

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR
MÍNIMA FRECUENCIA DEL SEIN PARA EL AÑO 2009**

INFORME DE COMPETENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ROLANDO RAFAEL ZÁRATE CÉSPEDES

**PROMOCIÓN
2003 - II**

**LIMA – PERÚ
2008**

**ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR
MÍNIMA FRECUENCIA DEL SEIN PARA EL AÑO 2009**

*Dedicado a mis padres por
su amor incondicional*

SUMARIO

El objetivo de un esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia de un sistema eléctrico de potencia es restablecer el equilibrio en la potencia activa que se ve alterado cuando ocurre un evento que provoca la desconexión de unidades de generación o de líneas de transmisión formando sistemas aislados con déficit de generación. Con esta protección especial del sistema de potencia se previene un colapso por frecuencia y se preserva la vida útil de los equipos que son más sensibles a sus variaciones. En este trabajo se presenta un resumen de los cálculos y análisis realizados para la obtención del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del año 2009.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I CONTROL DE LA FRECUENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	2
1.1. DINÁMICA DE ROTACIÓN DE UNA MÁQUINA ELÉCTRICA	2
1.2. DINÁMICA DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA DE N GENERADORES	3
1.3. LA INERCIA EQUIVALENTE	5
1.4. VARIACIÓN DE LOS TORQUES MECÁNICO Y ELÉCTRICO CON LA FRECUENCIA	6
1.5. LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA	7
1.5.1. Características del regulador de velocidad	7
1.5.2. Efecto de la RPF en un sistema con varias unidades de generación	10
1.5.3. Estatismo equivalente de un sistema	11
1.5.4. Limitaciones en la regulación primaria de frecuencia	11
1.6. LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	12
1.6.1. Características de la RSF	12
1.6.2. Efecto de la RSF en un sistema con varias unidades de generación	14
CAPÍTULO II EFECTOS DE LAS FRECUENCIAS ANORMALES SOBRE LOS SISTEMAS DE POTENCIA	15
2.1. EFECTOS SOBRE LAS TURBINAS DE CICLO DE VAPOR	15
2.2. EFECTOS SOBRE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN LAS PLANTAS DE GENERACIÓN	18
2.3. EFECTOS SOBRE LA EXCITACIÓN DE GENERADORES Y TRANSFORMADORES	19
2.4. NECESIDAD DE UN ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA	20
CAPÍTULO III CARACTERÍSTICAS DE UN ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA	21
3.1. LA MÁXIMA SOBRECARGA DE LA CUAL PROTEGER	21
3.2. EL RECHAZO MÁXIMO NECESARIO	21
3.3. LA FRECUENCIA DE INICIO DEL RECHAZO	22
3.4. LA MÁXIMA CAÍDA DE FRECUENCIA ADMISIBLE	22
3.5. LA DISTRIBUCIÓN DEL ESQUEMA EN ETAPAS	22
3.6. LA ACTIVACIÓN DEL ESQUEMA POR UMBRAL O POR DERIVADA	22
CAPÍTULO IV METODOLOGÍA DE DISEÑO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2009	23
4.1. ANTECEDENTES	23
4.1.1. Marco normativo peruano para la elaboración de los estudios de rechazo automático de carga por mínima frecuencia	23
4.1.2. El Estudio de rechazo de carga del año 2003	24
4.1.3. Los límites de transmisión en los enlaces Centro-Norte y Centro-Sur	25
4.2. PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2009	25
4.3. ESCENARIOS BASE PARA EL ANÁLISIS	28
4.3.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	28
4.3.2. DEMANDAS Y DESPACHOS DE GENERACIÓN	30

4.3.3.	INTERCAMBIOS DE POTENCIA ENTRE ZONAS DEL SEIN	32
4.4.	ERACMF PROPUESTO PARA EL AÑO 2009	34
CAPÍTULO V CASOS DE DISEÑO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2009		36
5.1.	DISEÑO DEL ERACMF DE LA ZONA SUR	36
5.1.1.	Desconexión en mínima demanda	36
5.1.2.	Desconexión en máxima demanda	38
5.2.	DISEÑO DEL ERACMF DE LA ZONA NORTE	40
5.2.1.	Desconexión en mínima demanda	41
5.3.	DISEÑO DEL ERACMF DE LA ZONA CENTRO	44
5.3.1.	Desconexión en mínima demanda	44
5.3.2.	Desconexión en máxima demanda	46
5.4.	CONTRIBUCIONES ZONALES AL RECHAZO EN EL SEIN	48
CAPÍTULO VI VERIFICACIÓN DEL ERACMF DEL AÑO 2009 ANTE LA DESCONEXIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN		50
6.1.	EVENTOS DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN	50
6.2.	DESEMPEÑO DEL ERACMF EN AVENIDA	52
6.3.	DESEMPEÑO DEL ERACMF EN ESTIAJE	55
CAPÍTULO VII VERIFICACIÓN DEL ERACMF DEL AÑO 2009 ANTE LA FORMACIÓN DE ISLAS		58
7.1.	EVENTOS DE DESCONEXIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	58
7.2.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	59
CONCLUSIONES		61
BIBLIOGRAFÍA		63

PRÓLOGO

El objetivo del presente informe es presentar el desarrollo de un Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Dicho esquema, que pertenece a la categoría de protecciones especiales del sistema, permite restablecer el equilibrio de potencia activa que se ve trastocado cuando se producen desconexiones de unidades de generación o desconexiones de líneas de transmisión que forman sistemas aislados con déficit de generación, preservándose la vida útil de los equipos más sensibles a las variaciones de frecuencia y previniendo un colapso.

Se debe mencionar que han sido muchas las ocasiones en que el ERACMF ha evitado un colapso total del SEIN. Solo en el primer semestre del año 2008 se produjo ocho eventos en los que el ERACMF actuó oportunamente.

El ERACMF que se presenta ha sido desarrollado utilizando criterios apropiados y un número importante de simulaciones dinámicas ambientadas en escenarios operativos esperados para el año 2009.

En el Capítulo I del informe, se presenta un resumen de los conceptos básicos relacionados al control de la frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia.

En el Capítulo II, se describe las consecuencias que puede tener, en los equipos de un sistema eléctrico de potencia, la operación a frecuencias anormales, así como la necesidad de que ese sistema cuente con un ERACMF.

En el Capítulo III, se describe las características de los Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia.

En el Capítulo IV, se presenta el ERACMF propuesto para el SEIN en el año 2009 y se detalla los criterios con los que se formuló.

En los Capítulos V, VI y VII, se presenta los resultados de las simulaciones que han conducido a la obtención del ERACMF propuesto.

CAPÍTULO I

CONTROL DE LA FRECUENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1. Dinámica de rotación de una máquina eléctrica

La denominada ecuación de oscilación [1], que relaciona los torques desarrollados en una unidad de generación con la velocidad angular del rotor, se expresa así:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (1.1)$$

Donde:

- T_m : Torque mecánico (N-m)
- T_e : Torque eléctrico (N-m)
- W_m : Velocidad angular del rotor (rad/s)
- J : Momento de inercia combinado del generador y la turbina (Kg-m²)

El torque mecánico es proporcionado por la turbina al generador. El torque eléctrico es un torque que refleja la potencia activa que el generador entrega por sus bornes.

La energía cinética que almacena el rotor cuando gira a velocidad nominal es [1]:

$$E_{k0} = \frac{1}{2} J \omega_{m0}^2 \quad (1.2)$$

La constante de inercia de la unidad se define como el cociente de la energía cinética (Mjoules) y la potencia aparente nominal de la unidad expresada en MVA [1]. Esta constante característica de una unidad de generación suele estar entre 3 y 5 s.

$$H = \frac{E_{K0}}{S_0} \quad (1.3)$$

La base para expresar el torque en por unidad es:

$$T_0 = \frac{S_0}{\omega_{m0}} \quad (1.4)$$

La velocidad angular del rotor se relaciona con la frecuencia, mediante:

$$\frac{\omega_m}{\omega_{m0}} = \frac{\omega}{\omega_0} = \frac{f}{f_0} = \bar{f} \quad (1.5)$$

Donde el subíndice 0 indica valores nominales y la raya, valores en p.u.

Con lo anterior, la ecuación de oscilación queda expresada como [1]:

$$2H \frac{d\bar{f}}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (1.6)$$

1.2. Dinámica de la frecuencia en un sistema de N generadores

El concepto anterior puede extenderse a un sistema de N unidades de generación asumiendo que el equivalente eléctrico de la velocidad angular del rotor es el mismo en todas las unidades, es decir, suponiendo que los deslizamientos transitorios entre ellas desaparecen muy rápidamente por acción de las fuerzas sincronizantes del sistema.

Así, se plantea la ecuación de oscilación (1.7) equivalente para un determinado sistema de potencia, en función de la constante de inercia equivalente y los torques equivalentes proporcionados por todas las unidades de generación [2].

$$2H_{SIST} \frac{d\bar{f}}{dt} = \bar{T}_m_{SIST} - \bar{T}_e_{SIST} \quad (1.7)$$

Considerando que las variaciones de frecuencia están relativamente controladas, los torques en por unidad son aproximadamente iguales a las potencias y con ello:

$$\frac{d\bar{f}}{dt} \approx \frac{\bar{P}_m_{SIST} - \bar{P}_e_{SIST}}{2H_{SIST}} \quad (1.8)$$

De (1.8), se observa que cuando ocurre una pérdida de generación (pérdida de potencia mecánica), en el sistema la frecuencia disminuye y la rapidez de cambio inicial depende de la sobrecarga súbita y de la inercia equivalente del sistema remanente. Para reducir esta tasa de caída en la frecuencia y eventualmente propiciar una recuperación, la potencia mecánica entregada por las turbinas al sistema debe aumentar o la potencia eléctrica demandada por las cargas del sistema debe disminuir o en todo caso, deberían ocurrir ambas acciones. El incremento de la potencia mecánica se produce en virtud a la **regulación primaria de frecuencia**. La reducción en la potencia consumida por las cargas del sistema sucede de modo natural por la característica de **autorregulación de la carga** o es forzada a través de un **esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia**. Cuanto más rápido se logre contrarrestar el desbalance de potencia activa, menor será el riesgo de exponer al sistema a frecuencias dañinas; de ahí que el rechazo automático de carga sea necesario ante ciertas formaciones de islas o ciertas desconexiones de unidades de generación. Una vez alcanzado un nuevo balance de potencia a una frecuencia admisible, un nuevo reajuste en la potencia generada, que se logra con la **regulación secundaria de frecuencia**, puede restaurar esta a su valor nominal.

1.3. La inercia equivalente

La inercia equivalente de un sistema de N generadores es igual a [3]:

$$H_{SIST} = \frac{H_1 S_{01} + H_2 S_{02} + \dots + H_N S_{0N}}{S_{01} + S_{02} + \dots + S_{0N}} \quad (1.9)$$

La rapidez de cambio inicial en la frecuencia luego de una pérdida de generación depende de la sobrecarga súbita y de la inercia equivalente del sistema remanente (de los generadores que quedan en servicio), de acuerdo a (1.8). Si solo dependiese de esta inercia, la frecuencia caería irremediamente con una característica lineal [2] como la mostrada en la Figura 1.1 para varios valores de sobrecarga. La sobrecarga porcentual está definida como [2]:

$$\% \text{ sobrecarga} = \frac{\text{carga} - \text{generación remanente}}{\text{generación remanente}} \quad (1.10)$$

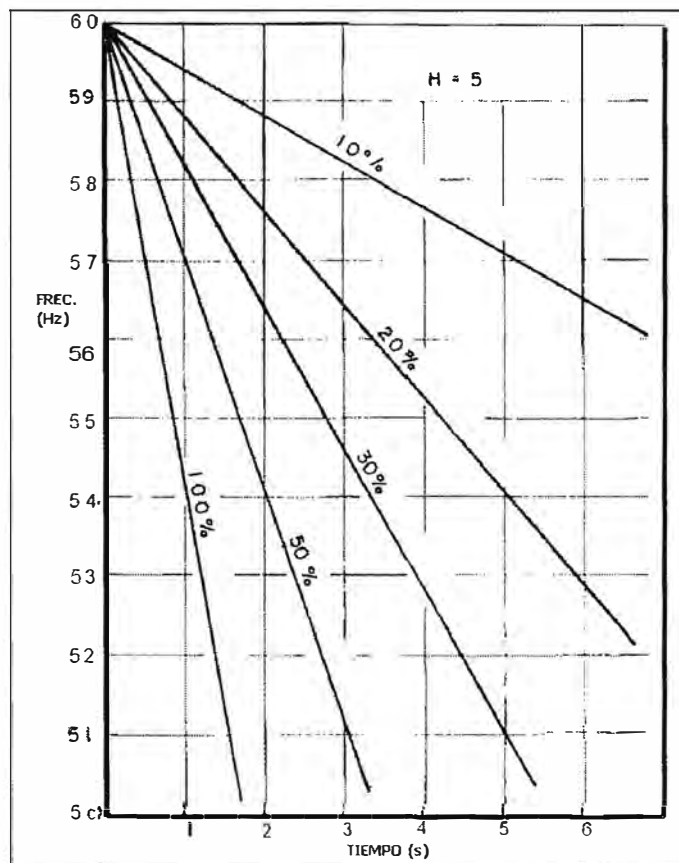


Fig. 1.1 Caída de frecuencia con torques invariables frente a distintos porcentajes de sobrecarga

1.4. Variación de los torques mecánico y eléctrico con la frecuencia

En realidad, la generación y la carga en el sistema responden a una caída en la frecuencia, aumentando el torque mecánico en el primer caso y reduciendo el torque eléctrico en el segundo [2]. El torque mecánico varía de forma inversamente proporcional a la frecuencia. El torque eléctrico varía en forma proporcional a cierta potencia de la frecuencia que depende de la composición de la carga; a esa característica se le denomina autorregulación de la carga. El efecto neto es una progresiva reducción en la diferencia de torques hasta que la frecuencia detiene su caída como se ve en la Figura 1.2.

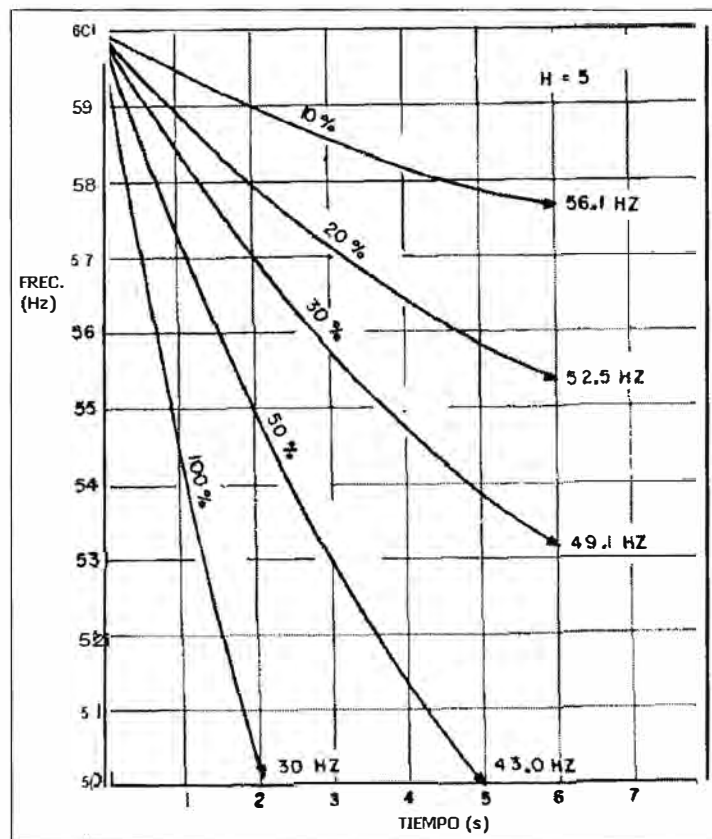


Fig. 1.2 Caída de frecuencia con torques dependientes frente a distintos porcentajes de sobrecarga

No obstante estas respuestas naturales, la frecuencia se estabiliza en valores muy bajos. Por eso, en los sistemas de potencia es necesaria una regulación (control de lazo cerrado con consigna) de la frecuencia.

1.5. La regulación primaria de frecuencia

La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es la acción de control sobre la frecuencia que ejercen de modo automático los reguladores de velocidad de las unidades de generación del sistema. [4]

1.5.1. Características del regulador de velocidad

La representación esquemática del control de frecuencia en una unidad de generación [4] se muestra en la Figura 1.3.

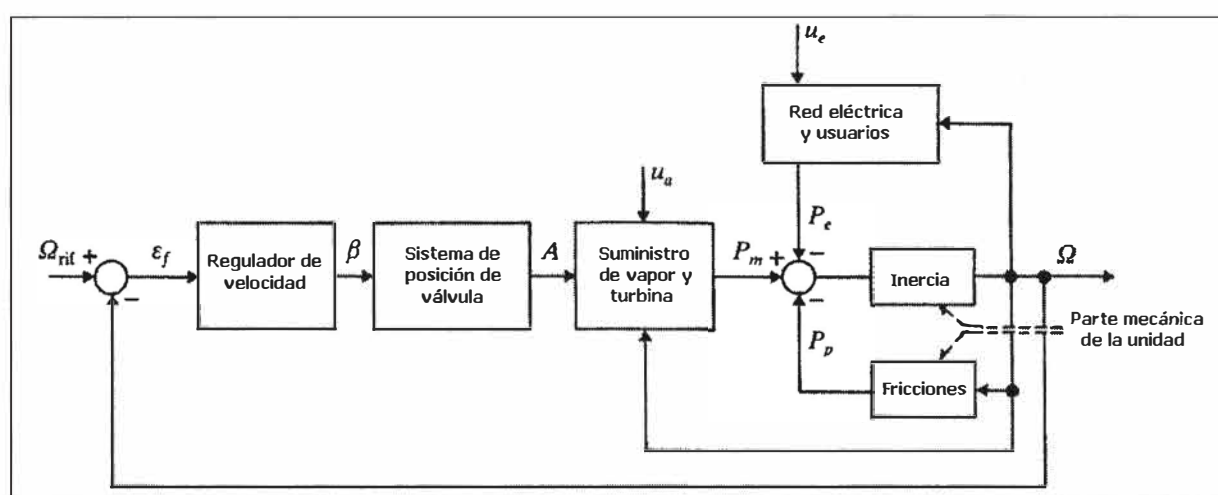


Fig. 1.3 Esquema de control de velocidad

El regulador de velocidad es un controlador que toma como entrada una señal de error que es la diferencia entre una velocidad de referencia y la velocidad real medida de una unidad turbina-generador. El algoritmo de control de este dispositivo fabrica una señal de control que actúa sobre la válvula de suministro de vapor o sobre la compuerta de suministro de agua según el tipo de turbina. Cuando la frecuencia baja, el regulador de velocidad hace que la turbina entregue más potencia y cuando sube, que entregue menos. De este modo los reguladores de velocidad contribuyen al control de frecuencia.

En un sistema con varias unidades de generación, para que la demanda pueda ser adecuadamente repartida entre todas las unidades, es necesario que los reguladores de velocidad permitan tener una característica de estado estacionario *frecuencia – potencia mecánica* como la que se muestra en la Figura 1.4. Existe una desviación de estado

estacionario inherente a esa característica; es decir, la frecuencia no es restituida al valor que tenía antes de producirse una variación de carga [1].

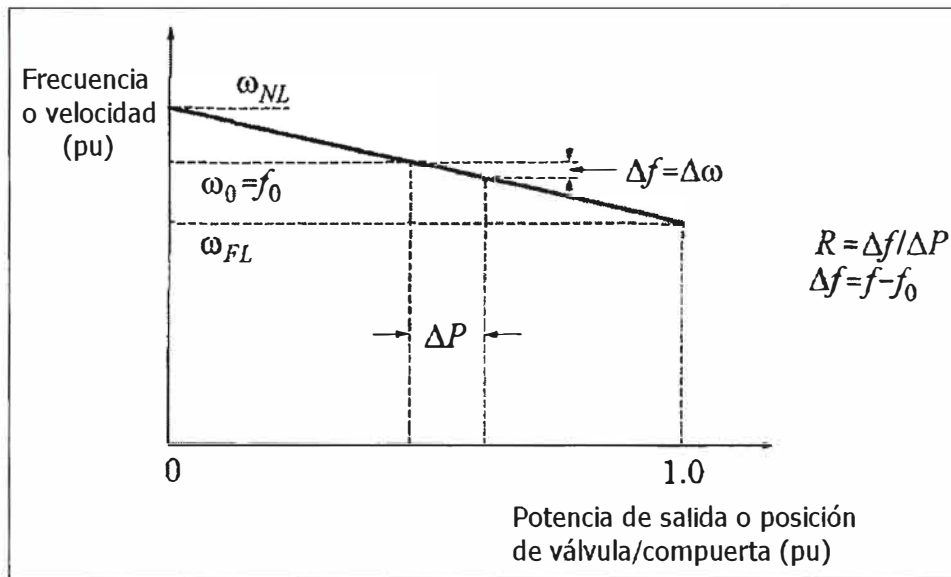


Fig. 1.4 Característica frecuencia – potencia mecánica

El estatismo permanente (b_p o R) es la pendiente de esa característica y puede expresarse así [1]:

$$b_p = \frac{\Delta f_{pu}}{\Delta P_{pu}} \times 100\% = \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \times 100\% \quad (1.11)$$

Donde Δf_{pu} es un cambio porcentual en la frecuencia respecto de la frecuencia nominal del sistema y ΔP_{pu} es un cambio porcentual en la potencia entregada por la turbina respecto de su potencia nominal. Así, un estatismo permanente de 5% indica que una disminución [aumento] en la frecuencia de 5% ocasiona un incremento [reducción] del 100% en la potencia entregada.

Para conseguir la característica de estado estacionario descrita, la función de transferencia del conjunto regulador de velocidad – válvula (o compuerta) – turbina debe tener la forma descrita en (1.12). Como las turbinas hidráulicas y térmicas tienen sus propias características dinámicas, la función de transferencia (diagrama de bloques) del regulador de velocidad depende de cada caso. [4]

$$G_f(s) = \frac{P_N}{\omega_0} \frac{1 + sT}{b_p + sTb_T} \quad (1.12)$$

La acción en el tiempo del regulador de velocidad ante una caída de frecuencia se ilustra en la Figura 1.5. [1]

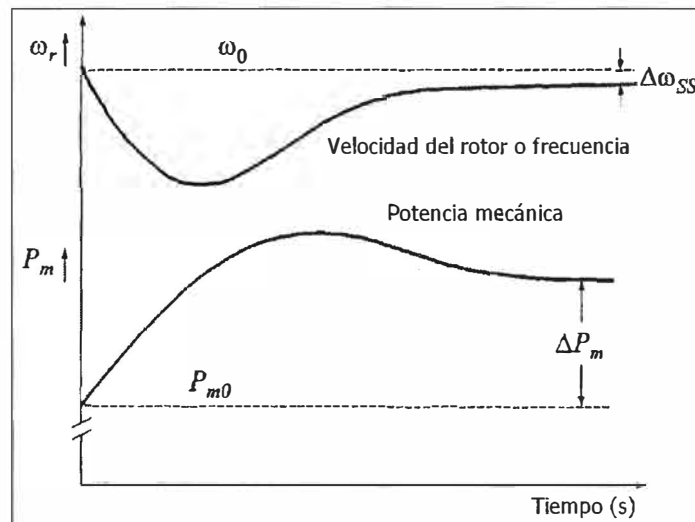


Fig. 1.5 Acción de regulador de velocidad

Si el regulador de velocidad fuese “isócrono”, es decir, de estatismo cero, su respuesta en el tiempo sería como la de la Figura 1.6. Sin embargo, un regulador así no es apropiado en un sistema con más de un generador. [1]

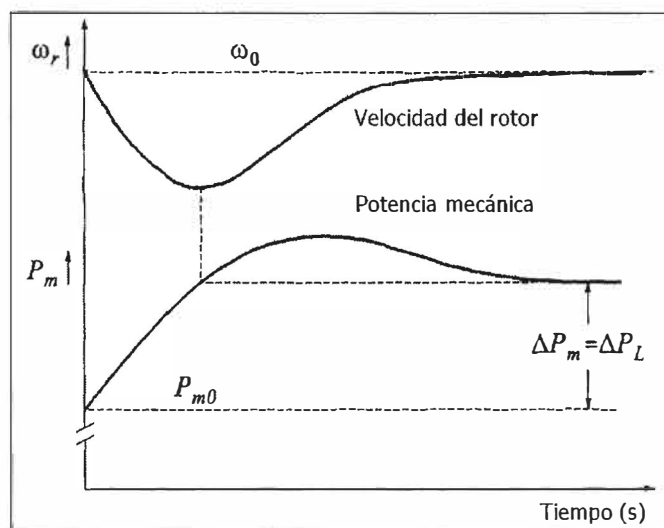


Fig. 1.6 Acción de regulador de velocidad con $b_p = 0$

1.5.2. Efecto de la RPF en un sistema con varias unidades de generación

Los estatismos permanentes determinan cómo las unidades de generación comparten las variaciones de carga. Como se ilustra en la Figura 1.7, al ocurrir una variación de carga ΔP en un sistema con dos unidades de estatismos permanentes b_{p1} y b_{p2} , las unidades se reparten esta variación incrementando las potencias entregadas en ΔP_1 y ΔP_2 dejando a la frecuencia disminuida en una cantidad Δf [1].

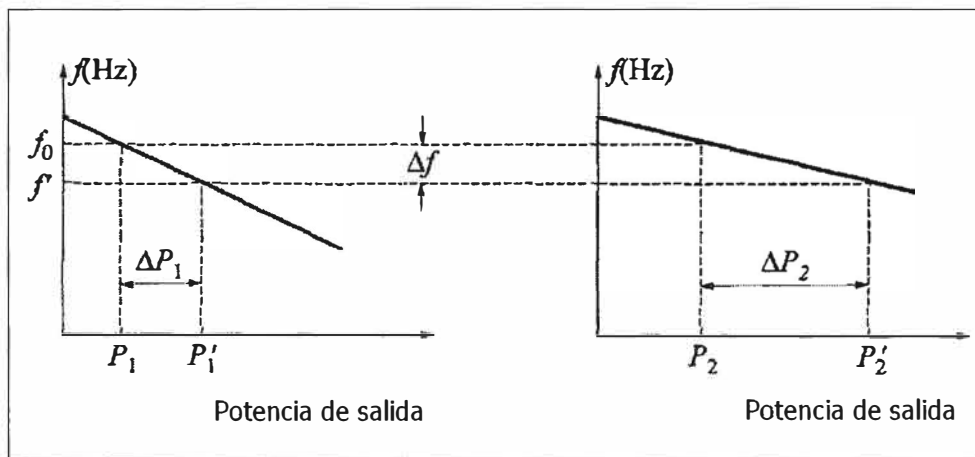


Fig. 1.7 Reparto de carga entre dos unidades de generación

$$\Delta P_{1pu} = \frac{\Delta f_{pu}}{b_{p1}} \times 100\% \quad (1.13)$$

$$\Delta P_{2pu} = \frac{\Delta f_{pu}}{b_{p2}} \times 100\% \quad (1.14)$$

$$\Delta P_{pu} = \Delta P_{1pu} + \Delta P_{2pu} \quad (1.15)$$

$$\frac{\Delta P_{1pu}}{\Delta P_{2pu}} = \frac{b_{p2}}{b_{p1}} \quad (1.16)$$

Luego, el reparto de carga es inversamente proporcional a los estatismos. Las unidades con menores estatismos son las que toman en mayor proporción los incrementos de carga.

El principio es el mismo si en vez de producirse un aumento de carga en un sistema, ocurriese una pérdida de generación. La RPF proporcionada por la generación remanente incrementa las potencias mecánicas asumiendo la sobrecarga.

1.5.3. Estatismo equivalente de un sistema

El estatismo equivalente para un sistema de N unidades de generación con capacidad de regulación primaria es [4]:

$$b_p = \frac{\sum_{i=1}^N P_{NOM\ i}}{\sum_{i=1}^N \frac{P_{NOM\ i}}{b_{p\ i}}} \quad (1.17)$$

Aquellas unidades que no tienen capacidad de regular porque no tienen reserva para este fin, o por otra razón, es como si tuviesen un estatismo infinito y en consecuencia, su aporte al estatismo equivalente del sistema es nulo.

1.5.4. Limitaciones en la regulación primaria de frecuencia.

Como se vio, la RPF proporciona una acción deseable en el restablecimiento del balance de potencias. Sin embargo presenta algunas limitaciones [1], [4]:

- Al final de la actuación de la RPF, la frecuencia queda por debajo de la frecuencia inicial.
- El incremento de potencia generada está limitado por la disponibilidad de reserva rotante en el sistema.
- Por consideraciones térmicas, las unidades térmicas deben tomar carga a una velocidad controlada.

- El incremento de vapor que se requiere para asumir un incremento de carga ocasiona una caída de presión. Para mantener la presión es necesario suministrar más combustible a las calderas, lo cual toma un tiempo.
- Los reguladores de velocidad tienen retardos de 3 a 5 segundos.
- El efecto deseado de regulación de frecuencia requiere que los reguladores de velocidad operen en forma libre en el modo de control de velocidad y que no tengan bandas muertas muy holgadas, temas que pueden ser ajenos a las prácticas de algunas empresas de generación.
- Para que la regulación primaria sea eficiente, los estatismos permanentes de las unidades de generación deben ser uniformes, de modo que estas asuman las variaciones de carga en forma proporcional a sus capacidades; esta coordinación puede no existir.

1.6. La regulación secundaria de frecuencia

La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) es una acción de control que cambia las referencias de algunos reguladores de velocidad del sistema para restituir la frecuencia a su valor nominal.

1.6.1. Características de la RSF

Si se cambia la referencia de potencia (P_{ref}) en un regulador de velocidad, que es equivalente a la velocidad de referencia por la característica *velocidad – potencia mecánica* mostrada en la Figura 1.8, se consigue desplazar tal característica con el efecto mostrado en la Figura 1.9.

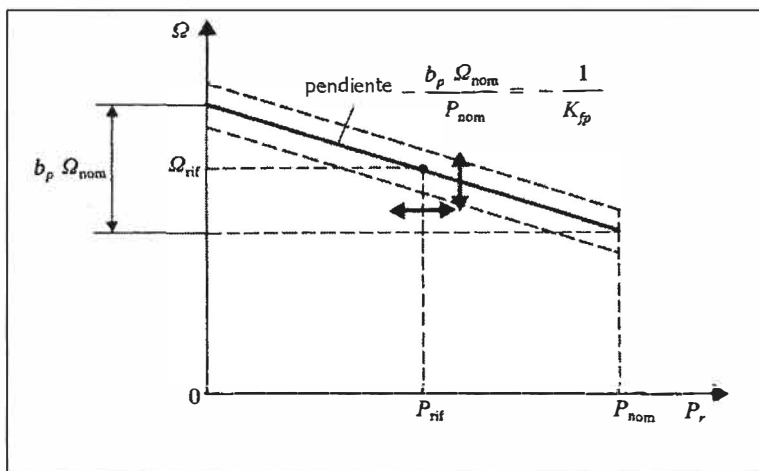


Fig. 1.8 Característica frecuencia – potencia mecánica

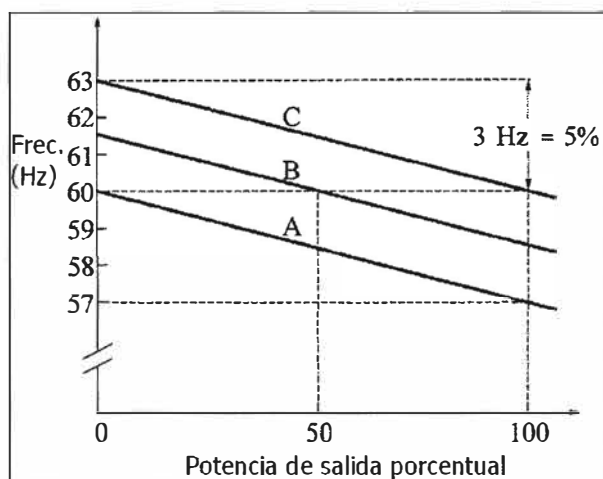


Fig. 1.9 Familia de características frecuencia - potencia

Esa acción se lleva a cabo automáticamente a través de un regulador secundario localizado en el centro de control del operador del sistema, mostrado esquemáticamente en la Figura 1.10 o bien, en forma manual en alguna central designada; este último es el caso del SEIN.

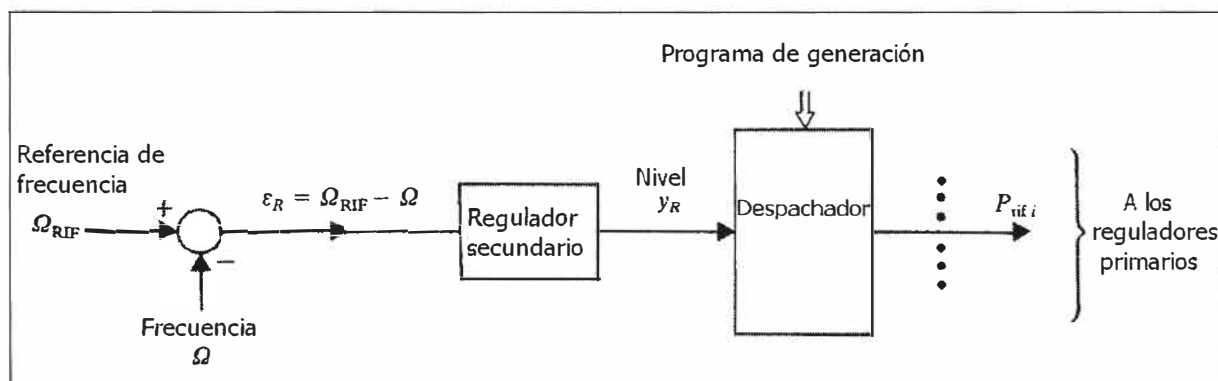


Fig. 1.10 Esquema de regulación secundaria de frecuencia

1.6.2. Efecto de la RSF en un sistema con varias unidades de generación

En la Figura 1.11 se muestra cómo el desplazamiento de la característica frecuencia – potencia restituye la frecuencia nominal. En un sistema de dos unidades de generación, cuyos puntos de operación iniciales son A y B, un aumento de carga ΔP_{GT} es asumido por las unidades en magnitudes ΔP_{G1} y ΔP_{G2} con una desviación de estado estacionario de frecuencia ΔF por acción de la RPF, siendo los nuevos puntos de operación A' y B'. Luego, la característica de la primera unidad es desplazada por acción de la RSF, con lo cual dicha unidad asume toda la carga ΔP_{GT} y la frecuencia se recupera al valor nominal [1].

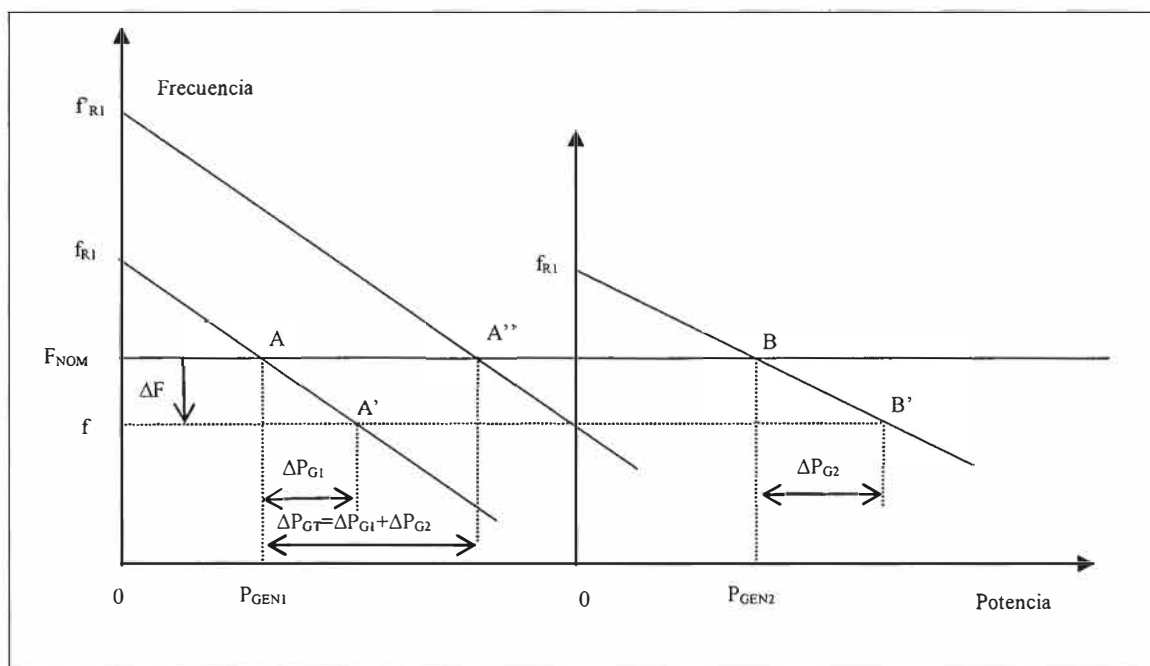


Fig. 1.11 Efecto de la RSF

CAPÍTULO II

EFFECTOS DE LAS FRECUENCIAS ANORMALES SOBRE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Los elementos que se ven más seriamente afectados en condiciones de baja frecuencia son las turbinas de ciclo de vapor y los servicios auxiliares de las plantas térmicas [1], [2], [5].

2.1. Efectos sobre las turbinas de ciclo de vapor

De todos los elementos del sistema de potencia, los que pueden verse más seriamente afectados, en un tiempo corto, por una operación en subfrecuencia o sobrefrecuencia son las turbinas de ciclo de vapor.

Una turbina de vapor está compuesta de varias secciones acopladas en serie que están diseñadas para trabajar con diferentes presiones de ese fluido. En cada sección hay un conjunto de álabes sujetos al rotor de distintas dimensiones y consecuentemente, de distintos modos naturales de vibración. Es la incidencia del vapor sobre los álabes la que produce el movimiento de rotación en la turbina y es también una fuente de estímulo a las frecuencias naturales de los álabes. Son frecuencias comunes de excitación los armónicos (múltiplos) de la velocidad de rotación ocasionados por interrupciones en el flujo del vapor. Se presenta una condición de resonancia en un álabe si alguna frecuencia de excitación coincide con algún modo natural de vibración de dicho álabe. Son los álabes más largos, los de baja presión, aquellos que presentan mayor riesgo.

El diagrama de Campbell de un álabe en particular (Figura 2.1) muestra cómo un cambio en la velocidad de la turbina puede hacer que las frecuencias de excitación coincidan con las frecuencias naturales. Las tres bandas casi horizontales representan modos naturales de vibración de un álabe y las líneas diagonales representan estímulos de frecuencias múltiplo de la velocidad de rotación. Las intersecciones de unas con otras representan condiciones

de resonancia. Las turbinas de vapor están diseñadas de modo que las frecuencias naturales queden entre las armónicas de velocidad; no obstante, apartarse de la velocidad nominal acerca las frecuencias de estímulo a las frecuencias naturales.

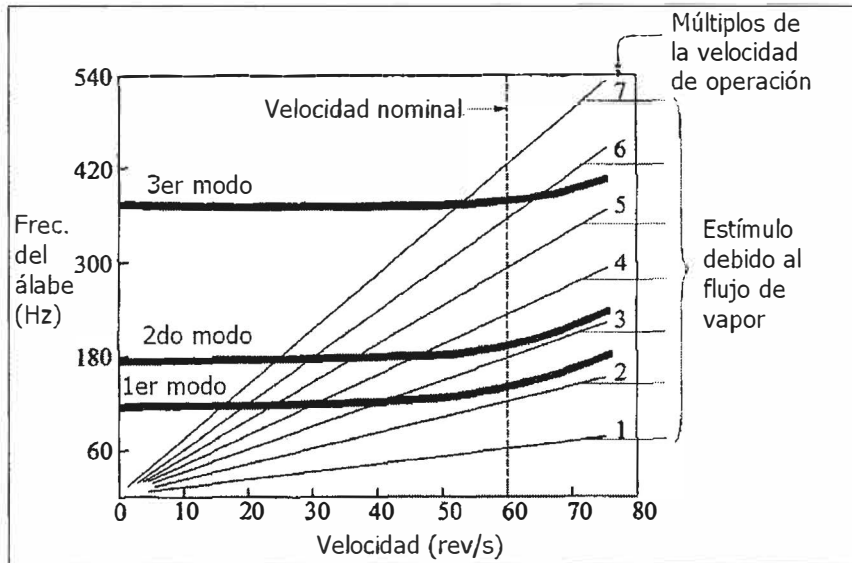


Fig. 2.1 Diagrama de Campbell

El stress al que se ve sometido un álabe en una situación de resonancia depende del amortiguamiento y de la fuerza del estímulo, pudiendo ser cientos de veces mayor que el esfuerzo en una condición de operación normal y eventualmente destructivo. En las Figuras 2.2 y 2.3 se ilustra la relación entre la operación de la turbina a frecuencias fuera de la nominal y el riesgo de falla. Así, en este ejemplo, hasta un nivel de stress como "A", las vibraciones tienen amplitudes que no significan un riesgo de falla para los álabes, mientras que para un nivel como "B" ocurriría una falla luego de 10000 ciclos de vibración y para un nivel como "C", el daño ocurriría tras 1000 ciclos de vibración.

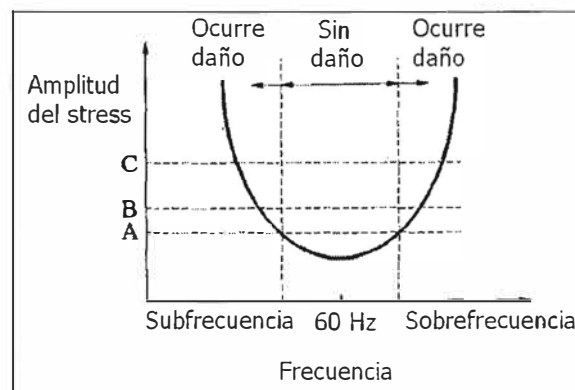


Fig. 2.2 Amplitud de stress vs. Frecuencia

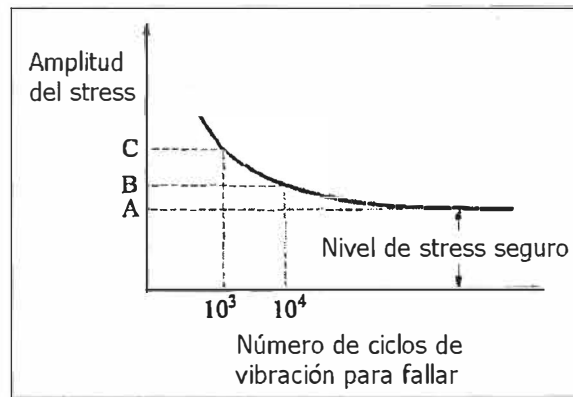


Fig. 2.3 Amplitud de stress vs. número de ciclos antes de fallar

Por estos motivos, las turbinas de vapor pueden operar indefinidamente solo en un rango limitado de frecuencias, mientras que su operación en otros rangos debe estar limitada en el tiempo, para que su vida útil no se vea comprometida. El tiempo permitido de exposición a un determinado rango de frecuencias se consume cada vez que la turbina opera a esas frecuencias. El tiempo consumido en un rango de frecuencia es independiente del consumido en otro rango. En la Figura 2.4 se muestra algunas características frecuencia/tiempo de turbinas reales.

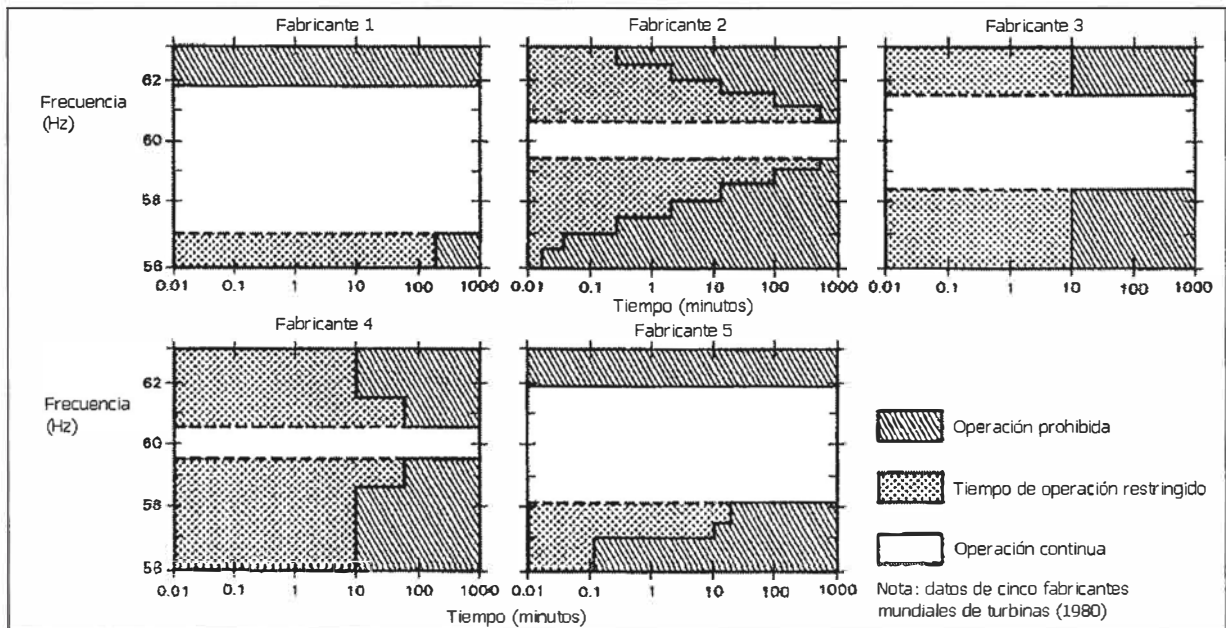


Fig. 2.4 Características reales frecuencia – tiempo límite de exposición

En la Figura 2.5 se aprecia una característica recomendable, resultante de mucha data de turbinas reales. Según esta característica referencial, puede permitírsele a una turbina de vapor operar continuamente en un rango de $\pm 1\%$ (59,4 – 60,6 Hz).

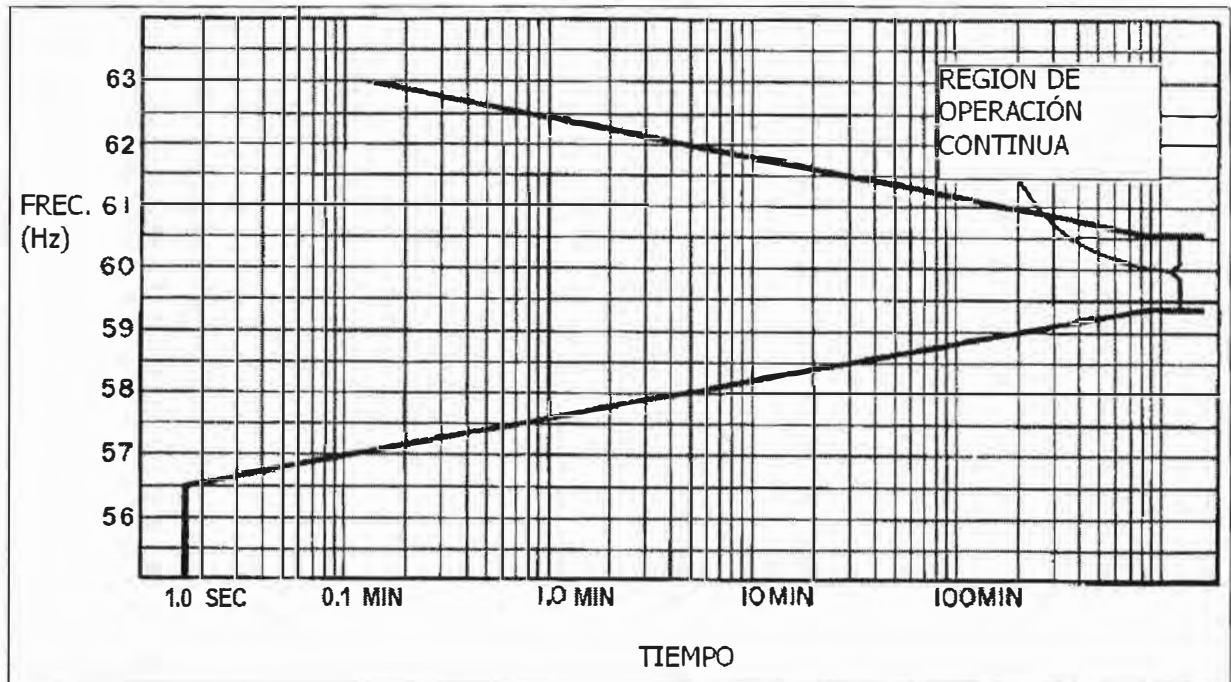


Fig. 2.5 Característica compuesta frecuencia – tiempo límite de exposición

2.2. Efectos sobre los servicios auxiliares en las plantas de generación

Los servicios auxiliares de las plantas de ciclo de vapor son más limitantes en cuanto a una operación a bajas frecuencias que los servicios de las plantas de ciclo de gas o de las plantas hidroeléctricas. Los equipos que se ven más seriamente afectados en las plantas de vapor son las bombas de alimentación a la caldera. Las pruebas y la experiencia indican que por debajo de 57 Hz su capacidad se ve seriamente afectada.

A causa de una operación a bajas frecuencias, los ventiladores giran a una menor velocidad ocasionando una ventilación reducida. En consecuencia, la operación en régimen continuo de un generador a una frecuencia reducida debería darse a una potencia también reducida. En la Figura 2.6 se muestra características capacidad vs. frecuencia de dos grupos generadores según sus fabricantes.

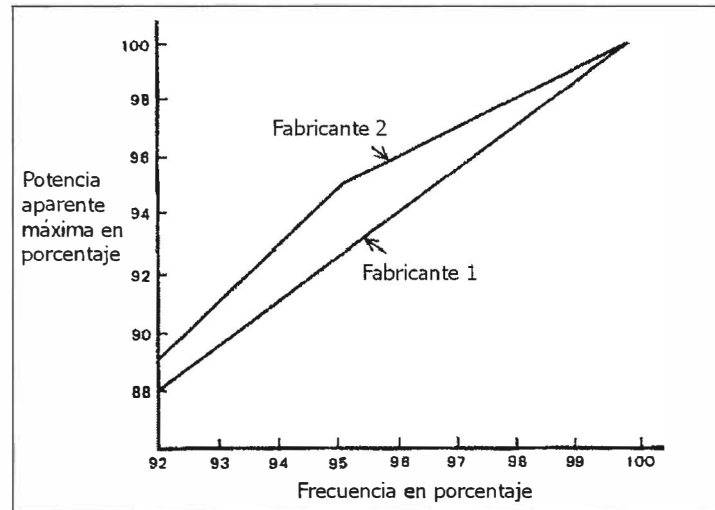


Fig. 2.6 Capacidad vs. Frecuencia

2.3. Efectos sobre la excitación de generadores y transformadores

Una operación en condiciones de subfrecuencia puede conducir a una sobreexcitación (sobreflujo - V/Hz) que sature los núcleos de las unidades de generación y de los transformadores provocando altas pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas. Pérdidas excesivas ocasionan un sobrecalentamiento tal que puede dañar el aislamiento y causar fallas. Como previsión, generadores y transformadores suelen contar con protecciones de sobreexcitación. Los estándares ANSI C50.13-1989 e IEEE C57.12.00-2000 establecen, respectivamente, los siguientes límites de sobreexcitación:

Generadores: 1,05 pu en terminales.

Transformadores: 1,05 pu en terminales (en el lado secundario) a potencia nominal (factor de potencia 80% o mayor y frecuencia de al menos 95% de la nominal) o 1,1 pu sin carga (en el lado de alta).

En la Figura 2.7 se muestra curvas límite de sobreexcitación de algunos fabricantes.

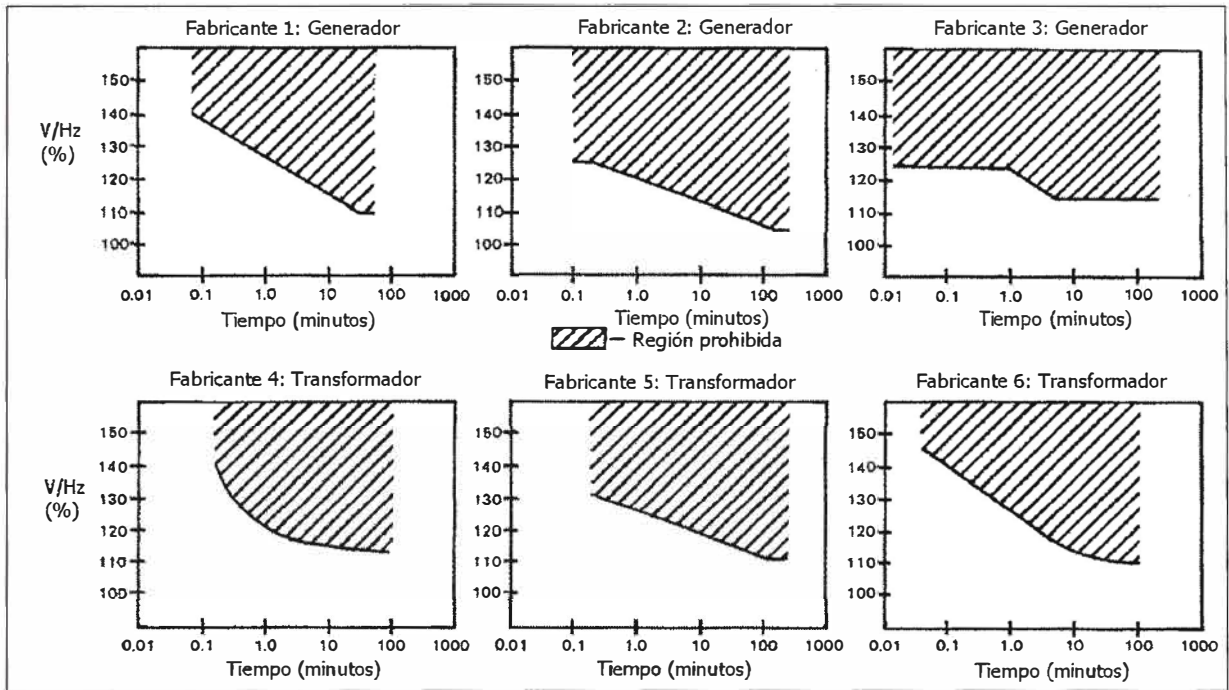


Fig. 2.7 Límites de sobreexcitación

2.4. Necesidad de un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia

La eventual desconexión de unidades de generación de ciclo de vapor por actuación de protecciones de subfrecuencia, ajustadas conforme a las características frecuencia-tiempo de sus turbinas, puede prevenir que estas últimas operen a frecuencias que puedan ocasionarles daño. Esas desconexiones, sin embargo, agravan el problema de déficit de generación y pueden conducir a un colapso por frecuencia. La pérdida de servicios auxiliares puede tener el mismo efecto. Por eso, cuando ocurre una pérdida de potencia activa en un sistema eléctrico, la frecuencia debe ser rápidamente restablecida. Pudiendo ser el incremento de potencia mecánica que proporciona la RPF un medio insuficiente en magnitud y rapidez para restablecer el balance de potencia, es necesario sacrificar una parte de la carga del sistema, que es mejor a perder todo el suministro, desconectándola a través de relés que censan la frecuencia. Por esta razón, el ERACMF es la primera línea de defensa de las turbinas de vapor contra la operación a bajas frecuencias.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS DE UN ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA

Son características a tener en cuenta en el diseño de un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia las siguientes [2]:

3.1. La máxima sobrecarga de la cual proteger

La sobrecarga que se presenta súbitamente en un sistema cuando pierde generación o en un área de deficitaria en generación cuando se separa de aquel sistema, se define como:

$$\text{sobrecarga} = \text{carga} - \text{generación remanente} \quad (3.1)$$

$$\% \text{sobrecarga} = \frac{\text{carga} - \text{generación remanente}}{\text{generación remanente}} \quad (3.2)$$

Un ERACMF se diseña como protección frente a cierta sobrecarga máxima. Para elegir esta, debe evaluarse las pérdidas de generación que pueden presentarse y los puntos del sistema donde puede producirse separación de áreas.

3.2. El rechazo máximo necesario

La carga disponible para rechazar cuando se presente la máxima sobrecarga debe ser suficiente para restablecer la frecuencia a un nivel aceptable, que no tiene que ser necesariamente la frecuencia nominal del sistema. Así, la carga a ser rechazada debe acercarse a la sobrecarga pero no ser necesariamente igual, por cuanto las regulaciones primaria y secundaria aportan el control final de la frecuencia. Para la definición de un esquema, el rechazo máximo se expresa como un porcentaje de la demanda.

3.3. La frecuencia de inicio del rechazo

El umbral de inicio de un ERACMF debe estar debajo de cualquier caída de frecuencia de la cual el sistema pueda recuperarse o debajo de cualquier frecuencia a la que el sistema pueda seguir operando sin deteriorara a las turbinas de las plantas de ciclo de vapor. Debe estar por debajo también de las desviaciones de frecuencia que pudiera ocasionar las oscilaciones de potencia en el sistema.

3.4. La máxima caída de frecuencia admisible

El ERACMF debe permitir que la máxima caída en la frecuencia esté limitada a un valor que mantenga un margen por encima de la frecuencia a la cual los servicios auxiliares de las plantas térmicas se ven claramente afectados.

3.5. La distribución del esquema en etapas

A fin de evitar rechazos excesivos en eventos de menor severidad, un ERACMF no desconecta de una sola vez toda la carga prevista para la condición de máxima sobrecarga, sino que lo hace paulatinamente en varias etapas. Así, en los eventos más ligeros que precisen de su actuación, el esquema activa solo la primera etapa a la frecuencia de inicio; en eventos más serios (de mayor pérdida de generación) activa algunas etapas más a frecuencias cada vez menores (umbrales).

3.6. La activación del esquema por umbral o por derivada

En eventos de mayor envergadura, la pendiente de caída de la frecuencia es más pronunciada y consecuentemente, la frecuencia alcanza bajos niveles con mayor rapidez. En estos eventos es deseable una respuesta más veloz del ERACMF. Una forma de conseguir esto es especificando un ajuste de gradiente o derivada de frecuencia que se active solamente en las sobrecargas más severas.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE DISEÑO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2009

4.1. ANTECEDENTES

4.1.1. Marco normativo peruano para la elaboración de los estudios de rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) indica en su numeral 7.2.1 que “La DOCOES elaborará anualmente el estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga y reconexión automática de carga para prever situaciones de inestabilidad. Estos esquemas son de cumplimiento obligatorio y son comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año, quienes los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año” [6].

El “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación” (Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD del 11.07.08) [7] regula la información que los Integrantes del SEIN y la DOCOES deben intercambiar en las siguientes etapas:

- Elaboración del estudio que tiene como meta proponer los esquemas de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF) y de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (ERACMT).
- Implementación de los resultados del Estudio por parte de los clientes regulados y libres (ERACMF y ERACMT) y de las empresas de generación (EDAGSF).
- Evaluación de la actuación de los esquemas implementados cuando se producen eventos en el sistema que provocan su actuación.

4.1.2. El Estudio de rechazo de carga del año 2003

El Estudio del año 2003 “Esquemas de Rechazo de Carga por Subfrecuencia y por Mínima Tensión y de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia” propuso el ERACMF del SEIN para aquel año y sentó las bases para las actualizaciones de los años siguientes [8].

En la Tabla 4.1 se muestra el ERACMF del año 2003

Tabla N° 4.1 ERACMF del año 2003

Escalón	Corte	Acum	Relé por Umbral		Relé por Derivada						
			SEIN		Zona Norte		Zona Centro		Zona Sur		Arranque
			Hz	seg	Hz/seg	seg	Hz/seg	seg	Hz/seg	seg	Hz
1	4.20	4.20	59.00	0.15	-1.40	0.40	-0.65	0.15	-1.10	0.15	59.8
2	7.80	12.00	58.90	0.15	-1.40	0.40	-0.65	0.15	-1.10	0.15	59.8
3	10.00	22.00	58.80	0.15	-1.80	0.40	-0.65	0.15	-1.10	0.15	59.8
4	10.00	32.00	58.70	0.15			-1.10	0.15	-1.50	0.15	59.8
5	8.00	40.00	58.60	0.15			-1.40	0.15	-2.10	0.15	59.8
6	5.50	45.50	58.50	0.15							
7	2.50	48.00	58.40	0.15	99.0	15.00	99.0	15.00	99.0	15.00	59.7

Respecto a ese esquema puede comentarse que:

- El esquema constaba de 7 etapas que se activaban con umbrales que disminuían desde 59 Hz hasta 58,4 Hz en pasos de 0,1 Hz.
- Era posible que algunas de ellas se activasen anticipadamente por gradiente dependiendo de la zona del SEIN (norte, centro o sur).
- La séptima etapa podía activarse también en caso de que la frecuencia hubiese quedado por debajo de 59,7 Hz durante 15 segundos a pesar de los rechazos previos.
- El rechazo porcentual total era de 48% de la demanda del SEIN, distribuido uniformemente en todo el SEIN, es decir, el mismo en todas las zonas que lo conforman. Ese valor fue el resultado de haber diseñado el esquema para la sobrecarga máxima que se presentaría con la pérdida de toda la generación del Complejo Mantaro (CH Mantaro y CH Restitución) en una condición de mínima demanda del año 2003.

- El umbral de la primera etapa se estableció en 59 Hz en razón a que la NTCSE admite una variación súbita de hasta ± 1 Hz.
- El rechazo de 4,2% en la primera etapa permitía el restablecimiento de la frecuencia luego de la desconexión de la unidad más grande del sistema (que en aquel año era la TV Ilo21 con 135 MW) en una condición de media demanda.
- Los menores ajustes de gradiente en la zona centro respecto a los de las zonas norte y sur respondían a la necesidad de que, ante un evento severo de pérdida de generación, se rechazase anticipadamente la carga en la zona centro para que los flujos provenientes del norte y del sur no se incrementasen al punto de provocar la aparición de oscilaciones electromecánicas en las interconexiones.
- La temporización de 150 ms en cada etapa activada por umbral buscaba darle tiempo suficiente a la frecuencia para recuperarse como consecuencia del rechazo por umbral de una etapa dada, antes de que se produjese un nuevo rechazo en la siguiente etapa.

4.1.3. Los límites de transmisión en los enlaces Centro-Norte y Centro-Sur

La resolución No. 013-2007-DO/COES-SINAC del 31.08.2007 estableció el límite de transmisión por las líneas de la interconexión Centro-Sur Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2051/2052 y L-2053/2054) en 280 MW, por ambos circuitos, en base a consideraciones de estabilidad angular. En la resolución No. 008-2008-DO/COES-SINAC del 04.06.2008 la capacidad en régimen continuo declarado por el propietario de las líneas de interconexión Centro-Norte Paramonga-Chimbote (L-2215 y L-2216), de 180 MVA por circuito, fue ratificado como límite de transmisión.

4.2. PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2009

El ERACMF del SEIN que se propone para el año 2009 ha sido elaborado teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- La finalidad del ERACMF es prevenir un colapso por frecuencia luego de una pérdida de generación en el SEIN o luego de la separación de un subsistema

deficitario en generación, mediante el restablecimiento del balance generación-carga a una frecuencia apropiada.

- El ERACMF propuesto para el año 2009 debe ser el resultado de hacer verificaciones con simulaciones dinámicas de eventos de desconexión de unidades de generación y de desconexión de líneas de transmisión que formen subsistemas aislados.
- Para prevenir que las turbinas de vapor operen a bajas frecuencias durante tiempos largos y sufran daño, el ERACMF debe propiciar una recuperación de la frecuencia a valores apropiados con la rapidez suficiente. Por ello se ha considerado que luego de un minuto de ocurrido un evento de frecuencia, la frecuencia debería estabilizarse próxima a 59,5 Hz como consecuencia de la actuación del ERACMF. En la operación real, luego de un evento que comprometa la frecuencia, el sistema podría operar a ese valor durante un cierto tiempo, sin consumir los tiempos máximos de exposición de las turbinas de vapor, en tanto la regulación secundaria restaura la frecuencia al valor nominal.
- El ERACMF debe responder a las necesidades individuales de cada zona del SEIN (Norte, Centro y Sur) con especificaciones adaptadas al comportamiento zonal de la frecuencia al aislarse. En ese sentido, el rechazo porcentual total no tiene por qué ser el mismo en todas las zonas y aquí el ERACMF propuesto para el año 2009 marca la diferencia respecto a esquemas de años anteriores.
- La máxima sobrecarga en la Zona Norte para la cual el ERACMF debe ofrecer protección es aquella que se presentaría en dicha zona ante la pérdida del enlace Centro – Norte (Paramonga Nueva – Chimbote) en condiciones de máxima importación y mínima demanda. Por ser muy baja la probabilidad de ocurrencia de una falla que provoque la desconexión simultánea de los dos circuitos que conforman dicho enlace, el ERACMF de esta zona ha sido concebido para el caso de encontrarse en servicio solo uno de los circuitos, retirando 180 MVA de Paramonga que es el límite de transmisión por un solo circuito.

- La máxima sobrecarga en la Zona Sur frente a la cual el ERACMF debe ofrecer protección es aquella que se produciría en dicha zona ante la pérdida del enlace Centro – Sur (Mantaro – Socabaya) en condiciones de máxima importación y mínima demanda. El flujo máximo en régimen permanente, a través del enlace de doble circuito cuando se orienta de Norte a Sur, está limitado a 280 MW por razones de estabilidad angular.
- La máxima sobrecarga en todo el SEIN para la cual el ERACMF debe ofrecer protección es aquella que se presentaría ante la desconexión de las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución, que están acopladas hidráulicamente, en condiciones de generación a plena carga de esas centrales y una mínima demanda en el SEIN. Así, el ERACMF de la Zona Centro debe proveer la desconexión de carga suficiente, complementaria al rechazo de las otras zonas, para restablecer el equilibrio generación-carga en todo el SEIN. Un evento así ocurrió el 12 de agosto del 2006 a las 16:13 horas y representó para el SEIN una pérdida de generación de 853 MW.
- El umbral de la primera etapa debe permitir que, luego de un evento de pérdida de generación, el sistema desarrolle todo su efecto inicial de frenado expresado en las inercias de las turbinas y generadores del sistema, mientras que los gobernadores dan inicio al proceso de control que conduce al incremento de la potencia de las unidades de generación. Se ha considerado que la tolerancia de la NTCSE de ± 1 Hz en la variación súbita de la frecuencia, conduce a un valor de 59 Hz apropiado para ser la frecuencia de inicio del ERACMF.
- La primera etapa de los esquemas zonales del ERACMF debe ser suficiente para afrontar en conjunto la desconexión de la unidad más grande del sistema. Tal unidad es en la práctica un grupo de la C.T. Kallpa o uno de la C.T. Chilca (aprox. 170 MW).
- Los esquemas zonales del ERACMF deben activar sus etapas en forma gradual frente a magnitudes crecientes de pérdida de generación o, en el caso de formación de sistemas aislados, de pérdida de flujo importado.

- El ERACMF no debe incurrir en sobrerrechazos que eleven la frecuencia al punto de activar el Esquema de Desconexión Automático de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF). El EDAGSF vigente al año 2008 se muestra en la Tabla 4.2. Como se aprecia, los menores ajustes los tiene una unidad de la C.T. Aguaytía, que desconecta inmediatamente si la frecuencia llega a 61 Hz. Así, se ha considerado que en las simulaciones para el desarrollo y verificación del ERACMF, la frecuencia no debe estabilizarse por encima de 60,5 Hz.

Tabla N° 4.2 EDAGSF del año 2008

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

4.3. ESCENARIOS BASE PARA EL ANÁLISIS

Los análisis se han desarrollado a partir de escenarios base de operación del SEIN para el año 2009, en hidrologías de avenida y estiaje, y en condiciones de demanda máxima, media y mínima. Para ello, se ha hecho uso del modelo dinámico del SEIN implementado en el programa DIgSILENT Power Factory, que contiene la red completa del SEIN.

4.3.1. PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

En el modelo DIgSILENT del SEIN se ha incorporado los nuevos proyectos correspondientes al año 2008 y los que han sido previstos para ingresar al sistema en el 2009.

El modelo DIGSILENT del SEIN para el año 2009 considera los proyectos de generación mostrados en la Tabla 4.3, los nuevos proyectos y refuerzos al sistema de transmisión de la Tabla 4.4 y las ampliaciones de demanda en algunos clientes libres señaladas en la Tabla 4.5.

Tabla N° 4.3 Proyectos de generación 2008-2009

INGRESO	PROYECTOS DE GENERACION	POTENCIA (MW)
Ago-08	C.H. La Joya	9,6
Oct-08	C.H. Carhuaquero 5 (C.H. Caña Brava)	5,5
Nov-08	Traslado y conversión a GN de TT.GG. de C.T. Mollendo	73
Nov-08	Traslado y conversión a GN de TT.GG. de C.T. Calana	26
Jun-09	C.H. Poechos II	10
Jul-09	C.T. Kallpa TG2	176

Tabla N° 4.4 Proyectos y refuerzos de transmisión 2008-2009

INGRESO	PROYECTOS Y REFUERZOS DE TRANSMISION		CARACTERISTICAS
2008	S.E. Santa Rosa (Luz del Sur)	Cambio de transformadores	Situación final: 180 + 120 MVA
2008	S.E. Chavarría	Cambio de transformadores	Situación final: 2 x 180 + 85 MVA
2008	S.E. Santa Rosa (Edelnor)	Cambio de transformadores	Situación final: 2 x 120 MVA
2008	S.E. Santa Rosa (Edelnor)	Nuevos bancos de capacitores	2 x 20 MVAR, 60 kV
2008	S.E. Chavarría	Nuevos bancos de capacitores	2 x 20 MVAR, 60 kV
Avenida 2009	S.E. Juliaca	Transformador adicional	50/50/30 MVA, 138/22,9/10 kV
Avenida 2009	S.E. Marcona	Transformador adicional	75/75/30 MVA, 220/62,3/10,3 Kv
Avenida 2009	S.E. Ica	Transformador adicional	50/50/30 MVA, 210/62,3/10,3 kV
Avenida 2009	L.T. Puno-Tucari	Nueva línea para alimentar carga de 2,6 MW	60 kV, 92 km
Avenida 2009	L.T. San Gabán-Mazuko -Puerto Maldonado	Nueva línea para integrar sistema aislado de 8 MW	145 kV, 225 km
Avenida 2009	S.E. Barsi	Cambio de transformadores	Situación final: 2 x 85 + 180 MVA
Avenida 2009	S.E. Chillón	Cambio de transformadores	Situación final: 2 x 120 MVA
Estiaje 2009	L.T. Tocache-Juanjui-Bellavista	Nueva línea para integrar sistema aislado de 33 MW	138 kV, 148 km

Tabla N° 4.5 Ampliaciones de carga de usuarios libres 2008-2009

INGRESO	CLIENTE	DEMANDA PREVISTA
Avenida 2009	Aceros Arequipa	120 MW en HFP 20 MW en HP
Estiaje 2009	Quimpac (Oquendo)	50 MW en HFP 23 MW en HP
Estiaje 2009	Refinería de Cajamarquilla	188 MW en HFP 70 MW en HP

HFP: Horas fuera de punta
HP : Horas punta

4.3.2. DEMANDAS Y DESPACHOS DE GENERACIÓN

En la Figura 4.1 se presenta el SEIN de manera esquemática, con sus tres zonas naturales Norte, Centro y Sur, y los enlaces de transmisión de 220 kV Paramonga Nueva - Chimbote y Mantaro - Socabaya.

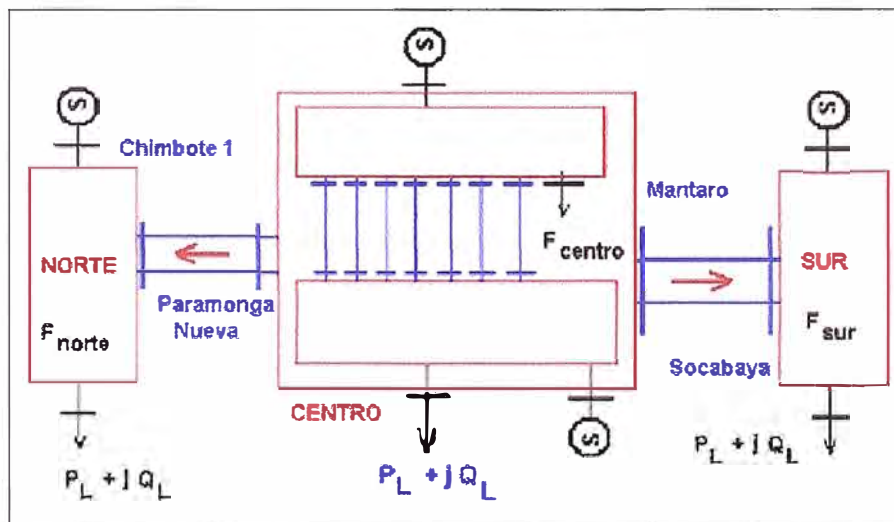


Fig. 4.1 Diagrama esquemático del SEIN

La magnitud de carga presente en cada zona del SEIN, sin considerar pérdidas en el sistema de transmisión, se muestra en la Tabla 4.6 y la generación total necesaria para satisfacer la demanda en los escenarios base se muestra en la Tabla 4.7.

Tabla N° 4.6 Carga (MW) en los escenarios base

HIDROLOGÍA	AVENIDA			ESTIAJE		
CONDICIÓN DE CARGA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
Zona Norte	641	561	425	641	561	425
Centro	2704	2611	1722	2797	2756	1844
Sur	737	640	583	737	640	583
SEIN	4081	3811	2730	4174	3956	2853

Tabla N° 4.7 Generación en los escenarios base

HIDROLOGÍA	AVENIDA			ESTIAJE		
CONDICIÓN DE DEMANDA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
GENERACIÓN (MW)	4347	4066	2915	4436	4198	3056
CARGA (MW)	4081	3811	2730	4174	3956	2853
CARGA (MW)	3871	3581	2500	3964	3726	2622
MOTORES (MW)	210	230	230	210	230	230
PÉRDIDAS (MW)	266	255	185	262	242	204

En la elaboración de los despachos de generación, se ha considerado:

- El límite de transmisión de 280 MW en la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya cuando el flujo se dirige hacia el sur.
- El orden de mérito por costos variables de las unidades térmicas.
- La restricción en la generación con gas natural ocasionada por la congestión en el gasoducto de 190 MMPCD hasta el mes de julio de 2009 (escenarios de avenida) y de 240 MMPCD a partir del mes de agosto de 2009 (escenarios de estiaje).
- El despacho de unidades de generación en la Zona Norte, fuera del orden de mérito, por restricciones de tensión.
- La reserva en avenida para las unidades de las centrales Huinco, Charcani V, San Gabán II y Malpaso, equivalente a la suma de: (a) lo que les corresponde por concepto de RPF y (b) una “reserva estacional”. El Coordinador del SEIN asigna 58 MW para RPF a varias unidades de generación, en función a sus estatismos, incluidas las centrales mencionadas. Sin embargo, de acuerdo al Informe Técnico DEV-080-2007 [9], solo hay evidencia sólida de regulación primaria efectiva por

parte de las unidades de las centrales Huinco, Charcani V, San Gabán II y Malpaso; por ello, con un criterio conservador, en las simulaciones solo han sido activados los reguladores de velocidad de estas unidades. La reserva estacional equivale a 70 MW y es frecuentemente asignada a las centrales Huinco y Charcani V. Las reservas consideradas en los escenarios base son mostradas en la Tabla 4.8. La mayor reserva en el escenario de mínima demanda en avenida, responde a la necesidad de restringir el despacho de las centrales hidráulicas con embalse, para mantener a los grupos térmicos operando a mínima carga. En estiaje, en cambio, corresponde a una mayor reserva natural.

Tabla N° 4.8 Reserva (MW) para Regulación de Frecuencia

HIDROLOGÍA	AVENIDA			ESTIAJE		
	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
C.H. Huinco	61,2	61,2	64,4	80,2	92,4	0,0
C.H. Malpaso	1,4	1,4	12,3	4,2	4,2	4,9
C.H. San Gabán	1,6	1,6	29,7	16,2	46,2	76,2
C.H. Charcani V	33,3	33,3	37,1	49,2	6,8	56,8
TOTAL	97,5	97,5	143,5	149,8	149,6	137,9

4.3.3. INTERCAMBIOS DE POTENCIA ENTRE ZONAS DEL SEIN

En las Figuras 4.2, 4.3 y 4.4 se muestra la carga, la generación y la importación en cada una de las tres zonas del SEIN en los seis escenarios base del año 2009. Como se observa, las zonas norte y sur son fundamentalmente importadoras de energía, en tanto que la zona centro es exportadora.

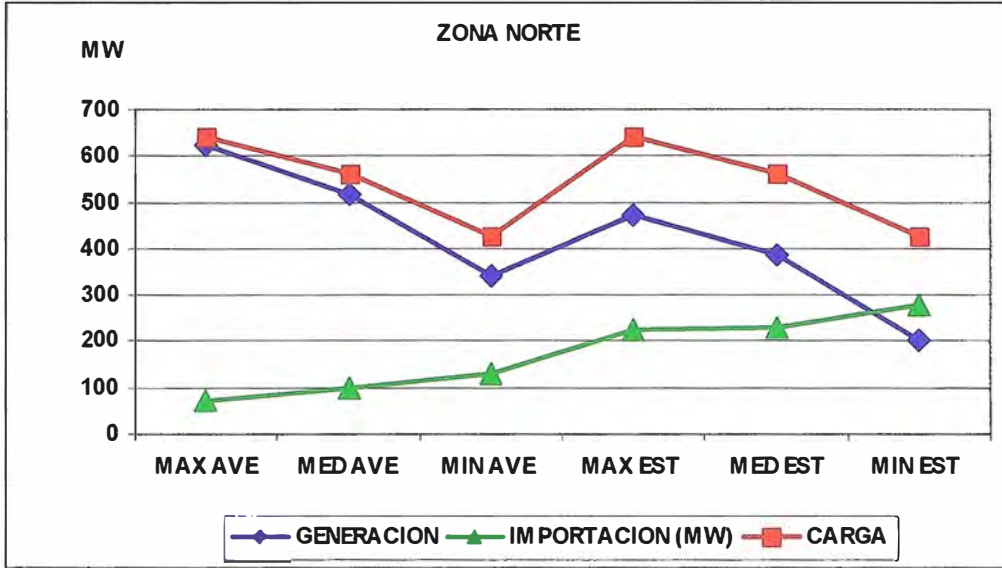


Fig. 4.2 Generación, Importación y Carga de la Zona Norte

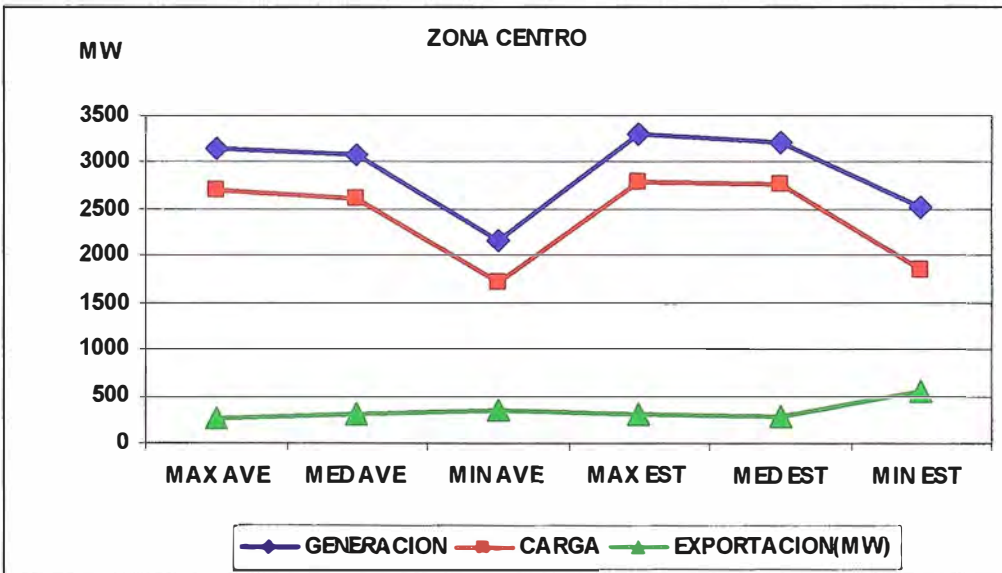


Fig. 4.3 Generación, Exportación y Carga de la Zona Centro

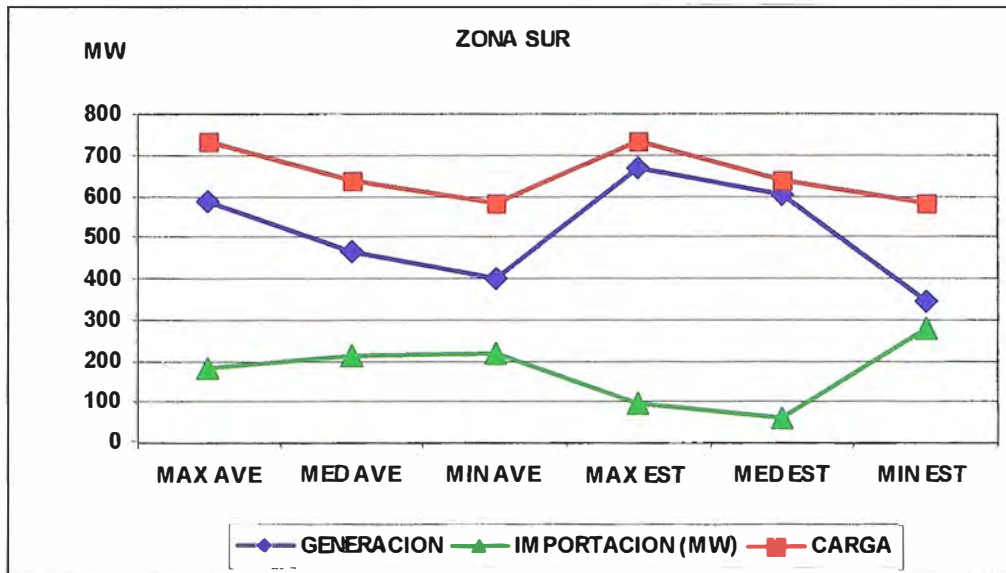


Fig. 4.4 Generación, Importación y Carga de la Zona Sur

4.4. ERACMF PROPUESTO PARA EL AÑO 2009

Luego de desarrollar un conjunto de simulaciones teniendo en cuenta las premisas explicadas, el ERACMF del año 2009 propuesto para las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN se muestra en las Tablas 4.9, 4.10 y 4.11.

Tabla N° 4.9 ERACMF 2009 de la Zona Norte

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

Tabla N° 4.10 ERACMF 2009 de la Zona Centro

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

Tabla N° 4.11 ERACMF 2009 de la Zona Sur

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE (Hz)	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	10,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	10,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

Respecto a estos esquemas zonales, puede comentarse lo siguiente:

- Los tres esquemas constan de 5 etapas que se activan con umbrales que disminuyen desde 59 Hz hasta 58,6 Hz en pasos de 0,1 Hz y tienen 150 ms de temporización.
- Algunas de esas etapas pueden activarse anticipadamente por gradiente dependiendo de la zona del SEIN a la que pertenezcan.
- Adicionalmente, cuenta con una etapa de reposición que puede activarse también en caso de que la frecuencia hubiese quedado por debajo de 59 Hz durante 30 segundos a pesar de los rechazos previos.
- Los rechazos totales son distintos para las zonas del SEIN. En el Norte es 35%, en el Centro 23% y en el Sur 37%, sin considerar la etapa de reposición.

En el capítulo V, se presenta las simulaciones que se usó para el diseño de los esquemas zonales. En los capítulos VI y VII, se presenta las simulaciones de verificación con los casos de desconexión de unidades de generación y de formación de sistemas aislados. En todos los casos, se presenta los resultados de las simulaciones definitivas.

CAPÍTULO V

CASOS DE DISEÑO DEL ERACMF PARA EL AÑO 2009

5.1. Diseño del ERACMF de la Zona Sur

Conforme a las premisas, para el diseño del ERACMF de la Zona Sur se ha simulado una falla bifásica a tierra simultánea muy cerca de Cotaruse, con apertura definitiva de las líneas Cotaruse-Socabaya (L-2053/2054), para provocar la separación de los sistemas, con un flujo de potencia prefalla de 280 MW enviados desde Mantaro hacia Socabaya. Este evento constituye una desconexión neta de 262 MW en Socabaya, que representa porcentajes máximos de rechazo de 36 %, 41 % y 45 % de la demanda de las cargas (al nivel de distribución, que no incluye las pérdidas en el sistema de transmisión) de la Zona Sur, en máxima, media y mínima demanda respectivamente.

5.1.1. Desconexión en mínima demanda

A partir del caso base de mínima demanda en avenida, se ha elaborado un escenario con un flujo de potencia pre-falla de 280 MW en la interconexión centro-sur en el lado de Mantaro y se ha simulado el evento que provoca la separación de la Zona Sur. En esta condición de demanda, la sobrecarga es la mayor posible. En la Figura 5.1 se muestra el comportamiento de las frecuencias en las zonas Sur y Centro-Norte. En la Figura 5.2 se muestra las tensiones de la Zona Sur.

Los principales resultados son:

- (1) En el Sur se rechazó todo lo disponible, 216 MW (135 MW por derivada de frecuencia y 81 MW por umbral de frecuencia). Se alcanzó una frecuencia mínima de 57,86 Hz y un valor final de 59,54 Hz.

- (2) Las tensiones en las barras de 138 kV y 220 kV de la Zona Sur se estabilizaron en valores dentro del rango de 0,90 p.u. a 1,1 p.u, aceptado en situaciones de contingencia.
- (3) En el Centro Norte, se activó el EDAGSF existente desconectando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, el grupo G4 de la C.H. Callahuanca, los grupos G1 y G2 de la C.T. Tumbes, los grupos G1 y G2 de la C.H. Chimay y grupo G1 de la C.H. Cahua G1. La frecuencia máxima fue de 61,65 Hz y a la final, de 60,52 Hz.

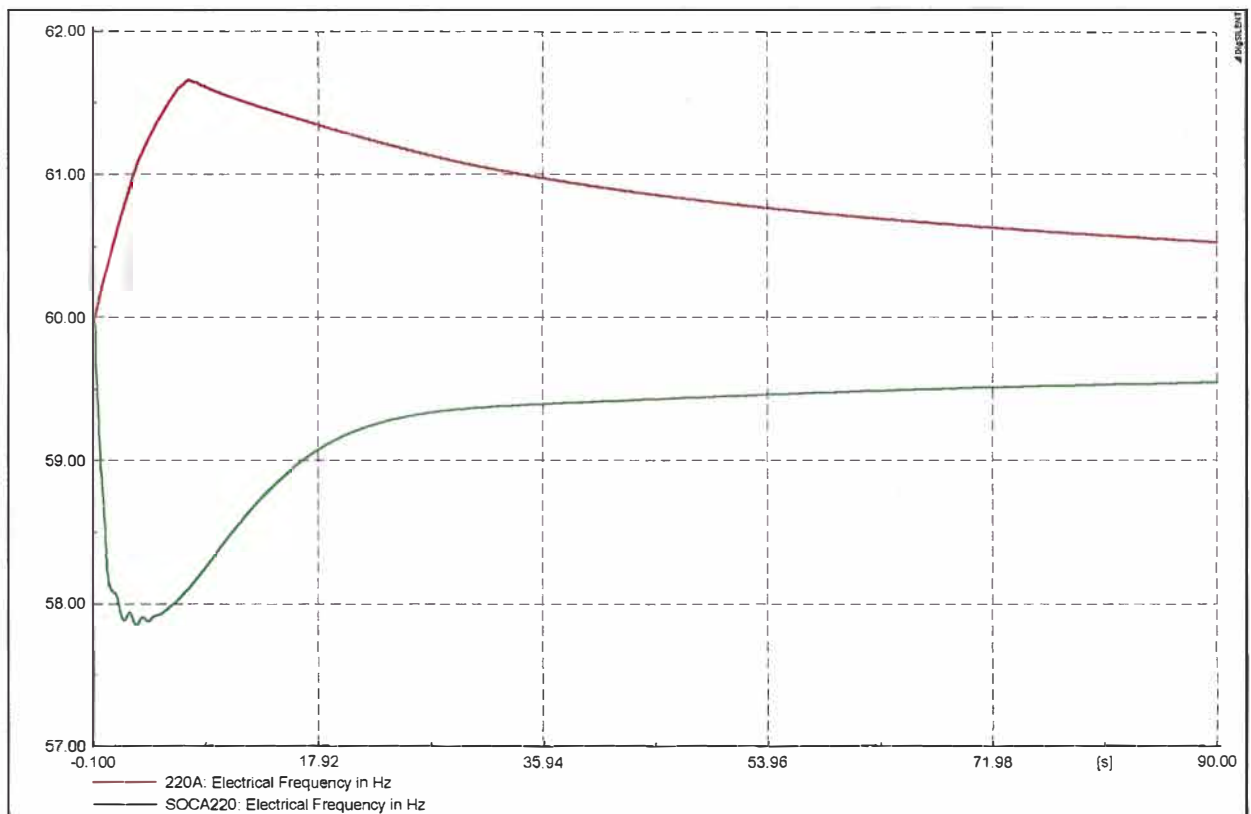


Fig. 5.1 Diseño del ERACMF del Sur: Comportamiento de la frecuencia en mínima demanda

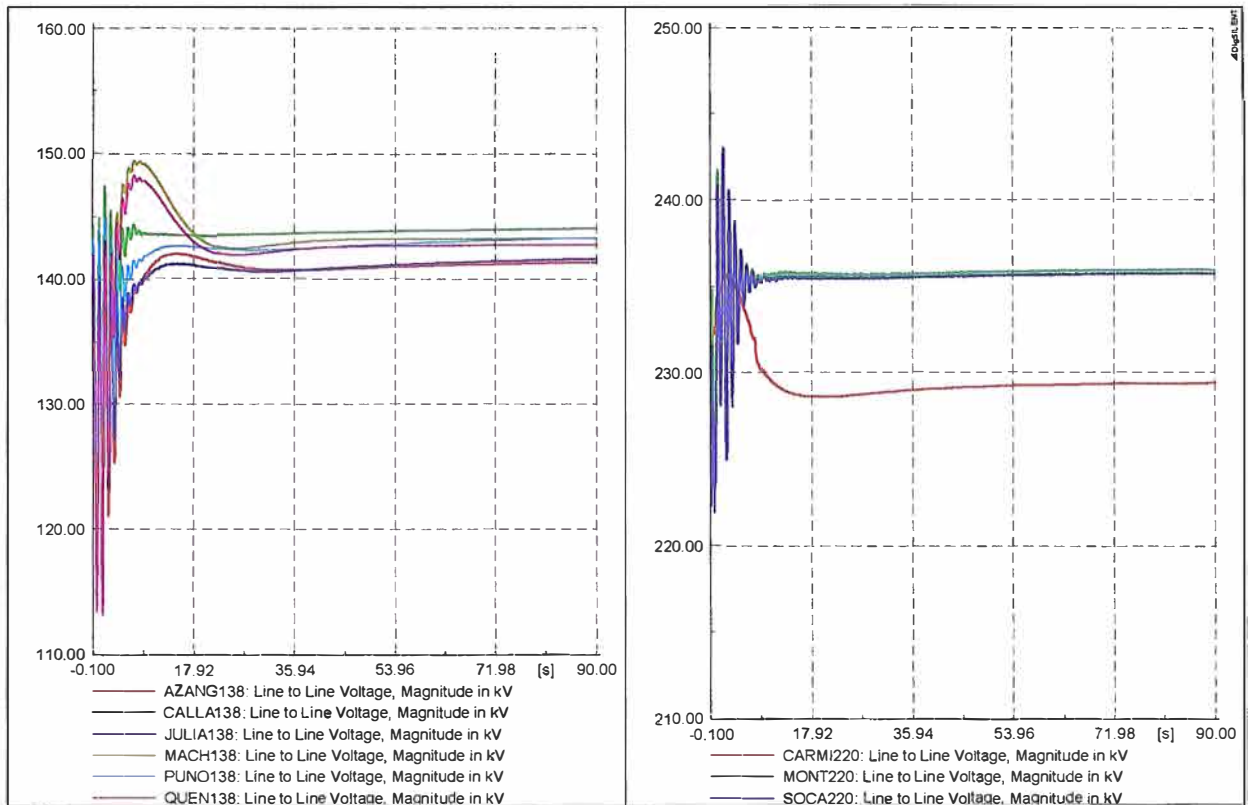


Fig. 5.2 Diseño del ERACMF del Sur: Comportamiento de las tensiones en mínima demanda

5.1.2. Desconexión en máxima demanda

A partir del caso base de máxima demanda en avenida, se ha elaborado un escenario con un flujo de potencia pre-falla de 280 MW en la interconexión centro-sur en el lado de Mantaro y se ha simulado el evento que provoca la separación de la Zona Sur. En este escenario de demanda debe verificarse que no se presente un rechazo excesivo. En la Figura 5.3 se muestra el comportamiento de las frecuencias en las zonas Sur y Centro-Norte. En la Figura 5.4 se muestra las tensiones de la Zona Sur.

Los principales resultados son:

- (1) Debido al déficit de generación en el Sur se activó el ERACMF y se rechazó todo lo disponible, 273 MW (191 MW por derivada umbral de frecuencia y 82 MW por umbral de frecuencia). La frecuencia disminuyó hasta 58,15 Hz, en su recuperación se estabilizó en 59,89 Hz.

- (2) Las tensiones en las barras de 138 kV y 220 kV de la Zona Sur se estabilizaron en valores dentro del rango de 0,90 p.u. a 1,1 p.u., aceptado en situaciones de contingencia.
- (3) En el Centro-Norte, la frecuencia se incrementó alcanzando un máximo de 61,38 Hz, activándose el EDAGSF existente, que desconectó a la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía, los grupos G1 y G2 de la C.T. Tumbes, el grupo G4 de la C.H. Callahuanca y el grupo G1 de la C.H. Cahua. La frecuencia alcanzó un valor de 60,52 Hz.

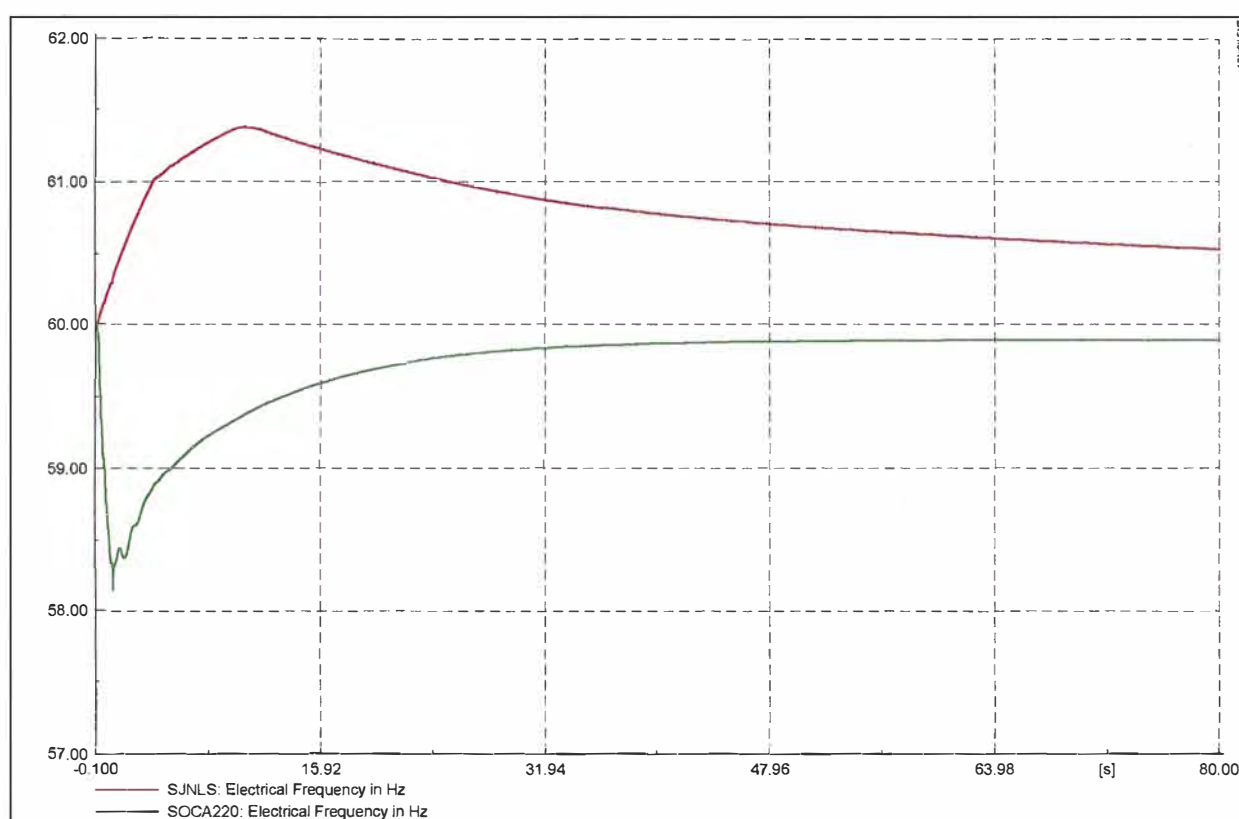


Fig. 5.3 Diseño del ERACMF del Sur: Comportamiento de la frecuencia en máxima demanda

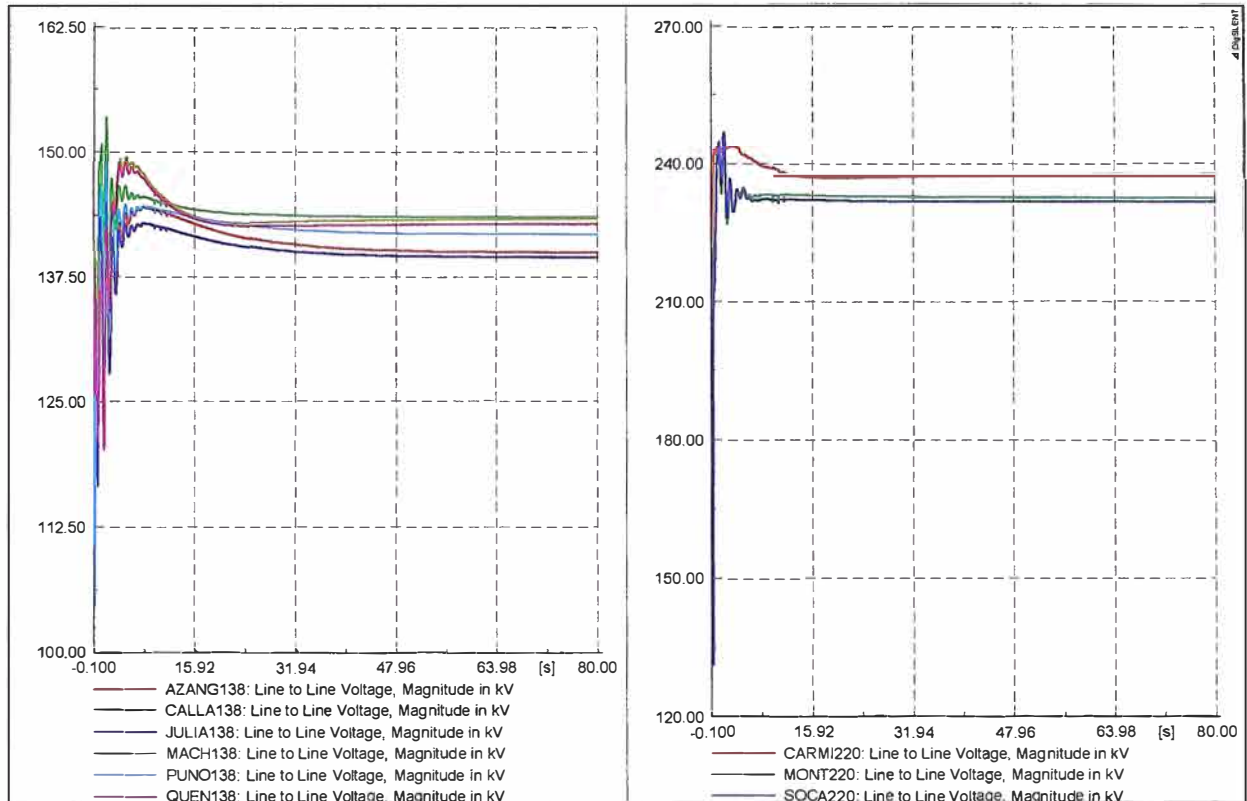


Fig. 5.4 Diseño del ERACMF del Sur: Comportamiento de las tensiones en máxima demanda

5.2. Diseño del ERACMF de la Zona Norte

Conforme a las premisas, para probar la vigencia del ERACMF-2008 en el año 2009, se ha escogido la condición de mínima demanda en avenida con la variante de tener en servicio un solo circuito en el enlace Paramonga Nueva-Chimbote 1, transmitiendo 180 MVA. Se ha escogido dicho escenario de demanda por cuanto es el que ofrecería el menor rechazo disponible en el ERACMF. Se debe añadir que en un escenario de máxima demanda, no sería posible transmitir 180 MVA por un solo circuito de este enlace, ya que las bajas tensiones se convierten en la principal restricción.

La falla simulada ha sido una bifásica a tierra cerca de Chimbote (10%) con apertura de la única terna L-2215. Además, se ha supuesto que los grupos de las centrales hidroeléctricas Cañón del Pato y Carhuaquero asumen la regulación primaria de frecuencia en el Área Norte operando aislada.

En este evento se provocaría una desconexión neta de 160 MW en el extremo de Chimbote, que representa el 25%, 29% y 38% de las demandas al nivel de distribución de la Zona Norte, en los escenarios de máxima, media y mínima demanda.

En la simulación se ha considerado el efecto de algunas protecciones propias de mínima tensión de los clientes libres más importantes del Norte, mostradas en la Tabla 5.1.

Tabla N° 5.1 Protecciones propias por mínima tensión

CLIENTE LIBRE	DESCONEXION (MW)	UMBRAL (kV)	TEMPORIZACION (s)
Yanacocha	6,0	19,47	0,0
Gold Mill	15,0	19,47	0,0
Cerro Corona	15,0	11,73	0,1
Sider Peru	25,0	12,10	3,0
Cementos Pacasmayo	Toda la carga	49,00	3,0

Dada la gran sensibilidad de las tensiones del Norte a los rechazos de carga, se ha detectado sobretensiones luego de la actuación del ERACMF.

Por esta razón, se ha considerado las protecciones por sobretensión de los bancos de capacitores y filtros de armónicos de la zona de Cajamarca, que se activarían en caso de registrarse sobretensiones luego de los rechazos. Los ajustes de dichas protecciones se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla N° 5.2 Protecciones por sobretensión de bancos y filtros de armónicos

SE	Denominación	MVAR	Umbral (kV)	Temporización (s)
La Pajuela	Banco 1	3,75	24,900	1,10
	Banco 2	1,85	24,500	0,00
	Banco 3	3,75	24,700	0,75
	Banco 4	1,85	24,500	0,00
Gold Mill	Banco 1 IN-250	7,00	26,335	3,00
	Banco 2 IN-251	6,70	26,335	3,00
	Banco 3 IN-252	6,00	26,335	3,00
	Banco 4 IN-253	4,00	26,335	3,00

5.2.1. Desconexión en mínima demanda

La simulación arrojó los siguientes resultados:

- (1) Como consecuencia de la falla en la línea Paramonga Nueva-Chimbote, se presenta una caída brusca en la tensión de las subestaciones Trujillo Norte y Cajamarca, que activan las protecciones propias en Gold Mill y La Pajuela desconectándose 21 MW en la zona de Cajamarca.

- (2) Se activó el ERACMF de la Zona Norte y se rechazó todo lo disponible, 149 MW (73,6 MW por derivada de frecuencia y 65,7 MW por umbral de frecuencia). La frecuencia disminuyó hasta 58,17 Hz, en su recuperación alcanzó un máximo de 60,1 Hz y se estabilizó en 59,97 Hz.
- (3) Como consecuencia de los rechazos de carga, se presenta sobretensiones en las barras de 138 kV y 220 kV de la Zona Norte, en particular en la zona de Trujillo-Cajamarca, razón por la cual desconectaron todos los bancos de Gold Mill y La Pajuela. Las tensiones en la Zona Norte se estabilizaron entre 231,4 kV y 234,6 kV, quedando dentro del rango de 0,9 pu a 1,1 pu, aceptado en situaciones de contingencia.
- (4) En la zona Centro-Sur se produjo sobrefrecuencia, activándose el EDAGSF desconectando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía. La frecuencia alcanzó un máximo de 61,07 Hz y se estabilizó en 60,37 Hz.

En la Figura 5.5 se muestra el comportamiento de la frecuencia en las zonas Norte y Centro-Sur. En la Figura 5.6 se presenta el comportamiento de las tensiones en las barras de alta tensión del Norte.

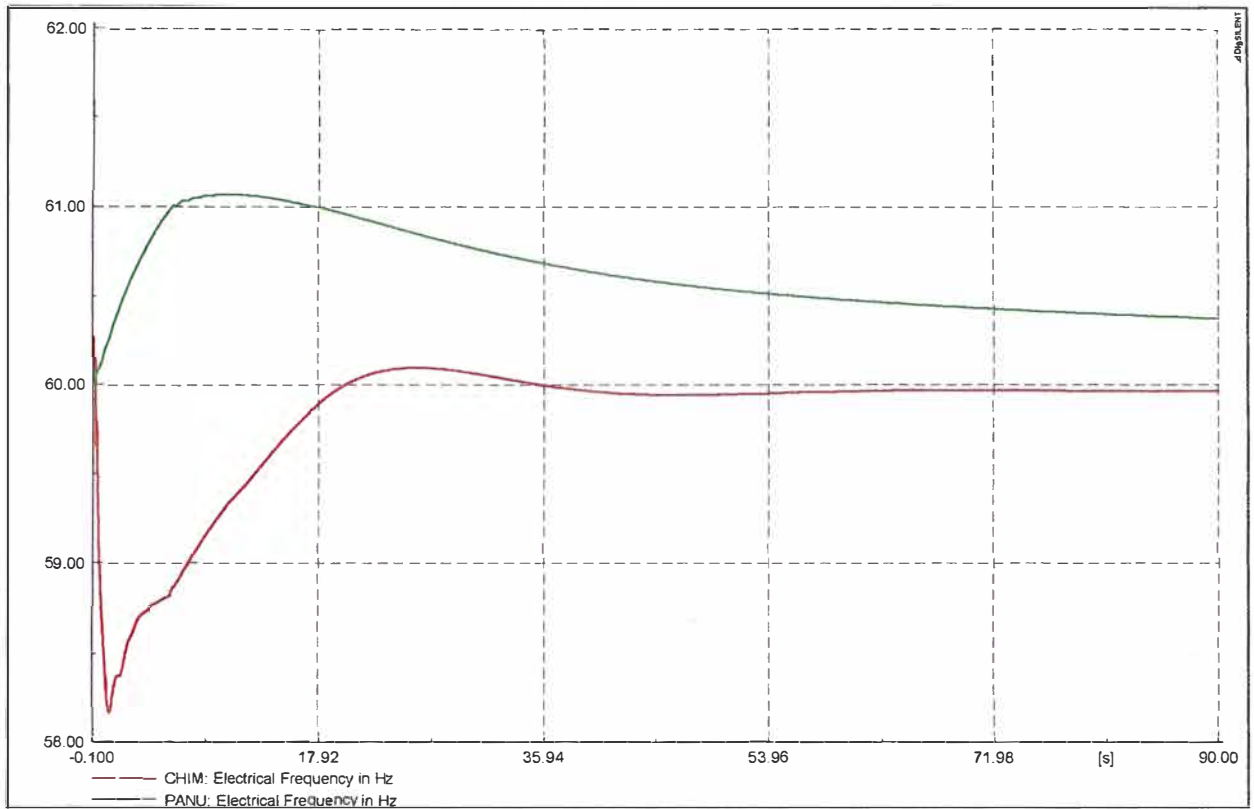


Fig. 5.5 Diseño del ERACMF del Norte: Comportamiento de la frecuencia en mínima demanda

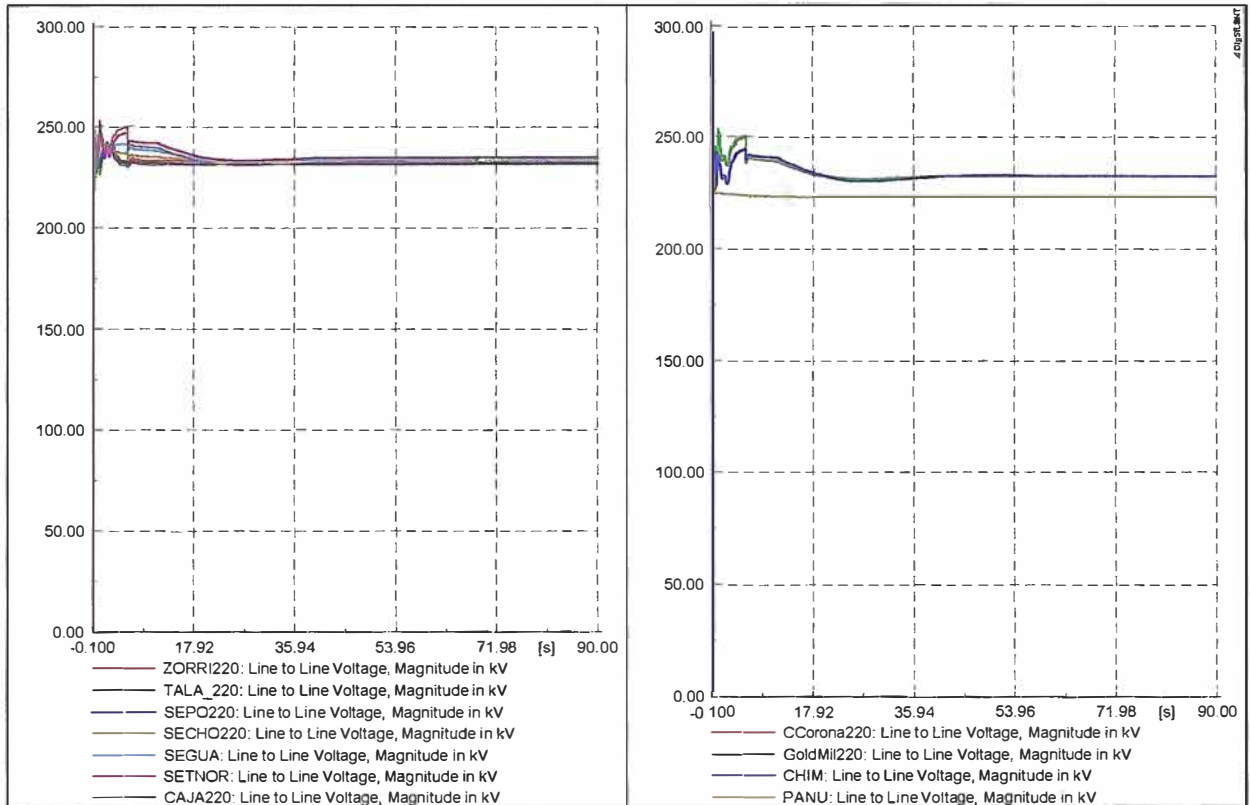


Fig. 5.6 Diseño del ERACMF del Norte: Comportamiento de las tensiones en mínima demanda

5.3. Diseño del ERACMF de la Zona Centro

Conforme a las premisas, se ha simulado la desconexión de todos los grupos de las centrales Mantaro y Restitución. Este evento representa una desconexión de generación en el SEIN de 876 MW y requiere la participación de los ERACMF de todas las zonas del SEIN. Esta desconexión equivale al 32 %, 34 % y 51 % de la demanda a nivel de distribución de la Zona Centro, en las condiciones de máxima, media y mínima demanda, respectivamente. En el periodo de estiaje, esta desconexión de generación equivale al 31%, 32% y 47% de la carga.

5.3.1. Desconexión en mínima demanda

A partir del escenario de mínima demanda, se ha elaborado un escenario con las unidades de las centrales Mantaro y Restitución a plena carga. Las simulaciones para determinar el desempeño del ERACMF de la Zona Centro (ver las Figuras 5.7 y 5.8) arrojaron los siguientes resultados:

- (1) Se activó el ERACMF del SEIN, desconectando todo lo disponible: 764 MW. En la Zona Norte el rechazo fue de 149 MW (63,1 MW por derivada de frecuencia y 86,2 MW por umbral de frecuencia). En la Zona Centro se desconectó 399 MW (341,2 MW por derivada de frecuencia y 57,6 MW por umbral de frecuencia). En la Zona Sur el rechazo fue 216 (113 MW por derivada de frecuencia y 102,8 MW por umbral de frecuencia).
- (2) La frecuencia disminuyó hasta 58,48 Hz, para luego estabilizarse en 59,61 Hz.
- (3) Las tensiones se estabilizaron en valores que están comprendidos en el rango de 0,90 p.u. a 1,1 p.u, aceptado en situaciones de contingencia.

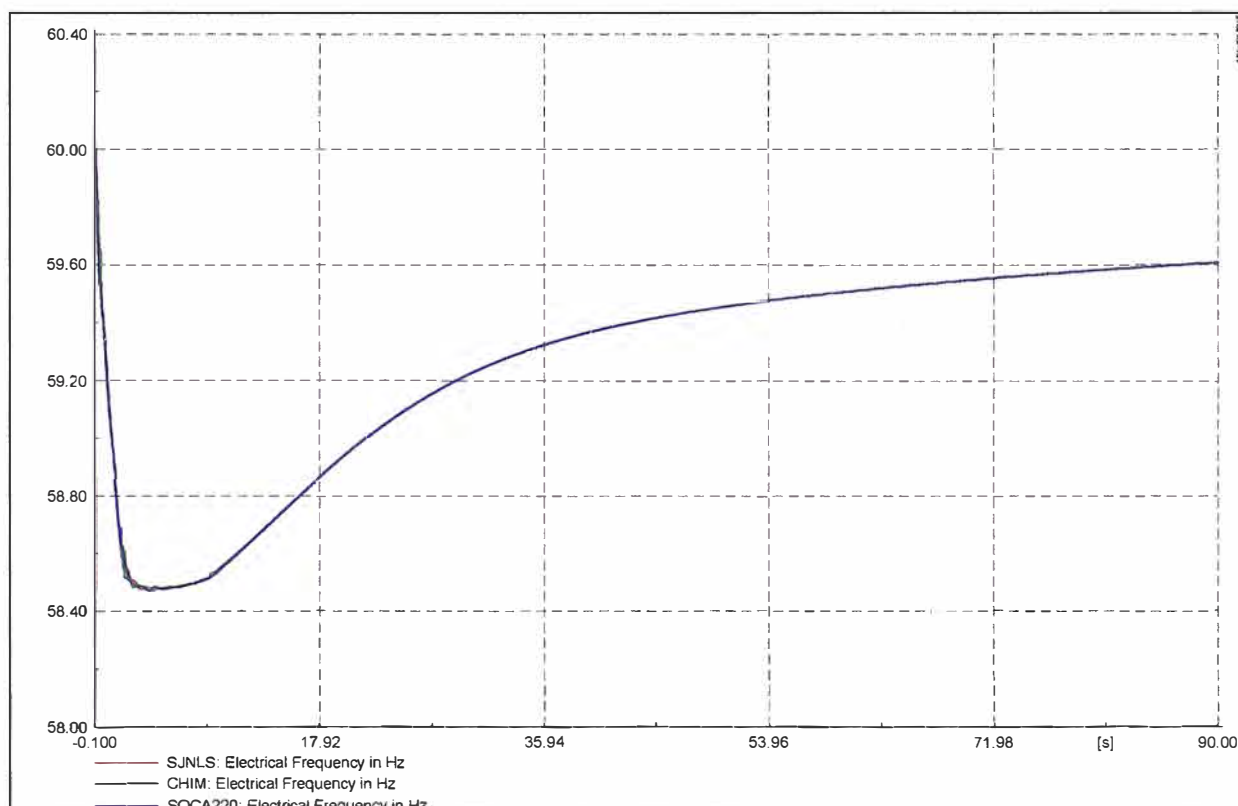


Fig. 5.7 Diseño del ERACMF del Centro: Comportamiento de la frecuencia en mínima demanda

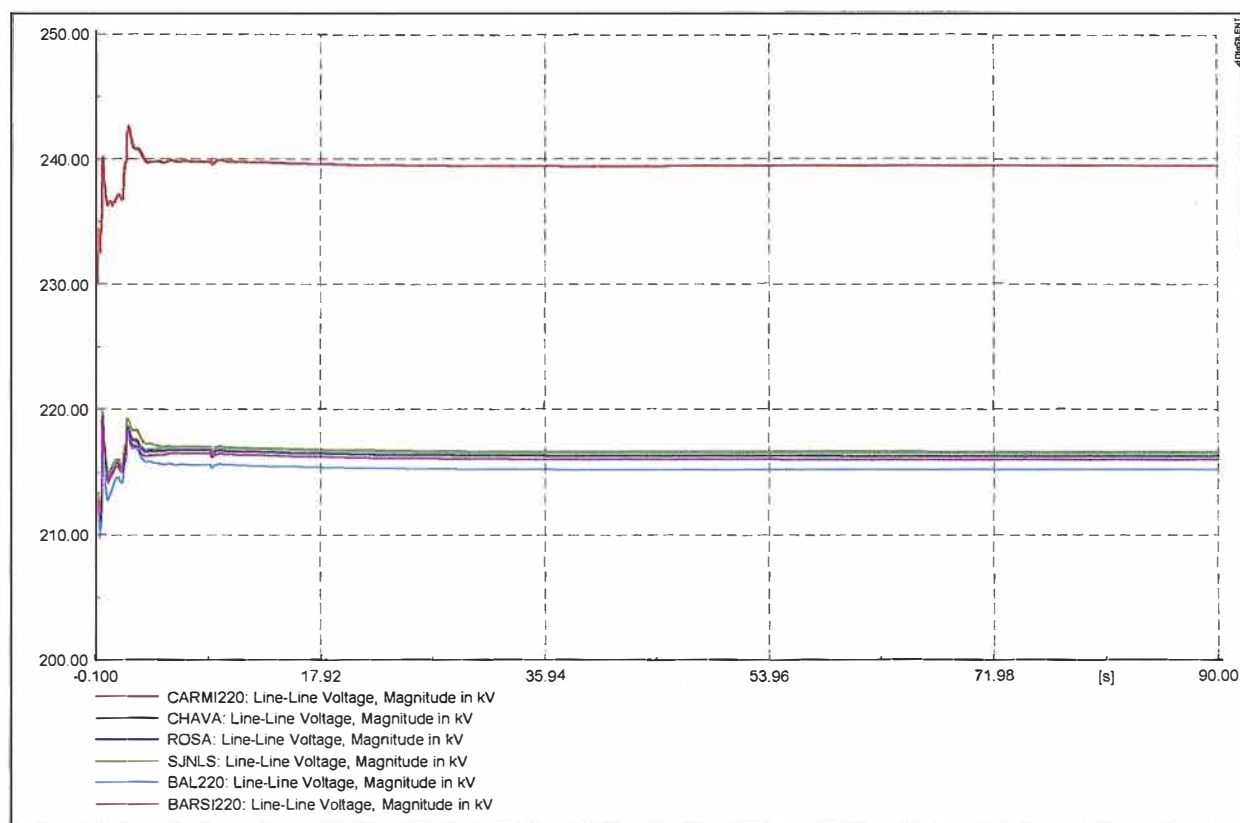


Fig. 5.8 Diseño del ERACMF del Centro: Comportamiento de las tensiones en mínima demanda

5.3.2. Desconexión en máxima demanda

Las simulaciones en máxima demanda para determinar el desempeño del ERACMF de la Zona Centro (ver las Figuras 5.9 y 5.10) arrojaron los siguientes resultados:

- (1) Actuó el ERACMF del SEIN, desconectando 925 MW en el SEIN. En la Zona Norte el rechazo total fue de 184,6 MW (108,9 MW por derivada de frecuencia y 75,6 MW por umbral de frecuencia) en la Zona Centro 541,7 MW (454,3 MW por derivada de frecuencia y 87,3 MW por umbral de frecuencia) y en la Zona Sur el rechazo fue de 198,6 MW (121 MW por derivada de frecuencia y 77,6 MW por umbral de frecuencia).
- (2) La frecuencia disminuyó hasta 58,66 Hz, para luego estabilizarse en 59,82 Hz.

- (3) Las tensiones se estabilizaron en valores que están comprendidos en el rango de 0,90 p.u. a 1,1 p.u, aceptado en situaciones de contingencia.

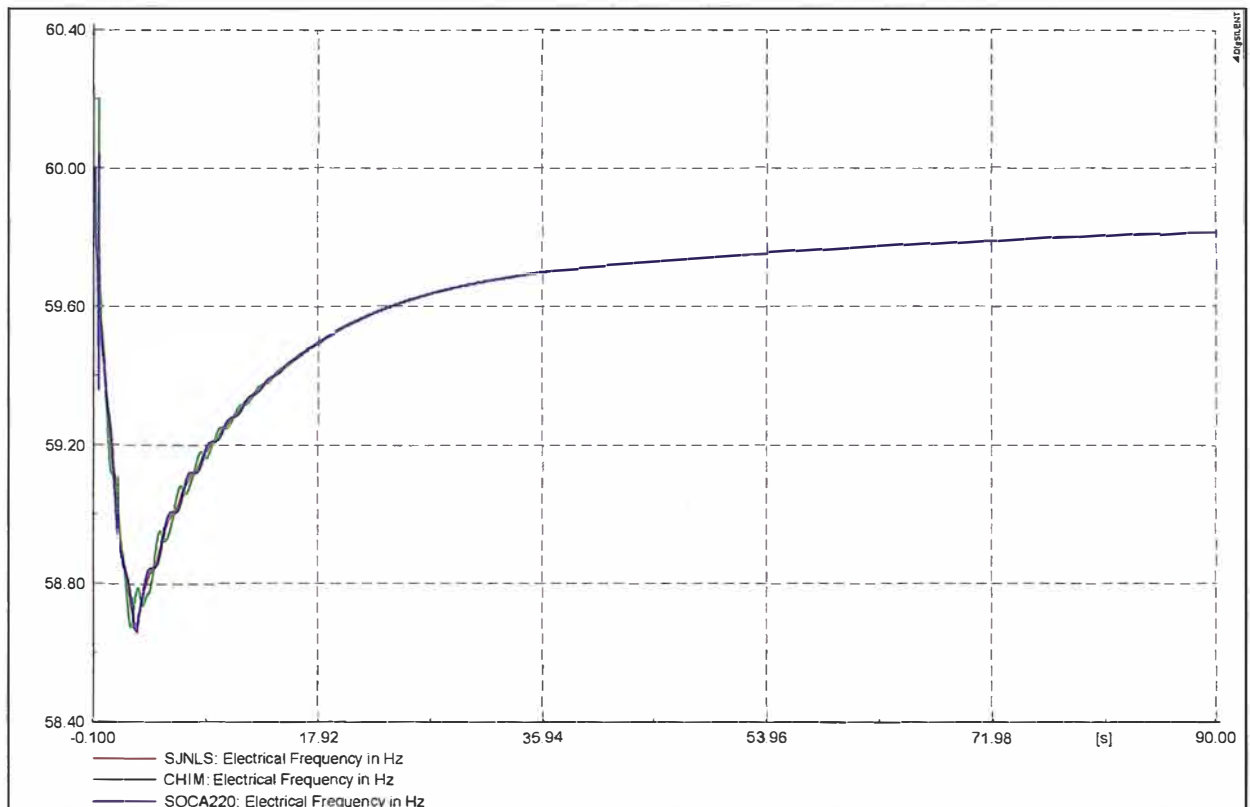


Fig. 5.9 Diseño del ERACMF del Centro: Comportamiento de la frecuencia en máxima demanda

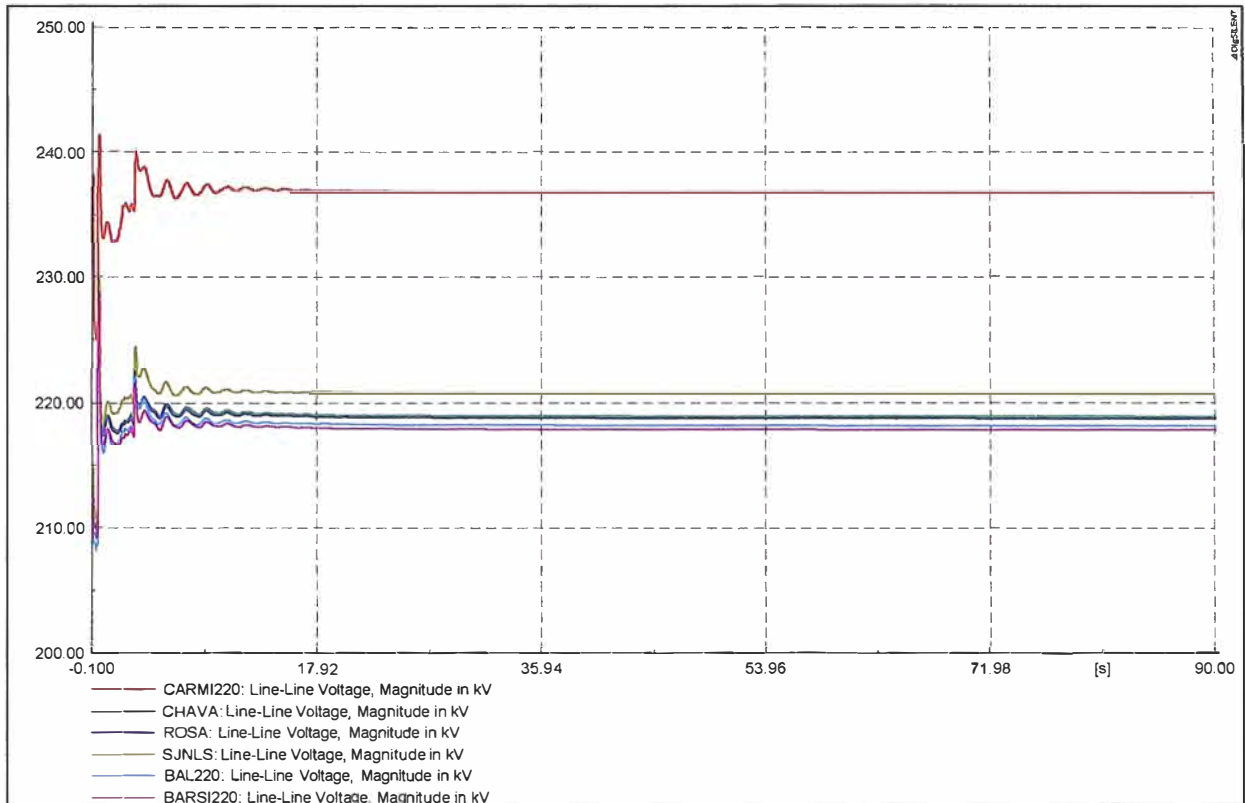


Fig. 5.10 Diseño del ERACMF del Centro: Comportamiento de las tensiones en máxima demanda

5.4. Contribuciones zonales al rechazo en el SEIN

En la Tabla 5.3 se muestra el rechazo de carga total disponible en las zonas Norte, Sur y Centro, tomando como referencia los escenarios de máxima demanda en avenida y estiaje.

Los resultados muestran que:

- (1) Aún cuando el rechazo de carga total disponible en las zonas Norte y Sur representan porcentajes de 35% y 37% de sus respectivas demandas, no constituyen más que el 6% y el 7% de la demanda del SEIN. El rechazo disponible en la zona Centro es aproximadamente el 15 % de la demanda del SEIN.
- (2) El rechazo de carga total disponible en el ERACMF del SEIN (Zonas Norte, Sur y Centro) equivale al 27 % de la demanda del sistema.

Tabla 5.3 Rechazo total disponible en avenida

ZONA DEL SEIN	DEMANDA MAXIMA EN AVENIDA (MW)	RECHAZO TOTAL DISPONIBLE (1) (%)	RECHAZO TOTAL DISPONIBLE (MW)	RECHAZO TOTAL DISPONIBLE (2) (%)
Norte	640,8	35,0	224,3	5,5
Centro	2703,6	23,0	621,8	15,2
Sur	736,6	37,0	272,5	6,7
SEIN	4081,0		1118,7	27,4

(1) : Respecto de su demanda

(2) : Respecto de la demanda del SEIN

Tabla 5.4 Rechazo total disponible en estiaje

ZONA DEL SEIN	DEMANDA MAXIMA EN ESTIAJE (MW)	RECHAZO TOTAL DISPONIBLE (1) (%)	RECHAZO TOTAL DISPONIBLE (MW)	RECHAZO TOTAL DISPONIBLE (2) (%)
Norte	640,8	35,0	224,3	5,4
Centro	2797,0	23,0	643,3	15,4
Sur	736,6	37,0	272,5	6,5
SEIN	4174,4		1140,1	27,3

(1) : Respecto de su demanda

(2) : Respecto de la demanda del SEIN

CAPÍTULO VI

VERIFICACIÓN DEL ERACMF DEL AÑO 2009 ANTE LA DESCONEXIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN

6.1. Eventos de desconexión de generación

Para verificar el desempeño del ERACMF propuesto para el año 2009 en eventos de desconexión súbita de unidades o centrales de generación, se ha simulado eventos de ese tipo para despachos individuales o en conjunto superiores a 170 MW, en las condiciones de máxima, media y mínima demanda, en avenida y estiaje.

Las desconexiones de unidades, grupos o centrales de generación consideradas en las simulaciones, para avenida y estiaje se muestran en las Tablas 6.1 y 6.2, respectivamente.

Tabla 6.1 Eventos de desconexión de generación en avenida

CASO	UNIDADES DESCONECTADAS	PÉRDIDA DE GENERACIÓN (MW)
Av09max-DG01	C.T. AGUAYTIA	173
Av09max-DG02	TG1 KALLPA	177
Av09max-DG03	C.T. KALLPA	177
Av09max-DG04	C.H. YANANGO + C.H. CHIMAY	190
Av09max-DG05	C.H. HUINCO	191
Av09max-DG06	C.H. CAÑÓN DEL PATO	255
Av09max-DG07	MANTARO 1-2 / RESTITUCIÓN 1	283
Av09max-DG08	MANTARO 5-6-7 / RESTITUCIÓN 3	307
Av09max-DG09	C.T. CHILCA	348
Av09max-DG10	C.T. VENTANILLA	480
Av09max-DG11	C.T. KALLPA + C.T. CHILCA	525
Av09max-DG12	MANTARO 1-2-3-4 / RESTITUCIÓN 1-2	569
Av09max-DG13	MANTARO 1-2-5-6-7 / RESTITUCIÓN 1-3	590
Av09max-DG14	C.H. MANTARO + C.H. RESTITUCIÓN	876
Av09med-DG01	C.T. AGUAYTIA	173
Av09med-DG04	C.H. YANANGO + C.H. CHIMAY	190
Av09med-DG05	C.H. HUINCO	191
Av09med-DG06	C.H. CAÑÓN DEL PATO	255
Av09med-DG07	MANTARO 1-2 / RESTITUCIÓN 1	283
Av09med-DG08	MANTARO 5-6-7 / RESTITUCIÓN 3	307
Av09med-DG09	C.T. CHILCA	348
Av09med-DG10	C.T. VENTANILLA	480
Av09med-DG11	C.T. KALLPA + C.T. CHILCA	490
Av09med-DG12	MANTARO 1-2-3-4 / RESTITUCIÓN 1-2	569
Av09med-DG13	MANTARO 1-2-5-6-7 / RESTITUCIÓN 1-3	590
Av09med-DG14	C.H. MANTARO + C.H. RESTITUCIÓN	876
Av09min-DG05	C.H. HUINCO	188
Av09min-DG06	C.H. CAÑÓN DEL PATO	194
Av09min-DG07	MANTARO 1-2 / RESTITUCIÓN 1	215
Av09min-DG08	MANTARO 5-6-7 / RESTITUCIÓN 3	234
Av09min-DG09	C.T. CHILCA	190
Av09min-DG10	C.T. VENTANILLA	289
Av09min-DG11	C.T. KALLPA + C.T. CHILCA	190
Av09min-DG12	MANTARO 1-2-3-4 / RESTITUCIÓN 1-2	433
Av09min-DG13	MANTARO 1-2-5-6-7 / RESTITUCIÓN 1-3	450
Av09min-DG14	C.H. MANTARO + C.H. RESTITUCIÓN	667

Tabla 6.2 Eventos de desconexión de generación en estiaje

CASO	UNIDADES DESCONECTADAS	PÉRDIDA DE GENERACIÓN (MW)
Es09max-DG01	C.T. AGUAYTÍA	173
Es09max-DG02	TG1 KALLPA	177
Es09max-DG03	C.T. KALLPA	354
Es09max-DG04	C.H. YANANGO + C.H. CHIMAY	132
Es09max-DG05	C.H. HUINCO	172
Es09max-DG06	C.H. CANÓN DEL PATO	130
Es09max-DG07	MANTARO 1-2 / RESTITUCIÓN 1	278
Es09max-DG08	MANTARO 5-6-7 / RESTITUCIÓN 3	295
Es09max-DG09	C.T. CHILCA	348
Es09max-DG10	C.T. VENTANILLA	480
Es09max-DG11	C.T. KALLPA + C.T. CHILCA	702
Es09max-DG12	MANTARO 1-2-3-4 / RESTITUCIÓN 1-2	556
Es09max-DG13	MANTARO 1-2-5-6-7 / RESTITUCIÓN 1-3	573
Es09max-DG14	C.H. MANTARO + C.H. RESTITUCIÓN	851
Es09med-DG01	C.T. AGUAYTÍA	173
Es09med-DG02	TG1 KALLPA	177
Es09med-DG03	C.T. KALLPA	354
Es09med-DG07	MANTARO 1-2 / RESTITUCIÓN 1	278
Es09med-DG08	MANTARO 5-6-7 / RESTITUCIÓN 3	295
Es09med-DG09	C.T. CHILCA	348
Es09med-DG10	C.T. VENTANILLA	480
Es09med-DG11	C.T. KALLPA + C.T. CHILCA	702
Es09med-DG12	MANTARO 1-2-3-4 / RESTITUCIÓN 1-2	556
Es09med-DG13	MANTARO 1-2-5-6-7 / RESTITUCIÓN 1-3	573
Es09med-DG14	C.H. MANTARO + C.H. RESTITUCIÓN	851
Es09min-DG01	C.T. AGUAYTÍA	173
Es09min-DG03	C.T. KALLPA	273
Es09min-DG07	MANTARO 1-2 / RESTITUCIÓN 1	267
Es09min-DG08	MANTARO 5-6-7 / RESTITUCIÓN 3	277
Es09min-DG09	C.T. CHILCA	348
Es09min-DG10	C.T. VENTANILLA	480
Es09min-DG11	C.T. KALLPA + C.T. CHILCA	621
Es09min-DG12	MANTARO 1-2-3-4 / RESTITUCIÓN 1-2	534
Es09min-DG13	MANTARO 1-2-5-6-7 / RESTITUCIÓN 1-3	544
Es09min-DG14	C.H. MANTARO + C.H. RESTITUCIÓN	811

En los eventos que involucran a la C.H. Mantaro y Restitución, primero se ha desconectado del SEIN los grupos de la C.H. Mantaro y 2 segundos después los grupos de Restitución. Este caso es menos severo que la desconexión súbita y simultánea de todos los grupos de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, evento utilizado para la determinación del máximo rechazo en el diseño del ERACMF de la Zona Centro.

6.2. Desempeño del ERACMF en avenida

Los resultados de las simulaciones en avenida se resumen en las Figuras 6.1, 6.2 y 6.3.

- Como se aprecia en la Figura 6.1, el ERACMF del SEIN se activa con desconexiones de generación desde 177 MW y, a medida que se incrementa la

magnitud de la potencia de generación desconectada, la potencia rechazada también se incrementa con cierta tendencia lineal.

- También en la Figura 6.1 se observa que para desconexiones de generación del orden de 177 MW, la caída máxima de la frecuencia (dada por la diferencia entre la frecuencia nominal y el valor mínimo alcanzado durante la simulación) resulta del orden de 1,0 Hz. Naturalmente, al incrementarse la magnitud de la generación desconectada se incrementa la caída de frecuencia. Se aprecia que para la desconexión de 876 MW (todas las unidades de la C.H. Mantaro y Restitución) esta caída resulta 1,4 Hz.
- En la Figura 6.2 se muestra los valores finales que asume la frecuencia luego de la actuación del ERACMF del SEIN. Se aprecia que todos los valores finales de frecuencia alcanzados se encuentran dentro del rango de 59,5 Hz a 60,5 Hz.
- En la Figura 6.3 se aprecia que, en general, la primera etapa del ERACMF se activa cuando se presentan desconexiones de generación en el rango de 177 a 307 MW y que, de allí en adelante, se activan más etapas conforme las desconexiones aumentan en magnitud.

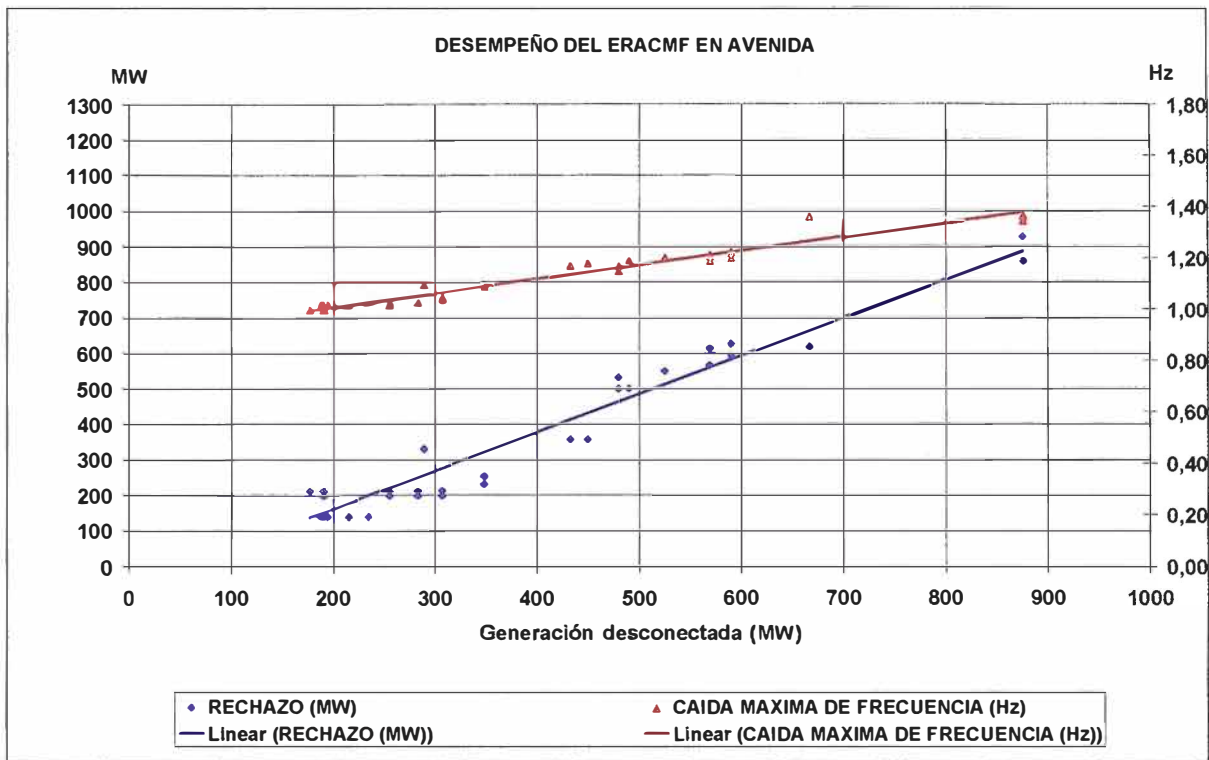


Fig. 6.1 Potencia rechazada y caída máxima de frecuencia

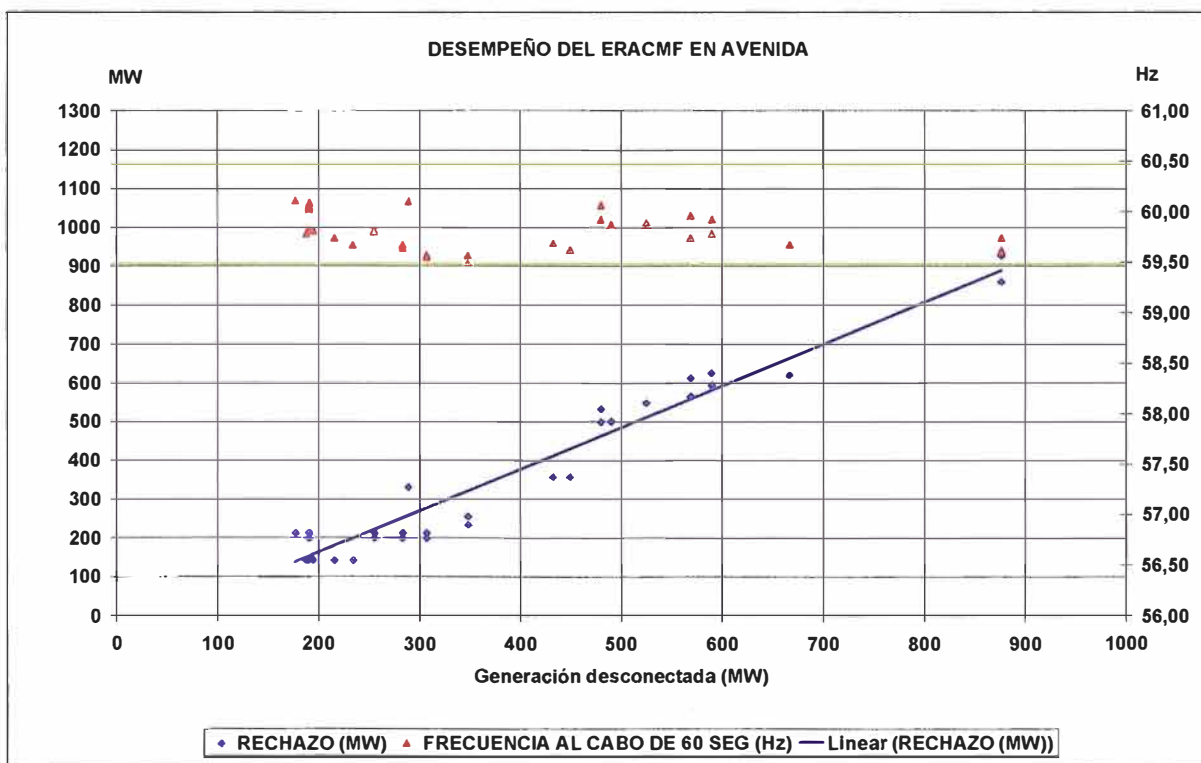


Fig. 6.2 Potencia rechazada y frecuencia al final del evento

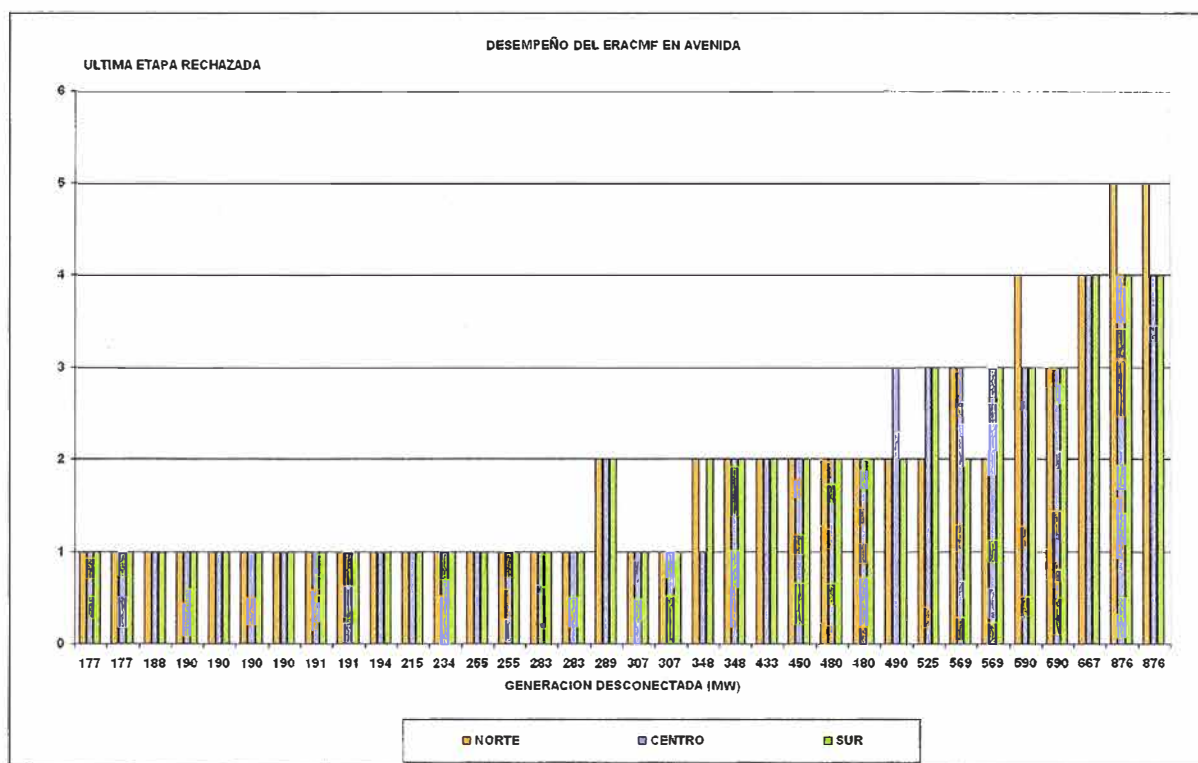


Fig. 6.3 Última etapa rechazada en el evento

6.3. Desempeño del ERACMF en estiaje

Los resultados de las simulaciones en estiaje son mostrados en las Figuras 6.4, 6.5 y 6.6.

- Tal como se aprecia en la Figura 6.4, el ERACMF del SEIN se activa con magnitudes de desconexión de generación desde 173 MW y, a medida que se incrementa la magnitud de la potencia desconectada, la potencia rechazada también se incrementa con cierta tendencia lineal.
- También se aprecia en esa figura que para desconexiones de generación del orden de 173 MW la caída máxima de la frecuencia resulta del orden de 1,0 Hz. Asimismo, al incrementarse la magnitud de la potencia de generación desconectada se incrementa la caída de frecuencia; en ese sentido, para la desconexión de 876 MW (todas las unidades de la C.H. Mantaro y Restitución) la caída de frecuencia resulta 1,4 Hz.

- En la Figura 6.5 se muestra los valores finales de la frecuencia, luego de la actuación del ERACMF. Casi todos los valores finales de frecuencia se encuentran dentro del rango de 59,5 Hz a 60,5 Hz.
- En la Figura 6.6 se aprecia que, en general, la primera etapa del ERACMF se activa cuando se presentan desconexiones de generación en el rango de 173 MW a 354 MW y que, de allí en adelante, se activan más etapas conforme se incrementa la magnitud de las desconexiones.

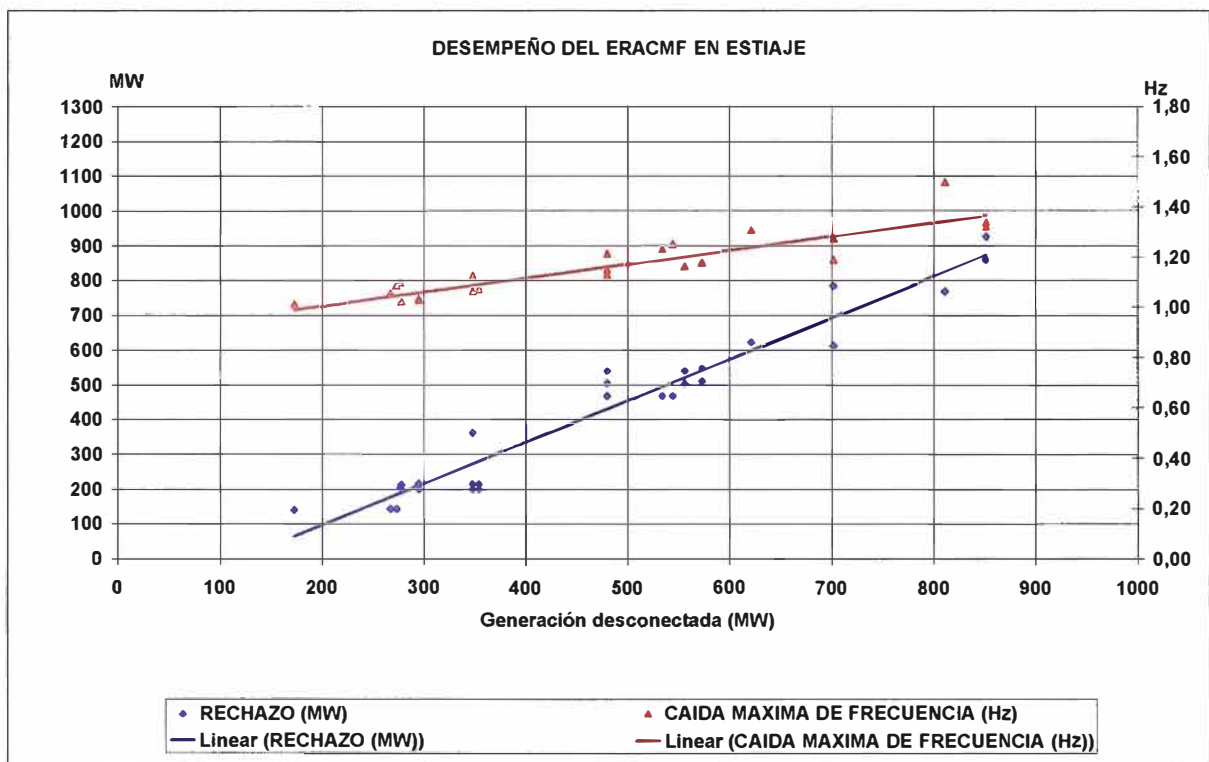


Fig. 6.4 Potencia rechazada y caída máxima de frecuencia

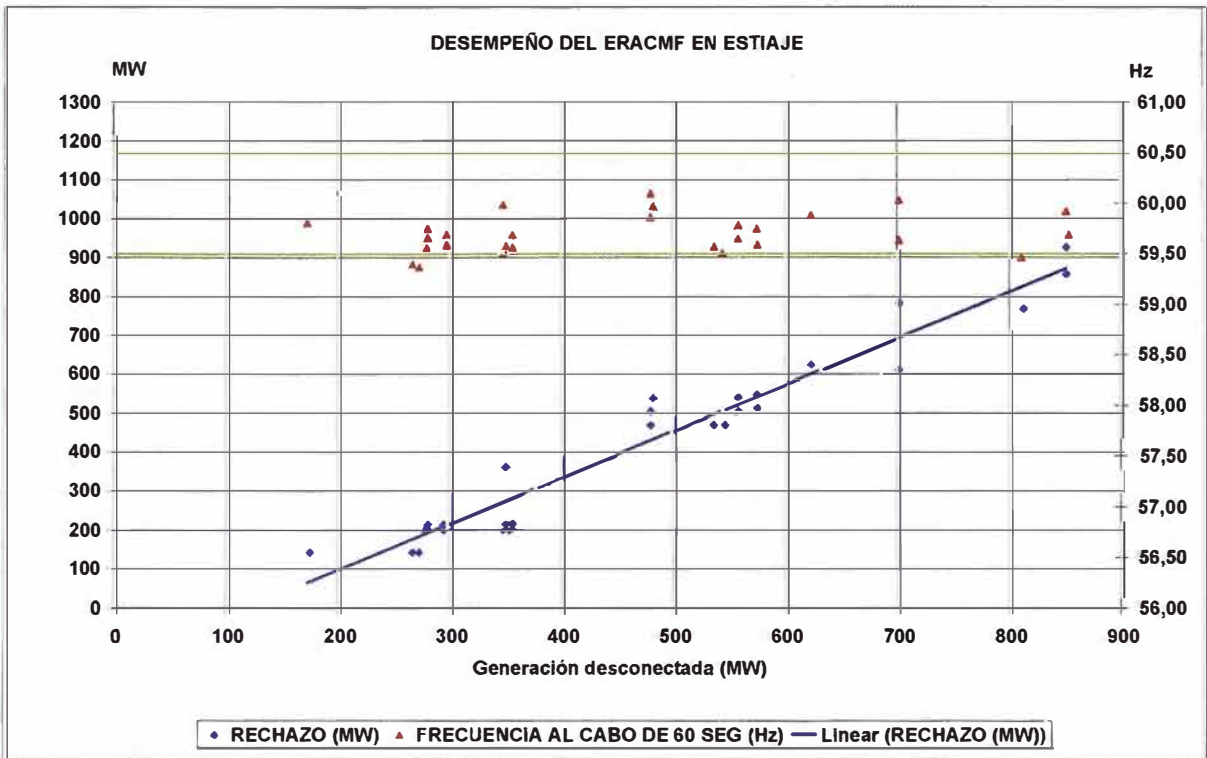


Fig. 6.5 Potencia rechazada y valor final de la frecuencia

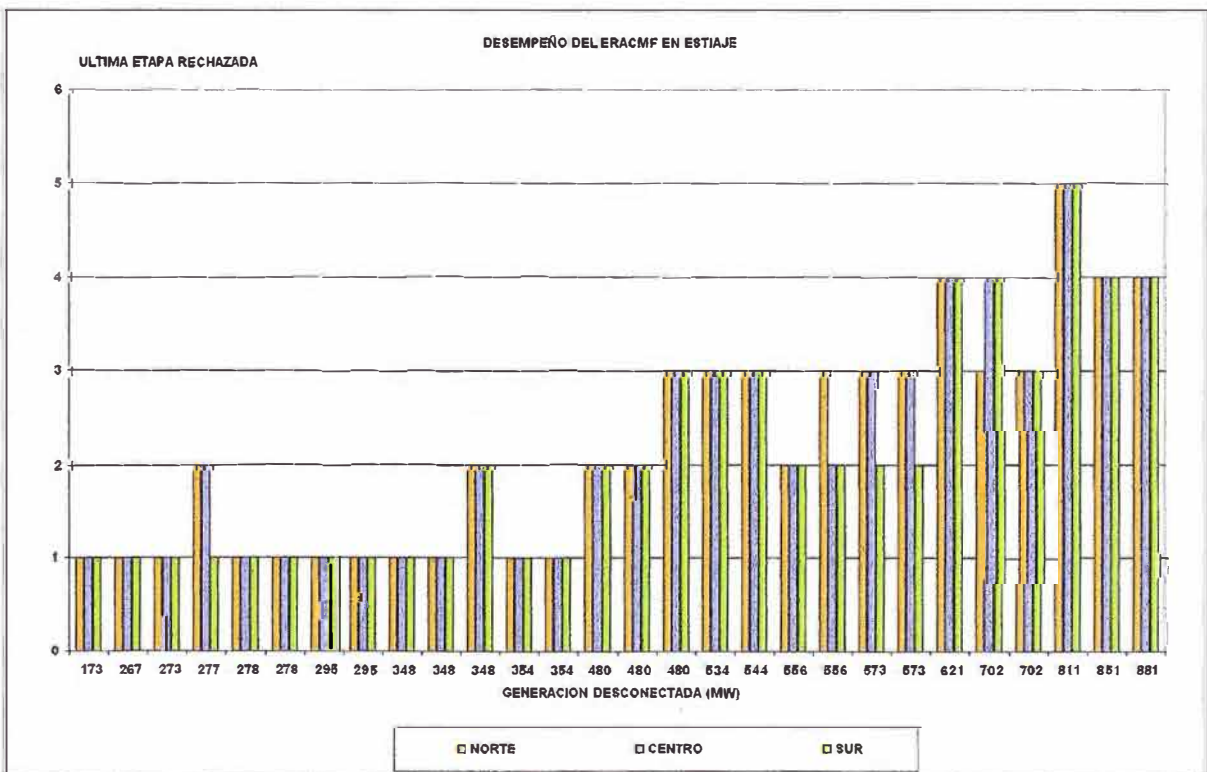


Fig. 6.6 Ultima etapa rechazada en el evento

Los resultados obtenidos se consideran satisfactorios.

CAPÍTULO VII

VERIFICACIÓN DEL ERACMF DEL AÑO 2009 ANTE LA FORMACIÓN DE ISLAS

Para verificar el desempeño del ERACMF propuesto para el año 2009 en eventos de desconexión de líneas de transmisión que provocan la formación de sistemas aislados con déficit de generación y consecuentemente subfrecuencia, se ha simulado esa clase de eventos allí donde son factibles de ocurrir.

7.1. Eventos de desconexión de líneas de transmisión

En la Tabla 7.1 se muestra la relación de los eventos simulados.

Tabla 7.1 Eventos de desconexión de líneas que provocan sistemas aislados con déficit de generación

EVENTO	LINEA DESCONECTADA	FLUJO PREFALLA (MW) (*)
Av09max-DL06	Cotaruse - Socabaya	181
Av09med-DL03	Chiclayo O. - Piura O.	22
Av09med-DL06	Cotaruse - Socabaya	207
Av09min-DL02	Piura O. - Talara	22
Av09min-DL03	Chiclayo O. - Piura O.	57
Av09min-DL04	Guadalupe - Chiclayo O.	13
Av09min-DL05	Trujillo N. - Guadalupe	24
Av09min-DL06	Cotaruse - Socabaya	212
Es09max-DL06	Cotaruse - Socabaya	97
Es09med-DL06	Cotaruse - Socabaya	63
Es09min-DL04	Guadalupe - Chiclayo O.	8
Es09min-DL05	Trujillo N. - Guadalupe	48
Es09min-DL06	Cotaruse - Socabaya	270
Es09min-DL07	Puno - Moquegua (L-1020 F/S)	4

(*) Flujo en el extremo de recepción

En las simulaciones que provocan la formación de sistemas aislados en la Zona Norte, se ha supuesto que la unidad TGN4 de la C.T. Malacas asume la regulación primaria de frecuencia en dichas islas. De manera similar, en los eventos de desconexión de la línea

Quencoro-Tintaya, se ha considerado que en la C.H. Machupicchu asume la regulación primaria de frecuencia en la isla formada.

7.2. Análisis de resultados

Los resultados para el sistema aislado con subfrecuencia y el resto del SEIN con sobrefrecuencia, se resumen en las Tablas 7.2 y 7.3, respectivamente.

Tabla 7.2 Resultados en el sistema aislado

EVENTO	MW	ULTIMA	FRECUENCIA (Hz)		
	RECHAZADOS	ETAPA	MINIMA	FINAL	MAXIMA
Av09max-DL06	196,6	4	58,63	60,03	60,12
Av09med-DL03	6,5	1	58,69	59,63	-
Av09med-DL06	230,0	5	58,59	60,10	60,34
Av09min-DL02	7,3	4	58,68	59,54	-
Av09min-DL03	29,0	5	57,86	59,16	-
Av09min-DL04	-	-	59,26	59,64	-
Av09min-DL05	17,6	2	58,89	59,78	-
Av09min-DL06	213,0	5	58,55	59,91	-
Es09max-DL06	95,1	2	58,87	60,02	59,96
Es09med-DL06	33,1	1	58,96	59,62	-
Es09min-DL04	-	-	59,39	59,73	-
Es09min-DL05	53,0	5	58,48	60,08	59,94
Es09min-DL06	213,0	5	57,69	59,28	-
Es09min-DL07	-	-	59,81	60,00	60,02

Tabla 7.3 Resultados en el SEIN

EVENTO	UNIDADES DESCONECTADAS	MW	FRECUENCIA (Hz)	
			FINAL	MAXIMA
Av09max-DL06	Aguaytía G1	88	61,01	60,52
Av09med-DL03	-	-	60,23	60,14
Av09med-DL06	Aguaytía G1	88	61,00	60,64
Av09min-DL02	-	-	60,19	60,10
Av09min-DL03	-	-	60,55	60,28
Av09min-DL04	-	-	60,26	60,13
Av09min-DL05	-	-	60,33	60,17
Av09min-DL06	Aguaytía G1, Cahua G2, Callahuanca G4	94	61,44	60,73
Es09max-DL06	-	-	60,72	60,54
Es09med-DL06	-	-	60,43	60,33
Es09min-DL04	-	-	60,28	60,21
Es09min-DL05	-	-	60,55	60,42
Es09min-DL06	Aguaytía G1, Cahua G2, Callahuanca G4, Carhuaquero G3	153	61,60	61,41
Es09min-DL07	-	-	60,05	60,05

En la Tabla 7.2 se aprecia que en los sistemas aislados que quedan en subfrecuencia actúa el ERACMF logrando equilibrar el déficit de generación provocado por la desconexión. Se aprecia que dependiendo del valor de flujo de potencia interrumpido el ERACMF se activa

desde la primera hasta la sexta etapa. En la Tabla 7.3 se consigna la actuación del EDAGSF en el resto del SEIN.

En la Figura 7.1 se muestra el comportamiento del valor mínimo y final de la frecuencia en los casos simulados. Se aprecia que solo en dos casos la frecuencia queda por debajo de 59,5 HZ.

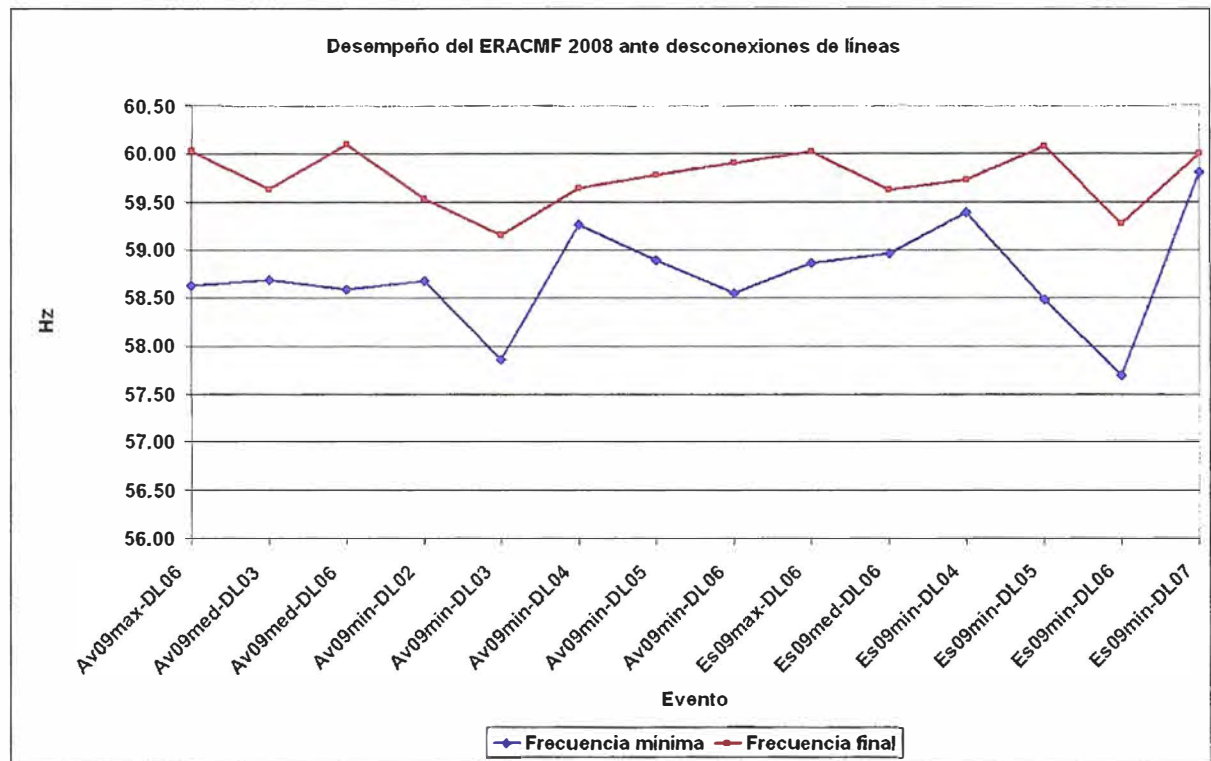


Fig. 7.1 Desempeño del ERACMF en el sistema aislado

Los resultados obtenidos se consideran satisfactorios.

CONCLUSIONES

1. El ERACMF propuesto satisface las necesidades propias de rechazo de carga de cada zona del SEIN, al haber sido diseñado para la más severa pérdida de potencia activa factible de ocurrir en cada caso, en consideración a la topología actual del Sistema. En caso de variar esta topología, la metodología de diseño debe ser replanteada.

2. Las especificaciones del ERACMF del SEIN propuestas para el año 2009 son las siguientes:

Zona Norte

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

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

Zona Centro

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

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

Zona Sur

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	10,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	10,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

3. El ERACMF propuesto desconecta carga en una medida justa, de acuerdo a la magnitud de la potencia activa generada que se pierde, proveyendo un rechazo suficiente en condiciones de mínima demanda y sin excesos en máxima demanda, hecho que se ve en el valor final de la frecuencia en las simulaciones. Las frecuencias mínimas y finales a las que conduce la actuación del ERACMF propuesto son apropiadas y preservan la seguridad de los equipos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] KUNDUR P., *Power system stability and control*, McGraw-Hill, 1994.
- [2] GENERAL ELECTRIC, *Load shedding, load restoration and generator protection using solid-state and electromechanical underfrequency relays*.
- [3] ANDERSON P.M., *Power system protection*, IEEE Press, 1999.
- [4] SACCOMANO F., *Electric power systems*, IEEE Press, 2003.
- [5] IEEE Std. C37.106-2006, *IEEE Guide for abnormal frequency protection for power generating plants*.
- [6] MEM, *Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI)*, El Peruano, 2005.
- [7] OSINERGMIN, *Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación*, El Peruano, 2008.
- [8] CESI, *Esquemas de rechazo de carga por subfrecuencia y por mínima tensión y de rechazo de generación por sobrefrecuencia*, 2003.
- [9] COES-SINAC, *Informe Técnico DEV-080-2007 Asignación de unidades a la regulación primaria de frecuencia en el SEIN*, 2007.