

ACTUALIZACIÓN DEL ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA / GENERACIÓN DEL SEIN – AÑO 2005

ANEXO 13

OBSERVACIONES AL ESTUDIO Y SUS RESPUESTAS

A13 OBSERVACIONES AL ESTUDIO CON SUS RESPUESTAS

Observaciones realizadas por las Empresas del SEIN al Estudio “Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN – año 2005”, presentación realizada el día 22 de septiembre de 2004 en la Sede del COES– SINAC en Lima, Perú.

JORGE JUSCAMAYTA – EDELNOR

1. ERCMT: De acuerdo al Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión, se rechaza Chavarría, Barsi, etc. una gran parte de su carga sobre el total a rechazar. La Consulta: Cuál es el criterio que se basan en el estudio para priorizar este rechazo, debido a que alguna empresa sale más perjudicada que otras, debería darse una mayor equidad en el rechazo, como es el caso de EDELNOR.

Respuesta: El criterio de selección se basa en los cálculos de los factores de sensibilidad de la tensión a la variación de la potencia activa, dV/dP , es decir, por su sensibilidad, se deben seleccionar las cargas que al ser desconectadas tienen mayor efecto en la recuperación de la tensión, y adicionalmente, deben tener, en la medida de lo posible, facilidades de maniobrabilidad local de equipos a 60 kV teniendo mediciones en barras de 220 kV.

2. ERCMT: Cabe la posibilidad de rechazar en los alimentadores de MT ó 10 kV?

Respuesta: Considerando que el punto de colapso de tensión para el área de Lima solamente se logra identificar en las barras de 220 kV (o San Nicolás 13.8 kV), para poder realizar rechazos de carga en niveles de tensión inferiores (MT ó 10 kV), se hace necesario instalar canales de comunicación dedicados para enviar teledisparos desde las subestaciones de 220 kV, cuando en dicho nivel de tensión se experimente una condición de riesgo de colapso de tensión. En este caso, se incrementan los costos de implementación y mantenimiento de los esquemas.

3. ERCMT: Debería incluirse la reconexión automática en el presente estudio, esto en forma similar a la frecuencia como un esquema adjunto.

Respuesta: Aunque fuera del alcance del presente estudio, la opinión del Consultor frente a la reconexión automática de carga es la siguiente: Los Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia –ERCMT- y por Mínima Tensión –ERCMT-, son estrategias de protección de respaldo para mantener la frecuencia y la tensión del SEIN en valores operativos, cuando se presentan desbalances generación-demanda provocados por pérdida de unidades de generación o fraccionamiento de la red. Por sus características de protección de respaldo y su aporte a la seguridad en la operación son esquemas necesarios.

Por lo tanto, el restablecimiento de la carga desconectada en el SEIN frente a la operación de estos esquemas debe hacerse siguiendo estrictamente criterios de seguridad para no afectar adversamente las condiciones de operación del sistema en la etapa de recuperación. En consecuencia, todo tipo de reconexión, ya sea automática o manual, debe cumplir los criterios de seguridad y contar con la aprobación del operador del sistema.

IRWIN FRISANCHO, LUIS KOC

4. ERCMF: Cual es su recomendación con respecto a la 7ª etapa del ERCMF considerando la función de reposición de la frecuencia?

Respuesta: Como se expresa en las Conclusiones del Estudio, “Aun cuando el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia vigente sólo tiene implementado un bloque de reposición de carga (Séptima Etapa) de 0.32 % equivalente a 10 MW para una demanda de 3000 MW, este bloque puede reducirse a cero y fundamentar la recuperación de la frecuencia en los esquemas de regulación.”

5. ERCMF: Cuál y cómo fue incorporada la reserva del sistema? Recomendación.

Respuesta: La regulación primaria de frecuencia se ha simulado en el sistema con los reguladores de velocidad y distribuida en todo el sistema con un aporte estimado de 70 MW en las condiciones más exigentes, en la fase de recuperación de la frecuencia.

6. ERCMF: Cómo fue incluido el efecto de la reducción de carga en función de la reducción de la frecuencia?

Respuesta: El ajuste del Modelo de Análisis Eléctrico en Digsilent se realizó con la reproducción de eventos reales del SEIN mediante simulación. Se seleccionaron para tal efecto los Eventos de junio 1 de 2004, salida de operación de la TG7 de C.T. Santa Rosa con 120 MW, y el Evento de junio 30 de 2004 que reportó la pérdida de generación en San Gabán, 84.3 MW, en ambos casos sin interrupción de suministros y con registro de la evolución de la frecuencia. Por lo tanto, para la fase de caída de la frecuencia se ajustó el factor de variación de la potencia activa en función de la frecuencia para lograr comportamiento coherente de la evolución de la frecuencia entre la simulación y los eventos reales.

VICTOR QUINCHO A. – SHOUGESA

7. ERCMT: En las simulaciones efectuadas en el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión, se ha tenido en cuenta la desconexión de grandes motores cuando la tensión cae por debajo del 5%? En la barra de 13.8 kV de San Nicolás frecuentemente se paran grandes motores cuando la tensión disminuye.

¿Teniendo en cuenta esto, es necesario implementar un rechazo adicional según se propone?

Respuesta: En las simulaciones no se tuvo en cuenta esta desconexión de motores por condiciones de baja tensión. Si los motores paran por la condición de baja tensión, se mejora la condición de tensión que podría evitar la actuación de la etapa en San Nicolás, el esquema actuaría únicamente si la baja tensión se mantiene mas allá del tiempo de retardo ajustado en el esquema.

JORGE PACHECO CONDORI – ELECTROSUR S.A.

8. ERCMT: Respecto a los problemas de caída de tensión en el sistema, el análisis sólo considera la zona de Lima y la interconexión con el Ecuador. ¿El SEIN no sería propenso a sufrir este tipo de problemas?

Respuesta: El alcance del estudio se enfocó únicamente a la zona de Lima y la carga de Ecuador, por lo tanto no se estudiaron las demás áreas. En el modelo del Digsilent quedan las herramientas disponibles para emprender estudios adicionales para las diferentes áreas.

LUIS KOC – ENERSUR

9. ERCMF: Rechazo de Carga por Frecuencia: Como evitar posibles falsos disparos? Debido a las oscilaciones modales del sistema. ¿Qué recomiendan?

Respuesta: Sobre las características técnicas de los relés de frecuencia recae gran responsabilidad de los esquemas de frecuencia. Por tanto, para minimizar la ocurrencia de disparos indeseados en presencia de oscilaciones de potencia, los relés de frecuencia deben cumplir con requisitos de medición y verificación de condiciones para tomar la decisión de corte. Adicionalmente, conviene recordar que para la operación de los esquemas de derivada se requiere también la verificación de una condición de umbral para el disparo, y garantizar con ello funcionalidad y selectividad.

10. ERCMF: Que comentarios tienen sobre el esquema de rechazo de compensación reactiva durante eventos de caída de frecuencia que también recomendó CESI el año pasado.

Respuesta: El Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia está complementado con una estrategia de desconexión de compensación capacitiva en función de la frecuencia para controlar la tensión en los casos evidentes de desconexión de carga. Esta estrategia de desconexión de condensadores hace parte integral del esquema por lo cual la implementación en el SEIN debe ser paralela y verificada. La información detallada está contenida en el Anexo 1 del Informe Preliminar y en el Anexo 11 del Informe Final.

11. ERCMT: Como determina el punto de colapso de tensión en las curvas P-V?

Respuesta: El punto de colapso de tensión en las curvas P-V es el punto en el cual el problema del flujo de carga no presenta solución factible (No convergencia) y este es el indicador que muestra que un incremento de carga adicional en el sistema lo lleva al colapso por baja tensión.

12. ERCMT: La curva P-V esta calculada con cálculos de flujo de potencia (Estado Estable) o Dinámico.

Respuesta: El método se llama flujos de carga de continuación, que es una aplicación del estado estacionario. La curva P-V se realiza en el programa Digsilent mediante un procedimiento de comandos que aumenta gradualmente todas las cargas seleccionadas y simultáneamente aumenta la generación requerida para mantener el balance de potencia activa y al final se obtiene una gráfica de la evolución de las tensiones en las subestaciones seleccionadas al aumentar la carga.

MARIO CHU - EDEGEL

13. ERCMT: Sobre la mejora de estabilidad por tensión: Comentario o recomendación respecto a posibilidad de reajuste de posición de taps en transformadores del área de Lima 220/60 kV que tienen un rango de 200 kV \pm 10*1%. Podría haber un mejor ajuste que dé mayor reserva de carga a la zona de Lima.

Respuesta: Esto puede mejorar las reservas de potencia reactiva para el sistema de 220 kV pero hay que tener en cuenta el compromiso del sistema de transmisión a 60 kV y el efecto puntual de condensadores al tener mejor tensión. Se debe realizar un análisis detallado de cada uno de los transformadores con el fin de recomendar la posición ideal de los taps para optimizar los flujos y reservas de potencia reactiva.

LUZ DEL SUR

14. ERCMT: En el estudio de las contingencias para el caso de estabilidad de tensión, en lo que respecta a carga a rechazar se ha tenido en cuenta que por mínima frecuencia ya hubo un bloque de carga rechazada por el evento?

Respuesta: Todas las simulaciones del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión consideran en servicio el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y de las simulaciones realizadas que implicaron su actuación, se evidencia una rápida recuperación de las tensiones cuando se rechaza la carga por mínima frecuencia, por lo tanto en estos casos las tensiones no caen hasta los umbrales de rechazo de carga por mínima tensión. Los dos esquemas son complementarios.

15. ERCMT: Se mencionó que en condiciones normales el sistema tiene una reserva del 14% en potencia antes de que colapse por tensión ¿Es este el límite

de crecimiento de nuestro SEIN bajo la configuración actual? ¿Que medidas recomiendan para evitar que esto ocurra? Igual en el peor caso solo contamos con 4% de margen? ¿Qué deberíamos hacer en el SEIN para incrementar este margen y evitar o reducir los rechazos por tensión?

Respuesta: Con el fin de aumentar los márgenes con respecto al punto de colapso de tensión encontrados para una condición estudiada de demanda máxima, se deben realizar estudios de compensación de potencia reactiva que incluyan manejo de reservas de potencia reactiva, manejo de taps de transformadores, características dinámicas de las cargas y que finalmente proponga, para lugares estratégicos, la instalación de equipos de compensación de potencia reactiva tales como compensadores estáticos, condensadores controlados automáticamente y mejora del factor de potencia en cargas que lo ameriten.

16. ERCMT: En condiciones normales se ha llegado a tensiones muy bajas, ¿que pasaría en estos casos? Ej: hemos tenido tensiones 198 kV en Balnearios.

Respuesta: Si la duración de la baja tensión supera los tiempos de ajuste recomendados por el esquema, este actúa desconectando alguna de las etapas del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión y llevando el sistema a una mejor condición de tensión que ante la ocurrencia de una contingencia importante en el sistema no lo lleve a una condición de colapso de tensión como la mostrada en la figura 61 del informe del estudio.

17. ERCMF: Se mencionó que en los modos de oscilación de frecuencia es posible que se presenten variaciones de un segundo ascendente y un segundo descendente ¿podrían estas variaciones de frecuencia activar el esquema de gradiente?

Respuesta: En la evolución de la frecuencia del SEIN ante eventos, se evidencian derivadas de frecuencia positivas y negativas en diversos umbrales de frecuencia que efectivamente alertarán algunos relés de los esquemas. Sin embargo, conviene recordar que para la operación de los esquemas de derivada se requiere también la verificación de una condición de umbral para el disparo, y garantizar con ello funcionalidad y selectividad.

18. ERCMF: ¿Se ha evaluado si podrían existir eventos que activen el bloque de gradientes sin tratarse de fallas del sistema?, p.e. maniobras. ¿Consideran que los 150 ms son tiempo suficientemente seguros?

Respuesta 1: Maniobras como cierres y aperturas de líneas de interconexión u otras en el SEIN, al modificar el sistema integrado resultante, pueden provocar la aparición de oscilaciones de potencia y, consecuentemente, la presencia de derivadas de frecuencia positivas y negativas, pero no conllevan desbalances mayores de generación–demanda para afectar los umbrales de frecuencia que

son señales necesarias para la condición de disparo, preservando así la seguridad y la selectividad de los esquemas de derivada.

Respuesta 2: En el ERCMF, la evolución de la frecuencia es de naturaleza inercial y por lo tanto lenta para los desbalances de mayor probabilidad de ocurrencia que son desbalances menores, por lo cual la temporización de 150 ms en las etapas de umbral no conlleva riesgos de seguridad en la operación del esquema. Cuando los desbalances son mayores, resultado de eventos de pérdida de gran generación, la combinación de señales de derivada de frecuencia con señales de umbral operan satisfactoriamente con las temporizaciones del 150 ms, como ha sido verificado en el estudio.

JORGE ENRIQUE JUSCAMAYTA MEZA, EDELNOR

19. ERCMT: - En el esquema de rechazo de carga por mínima tensión (pag.81), la distribución de carga a rechazar no resulta equitativa entre Edelnor y Luz del Sur, Edelnor rechaza en la primera, segunda y tercera etapa 39%, 121% y 42% respectivamente más de lo que rechaza Luz del Sur, al respecto deben aplicar el criterio de equidad de manera que Edelnor y Luz del Sur rechacen los mismos niveles de carga en función de su máxima demanda. [Parecida a pregunta 1]

Respuesta: El criterio de selección de las cargas se basa en los cálculos de los factores de sensibilidad dV/dP , es decir, se deben seleccionar las cargas que al ser rechazadas tienen mayor efecto en la recuperación de la tensión y adicionalmente deben tener maniobrabilidad local de equipos a nivel de 60 kV teniendo mediciones en barras de 220 kV.

Adicionalmente, los resultados muestran que el efecto en la recuperación de las tensiones producido por desconexión de carga en las subestaciones Chavarría, Barsi, Balnearios, Santa Rosa, San Juan es similar por lo tanto la selectividad se ha logrado mediante diferencias en las temporizaciones y finalmente para buscar equidad entre las diferentes empresas de distribución, se puede realizar un escalonamiento con diferentes valores de tiempo para las cargas de estas subestaciones.

20. ERCMF: - En el estudio no se indican los ajustes de mínima frecuencia para los bancos de condensadores 10kV, tampoco se indica la potencia reactiva a rechazar por mínima frecuencia.

Respuesta: El Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia está complementado con una estrategia de desconexión de compensación capacitiva en función de la frecuencia para controlar la tensión en los casos evidentes de desconexión de carga. Esta estrategia de desconexión de condensadores hace parte integral del esquema. La información detallada está contenida en el Anexo 1 del Informe Preliminar y en el Anexo 11 del Informe Final.

21. ERCMF: No se toma en consideración la reconexión automática por restablecimiento de frecuencia, que tiene implementado Edelnor. Por lo tanto, entendemos que los ajustes serían los propuestos en la directiva transitoria n° 006-2003-DO/COES-SINAC.

Respuesta: Por estar fuera del alcance del estudio, no se consideró la reconexión automática de carga. Sin embargo, el Consultor considera necesario hacer algunas precisiones en relación con el restablecimiento de la carga desconectada en el SEIN frente a la operación de los esquemas de rechazo de carga por mínima frecuencia y mínima tensión.

Los Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia –ERCMF- y por Mínima Tensión –ERCMT-, son estrategias de protección de respaldo para mantener la frecuencia y la tensión del SEIN en valores operativos frente a desbalances generación-demanda provocados por eventos de pérdida de unidades de generación o fraccionamiento de la red. Por sus características de protección de respaldo y su aporte a la seguridad en la operación son esquemas necesarios.

Por lo tanto, el restablecimiento de la carga desconectada en el SEIN frente a la operación de los esquemas de rechazo de carga por mínima frecuencia y mínima tensión debe hacerse siguiendo estrictamente criterios de seguridad para no afectar adversamente las condiciones de operación del sistema en la etapa de recuperación. En consecuencia, todo tipo de reconexión, ya sea automática o manual, debe cumplir los criterios de seguridad y contar con la aprobación del operador del sistema.

MAXIMILIANO ANDRADE OLMOS, LUZ DEL SUR

22. ERCMF: El consultor ha sido claro en indicar que es posible que se presenten disparos no deseados por activación de la función de gradiente, esto debido a condiciones propias de nuestro sistema; preguntas: ¿estos eventos serán compensados?; ¿Quién asumirá las compensaciones correspondientes?. ¿porque no se analiza el beneficio o perjuicio de levantar los tiempos o bajar el arranque de frecuencia de esta función?

Respuesta: Sobre las características técnicas de los relés de frecuencia recae gran responsabilidad de los esquemas de frecuencia. Por tanto, para minimizar la ocurrencia de disparos indeseados en presencia de oscilaciones de potencia, los relés de frecuencia deben cumplir con requisitos de medición y verificación de condiciones para tomar con seguridad la decisión de corte. Esta estrategia debe ser complementada con acciones de mantenimiento. Adicionalmente, la función de gradiente está integrada con la verificación de umbrales de frecuencia que son señales necesarias para la condición de disparo, preservando así la seguridad y la selectividad de los esquemas de derivada.

Los aspectos relacionados con compensaciones están fuera del alcance del estudio.

En la respuesta del ERCMF, la evolución de la frecuencia es de naturaleza inercial y por lo tanto lenta para los desbalances de mayor probabilidad de ocurrencia que son desbalances menores, por lo cual la temporización de 150 ms en las etapas de umbral no conlleva riesgos de seguridad en la operación del esquema. Cuando los desbalances son mayores, resultado de eventos de pérdida de gran generación, la combinación de señales de derivada de frecuencia con señales de umbral operan satisfactoriamente con las temporizaciones del 150 ms, como ha sido verificado en el estudio. Por lo tanto, los umbrales de frecuencia, las señales de derivada de frecuencia y las temporizaciones corresponden a un esquema robusto.

23. ERCMF: También ha sido clara la posición del consultor sobre el tema de la reconexión automática de carga: "perjudica la estabilidad del SEIN", por lo que debe incluirse esta exigencia en el informe y el COES debe asegurarse de que tales reconexiones no se apliquen o dejen de hacerlo por el bien del SEIN.

Respuesta: Aunque fuera del alcance del presente estudio, la posición del Consultor frente a la reconexión automática de carga es la siguiente: Los Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia –ERCMF- y por Mínima Tensión –ERCMT-, son estrategias de protección de respaldo para mantener la frecuencia y la tensión del SEIN en valores operativos, cuando se presentan desbalances generación-demanda provocados por pérdida de unidades de generación o fraccionamiento de la red. Por sus características de protección de respaldo y su aporte a la seguridad en la operación son esquemas necesarios. Por lo tanto, el restablecimiento de la carga desconectada en el SEIN frente a la operación de estos esquemas debe hacerse siguiendo estrictamente criterios de seguridad para no afectar adversamente las condiciones de operación del sistema en la etapa de recuperación. En consecuencia, todo tipo de reconexión, ya sea automática o manual, debe cumplir los criterios de seguridad y contar con la aprobación del operador del sistema.

24. ERCMF: Deben dejar claro el tema del punto de partida para el conteo del tiempo de ajuste de las funciones de mínima y gradiente: desde que el evento aparece en el sistema o desde que el relé define su arranque. Considerar que los tiempos de arranque son diferentes para cada marca y modelo de relé, la aplicación de este criterio en forma ligera atentaría contra el principio de equidad del esquema.

Respuesta: Este aspecto técnico es de gran importancia para evaluar la correcta operación del ERCMF. Es evidente de la operación del SEIN y desde el análisis modal y la identificación modal que por las características del sistema, frente al mismo evento, las pendientes de la evolución de la frecuencia son diferentes en las diversas zonas del SEIN, y paralelamente los umbrales de frecuencia presentan alguna dispersión, y por tanto, estas características

afectan la respuesta de los esquemas de frecuencia. Esto implica que relés de frecuencia con las mismas características, marca, modelo y ajuste, si están ubicados en zonas diferentes del SEIN no operarán simultáneamente para el mismo evento. En consecuencia, el principio de equidad debe evaluarse con prudencia. Adicionalmente, los umbrales de frecuencia, las señales de derivada de frecuencia y las temporizaciones corresponden a un esquema robusto cuya finalidad procura aumentar la seguridad operativa al SEIN en casos de pérdida de generación o de red.

25. ERCMT: Se ha simulado el caso que las líneas de LDS 2012 ó 2013 se encuentren fuera de servicio?, En este caso cual es la tensión esperada en Balnearios?? Podría llegar a los valores de disparo?? En general caídas de tensión por salida de líneas de transmisión.

Respuesta: La indisponibilidad de alguna de las líneas L-2012 ó L-2013 [San Juan – Balnearios a 220 kV] causa una depresión de los voltajes de la subestación Balnearios. Para la condición de demanda máxima de estiaje del año 2004 con la indisponibilidad de una de las líneas mencionadas, la tensión en Balnearios pasa de 217.21 kV [0.99 p.u.] a 216.32 kV [0.98 p.u.], valores que son superiores a los valores propuestos de ajuste de 0.92 p.u.

26. ERCMT: Se ha considerado que, de acuerdo a los eventos analizados; previamente ya se ha realizado un rechazo de carga y que éste ha ocasionado modificaciones en los niveles de tensión del sistema? [Pregunta 14]

Respuesta: Todas las simulaciones del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión consideran en servicio el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y de las simulaciones realizadas que implicaron su actuación, se evidencia una rápida recuperación de las tensiones cuando se rechaza la carga por mínima frecuencia, por lo tanto en estos casos las tensiones no caen hasta los umbrales de rechazo de carga por mínima tensión. Los dos esquemas son complementarios.

27. ERCMT: Dado que el tema del colapso del sistema por tensión baja es suficientemente lento, recomendamos se realice en forma manual y coordinada con el COES.

Respuesta: El fenómeno de colapso de tensión es lento en comparación con el fenómeno de pérdida de sincronismo o estabilidad angular pero cuando se tiene en cuenta los tiempos requeridos de intervención humana que implican uso de medios de comunicación, los tiempos son altos y el sistema podría llegar mucho mas rápido a la condición de colapso de tensión. Con base en esto es recomendable implementar el esquema que opere automáticamente.

28. ERCMT: En este caso también queda claro el perjuicio que causaría al sistema las reconexiones automáticas de carga. [Pregunta 3]

Respuesta: Los Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia – ERCMF- y por Mínima Tensión –ERCMT-, son estrategias de protección de respaldo para mantener la frecuencia y la tensión del SEIN en valores operativos, cuando se presentan desbalances generación-demanda provocados por pérdida de unidades de generación o fraccionamiento de la red. Por sus características de protección de respaldo y su aporte a la seguridad en la operación son esquemas necesarios. Por lo tanto, el restablecimiento de la carga desconectada en el SEIN frente a la operación de estos esquemas debe hacerse siguiendo estrictamente criterios de seguridad para no afectar adversamente las condiciones de operación del sistema en la etapa de recuperación. En consecuencia, todo tipo de reconexión, ya sea automática o manual, debe cumplir los criterios de seguridad y contar con la aprobación del operador del sistema.

29. ERCMT: Finalmente podemos comentar lo siguiente:

De acuerdo a lo expuesto por el consultor ISA, existe déficit de potencia reactiva, lo que deja al SEIN muy propenso a los colapsos de tensión, razón por el cual se mencionó que recién comenzarían a efectuar un estudio de compensación reactiva para el SEIN, lo que evitaría los rechazos de carga por mínima tensión.

No se plantea ninguna solución a nivel del SEIN para fortalecerlo y evitar la inestabilidad ante contingencias, centrándose únicamente en desconexiones de carga.

"No existe trabajo tan importante, ni emergencia tan grande que impidan disponer del tiempo necesario para desarrollar un trabajo con seguridad"

[Similar a pregunta 15]

Respuesta: Se deben realizar estudios de compensación de potencia reactiva que incluyan manejo de reservas de potencia reactiva, manejo de taps de transformadores, características dinámicas de las cargas y que finalmente proponga, para lugares estratégicos del SEIN, la instalación de equipos de compensación de potencia reactiva tales como compensadores estáticos, condensadores controlados automáticamente y mejora del factor de potencia en cargas que lo ameriten.

PERCY CUEVA ORMEÑO, ENOSA

30. ERCMF:

"Piura

D-382-2004/ENOSA

Señor

Ing. Jaime Guerra Montes de Oca

Director de Operaciones COES – SINAC

Lima.-

ASUNTO: Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga / Generación del SEIN – año 2005

Referencia: Su carta COES-SINAC/D-950-2004

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a Usted en relación al Informe Final del Estudio “**Actualización del esquema de rechazo automático de carga/generación del SEIN – año 2005**” cuya exposición se llevó a cabo el día 22 de septiembre del presente en las instalaciones del COES-SINAC.

Al respecto comunicamos, que se procedió a revisar el documento y hemos observado que para algunos equipos de protección bs ajustes de tiempo para frecuencia fija planteados por el COES no son aplicables (por ejemplo los relés marca ABB modelo DPU2000R sólo aceptan ajuste de tiempo pares, como 0.14 ó 0.16 segundos). Al respecto solicitamos que el COES acepte ajustar el tiempo definido al inmediato superior permitido por el relé.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente.

Ing. PERCY CUEVA ORMEÑO

Gerente de Distribución

ELECTRONOROESTE S.A.”

Respuesta: El Consultor considera procedente aceptar la solicitud de ENOSA