

ANEXO G

DATOS DE LL.TT DEL MODELO PERSEO

- G1. PMPO_DICIEMBRE2012 (MEDIO OPTICO)
- G2. INFORMES DEL COES
- G3. DIAGRAMA UNIFILAR

G2. INFORME DEL COES



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Lima, 08 de agosto de 2011

COES/D-363-2011

Señores Gerentes Generales y/o Representantes de las Empresas Integrantes del COES:

Carlos Luna Cabrera	EDEGEL	Humberto Vergara Quintero	YURA
Manuel Cieza Paredes	EEPSA	Raúl Vera La Torre	SHOUGANG HIERRO PERU
Jesus Hinojosa Ramos	EGASA	Manuel Suárez Mendoza	ELECTROCENTRO
José Angulo Echea	EGEMSA	Manuel Suárez Mendoza	HIDRANDINA
Juan Salomón Flores	EGESUR	Johny Orihuela Ávila	MINERA CONDESTABLE
Raúl Tengan Matsutahara	ELECTROPERÚ	Miluska Cervantes Cornejo	MINERA CERRO VERDE
Rafael Flores Ch.	ENERSUR	Fernando Café Barcellos	PERUBAR
Alberto Pérez Morón	SAN GABÁN	Hernán Torres M.	CEMENTO ANDINO
Li Guohua	SHOUGESA	Francisco Secada Paredes	CERAMICA LIMA
Alfredo Len Alvarez	CORONA	Oscar Navarro Escobar	MINERA BARRICK MISQUICHILCA
Mark Hoffmann	TERMOSELVA	José Galarreta Howard	BACKUS Y JOHNSTON
Alejandro Ormeño D.	SN POWER PERÚ	Luis Díaz-Dulanto Medina	MINERA COLQUISIRI
Carlos Luis Fossati	EGENOR	José Luis Arévalo Vega	CEMENTOS PACASMAYO
Rosa María Flores Aráoz	KALLPA	Luis Alberto Herrera P.	CREDITEX
Javier Lei Siucho	GEPSA	Eliás Pedro Tovar Pinto	EXSA
Enrique Gubbins Bovet	SDF ENERGÍA	David Marsano Navarro	FUNDICION CALLAO
Juan Martín Calmet	ESCOSAC	Jorge Rodríguez Rodríguez	GLORIA
Fernando Urquiza Rivera	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	Juan Luis Kruger Sayán	GOLD FIELDS
Pedro Lerner Rizo Patrón	CELEPSA	Sandro Ferrero Salazar	MEPSA
Julián Cabello Yong	CHINANGO	Juan H. Bedoya Barclay	MESSER GASES
Ricardo Palomino Bonilla	MAJA ENERGÍA	Segundo Vitón Ramírez	QUIMPAC
Edgardo Wong Lu Vega /	AGROINDUSTRIAL	Evor Velezmoro Espinoza	CEMENTOS LIMA
Efraín Wong Lu Vega	PARAMONGA	Jaime Zúñiga Larenas	MINSUR
Branislav Zdravkovic	SINERSA	Alfredo Luis Toso Chávez	PAPELERA NACIONAL
Raphael Huamán M.	ELECTRICA SANTA ROSA	Jorge Rodríguez Rodríguez	INDUSTRIAS CACHIMAYO
Carlos Cavallero Behr	AGUAS Y ENERGÍA PERÚ	Luis Miguel Pigati Serkovic	MINERA YANACOCCHA
José Rodríguez Figueroa	ADINELSA	Manuel Tovar Villegas	DOE RUN PERU
Luis Velasco Bodega	REDESUR	Hans Flury Royle	SOUTHERN PERU
Mark Hoffmann	ETESELVA	Mario Calvo Pérez Badiola	PROTISA
Luis Alejandro Camargo	REP/ISA/TRANSMANTARO	Carlos Pinillos González	TASA
Alfredo Román Mendivil	NORPERUANA	Pedro Olórtegui Perea	MINERA VOLCAN
Reynel Aspigueta	CONENHUA	Luis Alberto Rivera Ruiz	XSTRATA TINTAYA
Manuel Parrondo Cifuentes	ABENGOA	Jaime Rinaldi Mansilla	MINERA ARES
Alfonso Valle Cisneros	EDELNOR	Antonio Pinilla Cisneros	ANTAMINA
Eric Díaz Huamán	LUZ DEL SUR	Ricardo Cilloniz Ch.	ACEROS AREQUIPA
Victor Toribio Gutiérrez	ELECTROSUR	Marcela Benites Vásquez	MINERA LOS QUENUALES
José Oporto Vargas	SEAL	Carlos Galvez Pinillos	MINAS BUENAVENTURA
Alfredo Pereyra Pantoja	ELECTRODUNAS	Jalmiro Lazarini Junior	MINERA MISKI MAYO
Marco Araujo Pérez	ELECTRO SUR ESTE	Roberto De Barros Bezerra	SIDERPERU
Manuel Suarez Mendoza	ELECTRONOROESTE	Adalberto Rivadeneira Gámez	MINERA MILPO
Manuel Suárez Mendoza	ELECTRONORTE	Tulio Silgado Consiglieri	CERÁMICA SAN LORENZO
		Carlos Gubbins Cox	MINERA CASAPALCA

Asunto: LÍMITE DE TRANSMISIÓN DEL ENLACE MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA DE 220 KV

De mi consideración:

Es grato dirigirme a ustedes para remitirles adjunto copia de la Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 008-2011-D/COES, mediante el cual se actualiza la capacidad de transmisión del enlace Mantaro – Cotaruse – Socabaya de 220 kV del SEIN.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlos.

Atentamente,

J. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

Adj. Lo indicado
JCP/FTG
C.c. MINEM - DGE OSINERGMIN P DO DP SPR SEV SCO STR SPL SIP



RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

N° 008-2011-D/COES

Lima, 08 de agosto de 2011

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

CONSIDERANDO:

Que el 14 de enero de 2011 se emitió la Resolución de la Dirección Ejecutiva del COES N° 004-2011-D/COES, en la cual se estableció el límite de transmisión del enlace 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya operando con cuatro circuitos, con el flujo de potencia en la dirección de Norte a Sur en 300 MW medidos en la SE Socabaya.

Que la Adenda N° 8 del contrato BOOT suscrito entre el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro estableció las condiciones legales, económicas y técnicas requeridas a efectos de que la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya alcance una capacidad de transmisión de 505 MVA medidos en la barra de inyección.

Que para ello el proyecto comprendió las siguientes actividades de carácter técnico:

- Ampliación de la compensación capacitiva, serie y compensación inductiva shunt en la subestación Cotaruse e instalación de un SVC en la subestación Socabaya.
- Reforzamiento de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya y mejora de la confiabilidad por descargas atmosféricas.

Que Consorcio Transmantaro mediante carta CS00949-11032266 ha informado que las actividades mencionadas fueron culminadas el 24 de Julio del presente.

Que con el mejoramiento del desempeño ante descargas atmosféricas de la referida línea es posible adoptar un criterio de seguridad N-1 en la definición del límite de transmisión por estabilidad y considerar fallas en una sola terna.

Que el COES ha realizado los estudios correspondientes y en el Informe COES/DP/SNP-012-2011 se consignan los resultados que muestran que el enlace de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya:

- (a) En topología N, puede operar en estado estacionario transmitiendo 505 MVA, que representa 460 MW de potencia activa medida en Socabaya, con apropiados indicadores de tensión y ángulos.
- (b) Operando en estas condiciones (460 MW inyectados en la SE Socabaya) el SEIN soporta una falla trifásica con apertura definitiva en uno de los circuitos



del enlace, sin riesgo de que se produzca inestabilidad angular o de tensión, cuando en la configuración pre-falla están en servicio los cuatro circuitos.

- (c) Puede operar en estado estacionario en la condición postfalla (topología N-1) con apropiados indicadores de tensión y ángulos, mostrando que el sistema puede trabajar con esta topología transmitiendo 460 MW de potencia activa medidos en Socabaya.

Que, para efectos de la operación segura y económica del SEIN, es necesario actualizar el límite de operación del enlace de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, que interconecta el Área Centro-Norte con el Área Sur del SEIN.

RESUELVE:

Artículo Primero

Establecer que el nuevo límite de operación para el enlace de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2051/2052 y L-2053/2054) es 460 MW en la dirección de Norte a Sur, medidos en el extremo de Socabaya, con las cuatro ternas y los cuatro bancos serie de la línea en servicio.

Artículo Segundo

Establecer que el enlace de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2051/2052 y L-2053/2054), puede operar en estado estacionario en la condición de topología N-1 y transmitiendo 460 MW de potencia activa medidos en Socabaya.


Artículo Tercero

Establecer la vigencia de lo dispuesto en el Artículo Primero a partir de la fecha de la presente Resolución.

Regístrese y Comuníquese.



Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

 COES SINAC <small>COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	LÍMITE DE TRANSMISIÓN DE LA L.T. 220 kV MANTARO- COTARUSE-SOCABAYA	SUBDIRECCIÓN DE NUEVOS PROYECTOS Informe COES/DP-SNP- 012 - 2011
		Fecha: 05 de agosto de 2011

LÍMITE DE TRANSMISIÓN POR ESTABILIDAD DE LA L.T. 220 kV MANTARO- COTARUSE-SOCABAYA

1. ANTECEDENTES

La Adenda N° 8 al Contrato BOOT establece que la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya alcance una capacidad de transmisión (límite de los equipos) de 505 MVA medido en la barra de inyección [1].

En el estudio elaborado por la empresa Consultoría Colombiana (CONCOL) se indica que la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya tiene una capacidad de 505 MVA tanto en condiciones normales (ambos circuitos) como en contingencia (un solo circuito) [2].

Consorcio Transmantaro (CTM) está concluyendo el proyecto de reforzamiento de la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya en 505 MVA, en el punto de inyección [3].

Los límites de transmisión vigentes en el corredor de 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya fueron establecidos en [4]. Dichos límites se muestran en la Tabla 1.

Configuración	Límite Máximo (medidos en la SE Socabaya) (MW)	Criterio del Límite	Condición de Operación
Con cuatro líneas y cuatro Bancos de Condensadores en serie	300	Por capacidad de la instalación	Estado de operación normal en forma continua
Con tres líneas y tres Bancos de Condensadores en serie	220	Por capacidad de la instalación	Estado de operación normal en forma continua
Con sólo dos líneas y dos Bancos de Condensadores en serie	210	Por capacidad de la instalación	Estado de operación normal en forma continua

Tabla 1. Límites de transmisión vigentes en Interconexión Centro-Sur

2. OBJETIVO

Definir el nuevo límite de transmisión de la L.T. 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya considerando la repotenciación de la línea realizada por CTM.

3. CRITERIOS Y METODOLOGÍA

Se ha considerado los siguientes criterios:

- i. La línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya operando en estado estacionario en condiciones normales con topología "N", con 04 bancos de capacitores serie en la S.E. Cotaruse, en los escenarios de máxima, media y mínima demanda en estiaje del año 2011 e inyectando 505 MVA medidos en la S.E. Socabaya.



- ii. Verificar la estabilidad transitoria ante una falla trifásica muy cerca a la S.E. Cotaruse, en uno de los circuitos de la L.T. 220 kV Cotaruse-Socabaya, con apertura definitiva del circuito en 100 ms.
- iii. La falla trifásica se ha simulado con la siguiente secuencia de eventos:
 - Falla Trifásica en la línea L.T. 220 kV Cotaruse-Socabaya (L-2054) cerca a la S.E. Cotaruse en $t = 0$ s.
 - Cierre del interruptor "Bypass" del capacitor serie XC4 en $t = 0$ s.
 - Apertura del interruptor IP5 en la S.E. Cotaruse en $t = 100$ ms.
 - Apertura del interruptor IP7 en la S.E. Cotaruse en $t = 100$ ms.
 - Apertura del interruptor de la línea L-2054 en la S.E. Socabaya en $t = 100$ ms.
 - Despeje de falla en la línea L-2054 en $t = 100$ ms.
- iv. Si el sistema no pierde el sincronismo con una transferencia igual al límite de los equipos, el límite de transmisión de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya se hace igual al límite de los equipos (505 MVA medidos en la S.E. Socabaya).

4. MODELAMIENTO DEL SEIN

Se ha utilizado el Modelo Dinámico del SEIN disponible en el programa DigSILENT Power Factory versión 14.0, que incluye los Esquemas de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN, así como las protecciones propias por tensión de la Minera Cerro Verde.

5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Se simuló el evento de falla trifásica en la L-2054 con apertura definitiva con la secuencia indicada en el punto 3.

En el Anexo se muestra las graficas de comportamiento en el tiempo de las potencias activas en los cuatro circuitos de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya, las tensiones y frecuencia en Mantaro y Socabaya, así como el ángulo de los rotores de las principales centrales del Sur. En la Tabla 2 se resumen con los resultados de interés para los tres escenarios estudiados.

Escenario	Tipo Falla	Línea	Resultado	Observaciones
Es11max	Trifásica	L-2054	Estable	Desconectó 48 MW en Cerro Verde por actuación de protecciones propias
Es11med	Trifásica	L-2054	Estable	Desconectó 48 MW en Cerro Verde por actuación de protecciones propias
Es11min	Trifásica	L-2054	Estable	Desconectó 48 MW en Cerro Verde por actuación de protecciones propias

Tabla 2. Resultados de las simulaciones con falla trifásica.

Los resultados muestran que en ningún caso se produce la pérdida de sincronismo de unidades de generación del SEIN, ni tampoco se compromete las tensiones en el Área Sur.

Se debe remarcar que en todos los casos actúan las protecciones propias de mínima tensión de la Mina Cerro Verde desconectándose 48 MW.

6. CONCLUSIONES

- Los resultados muestran que la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya repotenciada en topología N, puede operar en estado estacionario transmitiendo 505 MVA (que representa un promedio de 460 MW de potencia activa) medidos en Socabaya.
- Asimismo, operando en estas condiciones (460 MW inyectados en la SE Socabaya), el sistema soporta una falla trifásica en uno de los circuitos de la LT Cotaruse-Socabaya con desconexión de este circuito, sin que se produzca inestabilidad angular o que se comprometa las tensiones en la zona de Socabaya.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda extender el límite de transmisión de la L.T. 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya al valor definido por lo equipos, 460 MW medidos en Socabaya.

8. REFERENCIAS

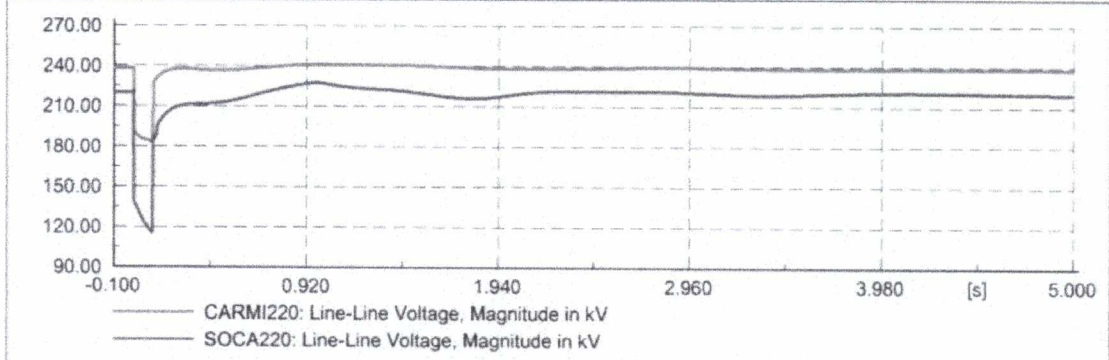
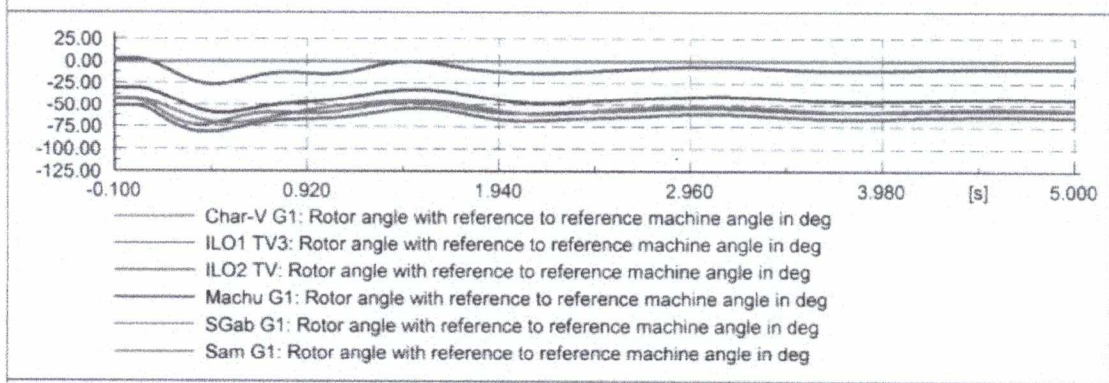
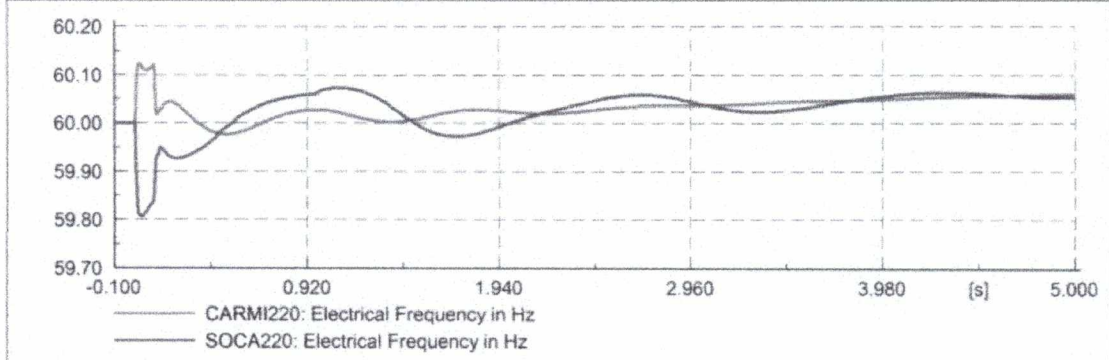
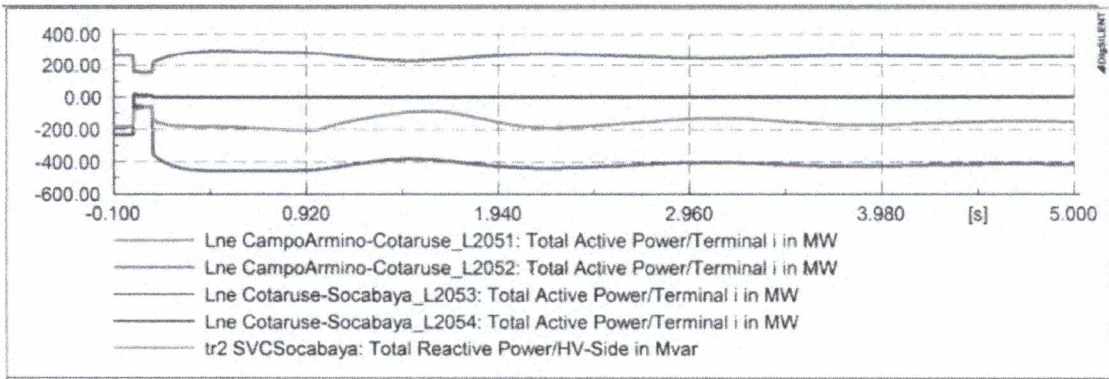
- [1] Adenda N° 8 al Contrato BOOT para el Diseño, Suministro de Bienes y Servicios, Construcción y Explotación del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya.
- [2] Estudio de la Compensación Serie para la L/T a 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya, CONCOL, enero 2009.
- [3] Carta ISA-TRANSMANTARO CS00949-11032266 del 26.07.2011
- [4] Resolución N° 004-2011-D/COES del 14.01.2011



Fecha	Rev.	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
02/08/11	1	Elaboración del Informe	CAC	RRA	RRA

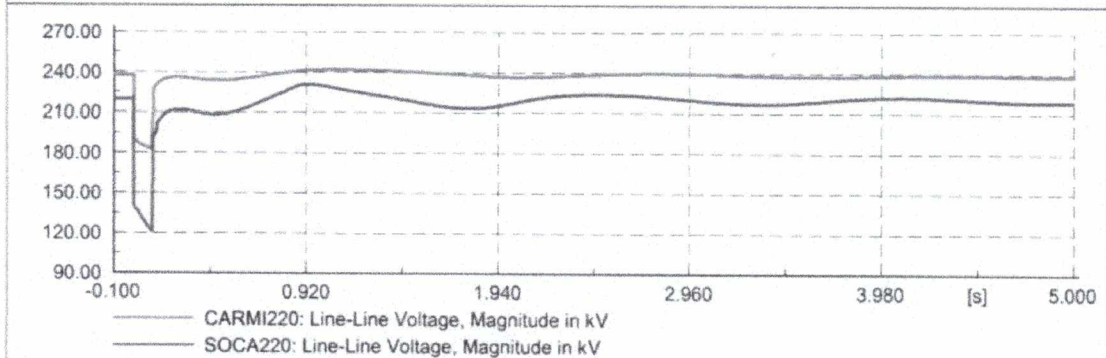
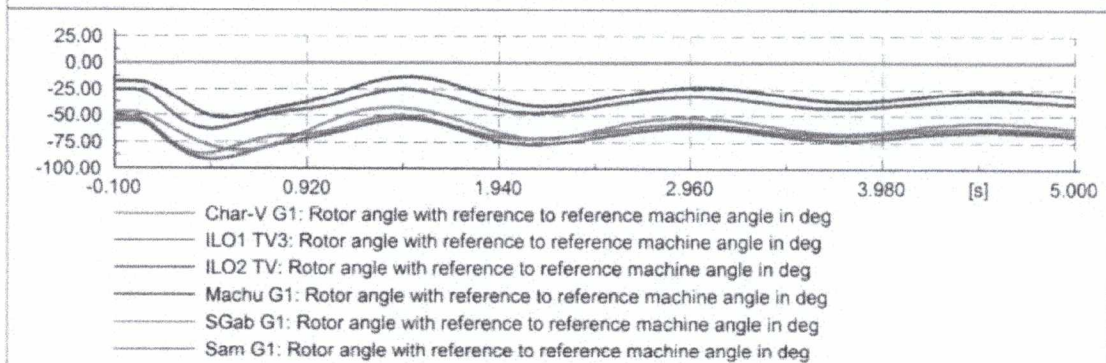
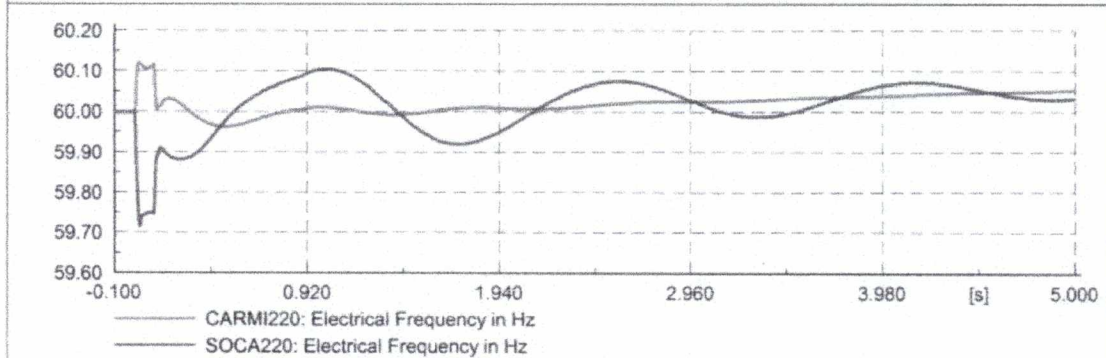
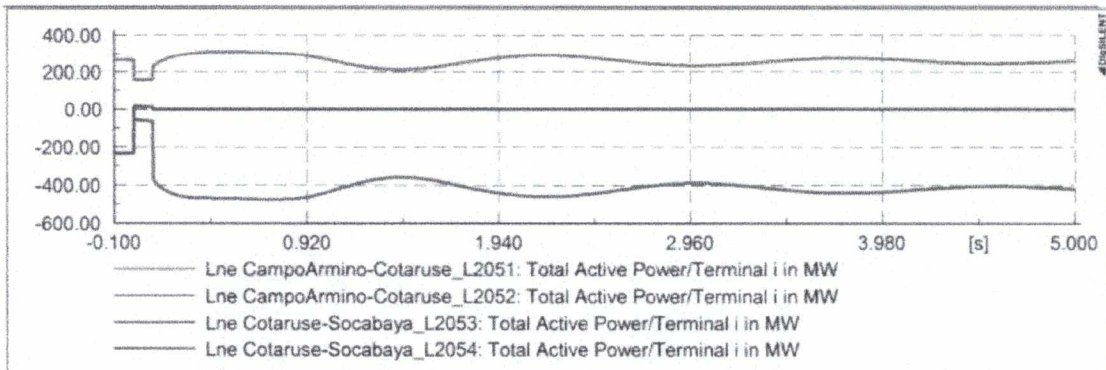


ANEXO



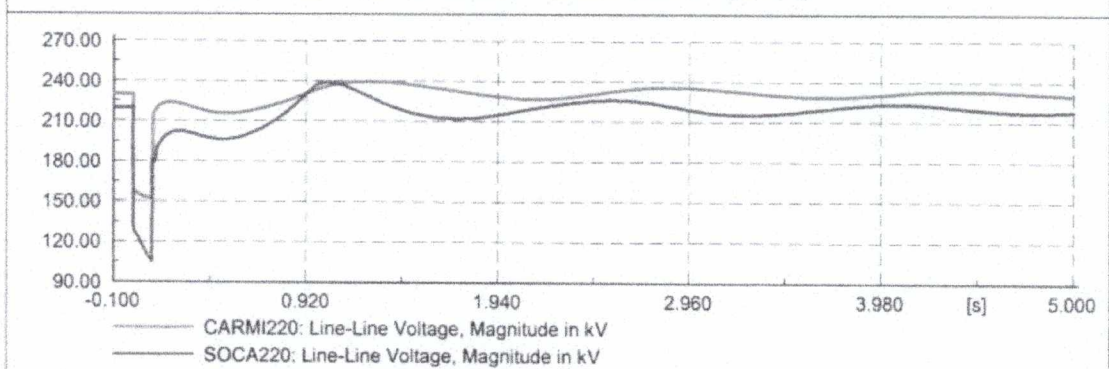
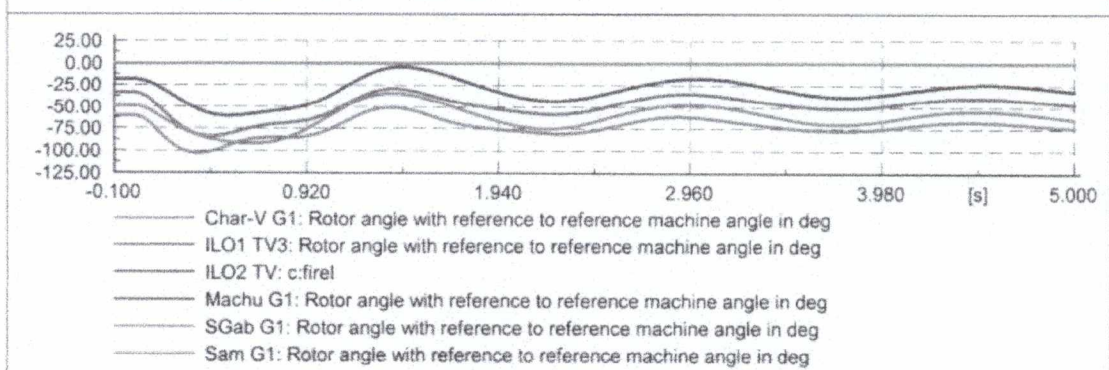
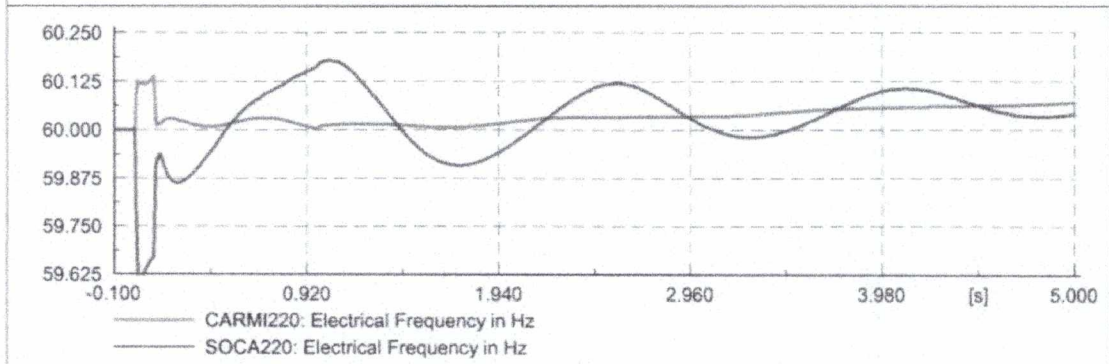
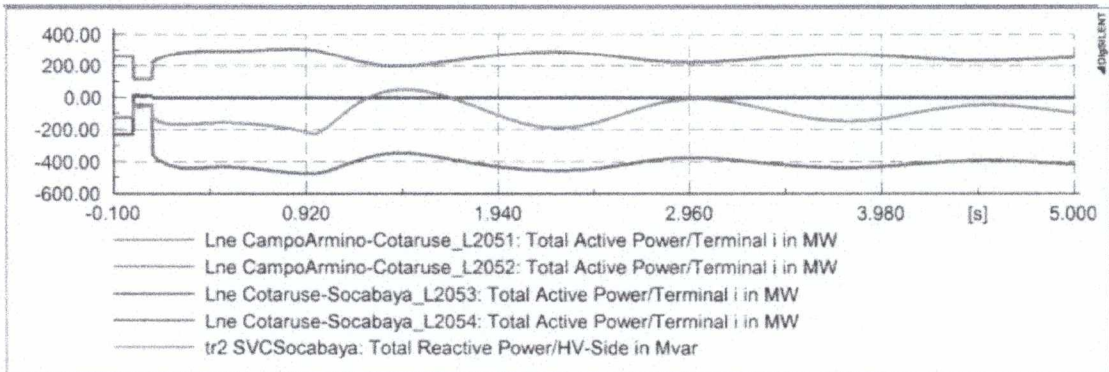
	Falla Trifásica en la L-2054 con apertura definitiva	Graficos	Date: 8/2/2011
	Máxima demanda - Estiaje 2011		Annex: /1





	Falla Trifásica en la L-2054 con apertura definitiva	Graficos	Date: 8/2/2011
	Media demanda - Estiaje 2011		Annex: /1





	Falla Trifásica en la L-2054 con apertura definitiva	Graficos	Date: 8/2/2011
	Minima demanda - Estiaje 2011		Annex: /1



Lima, 9 de febrero de 2012

COES/D-118-2012

Señores Gerentes Generales y/o Representantes de las Empresas Integrantes del COES:

Carlos Luna Cabrera	EDEGEL	Reynel Aspilcueta	CONENHUA
Manuel Cieza Paredes	EEPSA	Manuel Parrondo Cifuentes	ABENGOA
Dante Aguilar Onofre	ILLAPU ENERGY	Adalberto Rivadeneira G.	MINERA MILPO
Ruperto Espinoza Peña	EGASA	Humberto Vergara Quintero	YURA
José Angulo Echea	EGEMSA	Raúl Vera La Torre	SHOUGANG HIERRO PERU
Juan Salomón Flores	EGESUR	Johny Orihuela Ávila	MINERA CONDESTABLE
Raúl Tengan Matsutahara	ELECTROPERÚ	Miluska Cervantes Cornejo	MINERA CERRO VERDE
Ernesto Bacigalupo	ENERSUR	Fernando Café Barcellos	PERUBAR
Alberto Pérez Morón	SAN GABÁN	Hernán Torres M.	CEMENTO ANDINO
Li Guohua	SHOUGESA	Francisco Secada Paredes	CERAMICA LIMA
Alvaro Cabrera Ramírez	CORONA	Oscar Navarro Escobar	MINERA BARRICK MISQUICHILCA
Mark Hoffmann	TERMOSELVA	José Galarreta Howard	BACKUS Y JOHNSTON
Alejandro Ormeño D.	SN POWER PERÚ	Luis Díaz-Dulanto Medina	MINERA COLQUISIRI
Carlos Luis Fossati	EGENOR	José Luis Arévalo Vega	CEMENTOS PACASMAYO
Rosa María Flores Aráoz	KALLPA	Luis Alberto Herrera P.	CREDITEX
Javier Lei Siucho	GEPSA	Eliás Pedro Tovar Pinto	EXSA
Enrique Gubbins Bovet	SDF ENERGÍA	David Marsano Navarro	FUNDICION CALLAO
Juan Martín Calmet	ESCOSAC	Jorge Rodríguez Rodríguez	GLORIA
Fernando Urquiza Rivera	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	Juan Luis Kruger Sayán	GOLD FIELDS
Pedro Lemer Rizo Patrón	CELEPSA	Sandro Ferrero Salazar	MEPSA
Julián Cabello Yong	CHINANGO	Juan H. Bedoya Barclay	MESSER GASES
Ricardo Palomino Bonilla	MAJA ENERGÍA	Segundo Vitón Ramírez	QUIMPAC
Egardo Wong Lu Vega /	AGROINDUSTRIAL	Evor Velezmoro Espinoza	CEMENTOS LIMA
Efrain Wong Lu Vega	PARAMONGA	Jaime Zúñiga Larenas	MINSUR
Branislav Zdravkovic	SINERSA	Alfredo Luis Toso Chávez	PAPELERA NACIONAL
Raphael Huamán M.	ELÉCTRICA SANTA ROSA	Jorge Rodríguez Rodríguez	INDUSTRIAS CACHIMAYO
Carlos Cavallero Behr	AGUAS Y ENERGÍA PERÚ	Julio César Coronado I.	MINERA YANACocha
José Rabanal Abanto	ADINELSA	Manuel Tovar Villegas	DOE RUN PERU
Carlos Diego Soria Dall'Orso	PETRAMÁS	Hans Flury Royle	SOUTHERN PERÚ
Felipe Repetto Sánchez	HIDRANDINA	Carlos Gubbins Cox	MINERA CASAPALCA
Alfonso Valle Cisneros	EDELNOR	Mario Calvo Pérez Badiola	PROTISA
Eric Díaz Huamán	LUZ DEL SUR	Carlos Pinillos González	TASA
Víctor Monzón Gonzales	ELECTROSUR	Pedro Olórtogui Perea	MINERA VOLCAN
José Oporto Vargas	SEAL	Luis Alberto Rivera Ruiz	XSTRATA TINTAYA
Alfredo Pereyra Pantoja	ELECTRODUNAS	Jaime Rinaldi Mansilla	MINERA ARES
Marco Araujo Pérez	ELECTRO SUR ESTE	Antonio Pinilla Cisneros	ANTAMINA
Manuel Suarez Mendoza	ELECTROCENTRO	Ricardo Cilloniz Ch.	ACEROS AREQUIPA
Felipe Repetto Sánchez	ELECTRONOROESTE	Marcela Benites Vásquez	MINERA LOS QUENUALES
Felipe Repetto Sánchez	ELECTRONORTE	Carlos Galvez Pinillos	MINAS BUENAVENTURA
Luis Alejandro Camargo	REP/ISA/TRANSMANTARO	Jalmiro Lazarini Junior	MINERA MISKI MAYO
Luis Velasco Bodega	REDESUR	Roberto De Barros Bezerra	SIDERPERÚ
Mark Hoffmann	ETSELVA	Tulio Silgado Consiglieri	CERÁMICA SAN LORENZO
		Marciano Izquierdo	HIDROCAÑETE

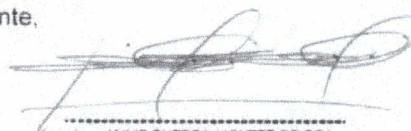
Asunto: LÍMITE DE OPERACIÓN PARA EL ENLACE DE TRANSMISIÓN DE 220 KV MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA

De mi consideración:

Es grato dirigirme a ustedes para remitirles adjunto copia de la Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 007-2012-D/COES, mediante el cual se establece un límite de operación especial para el enlace de 220kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlos.

Atentamente,



Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

Adj.: Lo indicado.
JCP/FTG
C.c.: MINEM - DGE, OSINERGMIN, P. DO, DP, SPR, SEV, SCO, STR, SPL, SIP.

Manuel Roaud y Paz Soldán N° 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 611-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe

**RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES****N° 007-2012-D/COES**

Lima, 09 de febrero de 2012

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:**CONSIDERANDO**

Que, el 08 de agosto de 2011 se emitió la Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 008-2011-D/COES, en la cual se estableció que el nuevo límite de operación para el enlace de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2051/2052 y L-2053/2054) es 460 MW en la dirección de Norte a Sur, medidos en el extremo de Socabaya, con las cuatro ternas y los respectivos bancos de compensación serie en servicio, conforme se sustenta en el informe COES/DP/SNP-018-2011. Para ello se consideró como hipótesis la ocurrencia de falla trifásica en una sola terna del enlace mencionado con desconexión de la misma.

Que, la ocurrencia reciente de cuatro eventos con desconexión de ambos circuitos del enlace de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya por descargas atmosféricas, (los días 28 de diciembre del 2011, el 19 de enero, 7 y 8 de febrero del 2012), ha puesto en evidencia que nos encontramos ante una situación climática anormal que se está manifestando además con las intensas lluvias que se vienen observando en todo el país. En efecto, en 45 días han ocurrido cuatro eventos con desconexión de ambos circuitos, en tanto que según la estadística de los últimos diez años, se han registrado 1.9 eventos por año (en promedio) para el período de avenida (diciembre-abril).

Que, en base al análisis de los eventos ocurridos el 28 de diciembre de 2011 y 19 de enero de 2012, el COES realizó los estudios eléctricos considerando una nueva hipótesis de falla, conforme se presenta en el informe COES/DP/SNP-018-2012, en el cual se concluye que en período de media demanda, ante una falla simultánea de las dos líneas del enlace con desconexión definitiva, no se producirá el colapso del área sur siempre y cuando el flujo en el enlace no exceda de 330 MW.

Que, conforme a la estadística de las fallas por descargas atmosféricas registradas en los últimos diez años en el enlace Mantaro-Cotaruse-Socabaya el 75,8% ocurren entre las 12:00 h y las 18:00 h.

Que, dadas las condiciones climáticas severas que se vienen observando en el presente período de avenida, es necesario adoptar medidas urgentes para mitigar su impacto sobre la operación del SEIN.



RESUELVE:**ARTÍCULO PRIMERO:**

Establecer el valor de 330 MW como límite de operación, en la dirección norte a sur, para el enlace de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2051/L-2052 y L-2053/L-2054), para el horario de 12:00 h a 18:00 h. Dicho valor será medido en el extremo de Socabaya con las cuatro ternas y cuatro bancos serie del enlace en servicio.

ARTÍCULO SEGUNDO:

El límite establecido en el Artículo Primero de la presente Resolución se aplicará desde el 10 de febrero de 2012 hasta el 15 de abril del 2012.


ARTÍCULO TERCERO:

Fuera del horario establecido en el Artículo Primero de la presente Resolución, se mantendrá el valor fijado en la Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 008-2011-D/COES.

Regístrese y comuníquese.



Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

	MÁXIMA POTENCIA DE TRANSFERENCIA DE LA L.T. 220 KV MANTARO-COTARUSE- SOCABAYA	SUBDIRECCION DE NUEVOS PROYECTOS Informe COES/DP-SNP-018 - 2012
		Fecha: 09 de febrero de 2012

**MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN LA L.T. 220 KV MANTARO-
COTARUSE-SOCABAYA CONSIDERANDO UNA FALLA SIMULTÁNEA PARA
EL PERÍODO AVENIDA 2012**

1. ANTECEDENTES

Concluidos los trabajos de mejora en la confiabilidad por descargas atmosféricas de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, el 14.01.2011 el COES emitió la Resolución N° 004-2011-D/COES, elevando el límite de transmisión de dicha línea a 300 MW medidos en Socabaya. Dicho incremento fue posible cambiando el criterio de estabilidad angular de falla simultánea con apertura de un circuito, utilizado hasta antes de esta resolución, por uno de falla simple en un circuito con su apertura definitiva.

Concluidos los trabajos de ampliación de la compensación serie capacitiva en la línea y la instalación de reactores adicionales en la S.E. Cotaruse, así como el SVC en la S.E. Socabaya, el 08.08.2011 el COES emitió la Resolución N° 008-2011-D/COES, actualizó el límite de transmisión en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya a 460 MW medidos en Socabaya, utilizando el mismo criterio de falla trifásica en un circuito con su apertura definitiva.

El 30.09.2011 el COES emitió el Informe Final del Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación 2012. En dicho estudio, se definió el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) del área sur del SEIN admitiendo la posibilidad de desconexión de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya por fallas consecutivas y considerando el nuevo límite de transmisión. En dicho estudio, se detectó que la desconexión de la línea podía provocar inestabilidad angular en algunos casos, resaltándose que el ERACMF no puede evitar una eventual pérdida de sincronismo, dado que la estabilidad angular y la estabilidad de frecuencia son fenómenos distintos que transcurren en escalas de tiempo diferentes.

El 28.12.2011 a las 14:48, se produjeron fallas simultáneas en la línea, una bifásica a tierra en el circuito L-2054 y otra monofásica en el circuito L-2053, provocando el colapso del Área Sur. En dicho evento, no se completó el ciclo de recierre en el circuito L-2053, lo cual provocó la separación física de los sistemas Centro-Norte y Sur. Antes de la falla, la línea transportaba 456 MW en el extremo de Socabaya. Se observó que las unidades de generación del Área Sur perdieron el sincronismo respecto a las unidades del Área Centro-Norte, antes de completarse el ciclo de recierre en la línea L-2053. También se observó pérdida de sincronismo entre las unidades del Área Sureste y las unidades del Área Suroeste luego de la desconexión definitiva de las líneas L-2054 y L-2053.

El 19.01.2012 a las 17:10, se produjeron fallas simultáneas en la línea, una bifásica a tierra en el circuito L-2052 y otra monofásica en el circuito L-2051. El circuito L-2052 desconectó y en el circuito L-2051 se produjo un recierre monofásico. Sin embargo, inmediatamente después actuó la zona 2 de la protección de distancia en Socabaya provocando la separación física de los sistemas Centro-Norte y Sur. En este evento, la interrupción de suministros en el Área Sur fue parcial, por actuación del ERACMF. Antes de la falla, la línea transportaba solamente 340 MW en el extremo de Socabaya. De acuerdo a registros oscilográficos, el flujo en la línea cruzó por cero, durante el tiempo muerto de recierre del circuito L-2051, lo cual indica que hubo pérdida de sincronismo de las unidades de



generación del Área Sur respecto de las unidades del Área Centro-Norte. Por el desenlace de este evento, se deduce que no hubo pérdida de sincronismo entre las unidades del Área Sureste y las unidades del Área Suroeste luego de la separación de los sistemas, lo cual permitió al ERACMF evitar el colapso del Área Sur, a diferencia del evento del 28.12.2011.

Los días 07.02.2012 a las 15:04 y 08.02.2012 a las 16:07 se produjeron fallas simultáneas bifásicas a tierra y monofásicas, respectivamente, provocando el colapso parcial del Área Sur. El flujo transmitido en ambos casos fue de 439 y 430 MW aproximadamente.

La ocurrencia de los cuatro eventos mencionados con desconexión de ambos circuitos del enlace Mantaro – Cotaruse – Socabaya por descargas atmosféricas muestra que actualmente se presenta una situación climática anormal con alta frecuencia de fallas múltiples y que supera la estadística de los últimos diez años.

Adicionalmente, se debe resaltar que el 04.02.2012 se inició el mantenimiento mayor de la central Ilo 2. Dicha indisponibilidad se extenderá hasta el 18.04.2012.

En base a los eventos ocurridos el 19 de enero se realizó los estudios eléctricos, considerando una falla simultánea en las dos líneas con desconexión definitiva sin que se produzca el colapso del sistema Sur por inestabilidad angular, para definir un límite de transmisión temporal entre las 12:00 horas y las 18:00 horas debido a que en ese período ocurren las descargas atmosféricas.

2. OBJETIVO

Definir la máxima transferencia de potencia por la L.T. 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya en horas de mayor frecuencia de fallas múltiples en los dos circuitos paralelos de la línea considerando como criterio fallas bifásicas a tierra simultáneas con apertura definitiva de ambos circuitos, para el período de avenida del 2012.

3. MODELAMIENTO DEL SEIN

Se ha utilizado el Modelo Dinámico del SEIN disponible en el programa DIgSILENT Power Factory versión 14.0, que incluye los Esquemas de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN, las protecciones propias por tensión de la Minera Cerro Verde y las protecciones propias por frecuencia de las unidades de generación del SEIN.

4. ALCANCES

Los análisis han sido realizados considerando un escenario hidrológico de avenida en horas de media demanda (15:30) con la C.T. Ilo 2 fuera de servicio.

5. METODOLOGÍA

Se ha utilizado una secuencia de análisis con los siguientes pasos:



- (i) Como punto de partida se reproduce el escenario de operación en estado estacionario con un máximo flujo por la línea Cotaruse-Socabaya de 360 MW medidos en la S.E. Socabaya.
- (ii) Con el SEIN operando con un flujo de potencia de 360 MW inyectados en la SE Socabaya, se simula una fallas bifásicas simultáneas en las líneas L-2053 y L-2054, que se despejan mediante la apertura definitiva de ambos circuitos.
- (iii) La máxima potencia de transferencia es el valor de flujo pre falla con el cual, luego de la separación de las Áreas Centro-Norte y Sur por la apertura definitiva de ambos circuitos, se verifica que:
 - (iii.1) Las máquinas de la zona Sur Este no pierden el sincronismo con respecto a la zona Sur Oeste.
 - (iii.2) La actuación del ERACMF es apropiada. Si se tiene que cuenta que el ERACMF fue definido con el límite de transmisión vigente de 460 MW en Socabaya, debe evitarse que con los nuevos límites se produzcan rechazos de carga excesivos que puedan provocar la desconexión de unidades de generación por sobrefrecuencia o por sobretensión.

5.1 Secuencia de eventos

La falla simultánea en la LT Cotaruse-Socabaya se ha simulado considerando la siguiente secuencia de eventos:

- Falla Bifásica a tierra en la mitad de las líneas L-2053 y L-2054 en $t = 0$ s.
- Cierre de los interruptores "Bypass" de los capacitores serie XC3 y XC4 en $t = 0$ s.
- Apertura de los interruptores IP5, IP6, IP7, IP8 en la S.E. Cotaruse en $t = 55$ ms.
- Apertura de los interruptores IP3 e IP4 de las líneas L-2053 y L-2054 en la S.E. Socabaya en $t = 55$ ms.
- Despeje de las fallas en las líneas L-2053 y L-2054 en $t = 55$ ms.

6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

6.1 Resultados de la aplicación de la metodología

Se ha simulado fallas bifásicas a tierra en las líneas L-2053 y L-2054 conforme a la secuencia indicada en el punto 5.1 y se ha evaluado la máxima transferencia de potencia por estabilidad angular. Se redujeron los flujos desde los 360 MW iniciales para que no se



presente pérdida de sincronismo entre unidades del área Sureste y Suroeste y dejar que el ERACMF actúe ante la apertura de la línea de interconexión.

Los análisis efectuados dan como resultado que el flujo máximo transmitido para evitar la pérdida de sincronismo es 330 MW. En estas condiciones, se activan las protecciones propias de la Cerro Verde, desconectando 48 MW. Adicionalmente, se activa el ERACMF hasta la etapa 6, desconectando 342 MW. La frecuencia alcanza un máximo de 61.2 Hz y finalmente se estabiliza en 60.4 Hz. Como consecuencia de la desconexión de carga, se presentan sobretensiones que pueden superar la tensión máxima de servicio. Por otra parte, la central La Joya pierde sincronismo. Ver figuras 1 y 2.

Se aprecia que la tensión en las barras de la subestación San Gabán alcanza los umbrales de activación de las protecciones de las líneas L-1010, L-1013 y L-1014 (158,7 kV). Ver figura 2. Esto podría provocar la desconexión de las unidades de esa central y provocar un colapso. En consecuencia, es recomendable elevar dichos umbrales.

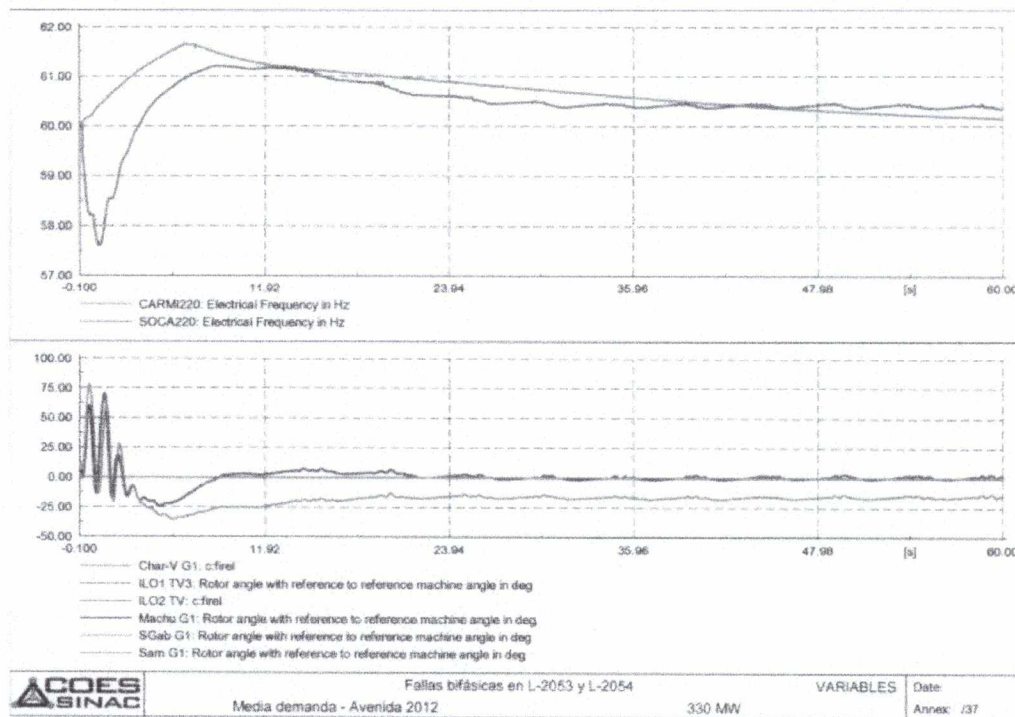


Figura 1



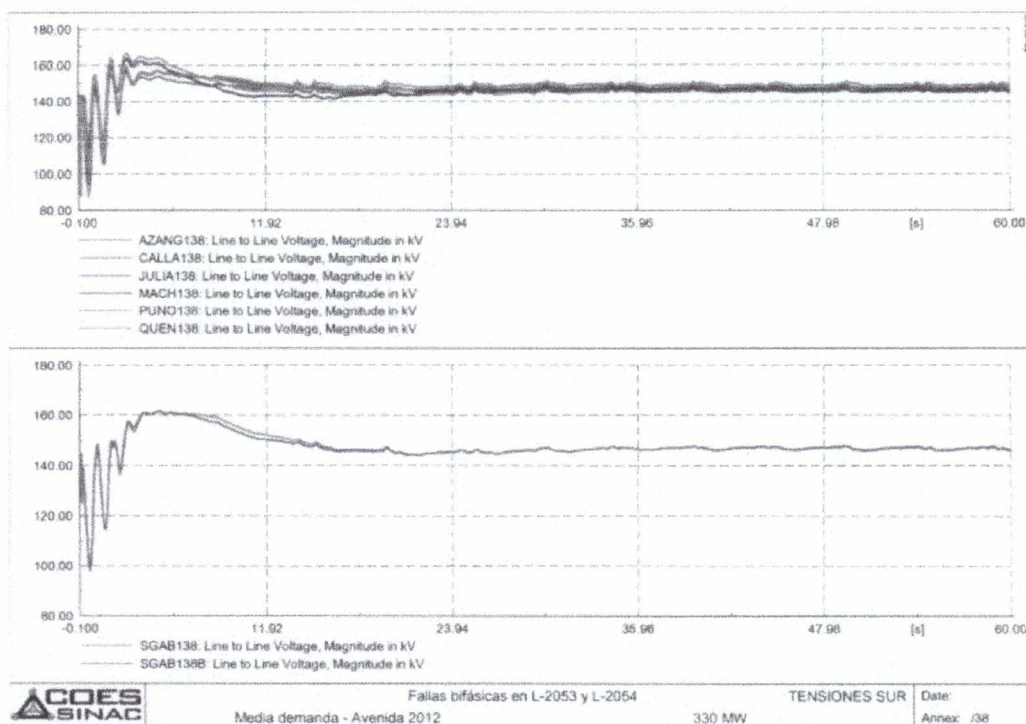


Figura 2

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

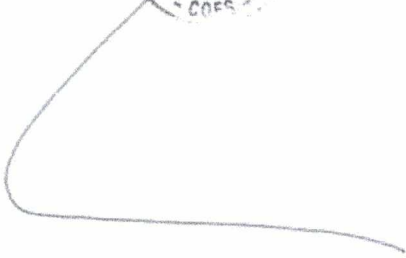
- 7.1 Los resultados de los análisis muestran que para evitar el colapso del Área Sur por inestabilidad angular, ante fallas simultáneas en la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya en periodos de mayor frecuencia de fallas simultáneas, es recomendable despejar dichas fallas con la desconexión definitiva de ambos circuitos de la línea. Para que esta medida sea efectiva es necesario que el flujo en dicha línea sea limitado a 330 MW en Socabaya.
- 7.2 Se recomienda elevar el umbral de las protecciones de sobretensión de las líneas L-1010, L-1013 y L-1014 para evitar la desconexión de las unidades de la central San Gabán.
- 7.3 Como consecuencia del rechazo de carga requerido para preservar la estabilidad de la frecuencia del SEIN frente a la desconexión de la interconexión Centro-Sur, inevitablemente se presentan sobretensiones. Las tensiones en algunas de las barras de 138 kV pueden estabilizarse por encima de la tensión máxima de servicio correspondiente (145 kV). La operación por encima de dicho valor debe estar limitada en el tiempo para evitar daños a los equipos. Como se indicó en el Estudio de RACG



2012, es importante que en la fase de restablecimiento se tomen las medidas necesarias para mitigar estas sobretensiones.



Fecha	Rev.	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
09/02/12	0	Elaboración del Informe	RZC	CAC	YJD



RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES**N° 008-2010-D/COES**

Lima, 1 de octubre de 2010

LA DIRECCION DE EJECUTIVA DEL COES**CONSIDERANDO:**

Que el 4 de junio de 2008 se emitió la Resolución de la Dirección de Operaciones del COES-SINAC N° 008-2008-DO/COES-SINAC, en la cual se estableció los límites de operación en potencia del enlace entre el Subsistema Centro y el Subsistema Norte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y la capacidad de la línea de transmisión de 220 kV Paramonga Nueva-Chimbote 1 (L-2215 y L-2216) en condiciones normales, no existiendo al presente otro límite operativo en el área del Subsistema Norte del SEIN;

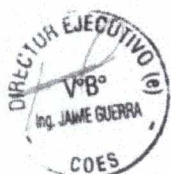
Que por los mayores niveles de potencia transmitidos hacia el Área Norte derivados del crecimiento de la demanda y por las condiciones hidrológicas que se presentan en el periodo de estiaje, resulta necesario que el COES establezca límites de operación adicionales en el Área Norte en el enlace de transmisión de 220 kV Chimbote 1-Trujillo Norte (L-2232 y L-2233);

Que mediante la Nota Técnica COES/NT-SPR02-2010 adjunta al documento COES/SPR-347-2010 del 2 de setiembre de 2010, la cual fue refrendada por la Dirección Ejecutiva a través de la Dirección de Operaciones y publicada en el Portal de Internet del COES, se establece límites en el enlace de 220 kV Chimbote 1-Trujillo Norte (L-2232 y L-2233); no obstante, es conveniente formalizar los referidos límites;

Que la Ley 28832 establece en su Artículo 12 que el COES tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema;

Que el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas en su Artículo 95° dispone que la programación de operación derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad del servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y racionamiento;

Que, en determinados casos por las condiciones particulares del SEIN previstas para el horizonte de programación, es necesario redefinir los límites de transmisión para el cabal cumplimiento de lo dispuesto en las normas citadas en los párrafos precedentes;



RESUELVE:**Artículo Primero**

Establecer el límite máximo de transmisión del enlace de 220 kV Chimbote 1 - Trujillo Norte (L-2232 y L-2233) en condiciones normales, en los siguientes valores medidos en la S.E. Trujillo Norte:

- a. 280 MW, en el periodo de mínima demanda (23:00h a 08:00h) con excepción de los días domingos y feriados, para los cuales se aplicará en todas las horas del día.
- b. 250 MW, en el periodo de media demanda (08:00h a 18:00h), con excepción de los días domingos y feriados.
- c. 250 MW, en el periodo de máxima demanda (18:00h a 23:00h), con excepción de los días domingos y feriados.


Artículo Segundo

Incorporar la Nota Técnica COES/NT-SPR02-2010 adjunta al documento COES/SPR-347-2010 del 2 de setiembre de 2010, como parte integrante de la presente Resolución.

Artículo Tercero

La Subdirección de Programación (SPR) del COES podrá redefinir los límites de transmisión en el enlace de 220 kV Chimbote 1-Trujillo Norte (L-2232 y L-2233) a través de la emisión de los programas de operación, en función de las condiciones particulares del SEIN previstas para el horizonte de programación. Para ello sustentará los nuevos límites mediante un análisis eléctrico que formará parte del informe del programa de operación correspondiente.

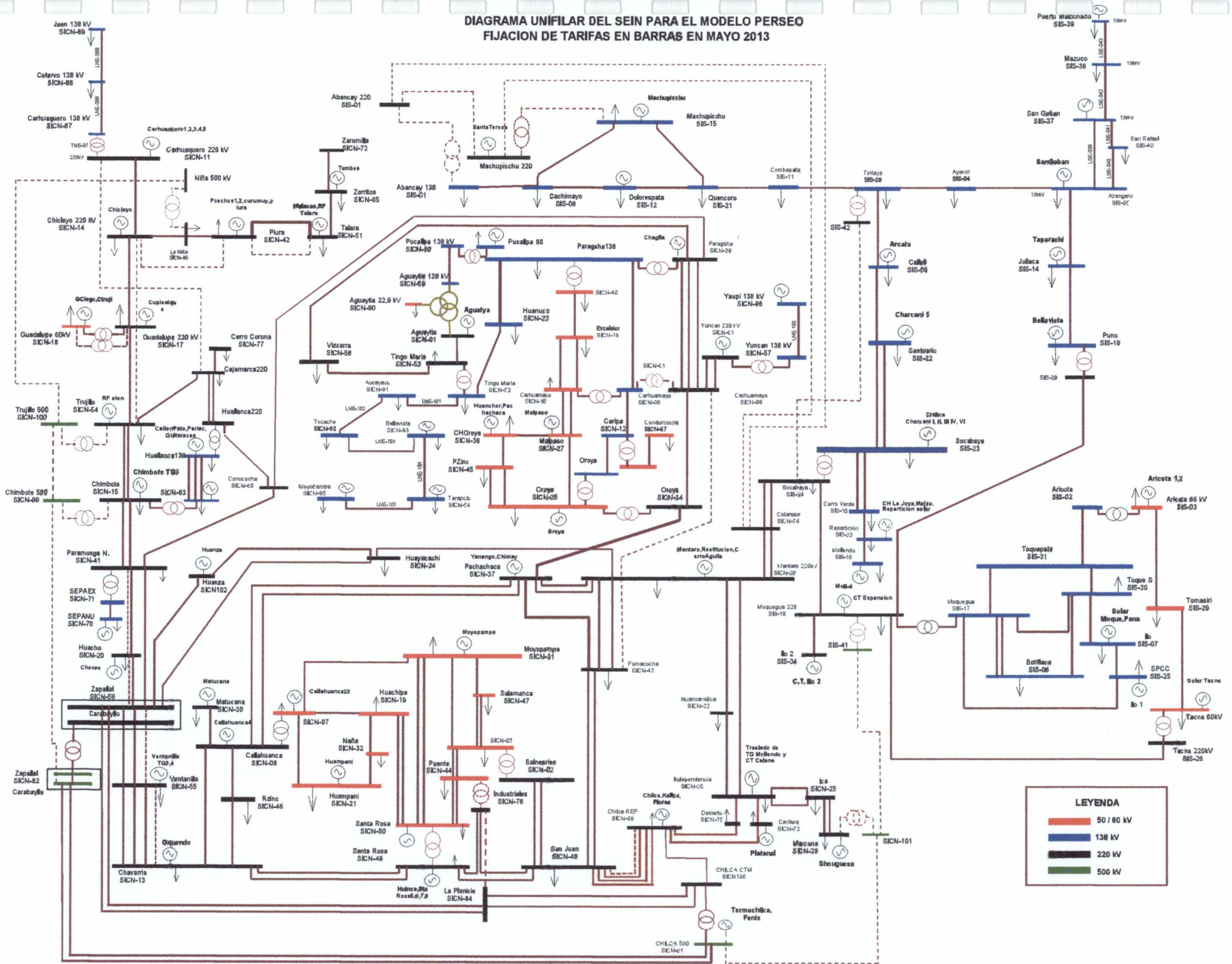
Regístrese y Comuníquese.



ING. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (a)
COES

G3. DIAGRAMA UNIFILAR

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SE PARA EL MODELO PERSEO
FIJACION DE TARIFAS EN BARRAS EN MAYO 2013**



000310