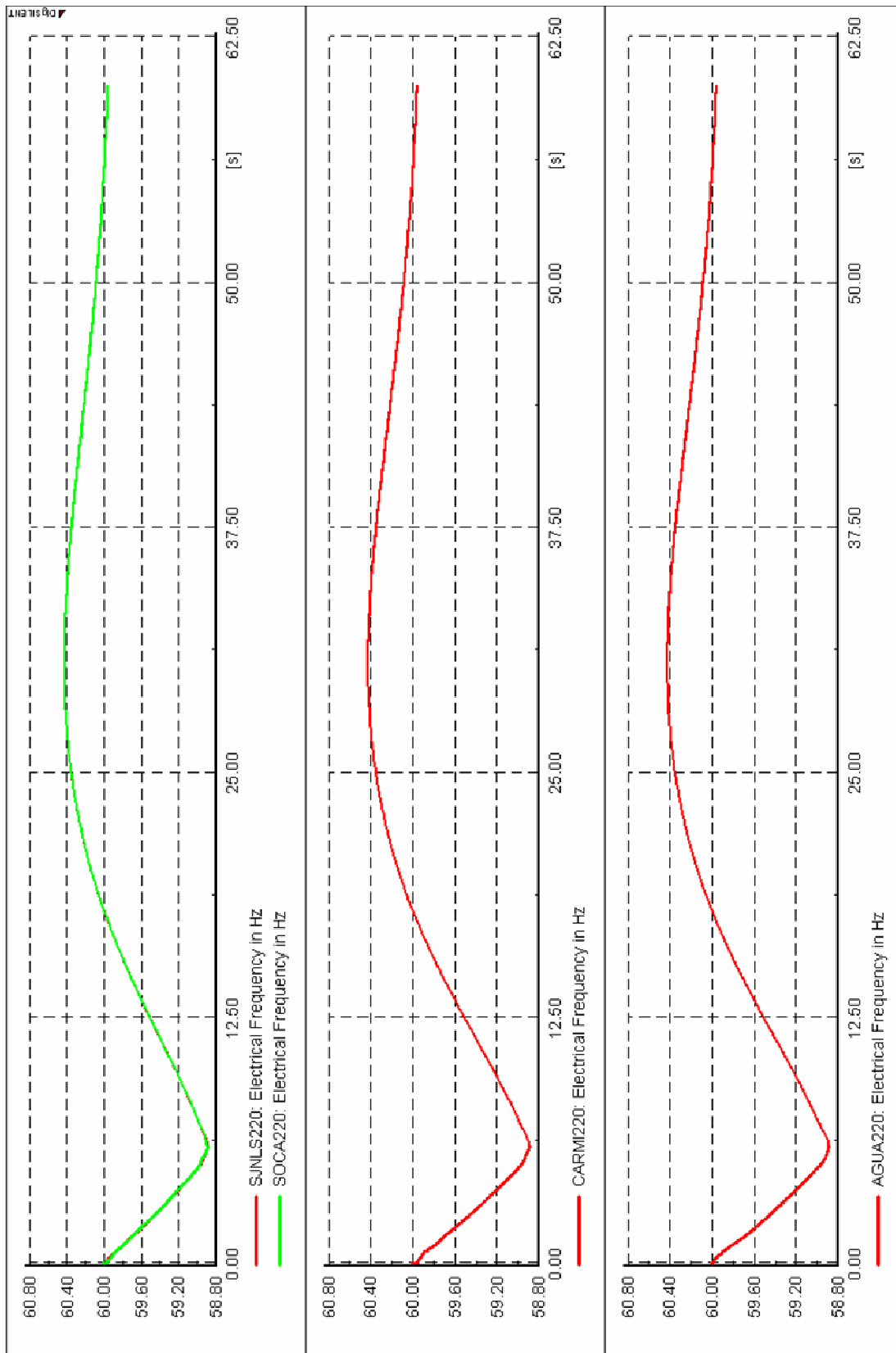
EST-G08: Desconexión de C.T. TGEnergur con 174 MW



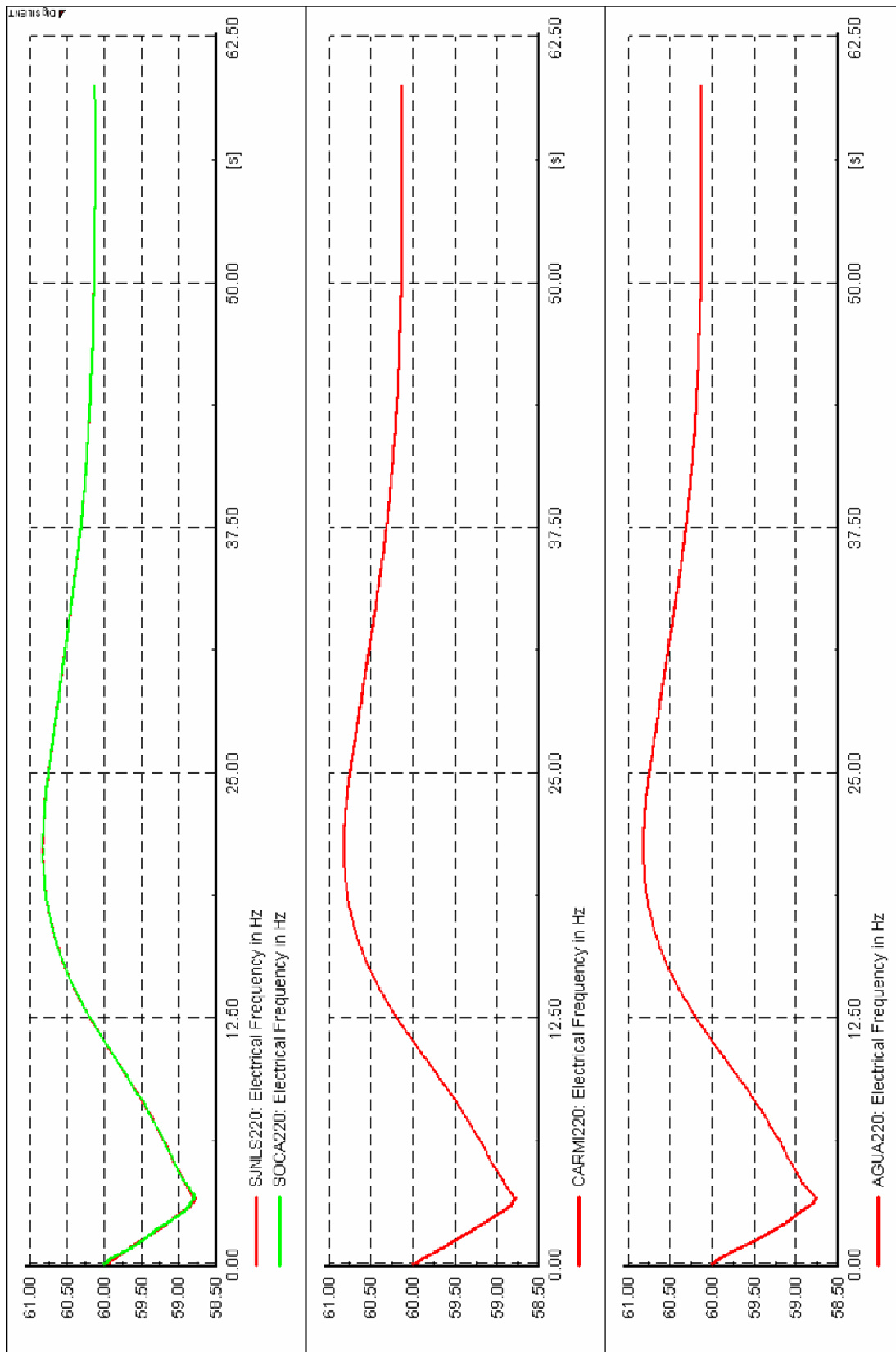
EST-G09: Desconexión de C.H. Restitución con 204 MW



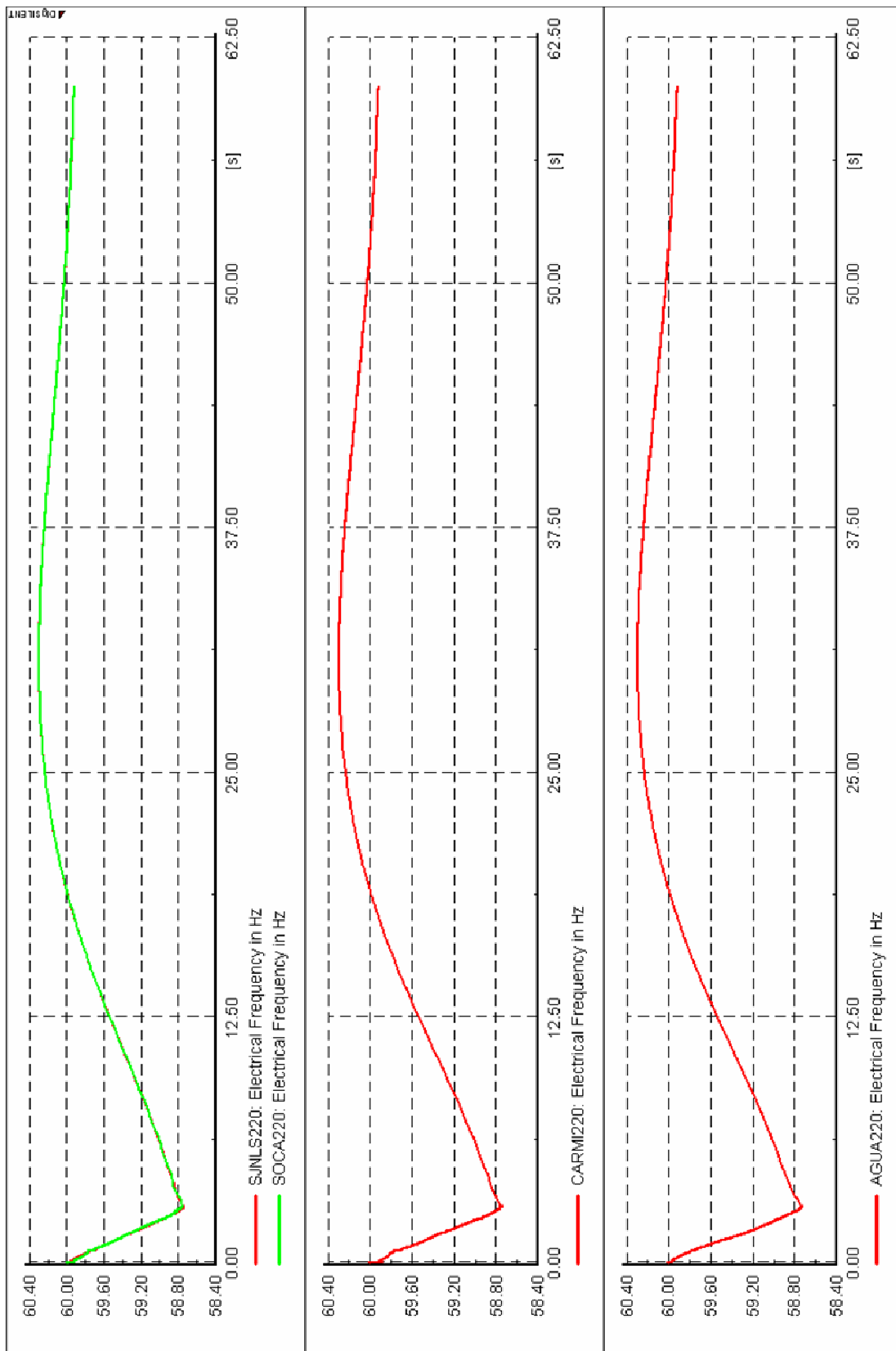
EST-G10: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 264,5 MW



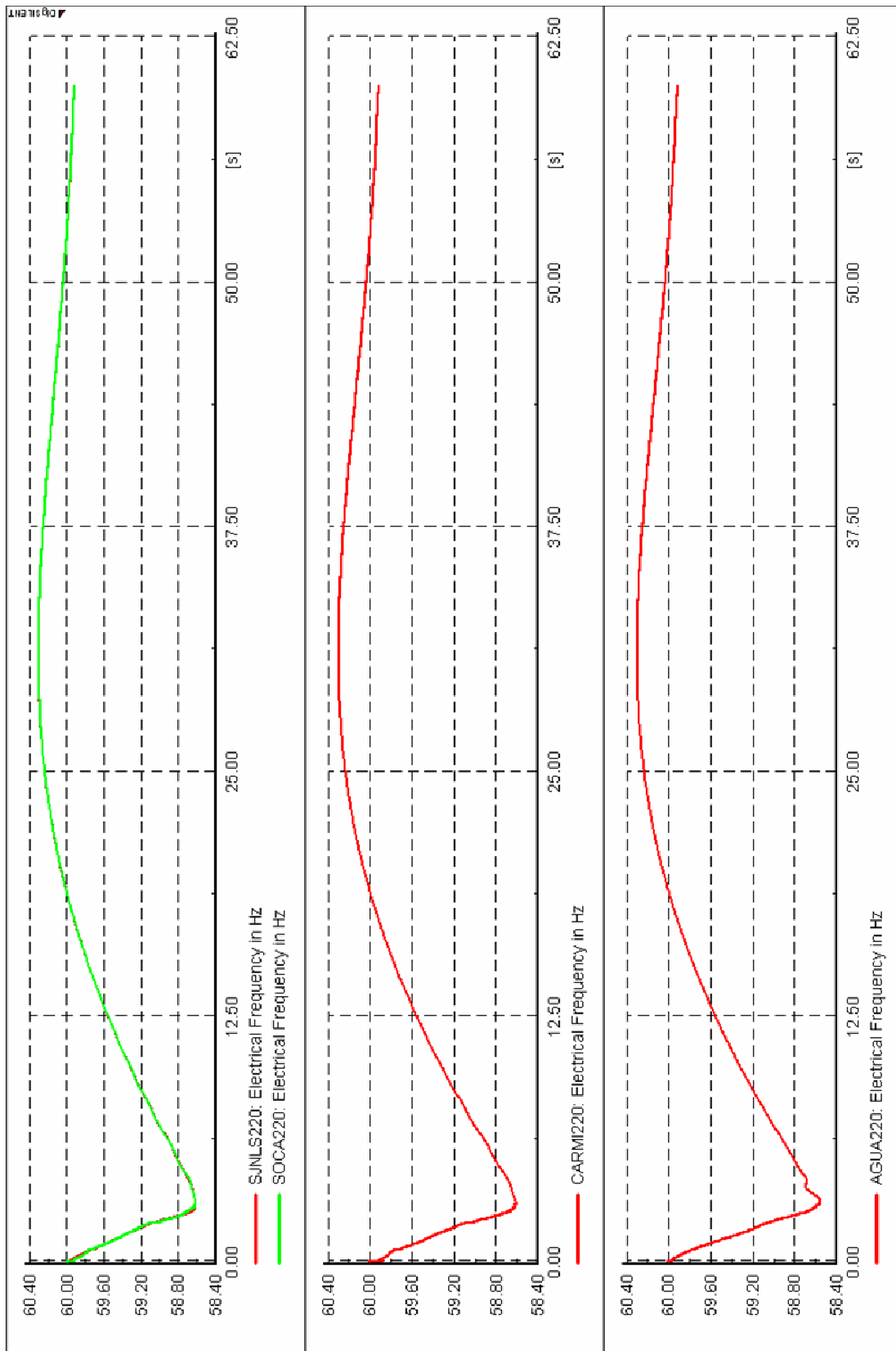
EST-G11: Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW



EST-G12: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 531,6 MW

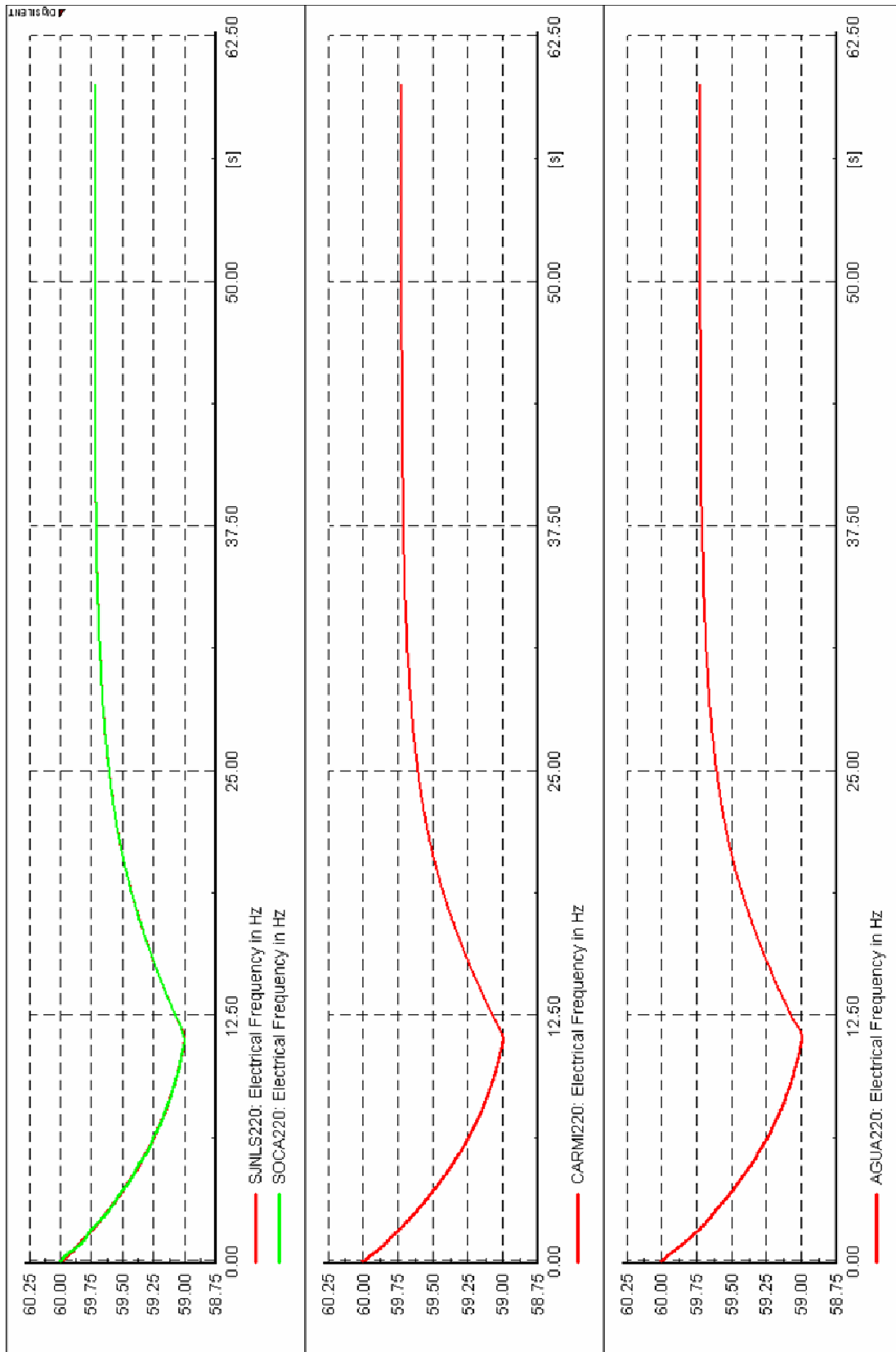


EST-G13: Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 819 MW

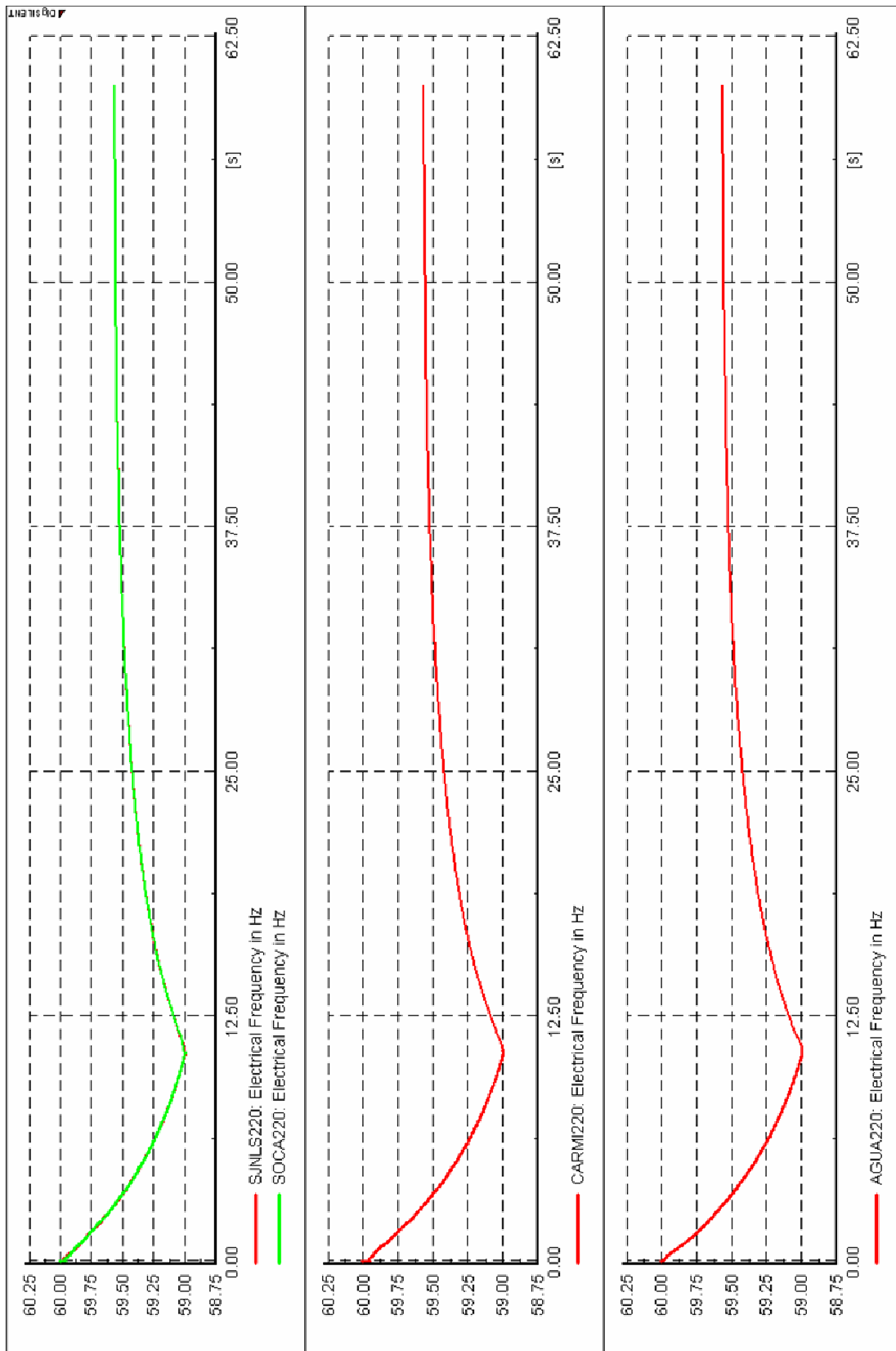


AÑO 2007 MÍNIMA DEMANDA EN ESTIAJE

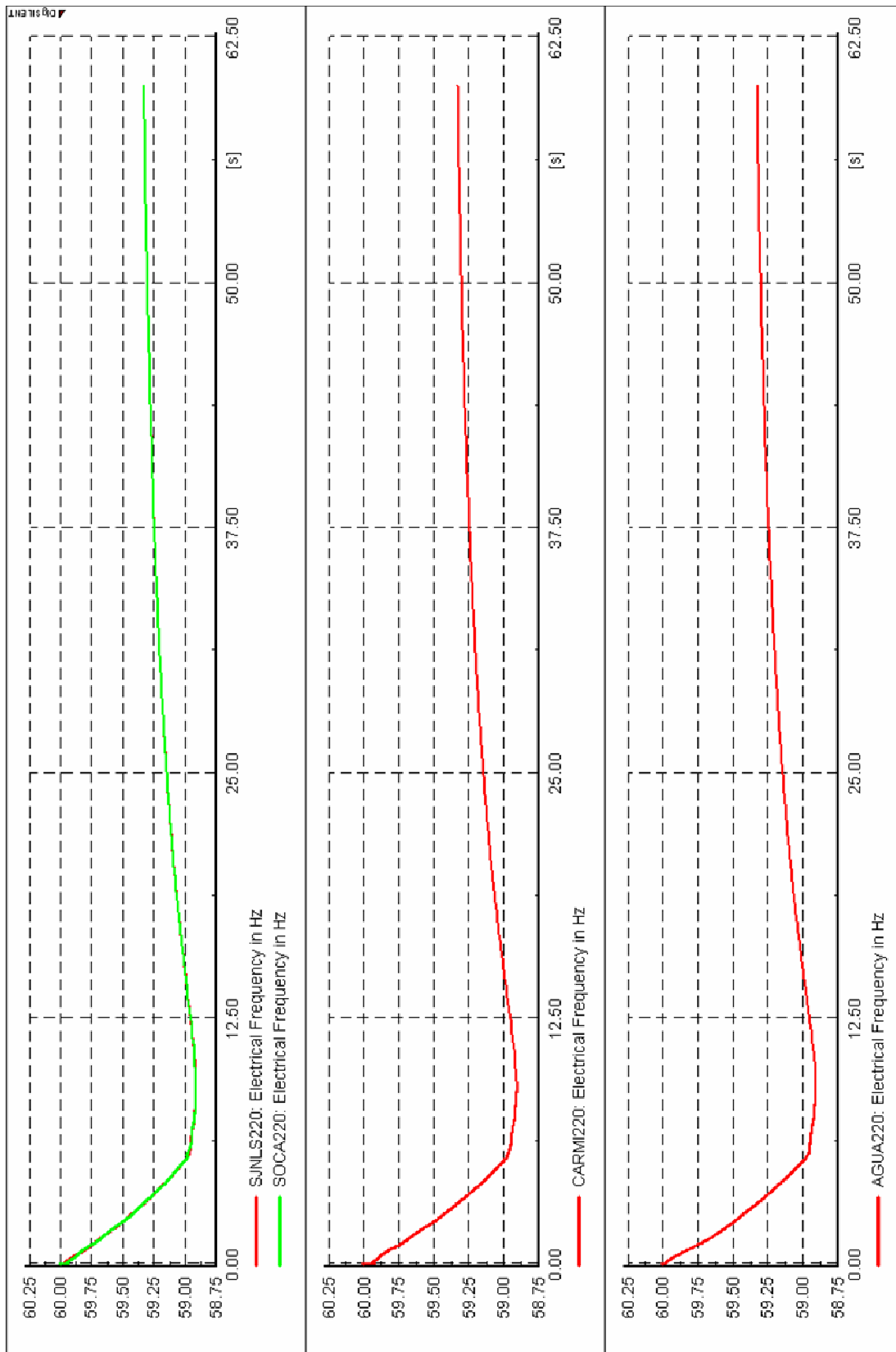
EST-G14: Desconexión unidad TV de la C.T. Ventanilla con 159,2 MW



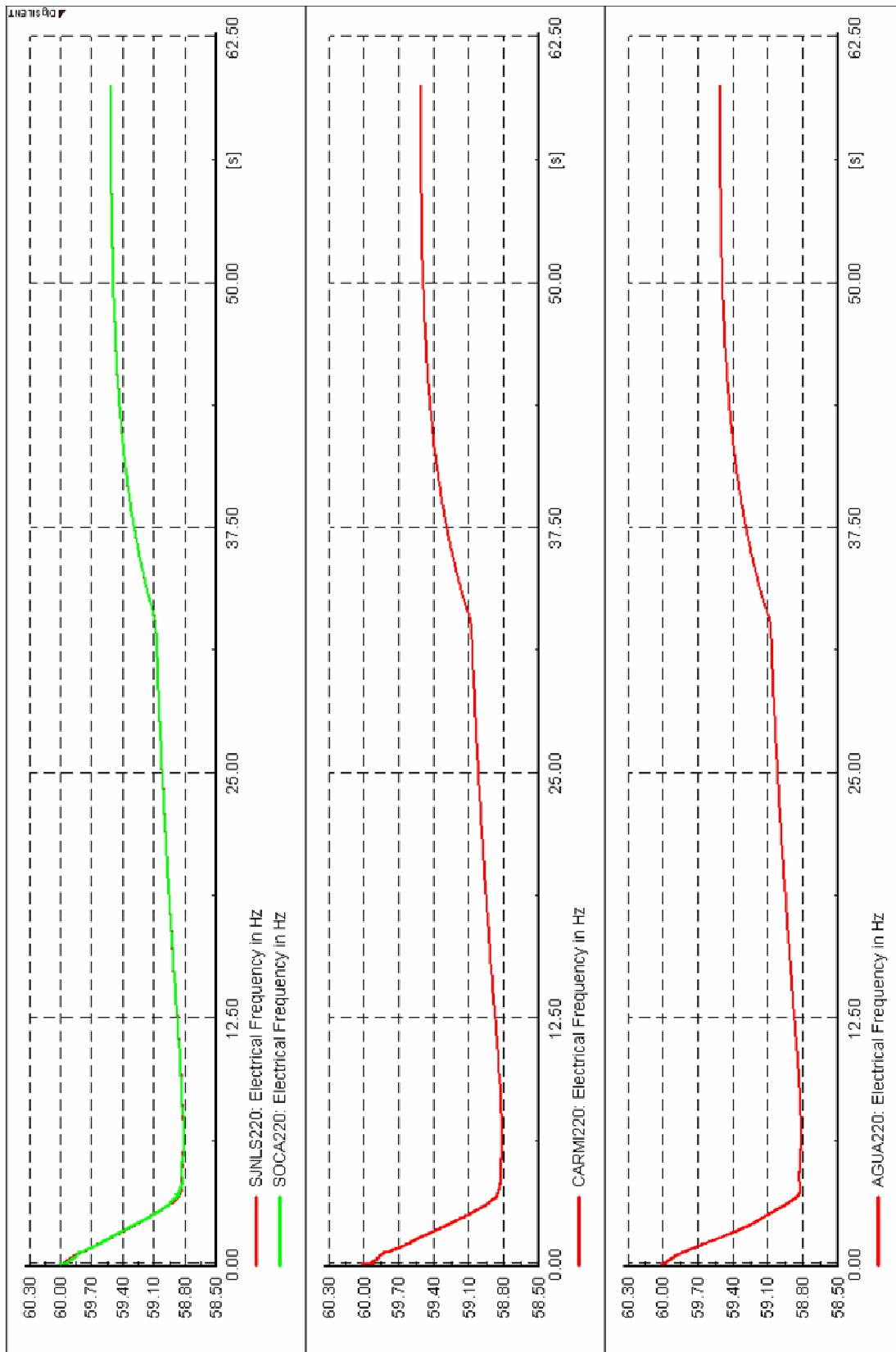
EST-G15: Desconexión de C.H. Restitución con 170,1 MW



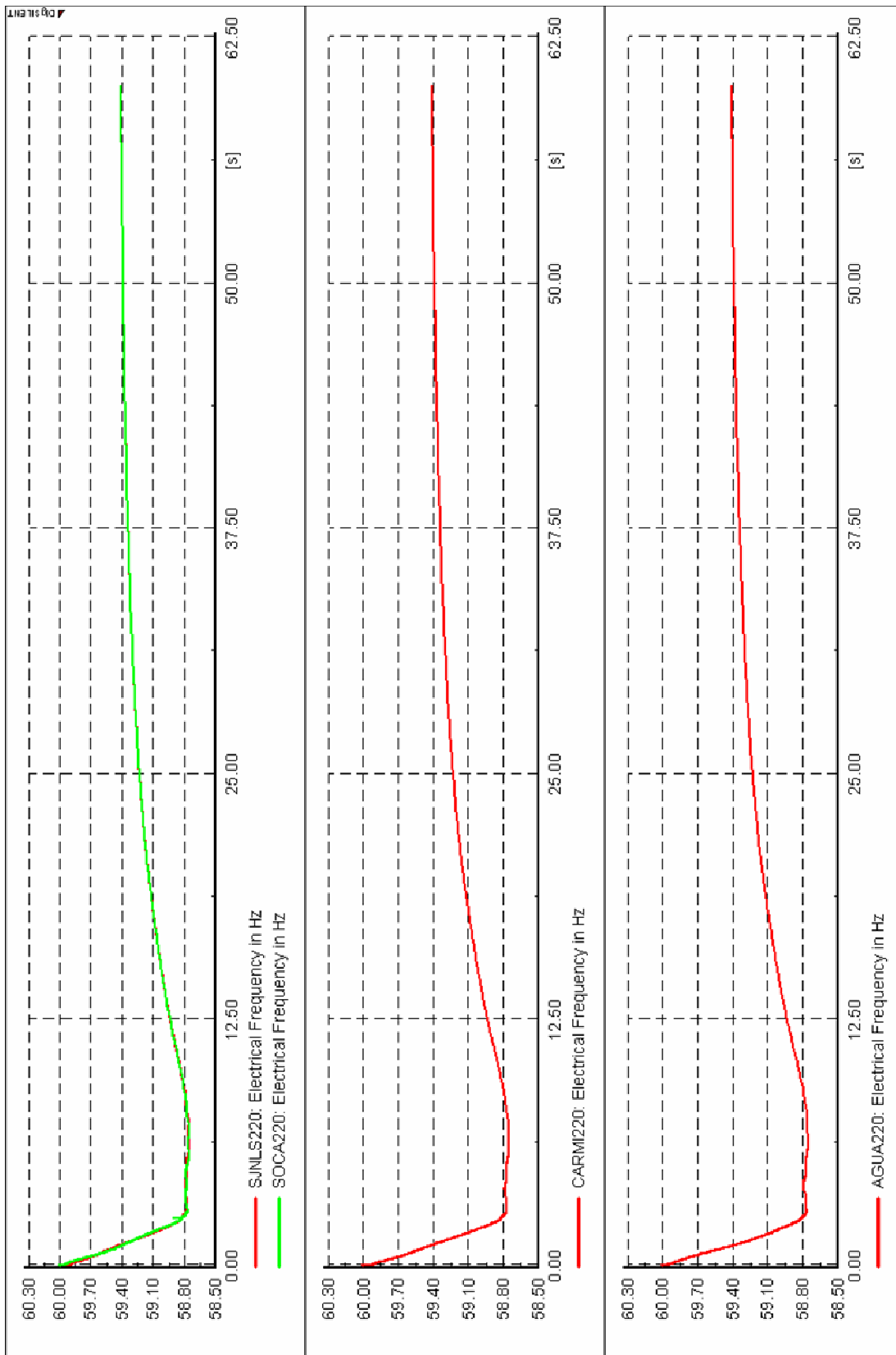
EST-G16: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 245,2 MW



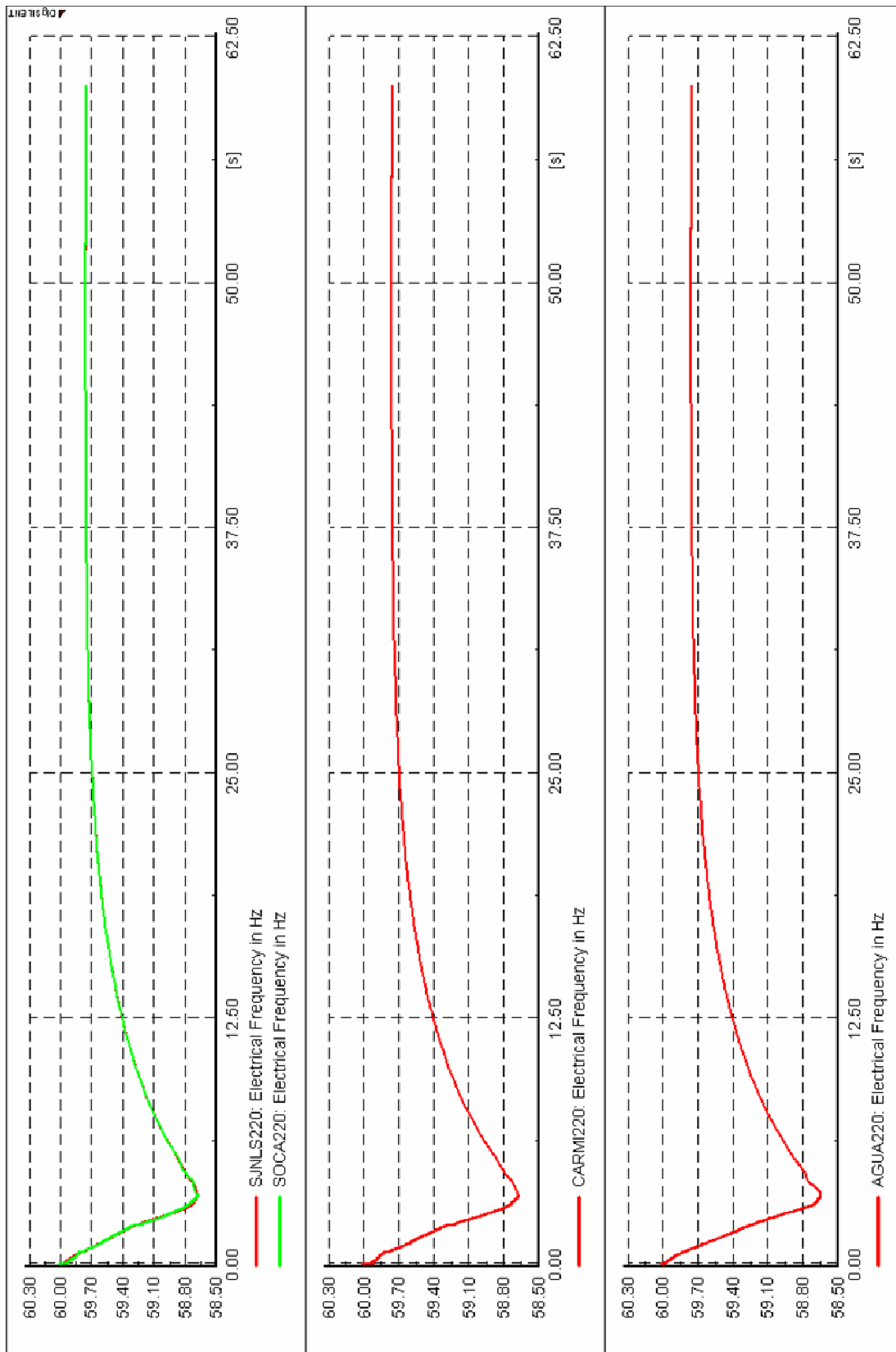
EST-G17: Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 395,1 MW



EST-G18: Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW



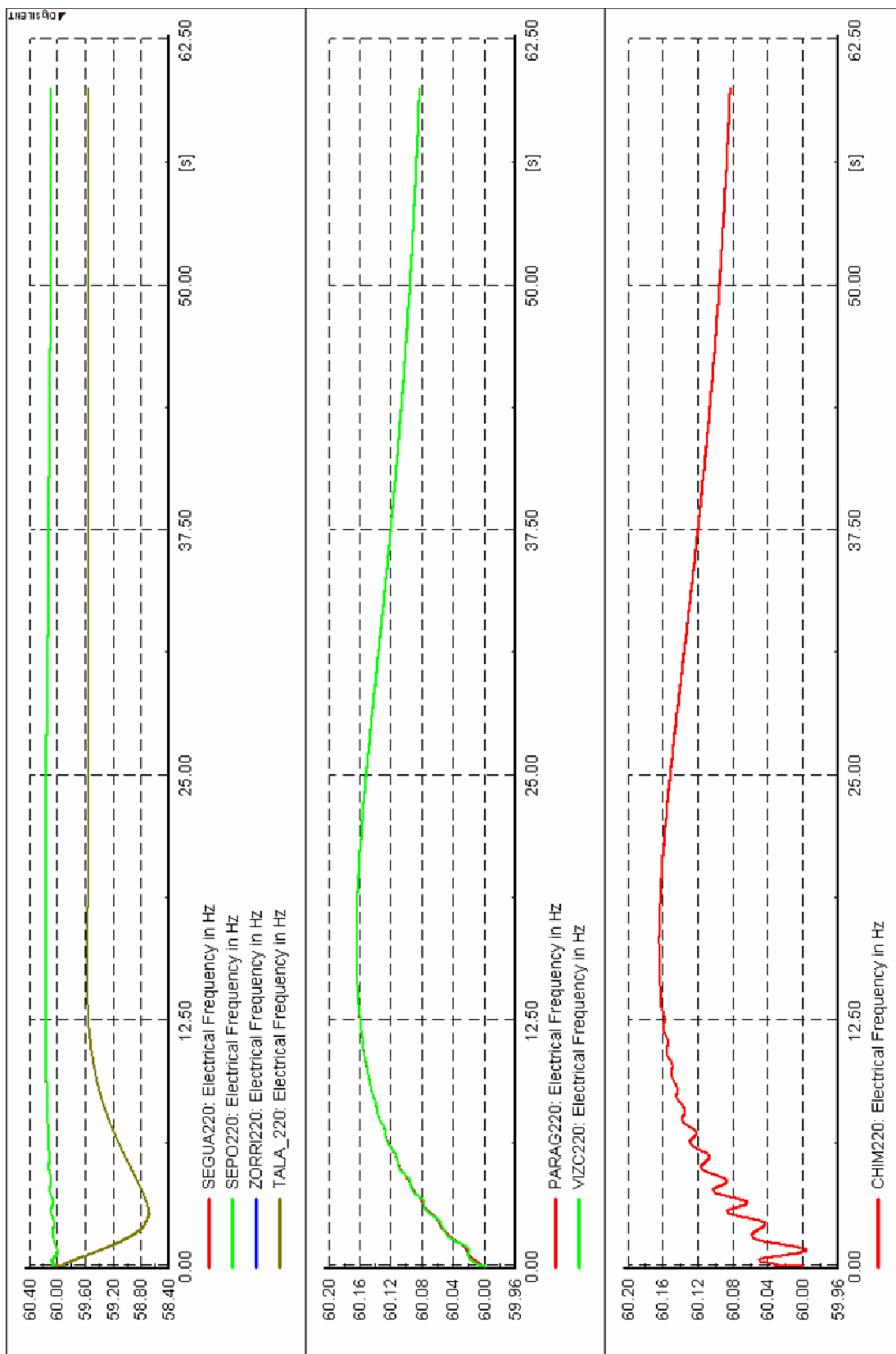
EST-G19: Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 590,1 MW



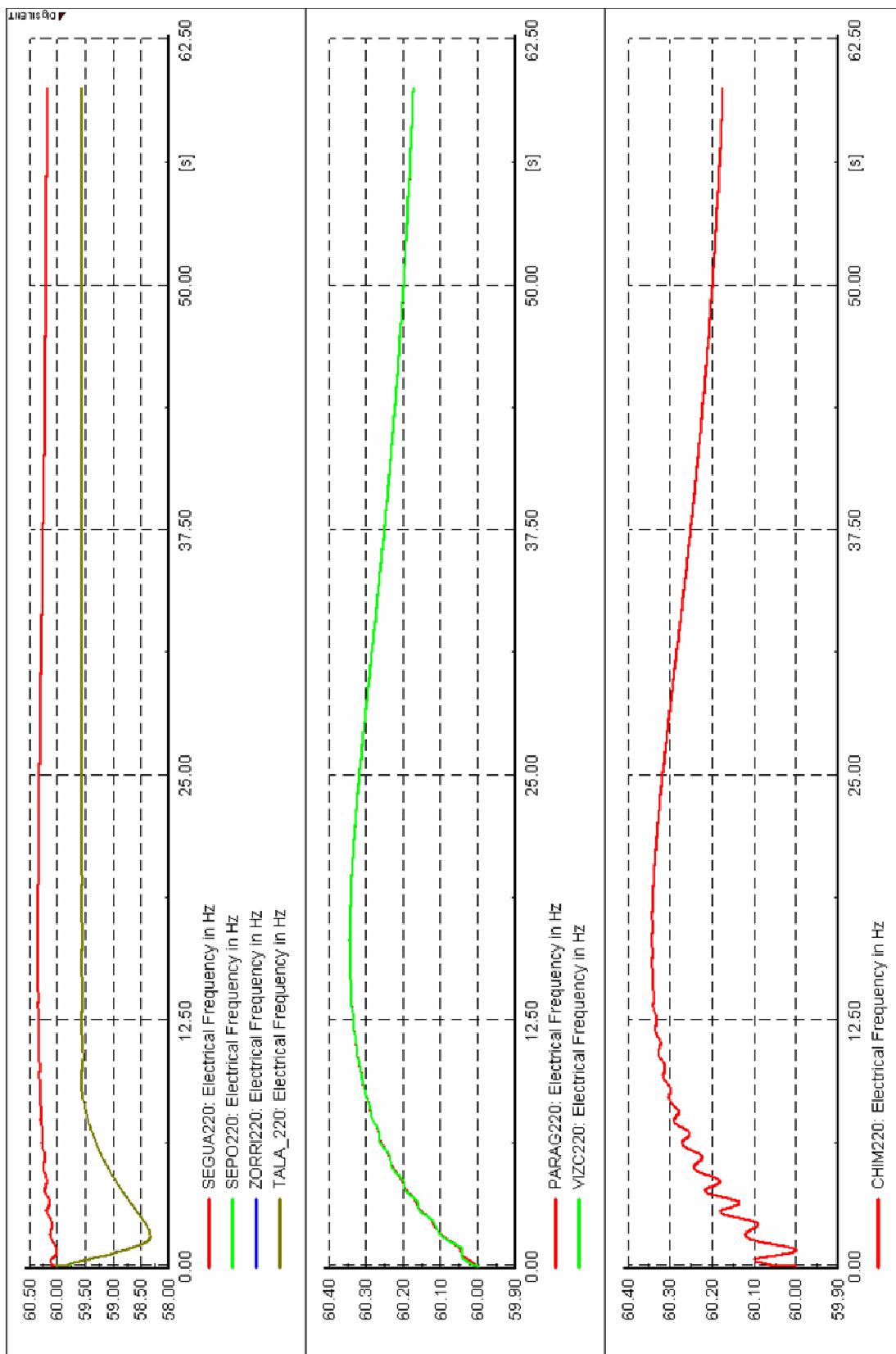
ANEXO B

**RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA DESCONEXIONES
DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN OCASIONANDO SUBFRECUENCIA**

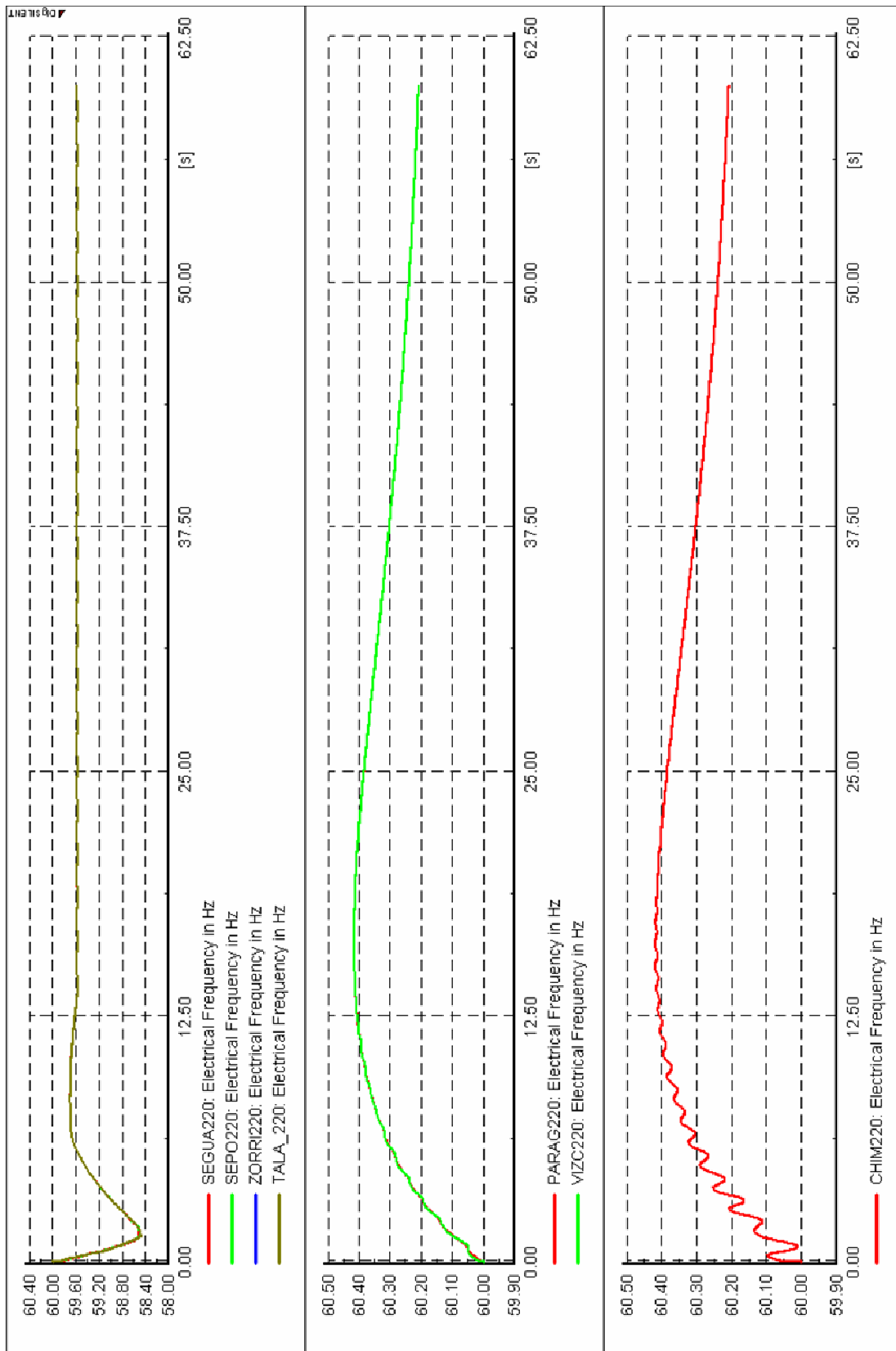
EV-01: Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con -17,61 MW



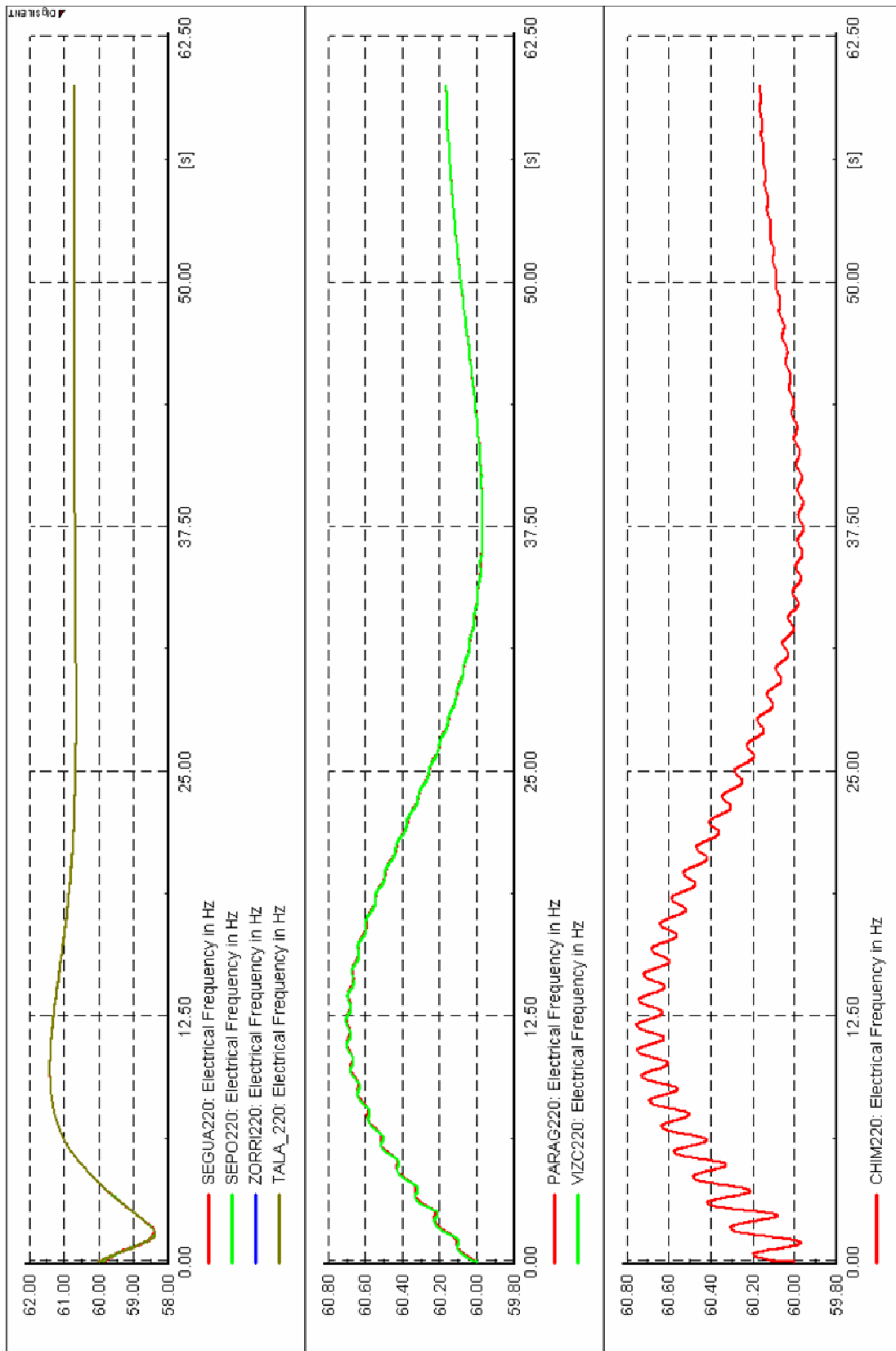
EV-02: Desconexión de línea Piura-Chiclayo de 220 kV con -48,14 MW



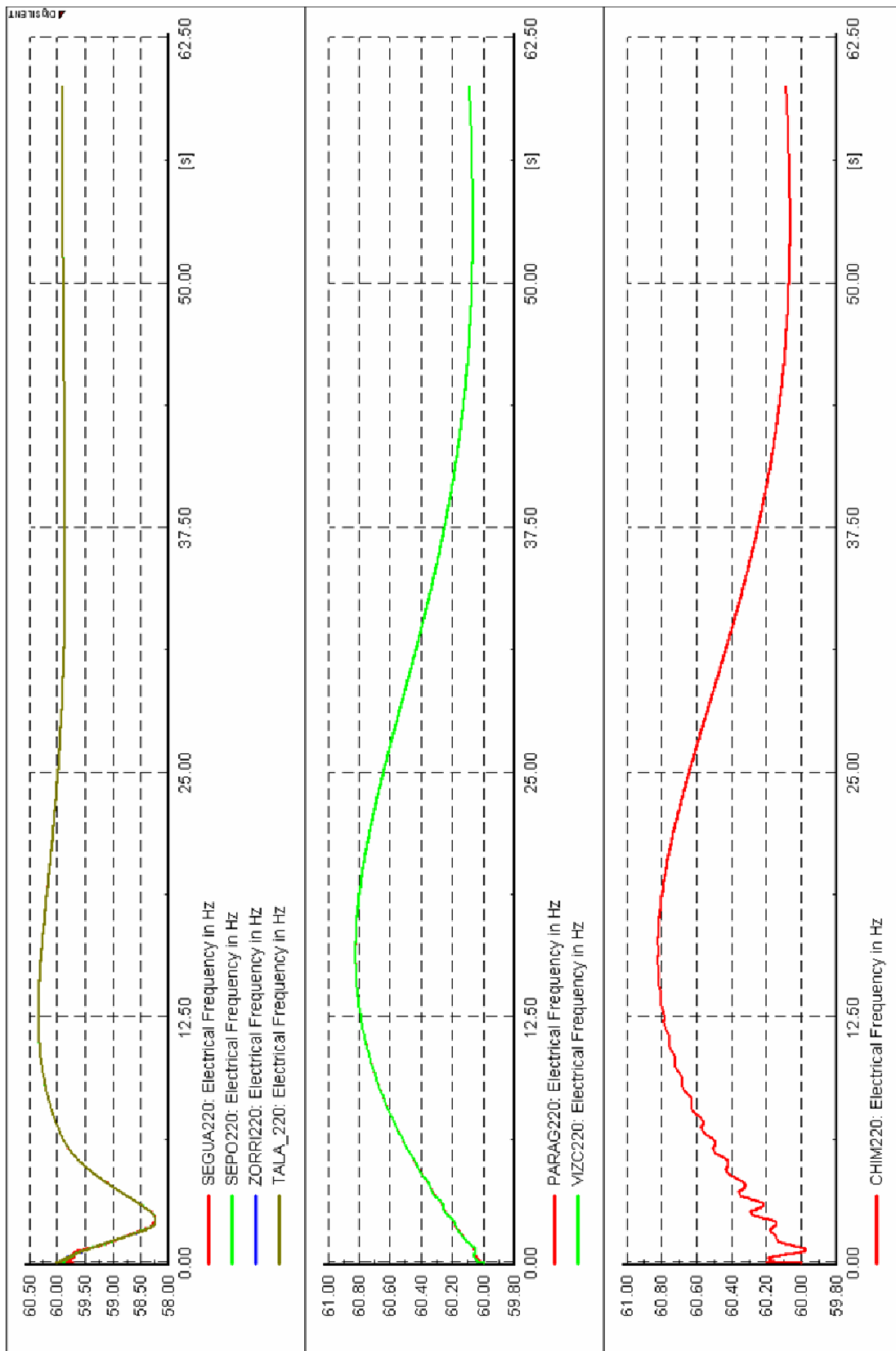
EV-03: Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe – Trujillo con -58.35 MW



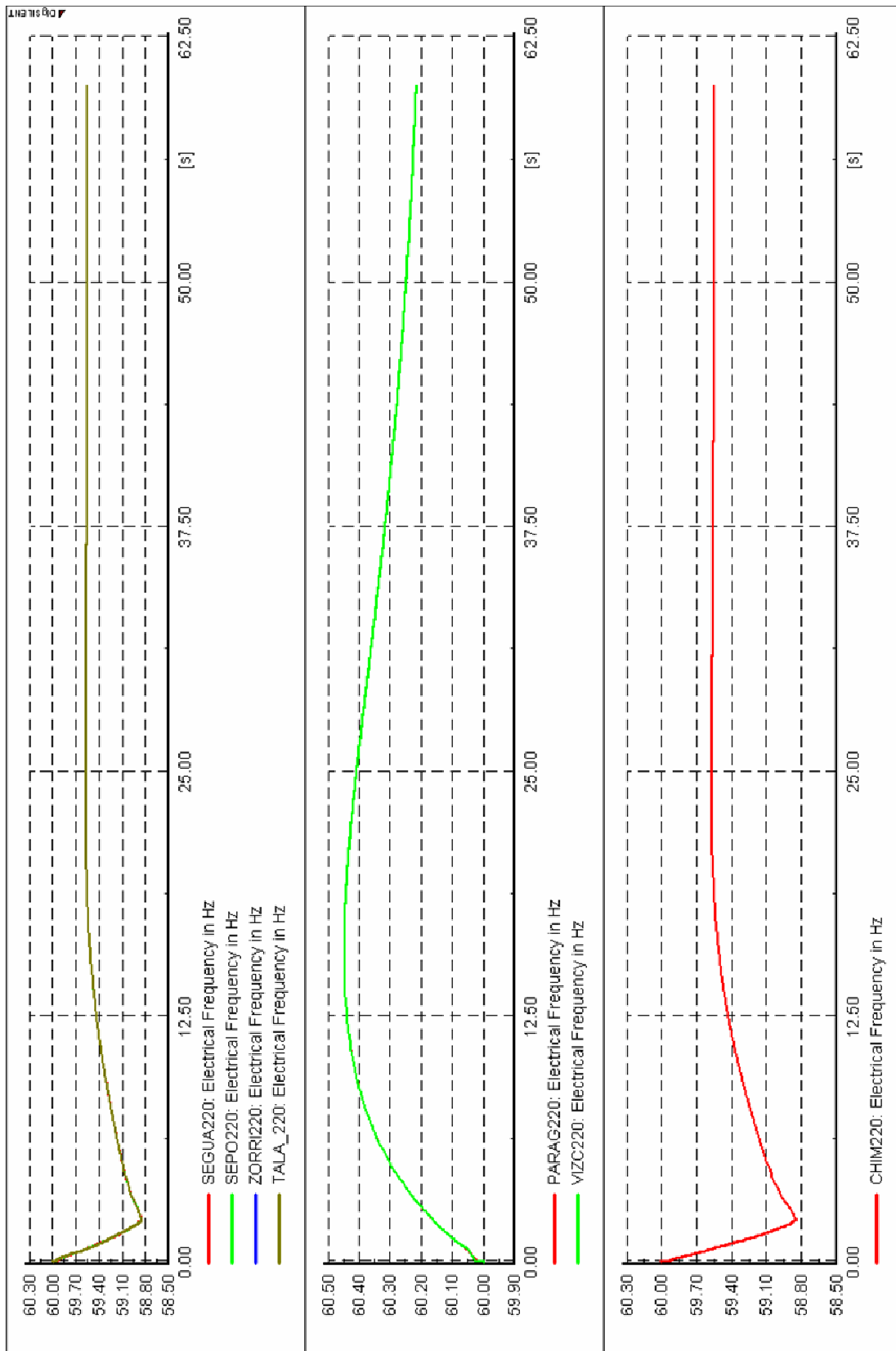
EV-04: Desconexión de la línea de 220 kV Trujillo – Chimbote con -72.76 MW



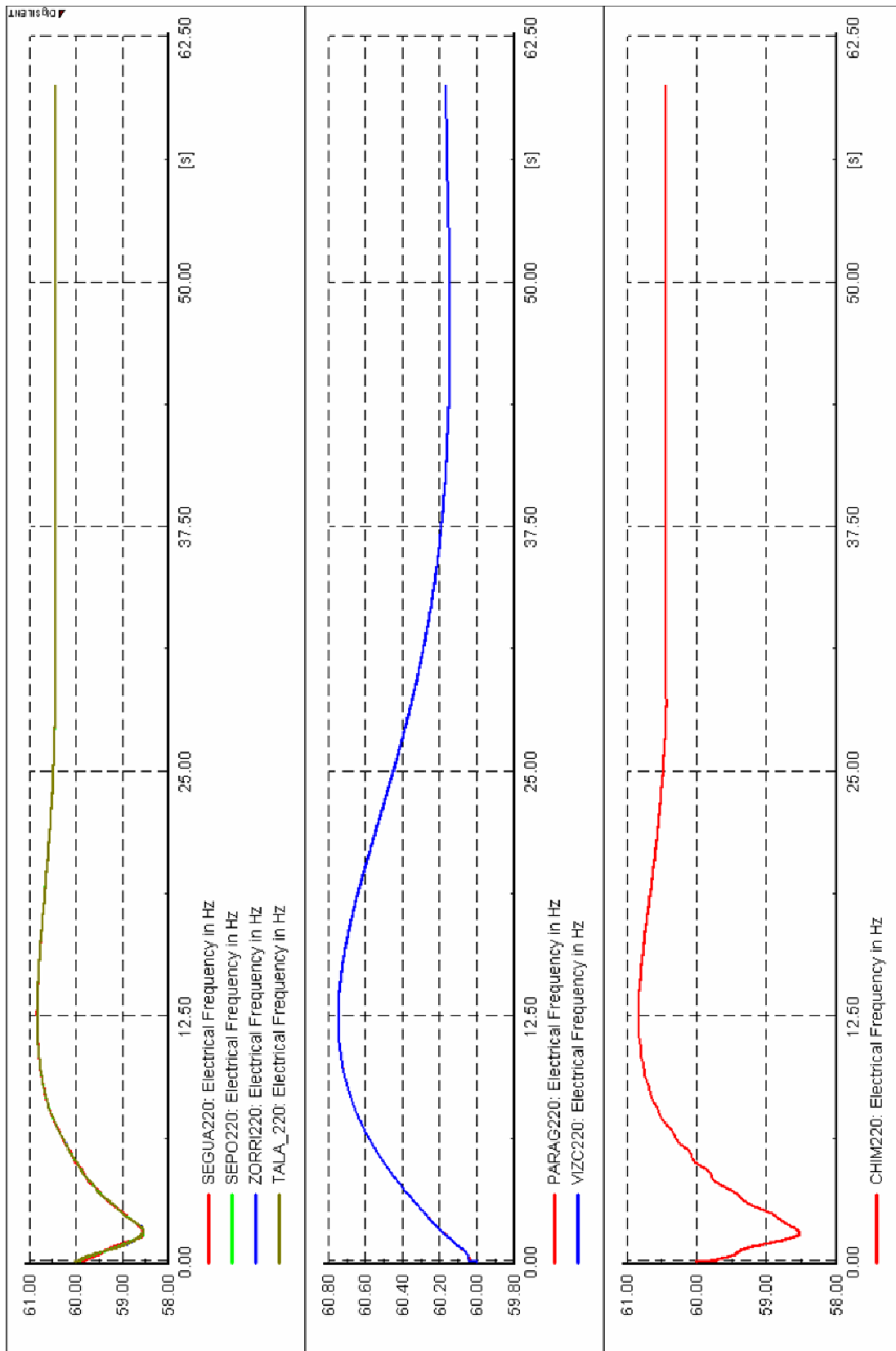
EV-05: Desconexión de la línea de 220 kV Trujillo - Chimbote con -108.44 MW



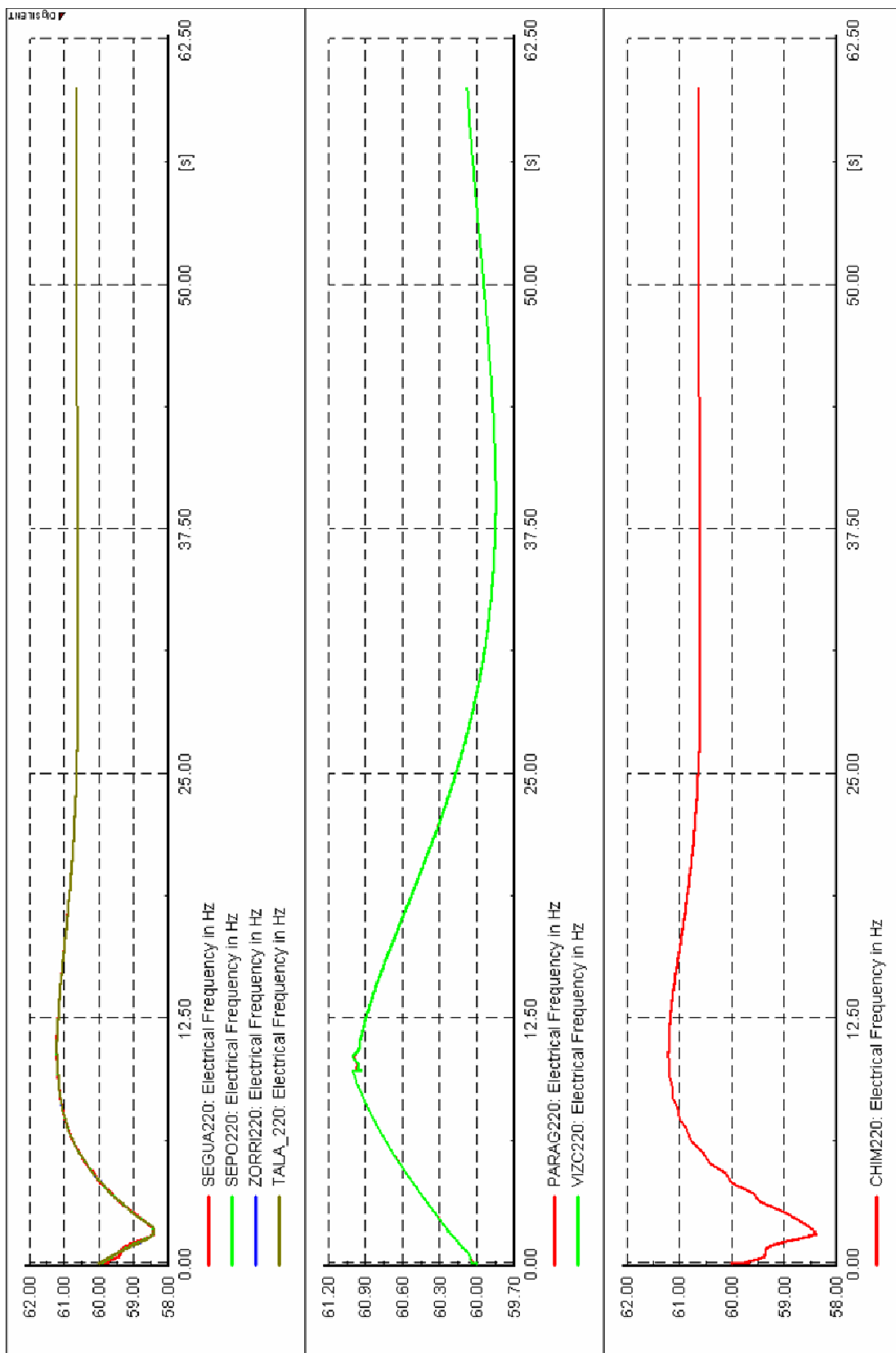
EV-06: Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote – Paramonga con -50.64 MW



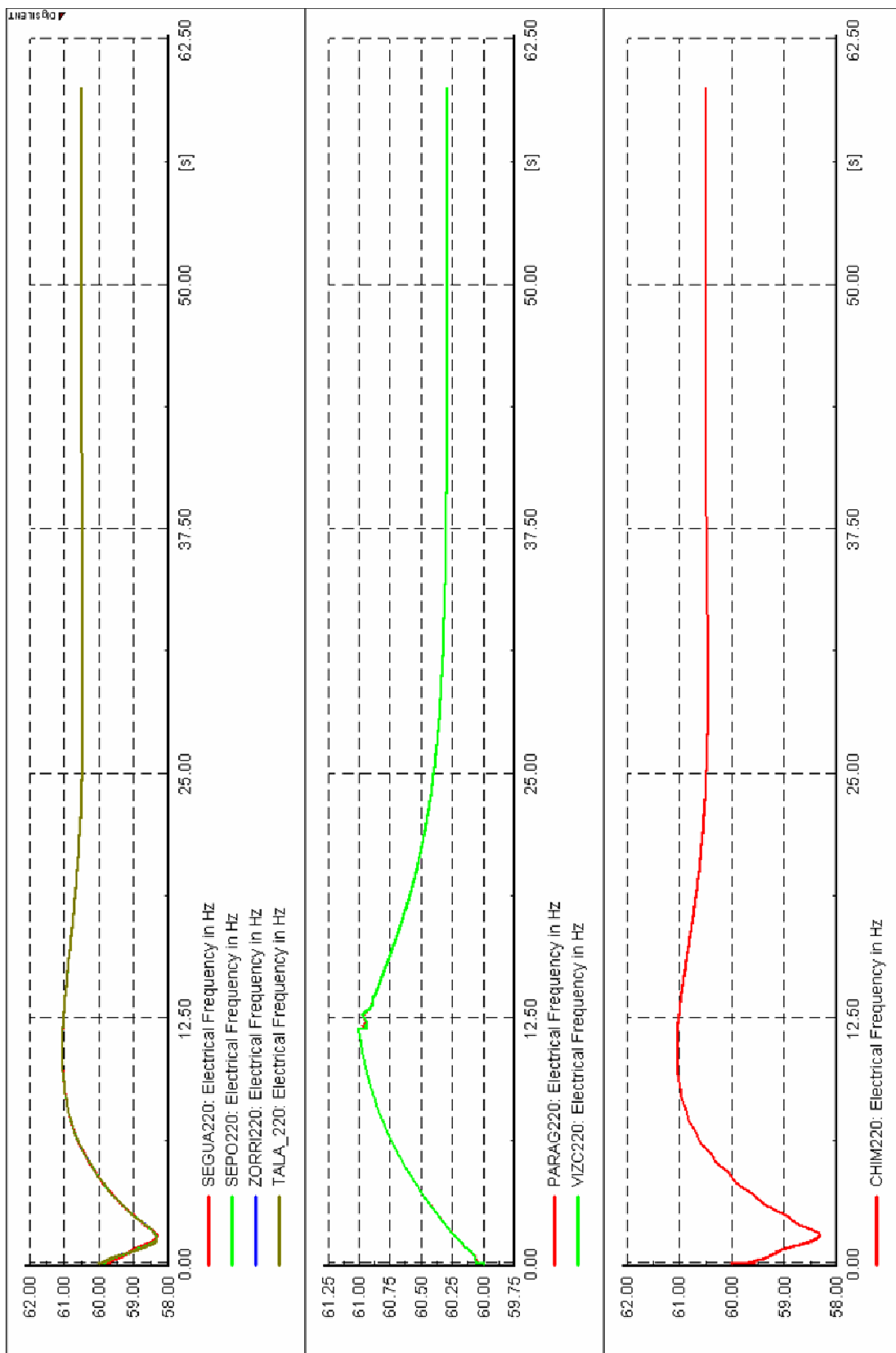
EV-07: Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote – Paramonga con -132.55 MW

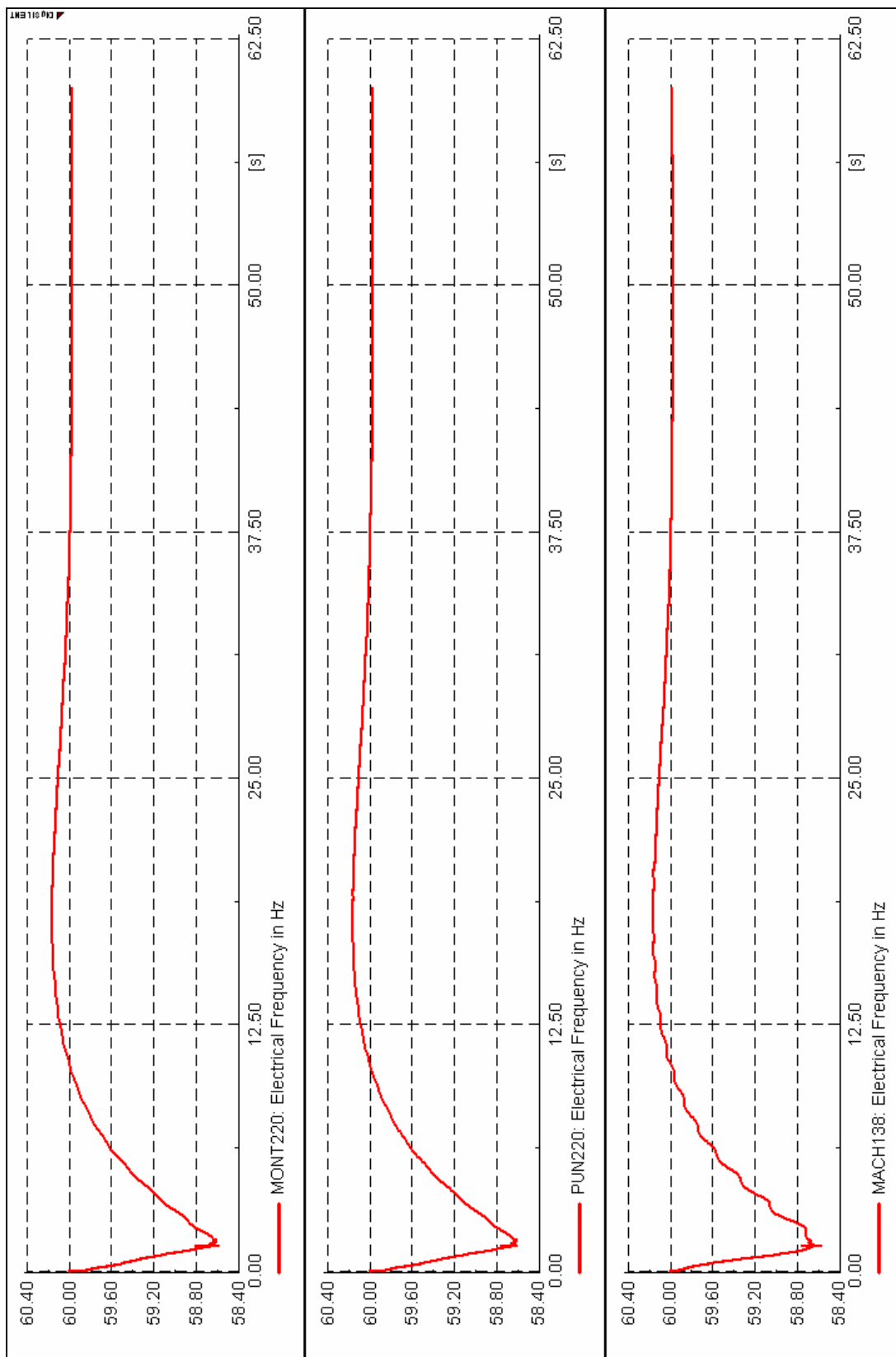


EV-08: Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote – Paramonga con -140.58 MW

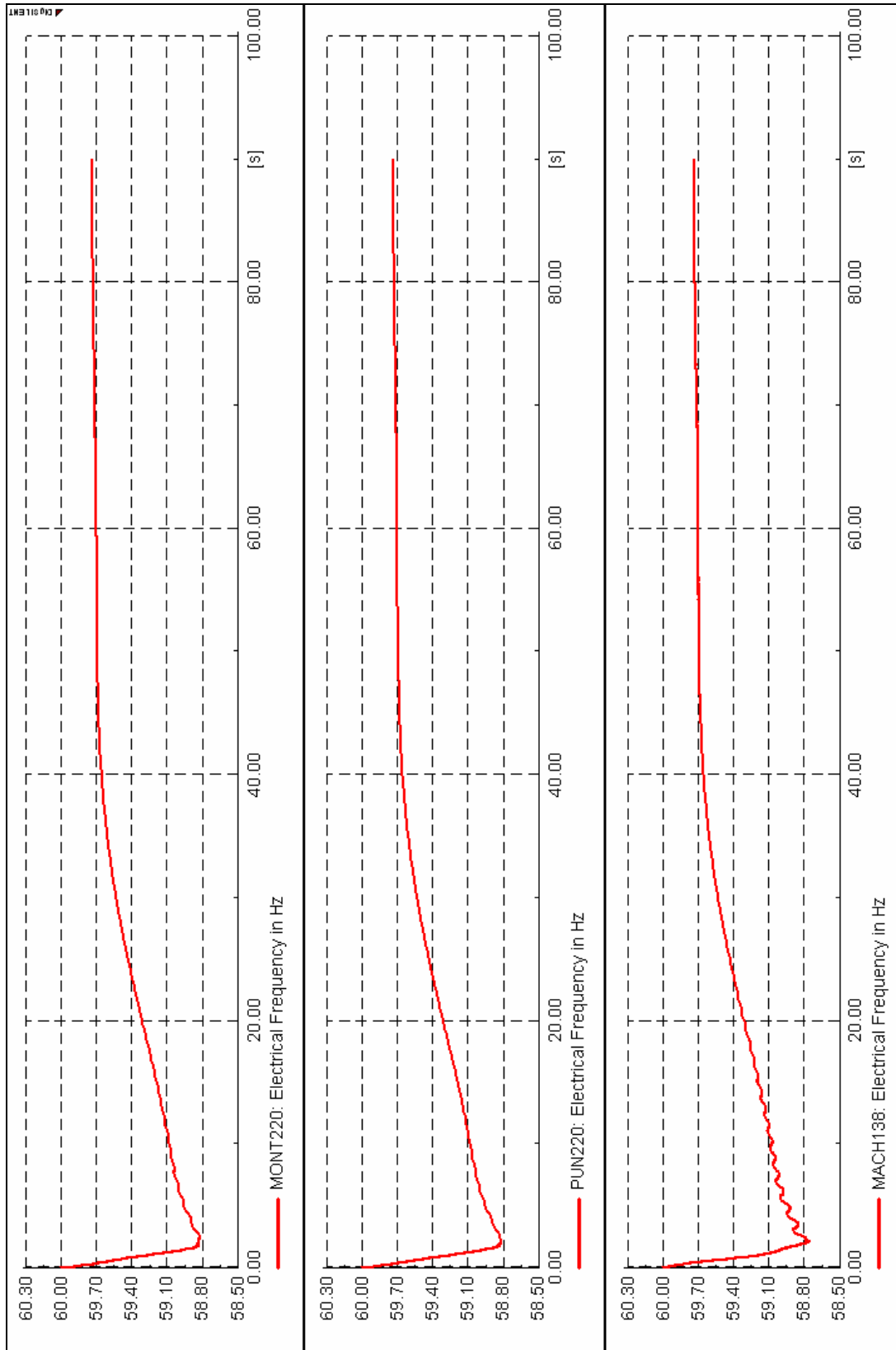


EV-09: Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote – Paramonga con -139.83 MW

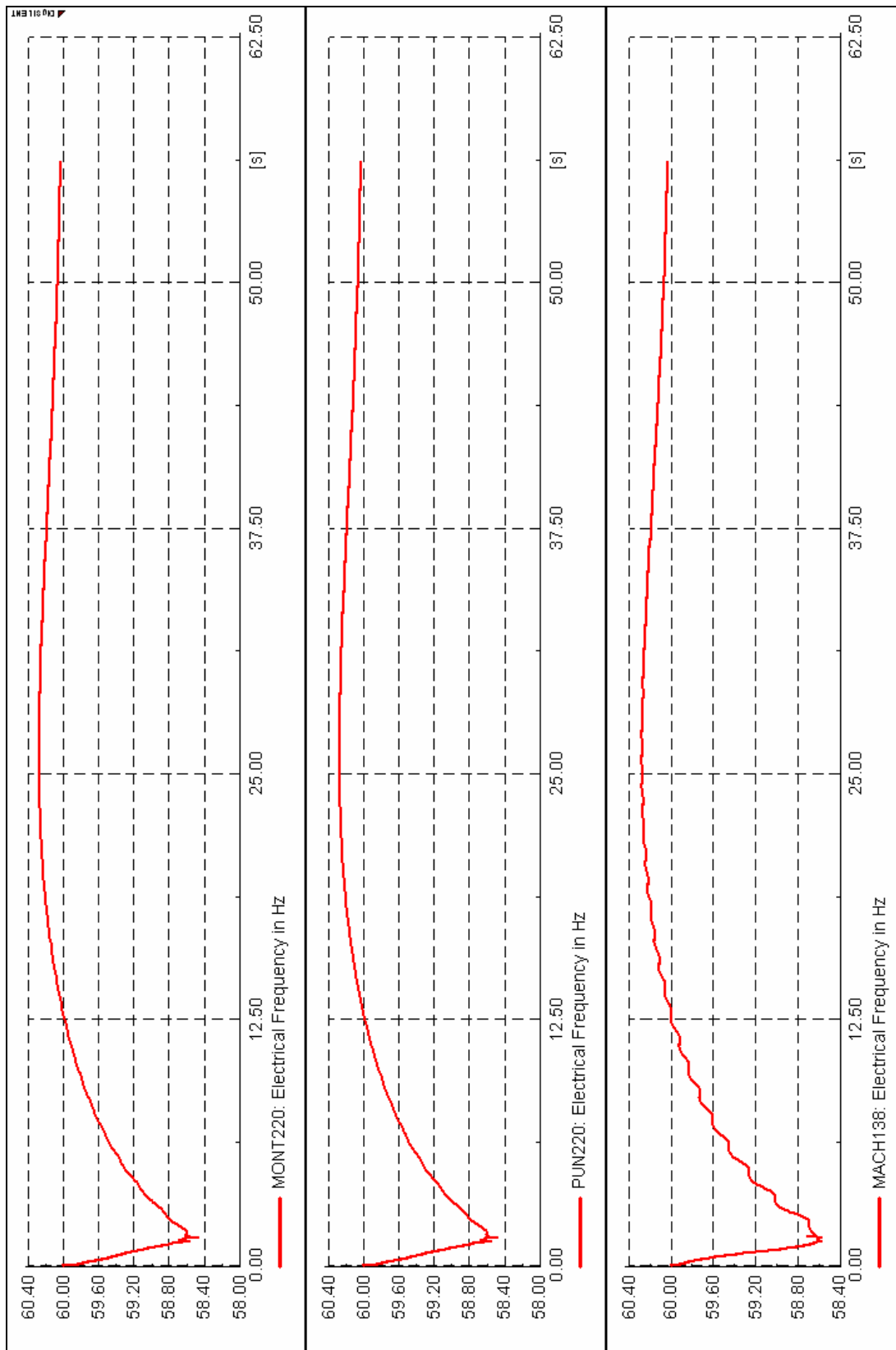


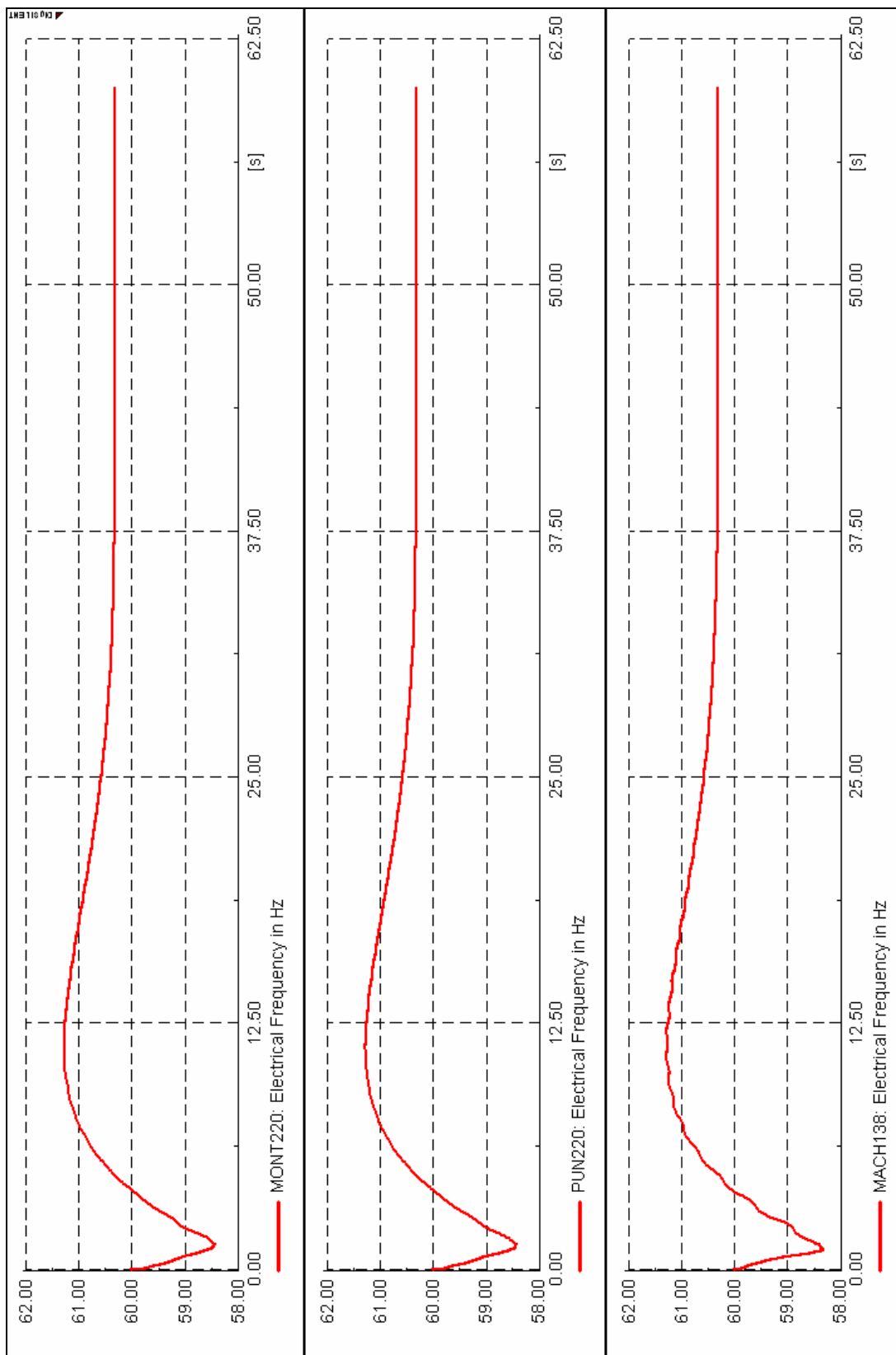
EV-10: Desconexión de línea Mantaro-Socabaya de 220 kV con 184,08 MW

EV-11: Desconexión de línea Mantaro-Socabaya de 220 kV con 128,28 MW

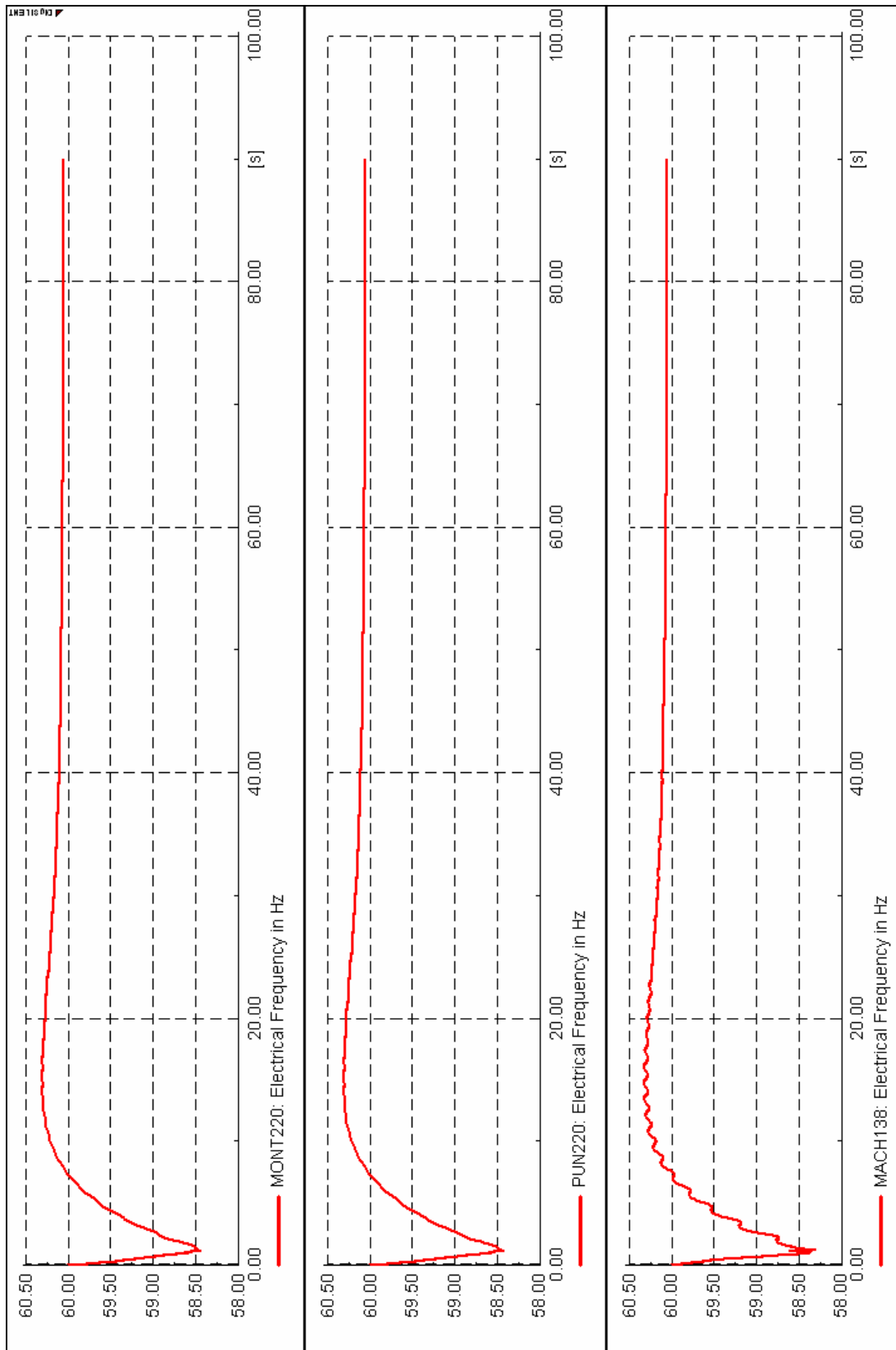


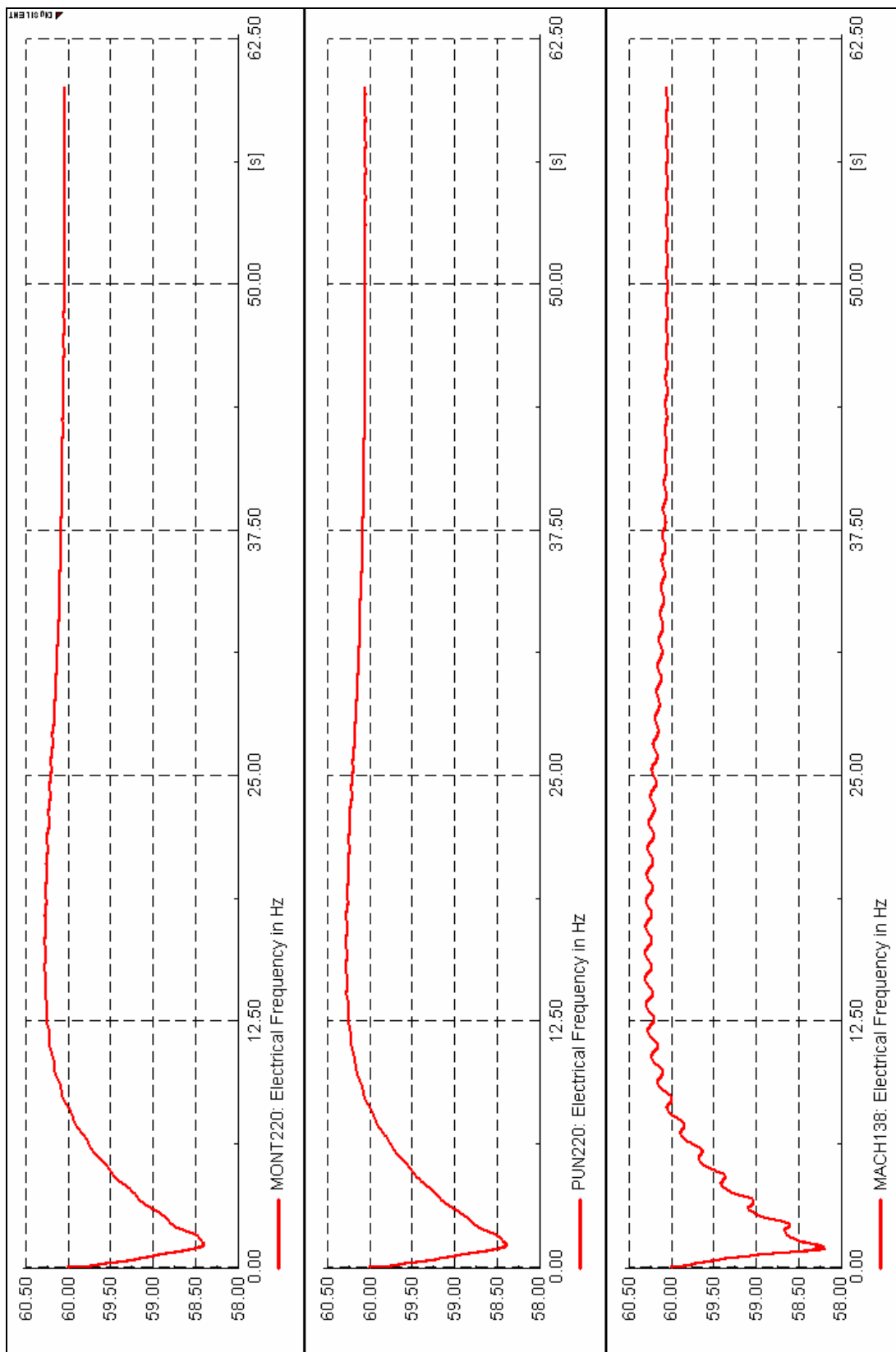
EV-12: Desconexión de línea Mantaro-Socabaya de 220 kV con 169,21 MW



EV-13: Desconexión de línea Mantaro-Socabaya de 220 kV con 242,72 MW

EV-14: Desconexión de línea Mantaro-Socabaya de 220 kV con 232,98 MW

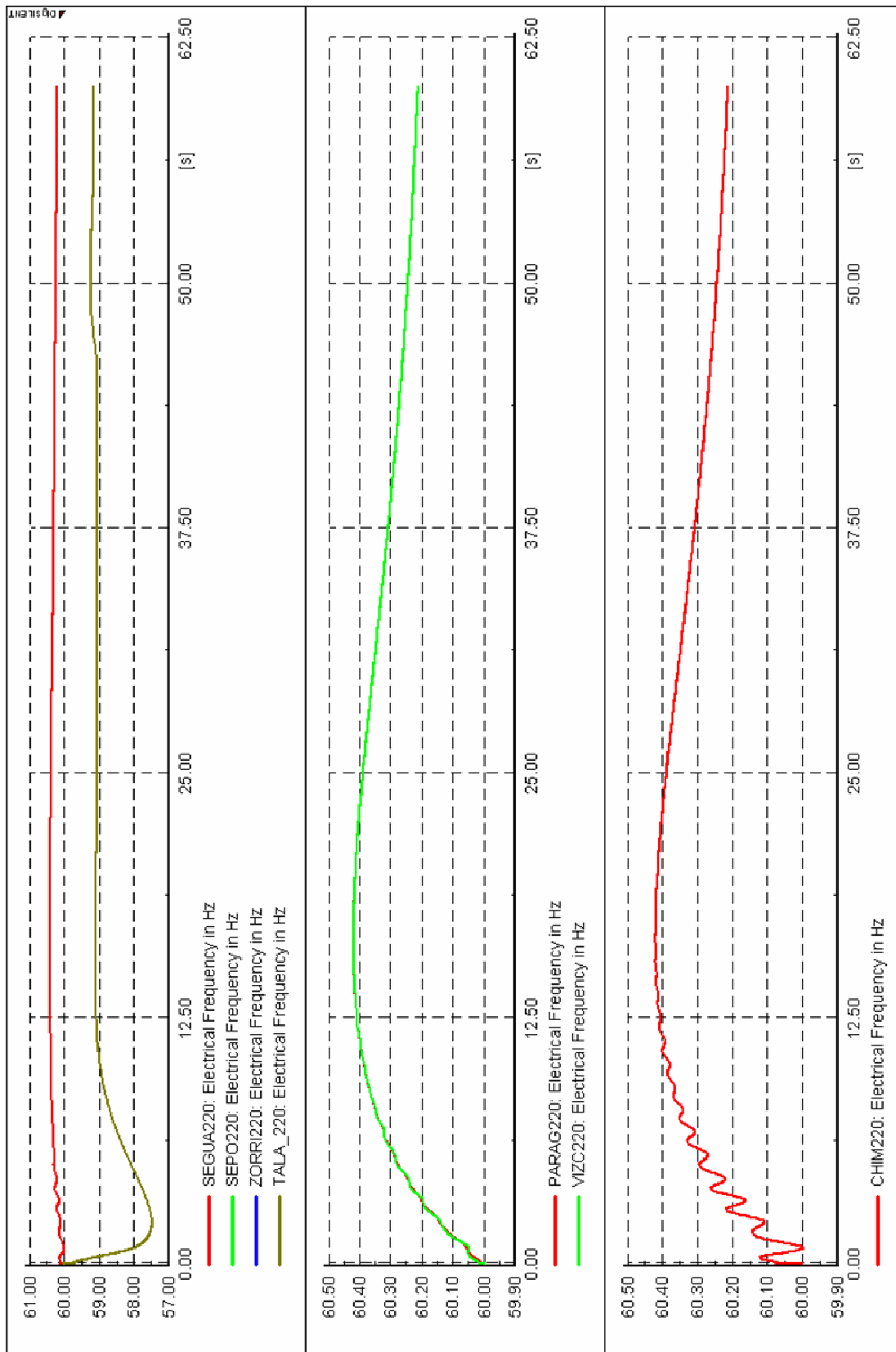


EV-15: Desconexión de línea Mantaro-Socabaya de 220 kV con 238,8 MW

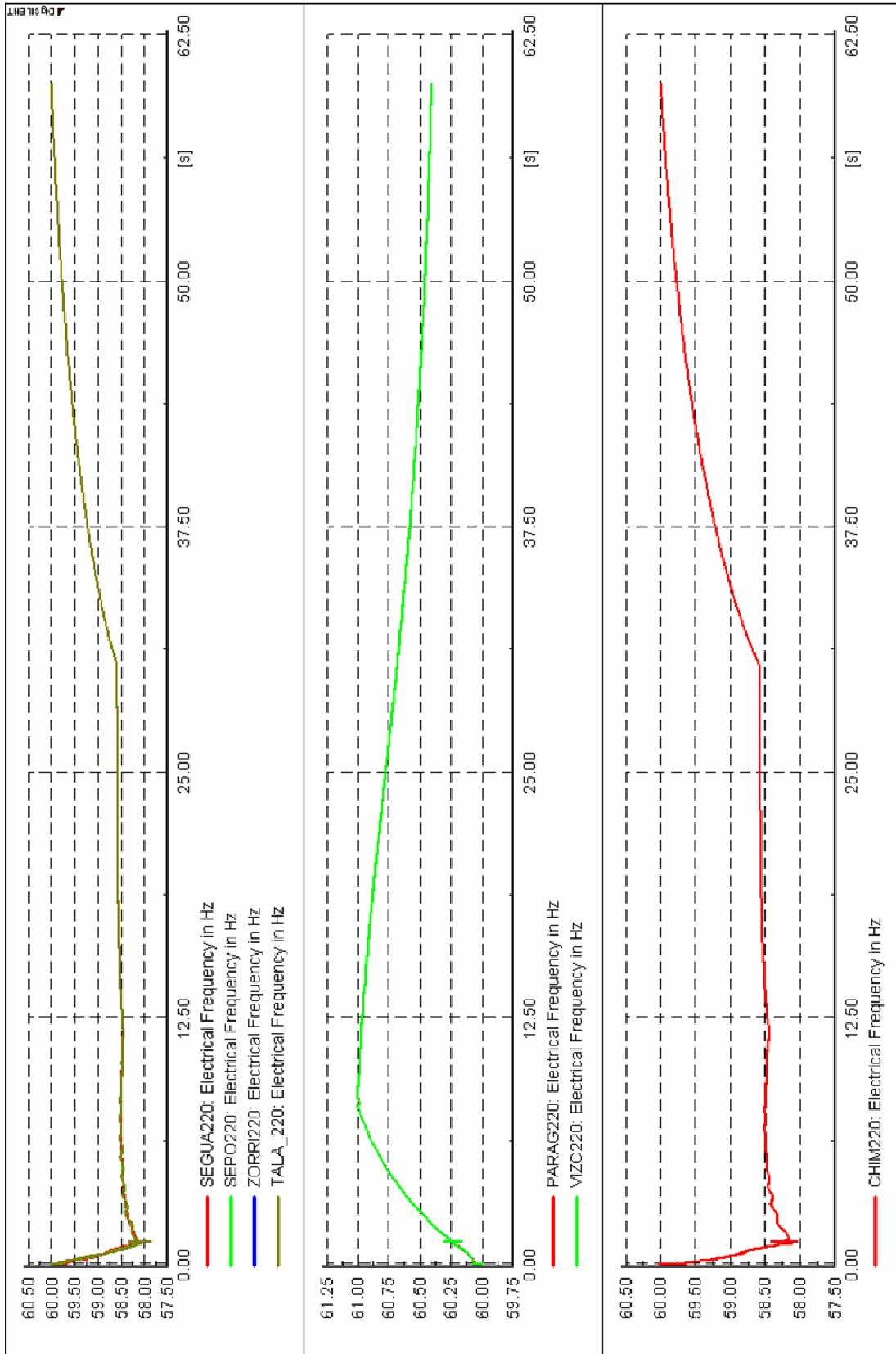
ANEXO C

**RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA EVENTOS
ADICIONALES DE FRECUENCIA**

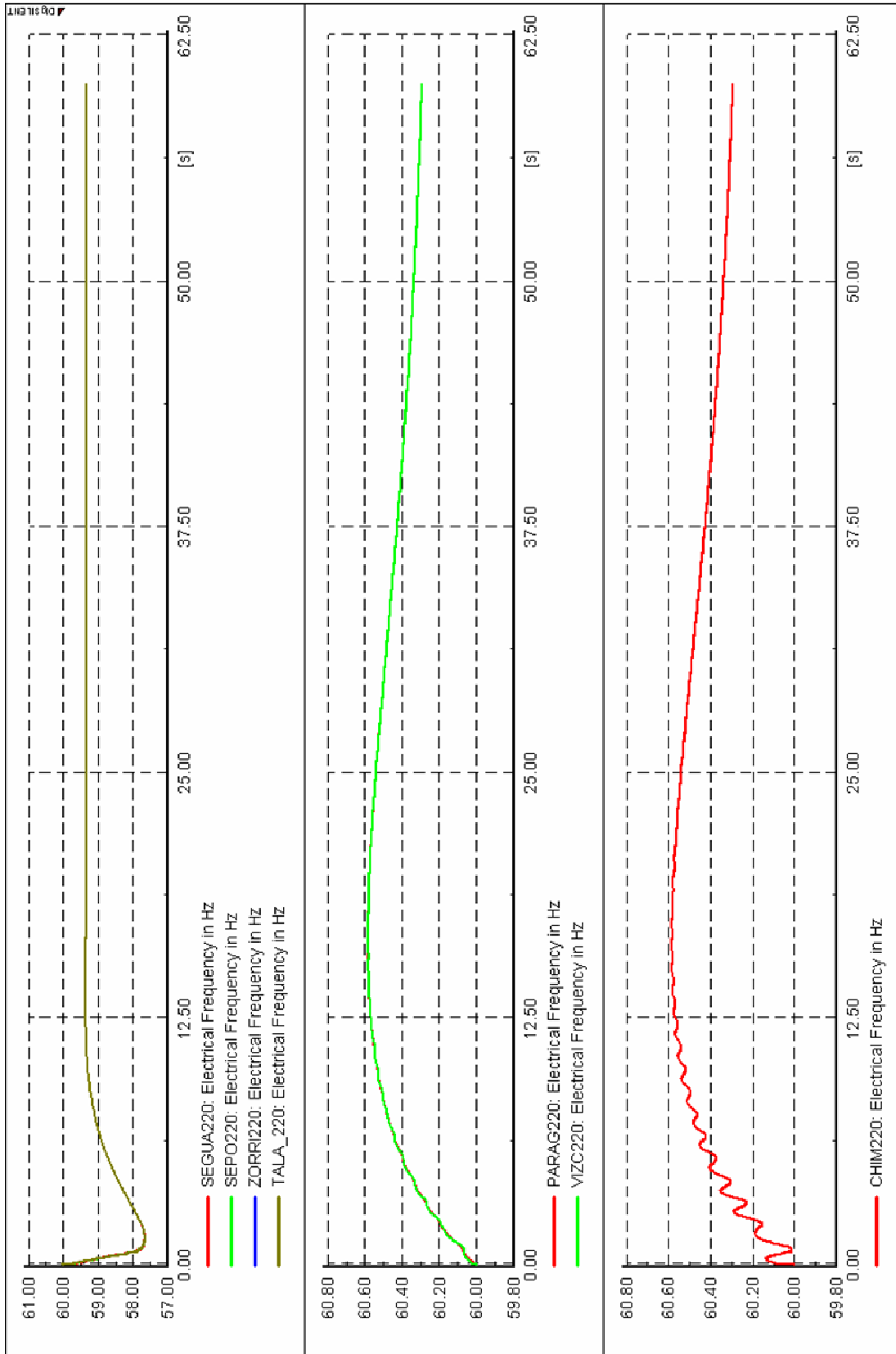
EVENTO ADICIONAL 1: Desconexión de la línea de 220 kV Piura - Chiclayo con -60,45 MW



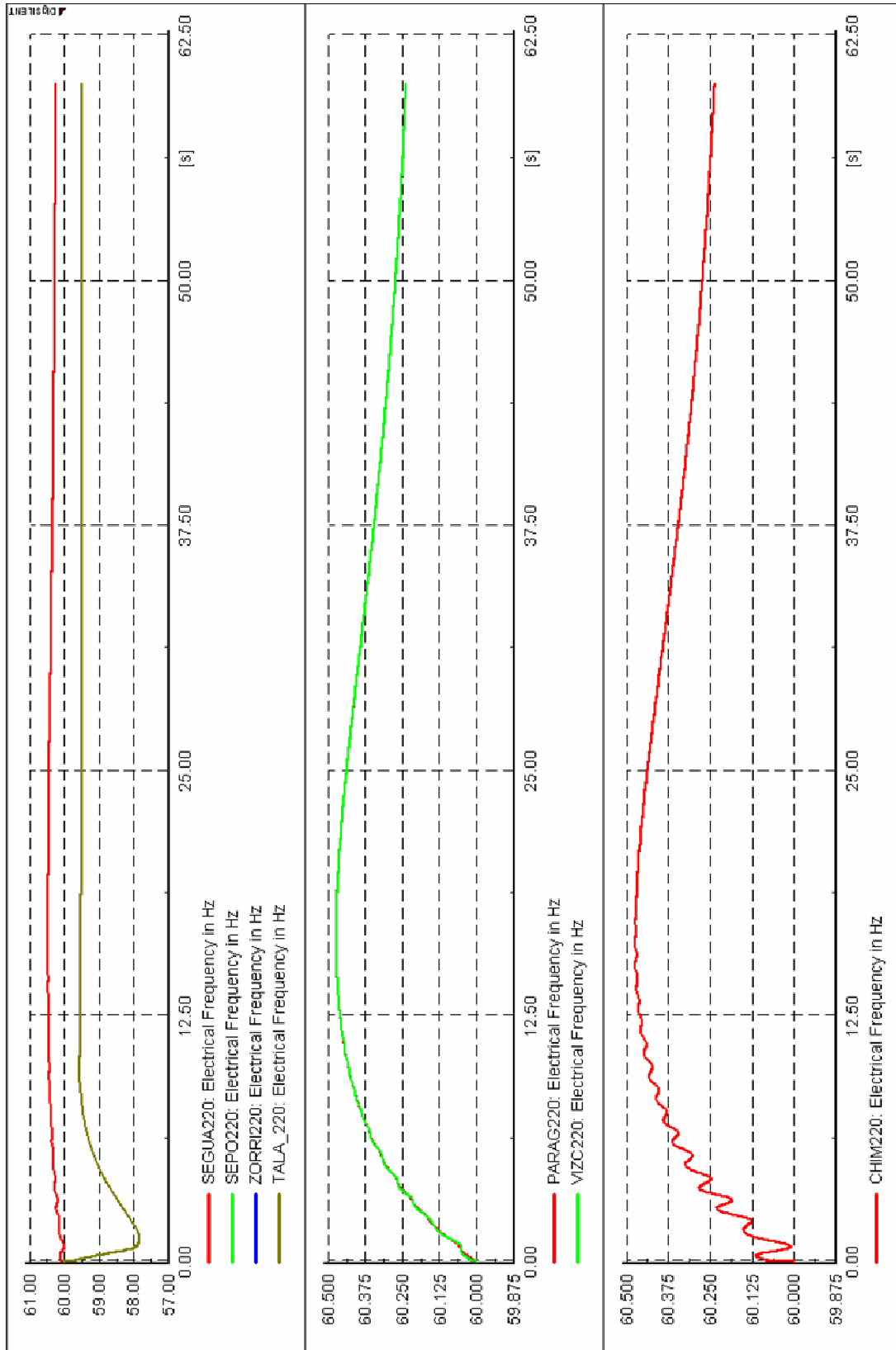
EVENTO ADICIONAL 2: Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -159 MW



EVENTO ADICIONAL 3: Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe – Trujillo con -80.81 MW



EVENTO ADICIONAL 4: Desconexión de la línea de 220 kV Chiclayo – Guadalupe con -68.27 MW



BIBLIOGRAFÍA

1. CESI, COES, “Esquemas de Rechazo de Carga por Subfrecuencia y por Mínima Tensión y de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia”, Marzo 2003.
2. ISA, COES, “Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2005”, Septiembre 2004.
3. Dirección General de Electricidad Ministerio de Energía y Minas, “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados”, Lima, Marzo 2005.
4. COES, “Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2006”, Lima, Septiembre 2005.
5. COES, “Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2007”, Lima, Septiembre 2006.
6. Centro Nacional de Control de Energía (cenace), “Determinación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia para el Sistema Eléctrico Interconectado periodo Octubre/2005 – Marzo/2006 – Informe Preliminar”, Ecuador, Septiembre 2005.
7. Centro de Despacho Económico de Carga-Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), “Informe DOp N° 02 / 2005 Estudio Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga”, Santiago de Chile, Enero 2006.
8. WECC, “Coordinated Off-Nominal Frequency Load Shedding and Restoration Requirements”, USA, 2003.
9. Prabha Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, 1994.
10. Victor Aguilera , “Regulación de frecuencia en Sistemas Interconectados de Potencia”, Escuela Superior Politécnica del Litoral – Ecuador, 1987.
11. IEEE, Standar C37.106 “IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants“, 2003.
12. David Finley, Jhon Horak, “Load Shedding for Utility and Industrial Power System Reliability”, Basler Electric Company.
13. COES, “Informe Técnico COES-SINAC/DEV-158-2005 Rangos Admisibles de variación de frecuencia para unidades de generación del SEIN”, Lima, Abril 2005.

14. The Power Engineering Education Committee, Power System Relaying Committee, "Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos".
15. B. Kirby, J. Dyer, C. Martinez, Dr. R. Shoureshi, R. Gultromson, J. Doyle, "Frequency Control Concerns In The North American Electric Power System", Diciembre 2002.
16. A. Murdoch, G. E. Boukarim, M. J. D'Antonio, R. A. Lawson, "Generator Over Excitation Capability and Excitation System Limiters", Pannel Session Summary for the IEEE/PES 2001 WPM, Columbus, Ohio.
17. Peter Reimann, "Stretching the Size of Geothermal Steam Turbines", Proceedings World Geothermal Congress 2000, Japan, Mayo – Junio 2000.
18. GET-6449: "Load Shedding, Load Restoration and Generator Protection Using Solid-state and Electromechanical Underfrequency Relays", General Electric.
19. Dirección General de Electricidad Ministerio de Energía y Minas, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", Lima, Octubre 1997.
20. V. N. Chuvychin, N. S. Gurov, S. S. Venkata, R. E. Brown, "An Adaptive Approach to Load Shedding and Spinning Reserve Control During Underfrequency Conditions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No. 4, November 1996.
21. M. Taghi Ameli, S. Moslehpour, H. Rahimikhoshmakani, "The Rol of Effective Parameters in Automatic Load-Shedding Regarding Deficit of Active Power in a Power System", Journal of Modern Engineering, Volume 7, Number 1, Fall 2006.
22. S. Shokooh, T. Khandelwal, Dr. F. Shokooh, "Intelligent Load Shedding Need for a Fast and Optimal Solution", IEEE PCIC Europe, 2005.
23. CAMMESA, "Procedimientos Técnicos".
24. R. Marconato, L. Vergelli, "Problems Concerning the Design of Automatic Load-Shedding Plans", International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE, 1982.
25. Charles Concordia, Laster H. Fink, Boza Avramovic, George Poullikkas, "Load Shedding on an Isolated System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No.3, August 1995.
26. P.M. Anderson, M. Mirheydar, "A Low-Order System Frequency Response Model", Power Math Associates Inc, California, 1990.
27. CESI, COES, "Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de las unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", Lima, Julio 2005.
28. COES, "PR-22: Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional", Lima, Mayo 1996.
29. COES, "Informe Técnico COES-SINAC/DEV Evaluación de la Regulación Primaria de Frecuencia del primer semestre de 2006", Lima.
30. Referencia Técnica del DIgSILENT Power Factory.

31. CESI, COES: "Pruebas de estabilidad del Sistema Eléctrico Peruano tras la puesta en marcha de la Interconexión a 220 kV Mantaro-Socabaya", Lima, Setiembre-Octubre 2000
32. CESI, COES: "Pruebas de Estabilización de la Central de San Gabán (Perú)", Lima, Setiembre-Octubre 2000
33. CESI, COES: "Pruebas de Estabilidad Permanente de la central térmica Ilo2 y de las centrales hidroeléctricas San Gabán II y Charcani V", Lima, Octubre 2002
34. CESI, COES: "Determinación experimental de la capacidad de transporte por estabilidad de estado estacionario de la línea L-2215", Lima, Diciembre 2002
35. CESI, COES: "Pruebas de estabilidad permanente de la central hidroeléctrica Cañón del Pato y de las centrales térmicas Aguaytía y Malacas", Lima, Enero 2003
36. COES, "Informe Técnico COES-SINAC/DEV-064-2006 Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla", Lima, Junio 2006.
37. D. Rodriguez, R. Ramirez, J. Pino, "Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación", COES, Lima, 2007.
38. COES, "Informe Técnico COES-SINAC/DEV-069-2006 Desconexión de la línea L-1107 (Chimbote 1 – Chimbote 2) de 138 kV", Lima, Julio 2006.
39. COES, "Informe Técnico COES-SINAC/DEV-075-2006 Falla en la línea L-2215 (Chimbote – Paramonga) de 220 kV", Lima, Julio 2006.