

**Ciente:** COES-SINAC

**Objeto:** Informe Final del estudio de Rechazo de Generación en las Centrales de S. Gabán y Machupicchu, ante desconexión de las líneas 1008 o 1011

**Orden:** COES-SINCAC/D – 133 – 2003

**Notas:**

this document shall not be reproduced except in full without the written approval of CESI

**N. de páginas:** 1

**N. de páginas adjuntas:** 0

**Fecha de emisión:** 27/06/2003

**Preparado:** Ing. Pasquale Calabrese, Ing. J.L. Perez

**Verificado:** Ing. Walter Prandoni, Ing. R. Gomez

**Aprobado:** Ing. B. Cova

## **Indice del Contenido**

<b>HISTORIA DE LAS REVISIONES .....</b>	<b>4</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2 OBJETO DEL ESTUDIO.....</b>	<b>4</b>
<b>3 ALCANCE.....</b>	<b>5</b>
<b>4 DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS .....</b>	<b>5</b>
4.1 DEFINICIONES.....	5
4.2 HOMOLOGACIÓN DEL MODELO FRENTE A LOS ENSAYOS REALIZADOS EN CAMPO .....	6
4.3 LÍMITES DE PRODUCCIÓN DE LAS CENTRALES SAN GABÁN II Y MACHUPICCHU.....	9
4.3.1 Hipótesis de Falla para la determinación del límite de producción .....	9
4.3.1.1 Adopción del evento que debe soportar el sistema .....	9
4.3.1.2 Adopción del desempeño en post-falla “mínimamente aceptable” .....	10
4.3.2 Cálculo de los límites máximos de producción de las centrales .....	10
4.3.2.1 Acerca de los Escenarios para la determinación de los límites .....	12
4.3.2.2 Acerca del despacho relativo de las unidades en cada central .....	13
4.3.2.3 Acerca de los datos del tiempo de intervención de las protecciones de líneas.....	13
<b>5 MECANISMO DE PROTECCION LOCAL EN LAS CENTRALES .....</b>	<b>13</b>
5.1 INTERVENCIÓN DEL MECANISMO EN LA REDUCCIÓN DE POTENCIA .....	14
5.2 INTERVENCIÓN DEL AUTOMATISMO EN EL DISPARO DE GENERACIÓN .....	14
5.3 ALCANCE DE LAS LÓGICAS DE PROTECCIÓN Y COBERTURA DEL ESQUEMA .....	15
5.4 COORDINACIÓN CON LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA.....	15
5.4.1 Alcance de la verificación de las protecciones .....	15
5.4.2 Verificaciones efectuadas .....	16
<b>6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL AUTOMATISMO DE MEDICIÓN LOCAL .....</b>	<b>18</b>
<b>7 REQUERIMIENTOS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN .....</b>	<b>18</b>
7.1 ADECUACIÓN DE LAS SEÑALES ESTABILIZANTES.....	18
7.2 DISEÑO E INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL CENTRALIZADO .....	20
<b>8 CONCLUSIONES.....</b>	<b>21</b>
<b>9 RECOMENDACIONES .....</b>	<b>22</b>
<b>ANEXO 1: ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN LOCAL .....</b>	<b>23</b>
9.1 INTRODUCCIÓN .....	23
9.2 REGLAS FUNCIONALES.....	24
9.2.1 Esquema de bloques funcional.....	24
9.2.2 Cálculo de la potencia activa .....	25
9.2.3 Identificación de la oscilación electromecánica.....	26
9.2.4 Criterios de intervención .....	28
9.2.5 Acción de reducción de la carga.....	30
9.2.6 Acción de rechazo de la unidad.....	31
9.2.7 Señales de conexión con el campo .....	32
9.3 HIPÓTESIS PARA LA REALIZACIÓN DEL DARC .....	34
9.3.1 Las borneras de interface con el campo .....	35
9.3.2 Presupuesto de costos del equipamiento considerado .....	36
<b>10 ANEXO 2: DISEÑO DE LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN LOCAL.....</b>	<b>37</b>

10.1	DEFINICIONES .....	37
10.2	MODOS DE ACTUACIÓN .....	37
10.2.1	Lógica del esquema de Disparo de unidades de la central.....	37
10.2.2	Lógica del esquema de Reducción de Potencia de las unidades de la central .....	37
<b>11</b>	<b>ANEXO 3: DISEÑO DE LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA CENTRALIZADO .....</b>	<b>39</b>
11.1	DEFINICIONES .....	39
11.2	NECESIDADES EN MATERIA DE EQUIPOS DE CONTROL .....	39
11.3	NECESIDADES EN MATERIA DE TELECOMUNICACIONES.....	39
11.4	FUNCIONES DE LOS PLC DEL CONTROL MAESTRO DE TINTAYA Y DE LAS CENTRALES.....	40
<b>12</b>	<b>ANEXO 4: DATOS ESTIMADOS EN LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS .....</b>	<b>42</b>
<b>13</b>	<b>ANEXO 5: OBSERVACIONES AL INFORME Y SUS RESPUESTAS .....</b>	<b>43</b>
13.1	OBSERVACIONES Y COMENTARIOS DE COES (11/07/2003).....	43
13.2	OBSERVACIONES Y COMENTARIOS DE EGEMSA – 1ER DOCUMENTO (11/07/2003).....	50
13.3	OBSERVACIONES Y COMENTARIOS DE EGEMSA – 2DO DOCUMENTO (16/07/2003) .....	61
13.4	OBSERVACIONES Y COMENTARIOS DE SAN GABÁN (16/07/2003).....	64
13.5	OBSERVACIONES Y COMENTARIOS DURANTE LA PRESENTACIÓN FINAL (18/07/2003).....	68
<b>14</b>	<b>ANEXO 6: EVALUACION COMPLEMENTARIA.....</b>	<b>69</b>

### *INDICE DE LAS TABLAS*

TABLA 1: TIEMPOS DE ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIONES PARA FALLAS MONOFÁSICAS Y TRIFÁSICAS .....	42
--	----

### *INDICE DE LAS FIGURAS*

FIG. 1: ENSAYO EN CAMPO DE LA APERTURA AZÁNGARO–JULIACA .....	6
FIG. 2: SIMULACIÓN DE LA APERTURA AZÁNGARO–JULIACA .....	7
FIG. 3: ESCENARIO EMPLEADO PARA LA HOMOLOGACIÓN DEL MODELO .....	8
FIG. 4: POTENCIA ACTIVA EMERGENTE DE SAN GABÁN ANTE EVENTOS SOBRE AZÁNGARO - JULIACA.....	10
FIG. 5: LÍMITE DE PRODUCCIÓN RELATIVO DE LAS CC.HH. SAN GABÁN II Y MACHUPICCHU .....	11
FIG. 6: ACCIONES CORRECTIVAS SOBRE SAN GABÁN II PARA ESCENARIO ATÍPICO .....	13
FIG. 7: IMPEDANCIA VISTA Y CARACTERÍSTICA DE 2DA. ZONA EN LÍNEA L-1010, LADO SAN GABÁN II .....	17
FIG. 8: IMPEDANCIA VISTA Y CARACTERÍSTICA DE 2DA. ZONA EN LÍNEA L-1006, LADO AZÁNGARO .....	17
FIG. 9: COMPARACIÓN DEL DESEMPEÑO CON ESTABILIZADOR DE INTEGRAL DE POTENCIA ACELERANTE.....	19
FIG. 10: ESQUEMA DE BLOQUES FUNCIONAL DEL DISPOSITIVO DARC .....	24
FIG. 11: BLOQUES DEL DISPOSITIVO DE IDENTIFICACIÓN .....	26
FIG. 12: MÓDULO DE LA F.D.T. G(s).....	27
FIG. 13: FASE DE LA F.D.T. GR(s) .....	27
FIG. 14: CRITERIOS DE INTERVENCIÓN DEL DARC .....	28
FIG. 15: ORGANIZACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE CARGA .....	30
FIG. 16: LÓGICA DEL ESQUEMA DE RECHAZO DE GENERACIÓN .....	31
FIG. 17: COMPONENTES DEL DARC.....	34

**HISTORIA DE LAS REVISIONES**

Revisión numero	Fecha	Protocolo	Lista de las modificaciones
0	27/06/2003	RETE – A3/023325	
1	25/07/2003	RETE – A3/023325	ANEXO 5 con las Observaciones y sus respuestas ANEXO 6 con Evaluaciones Complementarias

**1 INTRODUCCIÓN**

En las centrales del Sudeste San Gabán II y Machupicchu se han detectado oscilaciones de potencia eléctrica poco amortiguadas, sostenidas y hasta divergentes, que han resultado en la pérdida de sincronismo del área, y/o la apertura de algunas líneas de transmisión con el desmembramiento subsiguiente del área. Los eventos con pérdida de sincronismo observados ocasionan una gran excursión de la frecuencia con oscilaciones superpuestas de alta frecuencia.

Es evidente que el deterioro de la calidad de servicio y las pérdidas en la producción de energía eléctrica demandan una solución al problema.

Los responsables del área han vinculado estas oscilaciones con eventos que ocasionan la pérdida de las líneas L-1008 (Tintaya – Callalli) ó L-1011 (Azángaro – Juliaca), por lo cual en una primera etapa las soluciones se circunscriben a los eventos creíbles capaces de ocasionar la salida de servicio de alguna de estas líneas.

A raíz de este primer diagnóstico, se ha privilegiado una solución con mediciones locales en San Gabán II y Machupicchu para dar lugar a un automatismo más simple, confiable y conveniente al menos desde el punto de vista de las inversiones iniciales.

Complementario a los resultados del estudio, se determinaron soluciones adicionales no comprendidas en el alcance original, pero que se recomienda contemplar en vista a que sus atributos permitirían extender la cobertura de este esquema alcanzando la máxima explotación de las centrales.

**2 OBJETO DEL ESTUDIO**

Desarrollar los requerimientos para definir un dispositivo (Automatismo) que, aplicado a las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán II, evite las oscilaciones de potencia que se registran en la zona sur del Sistema Interconectado Nacional de Perú luego de las desconexiones de las líneas L-1008 (Azángaro – Juliaca) ó L-1011 (Tintaya – Callalli).

Estos requerimientos implican en particular:

- el diseño de una lógica de protecciones complementarias para el sistema, implementadas en las unidades de generación de las centrales Machupicchu y San Gabán II, que ejecuten el rechazo o la disminución automática de generación de dichas centrales en caso de la desconexión de alguna de las líneas de transmisión L-1008 ó L-1011;
- las especificaciones técnicas de tales protecciones complementarias, donde se detalla la composición del equipamiento necesario y los presupuestos para cada central.

- Los límites de producción de las centrales involucradas, para asegurar la eficacia de este sistema de protección para fallas en las líneas L-1008 y L-1011.
- Teniendo en cuenta la lógica de este esquema de control y los tiempos requeridos para su actuación, verificar que las protecciones de distancia de las líneas de transmisión del área Sur queden como respaldo del esquema propuesto.

Este sistema de protección se concibe implementado en cada central, interviniendo directamente sobre el regulador de carga/frecuencia de cada unidad y con la emisión de una señal suplementaria para el disparo del interruptor de máquina correspondiente.

### 3 ALCANCE

Las tareas desarrolladas para dar satisfacción a los objetivos del estudio son:

- Sobre la base de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas en campo, determinar las señales que pueden predecir una situación crítica que pueda derivar en un “black out” de al menos una parte del área sur.
- Mediante estas señales, definir y verificar la lógica del sistema de protección que active la disminución automática de la generación de las centrales de Machupicchu y San Gabán II.
- Evaluar los límites de estabilidad del área Sudeste, individualizando particularmente los límites de transporte sobre los corredores que evacuan la potencia producida por las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán II, para aquellos escenarios que se consideren críticos desde el punto de vista del área en cuestión. El límite superior en condición “N” se asocia a los requerimientos del automatismo para detectar y corregir con éxito las oscilaciones, y el inferior corresponde a un estado estable en condiciones N-1 resultante de la actuación del automatismo.

Todas las simulaciones dinámicas se realizaron sobre los escenarios (despacho y demanda) suministrados por COES y ajustados por el **CESI** y que fueron utilizados en el proyecto “Rechazo de carga por subfrecuencia y por mínima tensión”.

### 4 DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS

#### 4.1 Definiciones

Para evitar redundancias en la redacción del reporte, se conviene en definir como “corredor” el canal de evacuación de la producción de las centrales San Gabán II y Machupicchu, conformado por las líneas siguientes:

L-1010	San Gabán II – Azángaro
L-1013	San Gabán II – San Rafael
L-1009	San Rafael – Azángaro
L-1011	Azángaro – Juliaca
L-1012	Juliaca – Puno
L-1002	Machupicchu – Quencoro
L-1001	Machupicchu – Cachimayo
L-1003	Cachimayo – Dolorespata

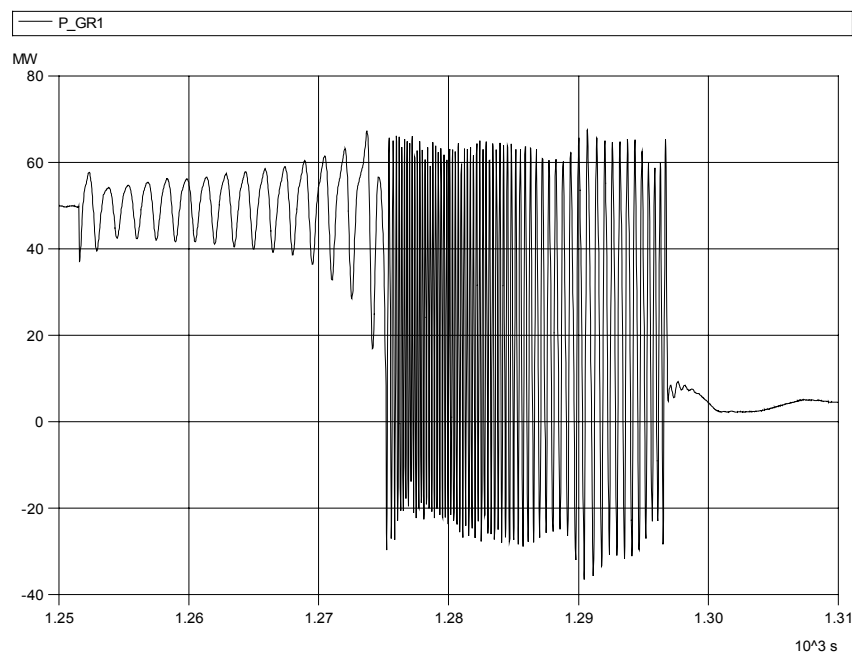
L-1004	Dolorespata – Quencoro
L-1005/1,2,3	Quencoro – Combapata – Tintaya
L-1006/1,2,3	Azángaro – Ayaviri – Tintaya
L-1008	Tintaya – Callalli
L-1020	Callalli – Santuario

## 4.2 Homologación del modelo frente a los ensayos realizados en campo

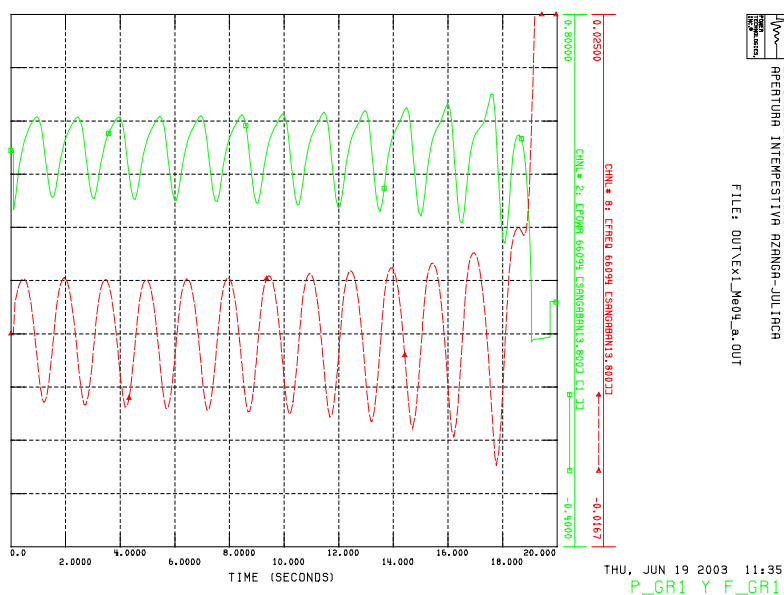
Para determinar de manera confiable los límites de transporte, en primer lugar se reproduce tanto como resulta posible la determinación del límite de estabilidad de pequeña señal o de estado estacionario, obtenido en las pruebas efectuadas en campo. El objetivo es homologar el modelo para esta condición de funcionamiento y juzgar acerca de la representatividad del mismo.

El ensayo en campo se realizó para una producción de 2 x 50 MW en San Gabán II, con 30 MW en Machupicchu para un escenario del tipo Demanda Media. La perturbación aplicada fue la apertura intempestiva de la línea Azángaro – Juliaca.

La *Fig. 1* representa la variación de potencia activa de la unidad 1 de San Gabán II, y el tiempo (abscisas) está expresado en miles de segundos, y la *Fig. 2* ilustra el resultado de la simulación para una producción de 2 x 50 MW de San Gabán II y 30 MW para Machupicchu.



**Fig. 1: Ensayo en campo de la apertura Azángaro–Juliaca**



**Fig. 2: Simulación de la apertura Azángaro–Juliaca**

La comparación de las figuras demuestra que los patrones dinámicos de la evolución de la potencia eléctrica son semejantes. Puesto que en los estudios la evaluación de los límites se realiza en base a la potencia eléctrica de San Gabán II, se puede aseverar que el modelo es representativo para la determinación de los límites de transporte por los corredores.

En la *Fig. 3* se muestra el escenario con el que se realizó la homologación.



### 4.3 Límites de Producción de las Centrales San Gabán II y Machupicchu

El mecanismo propuesto para resolver el problema de las oscilaciones y pérdida de sincronismo, necesita para la detección confiable de las oscilaciones una ventana de tiempo de 10 s e iniciar a partir de entonces las acciones correctivas. Esta condición determina un límite de producción en las centrales, tal que las oscilaciones provocadas por la pérdida de las líneas L-1008 ó L-1011 puedan ser detectadas y corregidas por el automatismo.

#### 4.3.1 Hipótesis de Falla para la determinación del límite de producción

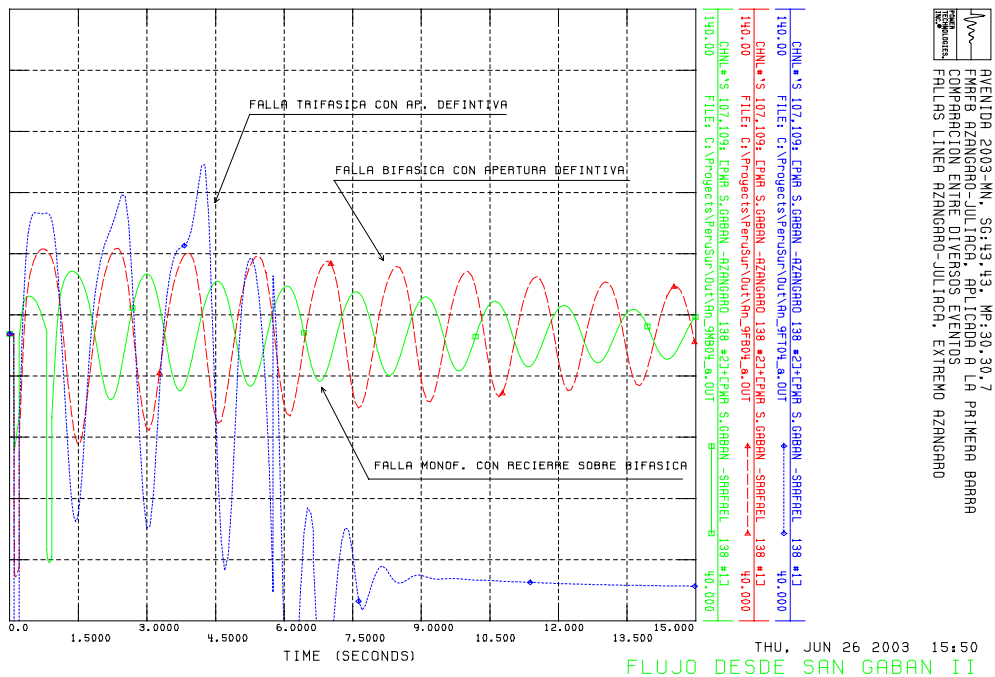
El límite de producción queda determinado por el tipo de falla que el sistema debe soportar y la evolución consecuente de la potencia eléctrica en post-falla, a fin de garantizar un tiempo suficiente para la detección de las oscilaciones y la reducción de carga posterior por parte del sistema de protección.

##### 4.3.1.1 Adopción del evento que debe soportar el sistema

La apertura de las líneas L-1008 ó L-1011 podría producirse por una combinación de diversas fallas. Es reconocido sin embargo, que para un nivel de tensión comprendido entre 138 y 110 kV, las fallas monofásicas son las más comunes (60 %), siguiendo en orden de frecuencia las fallas bifásicas a tierra (30 %). La falla trifásica es sin duda de la máxima severidad desde el punto de vista de la estabilidad, pero es poco frecuente y responde más a fallas evolutivas (caídas de torres) o a errores humanos (tierras olvidadas después de mantenimiento). La apertura intempestiva responde comúnmente a errores humanos.

Como las líneas L-1008 y L-1011 admiten 2 recierres sucesivos, con tiempos muertos de recierre distintos en cada caso, luego de algunas evaluaciones se adoptó proteger al sistema ante una falla monofásica a tierra sin impedancia, con apertura de la fase fallada y recierre posterior sobre una falla bifásica a tierra sin impedancia, ocasionando la apertura trifásica definitiva. Esta hipótesis de falla es más severa que dos recierres sucesivos sobre falla monofásica a tierra sin impedancia con apertura trifásica definitiva, y menos severa que la aplicación primaria de una falla bifásica a tierra sin impedancia.

La *Fig. 4* siguiente demuestra comparativamente el impacto que causa sobre el sistema la hipótesis de falla adoptada para el diseño de este esquema, así como el de una falla bifásica con apertura definitiva y el de una falla trifásica con apertura definitiva. Las 3 fallas se aplican sobre la línea Azángaro – Juliaca, extremo Azángaro. Todas las fallas son aplicadas con impedancia de falla cero, de modo que son las más severas en su tipo. Todas las variantes posibles con diversas impedancias de falla serán sin dudas menos severas.



**Fig. 4: Potencia Activa emergente de San Gabán ante eventos sobre Azángaro - Juliaca**

#### 4.3.1.2 Adopción del desempeño en post-falla “mínimamente aceptable”

Adoptada la falla con la que se determina el diseño, se toma como desempeño aceptable uno que exhiba una oscilación levemente decreciente en la potencia eléctrica en la salida de la central, con una relación de amortiguamiento próxima al 2 %, de modo tal que otorgue al automatismo tiempo de evaluar la oscilación y efectuar la corrección.

Aunque el automatismo actuará en forma eficaz aún para oscilaciones moderadamente crecientes, no conviene determinar los límites de operación de las centrales en la zona inestable puesto que para escenarios con condiciones operativas distintas a las empleadas en este diseño, las oscilaciones provocadas por las mismas fallas podrían crecer rápidamente alcanzándose la pérdida de paso antes de que el automatismo pudiera detectarlas.

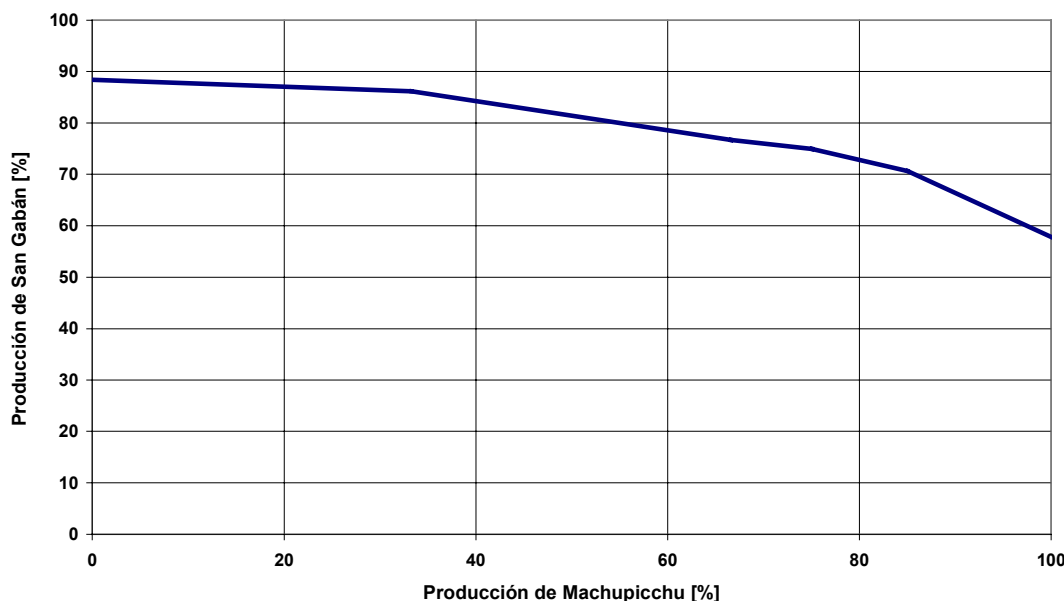
Con este criterio, el automatismo actuará en la zona segura para las fallas más probables removiendo las oscilaciones con bajo amortiguamiento, y cuenta con posibilidades de corregir episodios oscilatorios moderadamente más severos que los contemplados en el diseño.

#### 4.3.2 Cálculo de los límites máximos de producción de las centrales

El límite de producción de las centrales queda determinado por la pérdida de la línea Azángaro – Juliaca, aplicando la hipótesis de falla sobre el extremo Azángaro. La pérdida de la línea Tintaya – Callalli comporta una condición menos severa.

La determinación de estos límites puso de manifiesto que dependen de la producción relativa entre las centrales San Gabán II y Machupicchu, según se ilustra en la Fig. 5.

Producción San Gabán vs. Machupicchu [%]

**Fig. 5: Límite de Producción relativo de las CC.HH. San Gabán II y Machupicchu**

La figura describe que el límite de máxima producción de San Gabán II es del 88 % cuando Machupicchu está fuera de servicio; el límite cambia poco cuando la producción de Machupicchu sube hasta que interviene la segunda máquina, luego cae más pronunciadamente hasta que ingresa al servicio la 3er. máquina, a partir de lo cual el límite cae con una pendiente mayor hasta que Machupicchu alcanza el máximo, limitando la producción de San Gabán II a un máximo del 57.8 %.

Aunque los límites en San Gabán II fueron evaluados para condiciones en que Machupicchu genera el 33.3, 66.6, 75, 85 y 100 % de su máxima producción, la característica monótona de la curva demuestra que pueden predecirse aceptablemente los estados intermedios.

La máxima producción del conjunto de estas centrales se obtiene cuando Machupicchu genera el 85 % y San Gabán II el 70.7 %, totalizando 158 MW. La máxima producción posible para un despacho proporcional es 154 MW, levemente menor al máximo y se consigue cuando cada central genera el 75 % de su producción. Para una producción de Machupicchu superior al 85 % o inferior al 75 %, la producción del conjunto de las centrales decrece.

Estos límites tienen en cuenta la máxima potencia que pueden erogar las centrales considerando el posible aporte para la regulación primaria de la frecuencia. Esto es, el límite de apertura del distribuidor debe establecerse de modo tal que no supere bajo ninguna condición la máxima producción establecida en la Fig. 5, aún después de la actuación de la regulación primaria de frecuencia.

Se ha verificado que para los límites así establecidos, el automatismo no interviene para cualquier falla monofásica con recierre exitoso que pueda ocurrir en las líneas del corredor.

#### 4.3.2.1 Acerca de los Escenarios para la determinación de los límites

Para la obtención de los límites, se consideró en servicio la unidad 1 de Ventanilla absorbiendo las variaciones de la generación en Machupicchu y San Gabán II. En el caso del escenario atípico se consideró como máquina flotante la unidad 1 de Mantaro. Este criterio mantiene las condiciones de servicio del resto de las unidades en la zona Sur de los escenarios de referencia.

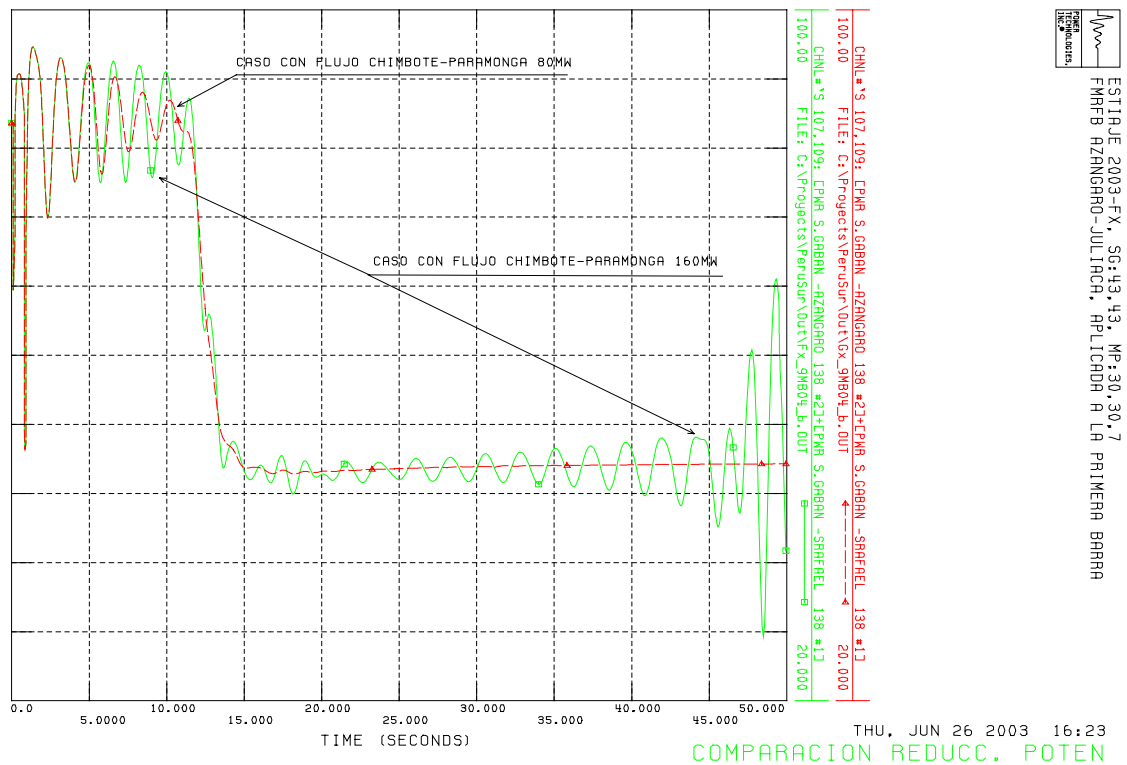
El límite de máxima producción resultó para el escenario de Mínima Demanda de Avenida. Siendo éste el caso más restrictivo, el límite es seguro para el resto de las condiciones de operación.

Es posible obtener un límite de producción mayor para el escenario de Máxima Demanda, y una evaluación puntual arroja un 82 % para el caso en que las centrales producen la misma proporción de su máxima generación. No obstante ello, para determinar un límite seguro en Máxima Demanda habría que fijar como criterio la banda horaria en la que se aceptaría una mayor producción, y calcular los límites en el extremo de la banda horaria con menos demanda en la zona del corredor.

Si bien el escenario atípico de Máxima Demanda de Estiaje, caracterizado por tener fuera de servicio las CC.HH. Mantaro y Restitución, presenta un límite de producción algo menor, es necesario destacar que:

- El escenario es poco probable como para establecer una restricción permanente de esta naturaleza sobre las centrales San Gabán II y Machupicchu. Si se programase una condición especial como ésta, habría que determinar un límite para tal condición;
- El transporte por la línea Chimbote – Paramonga es levemente superior a 160 MW. **CESI** determinó mediante ensayos realizados sobre dicha línea que el límite de estabilidad permanente es de 160 MW, aunque los ensayos no fueron efectuados para un escenario tan especial como el atípico. Las evaluaciones preliminares con el modelo de estudio demuestran para este escenario un límite sensiblemente menor;
- Para esta condición particular del tránsito por la línea Chimbote – Paramonga, las oscilaciones detectadas en el corredor de evacuación de la central San Gabán II, son levemente mayores luego de la apertura de la línea L-1011, pero se demuestra que las acciones correctivas sobre San Gabán II no sólo son ineficaces, son además contraproducentes, porque la reducción de potencia en San Gabán II genera un leve crecimiento sobre el flujo Chimbote – Paramonga que resulta suficiente para provocar oscilaciones crecientes, indicando que está superado el límite de estabilidad del intercambio Norte – Centro;
- Una variante de este escenario transfiriendo ~ 90 MW de generación del Norte al Centro, demuestra que los límites de operación para San Gabán II y Machupicchu determinados para la Mínima Demanda resultan conservadores para este escenario.

La Fig. 6 ilustra las explicaciones vertidas. Representa una reducción de potencia de San Gabán II desde el 75 % al 40 %, luego de la pérdida de la línea Azángaro – Juliaca debido a una falla monofásica con recierre fallido sobre falla bifásica. En ambos casos, las condiciones operativas del área Sur son idénticas. Se observa que al principio, el caso con menos transporte Norte-Centro amortigua las oscilaciones más rápidamente, y luego de aplicar la corrección las extingue totalmente.



**Fig. 6: Acciones correctivas sobre San Gabán II para escenario atípico**

#### 4.3.2.2 Acerca del despacho relativo de las unidades en cada central

Para los límites de producción ilustrados en la Fig. 5, éstos no son sensibles al despacho relativo entre máquinas de una misma central. Así por ejemplo, se obtiene el mismo límite para el 75 % de la producción de la central San Gabán II si ambas unidades están al 75 % del máximo, o si una de ellas está al máximo y la otra al 25 %.

Sin embargo, la reducción de potencia operará una corrección más eficaz si ambas unidades se encuentran con el mismo despacho. Para las condiciones de operación con el máximo de producción, es recomendable que las unidades se mantengan lo más excitadas posibles, considerando como límite recomendable una tensión mayor a la nominal de hasta el 5 % en por unidad en el sistema de 138 kV.

#### 4.3.2.3 Acerca de los datos del tiempo de intervención de las protecciones de líneas

En el [Anexo 4](#) se detallan los tiempos considerados en la aplicación de fallas, y los “tiempos muertos” de recierre por apertura monofásica, con los que se obtuvieron los límites del diseño.

## 5 MECANISMO DE PROTECCION LOCAL EN LAS CENTRALES

Para los estados de operación comprendidos por los límites de producción establecidos para las centrales, la Lógica de Protección prevé que el automatismo actúe cuando:

- Se detecta una oscilación de potencia en San Gabán II

- Se detecta una falla que demanda la apertura trifásica de una de las líneas del corredor adyacentes a las centrales San Gabán II y Machupicchu

El efecto práctico de la intervención del automatismo se explica a continuación, pero los detalles conceptuales de su función de protección explican en el [Anexo 2](#).

### 5.1 Intervención del Mecanismo en la Reducción de Potencia

El mecanismo está diseñado para detectar una oscilación de potencia con frecuencia en el entorno de 0.65 Hz, caracterizada por un valor pico a pico superior a 3 MW en la suma de potencia eléctrica de las unidades de San Gabán II, por un tiempo igual o mayor a 10 s.

La actuación del mecanismo se materializa en la

**Reducción de potencia de las unidades de San Gabán II  
hasta el 40 % del Máximo**

en un tiempo proporcional a una velocidad de cierre del distribuidor igual o menor a 5 s desde la máxima apertura hasta el cierre total del distribuidor.

El estado resultante se ha calculado para tolerar cualquier falla monofásica con recierre exitoso posterior en las líneas del corredor, con una de las líneas L-1008 ó L-1011 fuera de servicio. Este estado resultante, Machupicchu al 75 % y San Gabán II al 40 %, puede tomarse como el límite de estado estacionario para la línea Azángaro – Juliaca fuera de servicio. El despacho relativo de las unidades dentro de cada central no presenta restricciones adicionales.

### 5.2 Intervención del Automatismo en el Disparo de Generación

Las fallas que causan la apertura trifásica de alguna de las líneas del corredor adyacentes a las centrales, pueden ser particularmente severas y no admiten tiempo para elaborar medidas correctivas de Reducción de Potencia. La instalación del PLC de Central permitirá proteger a la central de estas fallas, efectuando la desconexión de las unidades preseleccionadas a partir de la recepción en el PLC de cualquiera de las señales siguientes:

- una señal de la orden de apertura trifásica emitida al interruptor de línea por la protección correspondiente (o teleprotección)
- apertura intempestiva del interruptor

En cualquier caso, el PLC dispondrá como respuesta que

**en San Gabán II como en Machupicchu  
quede una sola unidad en servicio**

### 5.3 Alcance de las Lógicas de Protección y cobertura del Esquema

La lógica del mecanismo de Reducción de Potencia efectuará la misma acción con independencia de si las oscilaciones provienen de la pérdida de la línea Azángaro – Juliaca, Tintaya – Callalli, o de otra línea no contemplada en el diseño. El automatismo no puede discriminar la causa del problema.

Desde este punto de vista, los límites de operación establecidos permitirán discriminar con probabilidad de éxito aceptable, algunas fallas más severas que la de diseño en las líneas L-1008, L-1011, o en líneas más alejadas, y fallas con resistencia a tierra en las más cercanas que generen oscilaciones comprendidas en el rango de monitoreo del automatismo.

Las oscilaciones sostenidas de baja amplitud (inferior a 3 MW pico a pico), podrían permanecer en el tiempo tanto como resulte aceptable para el sistema. Esto puede ocurrir para condiciones débiles en las líneas adyacentes, o para estados de carga próximos a los límites de estabilidad en los vínculos de la red troncal.

Puesto que el sistema no está optimizado desde el punto de vista de estabilidad de estado estacionario o de pequeña señal, y no hay antecedentes categóricos respecto de los límites de operación aceptables en los principales corredores en el SEIN, no parece razonable exigir que San Gabán II y Machupicchu deban resolver a costas de su producción todos los problemas de esta índole que se presenten en el sistema. Las medidas correctivas de esta índole deben ser coordinadas para todo el sistema.

### 5.4 Coordinación con las protecciones de distancia

A partir de la lógica de actuación del esquema de control y los tiempos requeridos para su intervención, es necesario verificar que las protecciones de distancia de las líneas de transmisión del área Sur queden como respaldo del esquema propuesto. Esto implica que si las oscilaciones son crecientes y el automatismo no alcanza a intervenir en los tiempos previstos, las protecciones de distancia deben actuar para eliminar el funcionamiento anormal tal como se supone sucede en la actualidad.

#### 5.4.1 Alcance de la verificación de las protecciones

Puesto que el automatismo de protección propuesto sólo contempla la transmisión de señales de apertura para las líneas adyacentes a las centrales San Gabán II y Machupicchu, no resultan de interés las señales de apertura del resto de las protecciones, quedando fuera de este análisis la forma en que evolucionará el sistema luego de que intervengan las protecciones restantes. El éxito de las acciones correctivas para fallas en las líneas adyacentes de las centrales, depende de la actuación correcta de las protecciones en la primera zona, o sea sin retardos adicionales, y por lo tanto no se requiere verificar la coordinación.

Como hipótesis de partida, se supone que las protecciones están coordinadas para la intervención apropiada en caso de fallas. De modo que el objeto de la verificación se enfoca en observar si la presencia de las oscilaciones durante el tiempo (10 s) que requiere el automatismo para iniciar las acciones correctivas, puede intervenir alguna protección instantánea, o una protección temporizada en la 2da. ó 3ra. zona, cuya función principal es la de respaldo.

La protección de bloqueo de apertura por oscilaciones tiene en los casos informados, un tiempo menor al necesario para la medición del automatismo de protección. De modo que

el análisis de la verificación contemplará que no hay bloqueo en las acciones de las protecciones de distancia.

#### **5.4.2 Verificaciones efectuadas**

Las verificaciones se han realizado para el límite máximo propuesto de producción de las centrales, de modo que los resultados son conservadores para cualquier otro estado de carga menor por las líneas de transmisión. El objeto del diseño es proteger al sistema ante la pérdida de alguna de las líneas L-1008 ó L-1011, de modo que las verificaciones se circunscriben a las fallas que pueden ocasionar su salida de servicio. Siendo además la apertura de Azángaro – Juliaca (L-1011) la que define el límite de producción, es razonable verificarlo sólo para esta condición pues es la más exigente.

Aunque los diagramas R/X no están disponibles entre los datos recibidos para modelar con precisión las protecciones de distancia, y faltan algunos datos de ajustes, es posible igualmente hacer una verificación mediante un análisis conceptual a partir de los datos recibidos. El análisis se realiza para las zonas 1, 2 y 3 de la protección de distancia, sin considerar las mejoras de selectividad proporcionadas por la teleprotección.

##### *Análisis de la primera zona:*

Se ha verificado mediante un modelo de la librería del simulador PSS/E (OSSCAN), que cualquiera de las fallas comprendidas dentro de la cobertura del automatismo de protección, la impedancia vista desde cualquier extremo hacia el interior de la línea, no es menor que la de la propia línea. Como la primera zona normalmente tiene un alcance menor, resulta que no se activaría durante las oscilaciones.

Una falla trifásica sin impedancia en la línea Azángaro – Juliaca cae fuera de las hipótesis de diseño de este automatismo de protección, y causa oscilaciones crecientes que motivan la apertura de al menos una de las líneas remanentes. La falla bifásica en la misma línea tampoco está dentro de las hipótesis de falla adoptadas, pero el lugar de la impedancia no cae dentro de esta 1ra. zona extendida.

##### *Análisis de la segunda zona:*

Para verificar esta zona se supone una característica del tipo Mho, con el ángulo de máximo torque igual al de la impedancia la línea, y con el alcance informado en los datos de las protecciones. Para los datos faltantes se adoptó un alcance del 135 % de la longitud de la línea.

La verificación se efectúa mediante el modelo DISTR, y se comprueba que para las hipótesis de falla comprendidas en el diseño del automatismo, las oscilaciones caen fuera de la segunda zona.

La Fig. 7 ilustra el lugar de la impedancia visto por las protecciones en San Gabán sobre la línea L-1010, durante una falla bifásica con apertura definitiva Azángaro – Juliaca. Este tipo de falla es más severo que el contemplado en el diseño del automatismo. La información de la característica Mho de segunda zona indica un ángulo de máximo torque de 105°, y aquí se ha supuesto de 78° otorgando un mayor alcance. Cuando se produce la aplicación de la falla, el lugar de la impedancia se acerca a la segunda zona, y luego de que se despeja se retira al lugar correspondiente al episodio oscilatorio. Se puede apreciar que está bastante lejos de dar intervención a la segunda zona.

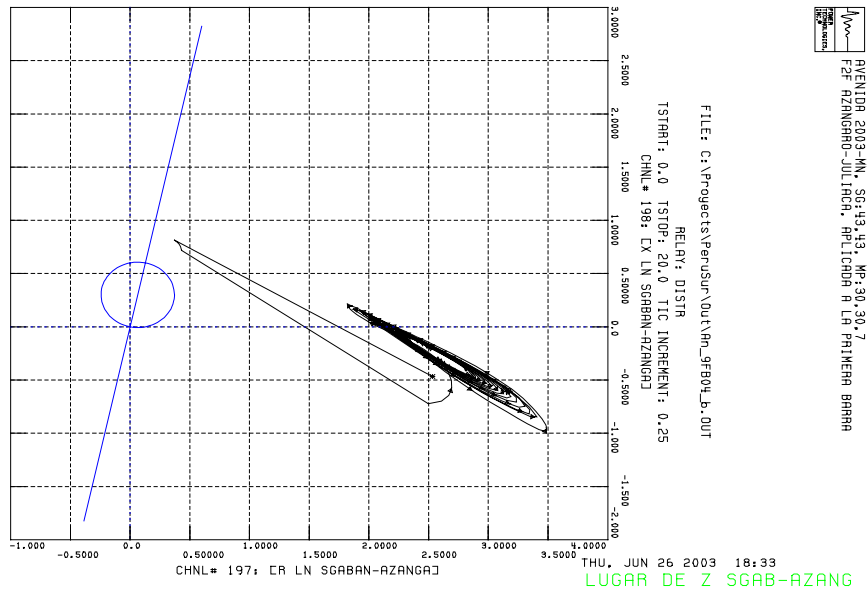


Fig. 7: Impedancia vista y característica de 2da. zona en línea L-1010, lado San Gabán II

En la Fig. 8 también se muestra la variación de la impedancia de la línea Tintaya – Azángaro, con la característica supuesta de la segunda zona. El alcance es dato.

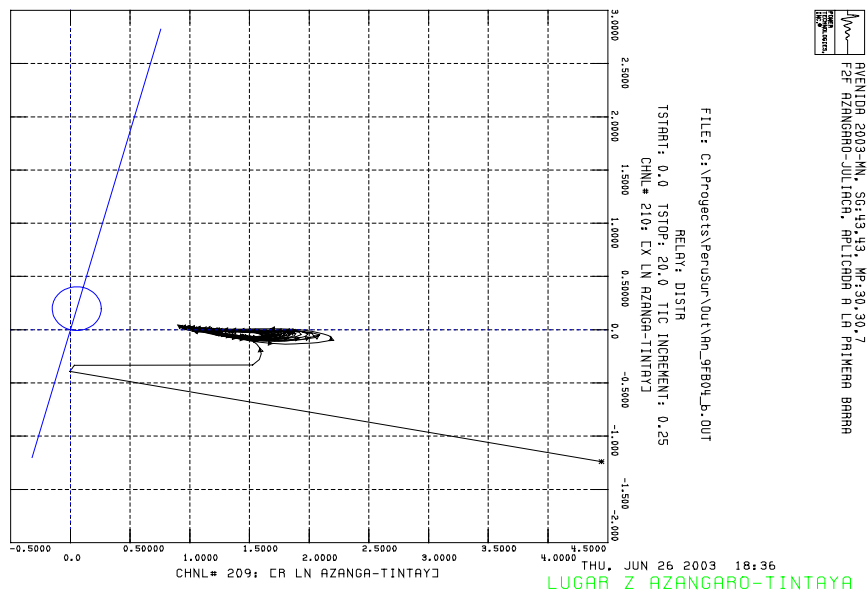


Fig. 8: Impedancia vista y característica de 2da. zona en línea L-1006, lado Azángaro

Este análisis puede complementarse por los especialistas en protecciones una vez que dispongan de la característica R/X, superponiendo la misma al lugar de la impedancia de las figuras mostradas. Los datos están expresados en valores por unidad correspondientes a 138 kV y 100 MVA.

### *Análisis de la tercera zona:*

En las líneas del corredor se ha detectado que la frecuencia de oscilación característica de bajo amortiguamiento está comprendida entre 0.57 y 0.70 Hz. El período menor de las oscilaciones se verifica para el rango más alto de estas frecuencias, y es de ~ 1.5 s.

Puesto que las oscilaciones parten desde un estado de equilibrio menor que la máxima producción posible de la central, éste debe estar bien alejado de la característica de la 3ra. zona. Considerando que el punto medio de la oscilación corresponde al estado de equilibrio, sólo una porción de uno de los semiperíodos de oscilación podría ingresar en esta zona, puesto que el resto de la oscilación reestablecería el “timer” de la protección.

Siendo el semiperíodo completo de 0.75 s, y puesto que todos los datos remitidos acusan una temporización en la 3ra. zona igual o superior a los 0.80 s, con independencia del alcance esta zona no estaría en condiciones de actuar debido a las oscilaciones.

## **6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL AUTOMATISMO DE MEDICIÓN LOCAL**

El detalle de la implementación del equipamiento de control, las mediciones que requiere del sistema, el método con el que procesa las señales de entrada para sintetizar las medidas de corrección, la interacción funcional con el regulador de velocidad y el sistema de protecciones y el presupuesto, está descrito en forma autocontenida en el [Anexo 1](#).

## **7 REQUERIMIENTOS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN**

El automatismo de protección local remueve del sistema las oscilaciones en un tiempo razonable, y es capaz de evitar la pérdida de sincronismo en un número significativo de eventos que provoquen oscilaciones observables por el mismo, satisfaciendo los objetivos de este proyecto.

Sin embargo, aparece una restricción en la producción debido a que para un despacho mayor, la severidad de los eventos requiere tiempos de intervención breves para dar lugar a las acciones correctivas, y estos tiempos no son compatibles con las mediciones locales previstas en las centrales. Si el automatismo fuera mucho más sensible, provocaría la actuación incluso para fallas monofásicas con recierre exitoso, en las cuales no debería intervenir nunca.

La restricción establecida en la máxima producción en las centrales es muy fuerte para los productores porque está presente un gran número de horas al año, y para el sistema porque resulta impedido de acceder libremente a la capacidad disponible instalada. El estudio detallado del problema ha permitido visualizar 2 soluciones que se estiman económicas, y que complementan la instalación de los PLC de las centrales, permitiendo en conjunto explotar la capacidad de producción de las centrales al máximo. Estas soluciones se basan en la adecuación de las señales estabilizantes en las centrales, y en la instalación de un control centralizado.

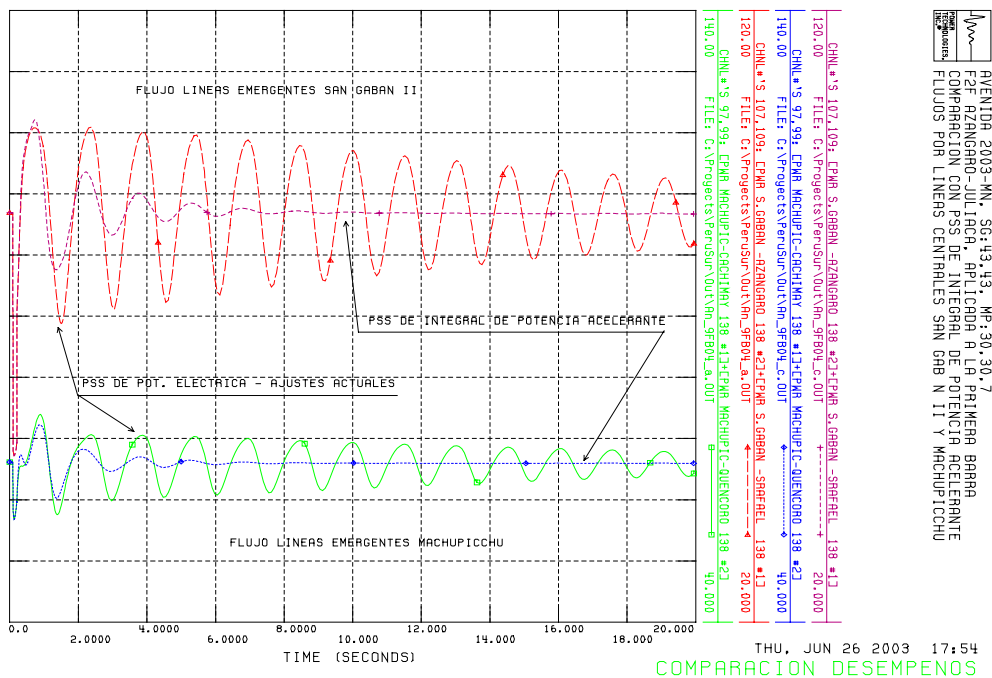
### **7.1 Adecuación de las señales estabilizantes**

Los estabilizadores que actualmente están instalados en las centrales San Gabán II y Machupicchu, sólo tienen habilitado el canal que procesa la potencia eléctrica.

El ajuste actual de los parámetros del canal de potencia eléctrica está optimizado para amortiguar las oscilaciones locales producidas por fallas en la central o próximas, cuya frecuencia es bastante más alta que las oscilaciones interáreas que causan los disturbios observados de pérdida de paso en el área Sudeste. La diferencia entre las oscilaciones locales e interáreas es mayor en particular para San Gabán, debido a la baja inercia de la máquina.

Según se ha relevado en los trabajos efectuados por CESI en dichas plantas, también existe un canal de frecuencia en los estabilizadores que está deshabilitado. Mediante este canal de frecuencia convenientemente ajustado, es posible lograr una contribución positiva mayor al amortiguamiento de las oscilaciones interáreas posibilitando elevar el límite de producción de las centrales al mejorar el límite de estabilidad de estado estacionario.

La Fig. 9 demuestra la mejora que es posible conseguir en el desempeño mediante un estabilizador que procesa una señal sintetizada proporcional a la integral de la potencia acelerante. Este tipo de señal suplementaria es muy eficiente, y permitiría elevar el límite de operación en estado estacionario. La falla aplicada es bifásica a tierra sin impedancia sobre la línea Azángaro – Juliaca, extremo Azángaro, con pérdida definitiva de la línea. Esta falla es más severa que la contemplada en el diseño del automatismo propuesto, y demuestra sin embargo un desempeño que no requiere la intervención del automatismo.



**Fig. 9: Comparación del desempeño con estabilizador de integral de potencia acelerante**

Un estabilizador de este tipo también mejora la respuesta del conjunto estabilizador – sistema de excitación, cuando se produce la reducción de potencia. El estabilizador que procesa la señal de potencia eléctrica, envía una señal positiva al sistema de excitación todo el tiempo que está presente el proceso de reducción de potencia, y debe acotarse el límite de salida de la señal estabilizante para evitar una tensión terminal alta por mucho tiempo. Esta restricción en la salida del estabilizador también condiciona el aporte al amortiguamiento de las oscilaciones.

El estabilizador de integral de potencia acelerante sólo establece un pulso positivo sobre el sistema de excitación al principio de la reducción de potencia, pero durante la rampa siguiente la señal se reduce aunque la ganancia del estabilizador y los límites de salida sean más altos.

Con la habilitación del estabilizador actualmente instalado en la central se podrá obtener una mejora intermedia respecto de la Fig. 9 en el desempeño de las oscilaciones interáreas, incrementando los valores máximos de producción.

Aún así el incremento no permitirá alcanzar los máximos posibles de las centrales, porque a medida que éstas incrementan su generación, el grado de severidad de las perturbaciones es mucho mayor y se pondrán de manifiesto rápidamente los límites de estabilidad transitoria. Los estabilizadores no permiten mejorar estos límites, y el control local propuesto en las centrales no tiene aptitud para hacer frente a otros requerimientos de estabilidad transitoria que los motivados por fallas en las líneas adyacentes a las centrales.

## 7.2 Diseño e instalación de un sistema de control centralizado

Un sistema de control centralizado y la adecuación de las señales estabilizantes permiten alcanzar el 100 % de la producción de las centrales, y aprovechar plenamente el sistema de transmisión instalado. La función de un sistema de este tipo es monitorear el estado del sistema de transporte – generación, y adaptar súbitamente la producción de las centrales ante los eventos que modifican la topología del “corredor”.

Los eventos y las acciones correctivas deben transmitirse por canales de alta velocidad, para hacer frente a los requerimientos de estabilidad transitoria que demanda la máxima producción. Una descripción conceptual del funcionamiento de un sistema de este tipo consta en el [Anexo 3](#), y se describen también en él los requerimientos para implementarlo según resultaría necesario para esta aplicación.

Un esquema de este tipo podría fácilmente extenderse para formar islas equilibradas (aptas como “plan de defensa” ante colapsos), mediante la intervención de la reducción de potencia/disparo de generación, mejorando aún más las prestaciones del servicio eléctrico. En este caso, es necesario que la reducción de potencia en las centrales pueda operarse para tiempos de cierre de 100 a 0 % del distribuidor próximos a 1.5 s.

El diseño de un esquema apropiado requiere la formulación de una matriz “Evento – Acción Correctiva”, que puede ser externa a los PLC de las centrales, y permitir su actualización en función de los cambios que puedan operarse en el sistema, ya sea en la conformación de la demanda, generación, etc.

Las reglas establecidas en una matriz de ese tipo provienen de estudios intensivos de estabilidad transitoria con modelos detallados de los sistemas de control de las centrales involucradas, para garantizar la continuidad del servicio en condiciones con red completa y también con algunas ramas fuera de servicio.

La conveniencia de un esquema de protección de este tipo puede evaluarse a partir del incremento de producción en las centrales todo el tiempo posible.

## 8 CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en el desarrollo del estudio se puede concluir que:

- El automatismo de control local en las centrales propuesto en este estudio permite proteger al sistema eléctrico del Sudeste, de las oscilaciones sostenidas o divergentes que conducen a la pérdida de sincronismo del área, provocadas por la salida de servicio por falla de las líneas Tintaya – Callalli (L – 1008) ó Azángaro – Juliaca (L-1011).
- Los requerimientos para la detección de las oscilaciones interáreas y la aplicación exitosa de las acciones correctivas, condiciona la máxima producción de las centrales al 75 % de su valor durante la mayor parte del tiempo, o hasta valores próximos al 80 % para la banda horaria de máxima demanda. Los límites de producción conjunta entre las dos centrales dependen de la producción relativa entre ellas.
- El automatismo requiere un tiempo de 10 s para detectar las oscilaciones interáreas, y su acción correctiva se traduce en la reducción de potencia sobre las 2 unidades de San Gabán II hasta el 40 % del máximo. La reducción en Machupicchu no es relevante para los límites máximos de producción determinados. La reducción de potencia debe aplicarse en un tiempo igual o menor al correspondiente a una velocidad de cierre del distribuidor del 100 al 0 % en 5 s. Es altamente recomendable que este tiempo sea el mínimo posible para aumentar la eficacia del control.
- Esta protección también permite dar cobertura para las fallas en las dos líneas adyacentes a la central San Gabán II (L-1010 y L-1013), y en las dos líneas adyacentes a la central Machupicchu (L-1001 y L-1002). Los requerimientos de estabilidad transitoria debidos a estas fallas son satisfechos dejando en servicio una unidad en San Gabán II y una en Machupicchu después de las fallas respectivas.
- Visto que el dispositivo de protección propuesto no puede por si solo habilitar la producción de las centrales al máximo, se consideró de interés investigar cómo explotar la producción al 100 % de sus posibilidades durante todo el tiempo. La solución hallada se materializa a través del reemplazo o mejora de la señal estabilizante para las oscilaciones interáreas, y la instalación de un mecanismo de protección centralizado. Ambas soluciones complementan la cobertura del esquema local propuesto, obteniendo un sistema “inteligente” que permitiría proteger al sistema para condiciones N, N-1 y la formación de islas equilibradas, obteniendo así el máximo rendimiento para las instalaciones de transmisión actuales.

## 9 RECOMENDACIONES

A partir de los elementos que pueden observarse como resultados de los estudios, se consideran necesarias las siguientes recomendaciones:

- Es preciso especificar con amplitud un conjunto de criterios de desempeño mínimo para la operación del SEIN, que incluya por ejemplo el comportamiento admisible de un sistema en post-falla. Aunque es muy probable que el sistema actual no tenga aptitud suficiente para satisfacerlo, determinaría un conjunto de objetivos a alcanzar con el compromiso de preservarlos en el tiempo. Siendo así, cada proyecto de inversión ya sea de consumo o generación, debería estudiar si con su inclusión en el sistema satisface los criterios enunciados, y de no ser así, investigar las soluciones para satisfacerlos. De esta manera, los proyectos de inversión no alterarían la calidad del servicio y las inversiones tendrían en cuenta los recursos necesarios para ello.
- Es necesario determinar para el SEIN los límites de operación que satisfagan el citado conjunto de criterios de desempeño mínimo. Una vez conocidos los límites, pueden investigarse los problemas que determinan tales restricciones y abordar de manera integral las soluciones para resolverlos. Si esto no se contempla, puede suceder que las restricciones para limitar un problema particular o las inversiones necesarias para resolverlos, signifiquen una transferencia de recursos hacia otros usuarios de la red que también son causantes del problema. Se ha podido detectar este problema en lo atinente a las oscilaciones interáreas debido a que se superan los límites de estabilidad permanente.
- Se recomienda que la solución de los problemas detectados en las centrales San Gabán II y Machupicchu, se aborden de una manera integral. Del estudio pueden desprenderse los beneficios de las soluciones propuestas, determinadas tanto por el incremento de la producción, como por las menores pérdidas debido al número probable de salidas de servicio. La evaluación de la mejora en la calidad del servicio no debiera dejarse de lado.
- Si la solución propuesta resulta de interés, se recomienda iniciar las obras con la instalación de los PLC locales de las centrales, preparados para su interconexión futura con el PLC del control Centralizado. El cambio de ajustes en los estabilizadores actuales o la instalación de nuevos equipos más eficaces, permitiría la operación con límites de producción más altos, hasta que esté en servicio el Control Centralizado para operar las centrales a su máxima potencia.
- Disponer del detalle de necesidades de la solución integral, puede significar una ventaja en oportunidad de la adquisición de los equipos de telecomunicaciones. Las características de los mismos podrían coordinarse con las necesidades que se detecten en materia de comunicaciones desde el Estudio de Coordinación de Protecciones (ECP) que se está llevando a cabo.
- Los problemas de las oscilaciones interáreas no son responsabilidad de un usuario particular, resultan de un problema compartido de acoplamientos electromecánicos en todo el sistema debido a las características electromecánicas propias de los equipos, como de los vínculos que los interconectan. Desde esta óptica, es posible plantear como razonable que las inversiones necesarias en el sistema para mejorar el amortiguamiento de tales oscilaciones, deban concebirse como compartidas por todo el SEIN.

## ANEXO 1: ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN LOCAL

### 9.1 Introducción

El sistema objeto de la presente especificación técnica, comprende una lógica de automatismos complementarios para las unidades de generación de las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán II, que permita el rechazo y/o la disminución automática de carga en uno o más grupos de generación de dichas centrales, en casos de detección de una situación crítica de oscilación de potencia y tensión, que puede producir la pérdida de sincronismo ("out of step") de las unidades de las plantas.

El diseño del funcionamiento del sistema tiene en cuenta:

- ◆ los resultados obtenidos mediante simulaciones del comportamiento dinámico de la red; en particular los límites de transporte sobre los corredores que evacúan la potencia producida por las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán II;
- ◆ los resultados obtenidos de las pruebas realizadas en campo (ver informe técnico CESI: "C.H. SAN GABAN – C.T. ILO2 (PERÚ) - Pruebas de estabilidad permanente: Análisis de fallas del día 09 de Junio 2002").

La presente especificación técnica funcional comprende:

- ◆ esquema de bloques del sistema
- ◆ la descripción del funcionamiento de cada bloque y la función de transferencia
- ◆ las características técnicas de los sensores complementarios que necesita
- ◆ la lista de las cantidades eléctricas necesarias desde el campo y las señales de comando para el regulador de velocidad

En particular y con referencia a la realización de tal dispositivo además se especifica:

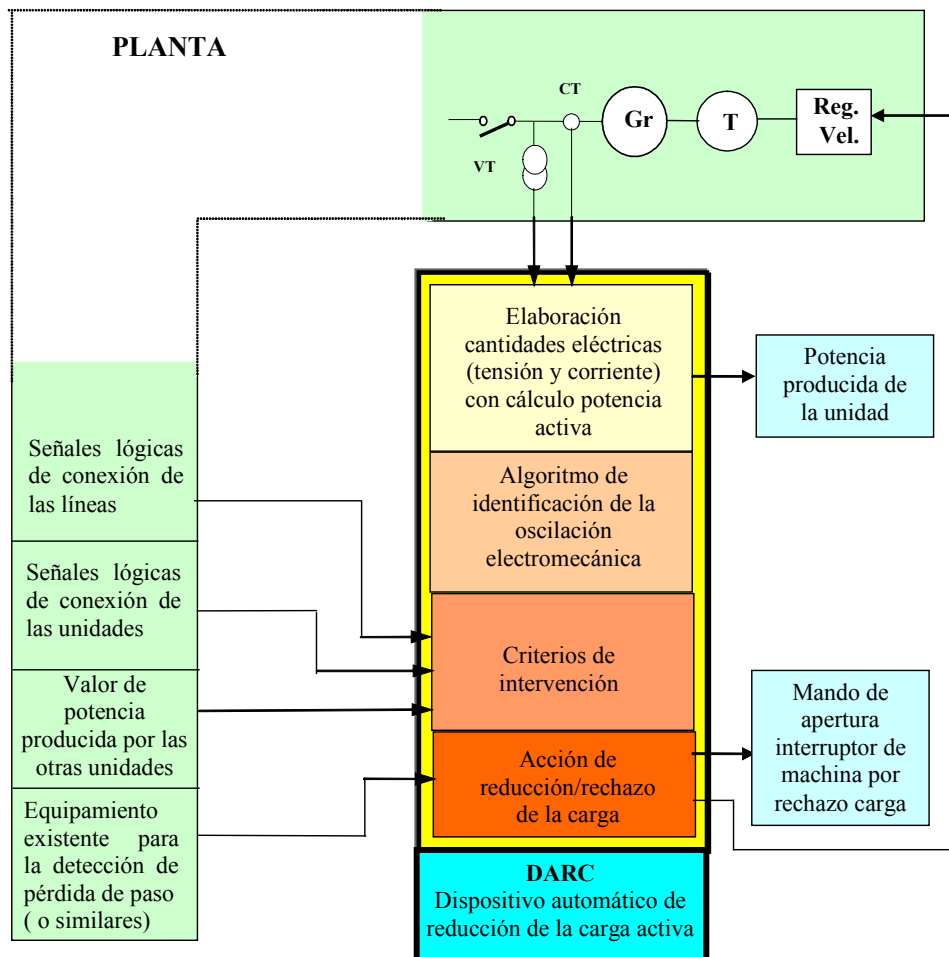
- ◆ el presupuesto de costos del equipamiento considerado

El sistema, objeto de la presente especificación técnica debe ser instalado en cada unidad de las plantas involucradas; por consiguiente, tres dispositivos deben ser instalados en la C.H. de Machupicchu y dos en la C.H. de San Gabán II.

## 9.2 Reglas Funcionales

### 9.2.1 Esquema de bloques funcional

El esquema de bloques funcional del dispositivo automático de reducción de la carga (que de este momento en adelante se llamará simplemente **DARC**) se aprecia en la siguiente Fig. 10.



**Fig. 10: Esquema de bloques funcional del dispositivo DARC**

Sobre la base de los resultados obtenidos de los estudios y de las pruebas realizadas en campo, para predecir una situación crítica capaz de concluir en un “black-out” de toda el área sur, se utiliza la medida de la potencia activa a la salida de la máquina.

Con un algoritmo adecuado se puede determinar la presencia y la entidad de la oscilación electromecánica; por consiguiente, basándose en los criterios dictados por los resultados obtenidos mediante los estudios de estabilidad, se pretende que el regulador de velocidad de la turbina realice una reducción de la carga lo más rápido posible, hasta un valor de potencia producida que asegure un funcionamiento estable ó, en los casos más críticos, se ordene la apertura del interruptor de máquina.

**9.2.2 Cálculo de la potencia activa**

Para el cálculo de la potencia activa producida se utiliza una conexión monofase, en el caso en que se tenga disponibilidad de un transformador de potencial (PT) conectado entre una fase (R/S/T) y el neutro, y un transformador de corriente (CT) conectado en la correspondiente fase. En caso contrario, necesita una conexión de tipo ARON (usando 2 PT y 2 CT).

Las tablas que siguen muestran los datos relativos a las características estáticas y dinámica para la tal medida.

Señales de entrada	N.º de señales	Rango de las señales
Corriente	1 CT 2 CT	0 – 1/5 A
Tensión	1 ( 1 fase & neutro) 4 ( 3 fase & neutro)	$0 - \frac{100}{\sqrt{3}}/100 \text{ V}$ 125 % fuera de rango

Señales de salida	Rango de las señales
Corriente	4-20 mA / 0-120 % de Pn
Tensión	0-10 V / 0-120 % Pn

<b>Precisión</b>	mejor de 0.5 %
<b>Constante de tiempo</b>	mejor de 50 ms

### 9.2.3 Identificación de la oscilación electromecánica

La Fig. 11 siguiente muestra el esquema a bloques funcional del dispositivo de identificación de la oscilación electromecánica. Empezando por la medida de potencia activa se consigue, con un filtro pasa banda (función de transferencia  $G_F(s)$ ) ajustado a la frecuencia de oscilación interárea ( $f_{osc}$ ) y con un circuito de rectificación, el valor pico-pico ( $P_{osc}$ ) de esta oscilación.

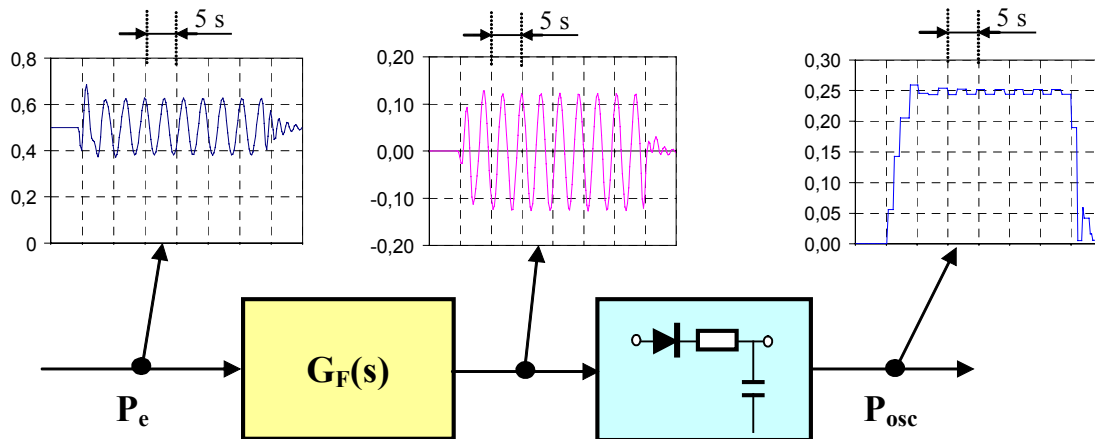


Fig. 11: Bloques del dispositivo de identificación

La relación siguiente muestra la función de transferencia (F.D.T)  $G_F(s)$ :

$$G_F(s) = \frac{8 (sT)^3}{(1 + sT)^6}$$

$$T = \frac{1}{2\pi f_{osc}} ; f_{osc} = 0.65 \text{ Hz}$$

En las Fig. 12 y Fig. 13 respectivamente, se observan los diagramas de Bode del módulo y la fase de la función de transferencia  $G_F(s)$ .

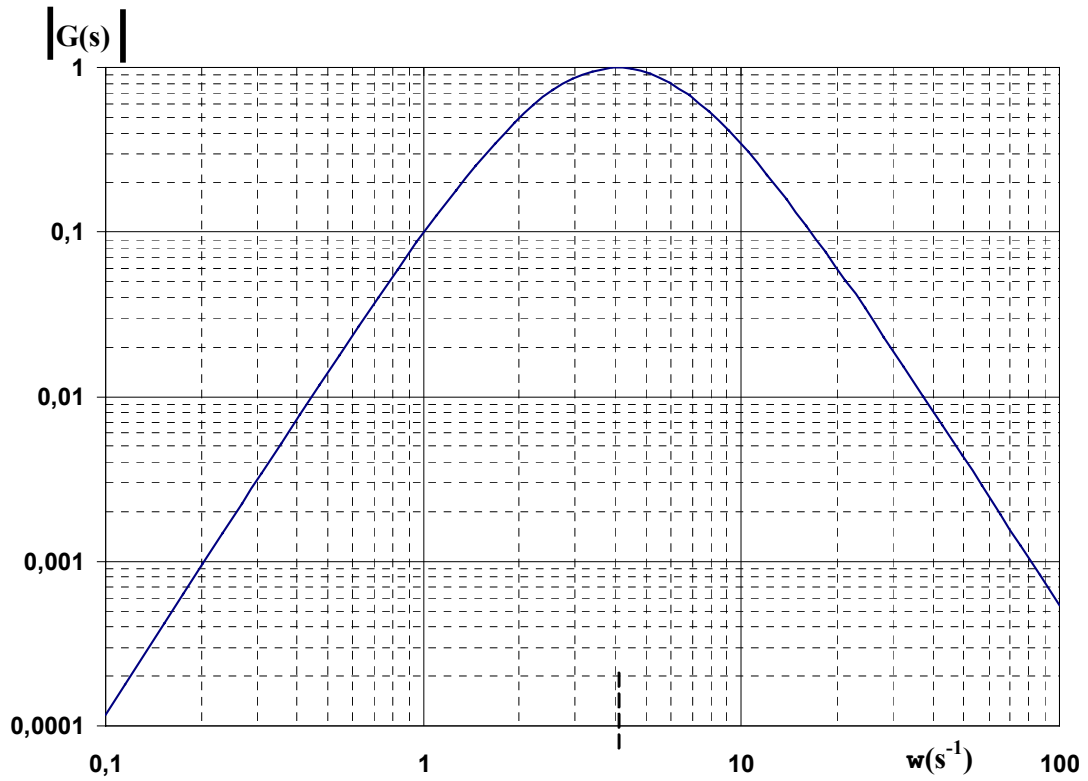


Fig. 12: Módulo de la F.D.T.  $G(s)$

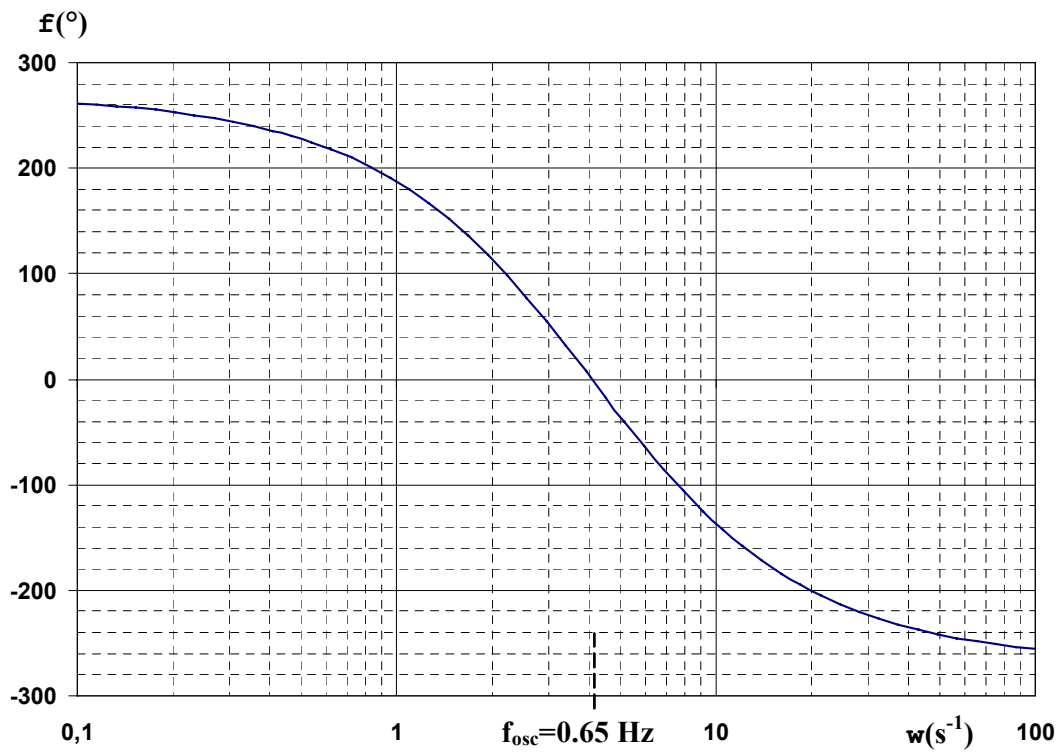


Fig. 13: FASE de la F.D.T.  $Gr(s)$

### 9.2.4 Criterios de intervención

El equipamiento DARC está dotado de una lógica interna que en relación con el estado de la planta, establece cuando y como intervenir en el grupo correspondiente. Dicha lógica se basa en la tipología de conexión con la red y observa también los valores de ajuste de algunos parámetros; valores que se han individualizado con el estudio de estabilidad efectuado y con las pruebas en el campo.

La Fig. 14 muestra un esquema de principio que ilustra la organización de dicha lógica, donde:

- $P_{tot}$  : potencia activa instantánea total producida por la planta (*valor calculado*)
- $P_{max}$ : valor de potencia activa producida por la planta en la cual pueden producirse fenómenos de inestabilidad (*parámetro de ajuste*). Este parámetro también tiene en cuenta el número de líneas en servicio a la salida de la planta.
- $P_{osc}$  : valor pico-pico de la oscilación de la potencia activa de la unidad (*valor calculado*)
- $P_{oscmax}$ : valor pico-pico de la oscilación de la potencia activa que detecta una situación crítica (*parámetro de ajuste*).
- $T_{att}$  : Tiempo de retraso (*parámetro de ajuste*)

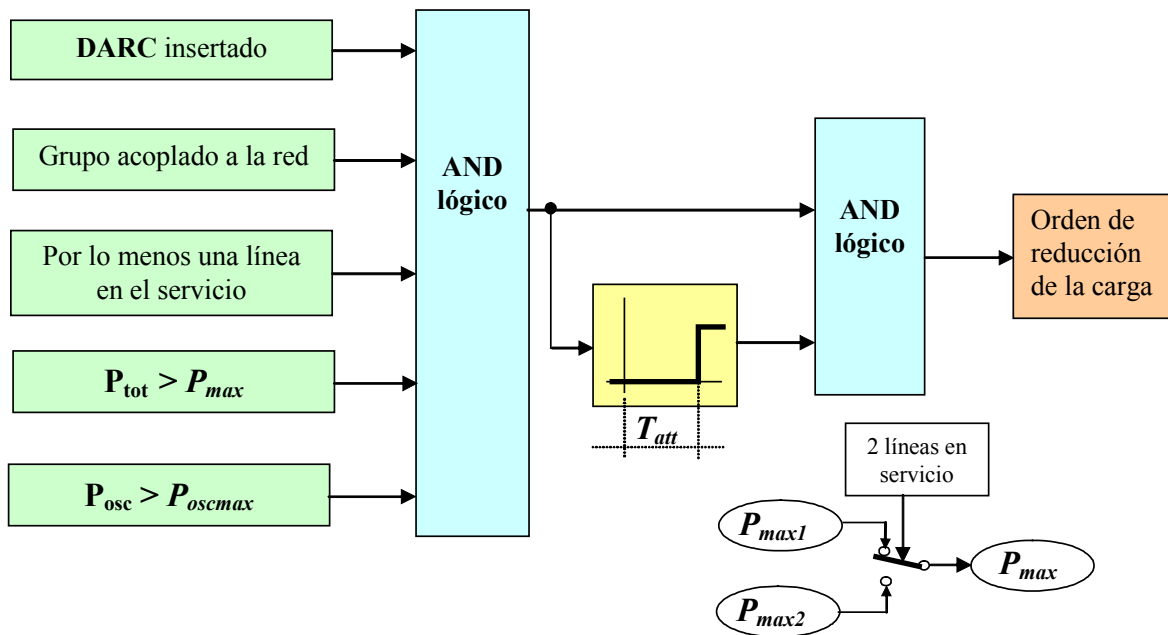


Fig. 14: Criterios de Intervención del DARC

La tabla que sigue muestra los rangos de ajuste de los parámetros relativos a la lógica del DARC.

Parámetro	Rango de ajuste
$P_{max1}$	0 – 1 p.u. de $P_{np}$ .
$P_{max2}$	0 – 1 p.u. de $P_{np}$ .
$P_{oscmx}$	0 – 0.5 p.u. de $P_g$
$T_{att}$	0 – 20 segundos

$P_{np}$ .: Valor nominal de la potencia producida por la planta

$P_g$ .: Valor nominal de la potencia producida por un grupo

### 9.2.5 Acción de reducción de la carga

Dado que la orden de reducción de la carga debe ser enviada lo más rápido posible, es oportuno que tal señal actúe directamente en el selector de mínimo valor del limitador de apertura del regulador de velocidad.

En ese caso el DARC habilitará una señal al regulador de turbina, en tensión o corriente, que normalmente tendrá valor igual al 100% y que en el caso de intervención de la lógica asumirá a un valor igual a  $P_{maxGr}$  (parámetro de ajuste) que representa el valor de la potencia activa producida por grupo que asegura el funcionamiento estable.

Dicha señal, actuando directamente en el selector de mínimo del limitador de apertura, reducirá la carga al valor  $P_{maxGr}$  con los tiempos de maniobra del deflector.

Contemporáneamente, para restablecer el equilibrio de las señales en el regulador de velocidad, el DARC enviará una orden continua de disminución en la referencia de apertura; eso durante un tiempo ( $T_i$ ) que asegure el logro de un valor de referencia que corresponde a  $P_{maxGr}$ .

A este punto la señal del DARC puede asumir el valor inicial correspondiente al 100 %.

La Fig. 15 muestra un esquema de principio que ilustra la organización de la acción de reducción de la carga.

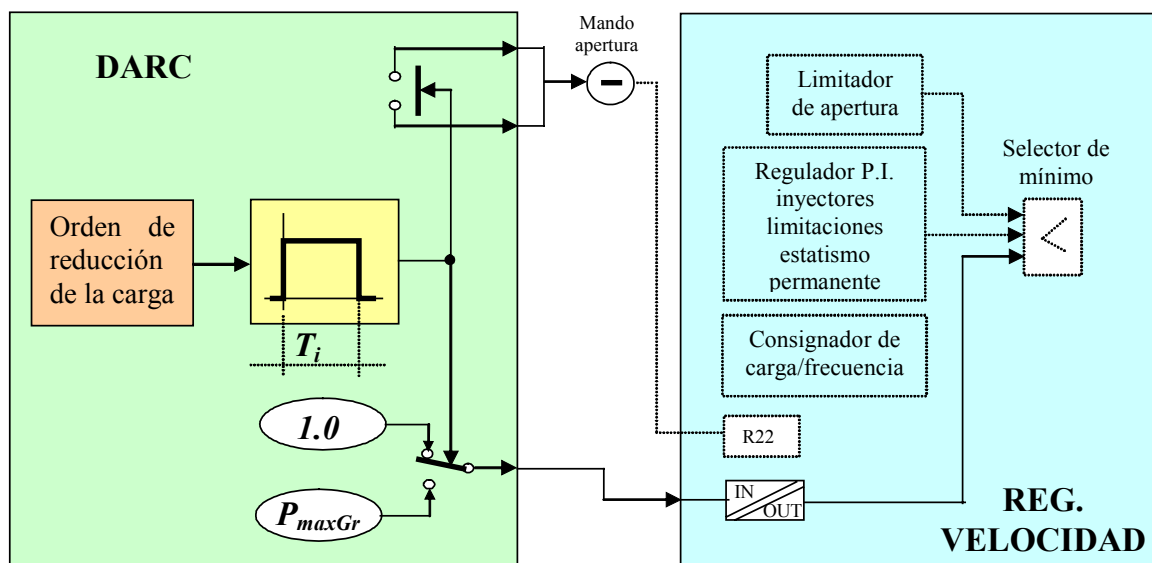


Fig. 15: Organización de la reducción de carga

La tabla siguiente muestra los rangos de ajuste de los parámetros relativos a la acción de reducción de carga.

Parámetro	Rango de ajuste
$P_{maxGr}$	0 – 1 p.u. de $P_g$ .
$T_i$	0 – 60 segundos

### 9.2.6 Acción de rechazo de la unidad

La acción de rechazo de la unidad se efectúa con el propósito de evitar la pérdida de paso de los grupos de la planta luego de una falla en las líneas de salida de la planta misma.

Partiendo de una situación de servicio con más de un grupo conectado y más de una línea de salida de la planta, en el caso de un cortocircuito que demande una apertura trifásica en una línea visto por los relés de protección, se actúa de modo de abrir el interruptor de la unidad preseleccionada.

Esta medida es para evitar que transitoriamente, toda la potencia activa producida transite por una única línea, derivando en una situación crítica desde el punto de vista de las oscilaciones electromecánicas, que podría llevar a una pérdida de paso de los grupos.

La Fig. 16 expone un esquema de principio, que ilustra la organización de la acción de rechazo.

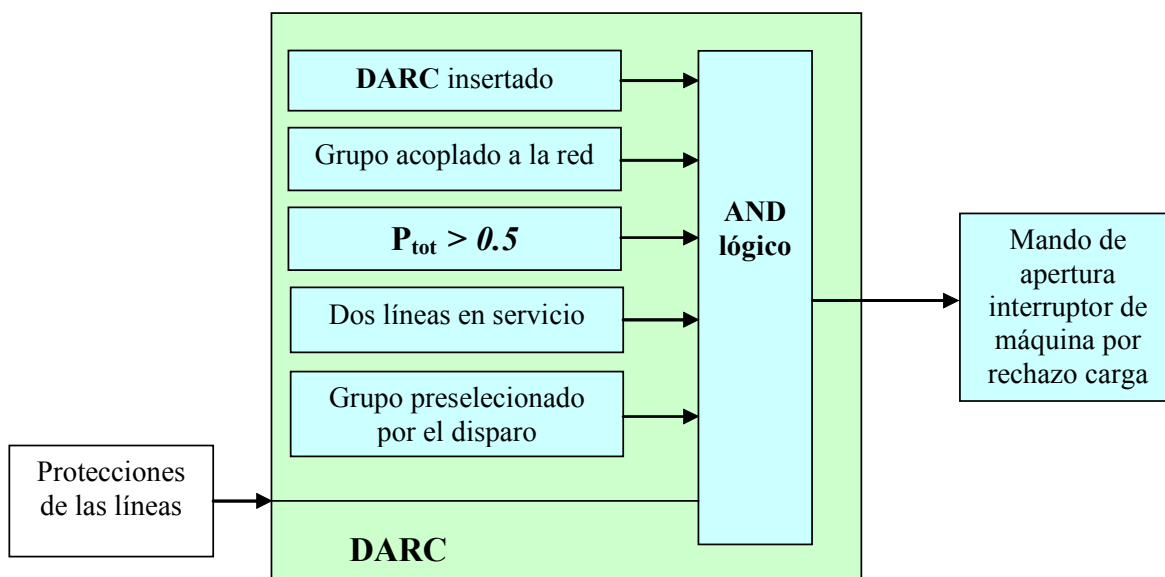


Fig. 16: Lógica del esquema de Rechazo de Generación

## 9.2.7 Señales de conexión con el campo

## Inputs analógicos:

Señales	Símbolo identificación	Rango
Tensión de barra (fase)	$V_{RN}$	$0 - \frac{100}{\sqrt{3}}$ Volts; 60Hz
Tensión de barra (concatenada)	$V_{RS}$	0 – 100 Volts; 60Hz
Tensión de barra (concatenada)	$V_{TS}$	0 – 100 Volts; 60Hz
Corriente fase R	$I_R$	0 - 1 o 0 – 5 A; 60 Hz
Corriente fase T	$I_T$	0 - 1 o 0 – 5 A; 60 Hz
Medida potencia activa otros grupos $P_{GrN}$ = número total de grupos en la planta	$P_{Gr1} - P_{GrN}$	4 – 20 mA / 0 – 120 % Pn

## Inputs lógicos:

Señales	Símbolo identificación	Rango Señales lógicas de tipo permanente
Mando de inserción <b>DARC</b>	RichIns	0 – 1
Grupo acoplado a la red	52ch	0 – 1
Línea 1 en servicio	L1	0 – 1
Línea 2 en servicio	L2	0 – 1

**Outputs analógicos:**

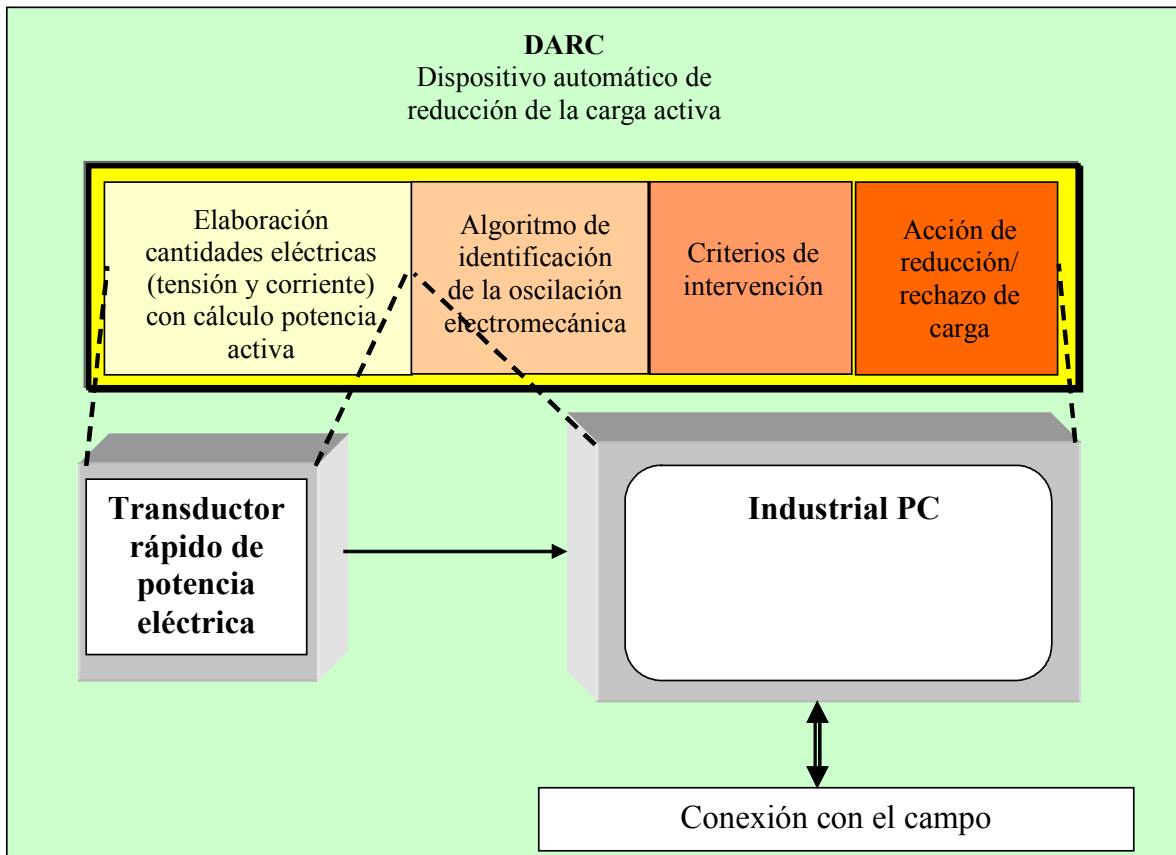
<b>Señales</b>	<b>Símbolo identificación</b>	<b>Rango</b>
Señal de limitación de la carga	$P_L$	4 – 20 mA / 0 – 100 %
Potencia activa del grupo	$Pa_{Gr}$	4 – 20 mA / 0 – 120 % $P_n$

**Outputs lógicos:**

<b>Señales</b>	<b>Símbolo identificación</b>	<b>Rango</b> Señales lógicas de tipo permanente
<b>DARC</b> en servicio	DarcOn	0 – 1
Acción <b>DARC</b> por reducción de la carga	DarcA	0 – 1
Acción <b>DARC</b> por rechazo de la carga	DarcB	0 – 1
Grupo acoplado a la red	52ch	0 – 1
Mando reducción apertura	YDim	0 – 1
Mando de apertura interruptor de máquina	52Ap	0 – 1

### 9.3 Hipótesis para la realización del DARC

Principalmente con la hipótesis de usar hardware disponible en el mercado, puede realizarse el sistema DARC utilizando tres elementos: un transductor rápido de potencia eléctrica, un PC industrial y una bornera de interfaz con el campo (Como se puede ver en la Fig. 17).



*Fig. 17: Componentes del DARC*

La adquisición de las cantidades eléctricas (tensión y corriente) se realiza con el transductor, y luego se establece el cálculo de la potencia activa.

El algoritmo de identificación de la oscilación electromecánica, los criterios de intervención y la acción de reducción/rechazo de la carga, pueden ser realizados con un PC industrial usando el idioma de programación típico "Soft PC".

Como transductor de potencia podría utilizarse el transductor “Phaser” de la Second Wind Inc., 366 Summer Street, Somerville MA 02144-3132 ([www.secondwind.com](http://www.secondwind.com)).



Como PC industrial podría utilizarse un PC de la TRSystem Technik ([www.tr-electronic.de](http://www.tr-electronic.de)).



Como sistema de desarrollo para la programación de las funciones aplicativas podría utilizarse un paquete de software WIZCON comercializado por la sociedad AXEDA (USA); dicho paquete de software contiene además del sistema de desarrollo soft PLC IEC-61131 standard, también un SCADA para facilitar la comunicación visual con el operador.

### **9.3.1 Las borneras de interface con el campo**

La conexión con el campo podría ser coordinada con un sistema Fieldbus con morsetos activos de conexión con el campo. En ese caso se asegura la necesidad de separación galvánica de las señales lógicas y analógicas.

En particular los ingresos lógicos, se polarizarán con una señal en c.c. (24-110Vcc); los ingresos analógicos serán estándar en corriente a cero vivo 4-20mA.

Para las señales de salida se requieren relés con 2 contactos de cambio; para las señales analógicas de salida se requieren señales estándar en corriente industrial 4-20mA.

**9.3.2 Presupuesto de costos del equipamiento considerado**

El costo presumible de la instrumentación en objeto, que concierne solamente la provisión, puede estimarse en € 20.000 (veinte mil) por grupo.

La potencialidad de la solución propuesta permite la realización de un dispositivo centralizado para cada planta, y por lo tanto no de grupo, con una reducción de los costos que indicativamente se ilustran a continuación:

San Gabán II: € 30.000

Machupicchu: € 40.000

La factibilidad de una solución centralizada se debe evaluar en relación con la topología de la planta y a las conexiones entre la instrumentación y la planta misma.

## 10 ANEXO 2: DISEÑO DE LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN LOCAL

### 10.1 Definiciones

Para la descripción de las lógicas a implementar se establecen las siguientes definiciones:

**Central:** Es alguna de las centrales San Gabán II o Machupicchu

**Unidad:** Se refiere a una de las unidades de cualquiera de las que componen una Central

### 10.2 Modos de actuación

El esquema dispone de 2 modos principales de actuación:

- Disparo de unidades de la Central por fallas con pérdida de una línea de 138 kV del corredor adyacente a la Central
- Reducción de potencia de las unidades a un valor fijo, por detección de oscilaciones en la planta

#### 10.2.1 Lógica del esquema de Disparo de unidades de la central

En San Gabán II:

- Si hay más de una unidad en servicio debe habilitarse el disparo directo de la unidad con más carga cuando se recibe la señal de apertura trifásica emitida o bien por la protección de línea al interruptor, o una indicación de apertura intempestiva desde los contactos auxiliares del interruptor, de cualquiera de las líneas L-1010 ó L-1013.

En Machupicchu:

- Si hay más de una unidad en servicio, debe habilitarse el disparo directo de las unidades restantes cuando se recibe la señal de apertura trifásica emitida o bien por la protección de línea al interruptor, o una indicación de apertura intempestiva desde los contactos auxiliares del interruptor, de cualquiera de las líneas L-1001 ó L-1002.

#### 10.2.2 Lógica del esquema de Reducción de Potencia de las unidades de la central

Detección de las oscilaciones:

- El dispositivo emite la señal de corrección cuando la variación de potencia eléctrica oscila con una frecuencia comprendida en la banda de 0.55 a 0.70 Hz, y con una elongación mayor a 3 MW pico a pico por más de 10 s.

Generalidades de la acción de corrección:

- Una vez recibida la señal del detector de oscilaciones, el dispositivo debe reducir la potencia de las unidades en servicio a un valor fijo en el tiempo más breve posible. Se considera como tiempo límite de actuación el correspondiente a una velocidad de cierre constante del distribuidor desde el 100 al 0 % de 5 s. Es recomendable reducir este tiempo al orden de los 1.5 s para aumentar la eficacia.

- El diseño de la lógica considera que la acción de cierre interviene directamente en la señal de control de apertura del distribuidor, omitiendo la acción sobre el regulador de velocidad cuyas constantes de tiempo son mayores.
- En forma paralela a la acción de cierre y sólo para establecer un equilibrio en el nuevo estado estacionario, la lógica modificará la consigna de carga/frecuencia del regulador estableciéndola a la nueva potencia reducida.
- La reducción debe verificar que el caudal correspondiente a la potencia que se reduce sea derivado fuera del dispositivo de aducción, para evitar las variaciones de presión en la tubería caracterizadas por el Tiempo de Arranque del agua  $T_w$ . El diseño de la lógica de protección considera que esta constante de tiempo es  $T_w \approx 0$  durante el transitorio de cierre rápido del distribuidor.
- Luego de que completa el cierre del distribuidor al valor prefijado, el control de máxima apertura del distribuidor vuelve al máximo y la consigna de carga debe ser reestablecida por el operador de la central.

Acción de corrección particular en San Gabán II:

- Cada grupo debe producir el cierre del distribuidor a un valor correspondiente al 40 % de la potencia máxima, o sea 23.2 MW para cada unidad de la Central.

Acción de corrección particular en Machupicchu:

- Para los límites de producción establecidos, actualmente no resulta necesario activar el esquema.

## 11 ANEXO 3: DISEÑO DE LAS LÓGICAS DEL ESQUEMA CENTRALIZADO

### 11.1 Definiciones

Para la descripción de las lógicas a implementar se establecen las siguientes definiciones:

**Central:** Es alguna de las centrales San Gabán II o Machupicchu

**Unidad:** Se refiere a una de las unidades de cualquiera de las que componen una Central

**PLC:** Computadora Lógica Programable (por su siglas en inglés)

**E/S:** En servicio

**F/S:** Fuera de Servicio

### 11.2 Necesidades en materia de equipos de control

El sistema de Control Centralizado requiere disponer de los siguientes equipos:

Un PLC en la Central San Gabán II (\*)

Un PLC en la Central Machupicchu (\*)

Un PLC en la subestación Tintaya (Control Maestro)

(\*) Estos PLC pueden ser los utilizados para la lógica de protección local

### 11.3 Necesidades en materia de telecomunicaciones

Para las líneas siguientes que conforman el denominado “corredor”:

L-1010	San Gabán II – Azángaro
L-1013	San Gabán II – San Rafael
L-1009	San Rafael – Azángaro
L-1011	Azángaro – Juliaca
L-1012	Juliaca – Puno
L-1002	Machupicchu – Quencoro
L-1001	Machupicchu – Cachimayo
L-1003	Cachimayo – Dolorespata
L-1004	Dolorespata – Quencoro
L-1005	Quencoro – Combapata – Tintaya
L-1006/1,2,3	Azángaro – Ayaviri – Tintaya
L-1008	Tintaya – Callalli
L-1020	Callalli – Santuario
L-1021 (*)	Santuario – Socabaya
L-1022 (*)	Santuario – “T” de Jesús – Socabaya

(\*) Debe verificarse la necesidad de su inclusión en condiciones especiales.

se debe recabar la información del estado de operación, o sea E/S ó F/S, y la señal de apertura trifásica emitida por las protecciones de uno de los extremos de la línea al interruptor correspondiente, o de la apertura del interruptor a través de sus contactos auxiliares en caso de aperturas intempestivas, considerando la implementación de la teleprotección en todo el corredor.

Para las unidades de las centrales Machupicchu y San Gabán II debe recabarse la producción total en MW de la central, que podría ser emitida por los PLC de las Centrales.

Para las líneas siguientes, es necesario recabar la potencia activa:

- línea Azángaro – Juliaca, extremo Azángaro
- línea Tintaya – Azángaro, extremo Tintaya;
- línea Tintaya – Quencoro, extremo Tintaya;
- línea Tintaya – Callalli, extremo Tintaya

La información proveniente de las protecciones o cambio de estado de los interruptores (por apertura intempestiva) de línea, debe transmitirse a alta velocidad (~ 15 ms por tramo y 10 ms por repetidora en cada subestación).

La información del estado operativo de las líneas y producción de las centrales puede ser recabada a una velocidad menor, a intervalos regulares de tiempo (~ 10 s).

El Control Maestro de Tintaya debe emitir una señal de ejecución a alta velocidad a cada central, discriminando para cada una unos 5 modos de actuación diferentes.

El Control Maestro debe emitir a las centrales, la configuración necesaria de preselección de las acciones ante la recepción de la señal de alta velocidad de los eventos. Esta información no requiere de alta velocidad y puede incluso transmitirse en forma secuencial.

#### **11.4 Funciones de los PLC del Control Maestro de Tintaya y de las Centrales**

A partir de las mediciones en prefalla y en estado estacionario que recibe el Control Maestro, éste caracterizará el estado operativo del sistema, y elaborará una matriz “Evento – Señal de Control”. El Control Maestro dialogará con los PLC de las Centrales para transmitir la configuración que deben adoptar ante la recepción de los eventos posibles, y confirmar la implementación de tal configuración.

No es necesario que el PLC del Control Maestro emita a los PLC de las Centrales una orden diferente para cada uno de los eventos posibles en el “corredor”, las órdenes podrían agruparse en un conjunto de unas 5 acciones posibles sobre la base de un orden de severidad. Esta “compactación” de los eventos reduce las necesidades de comunicaciones rápidas ante fallas y simplifica la lógica.

Las comunicaciones del Control Maestro para transmitir la configuración de los PLC de central pueden ser de baja velocidad, puesto que los PLC de las centrales actualizarán la configuración de las acciones ante eventos una vez que se complete la información necesaria.

Cuando el Control Maestro recibe una señal de las protecciones o del cambio de estado de un interruptor de línea, identifica la perturbación y mediante una tabla de selección emite a los PLC de las Centrales el evento “compactado” detectado, mediante un canal de alta velocidad. El PLC de la central recibe la señal del evento, la identifica y ejecuta de inmediato la acción preseleccionada para el mismo.

Las instrucciones que recibirá cada PLC desde el Control Maestro para preseleccionar las acciones, se sintetizará para cada Central en: el número de unidades que deben quedar en post-falla y su producción total en MW. El PLC de cada central deberá procesar esta información y preparar el conjunto de acciones específicas para cada evento, o sea, la habilitación del disparo del interruptor, la consigna de apertura del distribuidor y la consiguiente referencia del regulador de velocidad.

Para fallas en líneas adyacentes a las centrales, basándose en el punto de operación en el que se encuentra el sistema, el Control Maestro habilitará al PLC de cada central la recepción directa de la señal que emiten al interruptor de línea, las protecciones de las líneas adyacentes a la central, o desde los propios contactos auxiliares del interruptor indicando su apertura intempestiva, para que se ejecute el disparo de las unidades preseleccionadas.

## 12 ANEXO 4: DATOS ESTIMADOS EN LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS

El resumen siguiente presenta los tiempos empleados en los estudios para la interrupción ante fallas en primera zona en las líneas del “corredor”, y los tiempos muertos del primer recierre ante fallas monofásicas con apertura de la fase afectada. La Tabla 1 ilustra los datos hipotizados.

Ítem	Línea	Descripción	TA (TI+TP) [ms]	TMR [ms]
1	L-1010	San Gabán II – Azángaro	110	450
2	L-1013	San Gabán II – San Rafael	100	450
3	L-1009	San Rafael – Azángaro	110	(*) 500
4	L-1011	Azángaro – Juliaca	110	500
5	L-1012	Juliaca – Puno	100	500
6	L-1002	Machupicchu – Quencoro	100	500
7	L-1001	Machupicchu – Cachimayo	100	500
8	L-1003	Cachimayo – Dolorespata	100	500
9	L-1004	Dolorespata – Quencoro	100	500
10	L-1005	Quencoro – Combapata – Tintaya	100	(*) 500
11	L-1006/2	Azángaro – Ayaviri – Tintaya	110	(*) 500
12	L-1006/1	Tintaya – Ayaviri – Azángaro	110	(*) 500
13	L-1008	Tintaya – Callalli	100	800
14	L-1020	Callalli – Santuario	100	800
15	L-1021	Santuario – Socabaya	100	500
16	L-1022	Santuario – “T” de Jesús – Socabaya	100	500

**Tabla 1: Tiempos de actuación de las protecciones para fallas monofásicas y trifásicas**

Notas:

(\*) Valores estimados

TP: Tiempo de actuación de la protección, medido desde que se produce la falla hasta que emite la orden de apertura del interruptor. Se estima en todos los casos en 35 ms

TI: Tiempo del accionamiento del interruptor, medido desde que recibe la señal del relé o desde la teleprotección hasta que se separan los contactos. Se estima en 65 ms excepto en las líneas emergentes de Azángaro, para las cuales se adoptó 75 ms porque el ciclo O-CO resulta un 15 % mayor al del resto de los informados en la planilla “05\_Corredor\_Interruptores.xls”.

TA Tiempo de Apertura del circuito de la línea: TP + TI

TMC Tiempo Muerto de Recierre: Se considera como el tiempo que transcurre desde que el interruptor de la línea abre una de las fases, hasta que se emite la orden de cierre de los interruptores.

### 13 ANEXO 5: OBSERVACIONES AL INFORME Y SUS RESPUESTAS

A continuación se adjuntan los documentos con las Observaciones recibidas al presente Informe. A cada Comentario le sigue la relativa respuesta:

#### 13.1 Observaciones y Comentarios de COES (11/07/2003)

#### OBSERVACIONES Y COMENTARIOS A Informe Final Estudio Rechazo de Generación en las C.H. San Gabán II y Machupicchu, ante desconexiones en las líneas 1008 o 1011

Se transcriben las observaciones, y se anexan las respuestas en color verde.

- ❖ Si no se ha medido o calculado mediante simulaciones el amortiguamiento de modos de oscilación en la parte sur del SEIN, basado en que criterios se ha considerado una razón de amortiguamiento próxima al 2 %, para considerar como aceptable el comportamiento transitorio postfalla de la potencia eléctrica de salida de la central San Gabán II?.

#### Respuesta:

La afirmación se basa en mediciones efectuadas sobre los resultados de las simulaciones. El método es uno de descomposición modal, que permite identificar las componentes de la oscilación interárea y medir el amortiguamiento sobre dicha componente. La salida siguiente demuestra el resultado del cálculo sobre la señal de potencia eléctrica de la curva verde de la Figura 4 “Potencia Activa emergente de San Gabán ante eventos sobre Azángaro – Juliaca”. Esta curva corresponde a la hipótesis de diseño del automatismo: falla monofásica sin impedancia a tierra sobre el extremo Azángaro de la línea Azángaro – Juliaca, con apertura de la fase afectada y recierre posterior después de un tiempo fijo, sobre una falla bifásica a tierra sin impedancia sobre la misma localización, con apertura trifásica definitiva.

CHANNEL FILE: C:\Proyectos\PeruSur\Out\An\_9MB04\_a.OUT

AVENIDA 2003-MN, SG:43,43, MP:30,30,7  
FMRFB AZANGARO-JULIACA, APLICADA A LA PRIMERA BARRA

CHANNEL: CHNL#'S 107,109: [PWR S.GABAN -AZANGARO 138 #2]+[PWR S.GABAN -SRAFAEL 138 #1]  
TIME INTERVAL: 4.5101 - 10.5102 SEC.

#### MODAL COMPONENTS

COMP. NO	EIGENVALUE		EIGENVECTOR		REMARKS
	REAL	IMAGINARY	MAGNITUDE	ANGLE	
1	-0.708106E-03	--	87.295	--	TCNST:1412.218 SC.
2	<b>-0.798496E-01</b>	<b>4.13273</b>	<b>9.0103</b>	<b>-1.96</b>	<b>FREQ.: 0.658 HZ.</b>
3	-4.57951	--	-0.52752	--	TCNST: 0.218 SC.
4	-2.43287	--	0.39958	--	TCNST: 0.411 SC.
5	-0.157462	8.25000	0.75096	-145.86	FREQ.: 1.313 HZ.
6	-0.469760	5.82528	0.13057	145.53	FREQ.: 0.927 HZ.
7	-0.792676	9.38231	0.74584E-01	81.28	FREQ.: 1.493 HZ.
8	-0.244833	12.4643	0.42808E-01	151.77	FREQ.: 1.984 HZ.
9	-0.200398	16.5801	0.82117E-02	88.25	FREQ.: 2.639 HZ.
10	-0.279658	18.4115	0.32397E-03	96.09	FREQ.: 2.930 HZ.

PERC. ERROR: 0.1064  
SIGNAL/NOISE: 52.93  
METHODS: PRONY  
ORDER: 34

El amortiguamiento se mide en base a las componentes del autovalor dominante que corresponde a la frecuencia 0.658 Hz, empleando la expresión siguiente:

$$\xi [\%] = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \cdot 100$$

y resulta en este caso, para  $\sigma = -0.798496E-01$  y  $\omega = 4.13273$ , un  $\zeta = -1.93 \%$ .

Se remarca que una relación de amortiguamiento del 2 % se considera aceptable sólo para garantizar la intervención del mecanismo de reducción de potencia, puesto que sin intervención de una acción correctiva, reduciría la amplitud de la oscilación a menos del 10 % de su valor inicial sólo después de los 28 s.

- ❖ Se menciona que el límite de producción de las centrales queda determinado por la pérdida de la línea Azángaro – Juliaca, aplicando la falla monofásica a tierra sobre el extremo Azángaro, y que la pérdida de la línea Tintaya – Callalli representa una condición menos severa. Se solicita mostrar las simulaciones que demuestran esta afirmación.

Respuesta: En el archivo Out\_x\_B9.zip (ver sitio web) están los resultados de las simulaciones de estas 2 fallas, aplicadas sobre todos los escenarios de estudio para una producción del 75 % del máximo de las centrales. La Figura A siguiente reporta los resultados de las 2 fallas para el escenario más crítico (Demanda Mínima de Avenida), contenidos en los archivos de salida An\_09MB04\_a.out (Azángaro-Juliaca) y An\_09MB13\_a.out (Tintaya-Callalli), donde se demuestra la mayor severidad de la falla sobre la línea Azángaro – Juliaca.

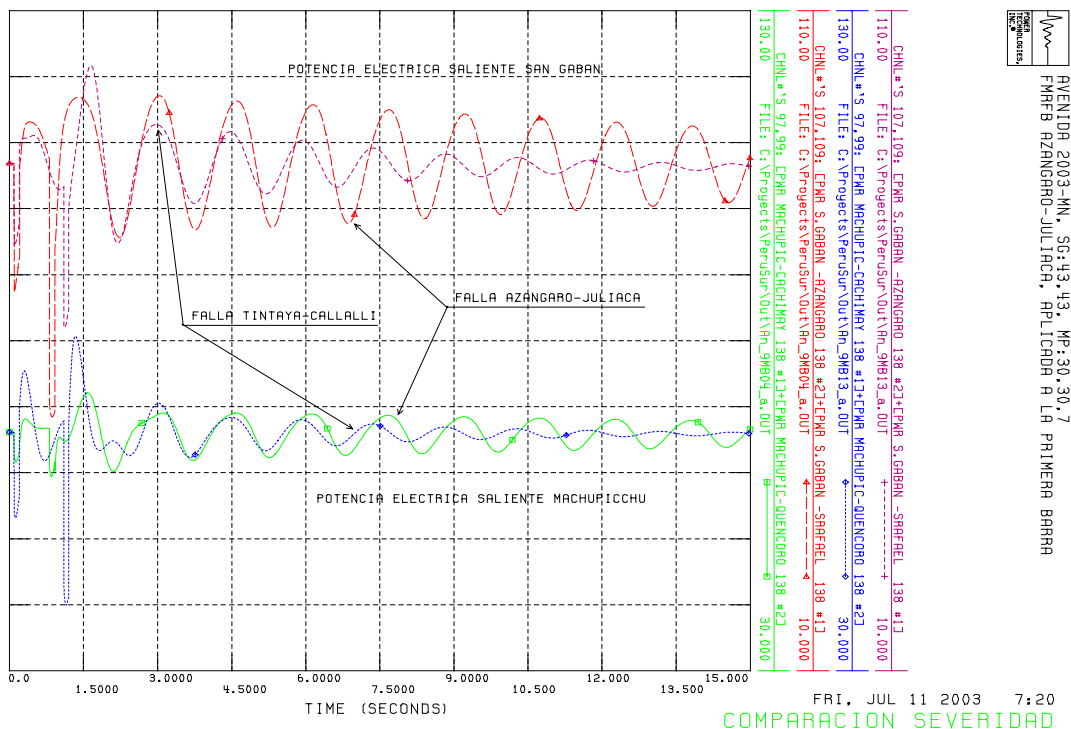


Figura A: Comparación de la severidad de las fallas

Nota: En la parte que sigue de la observación, se intercalan comentarios resaltando los límites de producción obtenidos para la condición N-1 de San Gabán y Machupicchu. Estos límites son 46 MW y 67 MW respectivamente, y fueron calculados teniendo en cuenta que el estado previo a la falla con pérdida de la

línea Azángaro – Juliaca, ambas centrales estarían generando el 75 % de su producción (87 MW y 67 MW respectivamente), y el mecanismo de reducción de potencia sólo disminuye la producción de San Gabán al 40 % del valor original (46 MW). No se evaluó la dependencia de este límite con el despacho relativo de las centrales.

Al respecto se puede mencionar que cuando se ha operado el sistema Sur sin la L-1011 por mantenimiento, se han registrado muy pequeñas oscilaciones, sin embargo la situación es más compleja cuando se opera sin la L-1008.

En ese sentido se debe comentar que el día 28/06/2003, estando en mantenimiento la **L-1008 Tintaya-Callali** (salió desde las 07:53 a 17:04 horas) se detectaron oscilaciones entre las centrales del Sur. A las 08:00 horas cuando la C.H. Machupicchu se encontraba con 70 MW, la C.H. San Gabán con 50 MW,

(Comentarios: Los límites de máxima producción calculados para N-1 son S.Gabán 46 MW y Machupicchu 67 MW. La condición operativa indicada estaría por encima de los límites.)

las unidades TV2 y TV4 de la C.T. Ilo 1 con 20 y 55 MW respectivamente y la C.T. Ilo 2 con 131 MW, se reportó que la potencia de las unidades TV2 y TV4 de la C.T. Ilo 1 osciló de 20 a 22 y de 55 a 69 MW respectivamente; en la C.T. Ilo2 se registró una oscilación en la potencia de 131 a 148 MW. Para atenuar las oscilaciones se disminuyó la generación de la C.H. Machupicchu de 70 a 40 MW y de la C.H. San Gabán de 50 a 27 MW.

Este proceso oscilatorio se repitió a las 08:38 horas al subir la generación de la C.H. Machupicchu de 60 a 70 MW, la C.H. San Gabán se encontraba generando 30 MW,

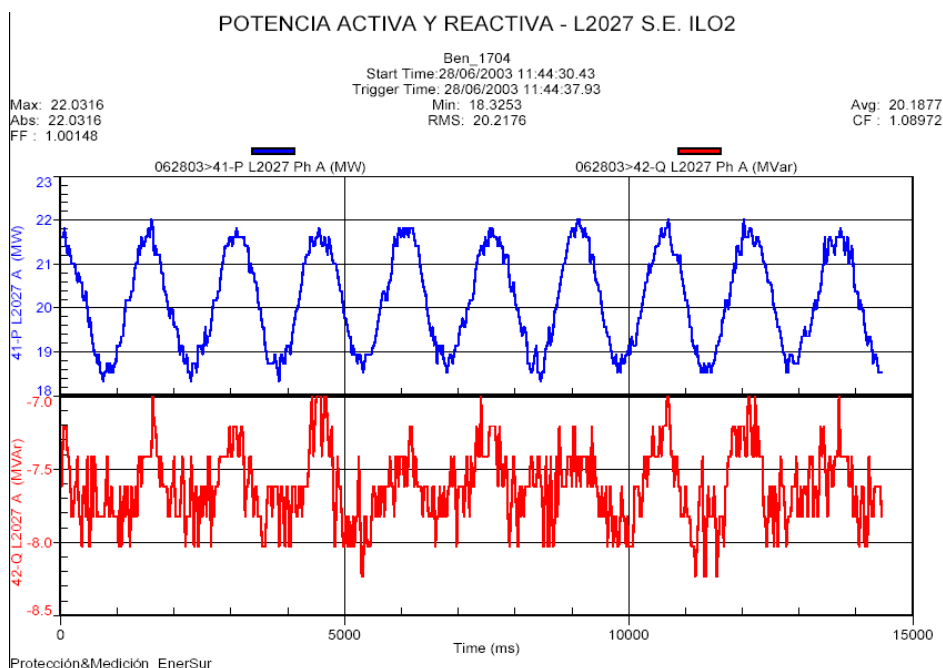
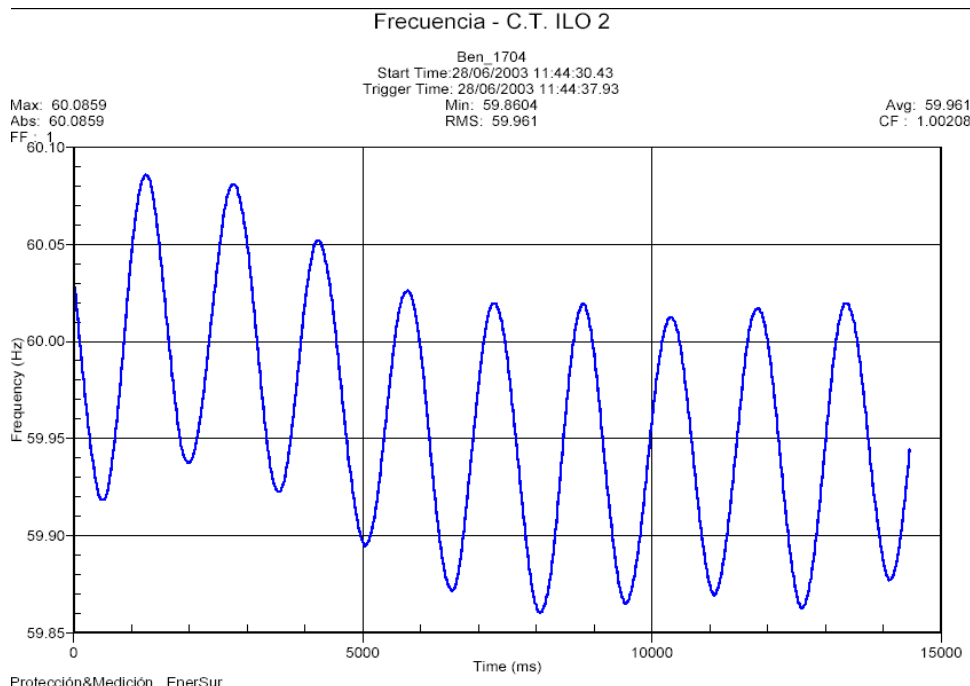
(Comentario: Machupicchu supera el límite de 67 MW, aunque San Gabán no)

las C.T. Ilo 1 e Ilo 2 con 77 y 135 MW respectivamente, la línea L-1011 aproximadamente transportando 40 MW. Se coordinó bajar la generación de la C.H. Machupicchu hasta la atenuación de las oscilaciones llegando a 40 MW. A las 10:03 h se disminuyó a mínima carga la C.T. Ilo 1. A las 10:35 h se subió la generación de la C.H. Machupicchu de 65 a 70 MW presentándose nuevamente oscilaciones de potencia, la C.H. San Gabán se encontraba generando 50 MW y la C.T. Ilo2 con 135 MW

(Comentario: El estado previo sin oscilaciones, contenía a Machupicchu por debajo del límite de 67 MW, aunque San Gabán estaba por encima de 46 MW).

se disminuyó la generación de la C.H. Machupicchu a 40 MW y de la C.H. San Gabán a 30 MW para estabilizar el sistema.

Estas oscilaciones fueron registradas en la planta Ilo 2, algunos de los oscilogramas se muestran a continuación. Los registros mostrados fueron capturados por el Registrador de Fallas de la C.T. Ilo2 (BEN 5000) a las 11:44 horas, cuando las C.T. de Ilo2 e Ilo1 se encontraban con 135 MW y 78 MW respectivamente. De acuerdo a los oscilogramas se observa que, la frecuencia de oscilación detectada en la potencia y frecuencia fue de 0.67 Hz; con amplitudes de 20.4 MW y 17 mHz, respectivamente.



Respuesta: Aunque la severidad relativa de las fallas queda demostrada en los resultados de las simulaciones, hay otros aspectos operativos dependientes del resto del sistema que pueden intervenir en el problema. Un aspecto común a todos ellos es el estado operativo de los generadores de San Gabán y Machupicchu, según se ha recomendado en el punto 4.3.2.2:

*“Para las condiciones de operación con el máximo de producción, es recomendable que las unidades se mantengan lo más excitadas posibles, considerando como límite recomendable una tensión mayor a la nominal de hasta el 5 % en por unidad en el sistema de 138 kV.”*

El objetivo de esta recomendación es preservar el mayor torque sincronizante posible, el cual se debilita a medida que los generadores absorben más potencia reactiva. La

operación del transformador de Puno y el SVC de Tintaya pueden emplearse para mantener a las máquinas más excitadas, sin que las tensiones sean elevadas. Esto dotará de mejores condiciones a San Gabán y Machupicchu para enfrentar los problemas de estabilidad.

Aún así, el problema podría no agotarse en estas medidas, si la razón es la intervención de los limitadores de subexcitación. El desempeño dinámico de estos dispositivos suele causar problemas de estabilidad si los ajustes no están convenientemente coordinados con el estabilizador del sistema de potencia. Las condiciones de operación de la potencia reactiva de las unidades de San Gabán, Machupicchu y las térmicas de ILO no se incluyen en la información del evento; se considera importante relevarlas porque podrían aportar indicios de la fuente de las oscilaciones.

El análisis del problema de Machupicchu y San Gabán en el informe, ha demostrado también la influencia del tránsito en otros corredores. Sería conveniente verificar en que otros puntos del sistema se han detectado las oscilaciones, porque estaría indicando que hay límites de estabilidad estacionarios que se estarían superando. Esto puede tener consecuencias en los límites calculados en el informe, los cuales suponen que luego del post-falla la única fuente de las oscilaciones proviene de las fallas locales.

- ❖ De lo mencionado en el punto 2 se puede deducir que en el “modo interarea” detectado, también están participando las C.T. Ilo 1 y la C.T. Ilo 2, lo que coordina con la siguiente afirmación del acápite 5.3 (Pag. 14/41):

*“Puesto que el sistema no está optimizado desde el punto de vista de estabilidad de estado estacionario o de pequeña señal, y no hay antecedentes categóricos respecto de los límites de operación aceptables en los principales corredores en el SEIN, no parece razonable exigir que San Gabán II y Machupicchu deban resolver a costas de su producción todos los problemas de esta índole que se presenten en el sistema. Las medidas correctivas de esta índole deben ser coordinadas para todo el sistema.”*

En ese sentido, tal como se menciona en la Pag.21/41 :

*“Los problemas de las oscilaciones interáreas no son responsabilidad de un usuario particular, resultan de un problema compartido de acoplamiento electromecánicos en todo el sistema debido a las características electromecánicas propias de los equipos, como de los vínculos que los interconectan. Desde esta óptica, es posible plantear como razonable que las inversiones necesarias en el sistema para mejorar el amortiguamiento de tales oscilaciones, deban concebirse como compartidas por todo el SEIN.”*

Por lo mencionado, cual es lo que CESI recomienda, continuar con la implementación del estudio o plantear una solución integral a los problemas de estabilidad permanente del SEIN? De ser así, que hacer mientras tanto?.

Respuesta: Las soluciones de la mejora de las señales estabilizantes y la implementación del sistema de control centralizado que se han recomendado para San Gabán y Machupicchu, posibilitarían la plena producción de sus plantas, puesto que a medida que se incrementa la producción de éstas, las fallas determinan la pérdida de sincronismo por estabilidad transitoria en la primera o segunda oscilación, tiempos para los cuales el aporte de los estabilizadores es prácticamente imperceptible.

La solución integral de los recursos estabilizantes para el SEIN permitiría aprovechar al máximo a todo el sistema, puesto que los límites de transporte por estabilidad estacionaria serían sensiblemente mayores, y quedarían identificados y determinados los límites locales de estabilidad.

Mientras tanto, habría que definir límites seguros para la operación de los corredores

principales, como Chimbote – Paramonga u otros, vigilar las condiciones operativas de los generadores en el área Sur evitando todo lo posible los estados de subexcitación, tal vez mediante la operación de los circuitos paralelos del sistema de transmisión, y definir para estas condiciones resultantes un límite de operación de las centrales de San Gabán y Machupicchu hasta tanto se aborden algunas de las soluciones recomendadas.

- ❖ Un hallazgo importante se reporta en la Pag. 18/41 del estudio:

*“La Fig. 9 demuestra la mejora que es posible conseguir en el desempeño mediante un estabilizador que procesa una señal sintetizada proporcional a la integral de la potencia acelerante. Este tipo de señal suplementaria es muy eficiente, y permitiría elevar el límite de operación en estado estacionario. La falla aplicada es bifásica a tierra sin impedancia sobre la línea Azángaro – Juliaca, extremo Azángaro, con pérdida definitiva de la línea. Esta falla es más severa que la contemplada en el diseño del automatismo propuesto, y demuestra sin embargo un desempeño que no requiere la intervención del automatismo.”*

A partir de los resultados mostrados en la Fig 9, considerando las reactancias externas grandes y las constantes de inercia pequeñas, así como la naturaleza de las interconexiones con el sistema Sur Oeste, ¿es posible afirmar que los estabilizadores en las C.H. San Gabán II y C.H. Machupicchu fueron seleccionados en forma correcta?.

Respuesta: No se puede afirmar que la elección sea incorrecta, puesto que no se conocen los antecedentes previos que motivaron la elección, y si hubieron datos confiables de estudios que permitieran anticipar los problemas. El tipo de los estabilizadores instalados es muy común en los sistemas de potencia.

¿Recomienda CESI el reemplazo de los actuales estabilizadores de estas centrales por otros que tengan como señal de entrada la integral de la potencia acelerante?

Respuesta: Sin lugar a dudas, es recomendable el reemplazo para las centrales que se encuentran en los extremos de los corredores, o sean significativas en áreas exportadoras. Las restricciones que presentan los estabilizadores que procesan la potencia eléctrica y/o  $\Delta\omega$  en canales separados, son completamente superadas por los estabilizadores de potencia acelerante y de integral de potencia acelerante, los cuales permiten una mayor ganancia aportando amortiguamiento positivo de manera eficaz en un amplio espectro de modos de oscilación, con muy poca interacción con los modos torsionales particulares de las plantas, y con escaso impacto sobre la tensión terminal ante necesidades de reducción de potencia.

Asimismo, también podría recomendar el mismo cambio en otras centrales del SEIN, como Talara, Cañón del Pato, Aguaytía?

Respuesta: Son centrales que están en áreas exportadoras, son de gran envergadura, y están en los extremos de los corredores. Como sin duda necesitan contribuir apreciablemente al amortiguamiento de los modos interáreas, además de los modos locales de oscilación, merecen ser consideradas en las evaluaciones.

Después del evento resumido en (2), no sería recomendable también considerar la instalación de un estabilizador en la C.T. Ilo 2?

Respuesta: Aunque sin duda la C.T. Ilo 2, Cañón del Pato, Malacas y Aguaytía deberán participar para amortiguar las oscilaciones interáreas, la selección de las centrales, la oportunidad de la instalación de los nuevos equipos y la calibración de los estabilizadores, debe realizarse de una manera coordinada.

El estudio pertinente de oscilaciones de pequeña señal, requiere de ciertas etapas que no pueden eludirse si se busca una solución efectiva de largo plazo para el SEIN.

Entre las etapas pueden mencionarse:

- Selección de las centrales que deben disponer del estabilizador
- Elección de la mejor señal de proceso para los episodios oscilatorios observados. Esto puede recomendar en algunas centrales la instalación de equipos nuevos, y en otras la adecuación de los existentes.
- Relevamiento en campo de los modelos matemáticos de los sistemas de control del sistema de excitación, y regulador de velocidad. Verificación de la constante de inercia de las unidades mediante pruebas de rechazo de carga adecuadas.
- Representación de las funciones de transferencia precisas en modelos matemáticos, ya sea de librería ó mediante la construcción de modelos de usuario especiales, y homologación de los modelos contra los registros obtenidos en el campo a través de pruebas específicas.
- En esta fase, es posible también efectuar ensayos sobre el sistema integrado, para validar el modelo matemático obtenido del sistema.
- Determinación de los ajustes de los estabilizadores y la recalibración recomendada en los sistemas de excitación y “governors”, para alcanzar un desempeño adecuado.
- Determinación de los límites de transporte del sistema para la condición previa, y para la condición posterior a la instalación de los recursos estabilizantes.

Estas actividades deben organizarse aprovechando la información de ensayos ya disponibles, y las características del sistema mediante el modelo aproximado que se dispone. Con este modelo puede realizarse una programación ajustada de los ensayos a practicar sobre las centrales, maximizando la obtención de las señales que se quieren medir y acotando a su vez, los problemas en la calidad del servicio que pueden ocasionar sobre el resto de los agentes.

**13.2 Observaciones y Comentarios de EGEMSA – 1er documento (11/07/2003)****OBSERVACIONES Y COMENTARIOS A  
Informe Final Estudio Rechazo de Generación en las C.H. San Gabán II y  
Machupicchu, ante desconexiones en las líneas 1008 o 1011**

----- Original Message -----

From: Menendez Carlos

To: Roberto Ramirez

Cc: Delgado Freddy; Macedo Victor; Saavedra Fredy; Centro de Control Dolorespata

Sent: Friday, July 11, 2003 5:12 PM

Subject: RE: PRESENTACIÓN DEL INFORME FINAL AUTOMATIZACIÓN DEL  
RECHAZO DE GENERACIÓN EN LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS  
MACHUPICCHU Y SAN GABAN II ANTE EVENTOS EN EL SISTEMA SUR

Ing. Roberto Ramirez  
COES

Previo Saludo.

Estamos de acuerdo con la fecha programada, estaremos asistiendo el Ing. Victor Macedo y yo.

De acuerdo al informe remitido, adjunto le envío algunas observaciones que consideramos importantes y espero que pueda hacer llegar al consultor:

1. La evaluación de CESI, debe tomar en cuenta el equipamiento actual, evaluando su coordinación, verificando su estadística de correcta o incorrecta actuación de acuerdo a la estadística de fallas. Por lo cual no es correcta su apreciación de presuponer que todo el sistema actual funciona correctamente.

**Respuesta:** Sin duda debe considerarse la coordinación del sistema de protecciones actual, para asegurar una correcta intervención ante las fallas en las líneas en el corredor, pero no está contemplado en el alcance de los estudios.

La coordinación que se ha analizado en el ámbito de este estudio, es la interacción del esquema de control propuesto con las protecciones actuales, en el sentido de que la permanencia de las oscilaciones durante los tiempos necesarios para que el mecanismo las detecte, no active las protecciones de distancia de las líneas del corredor. Esto se ha efectuado con los datos disponibles del sistema de protecciones.

Si las oscilaciones crecientes ocasionadas por un evento más severo que la hipótesis de diseño, determinan la pérdida de sincronismo antes de que el automatismo pueda detectar las oscilaciones, las protecciones de distancia deben actuar según el lugar de la impedancia vista.

Con un automatismo de detección local, es imposible seleccionar cuales protecciones de distancia debieran actuar o bloquearse para formar islas equilibradas, puesto que depende del estado previo no sólo de la central, sino de los tránsitos por las líneas contemplando la demanda/generación del resto del área, y también de la topología particular del escenario.

Los problemas del área surgen después de que se ha perdido alguna línea, porque no hay medios eficaces para reducir las oscilaciones una vez que se han instalado y éstas son crecientes. El automatismo propuesto reducirá las oscilaciones para las fallas contempladas en el diseño, las menos severas y aún algunas más severas tal como se describe en el informe.

Las evaluaciones preliminares del control centralizado, permiten asegurar que un esquema de este tipo también podría cumplir apropiadamente las funciones para la formación de las islas, y actuaría en base a la detección de las fallas en el sistema proporcionadas por el sistema de protecciones y el cambio de estado de los interruptores.

2. CESI debe recomendar una solución indicándola en función de sus plazos de implementación. A corto plazo debe diseñar una estrategia tomando en cuenta el equipamiento existente, evaluando la viabilidad de aplicación como un sistema principal y otro de respaldo, tomando en cuenta la estadística y evolución de las fallas producidas en el sistema en estudio. Éstas recomendaciones deben ser detalladas y específicas, cuidando su correcta aplicación.

Respuesta:

*Respecto del sistema actual:* Se ha tomado en cuenta el equipamiento existente en las centrales, en lo relativo a los sistemas de control carga/frecuencia y el estabilizador del sistema de potencia actual. Puesto que el propósito del estudio es proponer un automatismo de reducción de carga ante oscilaciones, no corresponde el análisis de la eficacia de las lógicas del esquema de disparo de generación actual en San Gabán.

*Respecto de los resultados obtenidos:* Se ha desarrollado una lógica de protección que satisface los objetivos principales de las tareas encomendadas, pero se encontró que es imposible obtener la máxima producción a través de la detección local. En base a esto, se han propuesto 2 soluciones “complementarias” a la lógica local a saber: una mejora de la señal estabilizante y la instalación de un mecanismo de control centralizado.

*Respecto de la estrategia:* Esto depende de la decisión que adopten los destinatarios de los estudios, en función de su conveniencia. Sin embargo, nos permitimos recomendar las siguientes actividades, aunque no podemos especificar el tiempo en todas:

En primer lugar:

- Iniciar la adquisición de nuevos estabilizadores del sistema de potencia, que procesen la integral de potencia acelerante.
- Construcción de una representación precisa de los modelos matemáticos de la planta en un simulador, y homologarlos mediante ensayos en campo. Esto es necesario para ajustar la calibración de los estabilizadores para pequeña y gran señal. Esta actividad y la anterior podrían inscribirse como un “adelanto” de las demandas que requerirían futuros estudios de pequeña señal.
- Calcular los límites de transporte seguros con la contribución de los nuevos estabilizadores ajustados, aunque no esté habilitada la reducción de potencia, y los aplicables cuando el mecanismo esté habilitado.
- Iniciar la adquisición de los PLC locales para instalar en las plantas de generación, con todas las funciones habilitadas para conectarse luego con el

sistema centralizado. Esto podría demanar unas 4 semanas luego de adquirir todo el material, y unas 3 semanas más en campo para la instalación y pruebas.

En segundo lugar:

- Realizar el estudio de detalle del sistema de control centralizado. Con los resultados parciales, se pueden anticipar las especificaciones técnicas para la adquisición de los medios de comunicación, y al final de los mismos, se obtendrán las reglas que deben programarse en los PLC's.
- Iniciar la adquisición de los equipos de comunicación y el PLC centralizado para completar la instalación de un sistema centralizado.

*Estadísticas de fallas:* Las recomendaciones no contemplan la estadística de fallas. Si se detecta en las mismas un problema recurrente en las protecciones, la recomendación es hacer un estudio de coordinación de las protecciones contemplando ahora las máximas exigencias del corredor, que surgen de contemplar los recursos estabilizantes y de control propuestos.

3. En el punto 4.1 falta incluir la componente del "corredor" mencionado la línea L-2030 (Puno Moquegua) y el auto transformador de Puno 138/220 kV.

Respuesta: Será incluido en la lista. No obstante, las fallas sobre Juliaca – Puno son más sensibles que las del transformador de Puno y la línea Puno – Moquegua, puesto que el transporte en estas últimas es menor.

4. Aclarar las diferencias entre la fig. 1 y 2 de la pág. 6/41.

Respuesta: La Fig. 1 es la respuesta relevada en el campo, y la Fig. 2 es la respuesta del mismo evento obtenido mediante la simulación con el modelo de estudios. El objetivo de la comparación (La curva de la Fig. 1 versus la curva superior verde de la Fig. 2) es demostrar la similitud del comportamiento dinámico de la potencia eléctrica del caso simulado con el registro de campo, con el objetivo de aseverar que las conclusiones que se obtengan desde el modelo, pueden aplicarse al sistema físico real.

Debe destacarse que la única porción del registro que interesa en la comparación, es la correspondiente al período desde que se establecen las oscilaciones (apertura de la línea) hasta que se produce la pérdida de sincronismo; el resto de las oscilaciones queda fuera de la ventana de observación del automatismo.

La comparación de las figuras demuestra semejanza en las respuestas, tanto en su período de oscilación como en la forma de onda de la potencia eléctrica, por lo cual se considera que la representación es suficiente para obtener conclusiones a partir del modelo de estudios.

En conexión con el párrafo anterior, es importante resaltar que esta semejanza se ha obtenido aún empleando algunos modelos de los equipos de control que no son exactamente iguales a los instalados en las centrales Machupicchu y San Gabán, ni tampoco en el resto de las unidades del SEIN. La representación se ha hecho recurriendo a la librería del modelos estándar del simulador PSS/E, que no siempre contempla la misma topología del sistema de control original. Se destaca también, que los modelos cuya topología coincide, no han sido homologados contra los registros de ensayos practicados en campo.

5. Considerar la actuación del sistema de protecciones existentes en el sistema analizado, tanto del sistema de transmisión, generación y cargas. Se puede considerar la actuación de las mismas en función de su actuación conforme la estadística de fallas.

Respuesta: La coordinación del propio sistema de protecciones existentes no está contemplada en el alcance del estudio. La coordinación analizada está relacionada con la interacción de las protecciones con el mecanismo de detección de oscilaciones y reducción de potencia.

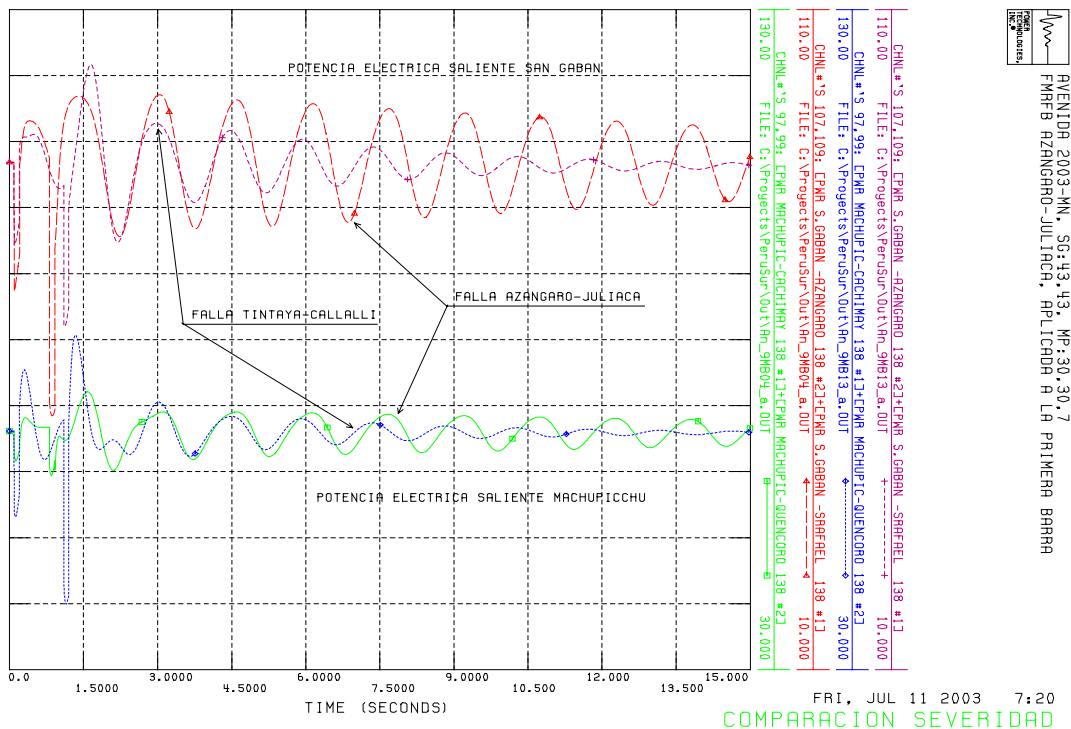
Un estudio de coordinación de las protecciones requiere de datos precisos del ajuste de las protecciones, las características activas de los relés en el sistema, y de las lógicas de teleprotección. La estadística de fallas puede dar un indicio de los problemas presentes, pero no se puede diagnosticar en forma precisa el problema de la coordinación a partir de las mismas.

6. La lógica usada en el sistema sur este para la actuación del sistema de reconexión es la siguiente (punto 4.3.1.1, pág. 8/41): sólo un recierre para fallas monofásicas; para fallas multifásicas, apertura trifásica definitiva.

Respuesta: De la información contenida en "7SA522-1011-JUL.Principal.pdf" se obtuvo el tiempo de 500 ms para la apertura monofásica, y un tiempo muerto para fallas evolutivas de 900 ms, el cual se interpretó a falta de mejor información, como un recierre fallido con intento de nuevo recierre monofásico. Esto sólo se consideró en las evaluaciones preliminares para las líneas Azángaro – Juliaca, Azángaro – Tintaya y Tintaya – Callalli. Las fallas multifásicas siempre se consideraron con apertura definitiva. No obstante esta aclaración, las hipótesis de diseño del mecanismo y empleadas para fijar el límite de producción, se establecieron considerando un sólo recierre.

7. En el punto 4.3.2, (tercer párrafo de la pág. 10/41), se debe hacer el análisis para fallas en la línea L-1008, identificando diferencias con los eventos ocurridos con fallas de la línea L-1011.

Respuesta: El análisis se hizo para la línea 1008, y se obtuvo un menor impacto. La comparación de los eventos consta en el archivo Out\_x\_B9.zip (ver sitio web), donde están los resultados de las simulaciones de estas 2 fallas aplicadas sobre todos los escenarios de estudio para una producción del 75 % del máximo de las centrales. La Figura A siguiente reporta los resultados de las 2 fallas para el escenario más crítico (Mínima demanda de Avenida), contenidos en los archivos de salida An\_09MB04\_a.out (Azángaro-Juliaca) y An\_09MB13\_a.out (Tintaya-Callalli), donde se demuestra la mayor severidad de la falla sobre la línea Azángaro – Juliaca.



**Figura A: Comparación de la severidad de las fallas**

8. En el punto 5.4.1, segundo párrafo. CESI debe evaluar la correcta coordinación de las protecciones en el sistema de transmisión, generación y cargas del sistema bajo análisis. De acuerdo a la estadística de eventos, el sistema de protecciones no ha actuado correctamente, lo que ha traído en la mayoría de los casos a colapsos del sistema.

**Respuesta:** El alcance del estudio no contempla la coordinación de las protecciones de las líneas del corredor, sino la coordinación del esquema de “detección local de oscilaciones y reducción de potencia” frente a las protecciones de línea. El esquema de protección provisto por el automatismo de detección local, está diseñado para actuar precisamente ante la apertura de las líneas, ya sea que ésta se deba a la intervención correcta o indebida de las protecciones, siempre dentro de los límites de producción calculados para las centrales.

9. La disminución de la generación a la cual hace referencia el informe, no manifiesta los periodos durante los cuales se disminuirá la generación en ambas centrales (se deduce que esta disminución es permanente?), como es sabido las oscilaciones en el área sur este se presentan durante los meses de lluvia en la sierra sur, por lo que determinar un rechazo de generación automático bajo estas circunstancias, se hace difícil de implementar.

**Respuesta:** El límite de máxima producción debe ser aplicado en forma permanente. El mecanismo no puede distinguir el origen de las oscilaciones, y tal como se ha explicado en el informe, éstas podrían ser debidas a otras fallas en el sistema.

10. En la definición del objeto del estudio debe incluirse la identificación de otras posibles soluciones al problema de planteado, e incluir en el desarrollo y en las recomendaciones, cuales son las que mayor confiabilidad brinda (N-1).

**Respuesta:** La solución propuesta de detección de oscilaciones y reducción de

potencia, satisface los objetivos iniciales previstos en la oferta. Las otras soluciones son complementarias, y fueron identificadas para dotar al sistema del Sudeste con una cobertura mayor, a fin de obtener la máxima explotación de las centrales. Sin duda, la protección local es necesaria para el esquema de control centralizado y podrá actuar como respaldo, pero es necesario incorporar la mejora en las señales estabilizantes y prever la detección de las fallas con un mecanismo más selectivo, como el control centralizado. Este control centralizado garantiza la mayor confiabilidad.

11. Al realizar la implementación planteada por el consultor, las centrales hidroeléctricas serán capaces de absorber cualquier oscilación que se presente en el sistema, por lo que a éstas se les debe reconocer una compensación por la disminución de generación. Como sabemos estos problemas de oscilaciones interareas no son responsabilidad de un usuario en particular si no mas bien un problema compartido.

Respuesta: En opinión del consultor, el problema de las oscilaciones interáreas debe ser resuelto por todos los agentes, y las inversiones en esta materia deberían considerarse en conjunto para alcanzar un mejor desempeño del sistema. Por el momento, es posible que la disminución de generación en las centrales del Sudeste signifique en gran medida una transferencia de recursos a otros usuarios del sistema, toda vez que se superen límites de operación en estado estacionario si éstos no están aún bien identificados.

12. Dentro de los alcances del estudio, se pierde de vista el principal origen de las oscilaciones de potencia, ocasionadas por salidas de las líneas 1008 y/o 1011 debidas a la pérdida de aislamiento de estas líneas, haciendo que se produzca oscilaciones interareas, por lo que consideramos que se debe considerar en el informe.

Respuesta: Como se ha enfatizado en el informe, la solución se ha diseñado para la pérdida de las líneas L-1008 y/o L-1011, pero se menciona que el automatismo de detección local en las centrales podría detectar y aplicar las medidas correctivas, también cuando fallas de cierta severidad en otras localizaciones den origen a oscilaciones semejantes.

Si bien la protección por fallas en las líneas adyacentes a las centrales no está comprendida en el objetivo original, se estima que se puede aprovechar la implementación de los PLC's locales para incluir esta cobertura.

13. Se debe incluir la data de estado estacionario considerada en tablas y gráficos para simular los cálculos de estabilidad, indicando cuales son datos reales y que datos han sido asumidos (incluido las cargas consideradas, potencia activa y reactiva), este informe debe analizar casos futuros como la incorporación de la carga de BHP Billiton con 22.5 MW en Tintaya 138kV (Sulfuros) y 4.0 MW adicionales en Tintaya 138kV (Oxidos).

Respuesta: Tal como consta en la propuesta, se emplearon los escenarios correspondientes a los estudios de Rechazo de Cargas del SEIN año 2003. El informe de ese estudio documenta todos los modelos empleados. Todos los datos de estado estacionario constan en el sitio web (extensión \*.sav) en formato PSS/E. El alcance del estudio presente no prevé la incorporación de nuevas cargas y ampliaciones.

14. Se debe alcanzar los modelos del AVR, GOV, y PSS (datos dinámicos) empleados en las simulaciones de estabilidad de los elementos dinámicos del sistema eléctrico de potencia (centrales, SVC).

Respuesta: Todos los datos dinámicos corresponden al estudio de Rechazo de Cargas del SEIN año 2003, y están contenidos en los archivos del sitio web con extensión \*.snp (snapshot)

15. En la fig. 3, pag. 7/41, la barra de Cachimayo ELP y Cachimayo Yura deben considerarse como parte de una misma barra, entrando por consiguiente a esta barra de Cachimayo un solo enlace proveniente de la CH Machupicchu. Y en la SE Quencoro falta incluir un transformador de 138/33kV que alimenta al cliente SedaQosqo.

Respuesta: El modelado de las fallas contempla estas particularidades; respecto del transformador de Quencoro, el mismo no está representado probablemente por un cambio de número, pero puede constatarse en los casos de flujo de cargas que está modelado y activo. La suma algebraica de los flujos en el nodo de Quencoro es prueba de ello.

16. En el numeral 4.3.1.1 se debe incluir además, una estadística de fallas de las líneas pertenecientes al "corredor" del sistema sur este.

Respuesta: La estadística del corredor no está disponible entre la información solicitada y recibida. Las estadísticas para la discusión en la selección de las hipótesis de falla se adoptaron desde la bibliografía siguiente:

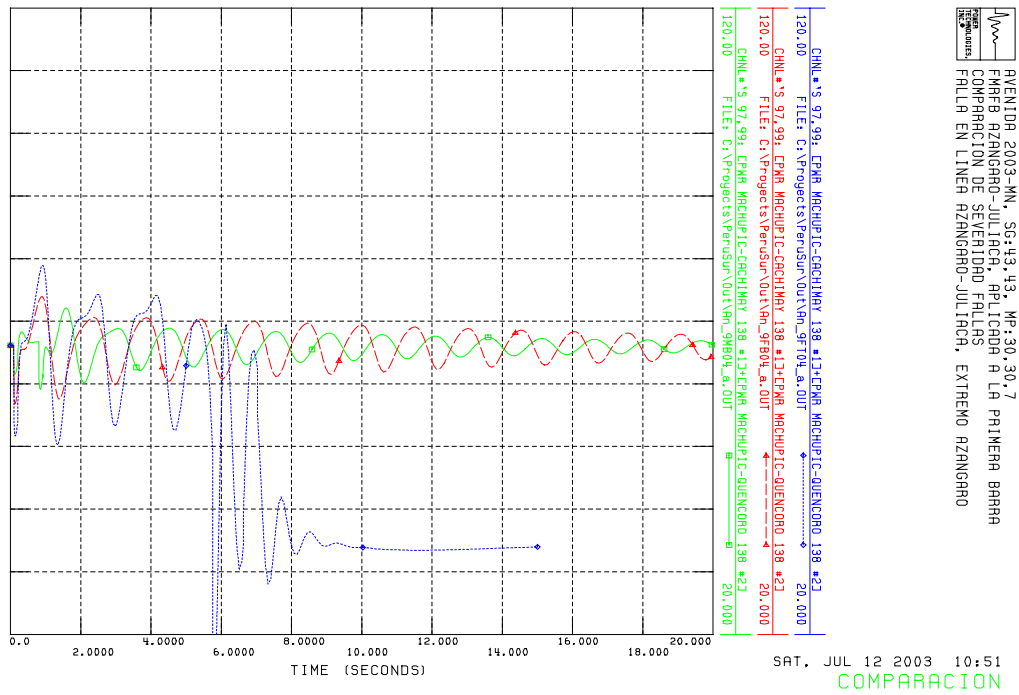
Paulino Montané Sangrá, "Protecciones en las Instalaciones Eléctricas", Editorial Marcombo, Boixareu Editores, 2da. edición, año 1993. Pág. 321.

Aunque el diseño se hizo tomando esta hipótesis de falla como referencia, esto no es mandatorio y se podría adoptar otra, lo cual impactaría probablemente en los límites de transporte. Esto puede refinarse en el caso en que se resuelva implementar el mecanismo de protección.

En el caso del control centralizado, éste protegería al sistema para cualquier tipo de fallas, y los límites para la condición "N" de la red asumiendo la mejora en la señal estabilizante, serían siempre el 100 % de la producción.

17. Incluir una figura similar a la figura denominada fig. 4 de la CH Machupicchu.

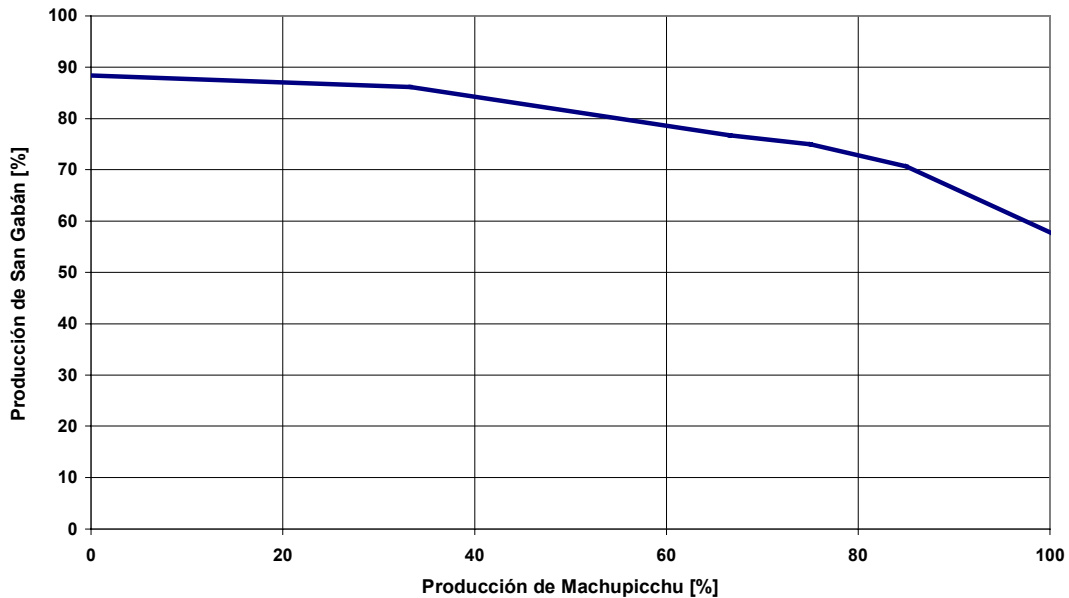
Respuesta: La Figura B contiene los datos solicitados, en la misma escala que la Figura 4. Como se observa, las amplitudes de las oscilaciones para cada falla son sensiblemente menores.



**Figura B: Comparación de la severidad de las fallas vista en Machupicchu**

18. En el numeral 4.3.2 se debe especificar con mayor detalle los datos mostrados en la figura Fig.5, e indicar por que es que no se mantuvo primero la CH Machupicchu y luego se iba incrementando paulatinamente la generación de la CH San Gabán II. En este mismo numeral se debe explicar como es que se obtuvo la máxima producción del conjunto.

**Producción San Gaban vs. Machupicchu [%]**



Respuesta: Los datos de la Figura 5 (que aquí se repite), indican cuanto debe producir como máximo una central a partir del despacho de la otra central. El resultado hubiese sido el mismo con independencia de cual es la central que se fijara

primero, puesto que constituye un límite de producción del conjunto.

Esto es, si San Gabán tiene un despacho del 80 % de su máxima producción ( $0.80 \cdot 116 \text{ MW} = 92.8 \text{ MW}$ ), Machupicchu no debería generar más del 55 % de su producción ( $0.55 \cdot 90 \text{ MW} = 49.5 \text{ MW}$ ). Si Machupicchu tuviese un despacho del 80 % de su producción ( $0.80 \cdot 90 \text{ MW} = 72.0 \text{ MW}$ ), la máxima producción admisible para San Gabán II sería del ~ 73 % ( $0.73 \cdot 116 \text{ MW} = 84.7 \text{ MW}$ )

La construcción de los puntos se hizo aplicando la falla adoptada como hipótesis de diseño en el escenario Avenida Mínimo del 2003, buscando el mayor despacho conjunto que determinara un amortiguamiento en post-falla del 2 % en los modos de oscilaciones interárea (frecuencia de oscilación ~ 0.65 Hz), medidos sobre la potencia eléctrica que sale de la ET San Gabán II en 138 kV. La falla empleada como hipótesis de diseño es la falla monofásica a tierra sin impedancia en Azángaro – Juliaca, lado Azángaro, con apertura de la fase fallada y recierre posterior sobre una falla bifásica con apertura definitiva.

19. En el numeral 4.3.2.1 párrafo 7, creemos que se debe incluir " y la CH Machupicchu" además de la CH San Gabán II, son los que generan un leve crecimiento sobre el flujo Chimbote - Paramonga.

Respuesta: En verdad, no se practicó reducción en Machupicchu porque la detección de las oscilaciones es más difícil, debido a que la amplitud de la oscilación es menor, como puede verse en la Figura A de este documento. Por esta causa se decidió detectar la presencia de oscilaciones, y aplicar las medidas correctivas en San Gabán II, caso contrario, habría que emitir una señal desde San Gabán a Machupicchu para que se aplique la reducción. El automatismo en este caso, dejaría de ser local y requeriría el concurso de comunicaciones.

La reducción en San Gabán no implica tampoco que la fuente de las oscilaciones sea San Gabán. En el caso de aplicar la solución de mejorar los recursos estabilizantes, es necesario que éstos se apliquen también en Machupicchu, porque aunque de menor amplitud, las oscilaciones en esta central son muy poco amortiguadas.

El efecto importante de la frase no es destacar si San Gabán II, Machupicchu o ambas son la que reducen potencia, sino que se excita con esta pequeña perturbación una oscilación creciente en Chimbote – Paramonga, que pone de manifiesto que la operación de esta línea está por encima del límite de estabilidad de estado estacionario, y se convierte en una fuente de oscilaciones no amortiguadas, las cuales no se pueden corregir a costa de la producción de San Gabán II y Machupicchu. En este caso, la medida apropiada es determinar para escenarios tan especiales, cuales son los límites de estado estacionario en éste y otros corredores del SEIN, hasta tanto se provean los recursos estabilizantes necesarios.

20. Falta especificar en el numeral 5.2 las condiciones en las que operaran con un solo grupo ambas centrales (si es cuando ambas estén aisladas del sistema o estén interconectadas al sistema nacional).

Respuesta: En el numeral 9.2.6 se describe con detalle la lógica de funcionamiento del rechazo de generación para la situación de fallas en las líneas adyacentes a la central. El esquema de protección local no tiene posibilidades de detectar la condición de sistema aislado o interconectado.

21. Creemos que de implementarse este estudio, los dispositivos de rechazo de generación automático (DARC) deban tener un dispositivo de activación y desactivación, en vista de que solo en los meses de enero a Marzo se produjeron oscilaciones de potencia, y

de que sea el COES quien de la orden para su activación o desactivación.

Respuesta: Aunque sin duda los dispositivos dispondrán de un comando ON-OFF manual, el dispositivo sólo actuará cuando se detecten las oscilaciones. Por lo tanto, si durante el período citado no se esperan oscilaciones, el dispositivo podría cumplir una función de respaldo, para proteger al sistema en caso de eventos que pudieran originarse en fallas de equipos u otras, y dieran lugar a episodios oscilatorios no amortiguados.

22. Creemos que CESI debe basar la solución en su propuesta de control centralizado para solucionar el problema de oscilaciones.

Respuesta: Es evidente que el control centralizado es más selectivo y eficaz que las mediciones locales, y permitiría la máxima explotación de las centrales. Al presente, esta solución sólo se ha estudiado desde el punto de vista de la factibilidad, a fin de establecer los atributos de una solución de esta especie. Con la misma lógica, se han señalado también los atributos que se consiguen mejorando la señal estabilizante para las oscilaciones interáreas.

De optarse por esta solución, es necesario hacer el estudio de detalle correspondiente para establecer las reglas de funcionamiento del control centralizado, considerando la mejora en los recursos estabilizantes.

Debe considerarse que la mejora de los recursos estabilizantes requiere de un estudio para calibrar adecuadamente los ajustes del estabilizador actual, o de un nuevo estabilizador, siendo necesario además, mejorar la representación de los equipamientos de control de la central homologando la respuesta de los modelos respecto a los registros en campo.

23. En la tercera conclusión dice que "La reducción de Machupicchu no es relevante para los límites máximos de producción determinados", podemos concluir que en la CH Machupicchu no se producirá disminución de generación?

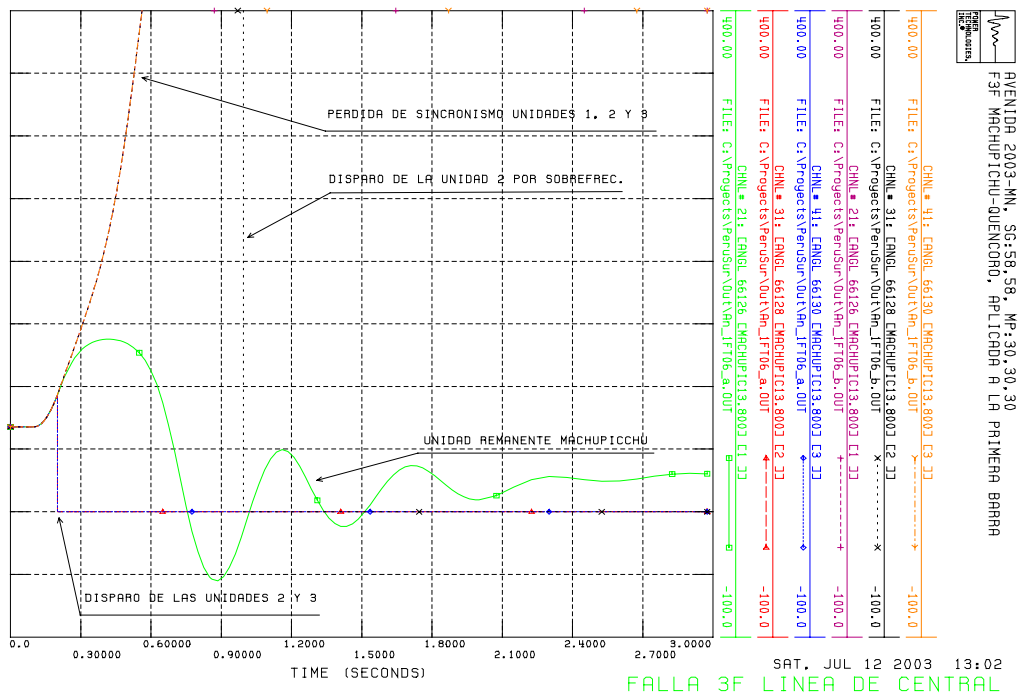
Respuesta: Para la lógica del automatismo local esta afirmación es cierta. No obstante, el PLC de la central está programado para efectuar el rechazo de las unidades de frente a fallas en las líneas adyacentes a la central y debería prepararse para la reducción de la producción en el caso en que se opte por la solución del sistema centralizado, porque las medidas correctivas serían imprescindibles con la máxima producción de las centrales, y las medidas correctivas serían más selectivas.

24. En el numeral 9.2.6, con respecto a la acción de rechazo de la unidad, cuando ocurre la pérdida de uno de los dos vínculos de la CH Machupicchu con el sistema, CESI debe sustentar por que en la CH Machupicchu se perdería el paso.

Respuesta: Como las acciones son locales y no se toma en cuenta el estado de la otra central, las acciones para este evento se diseñaron sobre la base de que el automatismo debería actuar correctamente aún para las condiciones de mayor exigencia. Esto es, cubre el caso en que las centrales San Gabán II y Machupicchu están generando a su máxima producción, y el tipo de falla aplicada sea trifásica en la salida de una línea de la central.

Al reducirse la tensión a cero en 138 kV debido a la falla, y al mantenerse la potencia mecánica aproximadamente constante, las máquinas inician una aceleración durante la falla; una vez despejada ésta, deben retornar al estado de equilibrio inicial, pero el sistema de transporte remanente (queda sólo una línea) no es apto para soportar el transitorio en post-falla con más de una máquina remanente. La Figura C demuestra la evolución del ángulo interno o de los rotores de las unidades de Machupicchu con

respecto del sistema, y la pérdida de sincronismo es evidente en el caso en que no se aplica el disparo de las 2 unidades de la central.



**Figura C: Efecto del disparo de 2 unidades en Machupicchu en F3F L-1006**

25. CESI debe recomendar la factibilidad de llevar las señales además de las líneas 1008, 1011, de las líneas 1005, y 1006 a las centrales.

Respuesta: El esquema de protección local inicialmente propuesto, sólo toma en cuenta llevar las señales de las líneas adyacentes a las centrales, puesto que se espera que el resto de los eventos sean detectables a través de las oscilaciones medibles en forma local.

El esquema del control centralizado toma en cuenta recabar las señales de todas las líneas del “corredor”, y aplicar en forma coordinada las acciones según el lugar de la falla.

Atentamente

Carlos Menéndez Deza  
Div. Operación Económica  
GERENCIA DE PRODUCCIÓN  
EGEMSA  
e-mail: carlos@egemsa.com.pe  
Telef.: +51-84-226249  
Cel.: +51-84-625548  
Fax: +51-84-240120

**13.3 Observaciones y Comentarios de EGEMSA – 2do documento (16/07/2003)****OBSERVACIONES Y COMENTARIOS A****Informe Final Estudio Rechazo de Generación en las C.H. San Gabán II y Machupicchu, ante desconexiones en las líneas 1008 o 1011**

De acuerdo al informe remitido, adjunto le envío algunas observaciones que consideramos importantes y espero que pueda hacer llegar al consultor:

1. Una solución al problema de las oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico sur, debe estar en el siguiente contexto, en dos etapas:
  - Primero, a mediano plazo reforzar adecuadamente el Sistema de Transmisión del sistema eléctrico Sur, para una solución DEFINITIVA.
  - Segundo, a corto plazo, implementar los PSS en la modalidad de potencia acelerante (en potencia y frecuencia) en las centrales del sistema sur, incluido la de la C.H. Machupicchu, para una solución MOMENTANEA.

Respuesta: El refuerzo del sistema de transmisión es una alternativa, pero el costo de las inversiones y las restricciones a las que estaría sometida la central hasta tanto, habría que compararlo con una solución más económica como la que se propone.

Sin dudas, la primer medida a corto plazo es aprovechar las instalaciones existentes, y en tal caso, podría apelarse a mejorar las señales suplementarias.

2. Ni en conclusiones ni en las recomendaciones del estudio, se define si el causante de tales oscilaciones son debidas a la INCAPACIDAD de las líneas de transmisión, por limite de estabilidad.

Respuesta: La solución de mayor relación Beneficio/Costo es ampliar la capacidad de transporte por mejora en la capacidad de estabilización. Sobre la base de optimizar los recursos de esta índole, se pueden evaluar después los límites en los que queda el sistema de transmisión actual.

3. Calcular o medir las capacidades del límite de estabilidad de las diferentes líneas de transmisión del sistema sur (líneas entre las SSEE de Tintaya, Callalli, Santuario, Socabaya, Moquegua, Puno, Juliaca, Azangaro y Ayaviri).

Respuesta: No está comprendido en el alcance de los estudios.

4. Resumir, las impedancias vistas por las diferentes centrales, a fin de cuantificar la impedancia externa de las líneas de transmisión.

Respuesta: Estos datos no se han individualizado especialmente para el desarrollo de las tareas que son objeto del estudio. Éstos varían con el escenario y las condiciones operativas, y podrían recabarse directamente desde los escenarios que están disponibles en el sitio web.

5. Los causantes de las oscilaciones de potencia, no solamente son las salidas de las líneas L1008 y L1011, sino también las líneas L1012, L2030, L1020 e inclusive las líneas L2021 o L1022. La salida de estas líneas no solamente son por fallas, sino también en caso de mantenimiento han ocasionado oscilaciones de potencia por limite de estabilidad en dichas líneas, en condición de mínima demanda.

Respuesta: El estudio se orientó a los requerimientos descritos en los Términos de Referencia, que enfocan el problema esencialmente con las líneas L-1008 y L-1011. El análisis de estos casos involucra la determinación de los límites en condiciones N-1

para cada una de las líneas citadas.

- De acuerdo a la operación real de la C.H. Machupicchu, en casi todos los casos que se presento las oscilaciones de potencia con la San Gaban II, solo es necesario disminuir la potencia, mas no parar ningún grupo, porque normalmente se absorbe potencia reactiva en forma compartida por los grupos. Según la recomendación en el informe, es necesario parar los grupos, lo cual no es incompatible rechazar grupos para asi agravar la producción de los grupos.

Respuesta: Esto depende de la clase de perturbación que origina el fenómeno oscilatorio, y el estado previo de operación de las centrales. Si la perturbación es severa, como algunas de las fallas no comprendidas en la hipótesis de diseño del automatismo declaradas en el estudio, podría no haber tiempo para realizar manualmente estas correcciones.

- La solución planteada por el consultor de usar PLC, no es completa porque no indica claramente si se van a usar las funciones de oscilación de potencia de las protecciones existentes de las líneas de transmisión o de los generadores u otra adicional.

Respuesta: Las funciones de protección de las líneas existentes, y el disparo de generación instalado en los generadores de San Gabán II, no forman parte del mecanismo de protección propuesto.

Las protecciones en las líneas no son un medio para corregir el problema de las oscilaciones, sino que deben estar calibradas para actuar en forma presta y selectiva ante fallas. Aún las protecciones de bloqueo “antipenduleo”, están previstas para evitar el disparo de líneas durante los primeros ciclos de oscilacion, pero no tienen atributos para efectuar la extinción de las mismas.

El mecanismo de protección propuesto, reemplaza el esquema de disparo de generación instalado en la central San Gabán, visto que no ha podido evitar los episodios oscilatorios observados.

## RECOMENDACIONES:

- El consultor debe reformular el informe de estudio con las observaciones antes indicadas. Es necesario que el consultor deba calcular, en el caso de que las centrales implementen el PSS en el modo de potencia acelerante, hasta que nivel se atenuaran las oscilaciones de potencia y tensión.

Respuesta: Las observaciones con las respuestas asociadas, se incluirán en un Anexo. El estudio de los nuevos límites con la mejora de las señales estabilizantes, no forma parte del alcance del informe.

- El estudio debe ser integral, sin recomendaciones de otros estudios. Porque sino no sabremos cuando se concluirán los objetivos del estudio.

Respuesta: Los estudios satisfacen los objetivos de los términos de referencia. No está contemplado en los mismos un estudio integral.

- Es necesario tener otras opiniones de otros consultores (por ejemplo REIVAX - Brasil, ABB - España, etc.), porque nuestro contratista CESI a pesar de haber participado en tres oportunidades a nivel del Sur y Centro Norte, hasta ahora no tiene una solución definitiva para atenuar las oscilaciones de potencia en esta parte del país.

Respuesta: No fue solicitado a CESI el estudio de alternativas para solucionar el

problema de oscilaciones interáreas. Las inspecciones que se hicieron a las centrales fueron para identificar los equipamientos de control, y adicionalmente se modificaron los ajustes de algunos estabilizadores para mejorar la atenuación de las oscilaciones locales. Los canales de frecuencia, destinados normalmente para aportar en el amortiguamiento de las oscilaciones interáreas, o bien no estaban disponibles o no estaban en servicio en algunas centrales.

La calibración adecuada de estos canales, coordinada con el ajuste de los parámetros de otros estabilizadores, requiere de estudios detallados de pequeña señal. Estos estudios requieren un modelo matemático del SEIN que permita poner en evidencia los acoplamientos electromecánicos observados.

4. Si bien es cierto, que las inversiones a fin de dar una solución definitiva debe ser compartida, el COES debe analizar la antigüedad de los integrantes del COES, vale decir los operadores de las centrales y del sistema de transmisión. En el caso de Machupicchu, antes del colapso, tenía una potencia instalada de 110 MW, ahora solo esta operando alrededor de los 90 MW.

Respuesta: No es materia de opinión del Consultor.

5. También es necesario coordinar con el Jefe y Coordinadores del Centro de Control del COES, a fin de tomar conocimiento de la operación del sistema Sur, en los periodos de avenidas pasados.

Respuesta: No es materia de opinión del Consultor.

**13.4 Observaciones y Comentarios de SAN GABAN (16/07/2003)****OBSERVACIONES Y COMENTARIOS A  
Informe Final Estudio Rechazo de Generación en las C.H. San Gabán II y  
Machupicchu, ante desconexiones en las líneas 1008 o 1011**

Tenemos el agrado de dirigirnos a ustedes para alcanzarles las observaciones y comentarios sobre el borrador del Informe Final del Estudio de Rechazo de Generación en las Centrales de San Gabán II y Machupicchu, ante desconexiones de las líneas L-1008 y L-1011 elaborado por CESI.

1. En el presente año el índice de fallas en las líneas de transmisión del área operativa sur este, especialmente en las líneas L-1008 y L-1011 han tenido una disminución considerable, debido a que la empresa concesionaria realizó trabajos de cambios de equipamiento de los sistemas de protección, reajuste de los relés de protección y continuos programas de mantenimiento preventivo de los sistemas de puestas a tierra, aislamiento, instalación de dispositivos antiaves, cambio de ferreterías y otros trabajos en las líneas, con estas mejoras el desempeño de las líneas de transmisión en el área operativa sur este han sido considerablemente mejoradas.

Conociendo que uno de los factores importantes que originan las oscilaciones de potencia en el área operativa sur este son las salidas de servicio intempestivas de una de las líneas L-1008 ó L-1011, es necesario evaluar la estadística de fallas de estas líneas y por ende el comportamiento de las oscilaciones interáreas o locales presentadas en lo que va del presente año para determinar si aún es necesario implementar el rechazo automático de generación solamente en dos centrales de generación del sistema eléctrico nacional.

Respuesta: El esquema es independiente de la estadística de falla de las líneas objeto del estudio. El conocimiento de la tasa de falla de las líneas, podría aportar el número y gravedad de los eventos probables en un período de tiempo, y con ello determinar la energía no suministrada (ENS) esperable en el mismo período. Contemplando el costo de la Energía No Suministrada (ENS), y los costos en que habría que incurrir en cada una de las soluciones posibles, es posible evaluar económicamente los beneficios netos aportados por cada alternativa propuesta.

Es conveniente en tal caso, que las evaluaciones no se circunscriban tan sólo a las líneas L-1008 y L-1011, sino también a los beneficios que potencialmente podrían obtenerse ante fallas en otras ramas vecinas.

2. El escenario considerado para determinar los límites de máxima producción de las CC.HH. San Gabán II y Machupicchu es exageradamente atípica configuración que en la operación real nunca se ha presentado y probablemente no se presente

y si se diera el caso conllevaría probablemente a un colapso de una gran parte del sistema eléctrico.

Respuesta: La solución a los problemas se determinó para los escenarios de mayor severidad, buscando los límites más altos de producción. Si la solución satisface estas condiciones, sin duda abarcará a cualquier otro estado de menor exigencia. Si se toman en cuenta los estados más probables de operación, y se pondera el tiempo

que podrían estar presentes en un período determinado de tiempo, se podrían apreciar mejor las consecuencias económicas resultantes de los límites de máxima producción, y ponderar la conveniencia de contemplar la solución.

3. Las salidas de servicio intempestivas de las líneas de transmisión L-1009, L-1010 y L-1013 en conjunto o solamente una de ellas nunca han originado oscilaciones de potencia en el área operativa sur este. Mas aún con las recomendaciones emitidas en el comité de Análisis de Fallas se ha mejorado en algunos aspectos la selectividad de sus protecciones. En el presente año generalmente las salidas de servicio intempestivas de estas líneas han sido con actuación selectiva de sus protecciones, por lo que sería innecesario la salida de servicio de una unidad de la C.H. San Gabán II.

Respuesta: En las evaluaciones no se consideró la salida conjunta de las líneas, porque se estimaron a priori de escasa probabilidad. Si de todos modos ocurriera, la solución es mejorar la coordinación de las protecciones, tal como se ha hecho según se desprende del texto de esta observación. En este caso, y en sintonía con la respuesta anterior, la probabilidad de ocurrencia de los eventos y los costos asociados, permitirían evaluar la conveniencia de la aplicación de esta solución.

Es preciso aclarar que el mecanismo propuesto no prevé resolver problemas de selectividad en las protecciones. El correcto funcionamiento de éstas mejora el desempeño del sistema global, puesto que determina que sólo salga de servicio el elemento afectado y en los tiempos más breves posibles, mejorando la respuesta transitoria en post-falla. Esto se traduce económicamente en un límite máximo de producción más alto para la operación permanente.

4. En la solución propuesta del estudio de rechazo de generación no se ha considerado en el análisis la participación de la C.T. Ilo 2 a pesar que en las estadísticas de fallas del COES analizadas por el Comité de Análisis de Fallas se tienen evidencias de su participación en las oscilaciones de potencia del área operativa sur en varios eventos.

Respuesta: El análisis de los fenómenos oscilatorios interáreas en el SEIN, no ha sido el objeto principal del estudio. El estudio del problema principal permitió poner de manifiesto estos fenómenos y la necesidad de evaluar los límites de estabilidad estacionarios en otros corredores, señalando al menos la participación de otra área en el problema.

Los temas del informe relacionados con la mejora de las señales estabilizantes, y la instalación de un sistema de control centralizado, tienen por objetivo mostrar los atributos de las soluciones que, en la experiencia del Consultor, se ubican entre las de mejor rendimiento económico. No está previsto en el alcance de los estudios un análisis de detalle de las mismas.

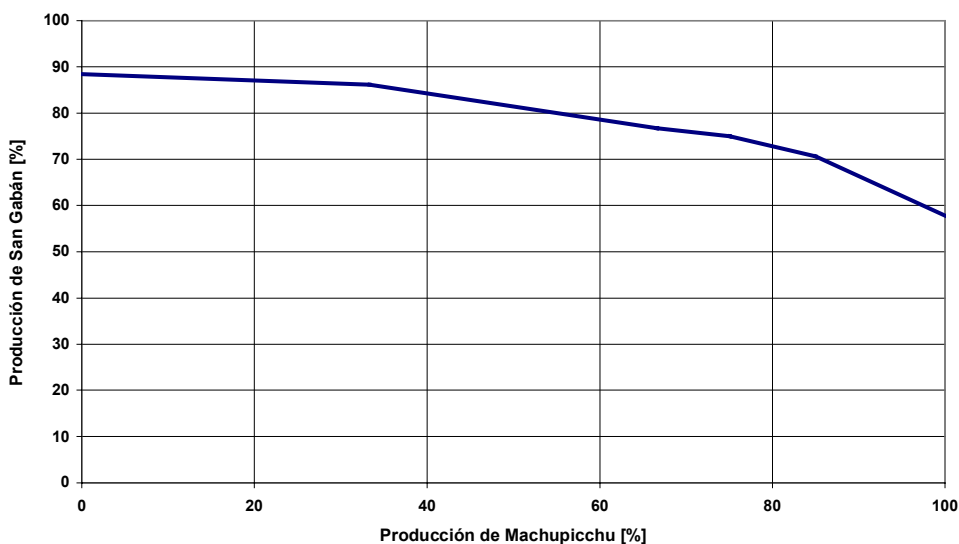
La determinación de los modos dominantes de oscilación en el sistema, y la participación de cada central en el control de los mismos, es objeto de un estudio detallado de estabilidad de pequeña señal.

5. En la conclusión No.3 se menciona que "La reducción en la C.H. Machupicchu no es relevante para los límites máximos de producción determinados" no compartimos con esta afirmación, porque cuando se retiró de servicio la línea L-1008 para su mantenimiento el día 28.05.2003, quedando el area operativa sur este en configuración radial se presentaron oscilaciones y se verificó que a pesar que la C.H San Gabán II se encontraba generando 40 MW y la C.H. Machupicchu con el 100% de su generación, San Gabán II disminuía su generación y las oscilaciones no se atenúan hasta que Machupicchu tubo que disminuir generación.

Respuesta: Como se señala en el informe, los límites de producción fueron determinados para un escenario de máxima exigencia, pero evitando involucrar los límites de estabilidad permanente en otros corredores del sistema, los cuales no están aún bien determinados.

El estado operativo que se menciona en esta observación está por debajo del límite de producción ilustrado en la Fig. 5 del informe (que se repite a continuación por claridad).

Producción San Gaban vs. Machupicchu [%]



Con una producción de San Gabán en el 34.5 % ( $40/116 \cdot 100$ ), la figura indica que Machupicchu podría producir hasta el 100 %, pero las observaciones señaladas darían cuenta entonces de un límite menor, y es posible que la causa se origine en el tránsito en otro corredor. Aún así, las oscilaciones de Machupicchu aunque son también muy poco amortiguadas, tienen una amplitud menor y es poco probable detectar de manera selectiva la necesidad de actuación mediante el dispositivo de protección local.

Para dar soporte a esta afirmación, en la figura siguiente se muestran las amplitudes de oscilación en la potencia eléctrica erogada por San Gabán (curvas superiores) y Machupicchu (curvas inferiores), ante un evento de falla monofásica con recierre fallido sobre bifásica, aplicada sobre las líneas Azángaro – Juliaca y Tintaya – Callalli. Se puede ver que las amplitudes de Machupicchu son menores en todos los casos, aunque también poco amortiguadas.



**13.5 Observaciones y Comentarios durante la Presentación Final (18/07/2003)****Marina MARTIARENA – San Gabán:**

1. Si el Comportamiento dinámico del área operativa del Sur Este se refleja directamente en otras áreas del sistema eléctrico Nacional, es necesario y urgente encarar un estudio de oscilaciones interáreas del SEIN para implementar las soluciones al problema.

Respuesta: El Consultor comparte plenamente esta opinión.

**Juan NATIVIDAD – COES:**

1. Se realizó el estudio, de probables oscilaciones en el área Sur-Este que no se produzca por alguna desconexión de línea, si no por otra causa externa.

Respuesta: las oscilaciones observadas se presentan cuando se excitan algunos de los modos naturales de oscilación, característicos del sistema. La frecuencia de éstas no dependen de la perturbación, sino de la topología de la red, de las masas presentes en el sistema, y se ponen de relieve con bajo amortiguamiento en función de los tránsitos por la líneas de transmisión. En este caso particular, se ha observado que se ponen de manifiesto cuando la topología del sistema Sudeste contempla al menos, la pérdida de la L-1008 o la L-1011.

2. Ante la desconexión de Unidades de Generación para evitar las oscilaciones. Se presentaría el problema de Tensión?. Tal vez sea necesario también desconexión de líneas. Ejem. (L-1002).

Respuesta: La desconexión de las unidades de Generación sólo está prevista cuando se pierden algunas de las líneas adyacentes a las centrales. De tal modo, la desconexión de la generación es contemporánea a la desconexión de la línea, y el sistema resultante quedaría parcialmente compensado.

1. Analizado el caso cuando el SVC de Tintaya F7S x mantenimiento y/o falla, que sucedería en el área Sur-Este ante desconexión de líneas?.

Respuesta: El estudio se ha enfocado sobre la desconexión de las líneas L-1011 y L-1008, partiendo de la condición N. En la mayoría de los casos, se ha contemplado que el SVC de Tintaya está con 0 MVar y no ha demostrado problemas en el control de tensión.

## 14 ANEXO 6: EVALUACION COMPLEMENTARIA

Al respecto de la influencia de otras centrales en los modos de oscilación observados en el corredor de Machupicchu y San Gabán II, cabe aclarar que:

1. Las hipótesis de diseño del dispositivo objeto del estudio, se hicieron sobre la base de un escenario (Avenida Mínimo 2003) que no tiene en servicio a ILO 2, por lo cual las oscilaciones observadas en las figuras 4 y 9 son independientes de ILO 2. Nótese que este escenario fue el que demostró la mayor criticidad, lo cual indica al menos cierta independencia de ILO 2.
2. Los resultados expresados en las figuras 4 y 9 ponen de manifiesto que en dichas oscilaciones, tienen una participación considerable las centrales Machupicchu y San Gabán II, y el efecto amortiguante que demuestran los estabilizadores aplicados en estas centrales, indica que estas centrales ejercen una significativa controlabilidad sobre el fenómeno.
3. La Figura 6 representa la influencia del transporte en la línea Chimbote – Paramonga sobre las oscilaciones en el sistema Sur, correspondiente a un escenario especial que incluye a ILO 2. Se destaca no obstante, que la frecuencia de oscilación presente luego de la reducción de potencia es menor a 0.5 Hz, algo diferente al del fenómeno en el sistema Sur, debido sobre todo al fuerte despacho de unidades turbogas que incrementa la inercia del sistema. La figura demuestra con elocuencia la influencia que tiene sobre estas oscilaciones, el transporte por el corredor Centro – Norte (Chimbote – Paramonga).
4. No se consideró en ninguna de las simulaciones los canales de potencia eléctrica u otras magnitudes de ILO 2, por estimar que no serían de interés para el objetivo del estudio, de modo que no podrían extraerse desde el sitio web las graficas solicitadas. Se realiza por lo tanto un caso adicional del escenario Estiaje Mínimo, el cual incluye a ILO 2 con 135 MW, con un despacho para San Gabán II y Machupicchu del 75 % del máximo de producción, como fue determinado en el estudio.
5. En este escenario se hicieron diversos casos con Falla Bifásica en Azángaro y apertura definitiva de la L-1011, que incluyen la sensibilidad de la instalación de estabilizadores de Integral de Potencia Acelerante en Machupicchu, San Gabán II e ILO 2, para controlar el fenómeno observado en el sistema Sureste. Debido al carácter ilustrativo de estas simulaciones, el ajuste del estabilizador de ILO 2 se adoptó para amortiguar de modo eficiente las oscilaciones de frecuencia 0.67 Hz, como en el caso de Machupicchu y San Gabán II:

Los casos son los siguientes:

- Figura 1: (En\_09FB04\_a): San Gabán y Machupicchu con el estabilizador actual (Potencia Eléctrica) e ILO 2 sin estabilizador (como es actualmente).
- Figura 2: (En\_09FB04\_b): San Gabán y Machupicchu con el estabilizador de Integral de Potencia Acelerante e ILO 2 sin estabilizador (como es actualmente).
- Figura 3: (En\_09FB04\_c): San Gabán, Machupicchu e ILO 2 con el estabilizador de Integral de Potencia Acelerante.
- Figura 4: (En\_09FB04\_d): San Gabán y Machupicchu con el estabilizador actual (Potencia Eléctrica) e ILO 2 con estabilizador de Integral de Potencia Acelerante.

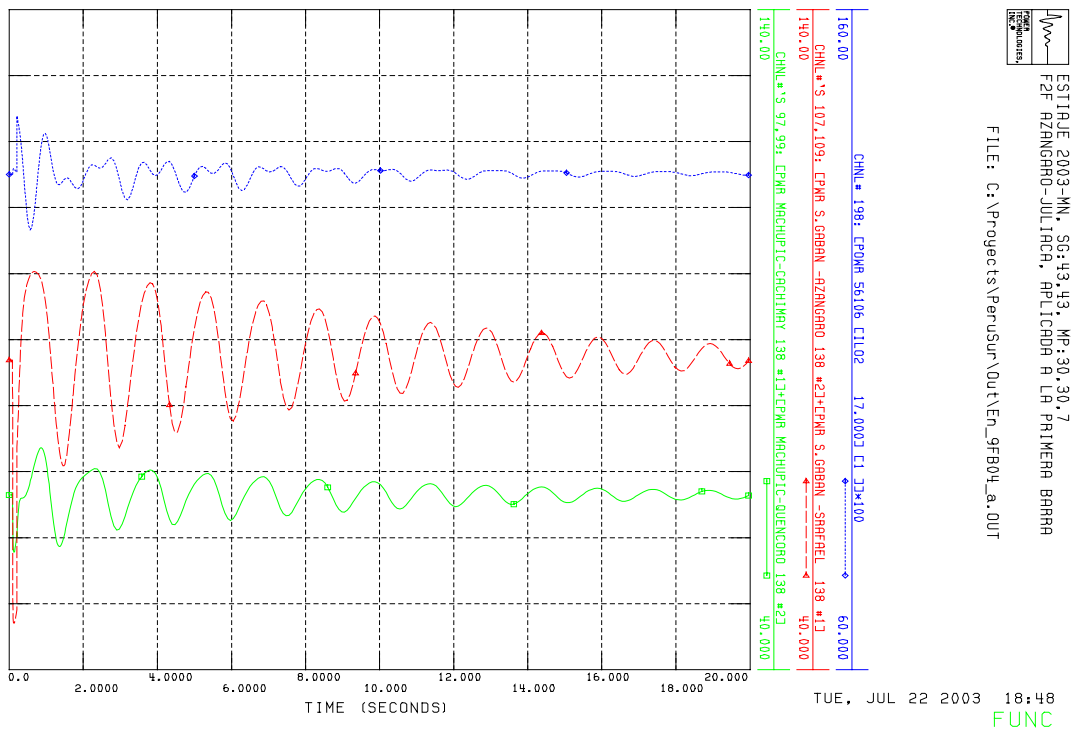


Figura 1

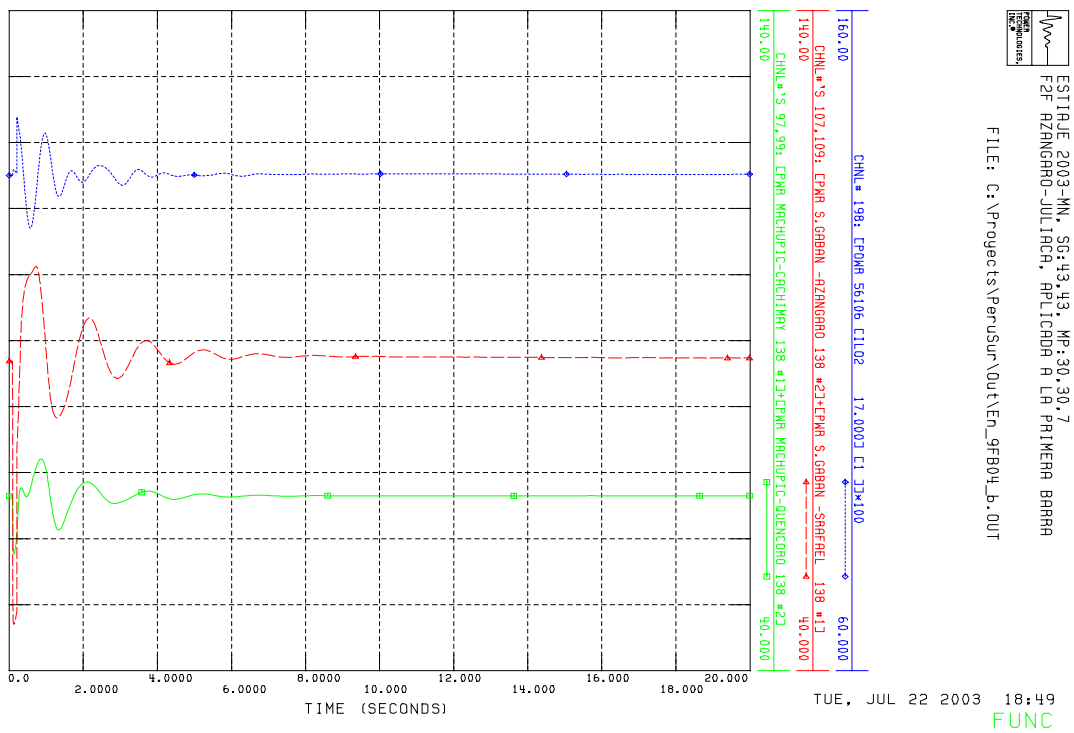


Figura 2

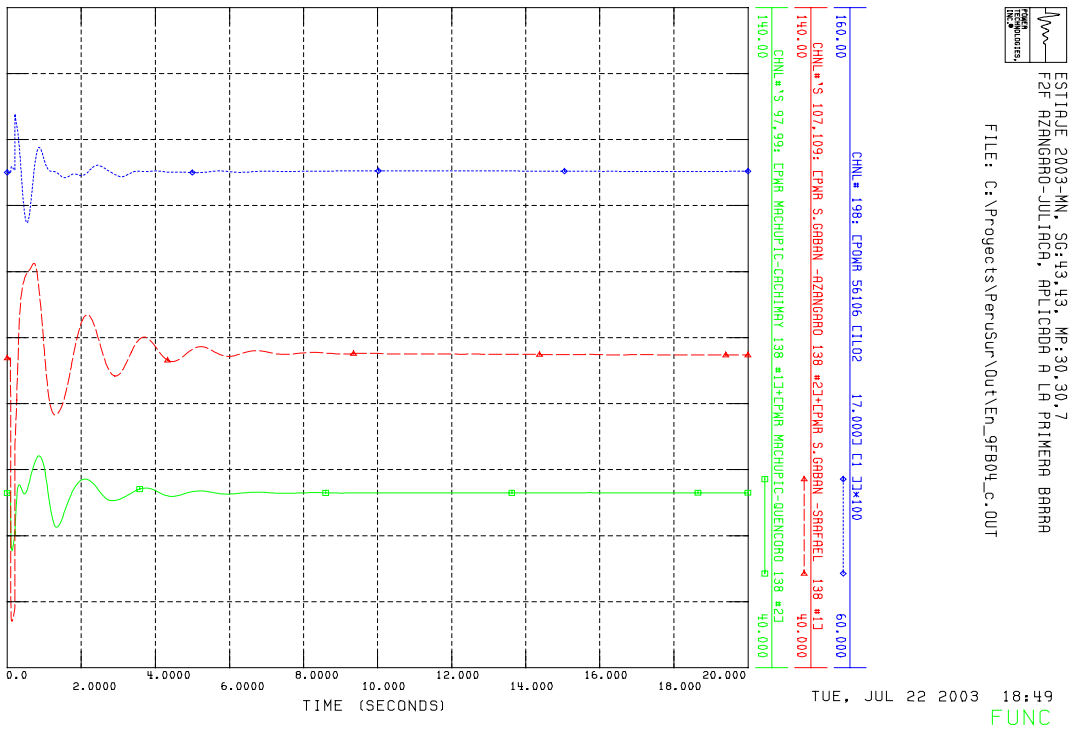


Figura 3

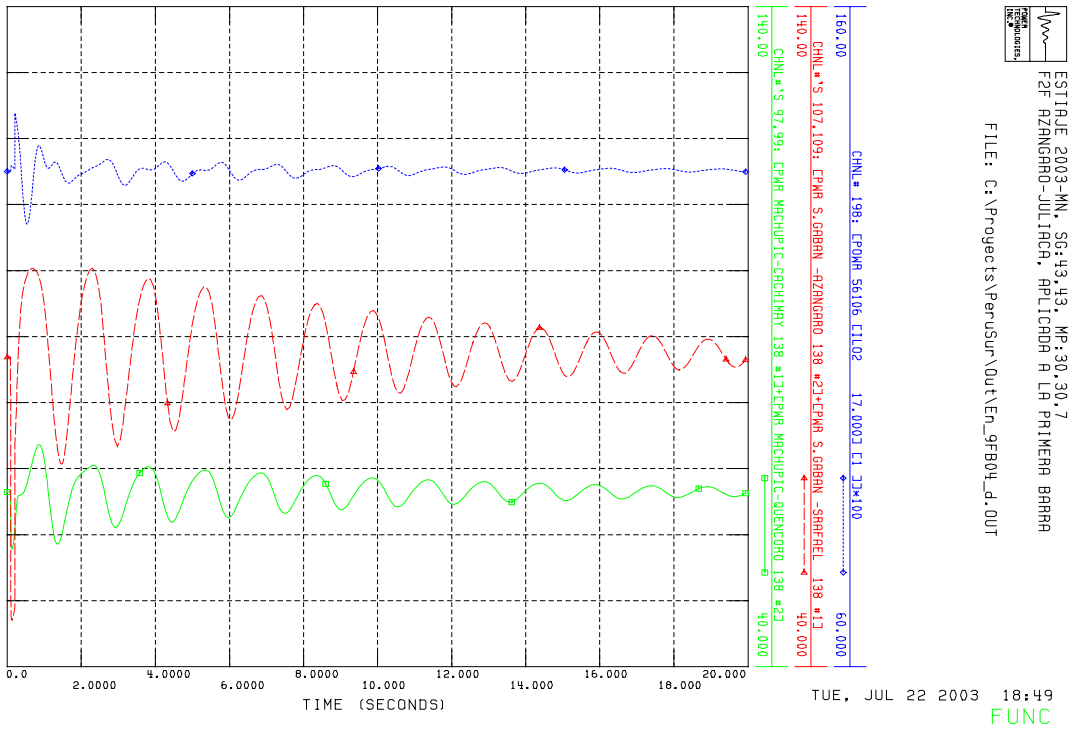


Figura 4