

IV

DIRECCIÓN DE OPERACIONES



El COES presenta a continuación las principales actividades extraordinarias realizadas en este ejercicio.

A. ESTUDIOS

El COES en su Plan de Trabajo y Presupuesto Anual 2006 tomó las previsiones para ejecutar estudios, consultorías y asesorías en diversos temas técnicos.

Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (ECP)

El Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (ECP), elaborado por la empresa TRANSENER S.A. en asociación con CESI S. p. A. se inició en el mes de mayo 2003, cuando la información de los parámetros de máquinas, líneas de transmisión, transformadores, reactores, compensadores, sistemas de protección, etc. entregada por las empresas del SEIN a través del Comité de Trabajo del Estudio de Coordinación de Protecciones (CT-ECP) del COES fue consistente y suficiente.

La Fase 1 del ECP relacionada con la coordinación de protecciones de la generación y transmisión del SEIN concluyó durante el año 2004, en tanto que la Fase 2 se ejecutó en 2005, la cual estuvo orientada a la coordinación de las protecciones en las fronteras con las empresas Distribuidoras y con los Clientes Libres del SEIN. Los informes respectivos fueron distribuidos a las empresas integrantes del SEIN y se encuentran publicados en la página Web del COES.

El ECP fue liquidado durante el mes de septiembre del año 2006, luego de concluirse el curso de capacitación en sistemas de protección para especialistas organizado por la Dirección de Operaciones, conforme fue previsto en el contrato con TRANSENER. A este curso que duró dos semanas (del 07 al 2006-08-18), asistieron especialistas de las empresas Generadoras, Transmisoras, Distribuidoras, Clientes Libres importantes y de la propia Dirección de Operaciones.

En cumplimiento con lo dispuesto por la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), el día 2006-07-25 se remitió una actualización del estudio de coordinación de protecciones del SEIN a las empresas integrantes del SEIN (con copia a OSINERG).

Supervisión del Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (SECP)

La Supervisión del ECP estuvo a cargo de la empresa KEMA ECC Inc. la cual se asoció con la consultora GERS S. A. para efectos de la supervisión del estudio ECP.

El Supervisor entregó oportunamente sus informes de observaciones y comentarios respecto a la Fase 1 y a la Fase 2 del ECP elaborados por el consultor TRANSENER, como estaba previsto en el contrato de servicios.

El contrato con la empresa supervisora del estudio fue liquidado durante el primer semestre del año 2006.

Estudio de Estabilidad y Límites de Operación de los Principales Enlaces en el SEIN (EE)

El Estudio de Estabilidad (tanto angular; transitoria y permanente, como de tensión) y de determinación de los límites de operación de los principales enlaces entre subsistemas del SEIN, se ejecutó con recursos propios y el apoyo de un ingeniero especialista contratado. Se utilizaron criterios de estabilidad angular y de tensión para definir los límites en los enlaces en las líneas 220 kV Mantaro-Socabaya y Paramonga-Chimbote.

El COES cumplió con elaborar y difundir el referido estudio a las empresas el 2006-07-31, cumpliendo lo establecido en el artículo 7.4.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR). Asimismo se emitió una Resolución de la Dirección de Operaciones (Resolución N° 012-2006-DO/COES-SINAC del 2006-08-09), para oficializar los límites encontrados en el estudio.

Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión en el SEIN (EIT)

El estudio integral de tensión, compensación reactiva y estabilidad de tensión se inició el 2006-02-07 con la suscripción del contrato con el consultor CESI. En la Sesión de Directorio N° 248 del 2005-11-03 fue aprobado el expediente para el concurso de consultores. La evaluación fue presentada en la Sesión N° 252 del 2005-12-15. El otorgamiento de la Buena Pro de este estudio se concretó en la Sesión N° 253 del 2006-01-10.

El estudio concluiría el primer semestre del año 2007, habiéndose entregado un primer informe con la evaluación de la situación actual y los análisis previstos (6.4.5, 6.4.6, 7.4.1b) en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR). El informe de CESI fue distribuido el día 2006-07-18, antes de la fecha límite establecida en la referida norma (2006-07-31).

La versión final de este primer informe con la absolución de las observaciones efectuadas por las empresas fue entregada al COES por CESI el día 2006-11-10 y distribuido a los representantes al Comité de Trabajo correspondiente.

Al presente han quedado definidos los escenarios del estudio hasta el año 2010 y CESI ha empezado las simulaciones para la ubicación óptima de los equipos de compensación reactiva necesarios en el SEIN.

Estudio de la Reserva Rotante y de la Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (ERRRF)

Este estudio propondrá las políticas, las estrategias y los procedimientos necesarios para la fijación de la reserva rotante y para la regulación de la frecuencia en el SEIN.

Los Términos de Referencia del estudio fueron encargados por el COES a la empresa P.A. Consulting. Ellos fueron entregados por el consultor el día 2005-03-28 y distribuidos a las empresas el 2005-04-01. El documento final fue expuesto por el consultor el día 2005-04-05 al Comité de Trabajo respectivo.

Tales Términos de Referencia del Estudio de la Reserva Rotante y de la Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional fueron revisados por la Dirección de Operaciones y las empresas integrantes, a través de reuniones del Comité de Trabajo de Reserva Rotante y Regulación de Frecuencia del SEIN.

El concurso de consultores fue convocado luego que el Directorio en su S.D. N° 259 del 2006-04-06 aprobase el expediente del estudio. En la S.D. N° 263 del 2006-06-15 el Directorio otorgó la Buena-Pro al consultor XM Compañía de Expertos en Mercados, de Colombia.

El contrato con el consultor fue suscrito el 2006-10-02 luego de su negociación. La entrega de información a XM culmina en el mes de febrero de 2007. El estudio finalizaría durante el tercer trimestre del año 2007. El día 2006-12-22 el consultor XM entregó el primer informe del estudio.

B. CONSULTORÍAS Y ASESORÍAS DIVERSAS

Consultorías Relacionadas a Aspectos Tarifarios del Año 2005 - 2006

Se consideró la participación de especialistas externos para apoyar en la ejecución del estudio tarifario, en la absolución de las observaciones de OSINERG, audiencias públicas y en las apelaciones durante el año 2006.

Los consultores externos ayudaron en los temas de proyecciones del PBI, análisis de las demandas y proyectos de nuevas cargas que se incorporarán al SEIN, así como en el análisis de los proyectos de generación que podrían ingresar en el horizonte del estudio tarifario.

Otra actividad relacionada ejecutada durante el año 2006 fue la sustentación y absolución de observaciones al modelo de proyección de demanda empleado en el estudio tarifario, efectuada con la colaboración del Dr. Salomé González. Asimismo el especialista Ing. Wilfredo Sifuentes fue contratado para colaborar en la revisión del modelo tarifario Perseo.

Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES

El Procedimiento PR-34 de Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES fue desarrollado por la División de Estudios y el Comité de Trabajo correspondiente, siendo alcanzado al Ministerio de Energía y Minas (MEM) en noviembre del 2004, luego de su aprobación por el Directorio. Se recibieron observaciones de tal Ministerio en marzo del 2005, las cuales fueron analizadas y absueltas en mayo del 2005. Este procedimiento N° 34 fue aprobado por el MEM, habiendo sido publicado en el Diario Oficial El Peruano el día 2005-12-17.

La División de Estudios utilizando recursos propios aplicó durante el año 2006 el referido procedimiento y revisó los informes que remitieron las empresas.

Actividades para Cumplir con la Norma NTCOTR

Con fecha 2005-03-03 la Dirección General de Electricidad mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, publicó una nueva versión de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de las Sistemas Interconectados (NTCOTR), la misma que asignó nuevas obligaciones al COES, incluyendo la ejecución de nuevos estudios periódicos.

Para cumplir con dichas obligaciones se contrató consultoría externa para la revisión, evaluación y estandarización de la secuencia de maniobras de conexión y desconexión de las instalaciones eléctricas de las empresas del SEIN.

Actualización del Estudio de Rechazo / Reconexión Automática de Carga y Desconexión Automática de Generación del SEIN para el Año 2007

Este estudio fue elaborado por los especialistas de la División de Evaluación, habiéndose concluido oportunamente en septiembre del año 2006. Para elaborar el estudio se contó con personal externo de ingeniería de apoyo.

Fue establecido el esquema de rechazo automático de carga en el SEIN por relés de mínima frecuencia y relés de mínima tensión, el rechazo automático de generadores por sobre frecuencia y las calibraciones de los relés correspondientes. Este estudio, conforme lo prevé la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistema Interconectados (NTCOTR), entró en vigencia en el mes de enero de 2007.

Se cumplió con exponer a las empresas del SEIN el estudio denominado «Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN - Año 2007» el día 2006-09-28. Tal informe ha sido también publicado en la sección Estudios de la página Web del COES-SINAC.

En cumplimiento con la NTCOTR, mediante carta COES-SINAC/D-1137-2006 del 2006-09-29 el esquema de rechazo de carga/generación del año 2007 fue comunicado a las empresas integrantes del SEIN.

Elaboración de Procedimientos Técnicos para la Pruebas de los Sistemas de Control de los Grupos Generadores y SVC del SEIN (PRC)

La determinación de los modelos de los sistemas de control; reguladores de tensión, estabilizadores y reguladores de velocidad, mediante pruebas de campo ha sido encargada a las empresas integrantes, conforme lo establece el numeral 1.4.5 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR) publicada el 2005-03-03:

«Los Integrantes del Sistema están obligados a entregar al Coordinador con copia a la DOCOES, en los plazos que éste establezca, las características técnicas y los modelos matemáticos de sus equipos e instalaciones de acuerdo a los formatos que el Coordinador o la DOCOES señale. De ser el caso dicha información será sustentada con los ensayos pertinentes, y cada cuatro (4) años o cuando se realice alguna modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones, se realizarán ensayos para actualizar las características técnicas y los modelos matemáticos mencionados.»

En su Disposición Transitoria Segunda, la NTCOTR del 2005-03-03 señala:

«La DOCOES solicitará a los Integrantes del Sistema la información descrita en el numeral 1.4.5, en un plazo de noventa (90) días de publicada la Norma, luego del cual coordinará la programación de los ensayos respectivos que se ejecutarán indefectiblemente a partir de enero de 2006.»

Al respecto la Dirección de Operaciones, a través del consultor REIVAX de Brasil se encuentra elaborando los procedimientos para normar la ejecución de las pruebas de los sistemas de control de las centrales y de los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) del SEIN, los cuales deberán incorporar los formatos requeridos en el numeral 1.4.5 de la NTCOTR.

Para ello, elaboró durante el cuarto trimestre del año 2005 un proyecto de Términos de Referencia para un concurso de consultores, para la ejecución de los referidos procedimientos. Estos Términos de Referencia fueron alcanzados para las observaciones pertinentes al Comité de Trabajo de Estabilidad Angular del SEIN.

El concurso de consultores fue convocado luego que el Directorio en su S.D. N° 259 del 2006-04-06 aprobase el expediente del estudio. En la S.D. N° 264 del 2006-07-13, el Directorio otorgó la Buena-Pro al consultor REIVAX de Brasil.

El contrato con el consultor fue suscrito el 2006-10-02 luego de su negociación. La entrega de información a REIVAX por el COES culminó el 2006-10-11 y los procedimientos fueron entregados por REIVAX el 2006-12-22 para observaciones, estimándose que el estudio finalizará durante el primer trimestre del año 2007. La liquidación del contrato con REIVAX se encuentra prevista efectuarla luego de la exposición del informe final del estudio.

Consultorías en Análisis y Estadísticas de Fallas, Implementaciones y Coordinaciones de los Sistemas de Protección y Estudios de Operatividad

Se efectuaron diversas consultorías relacionadas a la revisión y aprobación de los estudios de operatividad de nuevas instalaciones que ingresan al SEIN y por los análisis de fallas para asignar responsabilidad por transgresiones a la NTCSE. También se efectuaron estudios puntuales de implementaciones y/o recalibraciones de sistemas de protección de instalaciones del SEIN.

Apoyo Técnico para la Utilización de Modelos y Programas para los Análisis Operativos del SEIN

El COES propició la participación de consultores a fin que apoyen a sus especialistas en la utilización de modelos y programas computacionales para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

Se contrató a la empresa MEGAWATT para la capacitación de personal de la DOCOES en el paquete computacional «Power Factory Enterprise - DigSilent», (DIGSILENT) y al Ing. Manuel Carranza para uso del programa TRAFVIT que analiza sobrecargas en transformadores de potencia.

Sistematización y Mecanización de Procesos de las Divisiones de la DOCOES

La actividad de sistematización y mecanización de procesos de las Divisiones de la Dirección de Operaciones fue considerada prioritaria. En consecuencia, se contrataron servicios profesionales para apoyar al personal de las diversas áreas del COES en sus tareas específicas.

Consultorías Relacionadas al SCADA y a la Implementación del NMS/EMS del Centro de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (CCO) del SEIN

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) publicada el 2005-03-03, en su Artículo 1.5.4 señala que el Coordinador del Sistema contará con programas de aplicación en línea para evaluar la seguridad operativa del Sistema, tales como Estimador de Estado, Flujo de Carga en Línea, Análisis de Contingencia, Pronóstico de Demanda, Control Automático de Generación y otros, que considere necesarios. Estos programas forman parte de un EMS (*Energy Management System*).

Que el Coordinador disponga de un EMS también había sido recomendado al COES en el estudio de planeamiento realizado por el consultor internacional Parsons & Brinckerhoff Ltda. Sin embargo, la decisión del Directorio del COES-SINAC de invertir en este proyecto fue postergada, supeditada a una definición de la manera en que se reconocerían los costos de inversión y de operación/mantenimiento.

Esto fue determinado mediante el Decreto Supremo N° 003-2005-EM publicado el 2005-02-03, el cual modificó el Artículo N° 92 de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciendo que los costos serán cubiertos por los integrantes del COES. Asimismo en ese Decreto Supremo se dispuso que el OSINERG establecería los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones.

El 2005-06-12 el OSINERG publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución N° 099-2005-OS/CD mediante la cual aprobó la norma «Procedimiento para el Pago de los Costos Eficientes al Coordinador de la Operación del SEIN y a las Entidades Delegadas», cuyo objeto fue establecer los criterios, lineamientos y parámetros necesarios para efectuar el pago de los costos eficientes al Coordinador y a las Entidades Delegadas, de conformidad con el D.S. N° 003-2005-EM.

El 2005-12-03 el OSINERG mediante resolución N° 436-2005-OS/CD publicó en el Diario Oficial El Peruano la Norma «Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN», considerando funciones EMS. En la misma fecha, mediante Resolución N° 436-2005-OS/CD, OSINERG estableció los costos eficientes de inversión, de operación y de mantenimiento que los Integrantes del COES reconocerían al Coordinador por la coordinación de la operación en tiempo real.

La revisión de los Términos de Referencia para la adquisición de un EMS (*Energy Management System*) y su integración al Sistema SCADA TR-COES (*Supervisory Control And Data Adquisition*), inicialmente elaborados en la DOCOES, comenzó a fines del año 2005, luego de seleccionar a la empresa consultora especializada *Project Consultants LLC* de los Estados Unidos de Norteamérica.

Con el apoyo de la especialista de la empresa consultora *Project Consultants LLC*, Margaret Goodrich, se decidió que era conveniente efectuar dos concursos paralelos. El primero para la «Adquisición de un Sistema para la Conversión y Gestión de Base de Datos de la Red Eléctrica en Estándar CIM (*Common Information Model*) IEC 61970 para el Sistema SCADA del COES» (NMS - *Network Management System*). Este NMS permitirá obtener un modelo inicial de la red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que será utilizado por el Sistema de Gestión de Energía o *Energy Management System* (EMS), así como gestionar una Base de Datos que permita la integración e interacción de toda la información del SCADA, EMS y de futuras aplicaciones, utilizando el estándar CIM.

El segundo concurso consideró la «Adquisición de un Sistema EMS y su Integración al SCADA del COES». El sistema EMS constará inicialmente de tres aplicativos de tiempo real: Estimador de Estado, Flujo de Carga y Análisis de Contingencia. El administrador de las bases de datos de estos aplicativos será el sistema NMS.

La versión final de los Términos de Referencia del NMS y EMS estuvo concluida en el mes de febrero del año 2006. El NMS y EMS a implementarse, en cumplimiento a lo dispuesto en la NTCOTR (Artículo 1.5.4), permitirán un cumplimiento optimizado de las funciones del Coordinador del SEIN (CCO), actualmente a cargo del COES. El concurso de consultores fue convocado luego que el Directorio en su S.D. N° 262 del 2006-05-18 aprobase los expedientes para los concursos del NMS y del EMS. En la S.D. N° 271 del 2006-11-02 el Directorio condicionó el otorgamiento de la Buena-Pro de los dos concursos a la empresa Siemens-PTI, a la aprobación del presupuesto por la Asamblea, lo cual se concretó el 2006-11-30. La implantación del proyecto se concretará durante el año 2007.

Elaboración, Revisión o Actualización de Procedimientos o Reglamentos Internos Administrativos y Otras Consultorías Requeridas por las Áreas de Apoyo (OA y OI)

Durante el año 2006 se elaboraron, revisaron o actualizaron procedimientos o reglamentos internos administrativos. En particular con la empresa consultora Centrum de la PUCP, se elaboró el procedimiento «Proceso de Recepción y Atención de Requerimientos a la Oficina de Informática del COES-SINAC», en el mes de agosto de 2006. Asimismo se ha continuado con apoyo en consultoría de Centrum en relación con un diagnóstico de los procesos informáticos.

C. INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SISTEMA

La Dirección de Operaciones en conformidad a sus funciones y responsabilidades, atendieron oportunamente las actividades relacionadas a la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

A continuación se presenta un cuadro con las NUEVAS INSTALACIONES INCORPORADAS AL SISTEMA, conforme a lo coordinado por el COES durante el año 2006.



NUEVAS INSTALACIONES INCORPORADAS AL SEIN EN EL AÑO 2006

EMPRESA	NOMBRE DE LA INSTALACION	CARACTERISTICAS BASICAS	FECHA INGRESO AL SEIN
HIDRANDINA	Afianzamiento 138 kV Sistema Eléctrico Chimbote 1 de HIDRANDINA.	Nueva celda de la L-1128 Porvenir-Trujillo Sur.	El día 2006-01-22 de 07:58 h a 16:12 h se incorporó nuevos equipos en 10 kV en la S.E. Porvenir.
ENERSUR	Segunda Terna Línea 220 kV Yuncán-Carhuamayo (L-2266).	220 kV, 50.14 km ACSR Finch 500 mm ²	A las 15:08 horas del 2006-02-03 en pruebas. Ingreso en operación comercial a partir de las 00:00 h del 2006-03-25
ELECTROSUR MEDIO	Ampliación de la S.E. Santa Margarita.	Transformador 60/10.5 kV 8.75 MVA	El día 2006-02-24 a las 09:55 h ingresó el segundo transformador de 60/10 kV de la S.E. Santa Margarita.
REP	Segundo Transformador en la S.E. Ica.	Para superar el problema de sobrecarga del transformador existente se instaló en forma provisional un transformador 210/62.3/10.3 kV. 50/50/30 MVA.	El 2006-04-02 se energizó a las 16:40 h el transformador T59-261.
REP	Traslado de los alimentadores 10 kV de la S.E. Juliaca de REP.	Por sobrecarga del transformador 5.5 MVA, 60/10 kV de la S.E. Juliaca, REP, San Gabán y Electropuno coordinar el traslado de carga (6 MW) de la barra de 10 kV al terciario del transformador T51-161 (40/40/10 MVA 138/60/10 kV).	El traslado de los alimentadores se ejecutó el 2006-04-04 a las 03:47h.
SOUTHERN	Ampliación de la S.E. Ilo1 – SPCC.	La demanda proyectada para la fundición modernizada es de 40 MW con una demanda máxima de 48 MW. (Demanda Actual de energía eléctrica de 18 MW aproximadamente y con una demanda máxima aproximada de 23 MW). Comprendió la instalación de un sistema redundante de alimentación a la Fundición por medio de dos transformadores de 70 MVA cada uno, lo mismos que se conectan a la Subestación Principal de 138 kV de la Planta de Fuerza Ilo N°1 de ENERSUR, por medio de dos interruptores de potencia SF6 tipo GIS compacto para Intemperie.	El día 2006-04-07 a las 16:15 h se energizó el nuevo transformador IT8 de 138/13.8 kV (70 MVA) en la S.E. Ilo 1. El día 2006-06-23 a las 14:00 h se energizó el segundo transformador IT7 de similares características en la S.E. Ilo 1.
CÍA MINERA VOLCÁN	Ampliación de la S.E. San Antonio 50/10 kV – Yauli (Volcán)	Ampliación del patio de llaves de 50 kV y derivación de la línea de transmisión de 50 kV. Transformador 48/10.5 kV-8/10 MVA y Transformador 10/2.4 kV- 5 MVA	El día 2006-07-02 a las 10:15 h se energizó el transformador de 50/10.5 kV-10 MVA en la S.E. San Antonio.
HIDRANDINA	Línea de 138kV Huallanca – Sihuas – Tayabamba – Llacubamba	Ampliación Sub-estación Huallanca 138 kV Nueva celda y reubicación de líneas en 138 kV. Línea 138 kV 136.5 km Conductor tipo AAAC sección 240 mm ² , 545 A. Sub-estación Sihuas 138/60/22.9 kV Transformador de 8/54 MVA (ONAN), 10/6/5 MVA (ONAF) de 138/60(23±10x1%)kV, conexión Dynyn5. Cuenta con regulación de tensión automática en el lado terciario. Sub-estación Pomabamba 60/22.9 kV Transformador de 5/6 MVA (ONAN/ONAF) de 60(23±10x1%) kV, conexión Dyn5. Cuenta con regulación de tensión automática bajo carga en el lado secundario. Sub-estación Tayabamba 138/22.9 kV Transformador de 7/9 MVA, (ONAN-ONAF) de (138±10x1%)23 kV, conexión Ynynd11, con arrolamiento terciario de compensación y con regulación de tensión automática bajo carga en el lado primario. Sub-estación Llacubamba 138/22.9/9.2 kV Comprende el siguiente equipamiento: -Una celda de llegada completa al exterior en 138 kV. - Transformador de Potencia de (132±10x1%)22.9/7.2 kV, 15-20 MVA,(ONAN-ONAF) con devanado terciario de compensación y grupo de conexión YNynd05. - Celda de Transformador en 22.9 kV - Cinco (05) celdas de salida en 22.9 kV para alimentar a las S.E. San Andrés, Las Chilcas, PSE Llacubamba, CMHSA, "R2" y una reserva equipada.	El día 2006-07-22 a las 13:19 h, 13:21 h y 13:49 h entraron en servicio las líneas L-1132 (Huallanca - Sihuas), L-1133 (Sihuas -Tayabamba) y L-1134 (Tayabamba- Llacubamba) respectivamente. A las 15:12 h entró en servicio el transformador de 138/23 kV de la S.E. Tayabamba. El día 2006-07-24 a las 07:50 h se energizó el transformador de 138/60/23 kV de la S.E. Sihuas.
EDEGEL	Ampliación de la C.T. Ventanilla.	Dos turbinas industrial dual (diesel 2-gas) en ciclo abierto, cuyas potencias efectivas son 154.7 MW y 153.7 MW respectivamente para las unidades TG 3 y TG4, con el gas natural de Camisea. La ampliación de esta central comprendió la conversión de una de estas unidades a ciclo combinado, añadiendo una turbina de vapor de baja presión de aproximadamente 80 MW de potencia ISO, cuyo caldero usará los gases de escape de la unidad turboturbina. La potencia de los 3 grupos en total es: 457 MW sin fuego adicional y 485 MW con fuego adicional.	A partir del 2006-07-19 ingresó en operación comercial la unidad TG3 en ciclo combinado sin fuego adicional (TG3+TV) y con fuego adicional el 2006-08-17. A partir del 2006-10-19 la C.T. Ventanilla en Ciclo Combinado sin fuego adicional ingresó en operación comercial. (El 22 de marzo 2006 a las 20:59 horas se energizó por pruebas el lado 220 kV del Transformador de Potencia 280 MVA).
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE (SMCV)	Ampliación de la S.E. Cerro Verde.	Línea de Transmisión en 220 kV Socabaya SMCV – Cerro Verde: Longitud Total: 9.7 km N° de Ternas: 02 Máxima Demanda del Proyecto 100 MW Potencia Máxima por Terna 139 MW Conductor Aleación de Aluminio AAAC de 500 mm ² Subestación Socabaya 220 kV SMCV: Nueva subestación construida en forma contigua a la Subestación Socabaya de la Empresa de Transmisión Transantartico-CTM, como una extensión de las barras en 220 kV, compuesta por dos celdas de línea para las dos ternas de la Línea Socabaya – Cerro Verde, una Sala de Control. Subestación Cerro Verde: Nueva subestación construida por un sistema de barras en anillo compuesto por dos (02) celdas de entrada de línea en 220 kV, una (01) celda de salida de línea en 220 kV, hacia la Subestación de la Planta de Sulfuros. Subestación Planta de Sulfuros: Ubicada a 400 m de la Subestación Cerro Verde, a la que se interconecta mediante un pequeño tramo de línea de transmisión en 220 kV. Esta subestación comprende la celda de llegada de la línea 220 kV Cerro Verde - Planta de Sulfuros, tres celdas de transformación 60 MVA; 220 / 23.9 kV, equipada con los equipos de protección y control correspondientes.	El día 2006-08-09 a las 12:42 h se energizaron las líneas L-2061/L-2062 (Socabaya – Cerro Verde). El día 2006-08-16 a las 14:48 h se energizó la línea L-2064 (Cerro Verde – Sulfuros). El día 2006-08-18 a las 21:10 h Cerro Verde inició su toma de carga en 220 kV. El 2006-12-31 registró una demanda de 65 MW a nivel 220 kV.
ELECTROANDES	Ampliación del patio de llaves 50 kV y Derivación LT de 50 kV Pachachaca-San Cristóbal (L-527).	Transformador 8/10 MVA (50/10 kV) y celdas 10 kV.	Se efectuó a las 11:40 h del día 2006-09-17.
ELECTROANDES	Reforzamiento S.E. Paragsha I.	Instalación del segundo transformador 35 MVA (ONAN). 138/50/12 kV	El 2006-10-01 a las 13:09 h ingresó el segundo transformador de 138/50/12 kV (35 MVA) en la S.E. Paragsha I.
ELECTROANDES	Nuevo Transformador S.E. Cobriza I.	Transformador 230/69/10 kV 50/50/16.7 MVA	El día 2006-10-15 a las 07:20 h ingresó en servicio el nuevo transformador de 230/69/10 kV en la S.E. Cobriza I.
SHOUGESA	Ampliación S.E. Mina.	Transformador 25 MVA 60/34.5 kV de Marcona.	El día 2006-10-17 a las 10:08 h se energizó la línea L-6629 (Marcona-Mina) en vacío. A las 10:19 h se energizó la barra de 60 kV y el transformador de 60/34.5 kV de 25 MVA por pruebas. El proyecto de la S.E. Mina tiene como objetivo alimentar en forma independiente al circuito TL1 de unos 8 MW (Faja transportadora y cargas de la Mina a tajo abierto), cargas que actualmente se alimentan desde la S.E. San Nicolás 13,8/34.5 kV Se conectó al SEIN en la barra 60 kV de Marcona por medio de la línea L-6629.
LUZ DEL SUR	Ampliación S.E. Bañeros.	3x 48/60 MVA 220/60/10 kV	El día 2006-10-29 a las 18:40 h ingresó en servicio el nuevo transformador de 220/60/10 kV de la S.E. Bañeros.
ENERSUR	C.T. Chilca 1 ENERSUR.	Un generador turboturbina, conformado por un alternador de 201 MVA, cos φ = 0.90, tensión nominal 16.0 kV, 3600 rpm, impulsado por una unidad turboturbina SIEMENS de ciclo abierto con 173 MW de potencia efectiva en el sitio de instalación. Un transformador de bloque para vincular la unidad de generación a las barras de 220 kV de la propia central, de capacidad 126/168/210 MVA (ONAN; ONAF; ONAF, exterior), relación de transformación 220±2x2.5 %/16.0 kV/kV, grupo de conexión YNd1 con el neutro del devanado primario en estrella rígida a tierra.	La unidad TG1 de la C.T. Chilca 1 ingresó en operación comercial a partir de las 00:00 horas del 2006-12-11.
LUZ DEL SUR	Ampliación de la S.E. Santa Rosa	Reemplazo de un transformador de 85 MVA por un transformador de 120 MVA.	El día 2006-12-17 a las 17:38 h se cambió el transformador.
SEAL	Línea de 138kV Majes – Camaná	La nueva línea 138 kV Majes-Camaná es una ampliación de la línea 138 kV Repartición-Majes propiedad de SEAL. 1 terna, 63.83 km. Conductor tipo AAAC, sección 185 mm ² . En la S.E. Repartición 138 kV instalación de celda de salida hacia Majes - Camaná 138 kV La subestación Majes se conectará en "T" (en derivación) de la línea de transmisión Repartición – Majes – Camaná en 138 kV. La S.E. Camaná cuenta con un transformador de potencia de 15/10/8 MVA, 138/60/33 kV conexión YNdyn donde el devanado de 60 kV es un devanado de compensación, y otro transformador de 10 MVA 33/10 kV. Además tiene 3 salidas en 10 kV.	El día 2006-12-19 a las 13:28 h entró en servicio la línea L-1032 (Majes - Camaná).
HIDRANDINA	Nueva S.E. Trujillo Sur	Transformador 138/60/10 kV 50/20/30 MVA	El día 2006-12-27 a las 08:00 h ingresó en servicio el nuevo transformador de 138/60/10 kV de 50/60 MVA de la S.E. Trujillo Sur.

D. INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR

Durante el año 2006 se ha concretado la remisión al Ministerio de Energía y Minas de los proyectos del Acuerdo Operativo y del Acuerdo Comercial entre el COES-SINAC (Perú) y su homólogo CENACE (Ecuador). Asimismo se culminó la revisión de todos los procedimientos relacionados a las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) previstos en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), incluyendo aquellos que conforman anexos a los Acuerdos Operativo y Comercial y los internos del COES.

Se estuvo a la espera de su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas, tal como lo dispone el RIEE.

E. ACTIVIDADES PRINCIPALES EN LAS DIVISIONES Y OFICINAS

1. División de Estudios (DES)

Esta División desarrolló durante el año 2006 las siguientes actividades destacables:

- ✓ Estudios técnico-económicos de determinación de precios de potencia y energía en barra para las fijaciones tarifarias de mayo de los años 2006 y 2007. Se trabajó particularmente en las proyecciones del PBI, la revisión y abolición de observaciones al modelo econométrico de ventas y en la evaluación de proyectos de generación para los estudios tarifarios. Asimismo, se participó en la elaboración del Recurso de Reconsideración presentado por el COES contra la Resolución de OSINERG de la fijación tarifaria de mayo 2006. El OSINERG declaró fundado en parte el Recurso de Reconsideración presentado, lo que ha representado un incremento en las tarifas de barra de energía y potencia y mayor ingreso estimado del orden de US\$ 15 millones de dólares de los EUA para el conjunto de empresas integrantes del COES en el mercado regulado.

A partir del mes de julio de 2006 se dio inicio a la elaboración del estudio para la fijación tarifaria de mayo 2007. Con fecha 23 de julio de 2006 se publicó la Ley N° 28832, «Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica», que modificó la fecha de presentación del Estudio (antes del 15 de noviembre) y estableció que la presentación estaría a cargo de los Subcomités de Generadores y Transmisores. Con fecha 2006-10-13 se emitió la Resolución del OSINERG N° 509-2006-OS/CD la cual en una Disposición Transitoria estableció que solo para este proceso, la presentación del estudio continuaría a cargo del COES.

- ✓ Pruebas y comparaciones de los modelos PERSEO y SDDP.
- ✓ Observaciones al modelo de proyección de la demanda para la fijación de tarifas de barra del OSINERG.
- ✓ Cálculo de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema.
- ✓ Cálculo y balance de la energía firme para el año 2007 de las empresas integrantes, aplicando los procedimientos N° 13 y N° 14.
- ✓ Se revisaron, recomendado su aprobación, los informes de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento para 29 unidades de generación que corresponden a trece centrales termoeléctricas (se desarrollaron nueve informes) CT Chilina (unidades SULZER1, SULZER2, TV2, TV3 y Ciclo Combinado), CT Mollendo (unidades MIRRLEES1, MIRRLEES2, MIRRLEES3, TG-1A, TG-1B), CT Ilo2 (unidad TV Ilo21), CT Malacas2 (unidad TGN4), CT Aguaytía (unidad TG2), CT San Nicolás (unidad Cummins), CT Ventanilla (unidades TG3 y TG4 operando en ciclo combinado, con y sin fuego adicional), CT Piura (unidades GMT1, GMT2 y MIRRLEES5), CT Sullana (unidades ALCO1, ALCO3 y ALCO5), CT Paita (unidades EMD1, EMD2, SKODA1 y SKODA2), CT Chimbote (unidad TG3), CT Trujillo (unidad TG4) y CT Tumbes (unidad MAK1).
- Con relación a las centrales hidroeléctricas, en el año 2006 se revisó los Informes de Ensayo de Potencia Efectiva de las Centrales: C.H. Yuncán y C.H. Santa Rosa I (se desarrollaron dos informes).
- ✓ Revisión de cálculos de costos variables no combustibles (CVNC).
- ✓ Aplicación de los Procedimientos N° 31-A, N° 31-B y N° 31-C, relativos a precios y calidad de combustibles líquidos, carbón y gas natural.
- ✓ Revisión de informes de hidrología y potencia garantizada de centrales hidroeléctricas.
- ✓ Estudios eléctricos de operación de mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

- ✓ Contraparte en el «Estudio Integral de Tensión; Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión» en el SEIN 2007-2010, a cargo de la consultora CESI.
- ✓ Procedimientos relacionados a la Cogeneración. Con D.S. N° 064-2005-EM publicado el 2005-12-29 fue aprobado el Reglamento de Cogeneración. Se conformó un Comité de Trabajo de Centrales de Cogeneración (CT-CC) con especialistas del COES y representantes de las Empresas, el que tuvo como función la adecuación de los procedimientos del COES a lo establecido en el mencionado Decreto Supremo.
- ✓ Apoyo en estudios relacionados a la interconexión eléctrica Perú - Ecuador.

2. División de Programación y Coordinación (DPC)

Esta División desarrolló durante el año 2006 las siguientes actividades destacables:

- ✓ Planeamiento de la operación de mediano plazo (mensual / anual) y programación / reprogramación de corto plazo correspondiente al año 2006.
- ✓ Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN, de manera permanente en el año 2006.
- ✓ Programación / reprogramación del mantenimiento mayor, mensual y anual del año 2006.
- ✓ Supervisión de las pruebas de potencia efectiva a unidades de generación termoeléctrica (20) y centrales hidroeléctricas (1), durante el año 2006.
- ✓ Se revisaron y aprobaron 231 procedimientos de maniobras, con el apoyo de consultoría externa.
- ✓ Se continuó la automatización del ingreso de información a la base de datos del COES. Para lograr este objetivo se coordinó con las empresas integrantes del SEIN, a fin de estandarizar formatos de intercambio de información.
- ✓ En coordinación con las empresas integrantes se ha actualizado el Plan de Contingencias del SEIN, considerando las actuales restricciones operativas y la incorporación de nuevas instalaciones. Se ha elaborado los procedimientos de auto-reestablecimiento, los cuales fueron integrados al Plan de Contingencias.
- ✓ Actualización de la información a remitir por las empresas integrantes del COES, en sus informes diarios del Centro de Control.
- ✓ Mantenimiento e implementación de nuevas señales en tiempo real desde las empresas integrantes al SCADA del CCO. Al finalizar el año 2006 se ha implementado 462 señales analógicas y 498 señales digitales, con lo cual se tiene hasta la fecha 3 651 señales analógicas (mediciones) y 5 084 señales digitales (de estado y de alarma) que representan el 78,8 % y 81,21 % respectivamente del total de las señales requeridas por el CCO. Asimismo, se ha implementado 46 nuevos despliegues en el SCADA del CCO, elaborados principalmente por la actualización de configuraciones del SEIN y para ayudar en la coordinación de la operación en tiempo real. Actualmente se cuenta con 202 despliegues sinópticos prioritarios para la operación en tiempo real del SEIN.
- ✓ Cumpliendo con la NTCOTR publicada en marzo del 2005, se ha procedido a la revisión de la transferencia de información en tiempo real, solicitada por el Coordinador a las empresas integrantes del SEIN. Asimismo se ha revisado las señales solicitadas por las empresas integrantes para el reenvío de la información en tiempo real. En el año 2006 se ha concluido con la revisión de las señales correspondientes a 22 empresas integrantes del SEIN.
- ✓ Participación como contraparte en el desarrollo de la consultoría para el «Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN».
- ✓ Participación en el Comité de Trabajo del Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión del SEIN.

- ✓ Participación en la definición del Expediente Técnico y en la selección de la empresa suministradora del sistema para la Gestión de Base de Datos de la Red Eléctrica del SCADA del COES (NMS) y de un sistema de gestión de energía (EMS) para el CCO.
- ✓ Se ha iniciado la implementación y prueba del programa NCP para la Programación de la Operación de Corto Plazo.
- ✓ Coordinación con el CENACE de Ecuador, para la definición de la versión final del Acuerdo Operativo para la interconexión Perú - Ecuador, incluyendo los procedimientos de detalle para la sincronización, el envío de señales en tiempo real, contingencias, despacho coordinado, etc.
- ✓ Participación en el grupo de trabajo binacional para la interconexión eléctrica entre Perú y el Ecuador.
- ✓ Participación en el grupo de trabajo internacional para el desarrollo del modelo de despacho coordinado entre Perú, Ecuador y Colombia.

3. División de Evaluación (DEV)

Esta División desarrolló durante el año 2006 las siguientes actividades destacables:

- ✓ Evaluación de la Operación (diaria, semanal y mensual) del año 2006: horas de operación de las unidades térmicas, períodos de reserva rotante, de regulación de frecuencia y de tensión, evaluación para las compensaciones por pruebas (casos de las unidades del Ciclo Combinado de Ventanilla y la unidad TG1 de la CT Chilca 1), indisponibilidades programadas y fortuitas, evaluación de hidrologías en cuencas representativas, evaluación de las inflexibilidades operativas, actualización en la base de datos de la información de medidores de energía y eventos, control de la calidad del producto en tensión y frecuencia, control de la calidad del servicio mediante el análisis de fallas y estadísticas relacionadas.
- ✓ Informe ejecutivo mensual para el Directorio, informe de sobrecargas de equipos del SEIN, informe de cumplimiento del programa de mantenimiento mensual, informe de estadísticas de la operación de equipos del SEIN, publicaciones en la página Web del COES e informes al OSINERGMIN y al MEM.
- ✓ Base de datos y automatización de cálculos de las demandas en barras del SEIN, del consumo de combustibles, de eventos y datos técnicos.
- ✓ Control de la operación efectuada comprendiendo; elaboración de los informes de producción del SEIN y de hidrología de las cuencas más representativas, evaluación de la operación de subsistemas aislados por desconexión de líneas de transmisión, elaboración de los reportes de indisponibilidades programadas y fortuitas (totales y parciales) de las unidades de generación, elaboración de los reportes de máxima demanda del SEIN y de energía regulante compensable, de las unidades de generación que ejercen la reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF). Reportes de energía compensable a las unidades que proporcionaron una reserva especial por pruebas previas a la operación comercial de nuevas unidades del SEIN, control y actualización de la base de datos del SICOES, en lo relativo a la información de medidores de producción de energía, registro de interrupciones, eventos, consumo de combustible e hidrología, control estadístico de las fallas durante el año 2006, evaluación del control de la calidad del producto en tensión y frecuencia, incluyendo la Integral de Variación Diaria de Frecuencia (IVDF), e Informes de Evaluación de la Operación Diaria (IEOD).
- ✓ Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN (ERACG) - Año 2007.
- ✓ Estudio de Estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- ✓ Actualización del Estudio de Coordinación de Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- ✓ Análisis de 127 eventos asociados a fallas en el SEIN con transgresión a la NTCSE, estableciendo las causas de los eventos, identificando a los integrantes del SEIN que ocasionaron la falla y el planteo de las acciones correctivas correspondientes.
- ✓ Análisis de la operación del SEIN y modificación de los ajustes de las protecciones y otros aspectos técnicos de equipos importantes del SEIN.

- ✓ Coordinaciones para la verificación y cumplimiento de requisitos mínimos del ingreso al SEIN de nuevas instalaciones, instalaciones en operación y/o repotenciaciones de unidades generadoras.
- ✓ Estudios y/o informes operativos de análisis del sistema y de instalaciones del SEIN, revisión de los estudios de operatividad para el ingreso de instalaciones al SEIN.
- ✓ Informes de cumplimiento del programa de mantenimiento mensual y de estadística de la operación de los equipos del SEIN.

4. División de Transferencias (DTR)

Esta División desarrolló durante el año 2005 las siguientes actividades destacables:

- ✓ Se efectuaron las valorizaciones de las transferencias de potencia y energía correspondientes al año 2006, aplicando los procedimientos pertinentes.
- ✓ Se remitió al OSINERGMIN y al MEM, y se publicó en la página Web del COES, los informes mensuales del año 2006, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ✓ Elaboración del anuario de las Estadísticas de Operaciones correspondiente al año 2005.
- ✓ La actividad de sistematización y automatización de procesos se priorizó durante el año 2006. Al respecto se continuó el desarrollo del programa computacional para la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y Potencia, generación de reportes de producción de energía por empresas y grupos en los intervalos de tiempos definidos por el usuario, así como resúmenes anuales por meses de producción, automatización del cálculo de las Compensaciones por Arranques y Paradas de las Unidades del SEIN y de las Compensaciones por Operación a Mínima Carga de las Unidades de la CT Ilo1.
- ✓ Implementación de la Norma «Formularios, Plazos y Medios para el Suministro de Información de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional», según Resolución OSINERG N° 235-2005-OS/CD
- ✓ Interconexión Eléctrica con Ecuador. Desarrollo del Acuerdo Comercial finalizando negociaciones con CENACE del Ecuador y modificaciones a los procedimientos relativos a las TIE:

Procedimientos de las TIE.

- ✓ Determinación del Tipo de Cambio para la Programación y Liquidación de las TIE.
- ✓ Cálculo de Aportes, Cobranza y Sanciones para Cubrir Garantías de las TIE.
- ✓ Cálculo de los Precios de Liquidación de la Energía para las TIE.
- ✓ Liquidación y Facturación de las TIE.

Procedimientos de Valorización del Mercado Interno

- ✓ Glosario de Definiciones de los Procedimientos del COES-SINAC.
- ✓ Procedimiento N° 27 «Egresos por Compra de Potencia».
- ✓ Procedimiento N° 30 «Valorización de las Transferencias de Potencia».

- ✓ Tratamiento de las transferencias por la ocurrencia de suministros de energía eléctrica sin respaldo contractual. En el año 2006 continuó el caso de las empresas distribuidoras ELECTRO SUR MEDIO, ELECTRO NOR OESTE, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, ELECTRO SURESTE, ELECTRO PUNO, EDELNOR y LUZ DEL SUR, que no contaron con contratos de suministro eléctrico con generador integrante alguno del COES para abastecer totalmente sus consumos. De manera provisional y sólo para fines de la valorización de las transferencias, dichos consumos fueron asignados a los generadores en función a sus Ingresos Mensuales por Potencia.

Con fecha 16 de diciembre de 2006 se publicó el Decreto de Urgencia N° 035-2006 el cual dispone la asignación por parte del COES de los retiros de potencia y energía, sin respaldo contractual, a las empresas de generación de propiedad estatal y a las empresas de generación de propiedad privada. Asimismo, establece que los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual a que se refiere, son aquellos comprendidos entre enero y diciembre de 2006. En cumplimiento de lo establecido por el Decreto de Urgencia N° 035-2006, la Dirección de Operaciones con documentos COES SINAC/D-1458-2006 y COES SINAC/D-1459-2006 del 19 de diciembre de 2006 remitió a los Gerentes Generales y representantes de las Empresas Integrantes del COES los informes que se refieren al recálculo de la Valorización de las Transferencias de Potencia y Energía Activa, correspondiente al período de enero a noviembre de 2006.

Asimismo, el COES con documento COES SINAC/D-1481-2006 del 20 de diciembre de 2006 remitió a los Gerentes Generales y representantes de las Empresas Integrantes los informes que se refieren a la información de los retiros de potencia y energía asignados a cada empresa generadora, incluyendo las valorizaciones correspondientes a Tarifas de Barra para el período enero a noviembre de 2006.

Finalmente, la Dirección de Operaciones con sus documentos COES SINAC/D-058-2007, COES SINAC/D-059-2007 y COES SINAC/D-062-2007 dio cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 035-2006 para el mes de diciembre de 2006, asignando los retiros de potencia y energía conforme a lo dispuesto por dicho Decreto de Urgencia, cumpliendo de esta forma el objetivo de resolver la contingencia originada por la carencia de contratos de suministro de electricidad entre generadores y distribuidores.

5. Oficina de Informática (OI)

La Oficina de Informática desarrolló las siguientes actividades destacables:

- ✓ Se supervisó y efectuó el mantenimiento de la plataforma de base de datos ORACLE y se efectuaron regularmente las copias de respaldo de la información del COES.
- ✓ Administración de la red LAN/WAN del COES y mantenimiento del SICOES.
- ✓ Desarrollo y mantenimiento del Web Site del COES, en sus tres secciones de Información Institucional, Sistema de Información y Correo Corporativo.
- ✓ Información para las empresas sobre estadísticas de evaluación de las transferencias ICCP al Sistema SCADA del COES.
- ✓ Investigación de estándares para el modelamiento de la información del sector eléctrico.
- ✓ Configuración y mantenimiento de la base de datos ICCP del COES respecto de las empresas del SEIN.
- ✓ Documentación de los sistemas SICOES y TR-COES.
- ✓ Conexión de la UF-COES del OSINERG al SCADA del CCO del COES.
- ✓ Implementación de la Norma N° 235-2005-OS/CD «Formularios, plazos y medios para el suministro de información de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional».
- ✓ Elaboración del Manual para el Intercambio de Información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- ✓ Contraparte en la consultoría «Proceso de recepción y atención de requerimientos por parte de la Oficina de Informática del COES» y «Diagnóstico de las actividades informáticas del COES» llevada a cabo por CENTRUM de la P. U. Católica.
- ✓ Coordinaciones para la elaboración del expediente y concurso del sistema EMS y su integración al SCADA del COES SINAC y del Sistema para la conversión y gestión de la base de datos de la red eléctrica en estándar CIM (NMS).

- ✓ Se continuó desarrollando el Sistema SCADA (TR-COES) con el objeto de reemplazar completamente las funcionalidades del SCADA modelo SHERPA originalmente adquirido a ELIOP.
- ✓ Se continuó con la implementación del Centro de Control de Respaldo y Contingencias del SCADA TR-COES. A la fecha se tienen operativos dos enlaces redundantes (tipo RDSI) de las empresas hacia esa ubicación, faltando por implementar 29 enlaces.
- ✓ Se mejoró el reporte de bitácora del operador del CCO, el sistema de programación de mantenimiento del SEIN, el sistema de programación del despacho semanal/diario y la generación automática de los informes diarios IDCOS e IEOD.
- ✓ Se desarrolló el aplicativo del Modelo de Despacho Coordinado entre Perú, Ecuador y Colombia.
- ✓ Se optimizó el informe de operación semanal, la base de datos de hidrología y el sistema de registros de la frecuencia en tiempo real.
- ✓ Implementación de la lista de distribución automática vía correo electrónico.
- ✓ Se inició el proyecto piloto para la transferencia de información a las empresas mediante el uso de *Web Services*.
- ✓ Se inició el diseño y desarrollo del Sistema de Flujo de Trabajo, el cual dará soporte al trámite documentario del COES, así como a la gestión de los estudios y proyectos.
- ✓ Se adquirió servicios de almacenamiento de información de la empresa Iron Mountain, se implementó el RDSI PRI en el Centro de Control de Respaldo y Contingencia, el servicio Web redundante, se actualizó el servidor Firewall así como el servidor de correo con un esquema de redundancia, se otorgó seguridad del servicio del Internet inalámbrico y se implantó el sistema de telefonía IP y el servidor FTP institucional.
- ✓ Durante los meses de agosto y septiembre de 2006 se atendió a los consultores del OSINERG (Mercados Eléctricos S.A.), en lo referente a su servicio de fiscalización «Supervisión del Despacho Económico del SEIN».

6. Oficina de Administración (OA)

La Oficina de Administración desarrolló las siguientes actividades destacables:

- ✓ La evaluación y control presupuestal del ejercicio 2006 y la formulación de los Estados Financieros, en forma trimestral y anual.
- ✓ Atención a la auditoría de los Estados Financieros del ejercicio anterior e inicio de la auditoría del ejercicio 2006.
- ✓ Se ha implementado un nuevo sistema de registro de control de asistencia con la finalidad de dar cumplimiento a las normas laborales publicadas. Para la elaboración de la planilla de sueldos y documentación relacionada con las remuneraciones del personal se ha puesto en funcionamiento un software especializado.
- ✓ Se renovó el contrato con la Entidad Prestadora de Salud Pacífico S.A. para continuar con la prestación de servicios de seguridad social de salud, a favor de los trabajadores titulares y sus derechohabientes.
- ✓ Se ejecutaron los procesos de adquisición de bienes y de contratación de servicios presupuestados y se atendieron los servicios complementarios de vigilancia y de limpieza mediante empresas especializadas, bajo la modalidad de tercerización de tales actividades.
- ✓ El pago a proveedores regulares por adquisición de bienes y servicios fue adecuado para efectuarlo directamente por intermedio de un banco, mediante cargos y abonos en cuenta corriente, a fin de facilitar a los proveedores la disponibilidad de fondos y al COES la reducción de la carga administrativa de gestión de los pagos. Del mismo modo el pago de las Deduciones del IGV, se realizó mediante teleproceso.