

**INFORME FINAL DEL ESTUDIO
ACTUALIZACION DEL ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO
DE CARGA/GENERACION DEL SEIN – AÑO 2006**

Septiembre de 2005

INDICE

1. INTRODUCCION	3
2. OBJETIVO	4
3. ALCANCES	5
3.1 Modelo Dinámico del SEIN	5
3.2 Escenarios de análisis	5
4. CRITERIOS Y PREMISAS	5
4.1 Rangos admisibles para la frecuencia del SEIN	5
4.2 Criterios de los esquemas de rechazo de carga/generación	6
4.2.1 Por mínima frecuencia	6
4.2.2 Por sobrefrecuencia	8
4.2.3 Por mínima de tensión	8
5. MODELO DINAMICO DEL SEIN	9
5.1 Modelos de cargas.....	10
5.2 Eventos Analizados.....	10
5.3 Criterios de ajuste del modelo de carga.....	11
5.4 Resultados de la evaluación de los eventos seleccionados	12
6. ESCENARIOS BASE	14
6.1 Resultados de la operación en estado estacionario del SEIN	14
7. VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SEIN ANTE EVENTOS QUE PROVOCAN MINIMA FRECUENCIA	15
7.1 Esquema Básico Vigente de RACMF	15
7.2 Indicadores Preliminares y Dimensionamiento de etapas	16
7.3 Metodología de análisis	17
7.4 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido (ERACMFUD).....	18
7.5 Desconexión de unidades de generación	18
7.6 Recierre exitoso de la línea Quencoro-Tintaya en mínima avenida.....	22
7.7 Conclusiones.....	23
8. COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SEIN ANTE EVENTOS QUE PROVOCAN SOBREFRECUENCIAS	24
8.1 Esquema Básico Vigente de RAGSF.....	24
8.2 Metodología de análisis	25
8.3 Eventos que producen sobrefrecuencias en el SEIN.....	26
8.4 Eventos de verificación del ERAGSF.....	31
8.5 Conclusiones.....	33
9. COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SEIN ANTE EVENTOS QUE PROVOCAN MINIMAS TENSIONES	34
9.1 Esquema Básico Vigente de RACMT	34
9.2 Metodología de Verificación del ERACMT	36
9.2.1 Caracterización de las tensiones en Lima y Sur Medio del SEIN	36
9.2.2 Estimación de las tensiones de colapso en Lima y el Sur Medio.....	38
9.3 Propuesta de ERACMT.....	42
9.4 Verificación del esquema propuesto	43
9.5 Conclusiones.....	45
10. CONCLUSIONES	46
10.1 Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia	46
10.2 Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia	46
10.3 Rechazo de Carga por Mínima Tensión	46
10.4 Reconexiones automáticas de carga	47
11. RECOMENDACIONES	47
12. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	47
ANEXOS	49

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 principio se debe mencionar que en el año 2003, el estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN [1] utilizó un Modelo Multinodal y propuso un plan de defensa del SEIN conformado por 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 2004.

Entre los resultados más importantes de este estudio, referidos al Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), se encuentran:

- a. La desconexión de cargas representa el 48 % de la demanda total, en virtud a una nueva filosofía para los rechazos de carga accionados por relés de derivada de frecuencia y en el soporte a la selectividad logrado mediante el control del perfil de tensiones con la desconexión de la compensación reactiva "shunt" asociada a las zonas involucradas en el rechazo.
- b. Las 7 etapas del esquema tienen asignado el mismo porcentaje de demanda en todas las zonas del SEIN y se activan por umbral de frecuencia, con una frecuencia de arranque de 59.0 Hz.
- c. Las etapas de umbral se pueden disparar en forma anticipada de acuerdo a la derivada de la frecuencia, considerando un umbral de arranque fijado en 59.8 Hz y derivadas mínimas de acuerdo a zona geográfica de ubicación de las instalaciones.
- d. Una función para restituir la frecuencia a la banda 60 ± 0.3 Hz antes de los 20 s, que fue asignada a la séptima etapa y se debía activar siempre que la magnitud de la carga desconectada y la velocidad de respuesta de la reserva disponible, no puedan restituir la frecuencia por sobre 59.7 Hz en 15 s.

En este estudio se propuso un Esquema de Rechazo Automático de Generación por Sobrefrecuencia (ERAGSF) 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. Las separaciones contempladas en el análisis, son aquellas que se pueden producir por la apertura de una línea o de una doble terna (en la misma torre) a partir del sistema completo (condición N).

Asimismo, el estudio propuso un esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión (ERACMT) para mantener el control de las tensiones en Lima, ante contingencias simples y dobles en las líneas que evacúan la producción de las centrales de Mantaro, Yanango, Chimay y el eventual flujo proveniente del Sur. Para ello, al ser activado desconecta cargas asociadas a las subestaciones Chavarría, Barsi, Balnearios, Independencia, Santa Rosa y San Juan, considerando una tensión crítica de colapso en Lima de 0.9 p.u. (198 kV).

Se debe mencionar que los días 02 y 03 de abril de 2004 en horas de madrugada, se produjeron actuaciones de la etapa de reposición (séptima etapa) del ERACMF en condiciones de operación normal del SEIN [2], razón por la cual la DOCOES

dispuso la desactivación transitoria de esta función para que se estudie con mayor detalle el problema de la etapa de reposición. La evaluación del comportamiento de la frecuencia durante un mes de operación normal del SEIN, mostró que en el caso que no se hubiera desactivado esta función asignada a la séptima etapa del ERACMF, se habrían reportado rechazos de carga en condiciones normales debido fundamentalmente a la poca energía regulante del SEIN durante las horas de mínima demanda.

En septiembre del año 2004, se concluyó el estudio de actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN [3], para su implementación en el año 2005. Los resultados de este estudio mostraron que era conveniente extender la vigencia del ERACMF y del ERAGSF del SEIN vigentes en el año 2004. Respecto de la función de reposición (asignada a la séptima etapa), el estudio concluyó que esta función no debía considerarse en el esquema y que la recuperación de la frecuencia fuera asumida solamente por los sistemas de regulación. En lo referente al ERACMT, como resultado del estudio, se ratificó la tensión crítica de colapso de Lima propuesta en el estudio del año 2003 y se incluyó en el esquema algunas ligeras modificaciones en las temporizaciones de los relés de mínima tensión.

En el Informe Técnico de marzo de 2005 [4] se analizó la estructura del ERACMT del SEIN para el año 2005 y a partir de la información disponible a esa fecha se definió los umbrales de tensión a ser utilizados inicialmente en el esquema. La tensión crítica de colapso en Lima se estableció en 0.868 p.u. (191 kV).

En el presente estudio se han efectuado las simulaciones de la operación en estado estacionario y dinámico del SEIN para la topología y escenarios previstos para el año 2006, para obtener los criterios con la finalidad de modificar, de ser necesario, las especificaciones de los esquemas de rechazo automático de carga/generación vigentes. No se ha considerado el efecto de la carga de Machala (Ecuador) sobre los esquemas de rechazo automático de carga/generación del SEIN debido a que será una actividad a ser desarrollada en el marco del acuerdo operativo con Ecuador.

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 Integral de la Problemática de la Reserva Rotante del SEIN a ser convocado por el COES en el último trimestre del presente año.

Por otro lado, con respecto a las reconexiones automáticas de carga luego del rechazo por mínima tensión, se debe indicar que 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.

2. OBJETIVO

El objetivo del estudio es la revisión y propuesta de actualización para su implementación en el año 2006 de los esquemas de:

- Rechazo automático de carga por mínima frecuencia mediante relés de umbral y/o gradiente de frecuencia.
- Rechazo automático 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 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 fue desarrollado en el año 2003 en formato PSS/E para el estudio de la referencia [1] y fue concebido para representar prácticamente toda la red del SEIN. Los modelos adoptados para la red y sus componentes tienen el suficiente detalle para mostrar todos los fenómenos que se buscan representar ya sea en los análisis de estado estacionario como para las simulaciones del comportamiento transitorio del sistema ante eventos que provoquen variaciones importantes en la frecuencia.

En el año 2004, este modelo fue convertido a formato DigSILENT, para ser utilizado en el estudio [3]. Para el presente estudio se ha revisado y actualizado el modelo DigSILENT, incorporando además las cargas correspondientes a los proyectos de la S.E. Alto Chicama y la S.E. La Cantera, así como la incorporación al SEIN de la C.H. Yuncán y del ciclo combinado en la C.T. Ventanilla, asimismo se ha considerado la repotenciación de la C.H. Callahuanca.

3.2 Escenarios 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 o ciertas contingencias en la red, para la verificación de los esquemas de rechazo de carga/generación que dependen de la frecuencia o contingencias en la red para el esquema dependiente de bajos niveles de tensión.

El análisis se ha desarrollado considerando los escenarios de avenida y estiaje del año 2006 en condiciones de demanda máxima, media y mínima.

4. CRITERIOS Y PREMISAS

4.1 Rangos admisibles para la frecuencia del SEIN

En el Informe Técnico de la referencia [5] la DOCOES ha investigado los rangos de sub y sobrefrecuencia admisibles en unidades de generación hidráulica y térmica, considerados en los requisitos mínimos para el ingreso al sistema en países como Brasil, Argentina y Chile. También se ha recopilado información respecto de las protecciones de frecuencia de unidades de generación en sistemas eléctricos de otros países.

Se puede resumir que las altas frecuencias tienen un mayor impacto sobre la expectativa de vida de las turbinas de las centrales térmicas, que las bajas frecuencias; sin embargo estas últimas, causan daños en los equipos de consumo (motores, bombas, aparatos electrónicos, etc). Por lo mencionado los grupos de generación normalmente tienen instalados relés de frecuencia para desconectarlos al presentarse eventos que conduzcan a condiciones anormales de frecuencia.

Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo máximo de exposición (minutos)
59.5 - 60.5	Sin límite
58.5 - 59.5	50
60.5 - 61.5	
57.9 - 58.5	10
61.5 - 62.1	
57.4 - 57.9	2 (aprox.)
62.21 - 62.6	

Cuadro 4.1 Límites de exposición a la variación de frecuencia

En el Cuadro 4.1 se muestra un rango típico de límites de exposición de unidades de generación ante sub y sobrefrecuencias en los sistemas eléctricos de 60 Hz.

Para efectos del Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN año 2006, se ha adoptado como criterio de frecuencia para el SEIN lo propuesto en el informe [5], que indica lo siguiente: “*Toda unidad de generación del SEIN deberá continuar operando bajo la acción de su sistema de regulación de velocidad para **variaciones de la frecuencia** que estén dentro de los límites de operación en sobrefrecuencia y subfrecuencia que a continuación se indican*”:

- a) Permanecer operando ante variaciones de frecuencia entre 58.5 Hz y 61.5 Hz.
- b) Durante 180 s para variaciones de frecuencia entre 58.0 Hz y hasta 58.5 Hz.
- c) Durante 60 s para frecuencias sobre 61.5 Hz y hasta 62.0 Hz.
- d) Durante 15 s para frecuencias entre 57.5 Hz y bajo 58.0 Hz.
- e) Durante 15 s para frecuencias sobre 62.0 Hz y hasta 63.0 Hz.
- f) La desconexión instantánea para frecuencias inferiores a 57.5 Hz y superiores a 63.0 Hz.

4.2 Criterios de los esquemas de rechazo de carga/generación

4.2.1 Por mínima frecuencia

El esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia está diseñado para enfrentar las más severas perturbaciones, pero contemplando el **sistema interconectado en su conjunto**. Esto implica que las áreas aportarán proporciones semejantes de su demanda para equilibrar los desbalances, cuando la tasa de la variación de la frecuencia es moderada.

Esto ha llevado a definir los siguientes criterios para la elección del esquema que mejor se adapta a la realidad del SEIN:

Protección del SEIN

Este concepto está relacionado con el nivel de sobrecarga luego de una pérdida de generación o del aporte externo desde un determinado subsistema y la fracción de carga a rechazar. En ese sentido, la idea es proteger al sistema hasta un cierto nivel de sobrecarga luego de un evento seleccionado. La sobrecarga luego de este evento se define como la relación entre la pérdida de generación (o aporte externo) y

la generación remanente. Constituye el primer impacto que recibe la generación que queda en servicio, ya que deberá suministrar transitoriamente el déficit producido. El cociente entre la generación perdida y la demanda del sistema antes de la desconexión, permite calcular aproximadamente la fracción de carga que es necesario rechazar para equilibrar el desbalance en el sistema.

En ese sentido se selecciona un evento que provoque la mayor pérdida de generación en el SEIN, así como la condición de demanda en la que se va a ocasionar el mayor porcentaje de sobrecarga. En este escenario de demanda esta sobrecarga va a requerir, en ausencia de reserva de generación, el mayor porcentaje de rechazo de carga para garantizar la recuperación de la frecuencia. Por lo tanto el rechazo de carga total previsto en el esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia debe ser suficiente para cubrir un déficit comparable a la mayor pérdida de generación en el SEIN.

Número, Tipo y Dimensionamiento de las Etapas

El ERACMF se basa en siete etapas activadas por umbral de frecuencia y tiene asignado a todas las áreas el mismo porcentaje de demanda por etapa. Para los relés que actúan por frecuencia se ha adoptado un umbral de arranque a 59 Hz basándose en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en la que se admite una variación súbita de frecuencia de ± 1 Hz.

Asimismo, dispone de señales suplementarias que pueden disparar una o más etapas de umbral en forma anticipada; estas señales suplementarias se activan a partir de una frecuencia inferior a 59.8 Hz y seleccionan las etapas de umbral necesarias según la pendiente de la frecuencia de cada zona del SEIN en particular.

La primera etapa del esquema debe estar diseñada para hacer frente a la desconexión de la unidad más grande del sistema, si este evento se produce en ausencia de reserva en los escenarios de media y máxima demanda. En carga mínima, este evento podría activar la 2da. etapa si no hubiera reserva disponible.

Las magnitudes asignada a las etapas 2 a 7 son el resultado de un compromiso entre las ventajas técnicas de desconectar mayores montos al principio para frenar la caída de la frecuencia y las desventajas económicas de sobredesconectar en los eventos que tienen mayores probabilidades de ocurrir. Las últimas etapas tienen asignada una menor carga para evitar la producción de sobrefrecuencias al producirse estos rechazos cuando hay menor demanda remanente en el sistema.

Selectividad del esquema ante eventos

Cuando se produce una falla que provoca una pérdida de generación de gran envergadura, que puede ser evolutiva (desconexión no-simultánea), el ERACMF debe activar el rechazo de las etapas, disparadas por la tasa de variación de la frecuencia (pendiente) para contener rápidamente la caída de la frecuencia.

Asimismo, el ERACMF debe seleccionar adecuadamente la demanda a desconectar por umbral cuando la frecuencia del sistema, al disminuir con una determinada pendiente igual o inferior a la menor de las pendientes del esquema, pase por las frecuencias de arranque de la 1era y la 7ma etapa. Para que esto sea posible debe existir coordinación entre el paso de frecuencia entre etapas de umbral y la temporización seleccionada para la emisión de la orden de disparo del interruptor, considerando además considerando el tiempo de apertura del interruptor.

Por ejemplo, para una caída de frecuencia que presenta una pendiente que es

levemente inferior a la menor pendiente en el SEIN (-0.65 Hz/s), el tiempo necesario para que se produzca el disparo de la carga asignada en una cierta etapa es de $(0.150 + 0.085)s = 0.235 s$, considerando el tiempo de apertura del interruptor en 85 ms. Esta desconexión sucederá en momentos en que la caída de frecuencia ya ha excitado la etapa siguiente, otorgando un margen de 0.081 s para reestablecer el temporizador y evitar el disparo de esta última etapa si la desconexión de carga de la etapa anterior resultara suficiente. Si se considera la reacción de la demanda con la frecuencia, la discriminación podría ser algo mayor.

Adaptación de la compensación:

Ante la desconexión de importantes bloques de carga debido a una perturbación significativa, se activan señales que disparan los bancos de capacitores asociados a las cargas desconectadas.

4.2.2 Por sobrefrecuencia

El Esquema de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia se diseña para garantizar la estabilidad de la frecuencia en los sistemas aislados que se formen luego de eventos que conduzcan a la separación de áreas con fuertes desequilibrios positivos de generación-demanda. En ese sentido, el esquema estará conformado por el mínimo número de unidades de generación tal que con sus desconexiones se equilibre los desbalances de potencia acelerante en los sistemas aislados, sin provocar descensos en la frecuencia que activen en forma indebida al esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia.

Las separaciones de áreas operativas contempladas en el diseño del esquema, son aquellas posibles de producir por la apertura de una sola línea o de una doble terna a partir del sistema con topología "N".

Conformado el Esquema de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia del SEIN, se debe verificar su desempeño ante eventos de separación de los sistemas interconectados Centro Norte y Sur o ante la desconexión brusca de demanda en el centro de carga (Lima), ya que en el año 2004 se produjo un evento de estas características que provocó sobrefrecuencias en el SEIN.

La NTCSE establece que la frecuencia normal del SEIN está en el rango de 60.0 ± 0.36 Hz, tolerando excursiones súbitas entre 59 y 61 Hz, que deberían ser corregidas en el término de 60 s. Al respecto, en el diseño del esquema se considera 61.0 Hz como el límite máximo de frecuencia al final del evento, pero no se han previsto acciones para llevar la frecuencia al valor nominal dado que la regulación secundaria es normalmente suficiente para efectuar esta tarea y se prefiere antes que la desconexión automática adicional de unidades de generación.

4.2.3 Por mínima de tensión

El Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión toma en cuenta la necesidad de evitar la ocurrencia de un colapso de tensión en la zona de Lima y Sur Medio, así como en el Norte del país cuando se alimente la carga de Machala (Ecuador) en forma radial. Esta situación puede presentarse por la ausencia de medios suficientes de control de tensión y/o cuando ante contingencias, se saturan los enlaces de transmisión que quedan en servicio y que proveen el suministro.

El esquema tiene como objetivo intervenir cuando la tensión cae por debajo de los umbrales críticos en las barras de 220 kV de Lima correspondientes al escenario de

Máxima Demanda, y desconectar la carga necesaria para restituir la tensión a valores superiores a dichos umbrales. De esta manera se aporta un margen de seguridad mínimo para que el operador del sistema efectúe las acciones correctivas necesarias para que la tensión alcance los niveles operativos habituales. Por lo tanto, el esquema no pretende restituir los niveles de tensión habituales, sino generar las condiciones de seguridad para que el operador ejerza las acciones necesarias para lograrlo.

Se debe remarcar que el colapso de tensión provoca la actuación de las protecciones, principalmente la de distancia, con la apertura de 1 o más líneas desmembrando el sistema en forma no controlada. Asimismo, estas bajas tensiones en el SEIN podrían producir también la desconexión de los servicios auxiliares de algunas unidades de generación, agravando y deteriorando la calidad de servicio en general.

Las características previas al fenómeno de un colapso, muestran una caída sostenida de la tensión, un incremento de la carga, el aporte capacitivo de las líneas de transmisión decrece proporcionalmente al cuadrado de la tensión y se incrementan las pérdidas reactivas con el cuadrado de la corriente. Debido a estas características particulares del fenómeno, no siempre la coordinación de las acciones correctivas manuales suele ser eficaz para evitar el colapso, por ello es deseable contar con este esquema de rechazo como una última línea de defensa para evitar el colapso.

5. MODELO DINAMICO DEL SEIN

Este acápite tiene como objetivo mostrar la validez del modelo dinámico del SEIN a ser utilizado en los estudios de verificación del comportamiento transitorio del sistema, mediante la aplicación del software DigSILENT.

Se debe remarcar que en el informe de la referencia [6] se muestran los resultados de un conjunto de pruebas realizadas a las principales unidades de generación del SEIN, a partir de las cuales se ha obtenido características dinámicas asociadas a la regulación primaria de frecuencia de estas unidades. Dada la importancia de las características dinámicas de estas unidades de generación sobre el comportamiento de la frecuencia del sistema, se ha actualizado el modelo dinámico del SEIN incorporando los valores experimentales de las constantes de inercia y estatismo permanente. Asimismo, se ha tomado en cuenta el efecto de las zonas muertas que existen en los reguladores de velocidad de las centrales que fueron ensayadas en el marco del estudio mencionado.

En función de la ubicación de las instalaciones del sistema peruano y considerando que las cargas en las diferentes zonas del país tienen una composición particular, por lo tanto un comportamiento dinámico diferente, el SEIN ha sido dividido en las siguientes zonas:

- (a) Costa Norte.
- (b) Costa Centro.
- (c) Costa Sur.
- (d) Sierra Centro.
- (e) Sierra Sur.

Luego, con el modelo dinámico DigSilent del SEIN actualizado, se ha reproducido el comportamiento transitorio de la frecuencia del SEIN ante eventos que no han

provocado la actuación del ERACMF (o cuando el rechazo de carga fue pequeño), para verificar su desempeño. En ese sentido, mediante la comparación de los resultados obtenidos de las simulaciones con los registros de frecuencia tomados durante el evento, se ha obtenido un modelo empírico para las cargas para cada una de las zonas del SEIN.

5.1 Modelos de cargas

También es pertinente indicar que en el modelo dinámico DigSILENT del SEIN se ha incorporado el efecto de los motores síncronos y asíncronos existentes en las instalaciones de Southern Perú, Sider Perú y Hierro Perú, los cuales han sido modelados como tales utilizando las opciones que provee el programa Power Factory (PF) de DigSILENT. Se debe remarcar que es importante la incorporación de los motores de Southern Perú porque constituyen inercias que tienen un efecto importante sobre las variaciones de frecuencia del Sistema Interconectado Sur (SIS), sobre todo cuando se pierde la interconexión con el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). Con el efecto de estas masas rotantes se obtiene una mejor aproximación del comportamiento de la frecuencia en el SIS aislado.

El resto de la carga en el SEIN ha sido modelada suponiendo una cierta composición que incluye una parte que puede ser modelada como de impedancia constante (modelo estático) y la otra parte, que presenta comportamiento dinámico. La componente dinámica de la carga ha sido representada mediante el siguiente modelo disponible en el PF de DigSILENT:

$$\Delta P_L = K_{PV} * \Delta V + K_{PF} * \Delta f$$

$$\Delta Q_L = K_{QV} * \Delta V + K_{QF} * \Delta f$$

Con este modelo se expresa la dependencia que algunas cargas presentan con respecto a la tensión y la frecuencia, mediante los coeficientes K_{PV} , K_{PF} , K_{QV} y K_{QF} .

Por lo tanto, dependiendo de la condición de operación del SEIN (horas de mínima, media o máxima demanda), se ha asumido una cierta composición (estática y dinámica) de la carga en cada zona del sistema. Para el ajuste de los coeficientes del modelo dinámico de carga, se ha tomado como iniciales los valores de los coeficientes utilizados en la referencia [3], que luego han sido modificados de modo empírico para obtener mediante simulaciones una aproximación al comportamiento real de la frecuencia del SEIN en los eventos seleccionados.

5.2 Eventos Analizados

La base de datos de eventos esta conformada por los Informes Técnicos de Análisis de Fallas del año 2005, de los cuales se ha seleccionado algunos eventos en los que se produjo una variación de frecuencia, sin provocar la actuación del ERACMF o disminuciones de carga o en caso contrario, que solo haya habido una magnitud pequeña de rechazo o disminución de carga. Ajustando empíricamente el modelo de la carga para cada zona y mediante simulaciones con el programa DigSILENT, se aproximó el comportamiento de la frecuencia registrada en los eventos seleccionados.

El análisis se ha efectuado simulando seis eventos ocurridos en el primer semestre del año 2005, los cuales han sido escogidos porque fueron desconexiones de una unidad de generación sin rechazo de carga o con rechazos de carga mínimos.

Los eventos seleccionados para la validación del modelo dinámico del SEIN se enumeran a continuación.

- (1) Desconexión del grupo TG3 de la C.T. Ventanilla a las 13:28 horas del 05.05.2005, cuando estaba entregando 152 MW. Como consecuencia la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59.918 Hz hasta aproximadamente 59.012 Hz, activando el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (RACMF), interrumpiendo 15.94 MW.
- (2) Desconexión del grupo TGN4 de la C.T. Malacas a las 04:49 horas del 13.05.2005, cuando estaba entregando 82 MW. La frecuencia del SEIN disminuyó desde 59.949 Hz hasta aproximadamente 59.319 Hz.
- (3) Desconexión del grupo TG3 de la C.T. Ventanilla a las 15:09 horas del 13.05.2005, cuando estaba entregando 152 MW. Debido a esta desconexión, la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59.92 Hz hasta aproximadamente 59.024 Hz, activando el RACMF e interrumpiéndose 3.77 MW.
- (4) Desconexión del grupo TGN4 de la C.T. Malacas a las 04:56 horas del 09.06.2005, cuando estaba entregando 83 MW. Como consecuencia la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59.906 Hz hasta aproximadamente 59.255 Hz.
- (5) Desconexión de grupo TG7 de la C.T. Santa Rosa a las 18:14 horas del 13.06.2005, cuando estaba entregando 109 MW. La frecuencia del SEIN disminuyó desde 59.947 Hz hasta aproximadamente 59.275 Hz.
- (6) Desconexión de grupo TG7 de la C.T. Santa Rosa a las 10:38 horas del 26.06.2005, cuando estaba entregando 110 MW. Por ello la frecuencia del SEIN disminuyó desde 60.060 Hz hasta aproximadamente 59.351 Hz.

Por la hora de ocurrencia, los eventos (1), (3) y (5) se han considerado como eventos producidos en horas de mínima demanda, mientras que los (2) y (4) se pueden ubicar en horas de media demanda y el evento (6) en horas de máxima demanda.

5.3 Criterios de ajuste del modelo de carga

Estos eventos de pérdida de generación han sido simulados, con el criterio de lograr un acercamiento a la pendiente de caída de la frecuencia luego de la desconexión del grupo o central, obtener el valor mínimo de frecuencia alcanzado y el valor final de la frecuencia registrados en el evento.

5.3.1 Pendiente de caída de la frecuencia

Debido al déficit de generación provocado por la desconexión de generación, la frecuencia descenderá presentando una determinada pendiente. Se debe indicar que la pendiente de caída de la frecuencia depende en forma directa del desbalance de generación provocado por la falla y es inversamente proporcional a la constante de inercia equivalente del sistema. En esta constante de inercia equivalente esta

incluida la inercia de todos los motores importantes que están operando en el sistema.

5.3.2 Valor mínimo de la frecuencia

Como en los eventos simulados no ocurrieron rechazos de carga por mínima frecuencia, el valor mínimo de la frecuencia depende de una superposición de los siguientes efectos: la respuesta inicial de los reguladores de velocidad, la reserva de regulación primaria del sistema y el comportamiento de la carga respecto de la frecuencia. Se puede decir que las cargas con alto componente dinámico desempeñan un papel importante en el transitorio de caída de la frecuencia, ya que delimitan el valor mínimo de la frecuencia y aceleran el transitorio de recuperación y llegada al valor final de la frecuencia.

5.3.3 Valor final de la frecuencia

Una vez que ha concluido el transitorio de regulación primaria, la frecuencia del sistema alcanza su valor final, que depende fundamentalmente del estatismo equivalente del sistema.

Es necesario remarcar que el estatismo equivalente del sistema depende del estatismo particular de cada unidad de generación en operación, de la banda muerta de su regulador de velocidad y de la disponibilidad de reserva en el grupo para ejercer la regulación primaria. Se debe mencionar que los resultados del estudio de la referencia [6], muestran que los reguladores de velocidad de las unidades de generación de las centrales Aguaytía, Ventanilla y Malacas, poseen bandas muertas ajustadas en ± 1 Hz, ± 0.5 Hz y ± 0.5 Hz, respectivamente. El efecto real de este ajuste de la banda muerta es anular la acción de sus reguladores de velocidad, de tal manera que no reaccionarán frente a los eventos que provoquen cambios en la frecuencia inferiores o del orden de sus bandas muertas. Para efectos de la regulación de frecuencia del sistema es como si estas centrales tuvieran un estatismo muy grande, incrementando el estatismo equivalente del sistema.

En el caso de las unidades hidráulicas, cuando están despachadas a su máxima potencia no les queda ningún margen para que sus reguladores de velocidad ejerzan la regulación primaria de frecuencia. Un efecto similar se presenta cuando los grupos operan bajo la acción del limitador de carga, como es el caso de unidades de la C.H. Mantaro [6] o cuando tienen una zona de insensibilidad grande, como es el caso de CH Chimay [6]. En cualquiera de las situaciones mencionadas, el efecto práctico sobre el sistema es que el estatismo de estas unidades es muy grande, con lo cual el estatismo equivalente del sistema resulta a su vez un valor alto.

5.4 Resultados de la evaluación de los eventos seleccionados

En el Informe Técnico [7] se muestran los resultados de una evaluación de la respuesta de la regulación primaria de la frecuencia del sistema en los eventos seleccionados.

Los resultados de esta evaluación para los eventos analizados indican que la regulación primaria del SEIN se sustenta prácticamente en el aporte de los grupos de generación de las centrales hidroeléctricas de Huinco, Charcani V, San Gabán II y Restitución (el aporte de esta central a la regulación primaria de frecuencia tiene una duración limitada), que aportan el 80 % de la energía regulante del sistema.

En el Cuadro 5.1 se muestra el valor del estatismo equivalente del SEIN para las condiciones de operación y las desconexiones de los eventos seleccionados, y el

efecto de la C.H. Huinco. Se puede comentar que en condiciones de mínima demanda, no está despachada esta central y el estatismo equivalente es del orden del 21 %; en media demanda (con solo 2 grupos) el estatismo es cercano al 16 %, mientras que en máxima demanda el estatismo equivalente es del 10 %, con los 4 grupos de la C.H. Huinco en operación.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Estatismo equivalente (%)
1	5/5/2005	13:28	Desconexión de TG3 Ventanilla 152 MW	15.1
2	13/05/2005	4:49	Desconexión de TG4 Malacas 82 MW	22.2
3	13/05/2005	15:09	Desconexión de TG3 Ventanilla 152 MW	17.1
4	9/6/2005	4:56	Desconexión de TG4 Malacas 84 MW	20.2
5	13/06/2005	18:14	Desconexión de TG7 Santa Rosa 109 MW	9.4
6	26/06/2005	10:38	Desconexión de TG7 Santa Rosa 110 MW	15.0

Cuadro 5.1 Estatismo equivalente del SEIN

5.4.1 Metodología y resultados de las simulaciones

A partir de los criterios enunciados y los resultados de la evaluación de los eventos seleccionados, las simulaciones de los 6 eventos se han realizado con la siguiente metodología:

- (1) Utilizar inicialmente un modelo de carga de impedancia constante y verificar el valor final de la frecuencia, para ello se debe considerar que el 80 % de la energía regulante la proveen los grupos de las centrales hidroeléctricas de Huinco, Charcani V, San Gabán II y Restitución. Para ello se ha desactivado el efecto de los reguladores de velocidad del resto de centrales despachadas en el SEIN.
- (2) Lograda una adecuada aproximación al valor final registrado de frecuencia, se cambia empíricamente la participación de la componente dinámica de la carga hasta conseguir una adecuada aproximación al valor mínimo de frecuencia registrada en el evento.

Los resultados de las simulaciones se muestran en las figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6.

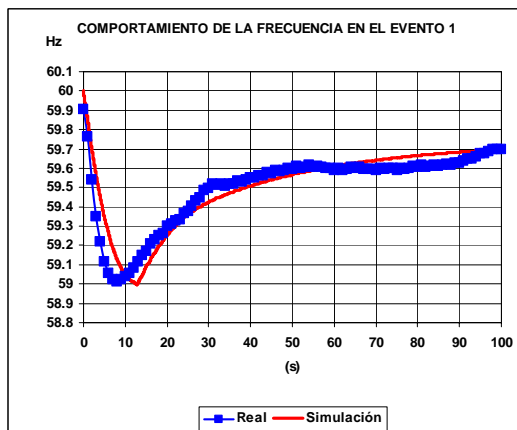


Figura 5.1 Evento 1

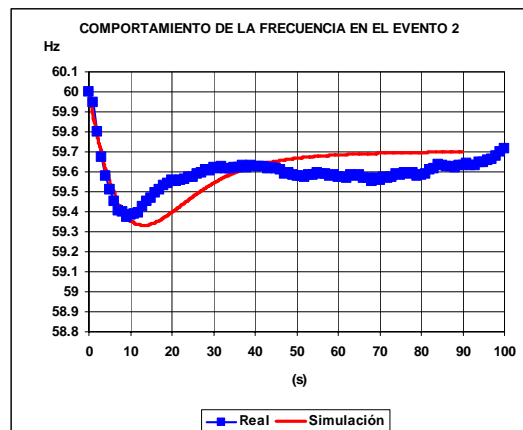


Figura 5.2 Evento 2

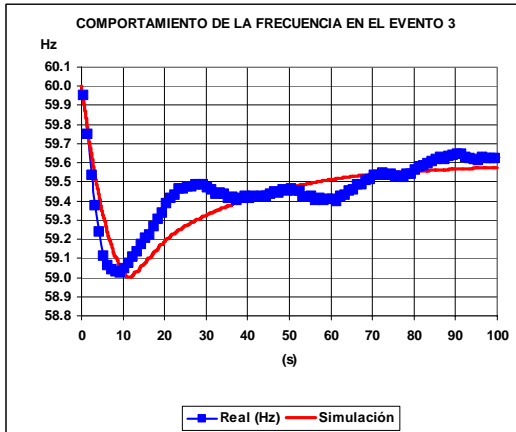


Figura 5.3 Evento 3

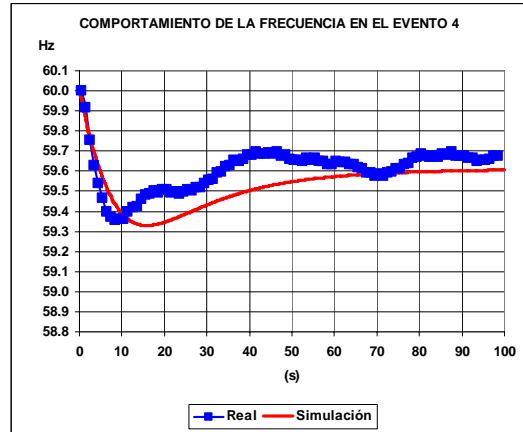


Figura 5.4 Evento 4

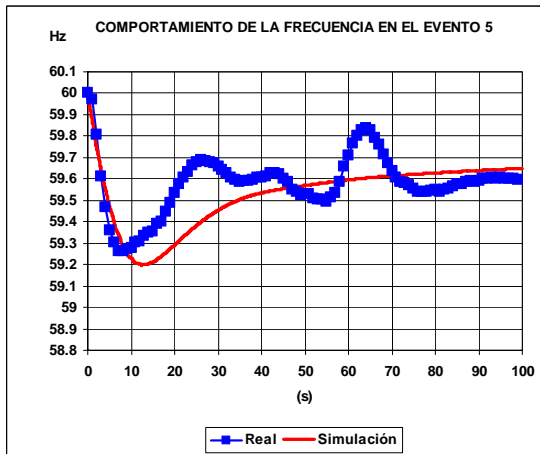


Figura 5.5 Evento 5

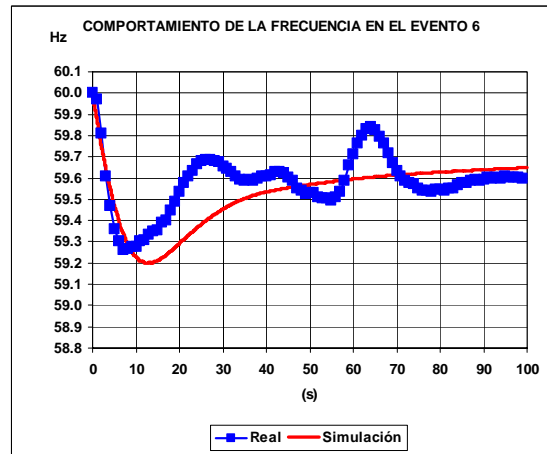


Figura 5.6 Evento 6

Se aprecia que el comportamiento transitorio de la frecuencia del SEIN, obtenido mediante simulaciones de los 6 eventos analizados, muestra una apropiada aproximación a la evolución en el tiempo de la frecuencia registrada durante el evento. Con lo cual se concluye que el modelo dinámico DlgSILENT provee una razonable aproximación a la pendiente de caída, al valor mínimo y al valor final de la frecuencia registrados en los eventos seleccionados, y puede ser utilizado para la predicción del comportamiento de la frecuencia del SEIN para los fines del estudio.

6. ESCENARIOS BASE

6.1 Resultados de la operación en estado estacionario del SEIN

El análisis se ha desarrollado considerando los escenarios de avenida y estiaje del año 2006 en condiciones de demanda máxima, media y mínima, que se resumen en el Cuadro 6.1.

Las demandas en barras han sido tomadas de [8] y se muestran en el Anexo A con los despachos de las centrales.

HIDROLOGIA	AVENIDA			ESTIAJE		
CONDICION DE DE CARGA	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
TOTAL DESPACHO (MW)	3263.4	3189.0	2195.0	3278.9	3193.9	2191.6
CARGA MOTORES (MW)	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7
CARGA (MW)	2881.8	2807.0	1879.0	2911.8	2835.6	1898.9
TOTAL CARGA (MW)	3066.6	2991.8	2063.7	3096.5	3020.3	2083.6
PERDIDAS (MW)	196.7	197.2	131.1	182.3	173.7	108.0

Cuadro 6.1 Características de los escenarios base del SEIN

En los Cuadros 6.2 a, b y c se resume los resultados de los flujos de potencia en las principales líneas de transmisión del SEIN, de los 6 casos base del estudio y en el Anexo B los Planos de Resultados de cada caso.

Epoca	Carga	Talara-Zorritos	Talara-Piura	Piura-Chiclayo	Chiclayo-Guadalupe	Guadalupe-Trujillo
Avenida	Máxima	17.4	47.5	-8.2	-17.3	19.5
	Media	15.1	51.9	4.0	42.3	33.0
	Mínima	12.1	-24.7	-50.6	-19.3	-36.2
Estiaje	Máxima	-0.8	95.5	55.5	14.2	-5.7
	Media	-3.0	84.9	52.9	24.5	14.2
	Mínima	12.3	70.9	18.3	1.2	-15.7

Cuadro 6.2 a Flujo de Potencia (MW) en líneas de 220 kV

Epoca	Carga	Trujillo-Chimbote	Chimbote-Paramonga	Mantaro-Socabaya	Socabaya-Moquegua	Moquegua-Puno
Avenida	Máxima	-120.9	23.6	163.9	140.7	-20.2
	Media	-97.9	54.0	127.1	145.4	-37.2
	Mínima	-127.4	-51.7	196.7	159.7	-11.4
Estiaje	Máxima	-147.0	-98.8	-34.6	-69.7	-3.4
	Media	-117.7	-61.1	-64.5	-55.6	-13.0
	Mínima	-107.3	-109.9	138.6	59.6	-5.7

Cuadro 6.2 b Flujo de Potencia (MW) en líneas de 220 kV

Epoca	Carga	Quencoro-Tintaya	Tintaya-Callalli	Azangaro-Ayaviri	Azángaro-Juliaca	Juliaca-Puno
Avenida	Máxima	24.1	12.3	25.7	54.0	35.6
	Media	28.3	19.3	26.7	54.7	44.1
	Mínima	39.4	5.6	2.9	23.1	16.1
Estiaje	Máxima	24.7	16.2	29.4	36.4	18.7
	Media	29.1	15.6	22.1	28.7	19.3
	Mínima	40.2	11.7	8.5	17.4	10.4

Cuadro 6.2 c Flujo de Potencia (MW) en líneas de 138 kV

7. VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SEIN ANTE EVENTOS QUE PROVOCAN MINIMA FRECUENCIA

7.1 Esquema Básico Vigente de RACMF

El Esquema Básico Vigente de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBVRACMF) se muestra en el Cuadro 7.1 y esta conformado por 7 etapas de rechazo de carga, que representan un rechazo total del 48 % de la demanda de referencia.

**BLOQUES DE RECHAZO DE CARGA EN CADA ETAPA
AJUSTE DE RELES**

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	Relés de umbral		Relés de derivada de frecuencia						
		(Hz)	(s)	Zona Norte		Zona Centro		Zona Sur		Arranque
				(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz)
1	4.2%	59.00	0.15	-1.4	0.4	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
2	7.8%	58.90	0.15	-1.4	0.4	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
3	10.0%	58.80	0.15	-1.8	0.4	-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	8.0%	58.60	0.15			-1.4	0.15	-2.1	0.15	59.8
6	5.5%	58.50	0.15							
7	2.5%	58.40	0.15							

Cuadro 7.1 Esquema Básico Vigente del RACMF

Las siete etapas 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 señales suplementarias, como se explica a continuación:

- (i) En la Zona Norte del SEIN, se disparan las etapas 1 y 2 con una derivada de frecuencia de -1.4 Hz/s, mientras que la etapa 3 es disparada con -1.8 Hz/s, con temporizaciones de 400 ms ambas medidas a partir de 59.8 Hz.
- (ii) En el Centro, se disparan las etapas 1, 2 y 3 con una derivada de frecuencia de -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.

Las temporizaciones no incluyen el tiempo de accionamiento del interruptor, el cual ha sido supuesto en todos los casos como 85 ms.

7.2 Indicadores Preliminares y Dimensionamiento de etapas

En el Cuadro 7.2 se muestran los indicadores referidos al nivel de protección que provee el ERACMF. Se aprecia que la mayor pérdida de generación en el SEIN se produce al simular la desconexión de los siete grupos de la C.H. Mantaro y los tres grupos de la C.H. Restitución. El mayor porcentaje de sobrecarga se presenta en la condición de mínima demanda en avenida.

En este escenario de mínima demanda, la sobrecarga es de 62 %, que requiere aproximadamente un rechazo de carga del 41 % del total de la demanda, en ausencia de reserva de generación.

Por lo tanto, para un índice de sobrecarga de 62.0 %, el rechazo de carga total previsto del 48 % de la demanda es suficiente para cubrir un déficit comparable a la pérdida de las Centrales de Mantaro y Restitución.

INDICADOR	AVENIDA 2006			ESTIAJE 2006		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
MAYOR PERDIDA DE GENERACION	841.6	841.6	841.6	808.0	808.0	625.0
GENERACION REMANENTE	2421.8	2347.4	1353.4	2473.0	2392.3	1567.7
MAYOR SOBRECARGA (%)	35	36	62	33	34	40
PORCENTAJE DE RECHAZO (%)	27	28	41	26	27	30

Cuadro 7.2 Indicadores de sobrecarga/rechazo del ERACMF

En cuanto a la primera etapa (4.2 %) del ERACMF se puede decir que está preparada para hacer frente a la desconexión de la unidad más grande del sistema (Grupos de la C.T. Ventanilla), si este evento se produce en ausencia de reserva en los escenarios de avenida y máxima y media demanda en estiaje. En carga mínima en estiaje, este evento activaría la 2da. etapa si no hubiera reserva disponible.

INDICADOR	AVENIDA 2006			ESTIAJE 2006		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
PERDIDA DE GRUPO	154.7	154.7	87.0	154.7	154.7	154.5
GENERACION REMANENTE	3108.6	3034.3	2107.9	3126.2	3045.5	2038.2
SOBRECARGA (%)	5.0	5.1	4.1	4.9	5.1	7.6
PORCENTAJE DE RECHAZO (%)	5.0	5.2	4.2	5.0	5.1	7.4

Cuadro 7.3 Dimensionamiento de la primera etapa del ERACMF

Las etapas 2 a 7 han sido distribuidas considerando una solución de compromiso entre las ventajas técnicas que se obtiene al desconectar mayores montos al principio del proceso de rechazo automático de cargas, para frenar la caída de la frecuencia, y las desventajas económicas al sobredesconectar cargas en los eventos que tienen mayores probabilidades de ocurrir.

Se debe remarcar que las últimas etapas tienen asignada una menor carga, con la finalidad de evitar eventos de sobrefrecuencia, en virtud a que el impacto de una desconexión de carga es mayor cuanto menor es la demanda remanente en el sistema.

7.3 Metodología de análisis

Los pasos seguidos en el análisis de la aplicación del Esquema Básico Vigente de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBVRACMF) a las cargas del SEIN son:

- (i) Se aplica la estructura del EBVRACMF a todas las cargas del SEIN. Para el análisis del SEIN alimentando la carga de Machala, estas cargas serán incorporadas con las magnitudes y con los esquemas de rechazo de carga mostrados en el Anexo C.
- (ii) Se ha implementado en los archivos DigSilent el "Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido (idealizado) del SEIN", que consiste en ubicar en cada barra de carga un relé de umbral de mínima frecuencia y otro relé de gradiente de frecuencia, con 7 etapas de rechazo, con los mismos porcentajes de rechazo y ajustes del Esquema Básico Vigente.
- (iii) Efectuar las simulaciones de un conjunto de eventos para probar y validar el "Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido" propuesto, verificando el cumplimiento de los criterios y restricciones

supuestas para el desarrollo del estudio. Asimismo, se considera las desconexiones de los bancos de capacitores de las cargas rechazadas.

7.4 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido (ERACMFUD)

Conceptualmente el ERACMFUD del SEIN es un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia idealizado que se ajusta al criterio de equidad enunciado en el ítem (d) del numeral 7.2.2 de la NTCOTR, el cual indica que se elaborará el estudio de rechazo de carga considerando ***“iguales porcentajes de carga para todos los integrantes de distribución y clientes libres, en la participación de los esquemas de rechazo o reconexión automática de carga definidos por la DOCOES”***.

En ese sentido, el ERACMFUD considera a todas las cargas del sistema para obtener la respuesta idealizada de la frecuencia del SEIN ante eventos que provoquen desbalances en la potencia acelerante del sistema. Su actuación en las simulaciones arrojará las menores magnitudes de carga a rechazar en las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN, para garantizar la estabilidad del sistema ante eventos de provoquen mínimas frecuencias.

Los resultados de las simulaciones de desempeño del ERACMFUD permitirán verificar la validez de las especificaciones del Esquema Básico Vigente del RACMF o la necesidad de modificarlas. Asimismo, constituye el patrón de referencia para la aplicación del Esquema Básico Vigente del RACMF a las cargas del SEIN, ya que retiene el criterio de equidad en el rechazo de todas las cargas del SEIN y desde luego, el efecto de la ubicación de las cargas en cada zona del sistema.

En el Anexo C se muestra las magnitudes de rechazo de carga disponibles por etapa del ERACMFUD en cada una de las subestaciones de alta tensión de las zonas del SEIN.

7.5 Desconexión de unidades de generación

Para los fines de verificación del desempeño del ERACMFUD, 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 avenida como para estiaje.

Se han considerado: C.T. Talara, C.H. Machupicchu, C.H. San Gabán II, C.H. Charcani V, C.H. Yuncán, C.H. Chimay y Yanango, C.H. Aguaytía, C.H. Huinco, C.H. Cañón del Pato, C.T. Ventanilla, C.H. Mantaro y C.H. Restitución.

En los Cuadros 7.4 y 7.5 se muestran los casos simulados, se debe destacar que el evento de pérdida de generación de 4 grupos de C.H. Mantaro y 2 grupos de C.H. Restitución se sustenta en virtud a que en los años 2002 y 2003 han ocurrido eventos similares en los que salieron de servicio 4 grupos de la C.H. Mantaro y reducciones en la generación de C.H. Restitución totalizando cerca de 490 MW.

**Actualización del Esquema de Rechazo Automático
de Carga/Generación del SEIN Año 2006
INFORME FINAL**

Evento	Descripción	Escenario
Ave01	Desconexión de grupo C.H. Charcani V con 130 MW	Máxima en Avenida
Ave02	Desconexión de C.H. Huinco con 219 MW	
Ave03	Desconexión de C.H. Cañón del Pato con 240 MW	
Ave04	Desconexión de C.T. Ventanilla con 308 MW	
Ave05	Desconexión de 4 grupos de C.H. Mantaro y 2 grupos de C.H. Restitución con 545.6 MW	
Ave06	Desconexión de C.H. Chimay con 150 MW	Media en Avenida
Ave07	Desconexión de C.H. Chimay y C.H. Yanango con 192.6 MW	
Ave08	Desconexión de C.H. Cañón del Pato con 240 MW	
Ave09	Desconexión de C.T. Ventanilla con 308 MW	
Ave10	Desconexión de 4 grupos de C.H. Mantaro y 2 grupos de C.H. Restitución con 545.6 MW	
Ave11	Desconexión de C.H. Chimay y C.H. Yanango con 142.6 MW	Mínima en Avenida
Ave12	Desconexión de 2 grupos de C.H. Mantaro y 1 grupo de C.H. Restitución con 282.5 MW.	
Ave13	Desconexión de 4 grupos de C.H. Mantaro y 2 grupos de C.H. Restitución con 545.6 MW	
Ave14	Desconexión de C.H. Mantaro y C.H. Restitución con 841.6 MW	

Cuadro 7.4 Eventos de desconexión de generación en avenida

Evento	Descripción	Escenario
Est01	Desconexión de C.T. Aguaytía con 165.2 MW	Máxima en Estiaje
Est02	Desconexión de C.H. Restitución con 208 MW	
Est03	Desconexión de Ciclo Combinado de C.T. Ventanilla con 240 MW	
Est04	Desconexión de C.T. Ventanilla con 394.75 MW	
Est05	Desconexión de C.T. Aguaytía con 165.2 MW	Media en Estiaje
Est06	Desconexión de C.H. Restitución con 208 MW	
Est07	Desconexión de Ciclo Combinado de C.T. Ventanilla con 240 MW	
Est08	Desconexión de C.T. Ventanilla con 394.75MW	
Est09	Desconexión de C.T. Aguaytía con 165.2 MW	Mínima en Estiaje
Est10	Desconexión de Ciclo Combinado de C.T. Ventanilla con 240 MW	
Est11	Desconexión de C.T. Ventanilla con 394.75 MW	

Cuadro 7.5 Eventos de desconexión de generación en estiaje

Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia del SEIN en las simulaciones de los eventos de los Cuadros 7.4 y 7.5 se consignan en el ANEXO D.

7.5.1 Comportamiento en Avenida

En el Cuadro 7.6 se resume algunos resultados de interés, referidos a los casos simulados en época de avenida del año 2006, para las condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Los resultados indican que en la condición de avenida, el Esquema de Rechazo Automático de Carga Uniformemente Distribuido (ERACMFUD) del SEIN se activa a partir de pérdidas de generación del orden de 130 MW.

Asimismo, se aprecia que normalmente existe equidad en las magnitudes de carga rechazada en el SICN y en el SIS, característica que es explicable debido a que este esquema idealizado de rechazo de carga por mínima frecuencia considera a todas las cargas reguladas y libres del SEIN.

También es importante destacar que los eventos de pérdida de generación referidos a la pérdida de 4 grupos de la C.H. Mantaro y 2 grupos de C.H. Restitución o de todos los grupos de estas centrales, en la condición de avenida, activan las etapas de derivada del SICN para contener la caída súbita de la frecuencia por la magnitud de la generación desconectada. En ese sentido, en el evento 5 (máxima demanda) el rechazo de carga por derivada representa el 80 % del rechazo total, mientras que en el evento 10 (media demanda) representa el 22 % y en los eventos de mínima

demanda (13 y 14) el rechazo por derivada constituye el 37 % y 30 % respectivamente.

Evento	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (MW)			Rechazo de Carga (% de su demanda)		
				SICN	SIS	TOTAL	SICN	SIS	SEIN
Ave01	130	59.00	59.75	106.0	21.9	127.9	4.2%	4.1%	4.2%
Ave11	143	58.98	59.25	68.6	17.1	85.7	4.2%	4.1%	4.2%
Ave06	150	58.99	59.50	105.3	19.4	124.7	4.2%	4.1%	4.2%
Ave07	193	58.97	59.45	105.3	19.4	124.7	4.2%	4.1%	4.2%
Ave02	219	58.99	59.43	106.0	21.9	127.9	4.2%	4.1%	4.2%
Ave03	240	58.90	59.34	157.4	62.2	219.6	6.2%	11.6%	7.2%
Ave08	240	58.90	59.30	137.4	55.1	192.5	5.5%	11.5%	6.4%
Ave12	282	58.86	59.24	196.0	48.5	244.5	11.9%	11.6%	11.8%
Ave04	308	58.90	59.95	302.7	62.2	365.0	12.0%	11.6%	11.9%
Ave09	308	58.89	59.84	300.8	55.1	355.9	12.0%	11.5%	11.9%
Ave05	546	58.90	59.43	482.7	49.6	532.3	19.1%	9.2%	17.4%
Ave10	546	58.73	60.31	544.3	101.5	645.8	21.7%	21.2%	21.6%
Ave13	546	58.87	60.19	514.0	120.2	634.2	31.3%	28.6%	30.7%
Ave14	842	58.40	60.00	743.7	184.9	928.6	45.2%	44.0%	45.0%

Cuadro 7.6 Resultados de desconexión de generación en avenida

En la Figura 7.1 se muestra un resumen del desempeño esperado del ERACMFUD en la condición de avenida, el cual puede ser considerado como satisfactorio en cuanto a las magnitudes de carga a rechazar y pesimista respecto al pronóstico del valor de la frecuencia al final del evento.

Aun cuando podría optimizarse los porcentajes por etapa de este esquema idealizado, los valores actuales se consideran apropiados ya que al aplicarse el ERACMFUD a las cargas existentes en el SEIN, el esquema que se implante será aproximado al idealizado, por el carácter discreto de la carga que poseen los alimentadores a ser rechazados o si es un motor este debe ser ubicado en una etapa en particular. En ese sentido el esquema implantado en el SEIN debe mostrar la mayor cercanía posible al esquema idealizado (ERACMFUD).

En cuanto al valor final de la frecuencia, se puede decir que es algo pesimista ya que en el modelo dinámico del SEIN solo esta considerado el efecto de los reguladores de velocidad de las centrales hidroeléctricas de Huinco, Charcani V, Restitución y San Gabán II, que aportan el 80 % de la energía regulante del sistema.

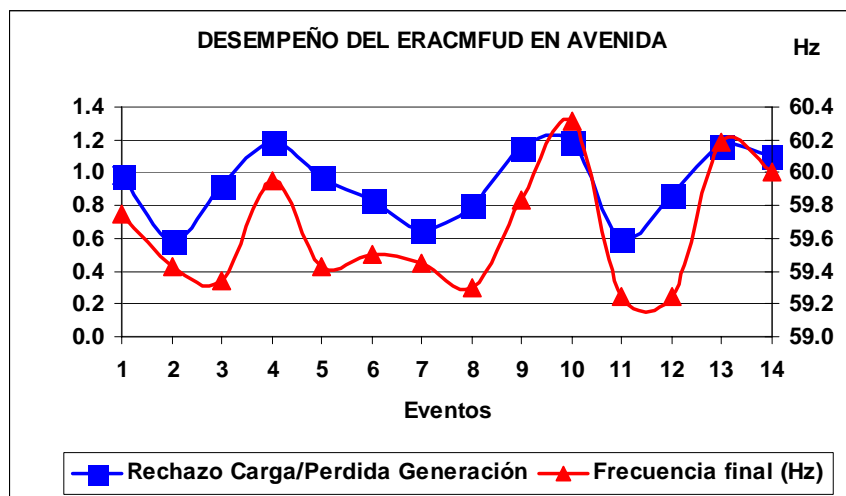


Figura 7.1 Desempeño del ERACMFUD en Avenida

Se debe remarcar que los eventos 11 y 12, presentan la menor frecuencia final ya que corresponden a la situación de mínima demanda en la que no se cuenta con la capacidad regulante de los grupos de C.H. Huinco, razón por la cual los estadismos equivalentes del SEIN para mínima demanda son del orden del 21 %. Sin embargo se debe precisar que estos valores finales de frecuencia serán algo mayores cuando en la situación real intervenga el 20 % de capacidad regulante del resto de centrales cuyo efecto no esta considerado en el modelo.

7.5.2 Comportamiento en Estiaje

En el Cuadro 7.7 se resume algunos resultados de interés, referidos a los casos simulados en época de estiaje del año 2006, para las condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Evento	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (MW)			Rechazo de Carga (% de su demanda)		
				SICN	SIS	TOTAL	SICN	SIS	SEIN
Est01	165	58.98	59.69	107.1	22.1	129.1	4.2%	4.1%	4.2%
Est05	165	58.99	59.62	101.0	19.5	120.5	4.0%	4.0%	4.0%
Est09	165	58.98	59.57	69.4	17.4	86.8	4.2%	4.1%	4.2%
Est02	208	58.89	59.62	140.4	30.7	171.1	5.5%	5.7%	5.5%
Est06	208	58.90	59.43	107.5	19.5	127.0	4.2%	4.0%	4.2%
Est03	240	58.89	59.44	115.8	22.1	137.8	4.5%	4.1%	4.5%
Est07	240	58.95	59.38	106.4	19.5	125.9	4.2%	4.0%	4.2%
Est10	240	58.88	59.80	196.0	48.8	244.9	11.8%	11.4%	11.8%
Est04	395	58.81	59.59	305.8	62.7	368.5	12.0%	11.6%	11.9%
Est08	395	58.81	59.54	313.9	55.4	369.2	12.4%	11.5%	12.2%
Est11	395	58.76	59.99	363.2	89.9	453.1	21.9%	21.1%	21.7%

Cuadro 7.7 Resultados de desconexión de generación en estiaje

Por otro lado, en la Figura 7.2 se muestra un resumen del desempeño esperado del ERACMFUD en la condición de estiaje, el cual puede ser considerado como satisfactorio. Se debe remarcar que en estos escenarios además de las centrales hidroeléctricas están rotando unidades térmicas a gas como TG7 Westinghouse (C.T. Santa Rosa), tercer grupo de C.T. Ventanilla, las unidades 1, 2 y 3 de la C.T. Malacas, que le dan mayor inercia al SEIN.

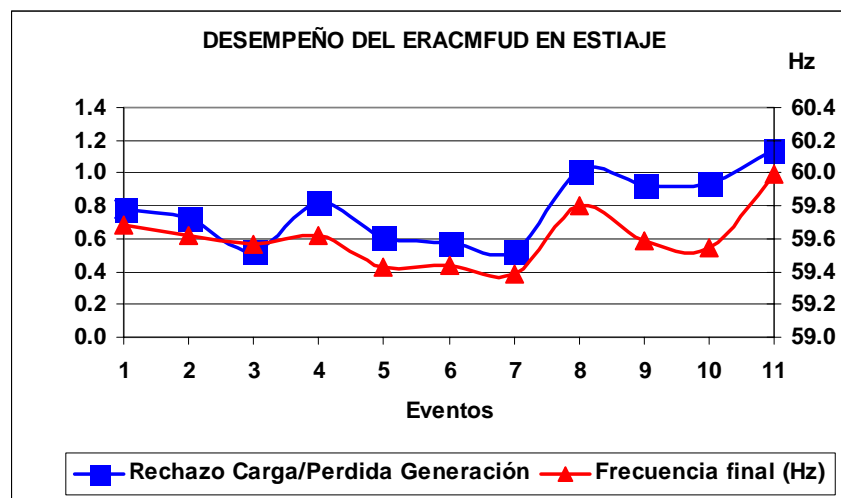


Figura 7.2 Desempeño del ERACMFUD en Estiaje

7.6 Recierre exitoso de la línea Quencoro-Tintaya con 39.38 MW en mínima demanda en avenida

Otro evento que se simuló es el recierre exitoso en la línea Quencoro-Tintaya, situación que se ha presentado en los primeros meses del año 2005 y provocó la operación de relés de derivada de frecuencia en algunas cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, Abancay y Andahuaylas. Por ello se ha simulado una falla monofásica a tierra en la fase "R" aproximadamente en el punto medio de la LT Quencoro-Tintaya, que se despeja en 100 ms y que recierra exitosamente en 800 ms.

En la Figura 7.3 se muestra el comportamiento de la frecuencia en la barra de 138 kV de la S.E. Quencoro. Se aprecia que la falla provoca disminuciones transitorias en la frecuencia de la zona (Cusco-Abancay y Quencoro), con derivadas de frecuencia del orden de -3.2 Hz/s que activan los relés de derivada de frecuencia hasta de la 5ta etapa del ERACMFUD y provocando el indebido disparo de cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay totalizando 17.24 MW

Se debe remarcar que el tiempo total de disparo 0.235 s (temporización:0.15 y interruptor: 0.085 s) es muy similar al tiempo transcurrido desde que la frecuencia cae por debajo de 59.8 Hz hasta que su derivada se vuelve positiva es de 0.215 s. Si se desea que el tiempo total de disparo sea el doble de este tiempo, entonces el tiempo total de disparo resulta 0.430 s, al descontar el tiempo del interruptor se obtiene un ajuste de 0.35 s.

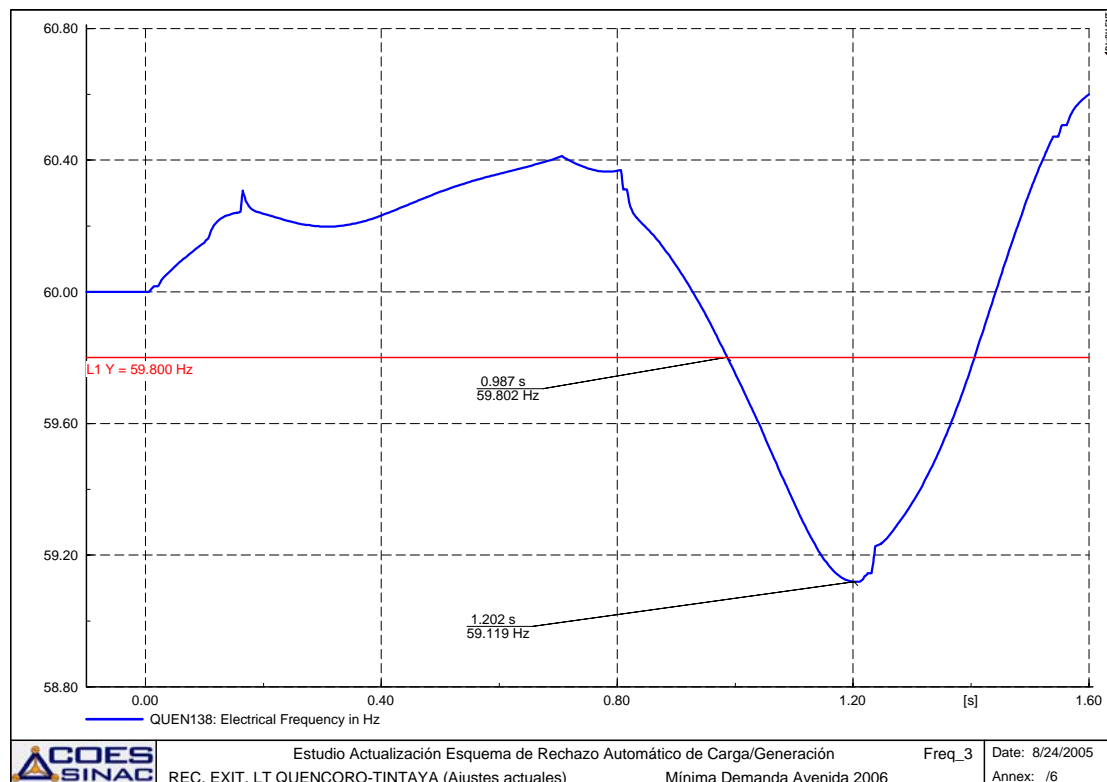


Figura 7.3 Comportamiento de la frecuencia en Quencoro 138 kV (ajustes actuales)

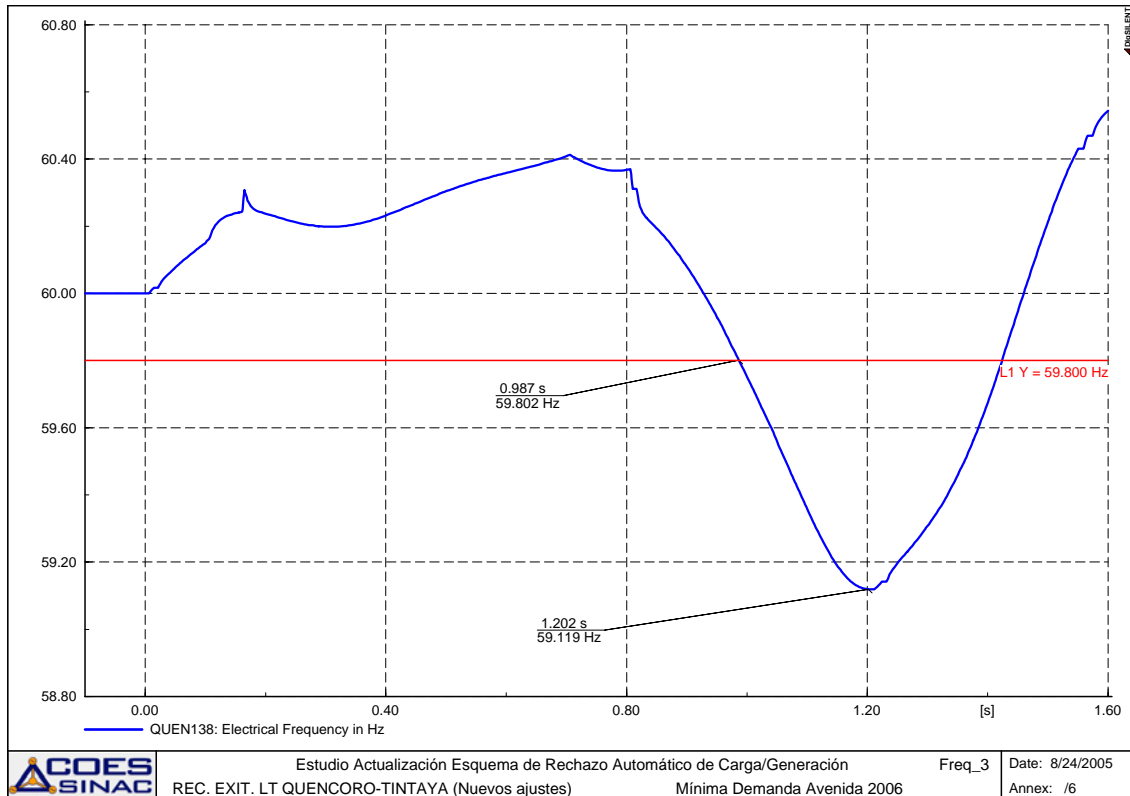


Figura 7.4 Comportamiento de la frecuencia en Quencoro 138 kV (nuevos ajustes)

Se ha simulado nuevamente el evento de recierre exitoso en la LT Quencoro-Tintaya, pero modificando el ajuste de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay.

En la Figura 7.4 se muestra el comportamiento de la frecuencia en la barra de 138 kV de la S.E. Quencoro. Se aprecia que con el ajuste modificado los relés de derivada de la zona no son activados. En este caso no opera el ERACMFUD, mostrando la validez del ajuste propuesto.

7.7 Conclusiones

En principio se debe resaltar que los resultados de las simulaciones de eventos de pérdida de generación muestran que existe equidad en las magnitudes de carga rechazadas tanto en el SICN como en el SIS: Esta característica es explicable debido a que el Esquema de Rechazo Automático de Carga Uniformemente Distribuido (ERACMFUD) considera a todas las cargas reguladas y libres del SEIN. Asimismo, se ha verificado la selectividad del Esquema Vigente de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (EVRACMF) ante eventos de pérdida grandes bloques de generación en el SEIN, los resultados muestran que en estos casos se activan las etapas de derivada de frecuencia del esquema con la finalidad de contener la caída súbita de la frecuencia por la magnitud de la generación desconectada.

El desempeño del ERACMFUD, frente a eventos de pérdida de unidades de generación puede ser considerado como satisfactorio en cuanto a las magnitudes de carga a rechazar y pesimista respecto al pronóstico del valor de la frecuencia al final del evento. En ese sentido, los porcentajes de rechazo por etapa de este esquema

idealizado se consideran razonables por lo que el esquema que se implante en el SEIN debe mostrar la mayor cercanía posible al esquema idealizado (ERACMFUD). Por otro lado, se espera que en la situación real los valores finales de frecuencia serán algo mayores al intervenir el porcentaje de capacidad regulante de las centrales cuyo efecto no está considerado en el modelo.

A partir de los resultados de las simulaciones se ratifica las especificaciones técnicas del Esquema Básico Vigente de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBVRACMF) del SEIN. En el caso particular de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay se ha modificado de 0.15 s a 0.35 s la temporización de los relés de derivada de frecuencia, para evitar rechazos indebidos cuando se producen recierres exitosos en la zona Sur Este del SEIN.

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA						
		(Hz)	(s)	ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (*)		ARRANQUE Hz
				(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	
1	4.2%	59.00	0.15	-1.4	0.4	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
2	7.8%	58.90	0.15	-1.4	0.4	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
3	10.0%	58.80	0.15	-1.8	0.4	-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	8.0%	58.60	0.15			-1.4	0.15	-2.1	0.15	59.8
6	5.5%	58.50	0.15	(*) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay debe ser 0.35 s						
7	2.5%	58.40	0.15							

8. COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SEIN ANTE EVENTOS QUE PROVOCAN SOBREFRECUENCIAS

8.1 Esquema Básico Vigente de RAGSF

El Esquema Básico Vigente de Rechazo Automático de Generación por Sobrefrecuencia (EBVRAGSF) está conformado por las centrales y grupos de generación que se muestran en el Cuadro 8.1. Se debe remarcar que el resto de unidades del SEIN deben permanecer operando luego de eventos que provoquen sobrefrecuencias que sean controladas por la desconexión de las unidades que forman parte del esquema.

CENTRAL	UNIDAD	CONDICION DE DERIVADA			UMBRAL 1		UMBRAL 2	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
San Gabán II	2da	1.19	61.00	0.60	62.50	0.30		
Machupicchu	2da				62.60	0.50	61.00	10.00
Machupicchu	3era				61.00	20.00		
Malacas (15 MW)	1era				61.00	5.00		
Malacas (15 MW)	2da	2.00	60.20	0.20	61.60	0.30		
Malacas (15 MW)	3era	2.00	60.20	0.20	61.60	0.30		
Cañón del Pato	2da	1.10	60.20	0.50	61.90	0.30		
Cañón del Pato	4ta	0.70	60.50	0.40	62.20	0.30		
Carhuaquero	2da	1.70	60.20	0.50	62.50	0.30		
Carhuaquero	3era	1.20	60.50	0.50	61.00	15.00		
Gallito Ciego	1era				61.00	10.00		
Gallito Ciego	2da				62.30	0.30		
Tumbes	2da				61.70	0.20		
Cempacas (7MW)	2da				61.70	0.20		
Cempacas (7MW)	3era				61.70	0.20		
Piura (8.6 MW)	3era				61.70	0.20		
Piura (5.6 MW)	4ta				61.70	0.20		

Cuadro 8.1 Esquema Básico Vigente del RAGSF

8.2 Metodología de análisis

Los pasos seguidos para la verificación del comportamiento del EBVRAGSF del SEIN son:

- (1) Se ha utilizado la estructura del esquema de rechazo de generación por sobrefrecuencia vigente, realizado para propiciar la formación de islas en el SEIN.
- (2) Tomando como referencia el esquema vigente, se ha analizado e identificado las contingencias iniciales a simular para la prueba y diseño del ERAGSF. También se han seleccionado los eventos para la verificación del esquema propuesto: la desconexión de la línea de doble terna Mantaro-Socabaya así como la pérdida de importantes bloques de carga en la zona de Lima. Esta incorporación se justifica debido que el 17.10.2004 se produjo en el SEIN el evento de desconexión de la subestación Balnearios, presentándose importantes sobrefrecuencias.
- (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 del SEIN. El criterio consiste en simular la desconexión de la línea en la condición de demanda en la que se presenta el mayor flujo y en la dirección más desfavorable para efectos de evaluar las sobrefrecuencias.
- (4) Luego, se ha analizado los resultados y utilizando el criterio de evitar el colapso de los sistemas aislados conformados luego de la desconexión de líneas de transmisión, así como evitar desconexiones de generación innecesarias, se ha incorporado unidades de generación y/o los cambios de ajustes necesarios en las unidades que lo conforman.
- (5) Finalmente se han realizado verificaciones del esquema simulando la desconexión de la línea de interconexión de doble terna Mantaro-Socabaya y la desconexión de la subestación Balnearios, en las condiciones de mayor sollicitación para el SEIN.

Evento	Descripción	Escenario
1	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 51.93 MW	MdAve06
2	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 95.51 MW	MxEst06
3	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 84.93 MW	MdEst06
4	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 70.94 MW	MiEst06
5	Desconexión de línea Piura-Chiclayo de 220 kV con 52.91 MW	MdEst06
6	Desconexión de línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con 42.28 MW	MdAve06
7	Desconexión de línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con -19.31 MW	MiAve06
8	Desconexión de línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV con 33.04 MW	MdAve06
9	Desconexión de línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV con -36.22 MW	MiAve06
10	Desconexión de línea Trujillo-Chimbote de 220 kV con -98 MW (1circ. F/S)	MdAve06
11	Desconexión de línea Trujillo-Chimbote de 220 kV con -117.7 MW (1circ. F/S)	MdEst06
12	Desconexión de línea Chimbote-Paramonga de 220 kV con -61.07 MW	MdEst06
13	Desconexión de línea Chimbote-Paramonga de 220 kV con -109.88 MW	MiEst06
14	Desconexión de línea Chimbote-Paramonga de 220 kV con -51.73 MW	MiAve06
15	Desconexión de línea Quencoro-Tintaya de 138 kV con 39.38 MW	MiAve06
16	Separación del Sur Este del SEIN con 55.56 MW	MdAve06

Cuadro 8.2 Eventos de sobrefrecuencia

8.3 Eventos de desconexión de líneas de transmisión que producen sobrefrecuencias en el SEIN

Los eventos simulados han considerado en principio, la desconexión de las líneas de transmisión: Talara-Piura, Piura-Chiclayo, Chiclayo-Guadalupe, Guadalupe-Trujillo, Trujillo-Chimbote (con un circuito fuera de servicio), Chimbote-Paramonga, Quencoro-Tintaya, la separación del Sistema Sur Este del SEIN. Finalmente se simula los eventos 17 y 18 referidos a la desconexión de la línea de transmisión de doble terna Mantaro-Socabaya.

En el Cuadro 8.2 se muestran los casos simulados. Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia del SEIN en las simulaciones de los eventos del Cuadro 8.2 se consignan en el ANEXO E.

8.3.1 Desconexión de la línea Talara-Piura de 220 kV con 51.93 MW en media demanda en avenida

La desconexión de esta línea provoca una sobrefrecuencia en el área Talara-Zorritos, cuyo máximo llega a 64.68 Hz, para luego a los 30 s de producido el evento, estabilizarse alrededor de 62.0 Hz. Se debe remarcar que la unidad de generación TGN4 de la C.T. Talara es la única central térmica que esta despachada en la zona; en ese sentido, se espera que su regulador de velocidad ejerza control sobre la frecuencia de la zona cuando la frecuencia supere su banda muerta de ± 0.5 Hz, limitando el valor máximo y controlando el valor final de la frecuencia.

El déficit de 51.93 MW en el SEIN provoca una disminución de la frecuencia a 59.68 Hz para estabilizarse finalmente en 59.73 Hz, que no activa el ERACMFUD de la zona.

8.3.2 Desconexión de la línea Talara-Piura de 220 kV con 95.51 MW en máxima demanda en estiaje

En este caso, en la zona Talara-Zorritos están despachadas las unidades TGN4 (81.15 MW) y dos de las tres turbogases (TG1, TG2 y TG3) de la C. T. Malacas (con un total de 35 MW), así como las dos unidades de la C.T. Tumbes con 18.26 MW. La desconexión de la línea provoca una sobrefrecuencia en el área de Talara-Zorritos, cuyo máximo llega a 64.31 Hz. Para evitar que la frecuencia sobrepase el valor de 66 Hz (ajuste del relé de sobrefrecuencia de la unidad TGN4 de la C.T. Malacas), fue necesario desconectar las unidades turbogases TG de la C.T. Malacas y las dos unidades de la C.T. Tumbes, haciendo un total de 48.26 MW,. La frecuencia post-falla en este evento fue de 61.91 Hz. Se espera que el regulador de velocidad de la unidad TGN4 ejerza un mejor control de la frecuencia.

En el resto del Sistema no existen mayores problemas en la regulación de la frecuencia, llegando a un mínimo de 59.59 Hz y recuperándose luego a 59.8 Hz.

8.3.3 Desconexión de la línea Talara-Piura de 220 kV con 84.93 MW en media demanda en estiaje

En la zona y para esta condición de demanda, se encuentran en operación por despacho la unidad TGN4 (con 81.15 MW) y una unidad TG con 15 MW de la C. T. Malacas, y las dos unidades de la C.T. Tumbes con un total de 18.26 MW. La desconexión de la línea provoca una sobrefrecuencia en el área de Talara-Zorritos, cuyo máximo llega a 64.6 Hz. En este evento fue necesario la desconexión de la

unidad turbogas de la C.T. Malacas y las dos unidades de la C.T. Tumbes, haciendo un total de 33.26 MW. La frecuencia post-falla en este evento fue de 62.05 Hz. Se espera que el regulador de velocidad de la unidad TGN4 ejerza un mejor control de la frecuencia.

En el resto del Sistema no existen mayores problemas en la regulación de la frecuencia, alcanzando un mínimo de 59.62 Hz y recuperándose a 59.75 Hz.

8.3.4 Desconexión de la línea Talara-Piura de 220 kV con 70.94 MW en mínima demanda en estiaje

En este caso se encuentran operando la unidad TGN4 con 81.15 MW y una unidad turbogas con 15 MW de la C. T. Malacas. La desconexión de la línea provoca una sobrefrecuencia en el área de Talara-Zorritos, cuyo máximo llega a 65 Hz. Para evitar que la frecuencia sobrepase el valor de 66 Hz, ajuste del relé de sobrefrecuencia de la unidad TGN4 de la C.T. Malacas. La frecuencia post-falla en este evento es de 62.2 Hz. Se espera que el regulador de velocidad de la unidad TGN4 ejerza un mejor control de la frecuencia.

En el resto del Sistema no existen mayores problemas en la regulación de la frecuencia, llegando ésta a un mínimo de 59.62 Hz y recuperándose a 59.75 Hz. Se debe remarcar que el flujo en la línea Chimbote 1-Paramonga se incrementa a 150 MW en dirección al Norte, además las tensiones en las barras de 220 kV de la S.E. Piura Oeste y la S.E. Guadalupe se estabilizan en 190 kV y 201 kV respectivamente. Se debe añadir que en este escenario se encuentran en servicio los reactores de 20 MVar de las subestaciones Piura Oeste y Guadalupe.

8.3.5 Desconexión de la línea Piura-Chiclayo de 220 kV con 52.91 MW en media demanda en estiaje

El despacho en la zona es el siguiente: C.T. Malacas (TGN4 con 81.15 MW y una unidad turbogas con 15 MW), C.T. Tumbes (dos unidades con un total de 18.26 MW) y C.T. Piura 1 con 16.8 MW.

La desconexión de esta línea provoca una sobrefrecuencia en el área de Piura-Zorritos, cuyo máximo llega a 62.2 Hz. Se activa el esquema de rechazo de generación desconectándose la unidad TG de C.T. Malacas despachada con 15 MW y las dos unidades de la C.T. Tumbes, haciendo un total de 33.26 MW. La frecuencia post-falla en este evento fue de 60.94 Hz.

En el resto del Sistema no existen mayores problemas en la regulación de la frecuencia, llegando ésta a un mínimo de 59.75 Hz y recuperándose a 59.84 Hz.

8.3.6 Desconexión de la línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con 42.28 MW en media demanda en avenida

La desconexión de la línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV provoca una sobrefrecuencia en el área Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, cuyo máximo llega a 62.58 Hz, para luego estabilizarse en 61.0 Hz. Esta condición final de operación, se logra sin la desconexión de ninguna unidad de generación, para ello se modifica los ajustes de los relés de sobrefrecuencia de los grupos 2 y 3 de la C.H. Carhuaquero. Para el grupo 2 se cambia la temporización del relé de frecuencia de 0.3 s a 5.0 s y para el grupo 3 se modifica el umbral de frecuencia de 61.0 Hz a 61.5 Hz.

Se debe remarcar que la unidad de generación TGN4 de la C.T. Malacas y los grupos de C.H. Carhuaquero deben ejercer control sobre la frecuencia de la zona, para llevarla al valor nominal.

El déficit de 42.28 MW en el SEIN provoca una disminución de la frecuencia a 59.77 Hz para estabilizarse finalmente en 59.85 Hz, sin activar el ERACMFUD de la zona.

8.3.7 Desconexión de la línea Guadalupe-Chiclayo de 220 kV con 19.31 MW mínima demanda en avenida

La desconexión de la línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV provoca un déficit de potencia en el sistema aislado Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos y una caída en la frecuencia que activa el ERACMFUD de esta área, rechazándose hasta la 4ta etapa con un total de 31.73 MW (21.81 MW corresponde a las derivadas de las etapas 1, 2 y 3). La frecuencia alcanza un valor mínimo de 58.7 Hz y luego del rechazo se incrementa hasta alcanzar un máximo de 60.84 Hz y finalmente se estabiliza en 60.12 Hz. El comportamiento de la frecuencia no activa el ERAGSF y el sistema aislado se mantiene integro.

En el SEIN solo se presenta un incremento marginal de la frecuencia a 60.25 Hz para estabilizarse finalmente en 60.17 Hz, que no activa el ERACMFUD del SEIN.

8.3.8 Desconexión de la línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV con 33.04 MW en media demanda en avenida

La desconexión de la línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV provoca un exceso de 33 MW en el sistema aislado Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos y un incremento de la frecuencia que no activa el ERAGSF y el sistema aislado se mantiene integro. La frecuencia presenta un máximo de 61.89 Hz y se estabiliza en 60.16 Hz.

En el SEIN solo se presenta una variación marginal de la frecuencia con un mínimo en 59.84 Hz para estabilizarse finalmente en 59.93 Hz. No se activa el ERACMFUD del SEIN.

8.3.9 Desconexión de la línea Trujillo-Guadalupe de 220 kV con 36.22 MW en mínima demanda en avenida

La desconexión de la línea Trujillo-Guadalupe de 220 kV provoca un déficit de potencia en el sistema aislado Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos y una caída en la frecuencia que activa el ERACMFUD de esta área, rechazándose hasta la 7ma etapa con un total de 55.36 MW, correspondiendo 25.37 MW al rechazo por actuación de la derivada de frecuencia. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 58.34 Hz y luego del rechazo se incrementa hasta alcanzar un máximo de 62.28 Hz, para estabilizarse en 60.45 Hz. El comportamiento de la frecuencia no activa el ERAGSF y el sistema aislado se mantiene integro.

En el SEIN solo se presenta un incremento marginal de la frecuencia a 60.37 Hz para estabilizarse finalmente en 60.26 Hz, que no activa el ERACMFUD del SEIN.

8.3.10 Desconexión de la línea Chimbote-Trujillo de 220 kV con 98 MW (1circ. F/S) en media demanda de avenida

La desconexión de la línea Trujillo-Chimbote de 220 kV provoca un déficit de 98 MW en el sistema aislado Trujillo-Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos con una caída en la frecuencia del sistema aislado que activa el ERACMFUD rechazándose 142.91 MW, hasta la 7ma etapa (65.5 MW fueron rechazados por derivada). La frecuencia alcanza un mínimo de 58.233 Hz y luego del rechazo de carga la frecuencia se estabiliza en 61.33 Hz. Para evitar la desconexión del Grupo 1 de C.H. Gallito Ciego por sobrefrecuencia, se ha modificado su ajuste del umbral de frecuencia de 61.0 a 61.5 Hz, manteniendo la misma temporización.

En el SEIN solo se presenta una variación marginal de la frecuencia con un máximo de 60.86 Hz para estabilizarse finalmente en 60.37 Hz. No se activa el ERACMFUD del SEIN.

8.3.11 Desconexión de la línea Chimbote-Trujillo de 220 kV con 117.7 MW (1circ. F/S) en media demanda de estiaje

La desconexión de la línea Trujillo-Chimbote de 220 kV provoca un déficit de 117.7 MW en el sistema aislado Trujillo-Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, que experimenta una caída en la frecuencia que activa el ERACMFUD rechazándose 144.4 MW, hasta la 7ma etapa (66.18 MW fueron rechazados por derivada). La frecuencia alcanza un mínimo de 57.95 Hz y luego del rechazo de carga la frecuencia se estabiliza en 58.35 Hz. Debido a que esta frecuencia constituye un valor muy bajo, fue necesario incorporar al ERACMFUD, una etapa de reposición con los siguientes ajustes: umbral de frecuencia: 59.1 Hz, temporización: 30 s y con un rechazo de 1.25 %. Con esta nueva etapa (de reposición), en el sistema aislado se rechazó 3.76 MW adicionales, llevando la frecuencia a un valor levemente por encima de 59.1 Hz. Se debe remarcar que para lograr que el sistema aislado no colapse por mínima frecuencia, también se ha modificado los ajustes de los relés de derivada de frecuencia de la zona Norte del SEIN. Los nuevos ajustes son: pendiente de -0.75 Hz/s y temporización de 0.15 s.

En el resto del SEIN, se produce una sobrefrecuencia máxima de 60.75 Hz, la cual se estabiliza a los 60 seg a 60.3 Hz.

8.3.12 Desconexión de la línea Paramonga-Chimbote de 220 kV con 61.1 MW en media estiaje

La desconexión de la línea Chimbote-Paramonga de 220 kV provoca una disminución de la frecuencia del sistema aislado Chimbote-Trujillo-Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, que alcanza un mínimo de 58.8 Hz y activa el ERACMFUD hasta la tercera etapa. La frecuencia luego de este rechazo se estabiliza en 59.04 Hz, actuando la etapa de reposición, llevando la frecuencia a 59.56 Hz. En total se rechazó 70.43 MW, correspondiendo 28.47 MW a rechazo por derivada.

En el resto del SEIN, se produce una sobrefrecuencia de 60.45 Hz, la cual se estabiliza a los 60 s a 60.2 Hz.

8.3.13 Desconexión de la línea Paramonga-Chimbote de 220 kV con 109.9 MW en mínima en estiaje

La desconexión de la línea Chimbote-Paramonga de 220 kV provoca una disminución de la frecuencia del sistema aislado Chimbote-Trujillo-Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, llegando a un mínimo de 58.18 Hz y se activa el ERACMFUD rechazando un total de carga de 128.1 MW (52.04 MW corresponden al rechazo por derivada de frecuencia), actuando el esquema hasta la séptima etapa. La frecuencia post-falla se estabiliza en 60.1 Hz.

En el resto del SEIN no existen problemas en la regulación de la frecuencia, que alcanza un máximo de 60.97 Hz y se estabiliza en 60.57 Hz.

8.3.14 Desconexión de la línea Paramonga-Chimbote de 220 kV con 51.73 MW en mínima demanda en avenida

La desconexión de la línea Chimbote-Paramonga de 220 kV provoca una disminución de la frecuencia del sistema aislado Chimbote-Trujillo-Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, con un mínimo de 58.93 Hz, activándose el ERACMFUD y rechazándose 58.1 MW (etapas 1, 2 y 3 de derivada de frecuencia). Como la frecuencia se queda en 59.032 Hz, se activa la etapa de reposición (con umbral de 59.1 Hz, 30 segundos de temporización y rechazo de 1.25 % de la demanda. En total se rechazó 61.03 MW (2.93 MW correspondieron a la etapa de reposición. La frecuencia post-falla a los 60 segundos quedó en 59.38 Hz.

El evento produce un exceso de 51.73 MW en el SEIN, con lo cual la frecuencia se incrementa a 60.63 Hz para estabilizarse finalmente en 60.44 Hz, sin activar el ERAGSF del SEIN.

8.3.15 Desconexión de la línea Quencoro-Tintaya de 138 kV con 39.38 MW en mínima demanda en avenida

Al desconectar la línea Quencoro-Tintaya de 138 kV se crea un superávit de potencia en el sistema aislado Quencoro-DoloresPata-Machupicchu, que provoca una sobrefrecuencia que alcanza un máximo de 64.1 Hz y se activa el ERAGSF del sistema aislado. Para evitar el colapso de este sistema aislado se ha excluido del esquema al Grupo 3 de C.H. Machupicchu. Por lo tanto el ERAGSF dispara el Grupo 2 (28 MW) de la C.H. Machupicchu, con lo cual la frecuencia del sistema aislado se estabiliza alrededor de 61.0 Hz.

Este evento produce un cambio marginal de la frecuencia en el SEIN, alcanza un mínimo de 59.67 Hz y se estabiliza finalmente en 59.8, sin activar el ERACMFUD.

8.3.16 Separación del Sur Este con 55.56 MW del SEIN en media demanda en avenida

En la condición previa al evento la línea Tintaya-Callalli está fuera de servicio y el sistema Sur Este está exportando 55.56 MW al sistema Sur Oeste por la línea de 220 kV Puno-Moquegua. Al desconectarse esta línea se separa el Sistema SurEste del SEIN y se produce un incremento de la frecuencia, activándose el ERAGSF disparando el grupo 2 de la C.H. San Gabán II por derivada de frecuencia. La frecuencia alcanza un valor máximo de 62.2 Hz y se estabiliza en 60.24 Hz.

El déficit de 55.56 MW en el SEIN no activa el ERACMFUD. La frecuencia disminuye hasta 59.65 Hz y se estabiliza en 59.84 Hz.

8.4 Eventos de verificación del ERAGSF

Para efectuar una verificación final de los ERACMFUD y ERAGSF del SEIN, se ha realizado algunas simulaciones adicionales atendiendo a eventos ocurridos en el SEIN o a situaciones que han provocado la operación de los esquemas de frecuencia del SEIN.

Entre los eventos de verificación se encuentran:

- (a) La desconexión de la línea de doble terna Mantaro-Socabaya.
- (b) La desconexión de la S.E. Balnearios, ocurrida a las 18:08 h horas del 17.10.2004 en el cual se perdió un bloque importante de carga en la zona de Lima (253.06 MW).

En el Cuadro 8.3 se muestran los casos simulados y en el ANEXO F se muestran las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia del SEIN.

Evento	Descripción	Escenario
17	Desconexión de la línea Mantaro-Socabaya 2T con 138.64 MW	MiEst06
18	Desconexión de la línea Mantaro-Socabaya 2T con 197 MW	MiAve06
19	Desconexión de S.E. Balnearios en Máxima demanda en Avenida	MxAve06
20	Desconexión de S.E. Balnearios en Máxima demanda en Estiaje	MxEst06

Cuadro 8.3 Eventos de verificación

8.4.1 Desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna con 138.6 MW en mínima demanda en estiaje

La desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna provoca un déficit de 138.6 MW en el Sistema Interconectado Sur (SIS) y una brusca caída de la frecuencia en este sistema que llega a un mínimo de 58.64 Hz activando las 4 primeras etapas de umbral de frecuencia del ERACMFUD rechazando un total de carga de 126.34 MW, con lo cual la frecuencia se estabiliza finalmente en 59.75 Hz. Además para controlar el perfil de tensiones se rechaza 19.45 MVAR de bancos de capacitores.

El evento provoca un exceso de generación en el SICN, produciéndose un incremento de la frecuencia que alcanza un máximo de 61.59 Hz sin activar el ERAGSF, llegando a estabilizarse en 60.96 Hz. Se debe mencionar que el flujo en la línea Chimbote-Paramonga llega a 120 MW hacia el Norte.

8.4.2 Desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna con 197 MW en mínima demanda en avenida

La desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna provoca un déficit de 197 MW en el Sistema Interconectado Sur (SIS) y una brusca caída de la frecuencia en este sistema que activa las 3 primeras etapas de derivada de frecuencia del ERACMFUD, rechazándose 78.63 MW. Como la frecuencia disminuye hasta 58.37 Hz también se activan las 7 etapas por umbral de frecuencia, rechazándose 116.29

MW adicionales. Con este rechazo total de 194.92 MW en el SIS la frecuencia se estabiliza finalmente en 60.0 Hz.

El evento provoca un exceso de generación en el SICN produciéndose un incremento de la frecuencia que activa el ERAGSF, desconectando el Grupo 2 (35 MW) de C.H. Cañón del Pato (cuyo umbral está ajustado en 61.9 Hz y 0.3 s); con ello la frecuencia alcanza un máximo de 61.96 Hz. También se activa el relé de sobrefrecuencia del Grupo 3 de C.H. Carhuaquero (30 MW) ajustado en 61.5 Hz y 15 s y desconecta a este grupo a los 21.5 s. Luego de este rechazo de generación de 65 MW la frecuencia se estabiliza en 60.95 Hz.

Es importante indicar que en este caso solo están despachados 2 grupos de la C.H. Carhuaquero y en ellos debe estar implementado el ERAGSF. Se recomienda que en la C.H. Carhuaquero se debería implementar una lógica tal que cuando se encuentren solo dos grupos en operación, éstos tengan los ajustes de las 2 unidades que están en el ERAGSF del SEIN.

8.4.3 Desconexión de la S.E. Balnearios en máxima demanda en avenida y en máxima demanda en estiaje

Se debe mencionar que para el caso de Estiaje esta despachada la Central Térmica Ilo 2, cuya unidad cuenta con una lógica de protección “fast-valving”, que se activa cuando la frecuencia se incrementa a 61.8 Hz (3708 rpm) con una pendiente de 0.87 Hz/s (52 rpm/s) y provoca la reducción de la potencia generada a una carga equivalente de 10 MW aproximadamente. Esta lógica fue considerada en las simulaciones.

Cuando el evento se presenta en avenida, se pierden 406 MW con lo cual la frecuencia alcanza un máximo de 62.3 Hz, se rechaza 146.9 MW de generación y la frecuencia se estabiliza en 60.4 Hz (a los 60 segundos).

En este escenario, se aprecia que la desconexión de este bloque importante de carga en Lima provoca un incremento de la frecuencia en el SEIN que activa el ERAGSF, disparando las unidades correspondientes para intentar equilibrar el desbalance en la potencia acelerante del sistema, sin embargo no se cumple con la condición de derivada de frecuencia

Si el evento ocurre en estiaje la pérdida de carga es de 410 MW y provoca incremento de la frecuencia que alcanza un máximo de 62.19 Hz, sin embargo no se cumple con la condición de derivada de frecuencia para activar el “fase-valving” de Ilo 2. Se rechaza 148.26 MW de generación y la frecuencia se estabiliza en 60.64 Hz (a los 60 segundos).

Se debe comentar que en la condición pre-falla del caso de estiaje, se transmitían 98.8 MW desde Paramonga a Chimbote, al final del evento y luego de las desconexiones de generación en el Norte del SEIN, el flujo por esta línea se invierte (180 MW hacia el Norte). Asimismo, se debe comentar que las tensiones en barras de 220 kV de las subestaciones Chimbote 1 y Guadalupe alcanzan los 200 kV.

Condición	Carga Pérdida (MW)	Frecuencia máxima (Hz)	Frecuencia final (Hz)(*)	Rechazo de grupos Generación	
				Grupo	MW
Máxima en Avenida	406	62.3	60.4	Cañón del Pato G2	40
				Cañón del Pato G2	40
				Gallito Ciego G2	19
				Machupicchu G2	28.9
				Gallito Ciego G1	19
Máxima en Estiaje	411	62.19	60.64	Tumbes G1	9.13
				Tumbes G2	9.13
				Malacas TG2	15
				Malacas TG1	15
				Cañón del Pato G2	35
				Gallito Ciego G1	16
				Machupicchu G2	29
				Gallito Ciego G1	20

(*) Frecuencia final es considerara a los 60 segundos.

Cuadro 8.3 Resultados de simulaciones de desconexión de la S.E. Balnearios

8.5 Conclusiones

Los resultados de las simulaciones de verificación del comportamiento del Esquema de Rechazo Automático de Generación por Sobrefrecuencia (ERAGSF) han permitido establecer conclusiones respecto del ERACMFUD y del ERAGSF.

8.5.1 ERACMFUD

En algunos eventos de desconexión de líneas en la zona Norte del SEIN se ha provocado un déficit importante de generación en el sistema que queda aislado, razón por la cual ha sido necesario modificar los ajustes de los relés de derivada de frecuencia de la zona Norte. La idea es que con la actuación de estas tres etapas se contenga la caída de frecuencia y se evite el colapso por mínima frecuencia de la zona aislada.

El ajuste de estos relés de derivada de la zona Norte (mostrado en el acápite 7.7) ha sido modificado de -1.4 Hz/s o -1.8 Hz/s a -0.75 Hz/s y la temporización de 0.4 s ha sido reducida a 0.15 s.

Por otro lado, como en estos casos la frecuencia luego del rechazo de carga se estabiliza por debajo de 59 Hz, situación que impediría la sincronización de unidades de generación, se ha incorporado al ERACMFUD una etapa de reposición (1.25 % de la demanda).

Con estos nuevos resultados de las simulaciones se ratifica las especificaciones técnicas del Esquema Básico Vigente de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBVRACMF) del SEIN, con los cambios indicados en los ajustes de los relés de derivada de frecuencia de la zona Norte del SEIN, para ser implantado en el año 2006.

Número de Etapas	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	4.2%	59.00	0.15	-0.75	0.15	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
2	7.8%	58.90	0.15	-0.75	0.15	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
3	10.0%	58.80	0.15	-0.75	0.15	-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	8.0%	58.60	0.15			-1.4	0.15	-2.1	0.15	59.8
6	5.5%	58.50	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 debe ser 0.35 s						
7	2.5%	58.40	0.15							
Reposición	1.25% (2)	59.10	30.0							

(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59.1 Hz

8.5.2 ERAGSF

Respecto del ERAGSF se ha encontrado que para evitar el colapso del sistema aislado Quencoro-Dolores Pata-Machupicchu, cuando se desconecta la LT Quencoro-Tintaya, ha sido necesario excluir al Grupo 3 de C.H. Machupicchu del ERAGSF.

Asimismo, los resultados de las simulaciones muestran que cuando esta despachado solo un grupo de la C.H. Carhuaquero, en tal grupo se debería implementar una lógica tal que tenga los ajustes de los relés de umbral de las dos unidades que están en el ERAGSF en una lógica OR. Asimismo, cuando están despachados dos grupos de la C.H. Carhuaquero, éstos deben tener implementados los ajustes de las dos unidades que están en el ERAGSF del SEIN.

CENTRAL	UNIDAD	CONDICION DE DERIVADA			UMBRAL 1		UMBRAL 2	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND						
San Gabán II (55 MW)	2da	1.19	61.00	0.60	62.50	0.30		
Machupicchu (30.15 MW)	2da				62.60	0.50	61.50	10.00
Malacas (15 MW)	1ra	2.00	60.20	0.40	61.70	0.30		
Malacas (15 MW)	2da	2.00	60.20	0.60	61.70	0.30		
Cañón del Pato (41.1 MW)	2da	1.10	60.20	0.50	61.90	0.30		
Cañón del Pato (41.1 MW)	4ta	0.70	60.50	0.40	62.20	0.30		
Carhuaquero (31.2 MW)	2da	1.70	60.20	0.50	62.50	5.00		
Carhuaquero (31.74 MW)	3era	1.20	60.50	0.50	61.50	15.00		
Gallito Ciego (17 MW)	1era				61.50	10.00		
Gallito Ciego (17 MW)	2da				62.30	0.30		
Tumbes (9.34 MW)	1ra	1.8	60.2	0.2	61.60	0.20		
Tumbes (9.34 MW)	2da	1.8	60.2	0.2	61.60	0.20		

Cuadro 8.5 Esquema Básico de RAGSF para el año 2006

9. COMPORTAMIENTO TRANSITORIO DEL SEIN ANTE EVENTOS QUE PROVOCAN MINIMAS TENSIONES

9.1 Esquema Básico Vigente de RACMT

En el Informe Técnico [4] se incluyó una investigación estadística de la tensión de operación de las barras de 220 kV y 138 kV del SEIN, para un período de muestreo comprendido entre el 15.03.2004 y 29.09.2004. Como resultado se obtuvo valores mínimos de las tensiones en las barras de 220 kV en la zona de Lima, los que se muestran en el Cuadro 9.1.

Barras de 220 kV	Tensión Mínima (kV)
Chavarría	198.0
Santa Rosa	199.0
Balnearios	197.0
San Juan	199.0

Cuadro 9.1 Tensiones mínimas en barras de 220 kV

Es importante comentar que estos valores expresados en una base de 220 kV resultan menores que los umbrales (0.90 p.u. y 0.92 p.u.) utilizados en el estudio de la referencia [3]. Por otro lado EDELNOR ha informado a la DOCOES que sus contratos de compra de energía fijan una tensión de operación de 210 kV y un rango variación de la tensión de +/- 6 % (197.4 kV a 222.6 kV). Se aprecia que el mínimo valor de este rango resulta 0.897 p.u. en una base de 220 kV, siendo también menor que los umbrales de [3].

En la referencia [4] también se analiza la evolución en el tiempo de la tensión en la barra de 13.8 kV de la S.E. San Nicolás, a partir de los registros de un evento en la zona de Marcona, que se muestra en la Figura 9.2. De este análisis se ha concluido que:

- El punto de inicio del colapso de la tensión se presenta en 12 kV aproximadamente.
- Los umbrales de tensión 12.8 kV y 12.4 kV (0.925 p.u. y 0.90 p.u.) propuestos en la referencia [3] para esta barra, proveen distancias de 16 s y 40 s respecto del punto de colapso.
- Es pertinente verificar la necesidad de rechazar una carga de 10 MW en esta barra, de acuerdo a lo asignado en [3] cuando la tensión de esta barra pase por 12 kV.

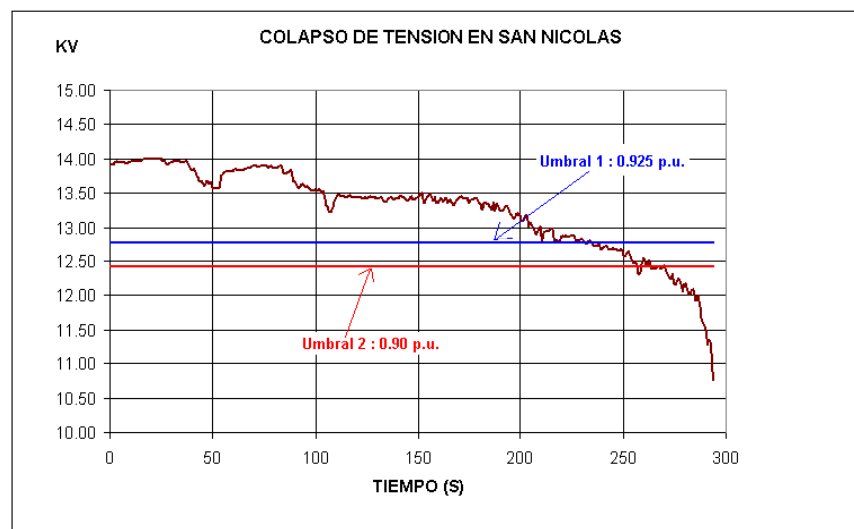


Figura 9.2 Tensión en 13.8 kV de S.E. San Nicolás

A partir de estos resultados se realizaron modificaciones y se obtuvo el Esquema Básico Vigente de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (EBVRACMT) mostrado en el Cuadro 9.3.

Subestación	Equipos a desconectar	AJUSTES					
		1er UMBRAL		2do UMBRAL		3er UMBRAL	
		Ajuste (kV)	Retardo (s)	Ajuste (kV)	Retardo (s)	Ajuste (kV)	Retardo (s)
CHAVARRIA	3 transformadores 60/10 kV (55 MW)	195	10	191	5		
	Circuitos a Infantas y Naranjal (61 MW)					195	20
BARSÍ	2 transformadores 60/10 Kv (27 MW)	196	12	191	7		
	Circuitos a Industrial (6.7 MW)					195	22
BALNEARIOS	Circuitos a Barranco (37 MW)	195	14	191	9		
	3 transformadores 60/10 kV a Cuartel (56 MW)					195	24
SANTA ROSA	Circuitos a Canto Grande y Jicamarca (40 MW)	195	18				
SAN JUAN	1 transformador 60/10 kV y Circuitos a Villa María (51 MW)	195	16				
SAN NICOLÁS	Carga en 13.8 kV (10 MW)	12.8	9	12.4	6	12	0.25

Cuadro 9.3 Esquema Básico Vigente de RACMT

9.2 Metodología de Verificación del ERACMT

El ERACMT vigente mostrado en el Cuadro 9.3 ha sido verificado utilizando la siguiente metodología:

- (1) Se ha simulado un conjunto de eventos para caracterizar el comportamiento de las tensiones en Lima y Sur Medio.
- (2) Combinar eventos para provocar las mayores solicitaciones al balance de potencia reactiva en Lima y Sur Medio y lograr un acercamiento a las tensiones críticas de colapso.
- (3) Modificar las especificaciones del ERACMT de modo que se mantengan tensiones post-falla apropiadas, que le ofrezcan al operador un margen para operar el sistema.

9.2.1 Caracterización de las tensiones en Lima y Sur Medio del SEIN

Para caracterizar el comportamiento de las tensiones en las barras de 220 kV de Lima y el Sur Medio frente a desequilibrios de la potencia reactiva en la zona, se ha simulado los eventos mostrados en el Cuadro 9.4, considerando un escenario base de máxima demanda en avenida del año 2006.

Los resultados que muestran el comportamiento transitorio de las tensiones en el proceso de caracterización se muestran en el ANEXO G, mientras que en la Figuras 9.1 y 9.2 se presentan algunos indicadores de interés.

En la Figura 9.1 se muestran los valores finales de las tensiones en las barras de 220 kV para los 10 eventos, así como los valores de la tensión pre-falla correspondientes. Por otro lado, en la Figura 9.2 se muestran estas características para la barra San Nicolás de 13.8 kV

Evento	Desconexión de
1	LT Campo Armiño-Huayucachi
2	LT Huayucachi-Zapallal
3	LT Campo Armiño-Pomacocha 2T
4	LT Callahuanca 1-Callahuanca 2
5	LT Independencia-Campo Armiño
6	LT Pomacocha-San Juan 2T
7	Grupo TG3 de CT Ventanilla
8	Grupos 1, 2, 3 y 4 de CH Huinco
9	LT Campo Armiño-Independencia y LT Campo Armiño-Huancavelica
10	LT Callahuanca-Chavarría y Callahunca-Refinería

Cuadro 9.4 Eventos para caracterizar las tensiones de 220 kV

Los resultados resumidos en las Figuras 9.1 y 9.2 indican que:

- En todos los eventos simulados las tensiones en las barras de 220 kV de Lima mantienen un cierto patrón de comportamiento; asimismo, se aprecia que la barra de Balnearios es la que muestra mayor sensibilidad ante los eventos simulados. Chavarría muestra la mayor fortaleza debido a la operación de la C.T. Ventanilla.
- La tensión en las subestaciones Independencia y Marcona asumen respectivamente el mayor y el menor valor, ya sea en el régimen pre-falla como en la condición de operación al final del evento.
- Se debe remarcar que por la desconexión de la línea de transmisión Campo Armiño-Independencia (Evento 5), se deteriora notablemente los niveles de cortocircuito en la zona Sur Medio. Por esta razón las tensiones en Independencia y Marcona disminuyen en 12 kV y 20 kV, con respecto a la condición pre-falla. Este evento pone en evidencia la gran sensibilidad que muestra la tensión en la subestación Marcona frente a cambios topológicos que deterioran el nivel de cortocircuito.
- Esta gran sensibilidad a los cambios de los niveles de cortocircuito, que implica un desequilibrio de la potencia reactiva en la zona Sur Medio, también presenta en la tensión de la barra de 13.8 kV de la subestación San Nicolás. El Evento 5 provoca una disminución de la tensión de esta barra hasta 11.8 KV, apreciándose una tendencia a seguir decreciendo.

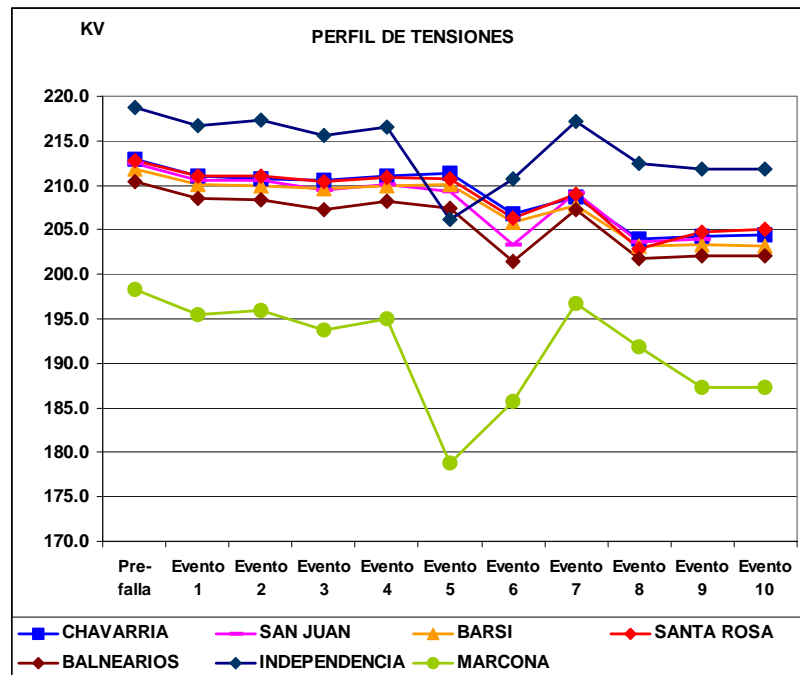


Figura 9.1 Valor final e la tensión en las barras de 220 kV

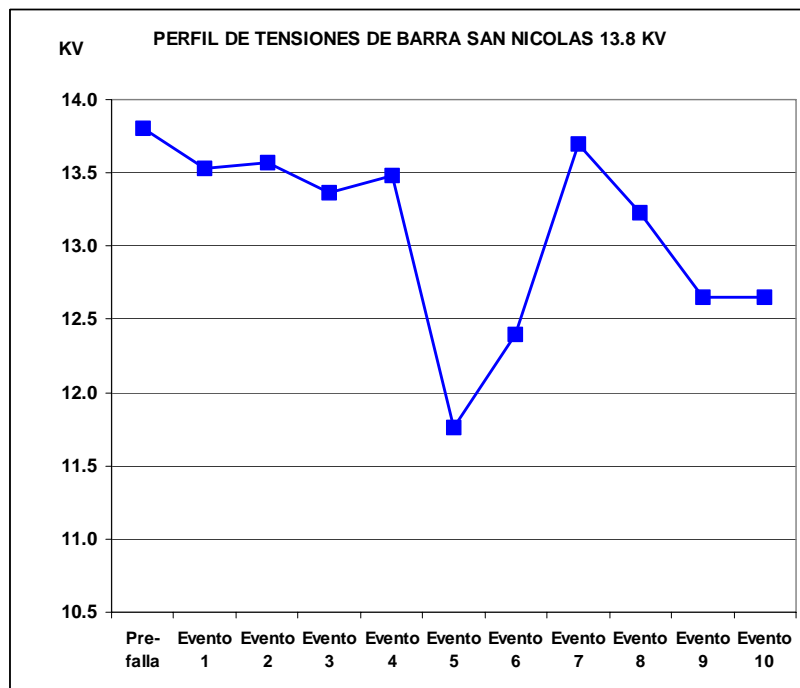


Figura 9.2 Valor final e la tensión en San Nicolás 13.8 kV

9.2.2 Estimación de las tensiones de colapso en Lima y el Sur Medio

Para obtener un acercamiento a las tensiones críticas de colapso en Lima y el Sur Medio, se ha considerado como escenario inicial el disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco. Luego que las tensiones se han estabilizado, se ha simulado la desconexión de las líneas Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi), Pomacocha-

San Juan de doble terna y Campo Armiño-Independencia y algunas otras combinaciones. Los resultados que muestran el comportamiento transitorio de las tensiones se muestran en el ANEXO G.

Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de la línea de transmisión Callahuanca1-Callahuanca 2 (Purunhuasi)

Luego del efecto de los dos eventos, las tensiones en las barras de 220 kV de Lima se establecen por encima de 195 kV: Balnearios en 197.9 kV, Santa Rosa, San Juan y Barsi en 200 kV y Chavarría en 201 kV. En el Sur Medio, los valores finales de las tensiones resultan: 209.3 kV en Independencia, 185.8 kV en Marcona y 12.6 kV en San Nicolás.

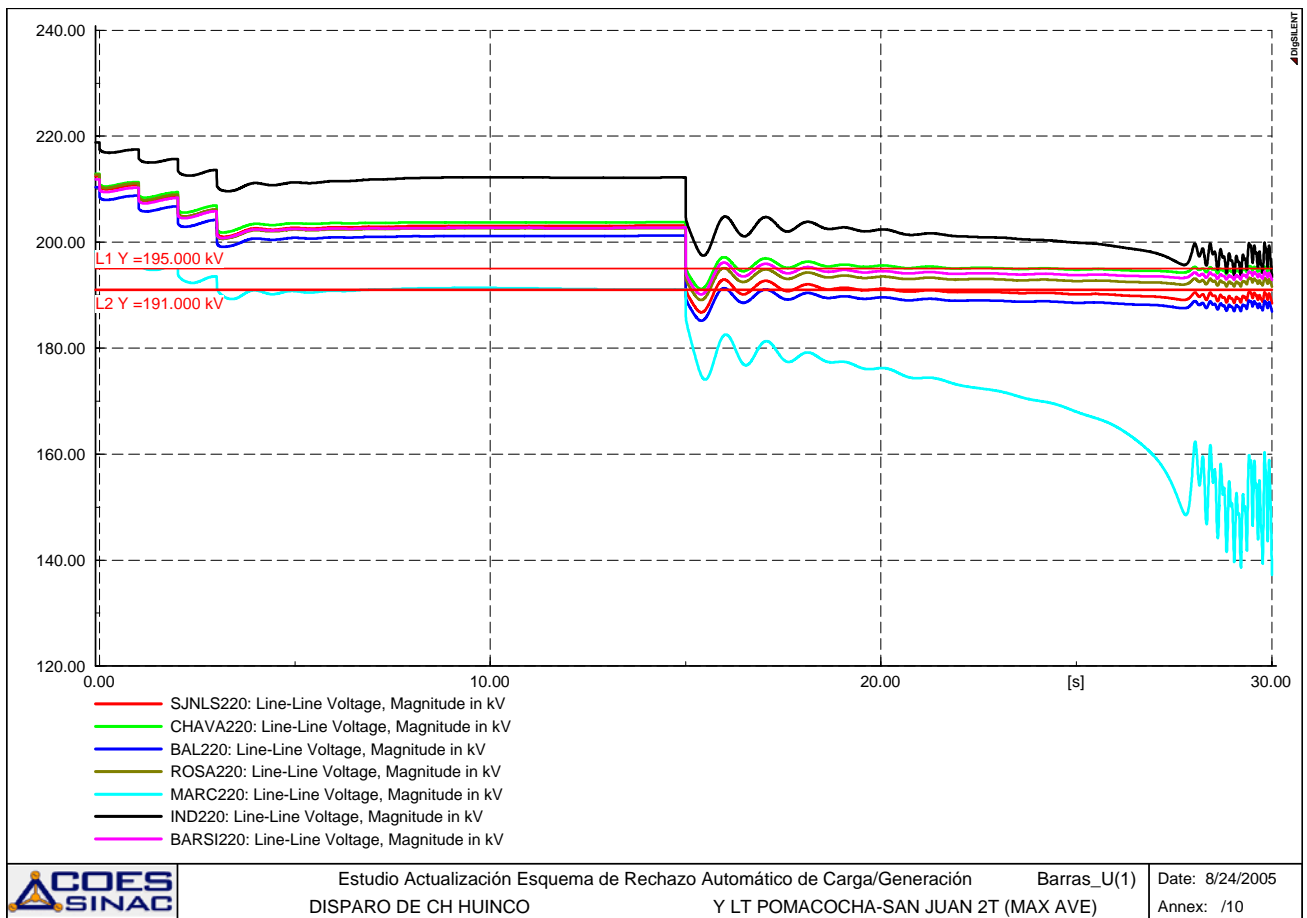


Figura 9.3 Tensiones en barras de 220 kV Lima y Sur Medio

Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de la línea de transmisión de doble terna Pomacocha-San Juan

Tal como se aprecia en la Figura 9.3, al final del primer evento las tensiones en Independencia y Lima se establecen por encima de 195 kV, el menor valor se obtiene en Balnearios que alcanza 201.4 kV.

El segundo evento provoca una severa depresión en las tensiones de Lima, Marcona y San Nicolás. Inicialmente las tensiones de Barsi, Santa Rosa, San Juan y Balnearios caen bruscamente por debajo de 191 kV, mientras que en Chavarría la tensión bordea los 191 kV. En la recuperación, se aprecia que las tensiones en

Balnearios y San Juan muestran la tendencia a establecerse por debajo de 191 kV, mientras que Santa Rosa, Barsi y Chavarría tienden a asumir valores entre 191 kV y 195 kV. Se evidencia el efecto de la inestabilidad de la tensión en San Nicolás, que debe desaparecer con un adecuado rechazo en esta subestación.

Por otro lado, la evolución en el tiempo de la tensión en Marcona muestra que luego de la desconexión de las líneas se provoca inicialmente un proceso oscilatorio decreciente de la tensión en San Nicolás (Figura 9.4). Cuando la tensión pasa por 12 kV se amortigua y se inicia luego una caída sostenida de la tensión que conduce al colapso de esta barra de carga, que arrastra a la barra Marcona de 220 kV. Por lo tanto si se presentara una caída brusca de la tensión en San Nicolás, antes de pasar por 12 kV deberá desconectarse la carga especificada en el esquema con la menor temporización posible.

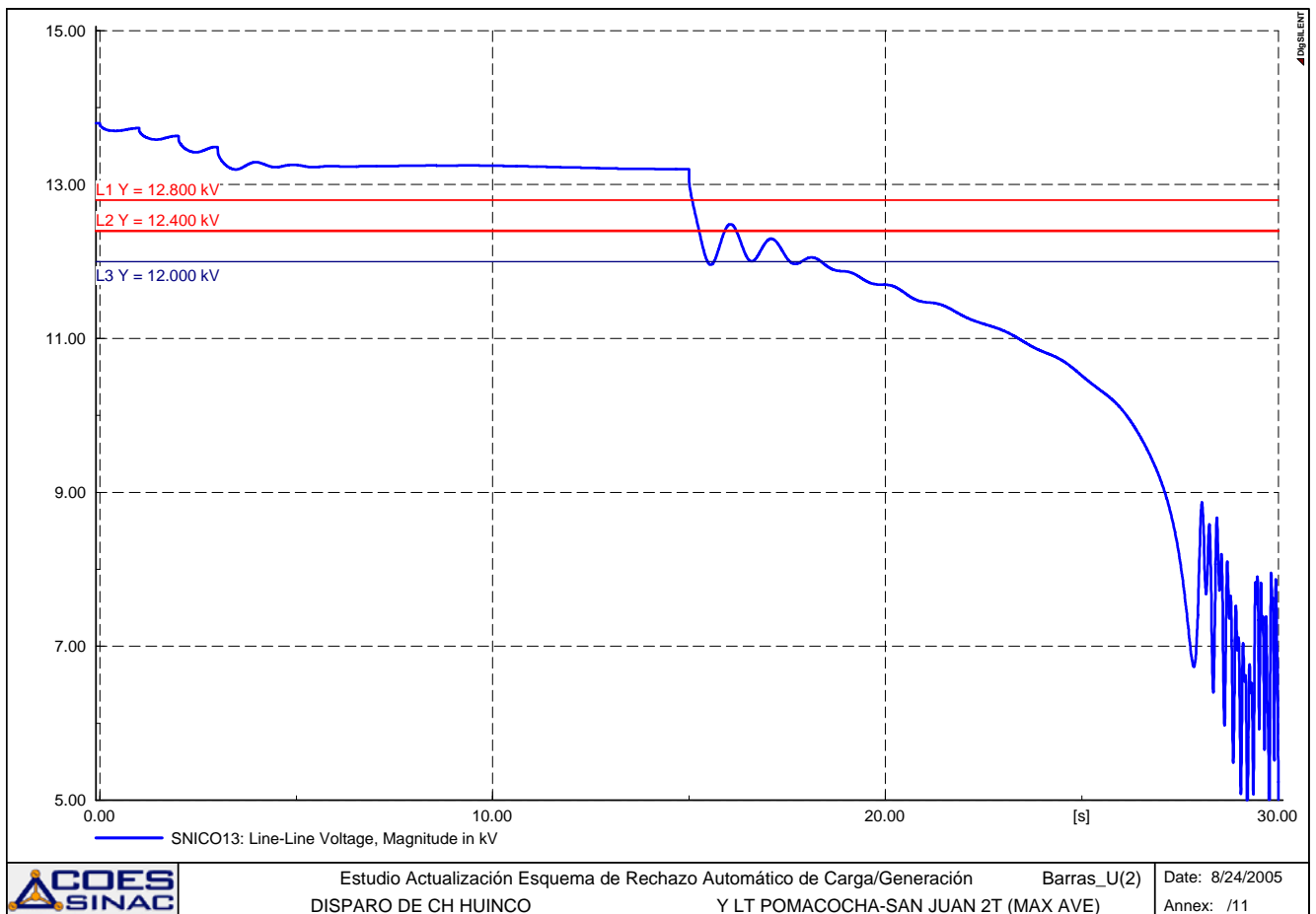


Figura 9.4 Tensión en San Nicolás 13.8 kV

Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de la línea de transmisión Campo Armiño-Independencia

En este caso, los efectos del segundo evento son muy severos en el Sur Medio, ya que la tensión en San Nicolás colapsa, arrastrando en este proceso a Marcona e induciendo este fenómeno en Independencia, que solo podrá evitarse con el rechazo de carga en la S.E. San Nicolás con los criterios mencionados en el evento anterior.

En la Figura 9.5 se muestra que antes del inicio del colapso de San Nicolás, visto en la tensión de la subestación Marcona, las tensiones en Lima, presentan una

tendencia a estabilizarse por encima de 195 kV: Balnearios en 198.3 kV, San Juan en 199.9 kV, Santa Rosa en 200.1 kV, Barsi en 200.8 y Chavarría en 201.7 kV. Asimismo, se aprecia el colapso de la tensión en Marcona, provocado por el colapso de San Nicolás, que confirma la necesidad de programar el rechazo en San Nicolás cuando la tensión pase por 12 kV, como una medida de evitar el colapso por tensión de esta barra.

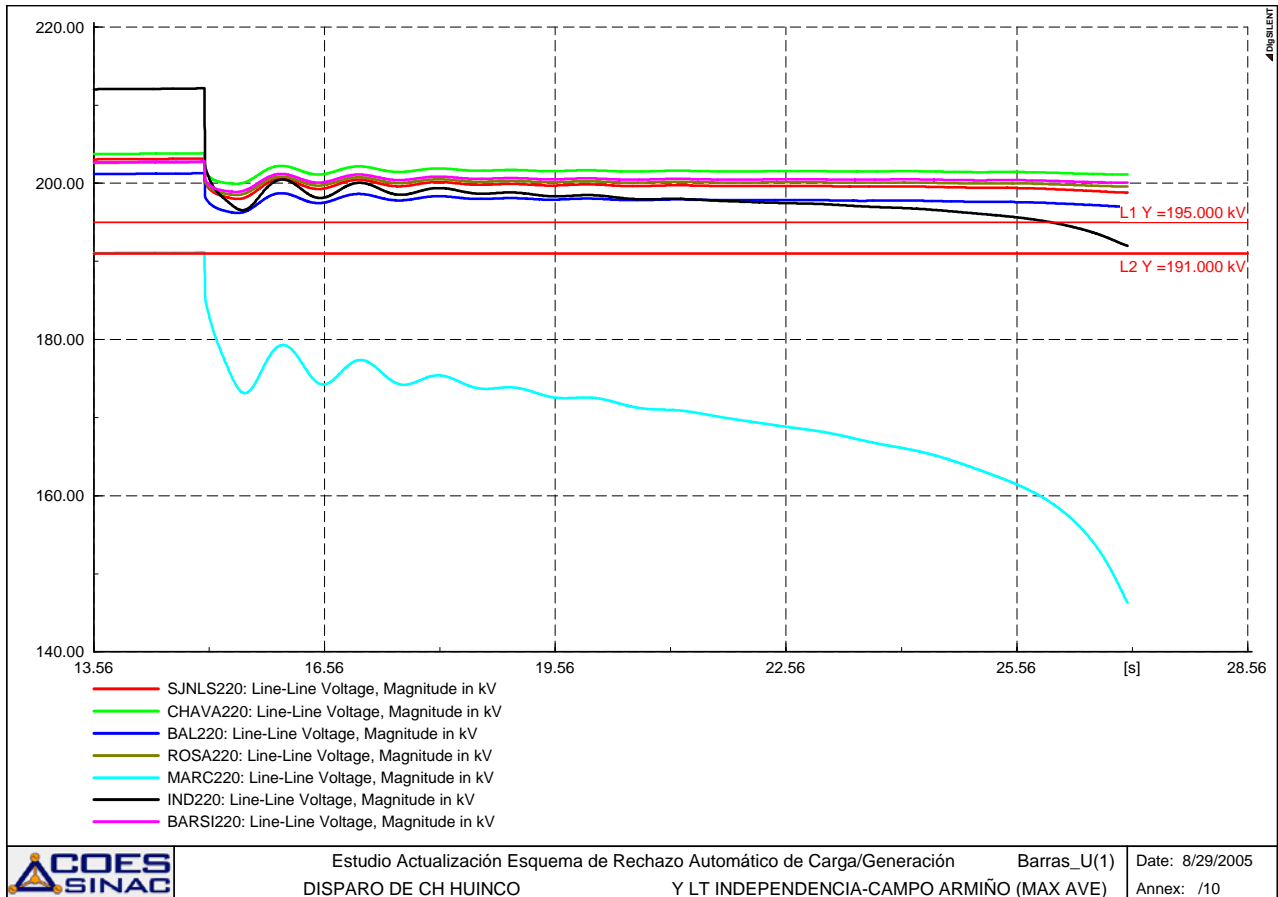


Figura 9.5 Tensiones en barras de 220 kV Lima y Sur Medio

Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de las líneas de transmisión Campo Armiño-Independencia y Pomacocha-San Juan de doble terna

Los efectos del segundo evento son muy severos tanto en el Sur Medio, como en Lima (Figura 9.6), mostrando que la inestabilidad de la tensión en San Nicolás y sus efectos sobre Marcona, Independencia y Lima solo podrán evitarse con el rechazo de carga en la S.E. San Nicolás con los criterios ya mencionados.

Se aprecia que instantáneamente todas las tensiones de 220 kV de Lima y Sur Medio caen por debajo de 185 kV y que en la recuperación, antes del inicio del colapso de San Nicolás, las tensiones en Balnearios y San Juan tienden a establecerse alrededor de 185 kV, mientras que Santa Rosa, Barsi y Chavarría, muestran tendencia a estabilizarse alrededor de 191 kV.

Estos resultados muestran que, ante una situación de inicio de colapso en Lima y el Sur Medio, será necesaria la desconexión de carga en Balnearios y San Juan cuando la tensión caiga bruscamente, luego de pasar por 191 kV. Asimismo, en Chavarría y Santa Rosa si la tensión se mantuviera por debajo de 195 kV.

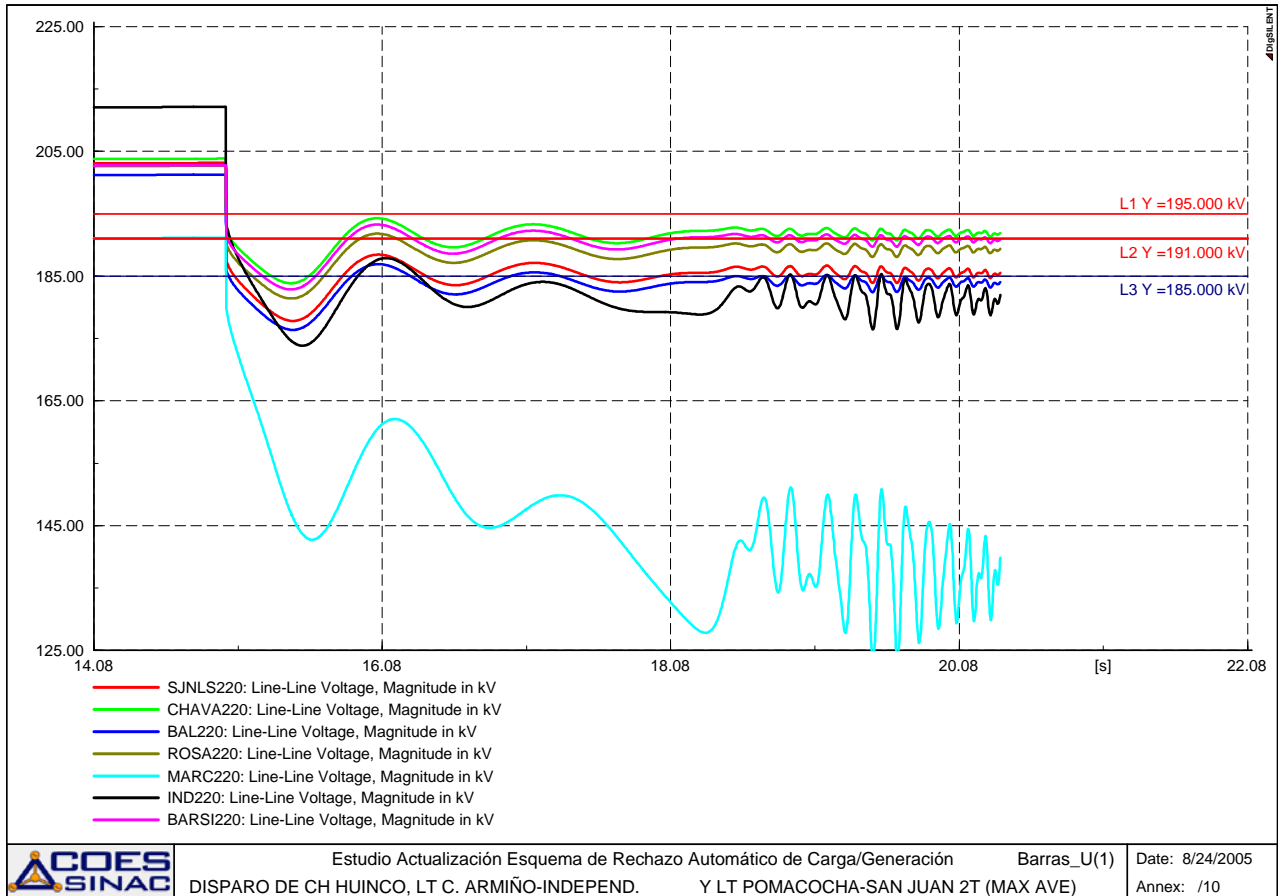


Figura 9.6 Tensiones en barras de 220 kV Lima y Sur Medio

9.3 Propuesta de ERACMT

Luego de las simulaciones efectuadas en el acápite 9.2 se puede concluir que:

- Las tensiones en las barras de 220 kV de Lima mantienen un cierto patrón de comportamiento; Balnearios es la que muestra mayor sensibilidad ante los eventos simulados, mientras que Chavarría muestra la mayor fortaleza.
- La tensión en la barra de 13.8 kV de la subestación San Nicolás también presenta una gran sensibilidad luego de los eventos que provocan cambios en los niveles de cortocircuito (desequilibrios en la potencia reactiva) del Sur Medio. Luego de algunos eventos esta barra colapsa por tensión y arrastra a las subestaciones de Marcona e Independencia al colapso, confirmando la necesidad de programar el rechazo en San Nicolás antes que la tensión pase por 12 kV, como una medida de evitar la inestabilidad de la tensión de esta barra.

- En el evento de mayores efectos sobre las tensiones de 220 kV de Lima y Sur Medio, estas caen bruscamente, por debajo de 185 kV y en la recuperación, antes del inicio del colapso de San Nicolás, las tensiones en Balnearios y San Juan tienden a establecerse alrededor de 185 kV, mientras que Santa Rosa, Barsi y Chavarría, muestran tendencia a estabilizarse alrededor de 191 kV. Por lo tanto, ante una situación de inicio de colapso en Lima y el Sur Medio, es necesaria la desconexión de carga en Balnearios y San Juan luego de pasar por 191 kV; asimismo, en Santa Rosa y Chavarría si la tensión se mantiene por mas de 10 s debajo de 195 kV.

A partir de los resultados obtenidos, tomando como referencia el esquema vigente y considerando que de acuerdo a información suministrada por Edelnor y Luz del Sur, las fallas en sus sistemas de transmisión se despejan en tiempos límites del orden de 0.5 s, se ha propuesto algunas modificaciones al ERACMT (Cuadro 9.5).

Se debe remarcar que en el caso de las barras de Lima, las cargas a desconectar deben estar aguas abajo de la barra de 60 kV de cada subestación. En el caso de San Nicolás se refiere a la barra de 13.8 kV.

Subestación	Etapa	Cargas a desconectar (MW)	AJUSTES DE UMBRAL			
			1		2	
			Ajuste (kV)	Retardo (s)	Ajuste (kV)	Retardo (s)
Balnearios	1	56.0	191.0	4.0	195.0	10.0
	2	37.0			195.0	24.0
San Juan	1	51.0	191.0	5.0	195.0	15.0
Santa Rosa	1	40.0			195.0	10.0
Chavarría	1	55.0			195.0	20.0
	2	61.0			195.0	25.0
San Nicolás	1	10.0	12.4	2.00	12.8	9.0
	2	7.0	12.0	1.0	12.4	4.0

Cuadro 9.5 Esquema Básico de RACMT propuesto

9.4 Verificación del esquema propuesto

En el Modelo Dinámico del SEIN se han incorporado los relés de mínima tensión con los ajustes mostrados en el Cuadro 9.5. En el caso de Lima, los relés se activan a partir de la señal de tensión en las barras de 220 kV y rechazando cargas en las barras de 10 kV ubicadas “aguas abajo” de las subestaciones del esquema, considerando las magnitudes especificadas. Para San Nicolás la tensión de referencia es 13.8 kV.

Para verificar la aptitud del esquema de rechazo de carga por mínima tensión propuesto, se ha simulado eventos que lo activen. Para ello se ha tomado como escenario el disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego que las tensiones se han estabilizado, se ha simulado la desconexión simultánea de:

- Las líneas Campo Armiño-Independencia y Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi).
- Las líneas Pomacocha-San Juan una terna y Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi).

- Las líneas Pomacocha-San Juan doble terna y Campo Armiño-Independencia.

Los resultados que muestran el comportamiento transitorio de las tensiones de Lima y Sur Medio en este proceso de verificación se muestran en el ANEXO G.

9.4.1 Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de las líneas de transmisión Campo Armiño-Independencia y Callahuanca 1- Callahuanca 2 (Purunhuasi)

Luego de la desconexión simultánea de las líneas de transmisión Campo Armiño-Independencia y Callahuanca 1-Purunhuasi, se activa el ERACMT y se producen los rechazos de carga aguas abajo de las subestaciones Balnearios (56MW) y San Nicolás (17 MW).

Las tensiones de las barras de 220 kV de Lima y Sur Medio se establecen por encima de 195 kV: Balnearios en 198.5 kV, San Juan en 199.9 kV, Santa Rosa en 200 kV, Barsi en 200 kV y Chavarría en 201.2 kV. En Independencia la tensión se estabiliza en 203.3 kV, Marcona en 193.5 kV y en San Nicolás la tensión final es 14.24 kV.

Asimismo, se debe comentar que la frecuencia al final del evento tiende a estabilizarse en alrededor de 60.04 Hz.

Tiempo (s)	Carga Rechazada	Subestación	Rechazo (MW)
16.35497	tr2 snico_801	San Nicolás	17
19.45884	lod snico13		
28.57072	lod bal10	Balnearios	56

Cuadro 9.6 Rechazos de carga en el primer evento

9.4.2 Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de las líneas de transmisión Pomacocha-San Juan simple terna y Callahuanca 1- Callahuanca 2 (Purunhuasi)

Luego de la desconexión simultánea de las líneas de transmisión Pomacocha-San Juan 2T y Campo Armiño-Independencia, se activa el ERACMT y se producen los rechazos de carga aguas abajo de las subestaciones Balnearios (93 MW) y San Nicolás (10 MW).

Las tensiones de las barras de 220 kV de Lima y Sur Medio se establecen por encima de 195 kV: Balnearios en 197.5 kV, San Juan en 198.4 kV, Santa Rosa y Barsi en 199 kV, y Chavarría en 200.1 kV. En Independencia la tensión se estabiliza en 208.8 kV, Marcona en 194.2 kV y en San Nicolás la tensión final es 13.94 kV.

Asimismo, se debe comentar que la frecuencia al final del evento tiende a estabilizarse en 60.2 Hz.

Tiempo (s)	Carga Rechazada	Subestación	Rechazo (MW)
18.44384	lod snico13	San Nicolás	10
23.96959	lod bal10	Balnearios	93
51.10844	lod barr10		

Cuadro 9.7 Rechazos de carga en el tercer evento

9.4.3 Disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego la desconexión de las líneas de transmisión Pomacocha-San Juan doble terna y Campo Armiño-Independencia

Luego de la desconexión simultánea de las líneas de transmisión Pomacocha-San Juan doble terna y Campo Armiño-Independencia, se activa el ERACMT y se producen los rechazos de carga aguas abajo de las subestaciones San Juan (51 MW), Balnearios (93 MW) y San Nicolás (17 MW).

Las tensiones de las barras de 220 kV de Lima y Sur Medio se establecen por encima de 195 kV: Balnearios en 196 kV, San Juan en 197.2 kV, Santa Rosa en 197.5 kV, Barsi en 197.8 kV y Chavarría en 199 kV. En San Nicolás la tensión final es 13.8 kV.

Asimismo, se debe comentar que la frecuencia al final del evento tiende a estabilizarse en 60.4 Hz.

Tiempo (s)	Carga Rechazada	Subestación	Rechazo (MW)
16.2363	tr2 snico_801	San Nicolás	17
17.16466	lod snico13		
19.08957	lod sjuan10	San Juan	51
20.09136	lod vmar10		
20.09136	lod bal10	Balnearios	93
44.61329	lod barr10		

Cuadro 9.8 Rechazos de carga en el segundo evento

9.5 Conclusiones

Ante eventos que provocan cambios en el balance de potencia reactiva y/o en los niveles de cortocircuito las tensiones en las barras de 220 kV de Lima mantienen un cierto patrón de comportamiento, la tensión en Balnearios muestra la mayor sensibilidad, mientras que Chavarría es la que muestra la mayor fortaleza.

En la zona Sur Medio, también se ha puesto en evidencia la gran sensibilidad que muestra la tensión en la barra de 13.8 kV de la subestación San Nicolás a los cambios de potencia reactiva en la zona. Los resultados muestran que la inestabilidad de la tensión en San Nicolás arrastra a Marcona e Independencia, y se aprecian también en Lima.

Los resultados de las simulaciones muestran la aptitud del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (Cuadro 9.5) para el control de las tensiones en Lima y Sur medio, por lo que se recomienda su implementación en el año 2006.

10. CONCLUSIONES FINALES

10.1 Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia

Las especificaciones técnicas del Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBRACMF) del SEIN, para su implementación en el año 2006 son:

Número de Etapas	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 / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	Hz
1	4.2%	59.00	0.15	-0.75	0.15	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
2	7.8%	58.90	0.15	-0.75	0.15	-0.65	0.15	-1.1	0.15	59.8
3	10.0%	58.80	0.15	-0.75	0.15	-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	8.0%	58.60	0.15			-1.4	0.15	-2.1	0.15	59.8
6	5.5%	58.50	0.15	(1) La temporización de los reles de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay debe ser 0.35 s						
7	2.5%	58.40	0.15							
Reposición	1.25% (2)	59.10	30.0	(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59.1 Hz						

10.2 Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia

Las especificaciones técnicas del Esquema Básico de Rechazo Automático de Generación por Sobrefrecuencia (EBRAGSF) del SEIN, para su implementación en el año 2006 son:

CENTRAL	UNIDAD	CONDICION DE DERIVADA			UMBRAL 1		UMBRAL 2	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND						
San Gabán II (55 MW)	2da	1.19	61.00	0.60	62.50	0.30		
Machupicchu (30.15 MW)	2da				62.60	0.50	61.50	10.00
Malacas (15 MW)	1ra	2.00	60.20	0.40	61.70	0.30		
Malacas (15 MW)	2da	2.00	60.20	0.60	61.70	0.30		
Cañón del Pato (41.1 MW)	2da	1.10	60.20	0.50	61.90	0.30		
Cañón del Pato (41.1 MW)	4ta	0.70	60.50	0.40	62.20	0.30		
Carhuaquero (31.2 MW)	2da	1.70	60.20	0.50	62.50	5.00		
Carhuaquero (31.74 MW)	3era	1.20	60.50	0.50	61.50	15.00		
Gallito Ciego (17 MW)	1era				61.50	10.00		
Gallito Ciego (17 MW)	2da				62.30	0.30		
Tumbes (9.34 MW)	1ra	1.8	60.2	0.2	61.60	0.20		
Tumbes (9.34 MW)	2da	1.8	60.2	0.2	61.60	0.20		

10.3 Rechazo de Carga por Mínima Tensión

Las especificaciones técnicas del Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (ERACMT) del SEIN, para su implementación en el año 2006 son:

Subestación	Etapa	Cargas a desconectar (MW)	AJUSTES DE UMBRAL			
			1		2	
			Ajuste (kV)	Retardo (s)	Ajuste (kV)	Retardo (s)
Balnearios	1	56.0	191.0	4.0	195.0	10.0
	2	37.0			195.0	24.0
San Juan	1	51.0	191.0	5.0	195.0	15.0
Santa Rosa	1	40.0			195.0	10.0
Chavarría	1	55.0			195.0	20.0
	2	61.0			195.0	25.0
San Nicolás	1	10.0	12.4	2.00	12.8	9.0
	2	7.0	12.0	1.0	12.4	4.0

10.4 Reconexiones automáticas de carga

La reconexión automática de carga, luego de un rechazo de carga por mínima frecuencia debe ser tratada luego de la realización del Estudio Integral de la Problemática de la Reserva Rotante del SEIN a ser convocado por el COES en el último trimestre del presente año. Por este motivo es pertinente extender la vigencia de la Directiva Transitoria para reconexión automática de carga establecida por la DOCOES mediante la Resolución N° 006-2003-DO/COES-SINAC.

Por otro lado, con respecto a las reconexiones automáticas de carga luego del rechazo por mínima tensión, se debe indicar que 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, por esta razón no se considera pertinente la autorización de las reconexiones automáticas de esta naturaleza.

11. RECOMENDACIONES

Se recomienda la implementación de los resultados del estudio Criterios para las Reconexiones Automáticas de Carga y su efecto sobre el Esquema de Rechazo de Carga del SEIN [10], en el cual se propone una metodología de seguimiento de la evolución de la reserva rotante y un esquema de autorizaciones para la reconexión manual de carga luego de los rechazos de carga por mínima frecuencia.

Se recomienda mejorar el Modelo Dinámico del SEIN, incorporando los motores de gran potencia que existen en las plantas mineras de la Zona Sierra Centro del SEIN, así como los esquemas propios de rechazo implementados por algunos clientes libres del SEIN.

12. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Informe Final Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN año 2003, CESI, Febrero 2003.
- [2] INFORME TÉCNICO COES-SINAC/DEV-027-2004, EVENTO: Pérdida de carga en Southern Perú por mínima frecuencia, Abril, 2004.
- [3] Informe Final Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2005, ISA, Septiembre 2004.
- [4] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV, "Revisión del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión del SEIN - año 2005", Marzo, 2005.
- [5] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-158-2005, "Rangos admisibles de variación de frecuencia para unidades de generación del SEIN ", Abril, 2005.
- [6] Informe Final Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de la Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, CESI, Julio 2005.
- [7] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV, "Evaluación de la Regulación Primaria de Frecuencia", Julio, 2005.
- [8] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV, "Proyecciones de Demandas en Barras de Carga del SEIN - año 2006", Junio, 2005.

- [9] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV, "Evaluación estadística de las tensiones de operación en barras de 220 kV y 138 kV del SEIN", Marzo, 2005.
- [10] Informe Final Criterios para las Reconexiones Automáticas de Carga y su efecto sobre el esquema de rechazo de carga del SEIN año 2003, CESI, Octubre 2003.

ANEXOS

- (1) ANEXO A: DEMANDAS EN BARRAS Y DESPACHO DE CENTRALES
- (2) ANEXO B: RESULTADOS DE ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA
- (3) ANEXO C: ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR
MINIMA FRECUENCIA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDO
 - C.1 Rechazo disponible por subestación de SEIN
 - C.2 Banco de capacitores a ser desconectados por frecuencia
- (4) ANEXO D: DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION
- (5) ANEXO E: DESCONEXION DE LINEAS DE TRANSMISION
- (6) ANEXO F: EVENTOS ADICIONALES DE FRECUENCIA
- (7) ANEXO G: EVENTOS DE MINIMA TENSION EN LIMA Y SUR MEDIO