



INFORME TECNICO

COES-SINAC/DEV-239-2007

“ESTUDIO DE RECHAZO AUTOMATICO DE
CARGA/GENERACION DEL SEIN - AÑO 2008”



Fecha	Rev.	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
28.09.07	0	Informe DEV-239-2007	RZC/CAC/RRA	RRA	AVV

1. INTRODUCCION	5
2. OBJETIVO	7
3. ALCANCES	7
3.1 MODELO DINÁMICO DEL SEIN	7
3.2 ESCENARIO DE ANÁLISIS	8
3.3 CRITERIOS Y PREMISAS	8
4. ESCENARIOS BASE	9
4.1 PROYECTOS GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	9
4.2 DEMANDAS EN BARRAS Y DESPACHOS DE GENERACIÓN	10
4.3 RESULTADOS DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SEIN	11
5. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA FRECUENCIA (ERACMF)	12
5.1 ERACMF DEL AÑO 2007	12
5.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2008	12
5.2.1 Diseño del ERACMF de la Zona Sur	13
5.2.2 Diseño del ERACMF de la Zona Norte	16
5.2.3 Diseño del ERACMF de la Zona Centro	19
5.2.4 ERACMF preliminar del SEIN	22
5.3 VERIFICACIÓN DEL ERACMF DEL AÑO 2008 ANTE LA DESCONEXIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN	22
5.3.1 Eventos de desconexión de generación	22
5.3.2 Desempeño del ERACMF en avenida	24
5.3.3 Desempeño del ERACMF en estiaje	24
5.4 VERIFICACIÓN DEL ERACMF ANTE FORMACIÓN DE ISLAS	28
5.4.1 Eventos de desconexión de líneas de transmisión	28
5.4.2 Análisis de resultados	29
5.5 CONCLUSIONES	30
6. ESQUEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION POR SOBREFRECUENCIA (EDAGSF)	32
6.1 EDAGSF DEL AÑO 2007	32
6.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO	32
6.3 EVENTOS DE DESCONEXIÓN LÍNEAS TRANSMISIÓN QUE PRODUCEN SOBREFRECUENCIAS EN SISTEMAS AISLADOS SEIN	33
6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	34
6.4.1 Separación de la Zona Sur del SEIN	34
6.4.2 Desconexiones en la Zona Sur Este del SEIN	34
6.4.3 Separación en la Zona Norte del SEIN	35
6.4.4 Desconexión de la S.E. Balnearios	36

6.5	CONCLUSIONES	36
7.	ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA TENSION	38
7.1	ERACMT DEL AÑO 2007	38
7.2	PROBLEMÁTICA DE LA TENSION EN LA ZONA DE LIMA	38
7.3	METODOLOGÍA DE REVISION DEL ERACMT	40
7.4	ESCENARIOS PREFALLA CRITICOS	40
7.4.1	Análisis del Escenario A	40
7.4.2	Análisis del Escenario B	41
7.4.3	Cargabilidad de las barras de 220 kV de Lima	41
7.5	PROPUESTA DE ERACMT	42
7.5.1	Umbrales de tensión y temporizaciones	42
7.5.2	ERACMT propuesto	42
7.6	VERIFICACIÓN DEL ESQUEMA PROPUESTO	43
7.6.1	Resultados en el Escenario A	44
7.6.2	Resultados en el Escenario B	45
7.7	CONCLUSIONES	46
8.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	47

ANEXOS

- ANEXO A: CRITERIOS Y PREMISAS DEL ERACMF/EDAGSF/ERACMT
- ANEXO B: DESPACHOS DE GENERACION Y DEMANDAS POR BARRA EN LOS ESCENARIOS BASE
- ANEXO C: FLUJOS DE POTENCIA EN LOS ESCENARIOS BASE
- ANEXO D: SIMULACIONES PARA EL DISEÑO DE LOS ESQUEMAS ZONALES DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA
- ANEXO E: SIMULACIONES DE EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION
- ANEXO F: SIMULACIONES DE EVENTOS DE DESCONEXION DE LINEAS Y DE PÉRDIDA DE BLOQUES DE CARGA
- ANEXO G: SIMULACIONES PARA EL DISEÑO DEL ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA TENSIÓN

1. INTRODUCCION

De acuerdo a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), la Dirección de Operaciones del COES-SINAC (DOCOES) debe elaborar anualmente un estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga y reconexión automática de carga para prever situaciones de inestabilidad. Asimismo, debe proponer un esquema de rechazo de generación por sobrefrecuencia.

En el Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación del SEIN para el año 2007 [1] se determinó los esquemas de rechazo automático de carga por relés de mínima frecuencia, rechazo de generación por sobrefrecuencia y rechazo automático de carga por relés de mínima tensión a ser implementados en el año 2007.

Las especificaciones técnicas del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) obtenidas en el estudio de la referencia [1] son:

- Esta conformado por siete etapas de rechazo de carga y una etapa de reposición de la frecuencia de 2,5 % de la demanda, si luego de los rechazos la frecuencia del sistema queda por debajo de 59,1 Hz.
- El rechazo total de carga (RTC) es de 48 % de su demanda para las zonas Centro y Sur del SEIN y de 50 % para la zona Norte desde la subestación Chimbote 1. Esta diferencia se debe a que en la zona Norte el porcentaje de rechazo de carga de la séptima etapa es 8%, mientras que el valor de esta etapa en las Zonas Sur y Centro es 4 %.
- Las siete etapas de rechazo son susceptibles de ser disparadas por umbral de frecuencia, desde 59,0 a 58,4 Hz cada 0,1 Hz, con una temporización de 150 ms. Algunas de estas etapas pueden ser disparadas también por la señal de derivada de frecuencia:
 - (i) En la Zona Norte del SEIN, se disparan las etapas 1, 2 y 3 con una derivada de frecuencia superior a $-0,75$ Hz/s y una frecuencia menor a 59,8 Hz. La temporización para la salida de la señal de disparo es 300 ms (proceso que se da después que se ha medido el valor de la derivada), para que el modo de oscilación interárea existente en la Zona Norte no active los relés de derivada.
 - (ii) En el Centro, se disparan las etapas 1, 2 y 3 con una derivada de frecuencia mayor a $-0,65$ Hz/s, la etapa 4 con $-1,1$ Hz/s y la 5 con $-1,4$ Hz/s, con temporizaciones de 150 ms. Estas derivadas de frecuencia se miden a partir de 59,8 Hz.
 - (iii) En la Zona Sur, las etapas 1, 2 y 3 se disparan con derivada de frecuencia de $-1,1$ Hz/s, $-1,5$ Hz/s para la etapa 4 y con $-2,1$ Hz/s en la 5, con temporizaciones de 150 ms. Las derivadas de frecuencia se miden a partir de 59,8 Hz. Por otro lado, en las subestaciones Cachimayo, Dolorespata, Machupicchu y Abancay la temporización para la salida de la señal de disparo es 350 ms, para evitar que los recierres exitosos en la zona activen los relés de derivada.
- Las temporizaciones no incluyen el tiempo de accionamiento del interruptor, el cual ha sido considerado como 85 ms.

En el Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación del SEIN para el año 2007 [1], también se propuso un Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia

(EDAGSF) que tiene como objetivo el control de las sobrefrecuencias que puedan presentarse en el SEIN, luego de eventos que conduzcan a la separación de áreas. Se debe remarcar que el EDAGSF fue concebido de modo tal que el resto de unidades del SEIN, que no forman parte de este esquema, permanezcan operando luego de eventos que provoquen sobrefrecuencias, ya que estas sobrefrecuencias serán controladas mediante la desconexión de las unidades que forman parte del EDAGSF. Las unidades de generación que pertenecen al EDAGSF del año 2007 son:

- Unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, cuyo relé de umbral de frecuencia esta ajustado a 61,0 Hz y disparo instantáneo.
- Unidad 4 de la C.H. Callahuanca, cuyo relé esta ajustado en 61,3 Hz y una temporización de 2,0 s.
- Unidad 1 de la C.H. Cahua, cuyo relé esta ajustado en 61,3 Hz y una temporización de 3,0 s.
- Unidades 1 y 2 de la C.T. Tumbes, que son disparadas por umbral con un relé ajustado en 61,3 Hz y una temporización de 1,0 s. Asimismo, también pueden ser desconectadas mediante un relé de derivada que arranca en 60,2 HZ con una derivada de frecuencia de 1,8 H/s y provoca el disparo de las unidades en 0,2 s.
- Unidades 1 y 2 de la C.H. Gallito Ciego, cuyos relés están ajustados en umbrales de 61,5 Hz y 62,3 Hz, con temporizaciones de 15,0 s y 0,3 s respectivamente.
- Unidad TG de la C.T. Piura, cuyo relé esta ajustado en un umbral de 61,7 Hz y una temporización de 0,2 s.
- Unidades 1 y 2 de la C.T. Malacas, que son disparadas por umbral con un relé ajustado en 61,7 Hz y una temporización de 0,3 s. Asimismo, pueden ser desconectadas mediante un relé de derivada que arranca en 60,2 HZ con una derivada de frecuencia de 2,0 H/s, con temporizaciones de 0,4 s y 0,6 s respectivamente.
- Unidad 2 de la C.H. Machupicchu, cuyo relé esta ajustado en 62,0 Hz y una temporización de 0,3 s.
- Unidad 2 de la C.H. San Gabán II, cuyo relé esta ajustado en 62,5 Hz y una temporización de 0,3 s.

Ese estudio recomendó no desactivar los relés de sobrefrecuencia de las unidades de las centrales hidroeléctricas Cañón del Pato y Carhuaquero asignadas en el EDAGSF del año 2006.

Asimismo, en el Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación del SEIN para el año 2007 [1], se propuso un esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión (ERACMT) para evitar la ocurrencia de un colapso de tensión en la zona de Lima y mantener el control de las tensiones en situaciones de un súbito desbalance de potencia reactiva. Las subestaciones incluidas en el ERACMT, aguas abajo de las cuales se debe rechazar carga son:

- S.E. Balnearios: cuyo rechazo de carga es 28,1 MW y los ajustes de los relés de tensión tienen un umbral de 186,0 kV y una temporización de 10,0 s.
- S.E. San Juan: que tiene asignado rechazos de carga de 23,7 MW y 25,9 MW con relés de tensión ajustados a 186,0 kV y una temporización de 10,0 s.
- S.E. Santa Rosa: que tiene asignado rechazos de carga de 11,6 MW y 41,9 MW con relés de tensión ajustados a 185,0 kV y una temporización de 5,0 s.
- S.E. Chavarría, que tiene asignado un rechazo de carga de 28,5 MW cuyos relés de tensión están ajustados en 184,0 kV y 5,0 s. Asimismo, tiene otros

bloques de rechazo de 30,2 MW, 39,1 MW y 41,2 MW, cuyos relés de tensión están ajustados en 186,0 kV y una temporización de 10,0 s.

En el presente estudio se han efectuado las simulaciones de la operación en estado estacionario y transitorio del SEIN para la topología y los escenarios previstos para el año 2008, para obtener los criterios y elementos de juicio con la finalidad de modificar, de ser necesario, las especificaciones de los esquemas de rechazo automático de carga/generación vigentes.

Es pertinente mencionar que no se ha considerado el efecto de la carga de Machala (Ecuador) sobre los esquemas de rechazo automático de carga/generación del SEIN. Asimismo, se considera que el tema de la reconexión automática de carga, luego de un rechazo de carga por mínima frecuencia, debe ser tratado luego de la realización del Estudio de la Reserva Rotante y Regulación de la Frecuencia del SEIN. De manera similar, se debe indicar que las reconexiones automáticas de carga luego del rechazo por mínima tensión, configura un problema similar, solo que en este caso particular se requiere conocer y manejar las reservas de potencia reactiva del SEIN, cuya caracterización estará completa al final del Estudio Integral de Tensión y Compensación Reactiva del SEIN, en curso.

2. OBJETIVO

El objetivo del estudio es la revisión y propuesta de actualización para su implementación en el año 2008 de los esquemas de:

- Rechazo automático de carga por mínima frecuencia mediante relés de umbral y/o gradiente de frecuencia.
- Desconexión automática de generación por sobrefrecuencia mediante relés de umbral y/o gradiente de frecuencia.
- Rechazo automático de carga por mínima tensión mediante relés de umbral de tensión.

3. ALCANCES

3.1 MODELO DINÁMICO DEL SEIN

En las simulaciones del comportamiento transitorio del sistema eléctrico realizadas para la revisión y modificación de los esquemas de rechazo automático de carga/generación del presente estudio, se ha utilizado el modelo dinámico del SEIN disponible en el software DigSILENT.

Este Modelo Dinámico DigSILENT ha sido obtenido a partir de los modelos dinámicos del estudio de actualización de los esquemas de rechazo del SEIN año 2007 [1] y considerando las actualizaciones logradas en los estudios de las referencias [2] y [3]. En la referencia [3], que corresponde al estudio de operatividad de la segunda unidad de la C.T. Chilca, se incluyó además los datos del fabricante del generador y los diagramas de bloques de los controladores de la C.T. Kallpa.

En consecuencia, el Modelo DIGSILENT del SEIN ha sido actualizado y utilizado para reproducir algunos eventos ocurridos en el SEIN durante el año 2006, tal como se consigna en el informe de la referencia [4].

3.2 ESCENARIO DE ANÁLISIS

El estudio comprende las instalaciones del SEIN y las simulaciones efectuadas contemplan el análisis de eventos que originan déficit o exceso de generación en el sistema y ciertas contingencias en la red, con la finalidad de caracterizar el comportamiento de la frecuencia en el SEIN. Asimismo, se ha simulado el comportamiento del SEIN ante eventos que provocan bajos niveles de tensión. Con los resultados de las simulaciones se ha verificado los esquemas de rechazo de carga/generación que dependen de la frecuencia y de la tensión.

El análisis se ha desarrollado considerando los escenarios de avenida y estiaje del año 2008 en condiciones de demanda máxima, media y mínima.

3.3 CRITERIOS Y PREMISAS

Los criterios de frecuencia del SEIN, referidos a los límites de frecuencia en las turbinas de las centrales de generación han sido tomados de la referencia [1] y se resumen en el Anexo A.

Para efectos del estudio de actualización de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN para el año 2008, considerando las restricciones impuestas por los límites de operación de las turbinas termoeléctricas del SEIN, se ha adoptado los siguientes criterios de frecuencia:

- Los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) y de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia (EDAGSF), tienen como finalidad mantener operativo al SEIN y restablecer el balance generación-carga. Asimismo, con sus actuaciones se procura evitar exposiciones prolongadas en los equipos del SEIN a variaciones de frecuencia que puedan afectar su vida útil.
- Ante un fuerte desbalance entre la generación y la carga, para evitar la salida indeseada de un grupo de generación antes de la actuación de los ERACMF y EDAGSF, las unidades de generación del SEIN deben permanecer operando transitoriamente, antes y durante la actuación de los esquemas mencionados y hasta antes de que sus protecciones propias de subfrecuencia y sobrefrecuencia actúen.
- Eventuales subrechazos de carga pueden provocar un retorno extremadamente lento de la frecuencia al valor normal o su establecimiento en un valor muy bajo, con lo cual existe la posibilidad de operación a una frecuencia baja durante un tiempo suficientemente largo y provocar daños en las turbinas de vapor. Por lo tanto, luego de un evento de frecuencia y después de la actuación del ERACMF, el valor final alcanzado en la simulación debería estar próximo a 59,5 Hz. En la operación real, luego de un evento que comprometa la frecuencia, el sistema podría operar a este valor de frecuencia durante un cierto tiempo, sin consumir su tiempo máximo de exposición, mientras que con la regulación secundaria se lleva la frecuencia al valor nominal.

4. ESCENARIOS BASE

4.1 PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Se ha actualizado los archivos del modelo DlgSILENT utilizado en el estudio de la referencia [1], incorporando los nuevos proyectos correspondientes al año 2007 y los que han sido previstos para el 2008. En ese sentido el nuevo modelo DlgSILENT del SEIN considera los proyectos de generación mostrados en el Cuadro 4.1 y los nuevos proyectos (nuevas cargas y líneas de transmisión) de acuerdo al Cuadro 4.2.

En el Cuadro 4.1 destaca la incorporación al SEIN en el 2007 de la segunda unidad (TG12) con 175 MW de la C.T. Chilca I (Enersur) y la C.T. Kallpa (Globeleq) con 171 MW.

FECHA DE INGRESO	PROYECTOS DE GENERACION		MW ADICIONALES
Febrero 2007	C.H. Pariac	Repotenciación de CH 2 y CH 3	0,8
Julio 2007	C.T. Kallpa	Nueva central de una unidad	171,0
Julio 2007	C.T. Chilca I	Segunda unidad (TG12)	175,0
Octubre 2007	C.H. Carhuaquero	Nuevo grupo G4	9,8
Diciembre 2007	C.T. Calana	Conversion a gas natural y traslado de unidades a la S.E. Independencia	-
Enero 2008	C.T. Mollendo	Conversion a gas natural de unidades TG1 y TG2 y traslado a la S.E. Independencia	-
Abril 2008	C.H. La Joya	Nueva central de 2 grupos	9,6
Julio 2008	C.H. Pariac	Repotenciación de CH 5 y CH 6	8,0

Cuadro 4.1 Proyectos de generación 2007-2008

En cuanto a los proyectos de transmisión (Cuadro 4.2), destaca la incorporación de la nueva terna entre Lima y Chimbote, que estará en servicio el año próximo.

FECHA DE INGRESO	PROYECTOS DE TRANSMISION		CARACTERISTICAS
Febrero 2007	S.E. Chavarría	Reemplazo de transformador de 120 MVA	Transformador de 180 MVA
Abril 2007	S.E. Santa Rosa	Reemplazo de transformador de 85 MVA	Transformador de 120 MVA
Julio 2007	S.E. Chilca REP	Ampliaciones en líneas de transmisión Chilca - San Juan	L-2093: 220 kV, 48,5 km, 2 x 180 MVA L-2094: 220 kV, 48,5 km, 350 MVA L-2095: 220 kV, 48,5 km, 350 MVA
Avenida-08	S.E. Trujillo Norte	Banco de capacitores	15 MVA, 10 kV
Avenida-08	S.E. Chilca Luz del Sur	Nueva S.E. Para alimentar alternativamente a cargas existentes de Luz del Sur	Capacidad de transformación 220/60/22,9 kV
Abril 2008	Segunda terna Zapallal - Paramonga - Chimbote	Reforzamiento de corredor existente	220 kV, 380 km
Estiaje-08	S.E. Tayabamba	Reactor	8 MVA, 138 kV

Cuadro 4.2 Proyectos de transmisión 2007- 2008 y Nuevas cargas

En el Cuadro 4.3 se resume los proyectos de transmisión asociados a nuevas o ampliaciones en cargas existentes.

FECHA DE INGRESO	PROYECTOS DE TRANSMISION / NUEVAS CARGAS		CARACTERISTICAS	DEMANDA ADICIONAL (MW)
Mayo 2007	L-2261 Cajamarca Norte - Gold Mill	Nueva línea para alimentar a proyecto minero Gold Mill	LT: 220 kV, 10 km S.E: 220/22,9 kV, 30 MVA	25
Junio 2007	S.E. Huallanca Nueva	Interconexión al SEIN en la barra de Vizcarra 220 kV, para alimentar a mina Huanzalá	Transformador de 20 MVA	10
Julio 2007	S.E. Desierto	Nueva S.E. para alimentar a mina Cerro Lindo	220/60/22,9 kV, 20/20/6,6 MVA	15
Setiembre 2007	Refinería de Cajamarquilla	Ampliación de carga	Nuevo transformador de 210/30/4,16 kV, 25/33,3 (ONAN/ONAF) MVA	20 en HFP
Octubre 2007	L-2263 Cajamarca Norte - Cerro Corona	Nueva línea para alimentar a mina Cerro Corona	LT: 220 kV, 33,7 km S.E: 2 x 220/13,8 kV, 25(ONAF)-32(ONAN) MVA	25

Cuadro 4.3 Proyectos de transmisión/nuevas cargas 2007-2008

4.2 DEMANDAS EN BARRAS Y DESPACHOS DE GENERACIÓN

Para el presente estudio se ha desarrollado escenarios de avenida y estiaje del año 2008 en condiciones de demanda máxima, media y mínima. Las demandas en barras de carga y los despachos de generación se muestran en el Anexo B.

En la elaboración de los despachos, se ha considerado el límite de transmisión de 280 MW en la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya en la dirección Sur [5] y una capacidad de transporte de 180 MW durante 4 horas en la línea de transmisión Paramonga Nueva-Chimbote 1 [6]. En el escenario de avenida, en el enlace transmisión Paramonga Nueva-Chimbote 1, solo se ha considerado la operación de la L-2215, mientras que en el escenario de estiaje se ha incorporado el segundo circuito L-2216, actualmente en montaje.

Asimismo, se ha tenido en cuenta la actual designación de 98 MW, que realiza el Coordinador del SEIN, como magnitud de reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia (RPF). En el Informe Técnico DEV-080-2007 [7] se recomienda asignar la RPF a las unidades de las centrales Huinco, Charcani V, San Gabán II y Malpaso. Recogiendo esa recomendación, se ha distribuido la reserva entre dichos grupos, tal como se muestra en el Cuadro 4.4.

HIDROLOGÍA	AVENIDA			ESTIAJE			
	CONDICIÓN DE CARGA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
C.H. Huinco		40	40	58	80	92	0
C.H. Malpaso		5	5	15	7	28	20
C.H. San Gabán		13	13	36	26	36	76
C.H. Charcani V		40	40	45	52	17	40
TOTAL		98	98	154	165	173	136

Cuadro 4.4 Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia

La mayor reserva en el escenario de mínima demanda en avenida, responde a la necesidad de restringir el despacho de las centrales hidráulicas con embalse, para mantener a los grupos térmicos operando a mínima carga. En estiaje, en cambio, existe una mayor reserva natural.

La magnitud de carga presente en cada zona del SEIN, sin considerar pérdidas en el sistema de transmisión, se muestra en el Cuadro 4.5.

ZONA DEL SEIN	MAXIMA DEMANDA			MEDIA DEMANDA			MINIMA DEMANDA		
	Carga	Motor	Total	Carga	Motor	Total	Carga	Motor	Total
Norte (MW)	530	6,0	536	441,0	26,0	467	349,0	26,0	375,0
Centro (MW)	2353	44,0	2397	2248,0	44,0	2292	1470,0	44,0	1514,0
Sur (MW)	545	160,2	706	454,0	160,2	614	404,0	160,0	564,0
SEIN (MW)	3428	210	3638	3143	230	3373	2223,0	230,0	2453,0

Cuadro 4.5 Demandas de las cargas del SEIN

4.3 RESULTADOS DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SEIN

En el Cuadro 4.6 se muestra resultados globales correspondiente a los escenarios base del estudio.

HIDROLOGÍA	AVENIDA			ESTIAJE		
CONDICIÓN DE CARGA	MÁXIMA	MEDIA	MINIMA	MÁXIMA	MEDIA	MINIMA
TOTAL DESPACHO (MW)	3885	3595	2618	3883	3596	2628
CARGA MOTORES (MW)	210	230	230	210	230	230
CARGA NO ROTATIVA (MW)	3428	3142	2223	3427	3141	2223
TOTAL CARGA (MW)	3639	3372	2454	3638	3371	2454
PÉRDIDAS (MW)	245	221	163	244	223	173

Cuadro 4.6 Características de los escenarios base del SEIN

En el Anexo C se presenta los Planos de Resultados de las simulaciones de flujo de potencia de los seis casos base del estudio. En el Cuadro 4.7, se resume resultados de flujos de potencia en las principales líneas de transmisión del SEIN, tomados de los casos base.

LINEA DE TRANSMISION DESCONECTADA	AVENIDA			ESTIAJE		
	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
L-2249 TALARA - ZORRITOS	21,23	15,97	13,34	21,24	15,98	13,34
L-2248 PIURA OESTE - TALARA	-9,75	24,42	20,99	-46,31	-50,71	-54,10
L-2238 CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	55,78	-76,71	59,89	19,27	9,49	-10,85
L-2236 GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	29,74	51,36	21,01	35,69	33,23	9,36
L-2234 TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	38,65	60,76	34,96	50,70	51,30	38,34
L-2232/2233 CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	254,40	243,98	181,75	266,72	233,78	185,13
L-2215/2216 PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	127,68	126,11	115,72	246,88	245,14	218,86
L-1005 QUENCORO - TINTAYA	21,36	32,10	42,95	21,41	32,04	42,89
L-2030 PUNO - MOQUEGUA (*)	29,86	63,63	57,08	18,43	43,90	20,52
L-2051/2052 MANTARO - COTARUSE	279,51	205,92	270,94	242,14	198,72	276,96

(*) L-1008 fuera de servicio

Cuadro 4.7 Flujo de Potencia (MW) en los principales enlaces del SEIN

A partir de estos resultados se ha seleccionado los casos de desconexión de líneas de transmisión que han sido simulados para verificar y/o modificar los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia o de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia.

5. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MINIMA FRECUENCIA (ERACMF)

5.1 ERACMF DEL AÑO 2007

Las especificaciones del ERACMF vigente se muestran en el Cuadro 5.1. Está conformado por 7 etapas de rechazo de carga, que representan un rechazo total del 48 % de la demanda del SEIN, con excepción de la zona Norte que representa un rechazo total del 52 % de su demanda.

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA (3)						
		(Hz)	(s)	ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (4)		ARRANQUE
				(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	Hz
1	5,2%	59,00	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
2	7,8%	58,90	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
3	4,0%	58,80	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
4	10,0%	58,70	0,15			-1,1	0,15	-1,5	0,15	59,8
5	10,0%	58,60	0,15			-1,4	0,15	-2,1	0,15	59,8
6	7,0%	58,50	0,15	(3) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia.						
7 (1)	4,0% (1)	58,40	0,15							
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0	(4) En la Zona Sur, 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						

Cuadro 5.1 ERACMF vigente

5.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2008

En la Figura 5.1 se presenta el SEIN de manera esquemática, el cual ha sido dividido en tres zonas Norte, Centro y Sur, mostrando los enlaces de transmisión de 220 kV Paramonga Nueva – Chimbote 1 y Mantaro-Cotaruse-Socabaya. Se debe mencionar que se ha considerado que en la avenida del 2008 el enlace Paramonga Nueva-Chimbote 1 está conformado solamente por el circuito existente (L-2215) y que en el período de estiaje está operando el segundo circuito (L-2216).

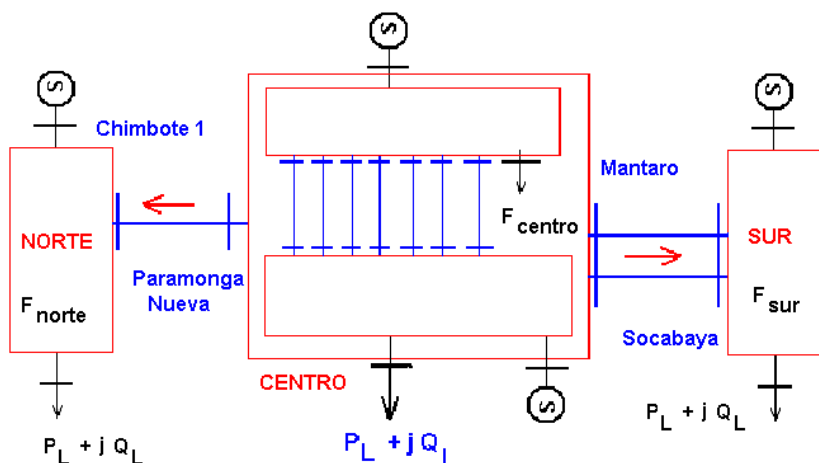


Figura 5.1 Diagrama esquemático del SEIN

5.2.1 Diseño del ERACMF de la Zona Sur

El ERACMF de la Zona Sur ha sido diseñado para disponer del rechazo de carga suficiente para equilibrar el desbalance de potencia activa en la Zona Sur provocada por la desconexión de la L.T. de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya, cuando se transmite 280 MW desde el Centro Norte al Sur. Esta condición de operación prefalla representa el límite operativo de la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya, con el flujo de potencia dirigido de Mantaro a Socabaya [5].

Para el diseño del ERACMF de la Zona Sur se ha simulado una falla bifásica a tierra simultánea en las dos ternas muy cerca de Cotaruse, con apertura definitiva de las líneas Cotaruse-Socabaya (L-2053/2054), para provocar la separación de los sistemas, con un flujo de potencia prefalla de 280 MW enviados desde Mantaro hacia Socabaya y en la condición de máxima demanda en avenida. Este evento constituye una desconexión neta de 262 MW en Socabaya, que representa porcentajes máximos de rechazo de 37%, 43 % y 46 % de la demanda de las cargas (al nivel de distribución, que no incluye las pérdidas en el sistema de transmisión) de la Zona Sur, en máxima, media y mínima demanda respectivamente.

Tomando como referencia el ERACMF del año 2007, luego de realizar simulaciones de verificación, para cumplir los requerimientos indicados, se ha determinado que el ERACMF de la Zona Sur para el 2008 debe tener 6 etapas con un rechazo total de 44,5 %, distribuido en porcentajes por etapa de 5,2 %, 7,8 %, 4,0%, 10,0 %, 10,0 % y 7,5 %. Este porcentaje de 44,5 % constituye un valor de compromiso para un adecuado desempeño en toda condición de demanda.

5.2.1.1 Desconexión en máxima demanda

Las simulaciones en máxima demanda para mostrar el desempeño del ERACMF de la Zona Sur, con el porcentaje total de rechazo de 44,5 %, arrojaron los siguientes resultados (ver las Figuras 5.2 y 5.3):

- (1) En el Sur se activó el ERACMF rechazándose 308,12 MW, por umbral de frecuencia. La frecuencia disminuyó hasta 58,29 Hz, en su recuperación alcanzó un máximo de 60,57 Hz para estabilizarse en 60,13 Hz.
- (2) Valores finales aceptables en las tensiones en las barras de 138 kV y 220 kV de la Zona Sur.
- (3) En el Centro-Norte, la frecuencia se incrementó alcanzando un máximo de 61,46 Hz, activándose el EDAGSF existente, que desconectó a la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, el grupo G4 de la C.H. Callahuanca y el grupo G1 de la C.H. Cahua. La frecuencia alcanzó un valor final de 60,76 Hz a los 60 s de simulación.

5.2.1.2 Desconexión en mínima demanda

Las simulaciones en mínima demanda que se muestran en las Figuras 5.4 y 5.5, arrojaron los siguientes resultados:

- (4) En el Sur se rechazó 245,48 MW (198,52 MW por umbral de frecuencia y 46,96 MW por derivada de frecuencia). Se alcanzó una frecuencia mínima de 57,90 Hz y un valor final de 59,58 Hz.
- (5) Valores finales aceptables en las tensiones en las barras de 138 kV y 220 kV de la Zona Sur.
- (6) En el Centro Norte, se activó el EDAGSF del año 2007 desconectando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, los grupos G4 de la C.H. Callahuanca y grupo G1 de la C.H. Cahua G1. Para el control de la sobrefrecuencia en el Centro Norte fue necesario adicionar los grupos G1 y G2 de la C.H. Chimay al EDAGSF. La frecuencia máxima fue de 61,72 Hz y alcanzó un valor final de 60,51 Hz.

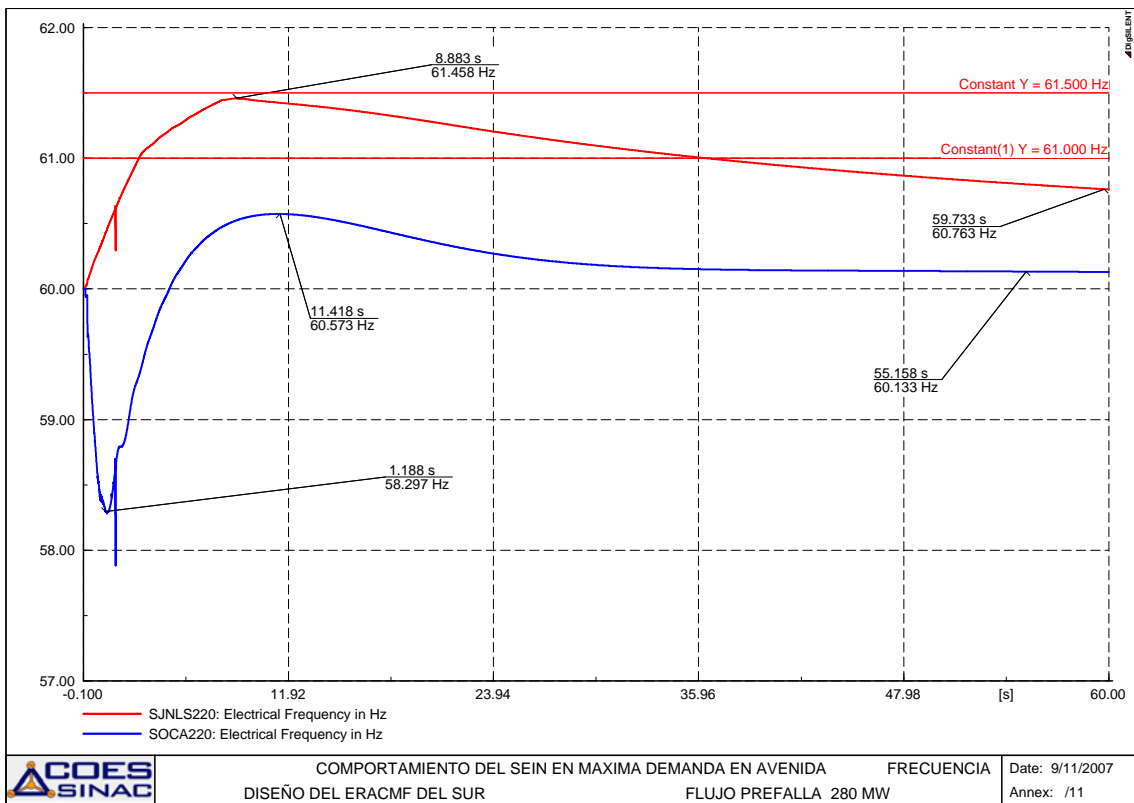


Figura 5.2 Comportamiento de la frecuencia en el SEIN

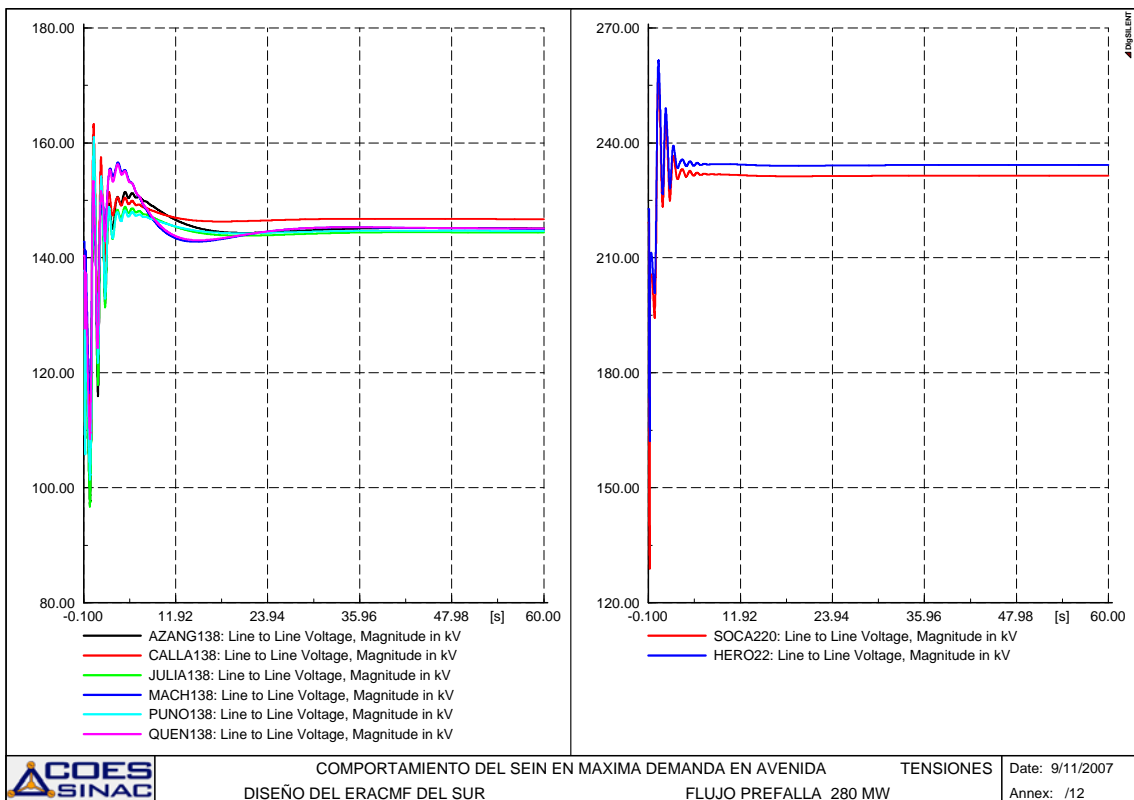


Figura 5.3 Comportamiento de las tensiones en la Zona Sur

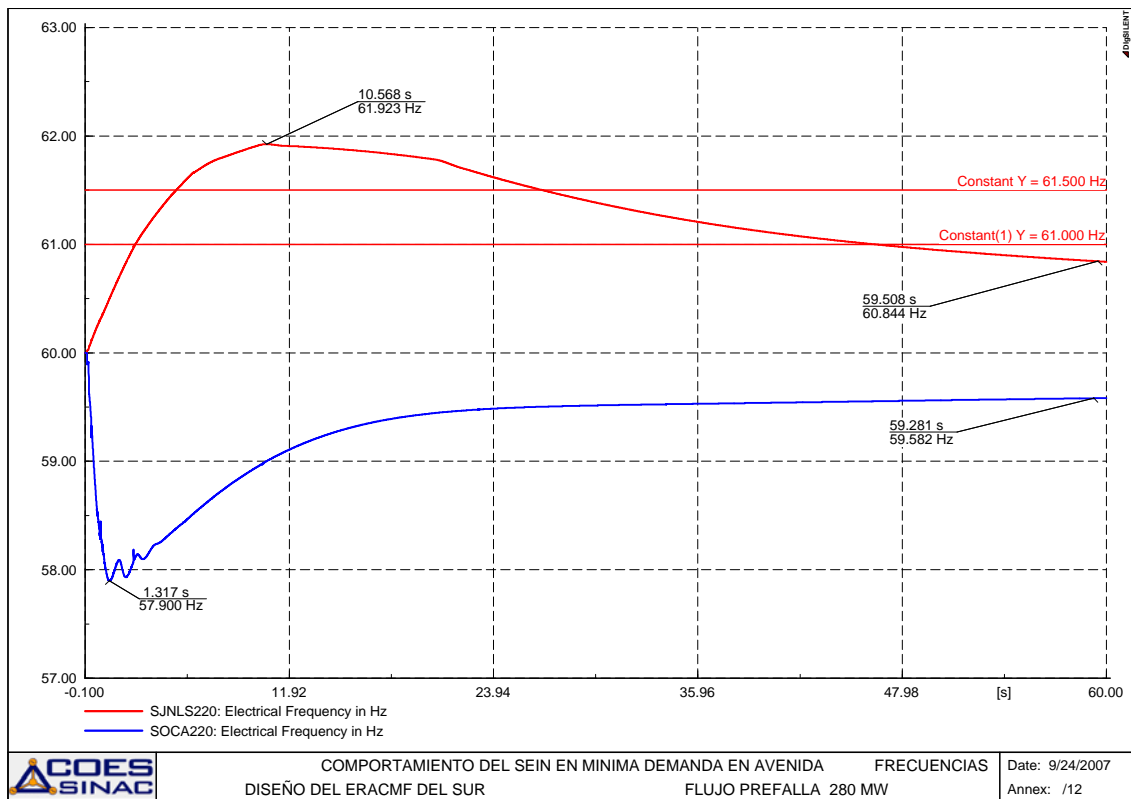


Figura 5.4 Comportamiento de la frecuencia en el SEIN

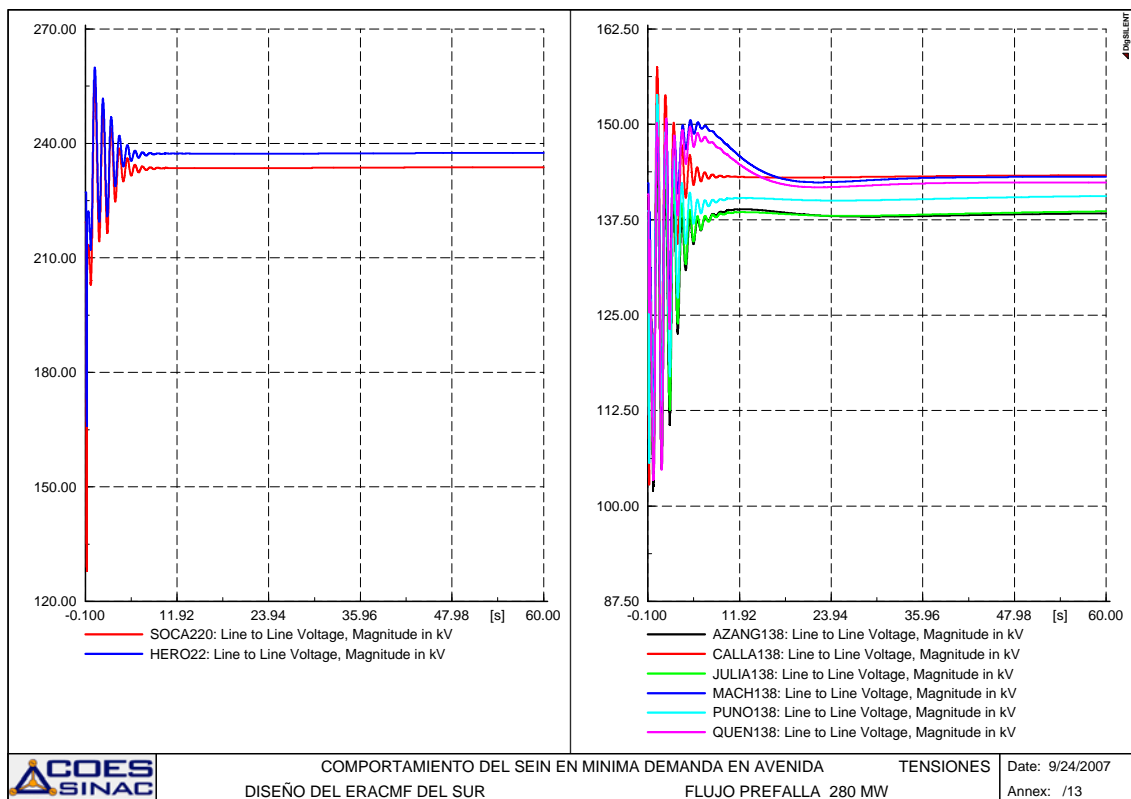


Figura 5.5 Comportamiento de las tensiones en la Zona Sur

5.2.2 Diseño del ERACMF de la Zona Norte

En la Comunicación GO-415-2007 del 10.09.2007 referida al Límite Operativo del Enlace de Transmisión Paramonga Nueva-Chimbote 1, REP ha comunicado al COES que la capacidad de la L.T. de 220 kV Paramonga Nueva-Chimbote 1 es 180 MVA por un período máximo de 4 horas. En ese sentido, el ERACMF de la Zona Norte ha sido diseñado para evitar el colapso por frecuencia de la Zona Norte ante la desconexión de la L.T. Paramonga Nueva-Chimbote 1 cuando esté transmitiendo 180 MW hacia la Zona Norte. Por ello se ha simulado una falla bifásica a tierra con apertura definitiva de la línea L-2215, para provocar la separación de la Zona Norte del SEIN. Este evento provoca una desconexión neta de 162 MW en Chimbote 1, que representa porcentajes máximos de rechazo de 30 %, 35 % y 43 % de la demanda al nivel de distribución de la Zona Norte, en máxima, media y mínima demanda respectivamente.

Tomando como referencia el ERACMF del año 2007 (número de etapas, porcentaje de rechazo por etapa, ajuste de los relés de umbral y derivada de frecuencia), luego de las simulaciones de verificación, se ha determinado que el ERACMF de la Zona Norte para el 2008 debe tener 6 etapas y un rechazo total de 43%, distribuido en porcentajes de 5,2 %, 7,8 %, 4,0 %, 10,0 %, 10,0 % y 6,0 %.

5.2.2.1 Desconexión en máxima demanda

Las simulaciones en máxima demanda para determinar el desempeño del ERACMF de la Zona Norte arrojaron los siguientes resultados (ver las Figuras 5.6 y 5.7):

- (1) En el Norte se activó el ERACMF rechazándose 226,17 MW por umbral de frecuencia. La frecuencia disminuyó hasta 58,32 Hz, en su recuperación alcanzó un máximo de 60,96 Hz y se estabilizó en 60,39 Hz.
- (2) Valores finales aceptables en las tensiones en las barras de 138 kV y 220 kV de la Zona Norte.
- (3) En el Centro-Sur se produjo sobrefrecuencia, activándose el EDAGSF desconectando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía. La frecuencia alcanzó un máximo de 61,00 Hz y se estabilizó en 60,31 Hz.

5.2.2.2 Desconexión en mínima demanda

En la simulación de la falla bifásica a tierra con apertura definitiva de la línea L-2215, que provoca la interrupción de los 162 MW inyectados en la S.E. Chimbote 1 (ver las Figuras 5.8 y 5.9) se tiene los siguientes resultados:

- (4) Se activó el ERACMF del Norte rechazándose 159,51 MW (135,2 MW por umbral de frecuencia y 24,31 MW por derivada de frecuencia). La frecuencia disminuyó hasta 58,23 Hz, luego en su recuperación alcanzó un valor máximo de 59,86 Hz y un valor final de 59,79 Hz.
- (5) Valores finales aceptables en las tensiones en las barras de 220 kV de la Zona Norte.
- (6) En el resto del SEIN, se presentó una sobrefrecuencia activándose el EDAGSF desconectando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía. La frecuencia alcanzó un máximo de 61,21 Hz y a los 60 s de simulación asume un valor de 60,63 Hz.

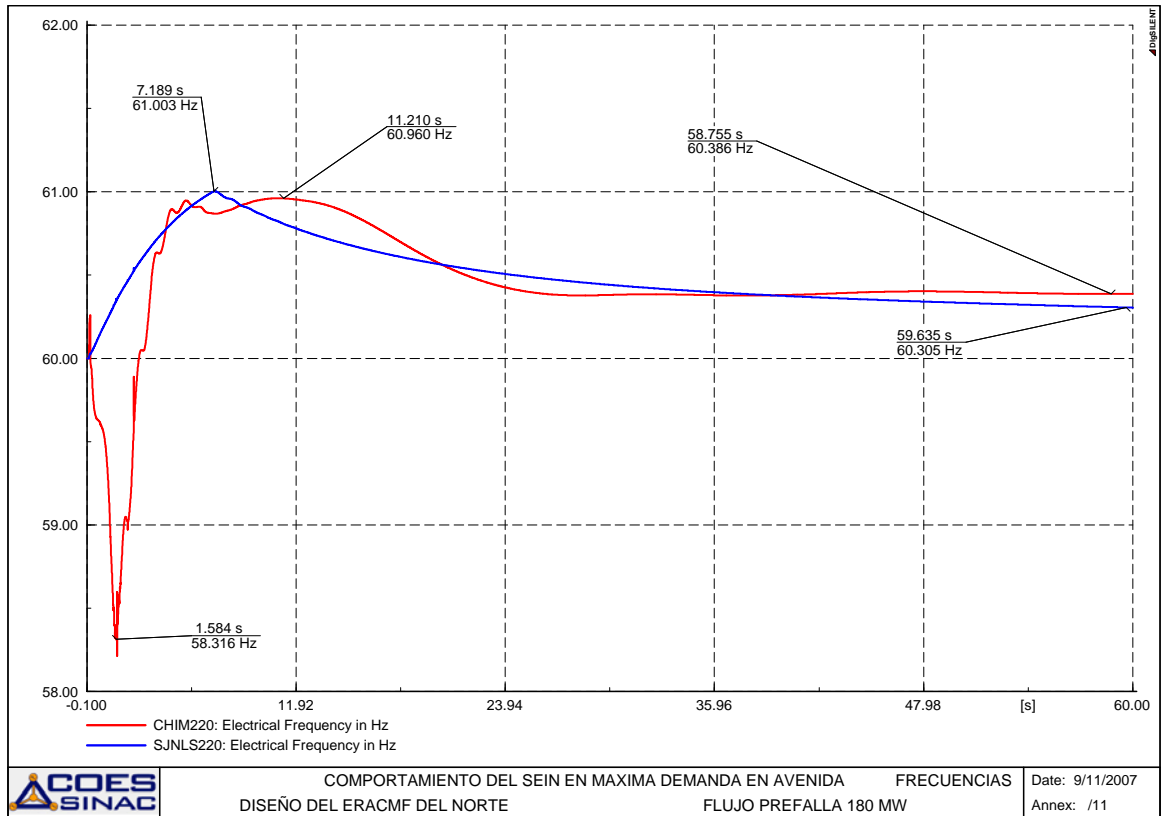


Figura 5.6 Comportamiento de la frecuencia en el SEIN

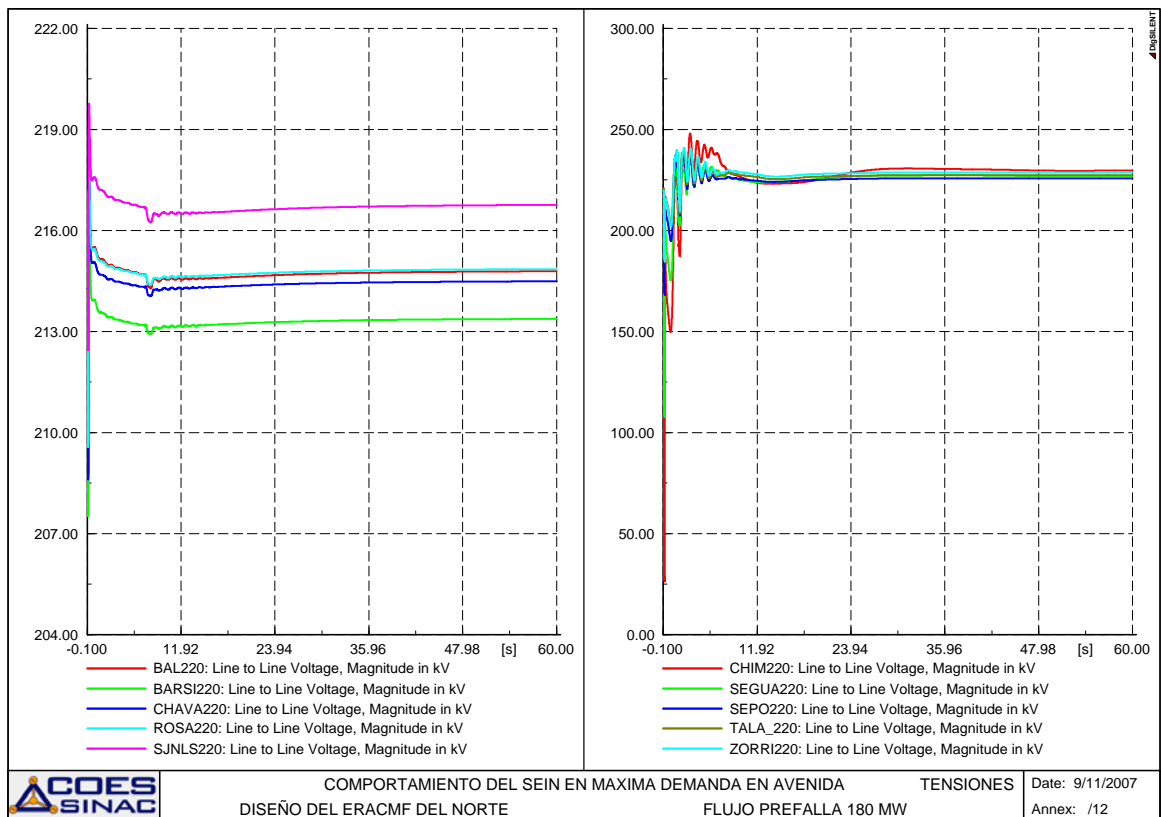


Figura 5.7 Comportamiento de las tensiones en la Zona Norte y Centro

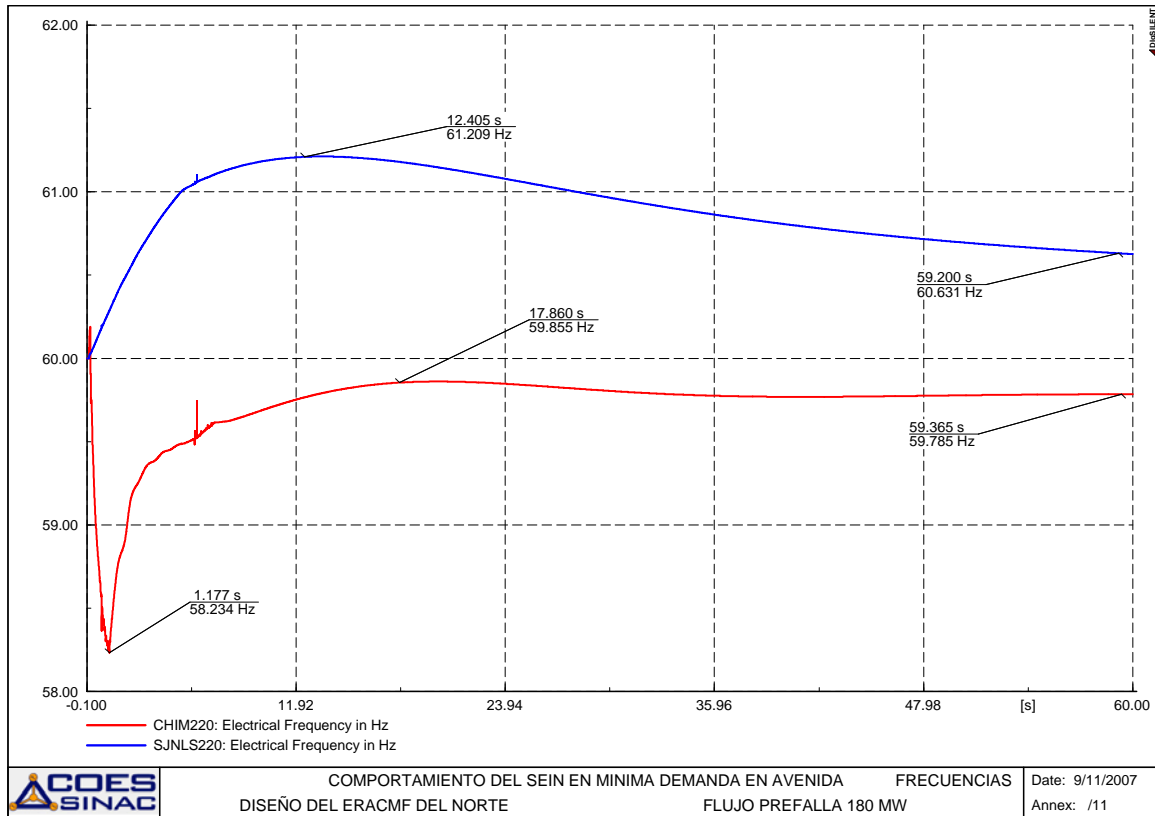


Figura 5.8 Comportamiento de la frecuencia en el SEIN

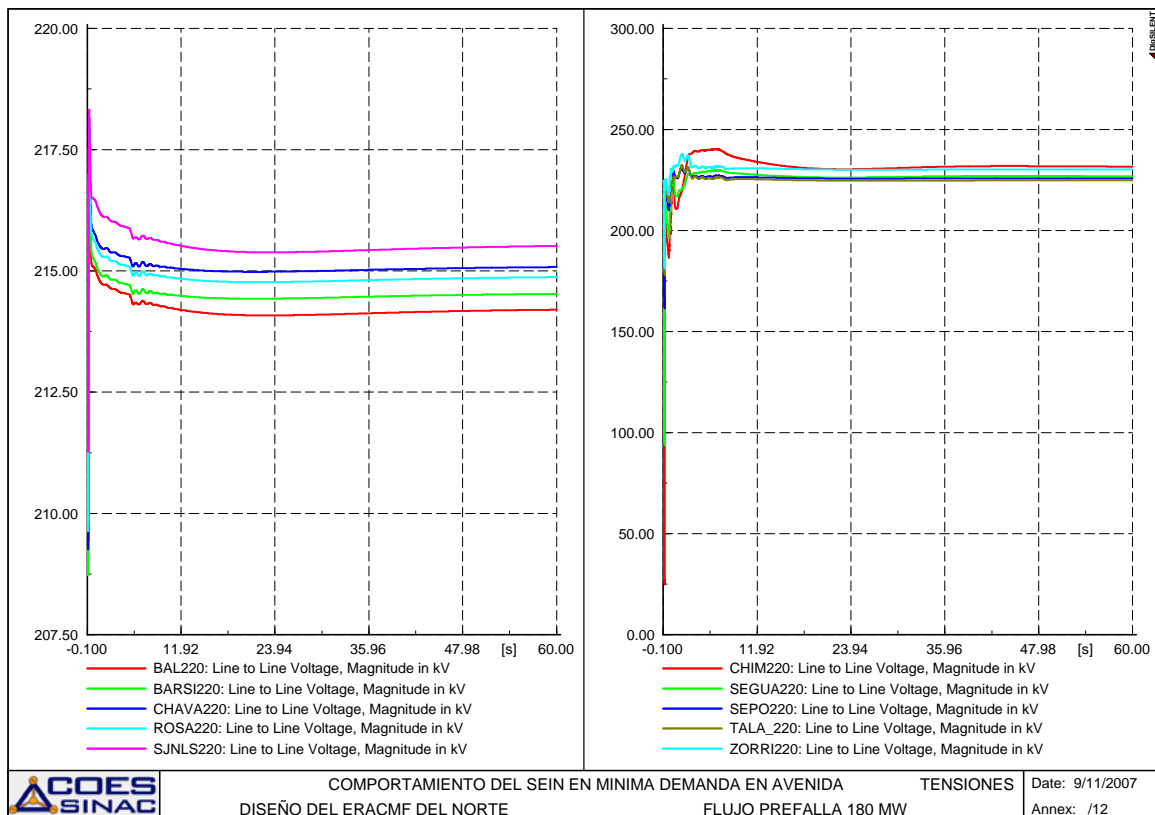


Figura 5.9 Comportamiento de las tensiones en la Zona Norte y Centro

5.2.3 Diseño del ERACMF de la Zona Centro

Habiendo definido el ERACMF de la Zona Sur y el ERACMF de la Zona Norte, el ERACMF de la Zona Centro ha sido diseñado para que el rechazo total de carga del SEIN pueda equilibrar el desbalance de potencia activa provocado por la desconexión súbita y simultánea de las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución cuando están generando 876,2 MW. El 12 de agosto del 2006 a las 16:13 horas [8] se produjo en el SEIN un evento que provoco la desconexión de las CC.HH. Mantaro y Restitución con 853 MW.

Este evento constituye una desconexión de generación en el SEIN de 876,2 MW, que requiere la participación de los ERACMF de las Zonas Norte y Sur y la participación del ERACMF de la Zona Centro con porcentajes de rechazo de 24 %, 26 % y 36 % de su demanda a nivel de distribución, ya sea en máxima, media y mínima demanda respectivamente.

En ese sentido, tomando como referencia el ERACMF del año 2007 y luego de hacer simulaciones de verificación, se ha determinado que el ERACMF de la Zona Centro para el 2008 debe tener 5 etapas con un rechazo total de 25 % de su demanda, distribuido en porcentajes de 5,2 %, 7,8 %, 4,0%, 5,0 % y 3,0 %. Este porcentaje de 25% de su demanda constituye un valor de compromiso para un adecuado desempeño del ERACMF en toda condición de demanda.

5.2.3.1 Desconexión en máxima demanda

Las simulaciones en máxima demanda para determinar el desempeño del ERACMF de la Zona Centro (ver las Figuras 5.10 y 5.11) arrojaron los siguientes resultados:

- (1) Actuó el ERACMF del SEIN, desconectando 995,27 MW en el SEIN. En la Zona Norte el rechazo total fue de 228,96 por umbral de frecuencia, en la Zona Centro 585,48 MW (174,85 MW por umbral de frecuencia y 410,63 MW por derivada de frecuencia) y en la Zona Sur el rechazo fue de 188,83 MW por umbral de frecuencia.
- (2) La frecuencia disminuyó hasta 58,58 Hz, luego del rechazo de carga y en el proceso de recuperación la frecuencia máxima alcanzó un valor máximo de 60,26 Hz y a los 60 s de la simulación la frecuencia tiende a estabilizarse en 60,09 Hz.
- (3) Las tensiones se estabilizan en valores que están comprendidos en los rangos de 0,90 p.u. y 1,1 p.u. aceptados para situaciones de contingencia.

5.2.3.2 Desconexión en mínima demanda

Las simulaciones en mínima demanda para determinar el desempeño del ERACMF de la Zona Centro (ver las Figuras 5.12 y 5.13) arrojaron los siguientes resultados:

- (4) Se activó el ERACMF del SEIN desconectando 775,09 MW. En la Zona Norte el rechazo fue de 144,59 MW por umbral de frecuencia y 14,36 MW por derivada de frecuencia. En la Zona Centro se desconectó 39,19 MW por umbral de frecuencia y 331,46 MW por derivada de frecuencia. En la Zona Sur el rechazo fue 158,75 MW por umbral de frecuencia y 86,74 MW por derivada de frecuencia.
- (5) La frecuencia disminuyó hasta 58,21 Hz, luego del rechazo de carga y a los 60 s de la simulación la frecuencia tiende a estabilizarse en 59,375 Hz.
- (6) Las tensiones se estabilizan en valores que están comprendidos en los rangos de 0,90 p.u. y 1,1 p.u. aceptados para situaciones de contingencia.

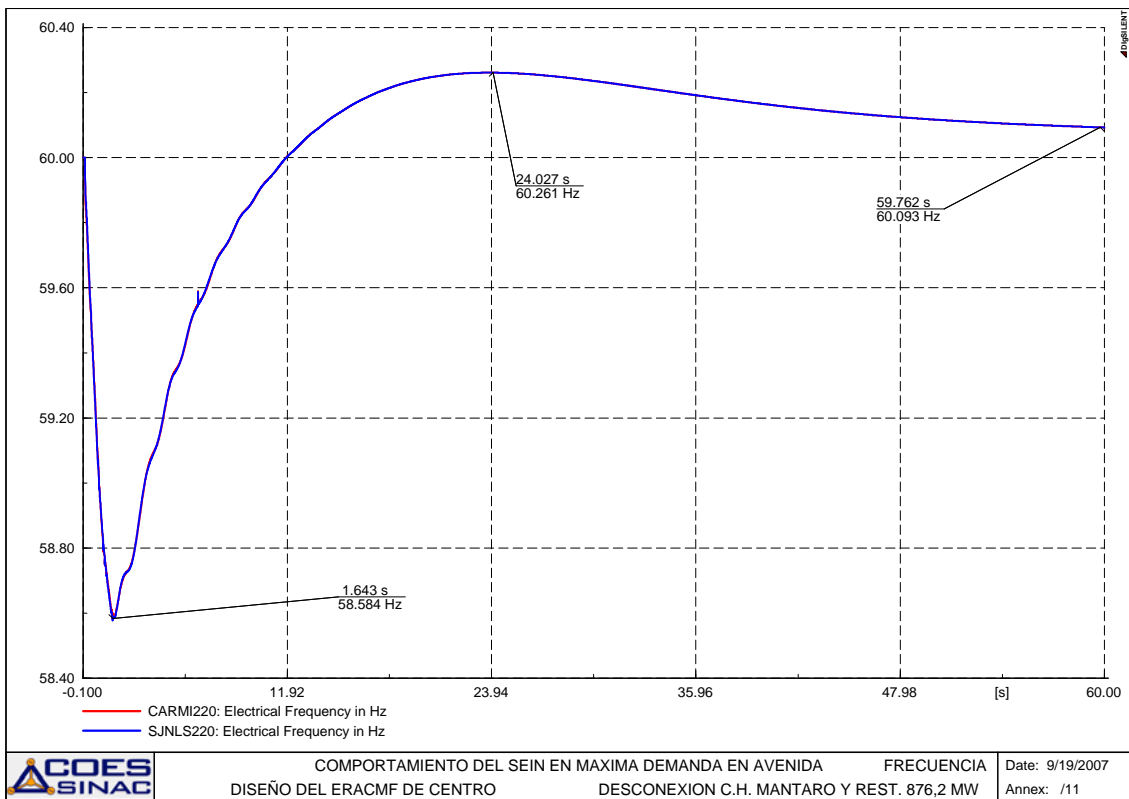


Figura 5.10 Comportamiento de la frecuencia en el SEIN

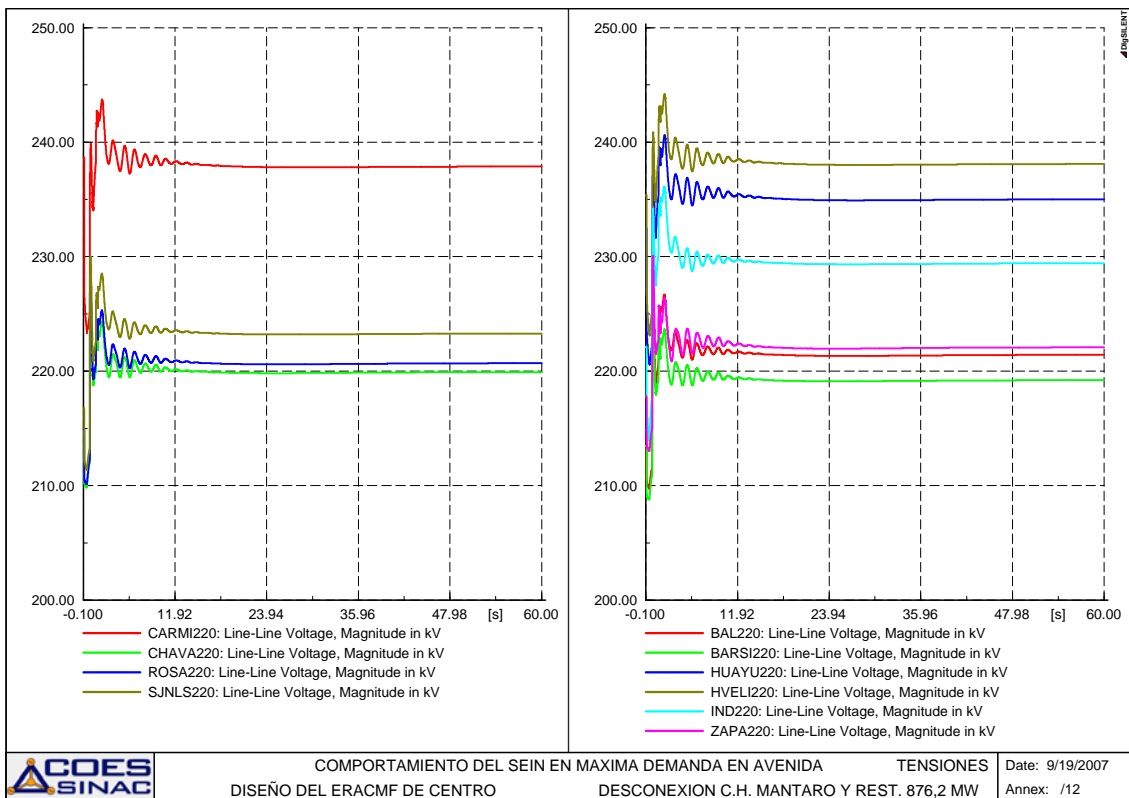


Figura 5.11 Comportamiento de las tensiones en la Zona Centro

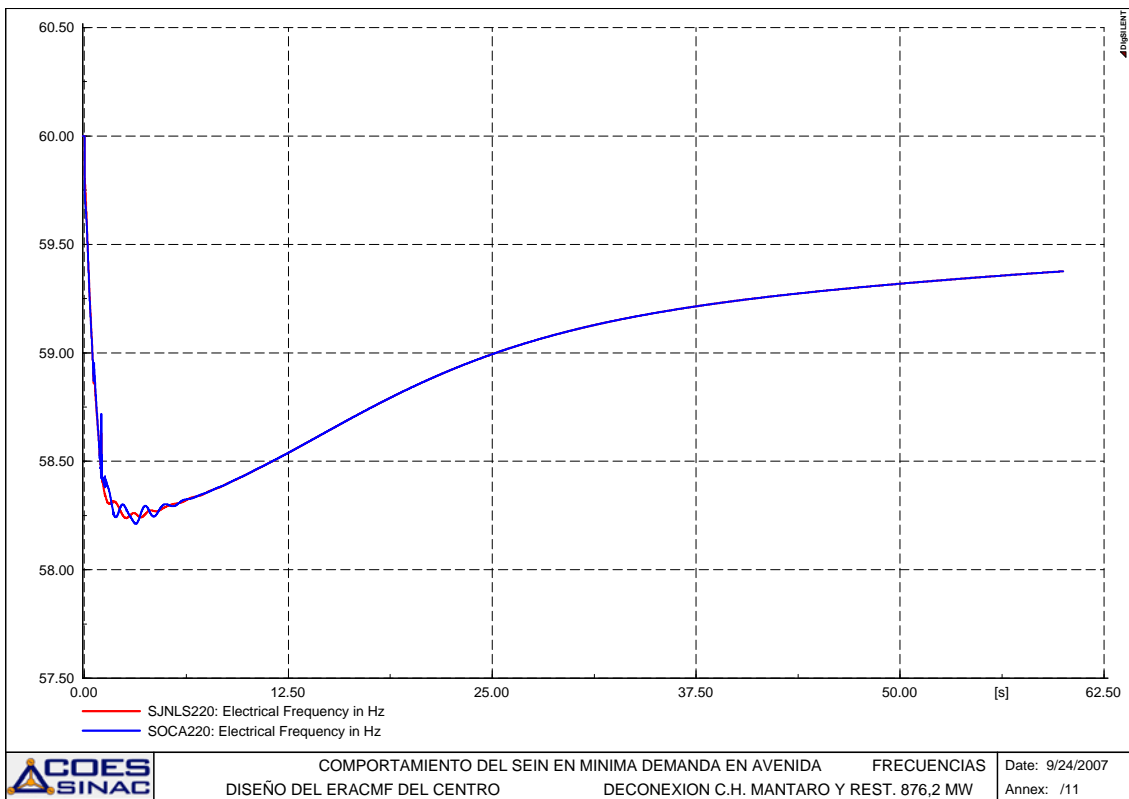


Figura 5.12 Comportamiento de la frecuencia en el SEIN

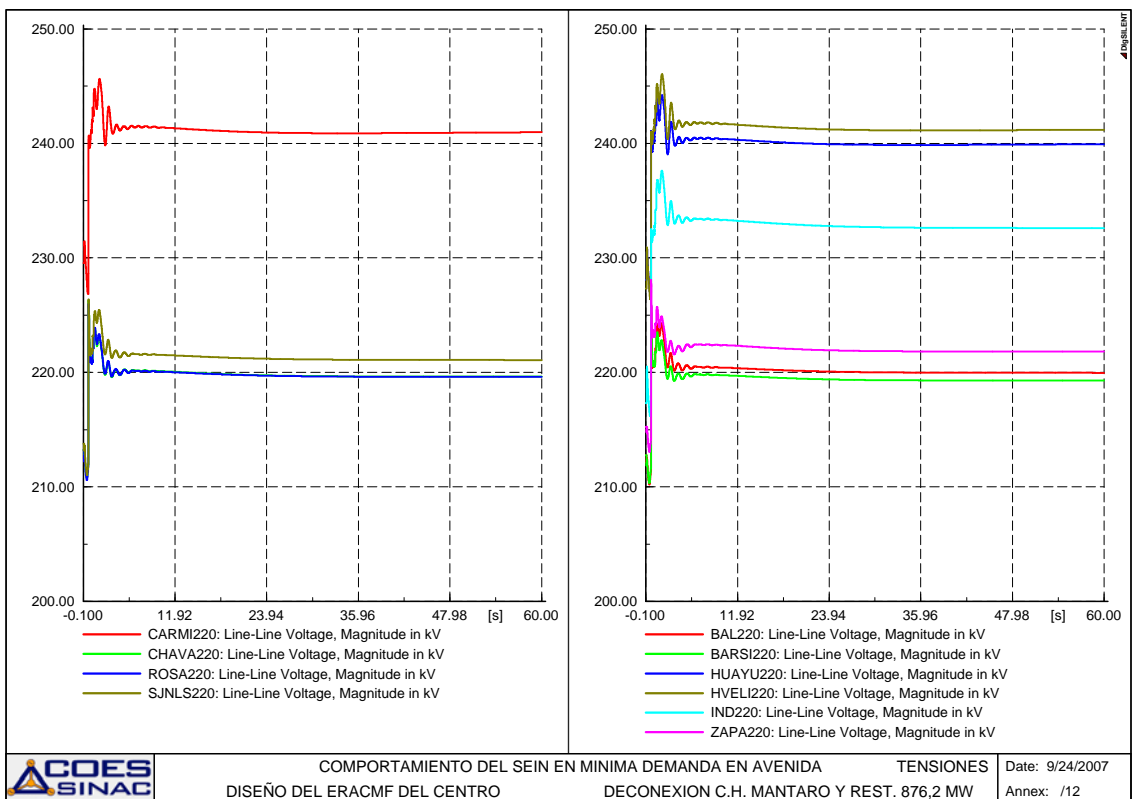


Figura 5.13 Comportamiento de las tensiones en la Zona Centro

5.2.4 ERACMF preliminar del SEIN

En el numeral anterior se ha diseñado el ERACMF de las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN, manteniendo los ajustes de los relés de umbral de frecuencia y derivada de frecuencia del ERACMF del año 2007, con modificaciones en el número de etapas y una nueva distribución de los porcentajes de rechazo por etapa en cada zona, tal como se muestra en el Cuadro 5.2

ZONA DEL SEIN	ETAPAS (%)						TOTAL (%)
	1	2	3	4	5	6	
NORTE	5,2	7,8	4,0	10,0	10,0	6,0	43,0
CENTRO	5,2	7,8	4,0	5,0	3,0		25,0
SUR	5,2	7,8	4,0	10,0	10,0	7,5	44,5

Cuadro 5.2 ERACMF preliminar del SEIN para el año 2008

En el Cuadro 5.3 se muestra los resultados de analizar el rechazo de carga total disponible en las zonas Norte, Sur y Centro, tomando como referencia la máxima demanda de las cargas de cada zona.

Los resultados muestran que:

- (1) Aún cuando el rechazo de carga total disponible en las zonas Norte y Sur representan respecto de su máxima demanda (de las cargas) porcentajes de 43,0 y 44,5 % (230,6 MW y 314,0 MW), sin embargo solo constituyen porcentajes de 6,3 % y 8,6 %, respecto de la demanda del SEIN. El rechazo total de la Zona Centro es de 16,5 % de la demanda del SEIN.
- (2) El rechazo de carga total disponible en el ERACMF del SEIN (Zonas Norte, Sur y Centro) representa el 31,4 % de la demanda del sistema.

ZONA DEL SEIN	DEMANDA MAXIMA (MW)	Rechazo Total Disponible (1) (%)	Rechazo Total Disponible (MW)	Rechazo Total Disponible (2) (%)
NORTE	536,3	43,0	230,6	6,3
SUR	705,5	44,5	314,0	8,6
CENTRO	2396,7	25,0	599,2	16,5
SEIN	3638,5		1143,7	31,4

(1) : Respecto de su demanda

(2) : Respecto de la demanda del SEIN

Cuadro 5.3 Análisis del ERACMF-2008 preliminar del SEIN

5.3 VERIFICACIÓN DEL ERACMF DEL AÑO 2008 ANTE LA DESCONEXIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN

5.3.1 Eventos de desconexión de generación

Para la verificación del desempeño del ERACMF del año 2008, en primera instancia, se ha simulado eventos de desconexión súbita de unidades o centrales de generación, en las condiciones máxima, media y mínima demanda, tanto para época de avenida como estiaje.

Las desconexiones de unidades, grupos o centrales de generación consideradas en las simulaciones, para avenida y estiaje se muestran en los Cuadros 5.4 y 5.5.

CASO	UNIDAD DESCONECTADA	PERDIDA DE GENERACION (MW)
Av08max-DG03	TV - VENTANILLA	173,0
Av08max-DG04	C.T. AGUAYTÍA	173,5
Av08max-DG06	C.H. HUINCO	212,0
Av08max-DG07	CC.HH. YANANGO Y CHIMAY	190,0
Av08max-DG11	C.T. CHILCA	348,0
Av08max-DG12	C.T. VENTANILLA	485,0
Av08max-DG13	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-3-4/1-2)	568,7
Av08max-DG14	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-5-6-7/1-3)	589,9
Av08max-DG15	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN	876,2
Av08med-DG06	C.H. HUINCO	212,0
Av08med-DG07	CC.HH. YANANGO Y CHIMAY	190,0
Av08med-DG11	C.T. CHILCA	348,0
Av08med-DG12	C.T. VENTANILLA	464,0
Av08med-DG13	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-3-4/1-2)	568,7
Av08med-DG14	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-5-6-7/1-3)	589,9
Av08med-DG15	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN	876,2
Av08min-DG09	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2/1)	199,7
Av08min-DG10	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (5-6-7/3)	217,3
Av08min-DG11	C.T. CHILCA	190,0
Av08min-DG12	C.T. VENTANILLA	289,0
Av08min-DG13	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-3-4/1-2)	401,3
Av08min-DG14	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-5-6-7/1-3)	417,0
Av08min-DG15	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN	618,6

Cuadro 5.4 Eventos de desconexión de generación en avenida

CASO	UNIDAD DESCONECTADA	PERDIDA DE GENERACION (MW)
Es08max-DG05	TG1 - CHILCA	174,0
Es08max-DG09	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2/1)	264,6
Es08max-DG10	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (5-6-7/3)	276,5
Es08max-DG11	C.T. CHILCA	348,0
Es08max-DG12	C.T. VENTANILLA	485,0
Es08max-DG13	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-3-4/1-2)	530,0
Es08max-DG14	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-5-6-7/1-3)	541,1
Es08max-DG15	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN	806,5
Es08med-DG05	TG1 - CHILCA	174,0
Es08med-DG06	C.H. HUINCO	159,6
Es08med-DG09	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2/1)	264,6
Es08med-DG10	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (5-6-7/3)	276,5
Es08med-DG11	C.T. CHILCA	348,0
Es08med-DG12	C.T. VENTANILLA	485,0
Es08med-DG13	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-3-4/1-2)	530,0
Es08med-DG14	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-5-6-7/1-3)	541,1
Es08med-DG15	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN	806,5
Es08min-DG01	TG4 - VENTANILLA	156,0
Es08min-DG03	TV - VENTANILLA	173,0
Es08min-DG04	C.T. AGUAYTÍA	172,9
Es08min-DG05	TG1 - CHILCA	174,0
Es08min-DG09	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2/1)	181,6
Es08min-DG10	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (5-6-7/3)	198,0
Es08min-DG11	C.T. CHILCA	348,0
Es08min-DG12	C.T. VENTANILLA	485,0
Es08min-DG13	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-3-4/1-2)	364,9
Es08min-DG14	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN (1-2-5-6-7/1-3)	379,5
Es08min-DG15	C.H. MANTARO Y RESTITUCIÓN	562,9

Cuadro 5.5 Eventos de desconexión de generación en estiaje

Se debe mencionar que para estas simulaciones de verificación del desempeño del ERACMF del SEIN, en los eventos que involucran a la C.H. Mantaro y Restitución, primero se desconectan del SEIN los grupos de la C.H. Mantaro y 2,0 s después los grupos de Restitución. Este caso es menos severo que la desconexión súbita y simultánea de todos los grupos de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, evento utilizado para la determinación del máximo rechazo en el diseño del ERACMF de la Zona Centro.

5.3.2 Desempeño del ERACMF en avenida

Los resultados de las simulaciones en avenida se resumen en las Figuras 5.14, 5.15 y 5.16.

Se puede resumir que:

- (1) El ERACMF del SEIN se activa con desconexiones de generación desde 173 MW (Figura 5.14) y que, a medida que se incrementa la magnitud de la potencia de generación desconectada, la potencia rechazada también se incrementa mostrando cierta tendencia lineal.
- (2) También en la Figura 5.14 se muestra que para desconexiones de generación del orden de 173 MW, la caída máxima de la frecuencia (dada por la diferencia entre la frecuencia nominal y el valor mínimo alcanzado durante la simulación) resulta del orden 1,0 Hz. Asimismo, al incrementarse la magnitud de la generación desconectada se incrementa la caída de frecuencia. Se aprecia que para la desconexión de 876 MW (todas las unidades de la C.H. Mantaro y Restitución) esta caída resulta 1,4 Hz.
- (3) En la Figura 5.15 se muestra los valores finales que asume la frecuencia al final del proceso de recuperación de la frecuencia luego de la actuación del ERACMF del SEIN. Se aprecia que todos los valores finales de frecuencia alcanzados se encuentran dentro del rango de 59,5 Hz a 60,5 Hz, excepto un caso en el que el valor final de la frecuencia asume un valor de 59,42 Hz que puede considerarse aceptable.
- (4) En la Figura 5.16 se aprecia que la primera etapa del ERACMF se activa cuando se presentan desconexiones de generación en el rango de 173 MW a 220 MW, mientras que la segunda etapa se activa para aquellas desconexiones en el rango de 280 MW a 420 MW. Se aprecia que la tercera etapa se activa para desconexiones de generación de 460 MW a 600 MW. Para desconexiones superiores a 620 MW se espera que se activen la cuarta y/o la quinta etapa del ERACMF.

5.3.3 Desempeño del ERACMF en estiaje

Los resultados de las simulaciones en estiaje se resumen en las Figuras 5.17, 5.18 y 5.19.

Se puede resumir que:

- (5) En la Figura 5.17 se aprecia que el ERACMF del SEIN se activa con desconexiones de generación desde 174 MW y que, a medida que se incrementa la magnitud de la potencia desconectada, la potencia rechazada también se incrementa mostrando cierta tendencia lineal. Se debe mencionar que en condiciones de mínima demanda el ERACMF podría activarse con desconexiones de 156 MW. También se aprecia que para desconexiones de generación del orden de 173 MW la caída máxima de la frecuencia resulta del orden de 1,0 Hz. Asimismo, al incrementarse la magnitud de la potencia de generación desconectada se incrementa la

- caída de frecuencia, para la desconexión de 876 MW (todas las unidades de la C.H. Mantaro y Restitución) resulta 1,4 Hz.
- (6) En la Figura 5.18 se muestra los valores finales de la frecuencia, luego de la actuación del ERACMF y al final del proceso de recuperación de la frecuencia. Se puede concluir que todos los valores finales de frecuencia se encuentran dentro del rango de 59,5 Hz a 60,5 Hz, excepto un caso en el que el valor final de la frecuencia asume un valor de 59,4 Hz que puede considerarse aceptable.
- (7) En la Figura 5.19 se aprecia que la primera etapa del ERACMF se activa cuando se presentan desconexiones de generación en el rango de 156 MW a 276 MW y la segunda etapa se activa para un rango de potencia desconectada de 348 MW a 480 MW. La tercera se activa para desconexiones de generación en el rango de 485 MW a 540 MW, mientras que la cuarta etapa actúa para desconexiones de generación superiores a 560 MW.

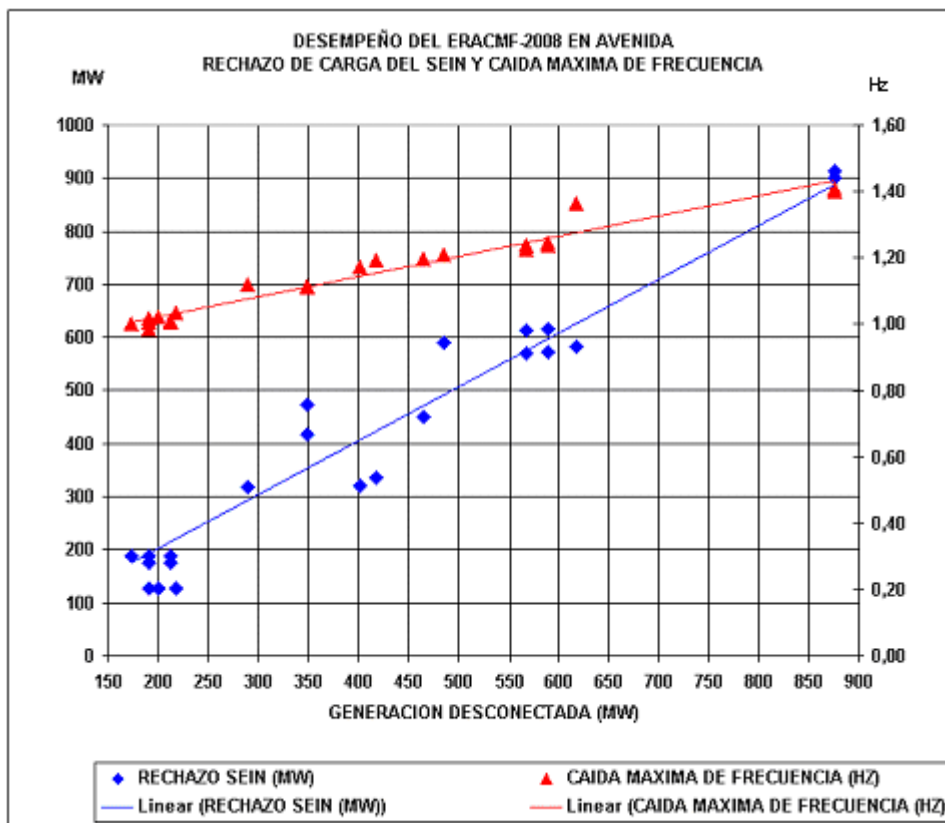


Figura 5.14 Potencia rechazada y caída máxima de frecuencia

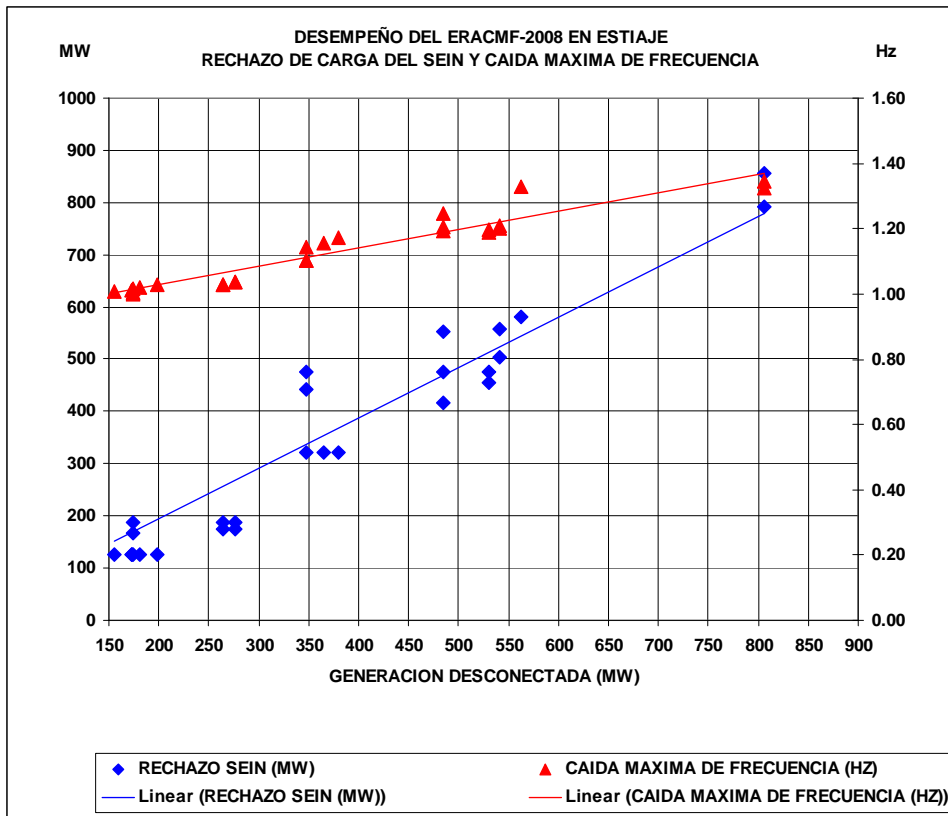


Figura 5.17 Potencia rechazada y caída máxima de frecuencia

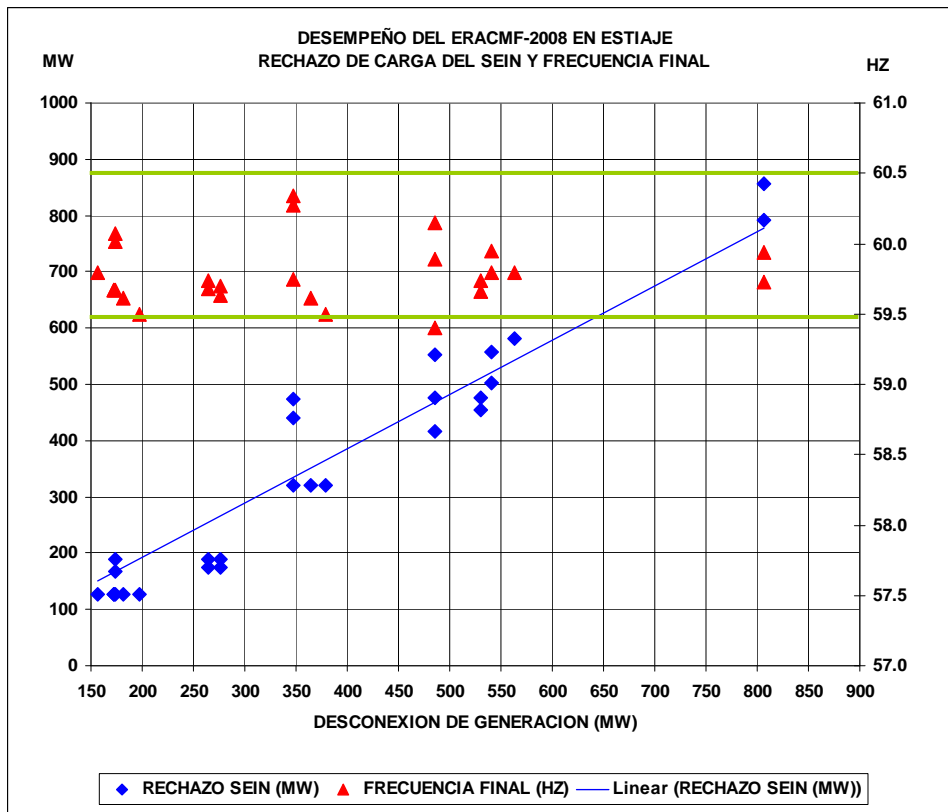


Figura 5.18 Potencia rechazada y valor final de la frecuencia

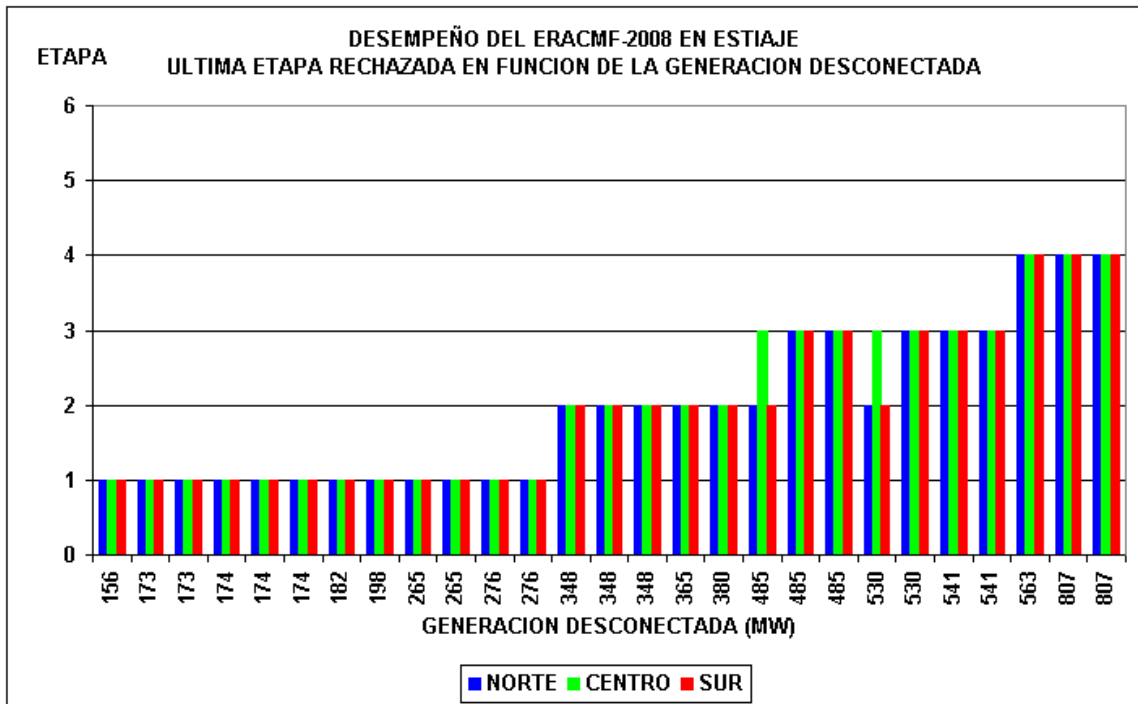


Figura 5.19 Última etapa rechazada en el evento

5.4 VERIFICACIÓN DEL ERACMF ANTE LA FORMACIÓN DE ISLAS

Para efecto de la verificación del desempeño del ERACMF y la confirmación o modificación del porcentaje de rechazo de las etapas se utiliza la información obtenida del área que presenta déficit de generación, luego de la desconexión de líneas de transmisión que provocan la formación de sistemas aislados con subfrecuencia.

5.4.1 Eventos de desconexión de líneas de transmisión

En el Cuadro 5.6 se muestra la relación de los 20 eventos simulados.

Evento	Línea de transmisión desconectada	Escenario	Flujo de potencia prefalla (MW)
Av08max-DL03	CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	Máxima en avenida	55,8
Av08max-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	Máxima en avenida	29,7
Av08max-DL07	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	Máxima en avenida	127,7
Av08max-DL11	MANTARO - COTARUSE	Máxima en avenida	272,6
Av08med-DL02	PIURA OESTE - TALARA	Media en avenida	24,4
Av08med-DL03	CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	Media en avenida	80,8
Av08med-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	Media en avenida	51,4
Av08med-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	Media en avenida	60,8
Av08med-DL07	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	Media en avenida	126,1
Av08min-DL02	PIURA OESTE - TALARA	Mínima en avenida	21,0
Av08min-DL03	CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	Mínima en avenida	59,9
Av08min-DL07	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	Mínima en avenida	115,7
Av08min-DL11	MANTARO - COTARUSE	Mínima en avenida	270,9
Es08max-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	Máxima en estiaje	35,7
Es08max-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	Máxima en estiaje	50,7
Es08max-DL11	MANTARO - COTARUSE	Máxima en estiaje	242,1
Es08med-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	Media en estiaje	33,2
Es08med-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	Media en estiaje	51,3
Es08min-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	Mínima en estiaje	38,3
Es08min-DL11	MANTARO - COTARUSE	Mínima en estiaje	277,0

Cuadro 5.6 Eventos de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias

5.4.2 Análisis de resultados

Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia y otras magnitudes de operación del SEIN obtenidas en las simulaciones de los eventos del Cuadro 5.6 se consignan en el ANEXO F. Algunos resultados de las simulaciones se resumen en los Cuadros 5.7 y 5.8.

Evento	Línea de transmisión desconectada	Flujo de potencia prefalla (MW)	Rechazo en el sistema aislado (MW)	Ultima etapa activada del ERACMF
Av08max-DL03	CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	55,8	51,5	6
Av08max-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	29,7	24,9	2
Av08max-DL07	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	127,7	156,2	6
Av08max-DL11	MANTARO - COTARUSE	272,6	308,1	6
Av08med-DL02	PIURA OESTE - TALARA	24,4	7,2	4
Av08med-DL03	CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	80,8	46,7	6, REPOS.
Av08med-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	51,4	41,1	4
Av08med-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	60,8	60,0	5
Av08med-DL07	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	126,1	137,1	6
Av08min-DL02	PIURA OESTE - TALARA	21,0	4,0	3
Av08min-DL03	CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	59,9	33,6	6
Av08min-DL07	PARAMONGA NUEVA - CHIMBOTE 1	115,7	138,3	5
Av08min-DL11	MANTARO - COTARUSE	270,9	245,5	6
Es08max-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	35,7	24,9	2
Es08max-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	50,7	34,0	3
Es08max-DL11	MANTARO - COTARUSE	242,1	308,1	6
Es08med-DL04	GUADALUPE - CHICLAYO OESTE	33,2	25,9	3
Es08med-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	51,3	52,1	5
Es08min-DL05	TRUJILLO NORTE - GUADALUPE	38,3	20,6	3
Es08min-DL11	MANTARO - COTARUSE	277,0	256,7	6

Cuadro 5.7 Resultados de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias

Evento	Frecuencia en el sistema aislado (Hz)			Frecuencia en el SEIN (Hz)		Activó el EDAGSF?
	Mínimo	Final (*)	Máximo	Máximo	Final (*)	
Av08max-DL03	58,3	59,8	60,0	60,4	60,2	No
Av08max-DL04	58,9	59,9	60,0	60,2	60,1	No
Av08max-DL07	58,4	60,2	60,4	60,8	60,4	No
Av08max-DL11	58,3	60,2	60,8	61,4	60,6	Si
Av08med-DL02	58,7	59,5	-	60,2	60,1	No
Av08med-DL03	57,4	59,1	59,1	60,5	60,3	No
Av08med-DL04	58,7	59,7	59,8	60,3	60,2	No
Av08med-DL05	58,6	59,9	60,1	60,4	60,2	No
Av08med-DL07	58,5	60,1	60,2	60,8	60,4	No
Av08min-DL02	58,9	59,6	-	60,2	60,1	No
Av08min-DL03	58,0	59,3	-	60,5	60,3	No
Av08min-DL07	58,5	60,3	60,6	61,0	60,5	No
Av08min-DL11	58,0	59,7	-	61,9	60,6	Si
Es08max-DL04	58,8	59,8	-	60,2	60,1	No
Es08max-DL05	58,8	59,7	-	60,3	60,2	No
Es08max-DL11	58,4	60,4	61,5	61,3	60,5	Si
Es08med-DL04	59,2	59,8	-	60,2	60,1	No
Es08med-DL05	58,6	60,0	60,2	60,3	60,2	No
Es08min-DL05	58,8	59,6	-	60,4	60,3	No
Es08min-DL11	57,8	59,5	-	61,8	61,8	Si

(*) : Valor alcanzado a los 60 s de simulación

Cuadro 5.8 Resultados de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias

En el Cuadro 5.7 se aprecia que en los sistemas aislados que quedan en subfrecuencia actúa el ERACMF logrando equilibrar el déficit de generación provocado por la desconexión. Se aprecia que dependiendo del valor de flujo de potencia

interrumpido el ERACMF se activa desde la segunda hasta la sexta etapa, e inclusive la etapa de reposición que se ha ajustado en 2,5 %, es requerida en uno de los eventos.

En el Cuadro 5.8 se consigna los valores mínimo, máximo y final de la frecuencia en el sistema aislado, así como el valor máximo y final en el resto del SEIN, indicando si actuó el EDAGSF correspondiente.

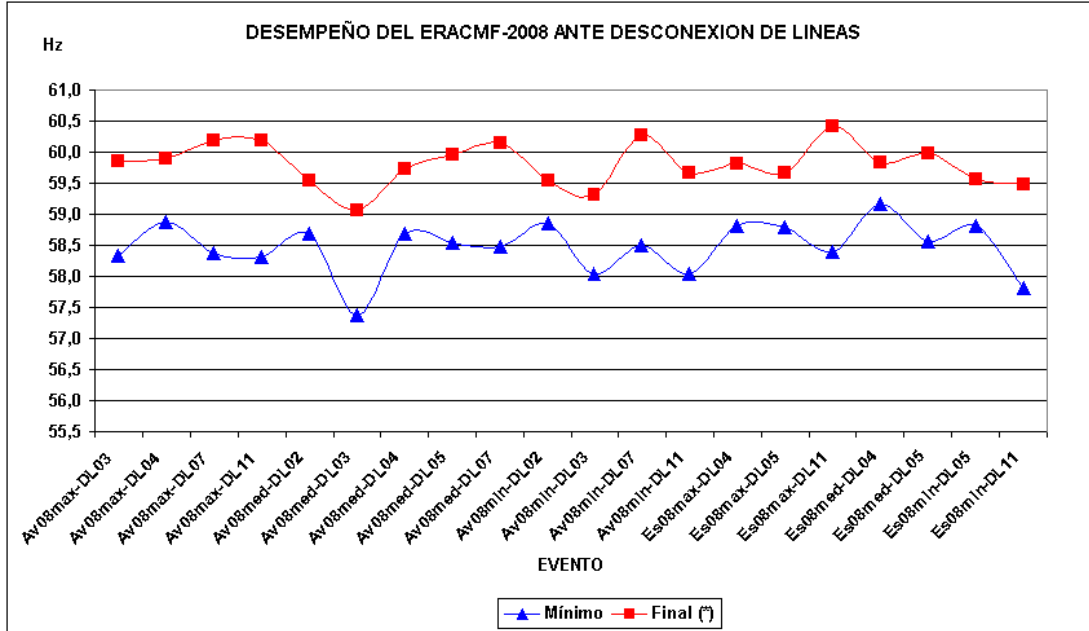


Figura 5.20 Desempeño del ERACMF del sistema aislado

En la Figura 5.20 también se muestra el comportamiento del valor mínimo y final de la frecuencia en los casos simulados. Se aprecia que solo en el caso de la desconexión de la L.T. Chiclayo-Piura, que interrumpe 80,8 MW en Chiclayo, luego de la actuación del ERACMF hasta la sexta etapa e inclusive la etapa de reposición, la frecuencia queda en 59,1 HZ.

5.5 CONCLUSIONES

En el Cuadro 5.9 se muestra las especificaciones técnicas del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) del SEIN para el año 2008. El desempeño del ERACMF frente a eventos de pérdida de unidades de generación y desconexión de líneas de transmisión puede ser considerado como satisfactorio en cuanto a las magnitudes de carga a rechazar y las frecuencias alcanzadas por lo que se recomienda su implantación en el SEIN.

Se recomienda la aplicación de las especificaciones mostradas en el Cuadro 5.9 a todas las cargas del SEIN, de modo tal que el esquema resultante tenga la mayor proximidad posible al ERACMF implementado en el Modelo Dinámico del SEIN.

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,75	0,30
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,75	0,30
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,75	0,30
4	10,0%	58,70	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
5	10,0%	58,60	0,15			
6	6,0%	58,50	0,15			
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			

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

(a) Zona Norte

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	10,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	10,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
6	7,5%	58,50	0,15			
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			

(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s

(b) Zona Sur

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,65	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,65	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,65	0,15
4	5,0%	58,70	0,15	59,8	-1,1	0,15
5	3,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			

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

(c) Zona Centro

Cuadro 5.9 Especificaciones del ERACMF del SEIN-2008

6. ESQUEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION POR SOBREFRECUENCIA (EDAGSF)

6.1 EDAGSF DEL AÑO 2007

El EDAGSF vigente está conformado por los grupos o unidades de las centrales de generación que se muestran en el Cuadro 6.1. Este EDAGSF fue concebido de modo tal que el resto de unidades del SEIN, que no forman parte del esquema, deben permanecer operando luego de eventos que provoquen sobrefrecuencias, ya que estas sobrefrecuencias serán controladas mediante la desconexión de las unidades que forman parte del EDAGSF.

CENTRAL	UNIDAD	CONDICION DE DERIVADA			UMBRAL 1	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND				
C.T. Aguaytía	TG-1				61,0	0,0
C.H. Callahuanca	4ta				61,3	2,0
C.H. Cahua	1era				61,3	3,0
C.T. Tumbes	1era	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.T. Tumbes	2da	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.H. Gallito Ciego	1era				61,5	15,0
T.G. Piura	TG				61,7	0,2
C.T. Malacas	1era	2,00	60,2	0,4	61,7	0,3
C.T. Malacas	2da	2,00	60,2	0,6	61,7	0,3
C.H. Machupicchu	2da				62,0	0,3
C.H. Gallito Ciego	2da				62,3	0,3
C.H. San Gabán II	2da	1,19	61,0	0,3	62,5	0,3

Cuadro 6.1 EDAGSF del año 2007

6.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO

Se ha verificado el desempeño del EDAGSF del SEIN utilizando la estructura del EDAGSF vigente y siguiendo los siguientes pasos:

- (1) Tomando como referencia los resultados de los casos base de flujo de potencia del año 2008, se ha analizado e identificado las contingencias a simular para la verificación del EDAGSF vigente y el diseño del EDAGSF para el año 2008. El criterio consiste en simular la desconexión de la línea en la condición de demanda en la que se presenta el mayor flujo de potencia y en la dirección más desfavorable, para efectos de evaluar la sobrefrecuencia en el sistema aislado.
- (2) Se ha considerado en el EDAGSF a los grupos G1 y G2 de la C.H. Chimay, cuya incorporación fue determinada en el numeral 5.2.1 (Diseño del ERACMF de la Zona Sur). El ajuste de los relés de sobrefrecuencia de estas dos unidades actualmente es el mismo (61,5 Hz y 1,5 s). Para efectos de su incorporación al EDAGSF se propone que la temporización sea ajustada en 1,5 y 3,0 s respectivamente.
- (3) Se han efectuado las simulaciones para obtener el comportamiento de la frecuencia, luego de la desconexión súbita de líneas de interconexión de áreas operativas o centrales del SEIN. Asimismo, se ha simulado la desconexión de un bloque importante de carga.
- (4) Luego del análisis de los resultados y utilizando los criterios de evitar el colapso por frecuencia de los sistemas aislados (conformados luego de la desconexión de líneas de transmisión) y desconexiones innecesarias de generación, se ha

incorporado unidades de generación y/o algunos cambios de ajustes necesarios en las unidades que lo conforman.

6.3 EVENTOS DE DESCONEXIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE PRODUCEN SOBREFRECUENCIAS EN SISTEMAS AISLADOS DEL SEIN

En el Cuadro 6.2 se muestran los casos simulados de desconexión de las líneas de transmisión que provocan sobrefrecuencias y que activan el EDAGSF de la zona del SEIN que queda operando con sobrefrecuencia. En el Cuadro 6.3 se muestra los eventos de desconexión súbita de carga adicionales para verificar el desempeño del EDAGSF.

Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia y otras magnitudes de operación del SEIN obtenidas en las simulaciones de los eventos de los Cuadros 6.2 y 6.3 se consignan en el ANEXO F.

Evento	Línea de transmisión desconectada	Escenario	Flujo de potencia prefalla (MW)
Av08max-DL09	PUNO - MOQUEGUA (*)	Máxima en avenida	29,17
Av08max-DL11	MANTARO - COTARUSE	Máxima en avenida	272,60
Av08med-DL08	QUENCORO - TINTAYA	Media en avenida	32,10
Av08med-DL09	PUNO - MOQUEGUA (*)	Media en avenida	61,26
Av08min-DL08	QUENCORO - TINTAYA	Mínima en avenida	42,95
Av08min-DL09	PUNO - MOQUEGUA (*)	Mínima en avenida	54,86
Av08min-DL11	MANTARO - COTARUSE	Mínima en avenida	270,94
Es08max-DL02	PIURA OESTE - TALARA	Máxima en estiaje	-46,31
Es08max-DL11	MANTARO - COTARUSE	Máxima en estiaje	242,14
Es08med-DL02	PIURA OESTE - TALARA	Media en estiaje	-50,71
Es08med-DL08	QUENCORO - TINTAYA	Media en estiaje	32,04
Es08med-DL09	PUNO - MOQUEGUA (*)	Media en estiaje	42,57
Es08min-DL02	PIURA OESTE - TALARA	Mínima en estiaje	-54,10
Es08min-DL08	QUENCORO - TINTAYA	Mínima en estiaje	42,89
Es08min-DL11	MANTARO - COTARUSE	Mínima en estiaje	276,96

(*) La LT Tintaya-Callalli esta fuera de servicio

Cuadro 6.2 Eventos de sobrefrecuencia (dirección del flujo definida por el lado de envío)

Evento	Subestación desconectada	Escenario	Carga desconectada (MW)
Av08max-DL12	BALNEARIOS	Máxima en avenida	419,60
Es08max-DL12	BALNEARIOS	Máxima en estiaje	419,30

Cuadro 6.3 Desconexión de la S.E. Balnearios

Se debe comentar que el evento de desconexión de la S.E. Balnearios se simula de manera similar a como ocurrió en octubre del 2004. En aquel evento [9] esta subestación se aisló por la desconexión de las líneas de transmisión San Juan – Balnearios (LL-2012/2013), Puente-Monterrico (L-609), Puente-Balnearios (L-610), Moyopampa-Balnearios (L-6060) y Moyopampa-Salamanca (L-6055).

6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.4.1 Separación de la Zona Sur del SEIN

Para provocar esta condición se ha simulado una falla bifásica simultánea en las dos ternas y muy cerca de Cotaruse, con apertura definitiva de las líneas Cotaruse-Socabaya (L-2053/2054), con el flujo de potencia prefalla correspondiente a los casos Av08max-DL11, Av08min-DL11, Es08max-DL11 y Es08min-DL11.

Los resultados que son relevantes para evaluar el desempeño del ERAGSF se muestran en el Cuadro 6.4. Los valores finales de frecuencia, tomados a los 60 s de las simulaciones, se logran con las desconexiones de generación indicadas.

Se debe comentar que en los casos de mínima en avenida, máxima y mínima en estiaje, aun cuando no están despachadas las unidades TG1 y TG2 de la C.T. Malacas, la unidad turbogas TG de la C.T. Piura y las unidades G1 y G2 de la C.T. Tumbes, las simulaciones indican que si estuvieran operando se activarían sus relés de sobrefrecuencia. Por lo mencionado es recomendable mantener estas unidades en el ERAGSF.

Evento	Flujo de potencia prefalla (MW)	Unidades del EDAGSF desconectadas en el Centro-Norte	Generación desconectada (MW)	Frecuencia en el Centro-Norte (Hz)	
				Máximo	Final (*)
Av08max-DL11	272,60	Aguaytía TG1, Cahua G1, Callahuanca G4	143,6	61,38	60,59
Av08min-DL11	270,94	Aguaytía TG1, Cahua G1, Callahuanca G4, Carhuaquero G3, Cañón del Pato G2, Gallito Ciego G1	167,0	61,92	60,64
Es08max-DL11	242,14	Aguaytía TG1, Cahua G1, Callahuanca G4	135,0	61,33	60,55
Es08min-DL11	276,96	Aguaytía TG1, Cahua G1, Callahuanca G4, Cañón del Pato G2, Carhuaquero G3	174,0	61,82	61,64

(*): Valor a los 60 s de la simulación

Cuadro 6.4 Desempeño del EDAGSF ante la separación de la Zona Sur del SEIN

6.4.2 Desconexiones en la Zona Sur Este del SEIN

Estos casos se relacionan con la desconexión de la L.T. de 220 kV Puno-Moquegua (L-2030), cuando la L.T. de 138 kV Tintaya-Callalli (L-1008) está fuera de servicio y con la desconexión de la L.T. de 138 kV Quencoro-Tintaya (L-1005). Los resultados de las simulaciones se resumen en el Cuadro 6.5.

Evento	Flujo de potencia prefalla (MW)	Unidades del EDAGSF desconectadas en el Sur Este	Generación desconectada (MW)	Frecuencia en el Sur Este (Hz)	
				Máximo	Final (*)
Av08max-DL09	29,17	-	-	61,94	60,60
Av08med-DL08	32,10	Machupicchu G2	28,30	62,85	60,08
Av08med-DL09	61,26	Machupicchu G2, San Gabán G2	79,90	63,05	59,70
Av08min-DL08	42,95	Machupicchu G2	28,30	63,70	60,58
Av08min-DL09	54,86	Machupicchu G2, San Gabán G2	68,42	62,22	59,85
Es08med-DL08	32,04	Machupicchu G2	28,30	63,01	60,23
Es08med-DL09	42,57	Machupicchu G2	28,30	62,47	60,51
Es08min-DL08	42,89	Machupicchu G2	28,30	63,72	60,62

(*): Valor a los 60 s de la simulación

Cuadro 6.5 Desempeño del EDAGSF ante desconexiones de líneas en el Sur Este del SEIN

En el primero de los casos (Av08max-DL09, Av08med-DL09, Av08min-DL09 y Es08med-DL09), debido a la desconexión de la línea L-2030, se separa la Zona Sur Este del SEIN presentándose sobrefrecuencias que activan el EDAGSF. Luego de la desconexión de la unidad G2 de la C.H. Machupicchu y G2 de la C.H. San Gabán II, los valores finales de la frecuencia resultan aceptables, verificándose los ajustes de los relés de sobrefrecuencia actuales de estas unidades.

En el segundo de los casos (Av08med-DL08, Av08min-DL08, Es08med-DL08 y Es08min-DL08), debido a la desconexión de la línea L-1005, la C.H. Machupicchu se queda alimentando en forma aislada a las cargas del sistema Machupicchu-DoloresPata-Quencoro, que provoca sobrefrecuencias que activan el EDAGSF que desconecta al grupo G2 de la C.H. Machupicchu, con lo cual los valores finales de la frecuencia resultan aceptables, verificándose el ajuste actual del relé de sobrefrecuencia de este grupo.

6.4.3 Separación en la Zona Norte del SEIN

Estos casos se relacionan con la desconexión de la L.T. de 220 kV Piura Oeste-Talara (L-2248), operando en la condición de estiaje y cuyos resultados se resumen en el Cuadro 6.5.

Evento	Flujo de potencia prefalla (MW)	Unidades del EDAGSF desconectadas en el Norte	Generación desconectada (MW)	Frecuencia en el Norte (Hz)	
				Máximo	Final (*)
Es08max-DL02	-46,31	-	-	63,55	61,46
Es08med-DL02	-50,71	-	-	63,93	61,60
Es08min-DL02	-54,10	-	-	64,19	61,69

(*): Valor a los 60 s de la simulación

Cuadro 6.6 Desempeño del EDAGSF ante desconexiones de línea L-2248

Se puede comentar que la desconexión de la L-2248 en los escenarios de estiaje, no activan el EDAGSF y que los valores finales de frecuencia alcanzados pueden considerarse aceptables. Sin embargo es necesario comentar que en la simulación se ha detectado que en el caso que estuvieran despachadas las unidades G1 y G2 de la C.T. Tumbes y/o las unidades G1 y G2 de la C.T. Malacas, se activarían y serían desconectadas con lo cual los valores finales de frecuencia serían menores.

6.4.4 Desconexión de la S.E. Balnearios

Los resultados de la prueba final para evaluar el desempeño del EDAGSF se resumen en el Cuadro 6.7.

Evento	Carga desconectada (MW)	Unidades del EDAGSF desconectadas en el SEIN	Generación desconectada (MW)	Frecuencia en el SEIN (Hz)	
				Máximo	Final (*)
Av08max-DL12	419,60	Aguaytía TG1, Cahua G1, Callahuanca G4, Chimay G1 y Chimay G2	293,6	61,65	60,33
Es08max-DL12	419,30	Aguaytía TG1, Cahua G1, Callahuanca G4, Chimay G1 y Chimay G2	255,0	61,66	60,47

(*): Valor a los 60 s de la simulación

Cuadro 6.7 Desempeño del EDAGSF ante la desconexión de la S.E. Balnearios

Se aprecia que ante un evento de desconexión de carga del orden de 420 MW, se activa el EDAGSF del SEIN y son desconectadas las unidades TG1 de la C.T. Aguaytía, G1 de la C.H. Cahua y los grupos G1 y G2 de la C.H. Chimay, con lo cual la frecuencia al final de la simulación resulta inferior a 60, 5 Hz. Es necesario comentar que en la simulación se ha detectado que en el caso que estuvieran despachadas las unidades G1 y G2 de la C.T. Tumbes, se activarían y serían desconectadas con lo cual los valores finales de frecuencia serían algo menores.

6.5 CONCLUSIONES

A partir de los resultados de las simulaciones del comportamiento del SEIN ante eventos que provocan sobrefrecuencias se ha definido las unidades que formarán el Esquema de Rechazo Automático de Generación por Sobrefrecuencia (ERAGSF) del SEIN para el año 2008 y los correspondientes ajustes para los relés de sobrefrecuencia (Cuadro 6.8).

CENTRAL	UNIDAD	AJUSTES DE DERIVADA			AJUSTES DE UMBRAL	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND				
C.T. Aguaytía	TG1				61,0	0,0
C.H. Carhuaquero	G3	1,20	60,5	0,5	61,0	15,0
C.H. Callahuanca	G4				61,3	2,0
C.H. Cahua	G2				61,3	3,0
C.T. Tumbes	MAK1	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.T. Tumbes	MAK2	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.H. Chimay	G1				61,5	1,5
C.H. Chimay	G2				61,5	3,0
C.H. Gallito Ciego	G1				61,5	15,0
T.G. Piura	TG				61,7	0,2
C.T. Malacas	TG1	2,00	60,2	0,4	61,7	0,3
C.T. Malacas	TG2	2,00	60,2	0,6	61,7	0,3
C.H. Cañón del Pato	G2	1,10	60,2	0,5	61,9	0,3
C.H. Machupicchu	G2				62,0	0,3
C.H. Gallito Ciego	G2				62,3	0,3
C.H. San Gabán II	G2	1,19	61,0	0,3	62,5	0,3

Cuadro 6.8 EDAGSF para el año 2008

En este cuadro, aun cuando la segunda unidad de la C.H. Gallito Ciego no se activó y no actuó en ninguna de las simulaciones se ha considerado conveniente mantenerla en el EDAGSF para el año 2008, con los ajustes actuales.

Es importante indicar que, si en lugar de estar despachado un grupo incluido en el esquema, estuviese despachado un grupo semejante de la misma central, este último debería tener implementados los ajustes del grupo especificado. Así, por ejemplo, si se encuentra despachado el grupo 1 de la C.H. San Gabán II, en vez del grupo 2, el grupo 1 debe tener los ajustes del grupo 2.

7. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA TENSION

7.1 ERACMT DEL AÑO 2007

El ERACMT vigente del año 2007 se muestra en el Cuadro 7.1

Subestación	Cargas (MW) a desconectar (*)	Ajustes	
		Umbral (**) (kV)	Temporización (s)
Balnearios (LDS)	28,1	186,3	12,0
San Juan (LDS)	23,7	184,8	10,0
	25,9	184,8	10,0
Santa Rosa (LDS)	11,6	184,0	5,0
	41,9	184,0	5,0
Chavarría (EDS)	28,5	184,0	5,0
	39,1	186,0	10,0
	41,2	186,0	12,0
	30,2	186,0	10,0

(*) Aguas debajo de la subestación

(**) Medición en barras de 220 kV

Cuadro 7.1 ERACMT del año 2007

Si bien es cierto que en el año 2007 no se ha producido en el SEIN un evento que haya comprometido la estabilidad de la tensión de las barras de 220 kV de Lima y que haya activado el ERACMT, sus etapas fueron tomadas como referencia para estimar las magnitudes de carga a rechazar de modo manual, cuando lo requirió el SEIN..

Se debe recordar que en los meses de abril y mayo de 2006, así como marzo de 2007, se tuvieron bajas tensiones en Lima debido a las indisponibilidades de las centrales térmicas del área de Lima por falta del suministro de gas natural de Camisea, por indisponibilidades fortuitas y/o por mantenimiento simultáneo de algunas unidades. La medida adoptada para el control de la tensión en estos casos fue el rechazo de carga manual en el área de Lima, con lo cual se evitó el colapso por tensión.

7.2 PROBLEMÁTICA DE LA TENSION EN LA ZONA DE LIMA

En principio es necesario mencionar que el comportamiento de la tensión en las barras de 220 kV de Lima frente al crecimiento natural de la demanda durante las rampas de carga en las puntas de media y máxima demanda depende del número de unidades de generación que están operando en Lima, de la potencia transmitida por las líneas Mantaro-Lima y de la disponibilidad de equipos de compensación reactiva de la zona de Lima. La primera define el nivel de cortocircuito de las barras de Lima, que se relaciona de manera inversamente proporcional con la impedancia Thevenin, magnitud a través de la cual se expresa la pendiente de la caída de tensión con el incremento de la carga. Como la potencia transmitida por las líneas Mantaro-Lima supera normalmente la potencia natural, se presenta un excesivo consumo de potencia reactiva en las líneas, cuyo efecto es la disminución de las tensiones en Lima, que resulta mayor cuanto mayor es la potencia transmitida. La disponibilidad y operación de equipos de compensación reactiva en Lima ofrece una mejor disposición ante el crecimiento de la carga, pero no modifica la pendiente de caída de la tensión, que está definida por los niveles de cortocircuito.

A las 13:19 h del día 20.03.2007 desconectó la unidad TG3 de la C.T. Ventanilla debido a una falla y posteriormente se produjo la desconexión de las unidades TV y TG4 de esta central. La indisponibilidad simultánea de las unidades TG3, TG4 y TV de la C.T. Ventanilla, más la indisponibilidad total de la unidad UT15, así como la

disponibilidad de solo el 50 % de la capacidad de la unidad UTI6, ambas de la C.T. Santa Rosa, provocó una disminución en los niveles de cortocircuito y el aumento de los flujos de potencia en las líneas en la zona de Lima.

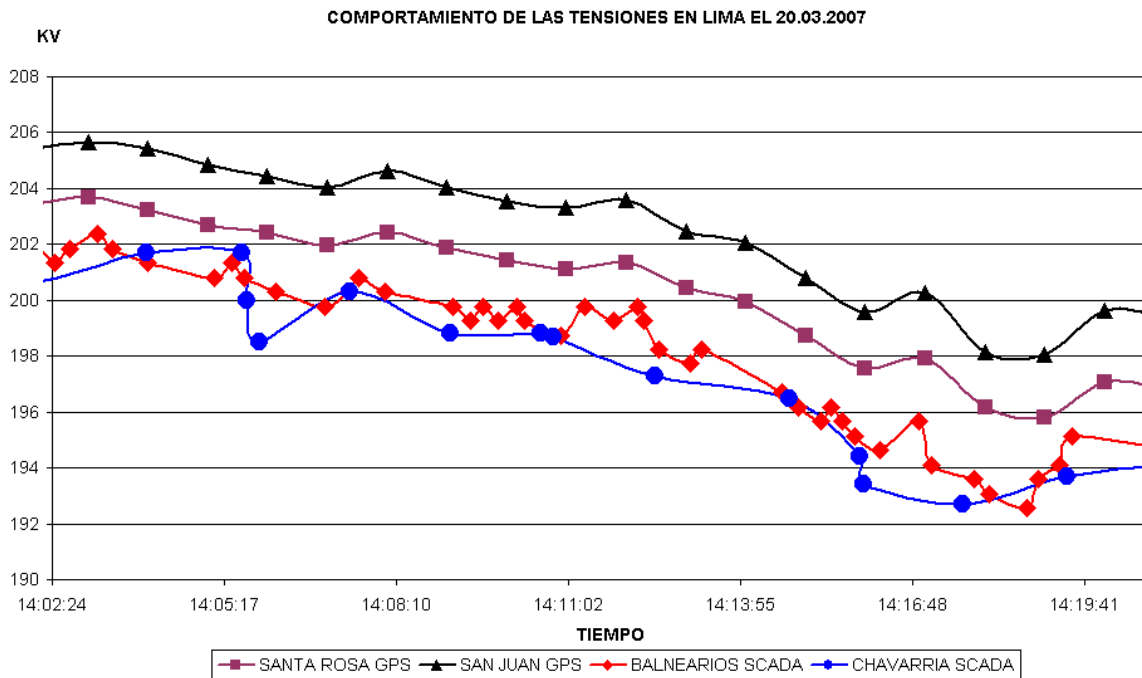


Figura 7.1 Tensiones en las barras de 220 kV de Lima

FECHA	INICIO (**)	PUNTO MÍNIMO (***)	GENERACION TÉRMICA EN LIMA	TENSIÓN INICIAL (*)	TENSIÓN MÍNIMA (*)	PENDIENTE PROMEDIO (kV/min)	RECHAZO MANUAL (MW)
4/24/2006	18:00	18:45	UTI 5, UTI 6	214,5	197,72	0,37	40,30
4/25/2006	18:00	19:12	UTI 5, UTI 6	214	204,95	0,75	36,60
4/26/2006	18:00	18:47	UTI 5, UTI 6	214	187,91	0,56	79,50
5/9/2006	18:00	18:32	UTI 5, UTI 6	208,5	194,11	0,45	57,90
5/10/2006	18:00	18:35	UTI 5, UTI 6	201	189,46	0,33	175,20
3/20/2007	14:00	14:18	UTI 6, TG7, CHILCA TG1	203	192,56	0,58	83,88

(*) Tomada en la S.E. Balnearios

(**) Hora aproximada en que comenzó disminución sostenida de la tensión

(***) Hora aproximada en que la tensión alcanzó su punto más bajo

Cuadro 7.2 Situaciones de comportamiento crítico de las tensiones en Lima años 2006-2007

Éstas condiciones incrementaron la sensibilidad de la tensión en las barras de Lima ante incrementos de carga, por ello a las 14:00 h la tensión en las barras de 220 kV experimentó una disminución gradual y sostenida en las tensiones de Lima (Figura 7.1), que fue controlada con rechazos manuales de carga (a las 14:14 h) en las instalaciones de Edelnor y Luz del Sur, con el pequeño soporte de una generación local de 17 MW en la empresa Cementos Lima. El rechazo manual de carga ejecutado en este evento totalizó 83,88 MW.

En la Figura 7.1 se aprecia que las tensiones en las barras de 220 kV de Lima caen aproximadamente con la misma pendiente, registrándose en Chavarría y Balnearios

las menores tensiones del orden de 193 kV, mientras que simultáneamente en Santa Rosa y San Juan las tensiones fueron 196 kV y 198 kV, respectivamente.

Por otro lado en el Cuadro 7.2 se ha incluido un resumen de situaciones similares en el año 2006, que condujeron a rechazos manuales de carga en Lima.

7.3 METODOLOGÍA DE REVISION DEL ERACMT

El ERACMT vigente mostrado en el Cuadro 7.1 ha sido verificado utilizando la siguiente metodología:

- (1) Tomando como caso base el escenario de máxima demanda en avenida del año 2008, se ha elaborado dos escenarios extremos de generación, considerando las centrales térmicas de la zona de Lima y Chilca. Estos escenarios son:
 - Escenario A: en Lima la C.T. Ventanilla está fuera de servicio y en la C.T. Santa Rosa solo se opera a las unidades Westinghouse y UTI 5. En la zona de Chilca, de las tres unidades existentes en esta zona, solo opera una unidad de la C.T. Chilca. En este caso, en general, las tensiones en las barras de 220 kV de Lima resultan menores que en el caso base. Por otro lado, como consecuencia de este esquema de generación térmica en Lima, disminuye la rigidez de la tensión en la barra de 220 kV de la S.E. Chavarría al crecimiento de la demanda. Debe notarse que los equipos automáticos de compensación reactiva (SVC) de las subestaciones Chavarría y Balnearios resultan operando en su capacidad máxima de generación reactiva.
 - Escenario B: considera indisponibles a todas las centrales de la zona de Chilca y en la zona de Lima solo está operando la C.T. Ventanilla. Por la naturaleza del esquema de generación planteado, se reduce la rigidez de la tensión en la S.E. Balnearios, con respecto al caso base.
- (2) Tomando como condición inicial los escenarios elaborados, con los que se logra acentuar el déficit de potencia reactiva en la zona de Lima, se ha simulado eventos que provocan la actuación del ERACMT, para verificar la operación del esquema propuesto ante condiciones extremas.
- (3) Se ha modificado las especificaciones del ERACMT de modo que se mantengan tensiones post-falla apropiadas, que le ofrezcan al Coordinador del sistema un margen para operar el sistema.

7.4 ESCENARIOS PREFALLA CRITICOS

7.4.1 Análisis del Escenario A

En este escenario están operando los grupos Westinghouse y UTI 5 de la C.T. Santa Rosa, una unidad de la C.T. Chilca y se encuentra fuera de servicio la unidad de Kallpa1.

Para lograr este escenario fue necesario modificar el despacho del caso base de máxima demanda en avenida, incrementando la generación de las unidades térmicas TGN4, ILO_2 e ILOTV3 y despachar todas las unidades térmicas disponibles en las centrales Malacas, Mollendo, Ilo 1, Yarinacocha, San Nicolás, Tumbes, Piura, Chiclayo, Sullana, Trujillo y Chimbote.

Asimismo se ha incrementado ligeramente la tensión de generación en las centrales de Cahua, Callahuanca, Chimay, Huampaní, Moyopampa, Restitución, Mantaro, y Yanango.

Para el cálculo de flujo de potencia se ha tomado en cuenta que los generadores no superen sus límites de potencia reactiva y se ha considerado el efecto del control automático de tensión por medio de los gradines de los transformadores.

7.4.2 Análisis del Escenario B

En este escenario operan los tres grupos de la C.T. Ventanilla y se encuentran fuera de servicio las centrales térmicas de Santa Rosa, Chilca y Kallpa. De manera similar que en el Escenario A, para el Escenario B se ha modificado el esquema de generación del SEIN para reemplazar las centrales térmicas que no están operando. Para el cálculo de flujo de potencia se ha verificado que los generadores no superen sus límites de potencia reactiva y se considera el control automático de tensión por medio de los gradines de los transformadores.

7.4.3 Cargabilidad de las barras de 220 kV de Lima

Para obtener las curvas V-P de las principales barras de 220 kV de la zona de Lima (Chavarría, Santa Rosa, San Juan y Balnearios) los dos escenarios descritos anteriormente, se ha utilizado una aplicación en DPL (DigSilent Program Language). Esta aplicación verifica que los generadores y los equipos automáticos de compensación reactiva de Lima (Chavarría y Balnearios) no superen sus límites de potencia reactiva.

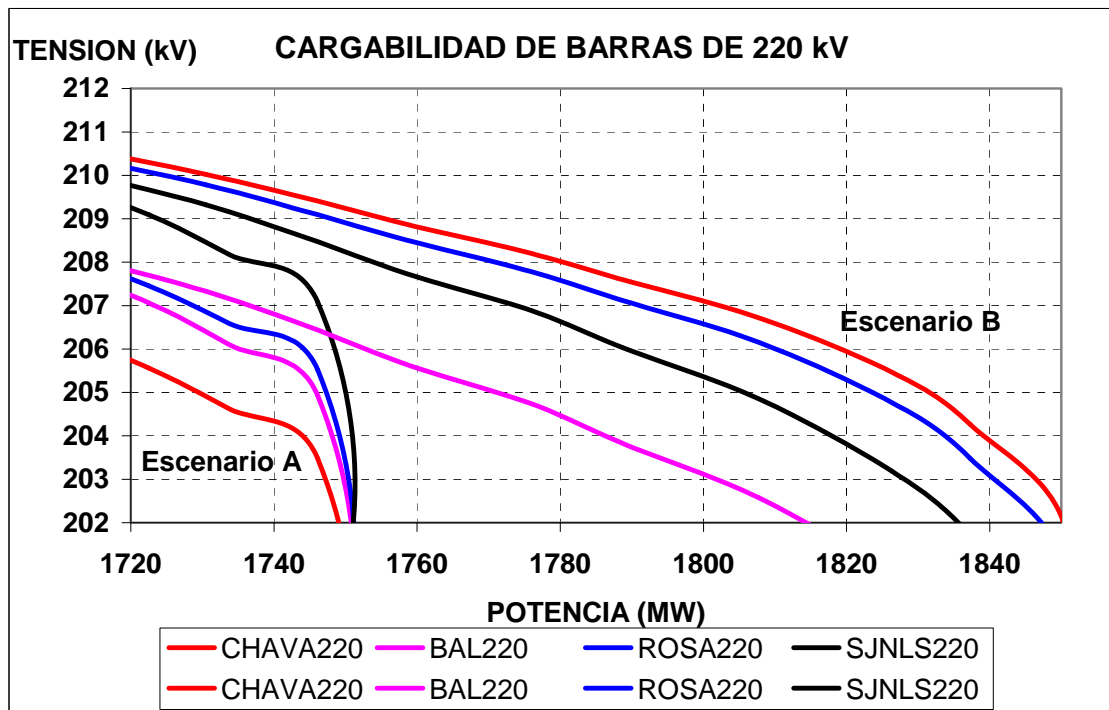


Figura 7.2 Cargabilidad de las barras de 220 kV de Lima en los escenarios A y B

Para evaluar la cargabilidad de las barras de 220 kV de las subestaciones Chavarría, Santa Rosa, San Juan y Balnearios se ha incrementado la magnitud de la potencia activa de las cargas aguas abajo de estas subestaciones, manteniendo constante su factor de potencia, registrando en cada punto de operación las tensiones en las barras.

7.5 PROPUESTA DE ERACMT

7.5.1 Umbrales de tensión y temporizaciones

De acuerdo a la referencia [10] es posible resumir los siguientes criterios:

- (i) El umbral de ajuste de los relés de un ERACMT puede estar normalmente comprendido en el rango de 0,88 p.u. a 0,90 p.u. de la tensión normal de operación. Para el caso de Lima, considerando la tensión de operación de 210 kV, resulta 184,8 kV a 189,0 kV.
- (ii) Cuando el ERACMT asociado a una barra de carga en particular, necesita dos escalones, el segundo escalón está normalmente ajustado 0,5 % debajo del primer escalón. Para el caso de Lima puede considerarse un paso de 1,0 kV.
- (iii) Las temporizaciones mayores a 5 segundos son utilizadas para no detectar fallas, incluyendo aquellas en la zona de distribución que no sean despejadas rápidamente por los relés de sobrecorriente. Los ajustes de tiempo largos son apropiados, sin embargo introducen un pequeño riesgo de que el ERACMT no opere lo suficientemente rápido cuando las tensiones están cayendo rápidamente. Se puede decir que mayormente, no hay beneficio de seguridad (libre de disparos indeseados) por aplicar ajustes de tiempo largos.
- (iv) El total de carga rechazada es normalmente del orden entre 10 a 15 % de la carga del sistema.

7.5.2 ERACMT propuesto

En principio es necesario definir la magnitud total de rechazo del ERACMT. El ERACMT debe ser el último escalón de defensa del sistema. Debe activarse y actuar cuando, debido a un evento que provoque un desbalance súbito de la potencia reactiva en Lima, se presente caídas bruscas en la tensión que la ubiquen en la zona de emergencia. Por lo tanto, el rechazo total de carga previsto debería ser tal que las tensiones en Lima se recuperen desde 184 kV (aproximadamente) hasta valores en el rango de 192 a 195 kV, desde luego sin provocar una sobrefrecuencia que active el EDAGSF del SEIN.

En la Figura 7.3 se grafica los umbrales de tensión del ERACMT y las zonas de operación en Estado Normal, de Alerta y de Emergencia del sistema, desde el punto de vista de las tensiones. La magnitud total de rechazo del ERACMT, distribuida en etapas, ha sido prevista para que la tensión luego del rechazo se acerque al rango recomendado.

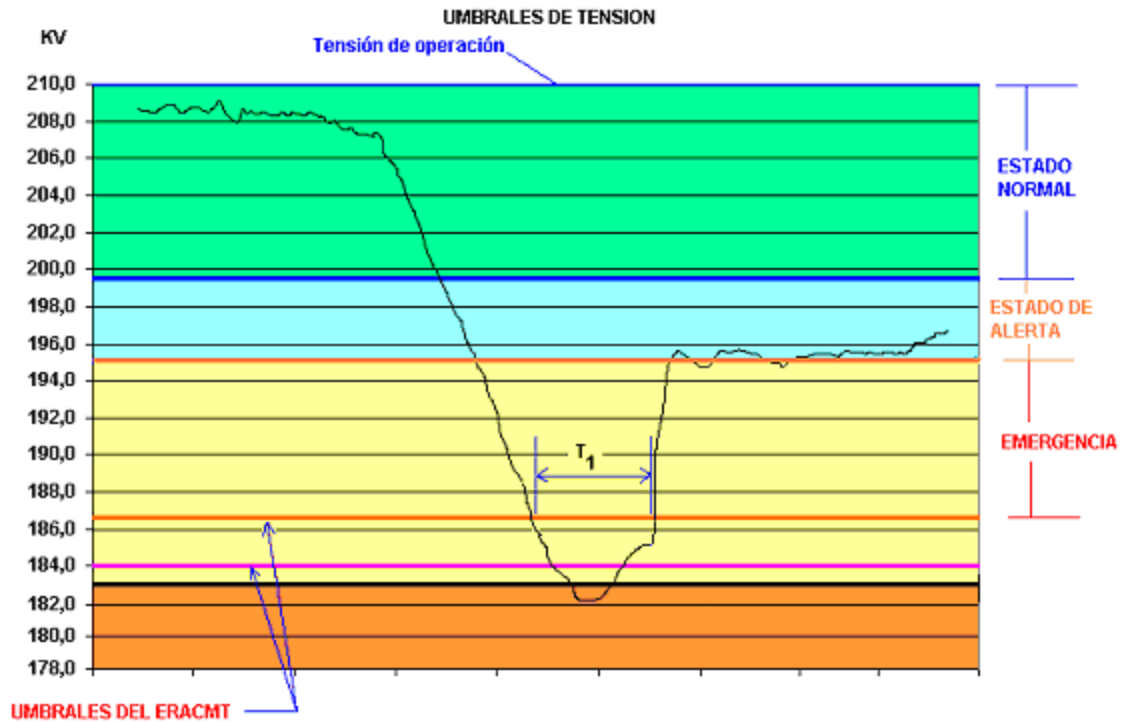


Figura 7.3 Tensiones en zonas de operación y umbrales

7.6 VERIFICACIÓN DEL ESQUEMA PROPUESTO

Considerando el ERACMT del año 2007 y en función de los resultados de simulaciones preliminares de prueba y error, se ha definido el ERACMT-2008 que se muestra en el Cuadro 7.4.

Subestación	Cargas (MW) a desconectar (*)	Ajustes	
		Umbral (**) (kV)	Temporización (s)
Balnearios (LDS)	28,1	185,5	10
Santa Rosa (LDS)	53,5	185,5	10
San Juan (LDS)	49,6	186,5	12
Chavarria (EDN)	69,5	184,0	10
	47,6	184,0	10
	19,9	186,0	12

(*) Aguas abajo de la subestación

(**) Medición en barras de 220 kV

Cuadro 7.4 ERACMT para el año 2008

Esta propuesta considera los mismos rechazos de carga en MW que el esquema vigente. Los cambios propuestos se presentan solamente en los ajustes de las tensiones umbrales y de las temporizaciones de los relés de mínima tensión.

Se ha realizado simulaciones para verificar la actuación del esquema propuesto. En ese sentido, sobre los escenarios A y B planteados, se ha considerado la desconexión inicial de los cuatro grupos de la C.H. Huinco para debilitar aun más la rigidez de las tensiones en las barras de zona de Lima y luego que las tensiones se han estabilizado se ha simulado los siguientes eventos:

- (1) Evento 1. Desconexión simultánea de las líneas Campo Armiño – Independencia (L-2203) y Pomacocha – San Juan doble terna (L-2205 y L-2206).
- (2) Evento 2. Desconexión simultánea de las tres líneas San Juan – Chilca 1 (L-2093, L-2094 y L-2095).

Luego del deterioro provocado por la ausencia de los grupos de la C.H. Huinco, los eventos anteriormente mencionados activan el ERACMT. Un resumen de los resultados de las simulaciones se muestra en el siguiente Cuadro 7.5.

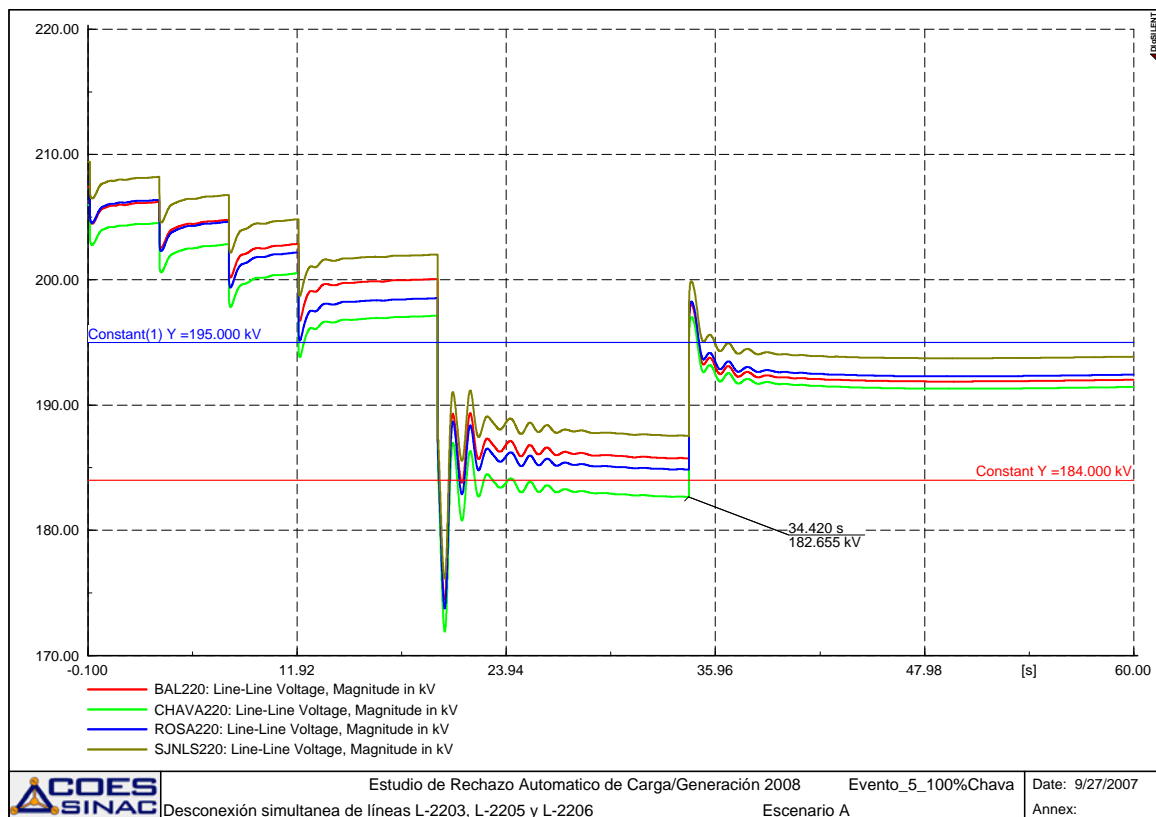
ESCENARIO	EVENTO	RECHAZO (MW) POR SUBESTACION				TENSION PROMEDIO (kV)
		Chavarría	Santa Rosa	Balnearios	San Juan	
Escenario A	1	136.9	0.0	0.0	0.0	192.7
	2	0.0	53.5	28.1	49.6	190.4
Escenario B	1	0	53.5	28.1	0	192.7
	2	0	0	0	0	199.5

Cuadro 7.5 Resumen de las simulaciones de verificación del ERACMT-2008

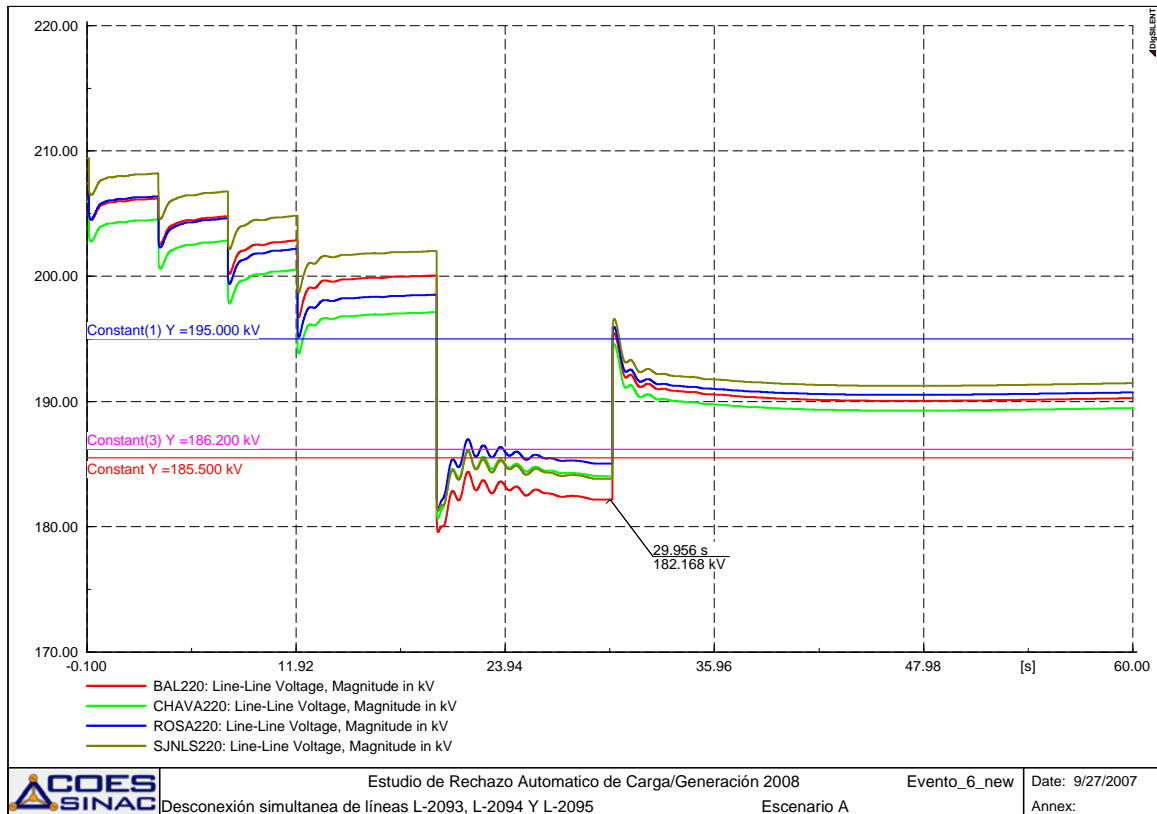
Los resultados de las simulaciones muestran que el esquema responde adecuadamente ante los eventos presentados.

7.6.1 Resultados en el Escenario A

El evento de desconexión simultánea de las líneas Campo Armiño – Independencia (L-2203) y Pomacocha – San Juan doble terna (L-2205 y L-2206).

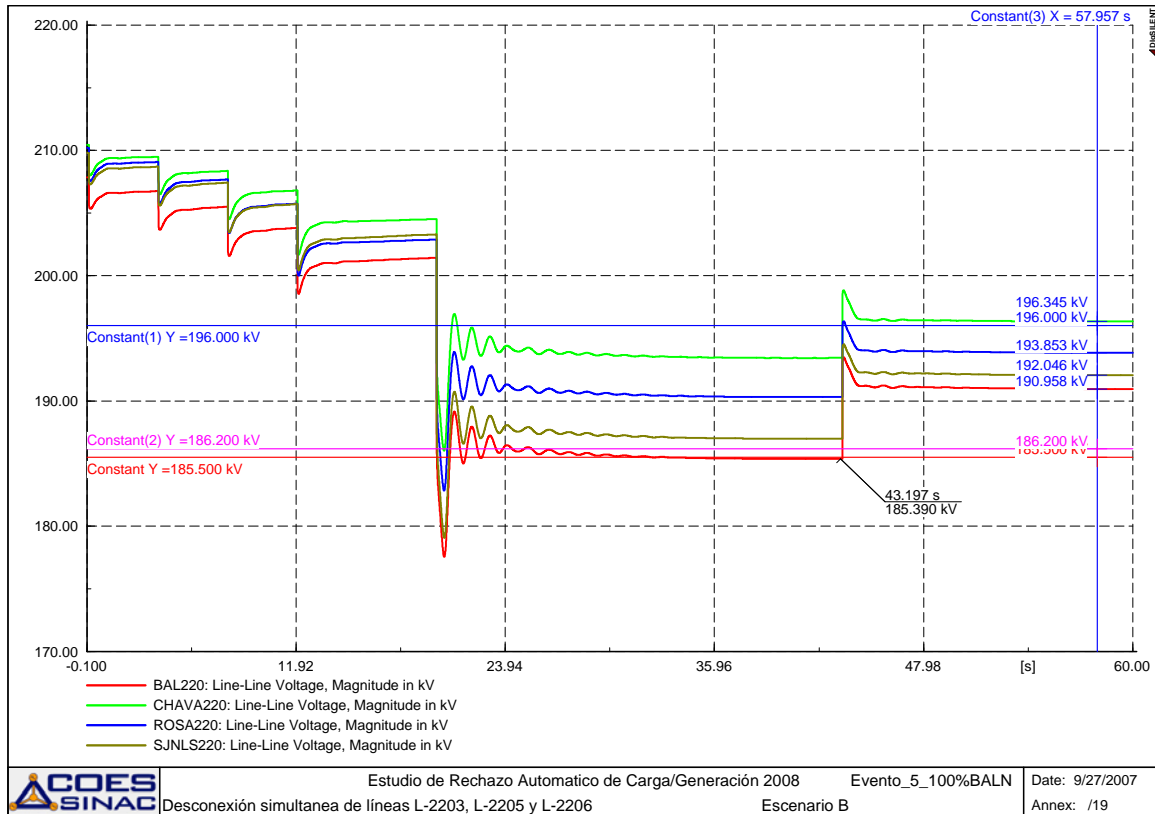


El evento de desconexión simultánea de las tres líneas San Juan – Chilca 1 (L-2093, L-2094 y L-2095).



7.6.2 Resultados en el Escenario B

El evento de desconexión simultánea de la líneas Campo Armiño – Independencia (L-2203) y Pomacocha – San Juan doble terna (L-2205 y L-2206)



7.7 CONCLUSIONES

Los resultados de las simulaciones muestran la aptitud del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión para el control de las tensiones en caso de producirse contingencias intempestivas severas en Lima, por lo que se recomienda su implementación en el año 2008.

Subestación	Cargas (MW) a desconectar (*)	Ajustes	
		Umbral (**) (kV)	Temporización (s)
Balnearios (LDS)	28,1	185,5	10
Santa Rosa (LDS)	53,5	185,5	10
San Juan (LDS)	49,6	186,5	12
Chavarria (EDN)	69,5	184,0	10
	47,6	184,0	10
	19,9	186,0	12


(*) Aguas abajo de la subestación

(**) Medición en barras de 220 kV

Cuadro 7.6 Especificaciones del ERACMT para el año 2008

8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-243-2006, "Informe Final del Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación del SEIN año 2007", COES-SINAC, Septiembre 2006.
- [2] "Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión del SEIN 2007-2010" – Primer de Informe, CESI, noviembre 2006.
- [3] "Estudio de Operatividad de la unidad TG2 de la C.T. Chilca I, contemplando el Sistema de Transmisión de 220 kV asociado del SEIN", CESI, febrero 2007
- [4] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-102-2007, "Revisión y Actualización del Modelo Dinámico del SEIN", Abril, 2007.
- [5] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-194-2007, "Límite de Transmisión por Estabilidad en la línea Mantaro-Socabaya en la dirección Centro Norte a Sur, Julio 2007.
- [6] Carta GO-415-2007 de REP, sobre límite de 180 MVA, durante 4 horas, en L-2215.
- [7] INFORME TÉCNICO DEV-080-2007 "Asignación de unidades a la regulación primaria de frecuencia en el SEIN", marzo 2007.
- [8] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-082-2006, "Falla en la línea L-2218 (Campo Armiño-Pachachaca) de 220 kV, Agosto 2006.
- [9] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-087-2004, "Perturbación en el SEIN y Rechazos de Cargas mínima frecuencia (Desconexión de la S.E. Balnearios), noviembre 2004.
- [10] "Voltage and Reactive Power for Planning and Operation", H. Clark, Seminario, Portland, Oregon, julio 2006.


Ing. ANDRÉS VARGAS VÍA
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
RFB. CIP. 17244