

# COES SICN

OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO CENTRO NORTE

COES-SICN/D-287-97

Señores Directores:

Asunto: Verificación de la Operatividad del Sistema Interconectado cuando se integran nuevas unidades de generación o líneas de transmisión.

## ANTECEDENTES

- 1.1 El Directorio del COES-SICN en su sesión N° 51, encargó a la Dirección de Operaciones presentar un informe sobre la Verificación de la Operatividad del Sistema Interconectado cuando se integran nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión.
- 1.2 De acuerdo con el artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas la operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de los integrantes que conforman el COES-SICN es efectuada directamente por sus titulares bajo su propia responsabilidad y ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones que son de cumplimiento obligatorio de todos sus integrantes.
- 1.3 El Sistema Principal de Transmisión del SICN tiene un único propietario que es ETECEN, integrante del COES-SICN. Asimismo ésta empresa es propietaria de los principales Sistemas Secundarios de Transmisión del SICN.
- 1.4 Las empresas generadoras del COES-SICN, EDEGEL, CAHUA, EGENOR, ETEVENSA y ELECTROPERU también son propietarias de Sistemas Secundarios del SICN. Asimismo las empresas de distribución son propietarias de Sistemas Secundarios del SICN.

## COMENTARIOS

- 2.1 Responsabilidad de la operatividad de los Sistemas de Transmisión

La operatividad del Sistema Principal de Transmisión y de la mayoría de los Sistemas Secundarios está a cargo de ETECEN S.A. Parte de los Sistemas Secundarios está a cargo de Empresas Generadoras y de Empresas Distribuidoras.

## 2.2 Estudios a ser considerados cuando se integran nuevas instalaciones

Para determinar la operatividad del SICN cuando se integran nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión se deben realizar estudios desde la etapa de planeamiento de los nuevos proyectos.

Podrán considerarse los siguientes estudios:

- a. Flujo de potencia
- b. Cortocircuitos
- c. Estabilidad transitoria
- d. Estabilidad permanente (estado estacionario)
- e. Sobretensiones de maniobra

## 2.3 Impacto del ingreso de nuevas instalaciones

El impacto del ingreso de una nueva central y/o línea de transmisión al SICN sobre la operatividad del Sistema Interconectado depende de las características particulares de cada proyecto. Por consiguiente, los estudios requeridos para cada caso serán distintos.

## 2.4 Verificación de la operatividad

Para la verificación de la operatividad del sistema se consideran los siguientes impactos posibles con los estudios que se mencionan, a manera indicativa.

- a) Para condiciones normales

<u>Impacto</u>	<u>Estudio</u>
- Sobrecargas en líneas y transformadores	Flujo de carga.
- Problemas de regulación de la tensión	Flujo de carga.
- Oscilaciones en estado estacionario	Estabilidad permanente.

- b) Para fallas y/o contingencias diversas

<u>Impacto</u>	<u>Estudio</u>
- Problemas de coordinación de protección	Cortocircuitos Estabilidad Transitoria.
- Problemas de coordinación de aislamiento	Sobretensiones.

## 2.5 Estudios a realizarse y responsabilidad de su ejecución y verificación

- a) De acuerdo con las potencias de generación y/o longitud de las líneas que se integrarán al Sistema Interconectado se determina los alcances y amplitud de los estudios a ejecutarse. Para ello es conveniente, a través del Consultor del Proyecto la ejecución de estudios pertinentes, según las características de las nuevas instalaciones a integrarse.
- b) Los estudios deben ser ejecutados por la empresa cuya unidad o línea de transmisión desarrolla el Proyecto.
- c) La verificación de dichos estudios debe realizarla ETECEN como la empresa responsable de la operación del Sistema Principal de Transmisión y mayoría de los Sistemas Secundarios.

## 2.6 Caso Aguaytía Energy

En el caso de Aguaytía Energy para la puesta en operación de la Central Térmica de Aguaytía de 155 MW, prevista para el primer trimestre de 1998, al no existir un procedimiento para la verificación de la operatividad del Sistema Interconectado se ha efectuado lo siguiente:

- a) La Empresa Aguaytía Energy contrató un Consultor de Ingeniería (PP&L) que realizó los estudios correspondientes para determinar la operatividad del SICN y los equipos a ser instalados para ello, desde la etapa de planeamiento.
- b) La empresa Aguaytía Energy, envió al COES-SICN y ETECEN, copia de los estudios realizados.
- c) ETECEN ha coordinado con Aguaytía Energy todo lo relacionado a los requisitos para la correcta operatividad del Sistema Interconectado.

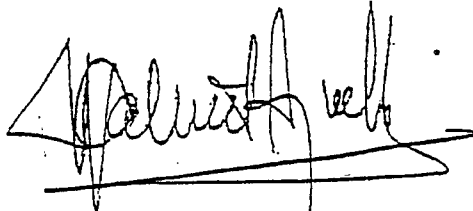
## 4. RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta lo expuesto en el presente documento se recomienda lo siguiente:

- 4.1 En los proyectos de nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión, los titulares deben realizar desde la etapa de planeamiento los estudios correspondientes para asegurar la operatividad del Sistema Interconectado, debiendo correr por su cuenta la ingeniería e instalación del equipamiento necesario para asegurar dicha operatividad. Para ello ETECEN y COES-SICN deben coordinar proporcionando la información requerida.

4.2 La empresa ETECEN, responsable de la operatividad del Sistema Principal de Transmisión y la mayoría de los Sistemas Secundarios debe ser la encargada de la revisión y verificación que corresponda, y de dar conformidad para la conexión de las nuevas instalaciones al SICN.

Lima, 26 de junio de 1997.



**MARIO CALMET AGNELLI**  
DIRECTOR DE OPERACIONES  
COES-SICN



Que, en consecuencia es necesario autorizar dicho viaje, cuyos gastos serán cubiertos con recursos del Presupuesto de la Superintendencia de Banca y Seguros correspondiente al ejercicio 1999;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27170 y el numeral 2.5. de la Directiva de Gestión y Proceso Presupuestario, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 292-98-EF/15; y,

Estando a lo acordado;

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Autorizar el viaje del señor Néstor Corrochano Moral, Superintendente Adjunto de Seguros de la Superintendencia de Banca y Seguros, a la ciudad de San Francisco, Estados Unidos de América, del 5 al 12 de diciembre de 1999, para los fines expuestos en la parte considerativa de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** Los gastos que irroge el cumplimiento del presente dispositivo legal, según se indica, serán cubiertos con recursos del Presupuesto de la Superintendencia de Banca y Seguros:

-Pasajes	US\$ 972.65
-Viáticos	US\$ 1 760,00
-Tarifa de CORPAC	US\$ 25,00

**Artículo 3°.-** La presente Resolución Suprema no otorga derecho a exoneración o liberación de impuestos de Aduana de cualquier clase o denominación a favor del funcionario cuyo viaje se autoriza.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

Rúbrica del Ing. Alberto Fujimori  
Presidente Constitucional de la República

EFRAIN GOLDENBERG SCHREIBER  
Ministro de Economía y Finanzas

15179

## EDUCACION

### Autorizan funcionamiento de Instituto de Educación Superior Particular en la provincia de Piura

DECRETO SUPREMO  
N° 015-99-ED

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

Visto los Expedientes N°s. 11945-99, 31644-99 y 33386-99, para la autorización de funcionamiento del Instituto de Educación Superior Particular "FELIPE GARCIA FIGALLO" y demás documentos que se adjuntan;

#### CONSIDERANDO:

Que, es política del Estado incentivar y promover la participación del sector privado en favor del desarrollo de la educación;

Que, el Instituto de Educación Superior Particular "FELIPE GARCIA FIGALLO", ha cumplido con presentar el Certificado del Proyecto Institucional de Educación Superior N° 00036, así mismo de las Carreras Profesionales de Profesor de Educación Inicial N° 00113, de Profesor de Educación Primaria N° 00114, de Profesor de Educación Secundaria, Especialidad: Lengua y Literatura N° 00115 y de Profesor de Educación Secundaria, Especialidad: Matemática N° 00116;

Que, el Acta de Verificación N° 00036, certifica las condiciones favorables de infraestructura e implementación técnica y académica para el funcionamiento del Instituto de Educación Superior Particular "FELIPE GARCIA FIGALLO", con las Carreras Profesionales señaladas en el numeral anterior;

Que, la documentación presentada por el referido Instituto, demuestra que procede autorizar su funcionamiento;

Estando a lo recomendado a través del Informe N° 047-99-COMCER/UFOD/DINFOCAD de la Dirección Nacional de Formación y Capacitación Docente y con el visto de la Oficina de Asesoría Jurídica; y,

En uso de las atribuciones que le confieren el Artículo 118° inciso 8) de la Constitución Política del Perú y de conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 23384, Ley General de Educación; Decreto Ley N° 25762, modificado por la Ley N° 26510; Decreto Legislativo N° 882, Ley de Promoción de la Inversión en la Educación; Decretos Supremos N°s. 51-95-ED, 002-96-ED y 004-97-ED;

#### DECRETA:

**Artículo Primero.-** Autorízase el funcionamiento del Instituto de Educación Superior Particular "FELIPE GARCIA FIGALLO", ubicado en la avenida Sullana N° 621, distrito, provincia y departamento de Piura.

**Artículo Segundo.-** Autorízase al Instituto de Educación Superior Particular "FELIPE GARCIA FIGALLO" a desarrollar los estudios en el turno diurno y con una meta anual de cuarenta alumnos en cada carrera, conducentes al otorgamiento de los Títulos de Profesor de Educación Inicial, de Profesor de Educación Primaria, de Profesor de Educación Secundaria, Especialidad: Lengua y Literatura y de Profesor de Educación Secundaria, Especialidad: Matemática.

**Artículo Tercero.-** Los estudios conducentes a los Títulos autorizados tienen una duración de diez semestres académicos, desarrollados en cinco años lectivos.

**Artículo Cuarto.-** Dispóngase que la Dirección Regional de Educación de Piura, garantice el cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dos días del mes de diciembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI  
Presidente Constitucional de la República

FELIPE GARCIA ESCUDERO  
Ministro de Educación

15175

## ENERGIA Y MINAS

### Aprueban Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

RESOLUCION DIRECTORAL  
N° 049-99-EM/DGE

Lima, 29 de noviembre de 1999

#### CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 32° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, señala que los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integran un Comité de Operación Económica del Sistema -COES-, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité;

Que, el inciso c) del Artículo 40° de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispone que el funcionamiento del COES se registrará por las disposiciones que para tal efecto señale el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, contemplando para ello, entre otros, los procedimientos para la optimización de la operación;

Que, el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM, dispone que la operación en tiempo real de las unidades generadoras los sistemas de transmisión de un sistema interconectado, se efectúa directamente por sus titulares;

Que, el tercer párrafo del artículo antes citado dispone, que la operación del sistema será coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el estatuto del COES y a las normas que la Dirección General de Electricidad establezca para la coordinación de la operación en tiempo real;

Que, en cumplimiento de lo señalado en el considerando que antecede es necesario emitir la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a fin de permitir la coordinación de las operaciones del COES en tiempo real;

Estando a lo dispuesto por el Artículo 92° y 239° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, Decreto Ley N° 25962 - Ley Orgánica del Ministerio de Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560 - Ley del Poder Ejecutivo;

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Aprobar la Norma de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, la misma que forma parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

LUIS NICHU DIAZ  
Director General (e)  
Dirección General de Electricidad

1750

**NORMA TECNICA PARA LA COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS**

**I. OBJETIVOS**

**II. BASE LEGAL**

**III. ALCANCES**

**IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL**

**TITULO PRIMERO**

**1.0 DISPOSICIONES GENERALES**

- 1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES  
1.2 DEL COORDINADOR DEL SISTEMA  
1.3 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

**TITULO SEGUNDO**

**2.0 INFORMACION DE LOS INTEGRANTES**

- 2.1 EN TIEMPO DIFERIDO  
2.2 EN TIEMPO REAL

**TITULO TERCERO**

**3.0 INFORMACION DEL COORDINADOR**

**TITULO CUARTO**

**4.0 DE LOS PROGRAMAS DE OPERACION**

- 4.1 PROGRAMAS DE MEDIANO PLAZO  
4.2 PROGRAMAS DE CORTO PLAZO  
4.3 REPROGRAMACION DE LA OPERACION

**TITULO QUINTO**

**5.0 DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL**

- 5.1 RESERVA ROTANTE  
5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS  
5.3 REGULACION DE TENSION  
5.4 REGULACION DE FRECUENCIA  
5.5 COORDINACION DE MANIOBRAS  
5.6 REPROGRAMACION O COORDINACION DE-  
FECTUOSAS  
5.7 SALIDA INTEMPESTIVA DE EQUIPOS  
5.8 DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y  
PROGRAMADA  
5.9 INCREMENTO O DISMINUCION DE CAUDA-  
LES

**TITULO SEXTO**

**6.0 DEL RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA**

- 6.1 RACIONAMIENTO  
6.2 RECHAZOS AUTOMATICOS DE CARGA

**TITULO SETIMO**

**7.0 DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACION**

- 7.1 SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA  
7.2 RECUPERACION DEL SISTEMA

**TITULO OCTAVO**

**8.0 DEL ANALISIS POSTERIOR DE LA OPERACION DEL SISTEMA**

**DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

**DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**DISPOSICIONES FINALES**

**ANEXO N° 1.**

**A1. DEFINICIONES**

**NORMA TECNICA PARA LA COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS**

**I. OBJETIVOS**

La presente norma tiene como objetivo establecer obligaciones para los integrantes de un sistema interconectado y para el Coordinador de la Operación del Sistema, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real del sistema.

**II. BASE LEGAL**

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 2°, 9°, 31°, 32°, 39°, 40°, 41° y 102° y aquéllos que resulten aplicables).

- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y aquéllos que lo modifican (Artículos 58°, 80° al 83°, 91° al 99°, 196°, 201°, 202°, 239° y aquéllos que resulten aplicables).

- Decreto Supremo N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

**III. ALCANCES**

Son alcances de la presente norma:

a) Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos interconectados;

b) Establecer las obligaciones de los integrantes de un sistema interconectado relacionadas con la operación de sus instalaciones, y con la información necesaria para realizar la coordinación, supervisión y control del sistema, la que debe ser transferida al Coordinador de la Operación del Sistema, a la Dirección de Operaciones del COES (DOCOES) y/o a otros integrantes; incluyendo su forma y oportunidad de entrega;

c) Establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación del Sistema relacionadas con la operación del sistema y con la información que debe transferir a los integrantes y a los organismos normativos, fiscalizadores y reguladores del sector; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.

**IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL**

**TITULO PRIMERO**

**1.0 DISPOSICIONES GENERALES**

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Norma", "Dirección", "OSINERG", y "Coordinador" se debe entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a la Dirección General de Electricidad, al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, y al Coordinador de la Operación del Sistema, respectivamente.

**1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES**

1.1.1 En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución, los clientes libres y el Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador), están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la Norma.

1.1.2 La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento, por parte del Coordinador, de la Ley, su Reglamento, la Norma, y los Procedimientos Operativos aprobados por el COES. Las sanciones pecuniarias por cada ocurrencia serán definidas de acuerdo al numeral 8.0.1 y sólo podrán llegar hasta el límite de los ingresos mensuales que el Coordinador perciba por el servicio que brinda.

**1.2 DEL COORDINADOR DEL SISTEMA**

1.2.1 El Coordinador es responsable de la coordinación de la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Artículo 92° del Reglamento, e informará permanentemente al Directorio del COES. La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas del día, de todos los días del año.

1.2.2 El Coordinador contará entre su personal con un jefe de coordinación, ingenieros coordinadores de turno, ingenieros analistas, personal de apoyo idóneo a dedicación exclusiva y las instalaciones y equipos necesarios para realizar sus funciones.

1.2.3 El jefe de coordinación es responsable por la marcha de dicho organismo. Es designado por el representante de los titulares del sistema principal de transmisión.

1.2.4 El Coordinador contará en todo momento con, por lo menos, un ingeniero coordinador de turno, encargado de coordinar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los integrantes. El ingeniero coordinador de turno reporta al jefe de coordinación.

1.2.5 Las funciones del Coordinador son, entre otras:

a) Supervisar y coordinar con los integrantes la operación en tiempo real del sistema, siguiendo el Programa de Operación Diario o su reprogramación;

b) Requerir a la DOCOES la reprogramación de la operación del sistema;

c) Adecuar la configuración del sistema para permitir su operación económica y segura que, en lo posible, debe ser la recomendada por la DOCOES en el Programa de Operación Diario o su reprogramación;

d) Coordinar acciones para garantizar la seguridad del sistema y la calidad del servicio;

e) Supervisar, en tiempo real: La reserva rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones o equipos vinculados al sistema. Asimismo, recabar información, en tiempo diferido, de los caudales y niveles de los embalses para las centrales hidráulicas, y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas.

f) Coordinar y supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio del estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico;

g) Dirigir el restablecimiento del sistema luego de producida una perturbación;

h) Delegar en un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área por un periodo definido. La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y receptor;

i) Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real del sistema;

j) Informar a la DOCOES la ejecución del programa de operación diario.

### 1.3 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

1.3.1 Los integrantes del sistema contarán necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones, quienes están obligados a cumplir las disposiciones del Coordinador y contarán con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir información del sistema automáticamente y para coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador.

1.3.2 Los Centros de Control deben contar en todo momento con, por lo menos, un supervisor de turno encargado de operar las instalaciones del integrante siguiendo las disposiciones del Coordinador. Asimismo, deben contar con un responsable único de la operación del Centro, en calidad de jefe del Centro de Control, nombrado ante el Coordinador.

1.3.3 Los integrantes del sistema, a través de sus respectivos Centros de Control, son responsables de la seguridad de las personas y la de sus instalaciones.

## TITULO SEGUNDO

### 2.0 INFORMACION DE LOS INTEGRANTES

#### 2.1 EN TIEMPO DIFERIDO

2.1.1 Los titulares de generación que operen conectados al sistema presentarán al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central;
- Las características técnicas de centrales, unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición;
- Las características de los sistemas de protección y maniobra;
- El tiempo de arranque desde la parada fría hasta el sincronismo; el tiempo desde el sincronismo hasta la plena carga; y el tiempo mínimo requerido entre la parada y el arranque, para cada unidad en condiciones normales y en condiciones de emergencia;
- En caso de centrales térmicas, las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles; los consumos específicos medios, y los consumos específicos para distintos niveles de carga por cada unidad;
- En caso de centrales hidráulicas, las características de los sistemas de embalse; los tiempos de desplazamiento del agua en su cauce o en canales de conducción; la relación de conversión  $m^3/kWh$  en función del nivel de las presas; niveles mínimo y máximo de sus embalses, caudales mínimo y máximo turbinables; series históricas de caudales, etc.;
- La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- Los despachos de carga previstos;
- Las curvas de capacidad de los generadores;
- Características de regulación de frecuencia (estadísticos, banda muerta, parámetros del modelo y su función de transferencia);
- Los sistemas de desconexión automática de generación (DAG);
- Sobrecargas admisibles de sus equipos;
- La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

2.1.2 Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- La configuración de las subestaciones;
- Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean;
- Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.);
- La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

2.1.3 Los titulares de redes de distribución y los clientes libres deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- La configuración de las subestaciones y redes que posean;
- Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición;
- Las características de los sistemas de protección y maniobra, incluidos los sistemas de rechazo de carga;
- La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- Los pronósticos de demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra para los próximos doce meses;
- La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

2.1.4 Todo cambio de la información a que se refiere esta sección, debe ser comunicada al Coordinador, con copia a la DOCOES, con dos (2) semanas de anticipación y ratificada en el momento del cambio.

#### 2.2 EN TIEMPO REAL

2.2.1 Los titulares de generación que operen conectados al sistema deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

- La posición de los seccionadores de las subestaciones;
- La posición de los interruptores;
- En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado;
- En caso de centrales hidráulicas, los caudales y los niveles de las presas;
- Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras;
- Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador;
- Las señales de alarma de centrales, subestaciones, generadores y transformadores con el detalle que el Coordinador establezca;
- La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

2.2.2 Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

- La posición de los seccionadores de las subestaciones;
- La posición de los interruptores;
- La posición de los taps de los transformadores;
- Los niveles de tensión de barra;
- Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores;
- La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva;
- Las señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva, con el detalle que el Coordinador establezca;
- La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

2.2.3 Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.

2.2.4 Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta sección, los integrantes del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

## TITULO TERCERO

### 3.0 INFORMACION DEL COORDINADOR

3.0.1 El Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculadas con la

operación en tiempo real del sistema utilizando información de tipo satelital. Los integrantes del sistema y la DOCOES están obligados a usar esta referencia.

3.0.2 El Coordinador está obligado a suministrar oportunamente, a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Así mismo, el Coordinador está obligado a poner a disposición de la DOCOES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que ésta requiera. Para la transferencia de información en tiempo real, la DOCOES es responsable de enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, el sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.

3.0.3 El Coordinador dará acceso a la DOCOES y a los integrantes del sistema, a la siguiente información:

- a) El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva;
- b) Los costos marginales, costos diarios de operación/racionamiento del sistema;
- c) Las perturbaciones ocurridas;
- d) Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla;
- e) Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/a de unidades;
- f) Las disposiciones de reprogramación de la operación del sistema;
- g) Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc;
- h) El registro de la frecuencia;
- i) Otra información técnica adicional que sea requerida por el COES.

3.0.4 Cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro a más del cinco por ciento (5%) de la demanda del sistema, el Coordinador elevará un informe preliminar, sobre su ocurrencia, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por el COES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

#### TITULO CUARTO

### 4.0 DE LOS PROGRAMAS DE OPERACION

#### 4.1 PROGRAMAS DE MEDIANO PLAZO

4.1.1 El Programa de Operación Anual y el Programa de Operación Mensual elaborados por la DOCOES, serán remitidos a los integrantes del sistema y al Coordinador, por vía electrónica, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:

- a) El Programa de Operación Anual: Será entregado antes de finalizar la primera quincena de octubre de cada año. Este programa comprende el período enero-diciembre del siguiente año;
- b) El Programa de Operación Mensual con un horizonte de programación anual: Será entregado con una anticipación mínima de 32 horas a la entrada en vigencia del programa. Este programa comprende el programa anual de operación a partir del mes calendario siguiente.

#### 4.2 PROGRAMAS DE CORTO PLAZO

4.2.1 El Programa de Operación Semanal y el Programa de Operación Diario elaborados por la DOCOES serán remitidos por vía electrónica a los integrantes del sistema y al Coordinador, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:

- a) El Programa de Operación Semanal (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Mensual): Será entregado antes de las 17:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana. Este programa comprende el período sábado-viernes siguiente.
- b) El Programa de Operación Diario (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Semanal): Será entregado antes de las 14:00 horas de cada día; y, de ser necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas del mismo día, que incluirá el resultado de la operación de ese día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período 00:00-24:00 horas del día siguiente.

#### 4.3 REPROGRAMACION DE LA OPERACION

4.3.1 El sistema interconectado opera, en tiempo real, bajo las disposiciones del Coordinador, siguiendo el Programa de Operación Diario. Sin embargo, este programa podrá ser reformulado bajo las condiciones y criterios que se definen en el

numeral 4.3.3 La Reprogramación será efectuada por la DOCOES o por el Coordinador. En el caso que, respondiendo a una misma circunstancia, ambos realicen la reprogramación, tendrá prioridad la que emitió la DOCOES de acuerdo a los plazos que se establece en 4.3.2.

4.3.2 Cuando la reprogramación es efectuada por la DOCOES, ésta tiene la obligación de enviarla al Coordinador y a los integrantes del sistema en un plazo máximo de dos (2) horas. La reprogramación, en todos los casos, entra en vigor en un plazo máximo de una (1) hora luego de haber sido recibida por el Coordinador.

4.3.3 El COES elabora los Procedimientos Operativos donde se fijan los criterios y condiciones bajo los cuales se debe reformular el Programa de Operación Diario. Estos procedimientos deben ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

4.3.4 En todos los casos, la reprogramación será remitida a todos los integrantes del sistema por vía electrónica o por fax sólo en caso de desperfecto. La reprogramación reemplaza, para todos los efectos, al Programa de Operación Diario desde su puesta en vigencia por el Coordinador, hasta las 24:00 horas del mismo día. Los integrantes del sistema están obligados a cumplir con la reprogramación.

#### TITULO QUINTO

### 5.0 DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

5.0.1 El Coordinador es el responsable de coordinar la operación en tiempo real del sistema interconectado. La operación en tiempo real del sistema incluye:

- a) Las tareas de ejecución de la programación de corto plazo del sistema interconectado o su reprogramación;
- b) La supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, resguardando de la calidad del servicio y seguridad del sistema;
- c) La operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y
- d) La ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

5.0.2 Luego de haber transcurrido los estados de alerta y emergencia, y mientras no se disponga de programas de operación actualizados, el Coordinador dirigirá la operación del sistema considerando, en lo posible, criterios de operación a mínimo costo y observando los procedimientos operativos del COES.

#### 5.1 RESERVA ROTANTE

- 5.1.1 El COES establecerá la reserva rotante, fijando el valor máximo de riesgo de falla para la operación del sistema.
- 5.1.2 El OSINERG fiscalizará que el riesgo de falla del sistema, en todo momento, sea inferior al valor máximo fijado de acuerdo al párrafo anterior.

#### 5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS

5.2.1 En tiempo real, los integrantes del sistema supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES.

5.2.2 En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste la comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.

#### 5.3 REGULACION DE TENSION

5.3.1 Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

5.3.2 Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.

5.3.3 Los integrantes del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles adecuados de tensión.

5.3.4 El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro del  $\pm 2.5\%$  de su tensión de operación.

5.3.5 El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal.

5.3.6 El COES, mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra.

5.3.7 El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no-sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de su tensión de operación; y disponer el rechazo de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.

5.3.8 Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

#### 5.4 REGULACION DE FRECUENCIA

5.4.1 Los titulares de generación son responsables por la regulación de frecuencia del sistema bajo las directivas del Coordinador.

5.4.2 Las unidades asignadas a la regulación primaria y secundaria de frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.

5.4.3 De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectúa la regulación secundaria de frecuencia.

5.4.4 La frecuencia del sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los indicadores:

- a) Variaciones Sostenidas de Frecuencia
- b) Variaciones Súbitas de Frecuencia
- c) Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia

5.4.5 Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden tolerancias en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de tolerancias.

5.4.6 Si el error acumulado de frecuencia, en un momento determinado del día, excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso, las frecuencias de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas.

5.4.7 El Coordinador registrará, adicionalmente, la Integral de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anuales.

#### 5.5 COORDINACION DE MANIOBRAS

5.5.1 El Coordinador dispondrá la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión; así como de aquellos equipos de distribución o de clientes libres que el Coordinador considere necesario.

5.5.2 Las maniobras requeridas por los integrantes del sistema, por mantenimiento o pruebas, se sujetarán a aquellas incluidas en el Programa de Operación Diario. Se exceptúan las maniobras necesarias para efectuar mantenimientos correctivos de fuerza mayor.

5.5.3 El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones de los integrantes del sistema en coordinación con éstos y la DOCOES. Los integrantes del sistema, son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador, en coordinación con éste. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de las personas y equipos.

5.5.4 La comunicación entre el Coordinador y los integrantes del sistema, o viceversa, debe contener, en forma explícita, lo siguiente:

- a) El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;
- b) La identificación del equipo involucrado, si es el caso;
- c) La disposición correspondiente;
- d) La hora en que debe ejecutarse;
- e) La hora en que se imparte.

5.5.5 Toda disposición o información operativa se emitirá principalmente a través de teléfonos siempre con grabación permanente. De ser requerida, se emitirá la disposición o su confirmación por escrito.

5.5.6 El supervisor de turno del integrante del sistema que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la recepción clara de la disposición. Tratándose de códigos, siglas, u otras construcciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el código fonético internacional.

5.5.7 Mediante un estudio, el COES establecerá las secuencias para conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los integrantes.

#### 5.6 REPROGRAMACION O COORDINACION DEFECTUOSAS

5.6.1 La reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador, deben considerar: la seguridad de las personas, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros, por lo que los integrantes del sistema deben verificar inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.

5.6.2 De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier integrante las deberá comunicar inmediatamente al Coordinador para su corrección, con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en casos excepcionales. Simultáneamente, remitirán copia de la reclamación a los demás integrantes por el mismo medio.

5.6.3 El Coordinador evaluará inmediatamente la reclamación; aceptándola o rechazándola, sustentando su decisión; luego comunicará su decisión a todos los integrantes por vía electrónica o excepcionalmente por fax. De aceptarla, corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCOES.

#### 5.7 SALIDA INTEMPESTIVA DE EQUIPOS

5.7.1 Cuando una unidad sale intempestivamente, el operador evaluará el déficit producido y dispondrá incrementar, en esa magnitud, la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable, preferentemente.

5.7.2 Cuando un equipo de transmisión que enlaza Centros de generación, sale de operación intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit o exceso de generación en cada área y procederá del siguiente modo:

a) Para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable;

b) Para el área con exceso, dispondrá preferentemente disminuir la generación de las unidades de mayor costo variable. Quedan exceptuados las unidades térmicas que operan por despacho de energía. Una unidad térmica opera por despacho de energía cuando, por optimización del despacho, permite aumentar los niveles de los embalses de centrales hidráulicas.

5.7.3 En ambos casos, el integrante del sistema cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su indisponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá su reconexión. Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerita, informando sobre el hecho inmediatamente a la DOCOES quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

#### 5.8 DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA

5.8.1 Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada, el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y observando, en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre operación a mínimo costo. En ambos casos, y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando por lo menos un alcance semanal.

#### 5.9 INCREMENTO O DISMINUCION DE CAUDALES

5.9.1 Cuando los caudales de las centrales de pasada aumentan, el Coordinador puede variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y de operación a mínimo costo, del modo siguiente:

a) Si operan centrales hidráulicas y térmicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de las unidades térmicas considerando la operación del sistema a mínimo costo;

b) Si sólo operan centrales hidráulicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de aquellas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento. Alcanzado el vertimiento por una central, dispondrá el incremento de la generación de todas las que han alcanzado esta condición y las de pasada, en proporción a la potencia que podría generarse por los caudales que se verterían y de los caudales de las de pasada, para cada central respectivamente;

c) En condiciones de sobre oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en

forma proporcional a su potencia efectiva considerando sus restricciones operativas.

En todos los casos, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando para ello, por lo menos, un alcance semanal.

5.9.2 Cuando disminuyan significativamente los caudales de centrales hidráulicas, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema.

## TITULO SEXTO

### 6.0 DEL RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

#### 6.1 RACIONAMIENTO

6.1.1 El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos, escasez de combustibles, etc.

6.1.2 Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluirán programas de racionamiento, si se prevén déficits de oferta. El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diario.

6.1.3 El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los integrantes, de este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, éstos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.

6.1.4 Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales.

6.1.5 Si una empresa distribuidora o un cliente libre excediera su potencia asignada según el programa de racionamiento, el Coordinador le notificará para que, en un plazo máximo de quince (15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.

6.1.6 El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, elaborará los programas de racionamiento de los Programas de Operación Diario siguientes.

#### 6.2 RECHAZOS AUTOMATICOS DE CARGA

6.2.1 El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el sistema. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los integrantes del sistema antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

6.2.2 El COES definirá mediante un estudio los esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión, dicho estudio tomará en cuenta por lo menos los siguientes criterios:

- Niveles máximo y mínimo de frecuencia;
- Valores máximos y mínimos de tensión;
- Etapas de desconexión automática y temporizaciones;
- Priorización de desconexión de cargas;
- Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;
- Segmentación del Sistema en áreas de operación aislada;
- Características del equipamiento a ser utilizado.

Los titulares de generación y distribución priorizarán la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los que se fijan en la tercera disposición transitoria.

## TITULO SEPTIMO

### 7.0 DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACION

#### 7.1 SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA

7.1.1 Inmediatamente después de producida una perturbación, el Coordinador, en comunicación con los integrantes del sistema, determinará la configuración y estado del sistema y dispondrá las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal.

7.1.2 El Coordinador puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del COES, quien las pre-establece.

#### 7.2 RECUPERACION DEL SISTEMA

7.2.1 Luego de producida una perturbación, y transcurridos los estados de alerta y emergencia, el Coordinador, en comunicación con los integrantes, determinará la configuración y el estado de la red y el sistema; definirá el plan de restablecimiento; y lo implementará en coordinación con los integrantes, quienes ejecutarán sus disposiciones y lo informarán, hasta conseguirlo. Cuando las circunstancias lo justifiquen, el Coordinador puede otorgar autonomía a los integrantes del sistema para ejecutar maniobras obligando-los a informar.

7.2.2 El Coordinador dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará estrechamente con los integrantes la regulación secundaria de frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación total o parcial del servicio, los integrantes del sistema informarán al Coordinador su carga efectivamente reconectada.

7.2.3 Los integrantes del sistema, involucrados con la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador, en un plazo máximo de sesenta (60) minutos de ocurrida. Tomando como base estos diagnósticos, y con los elementos de juicio que tenga a disposición, el Coordinador elaborará el informe inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de sesenta (60) minutos, y lo remitirá a los integrantes del sistema por vía electrónica o excepcionalmente por fax. En un plazo máximo de sesenta (60) minutos, los integrantes del sistema presentarán sus observaciones a dicho informe por el mismo medio, las que serán examinadas por el Coordinador. En un plazo no mayor de dos (2) horas de ocurrida la perturbación, y considerando las observaciones recibidas, el Coordinador completará su informe y lo remitirá a los integrantes del sistema y a la DOCOES.

## TITULO OCTAVO

### 8.0 DEL ANALISIS POSTERIOR DE LA OPERACION DEL SISTEMA

8.0.1 El OSINERG tiene la función de supervisar la operación en tiempo real, promoviendo la seguridad del sistema y la calidad del servicio, verificando que la operación se realice al mínimo costo, garantizando la transparencia de toda información relacionada con el despacho y operación del sistema y proponiendo las sanciones que se aplican por los incumplimientos. Con dicho fin OSINERG podrá conformar, si fuera necesario, un Comité Técnico Consultivo.

#### DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera. Las instalaciones nuevas que se integren al sistema deben estar provistas de los sistemas de comunicación y control requeridas por la Norma.

Segunda. Los titulares de los sistemas principales de transmisión, de común acuerdo, designarán a su representante para efectuar la coordinación de la operación en tiempo real del sistema. Mientras no exista acuerdo, el titular con mayores activos patrimoniales en el Sistema de Transmisión Principal asumirá esta función.

Tercera. El Coordinador, el COES y/o los integrantes del sistema deben informar los casos de incumplimiento de la Norma al OSINERG para que se apliquen, a quienes corresponda, las sanciones correspondientes.

Cuarta. Los representantes de los integrantes del sistema a los que se refiere el numeral 8, se elegirán de común acuerdo dentro de cada segmento del sistema. En caso de no haber acuerdo, el segmento será representado por el integrante cuya potencia máxima comprada, vendida, distribuida o transmitida sea mayor.

# ADDENDUM # 1

53	R-1517	Replica de botella escultórica de cerámica, con asa estribo, representación de tubérculo (papa), Moche.	S/. 15.00
54	R-1571	Replica de botella de cerámica, asa estribo, representación de lucha entre perro y serpiente, Chavin.	S/. 15.00
55	R-1591	Replica de Kero de madera, con lagartija adosada, Inca.	S/. 15.00
56	R-1732	Replica de cuenco de cerámica, con diseños en el interior cabezas de aves feñinazas, Huari.	S/. 15.00
57	R-1741	Replica de botella escultórica de cerámica, representación de fruto, Nasca.	S/. 15.00
58	R-1772	Replica de perra lítica, con apéndice	S/. 15.00
59	R-1774	Replica de perra lítica, con apéndice	S/. 15.00
60	R-1790	Replica de madera tallada, personaje en posición sentada.	S/. 15.00
61	R-1809	Replica de máscara de metal, con apéndices en el rostro a manera de pendientes con aplicación de concha que presentan dientes y comilios, Moche.	S/. 15.00
62	R-1965	Replica de vasija antropomorfa de cerámica, del contexto arqueológico de Sipán.	S/. 15.00
63	R-1966	Replica de vasija antropomorfa de cerámica, del contexto arqueológico de Sipán.	S/. 15.00
64	R-2300	Replica de vasija antropomorfa de cerámica, personaje cargando vasija en la espalda, la cual está sujeta a la cabeza mediante una banda, Moche.	S/. 15.00
65	R-3502	Replica de botella de cerámica, asa estribo, cuerpo con representación de un rostro feñinizado, Chavin.	S/. 15.00

5388

## ENERGIA Y MINAS

**Aprueban addendum que modifica contrato de concesión definitiva de transmisión de energía eléctrica con la empresa Consorcio Transmantaro S.A.**

**RESOLUCIÓN SUPREMA**  
N° 042-2000-EM

Lima, 10 de mayo del 2000.

VISTO: El Expediente N° 14076997, organizado por la empresa Consorcio Transmantaro S.A. y la solicitud de modificación del Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica N° 106-97, aprobado por la Resolución Suprema N° 112-97-EM;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Suprema N° 112-97-EM publicada el 18 de setiembre de 1997, se otorgó a favor de Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - (ETECEN) Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de Transmisión de energía eléctrica en la línea de Transmisión en 220 kV S.E. Mantaro - S.E. Socabaya, y se aprobó el Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica N° 106-97 de fecha 3 de octubre de 1997, elevado a Escritura Pública el 29 de octubre de 1997 e inscrito en la Ficha N° 031 del Registro de Concesiones para la Explotación de los Servicios Públicos de la Oficina Registral de Lima y Callao;

Que, mediante Resolución Suprema N° 020-98-EM, publicada el 18 de marzo de 1998, se aprobó la transferencia a favor de Consorcio Transmantaro S.A. de la Concesión Definitiva referida en el considerando que antecede, en virtud de la Cesión de Posición Contractual de fecha 27 de febrero de 1998 otorgada por ETECEN, quedando inscrita dicha transferencia en la Ficha N° 031 del Registro de Concesiones para la Explotación de los Servicios Públicos de la Oficina Registral de Lima y Callao;

Que, de acuerdo con el carácter contractual de la Concesión Definitiva dispuesto por el Artículo 29° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, con fecha 13 de octubre de 1999 la concesionaria solicitó la modificación al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica N° 106-97;

Que, la solicitud se encuentra amparada en el marco legal que regula el Contrato de Concesión Definitiva a que se refiere la presente Resolución, contribuyendo a la consecución de los fines para los cuales fue otorgada la concesión, a que se hace referencia en el primer considerando de la presente Resolución;

Que, las modificaciones al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica N° 106-97, deben ser formalizadas mediante un Addendum al mismo, el que debe ser elevado a Escritura Pública, incorporando en ésta el texto de la presente Resolución, e inscribiéndola en el Registro de Concesiones para la Explotación de los Servicios Públicos de la Oficina Registral de Lima y Callao, de conformidad con los Artículos 7° y 56° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM;

De conformidad a las disposiciones contenidas en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, concordados con el Artículo 1413° del Código Civil, y de acuerdo con el Informe N° 074-2000-EM/DGE;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Addendum N° 1, que modifica el Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica N° 106-97 de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica, por el cual se inserta una Cláusula 19 y se modifican los Anexos N°s. 5, 6 y 7.

Artículo 2°.- Autorizar al Director General de Electricidad para que suscriba, en nombre del Estado, el Addendum N° 1 al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de energía eléctrica N° 106-97 de Concesión Definitiva de Transmisión con la concesionaria Consorcio Transmantaro S.A.

Artículo 3°.- El texto de la presente Resolución Suprema deberá ser incorporado en la Escritura Pública que dé origen el Addendum N° 1 aprobado en el Artículo 1° de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

Rúbrica del Ing. Alberto Fujimori  
Presidente Constitucional de la República

JORGE CHAMOT SARMIENTO  
Ministro de Energía y Minas

5389

**Otorgan concesión definitiva a ELECTROPERU S.A. para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica en zonas ubicadas en los departamentos de Tumbes y Piura**

**RESOLUCIÓN SUPREMA**  
N° 043-2000-EM

Lima, 10 de mayo del 2000

Visto, el Expediente N° 14096999, que incluye los documentos con Registros N°s. 1232484, 1233550, 1234182 y 1236561, sobre otorgamiento de Concesión Definitiva para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica de acuerdo con el Decreto Ley N° 25844, presentado por Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERU S.A., persona jurídica inscrita en la Ficha N° 2477 del Registro de Sociedades Mercantiles de Lima.

CONSIDERANDO:

Que, la petición se halla amparada en las disposiciones contenidas en el Artículo 25° del Decreto Ley N° 25844 y artículos pertinentes de su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, habiendo cumplido con los requisitos legales de presentación;

Que, la solicitud de Concesión Definitiva de Transmisión comprende la línea de transmisión de 60 kV S.E. Zorritos - S.E. Mancora, de propiedad de la solicitante, en las zonas comprendidas dentro de las coordenadas que figuran en el expediente;

1757



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Lima, 16 MAYO 2000

OFICIO N° 418 -2000-EM/DGE

Señor  
André Demers  
Gerente General  
CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.  
Av. Canaval Moreyra N° 654 oficina 401  
San Isidro.-

Asunto : Suscripción del Addendum N° 1 al Contrato  
BOOT  
Ref. : Resolución Ministerial N° 217-2000-EM/SG

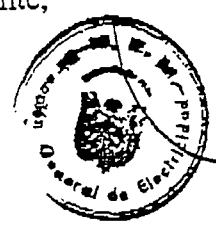
De mi consideración:

Por medio del presente tengo a bien remitir un original del Addendum N° 1 al Contrato BOOT para el Diseño, Suministro de Bienes y Servicios, Construcción y Explotación del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya, a fin que sea elevado a escritura pública.

Asimismo, de acuerdo al presente Addendum del contrato BOOT, agradeceremos nos haga llegar un testimonio y copia simple del mismo.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,



Ing. LUIS NICHÓ DIAZ  
DIRECTOR GENERAL(e)  
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

Señor Notario:

Sírvase extender en su Registro de Escrituras Públicas una en la que conste el Addendum N° 1 al Contrato BOOT para el Diseño, Suministro de Bienes y Servicios, Construcción y Explotación del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya y la Prestación del Servicio de Transmisión de Electricidad, que celebran de una parte el Estado Peruano (el CONCEDENTE), actuando a través del Ministerio de Energía y Minas, con domicilio en Av. Las Artes No. 260, San Borja, Lima, Perú, debidamente representado por el Director General de Electricidad Sr. Luis Nicho Díaz, con DNI N° 10320098, debidamente facultado mediante Resolución Ministerial N° 217-2000-EM/SG de fecha 9 de mayo del 2000; y, de la otra parte, el CONSORCIO TRANSMANTARO S.A., inscrita en la ficha N°11014647 del Registro de Personas Jurídicas del Registro Público de Lima, con domicilio en Av. Canaval Moreyra 654 oficina 401 San Isidro, Lima, Perú, que procede debidamente representada por su Gerente General Sr. André Demers identificado con Carnet de Extranjería N° N-100572 debidamente facultado al efecto según poder que obra en la misma partida registral de la sociedad.

El presente Addendum N° 1 se formaliza en los términos siguientes:

### ANTECEDENTES

**PRIMERA.-** En virtud de la Cláusula 22.6 del Contrato Boot para el Diseño, Suministro de Bienes y Servicios, Construcción y Explotación del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya y la Prestación del Servicio de Transmisión de Electricidad suscrito con el Estado con fecha 27 de febrero de 1998 (en adelante el "Contrato"), CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. propuso y el CONCEDENTE, por su parte ha analizado cuidadosamente, reajustado y finalmente, aceptado la modificación de la sección "Definiciones", cláusulas 5.1.4, 5.2.5, 5.2.6, 7.1.8, 7.4.1, 7.4.3, 7.4.5, 7.4.7, 9.2.3, 9.7, 11.2, 14, 15.1.2, 15.3, 18.3, 18.4, 19.2.4, 19.2.7, 20.3, 22.9, 23.1, 23.2, 23.3, 24.1, Anexo 1 y Anexo 10 del Contrato.

**SEGUNDA.-** En virtud de lo antes expuesto, las Partes acuerdan modificar la sección "Definiciones", las cláusulas 5.1.4, 5.2.5, 5.2.6, 7.1.8, 7.4.1, 7.4.3, 7.4.5, 7.4.7, 9.2.3, 9.7, 11.2, 14, 15.1.2, 15.3, 18.3, 18.4, 19.2.4, 19.2.7, 20.3, 22.9, 23.1, 23.2, 23.3, 24.1, Anexo 1 y Anexo 10 del Contrato de la manera siguiente:

**Definiciones:** Los siguientes términos se añaden como nuevas definiciones:

#### "Comisión de Tarifas de Energía (CTE)".

Es el organismo técnico descentralizado con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar, entre otras, las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en las Leyes Aplicables y con arreglo al artículo 2°



de la Ley N° 26885. Cualquier referencia en este Contrato a "Comisión de Tarifas Eléctricas" deberá entenderse referido a "Comisión de Tarifas de Energía".

**"Contrato de Concesión Eléctrica"**

"Es el contrato de concesión de transmisión eléctrica definitivo celebrado entre ETECEN y el Ministerio de Energía y Minas, según las formalidades correspondientes y debidamente inscrito, para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya. Cualquier referencia al Contrato de Concesión Eléctrica deberá entenderse que incluye las modificaciones que se le introduzcan, así como la cesión de la posición contractual de ETECEN en el mismo a favor de la Sociedad Concesionaria, conforme a las Leyes Aplicables."

**"Valor Contable de los Bienes de la Sociedad Concesionaria". o "Valor Contable"**

Independientemente del valor establecido para fines tributarios o para cualquier otro fin, es el valor de los Bienes de la Sociedad Concesionaria depreciados bajo el método de línea recta, calculado para un período de treinta (30) años, y siguiendo los principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 26887 (Ley General de Sociedades) o la que le sustituya. Este valor podrá ser expresado en Dólares por la Sociedad Concesionaria, de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú y las Leyes Aplicables.

La determinación del Valor Contable estará a cargo de la sociedad de auditoría externa de la Sociedad Concesionaria, que deberá ser una firma de representación internacional y con experiencia en el sector.

Cláusula 5.1.4 (iii): La siguiente cláusula reemplaza en su totalidad a la Cláusula 5.1.4.(iii) existente como sigue:

"(iii) Que el Operador Estratégico Precalificado es y se mantendrá durante el plazo de diez (10) años contados a partir de la Fecha de Cierre, directa o indirectamente a través de una o más Empresas Subsidiarias, como propietario y titular de, por lo menos, la Participación Mínima."

Cláusula 5.2.5: La siguiente cláusula reemplaza en su totalidad a la Cláusula 5.2.5 existente como sigue:

"5.2.5 Régimen tarifario:

Que la calificación de la Línea de Transmisión como Sistema Principal de Transmisión se mantendrá durante todo el Plazo del Contrato BOOT.

Que la Tarifa comprenderá:

(i) La anualidad de la inversión que será calculada aplicando:

(a) El VNR determinado por el organismo regulador, el que será siempre igual al Monto de Inversión del Adjudicatario ajustado en cada periodo de revisión por la variación en el "Finished Goods Less Food and Energy" (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento del Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América;



- (b) El plazo de 30 años; y,
  - (c) La tasa de actualización de 12% durante los primeros (10) diez años a partir de la Puesta en Operación Comercial del Sistema de Transmisión. Posteriormente, y hasta el vencimiento del Plazo del Contrato BOOT, la tasa fijada en las Leyes Aplicables.
- (ii) La retribución por costos de operación y mantenimiento según lo establecido en las Leyes Aplicables y considerando lo estipulado en el presente Contrato.

Que la Tarifa anual estará sujeta a la fórmula de reajuste mensual que determine la Comisión de Tarifas de Energía, de acuerdo con el artículo 61° del Decreto Ley N° 25844."

**Cláusula 5.2.6:** El siguiente párrafo se añade como segundo párrafo de la Cláusula 5.2.6:

"Dentro del área del Estudio de Impacto Ambiental de SNC-Lavalin-OIST aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas, la Sociedad Concesionaria definirá la ruta final de la Línea de Transmisión, para lo cual someterá para aprobación por dicha Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas el documento que acredite la observancia de los parámetros ambientales aprobados en dicho estudio de SCN-Lavalin-OIST. La aprobación de dicho documento será el único requisito de carácter ambiental necesario como consecuencia de la determinación de la ruta final de la Línea de Transmisión, según dicha ruta final sea recogida en el Contrato de Concesión Eléctrica."

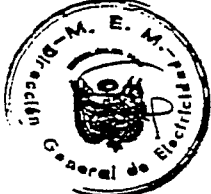
**Cláusula 7.1.8:** Se reemplaza la Cláusula 7.1.8. de la siguiente manera:

"Si la Sociedad Concesionaria se ve obligada a cambiar de ruta por indicación expresa del Concedente, éste asumirá todos y cada uno de los costos adicionales relacionados con el cambio de ruta indicado, incluyendo los costos financieros, así mismo todos los plazos del Contrato BOOT y del Contrato de Concesión Eléctrica serán prorrogados por el tiempo adicional que este cambio de ruta conlleve."

**Cláusula 7.4.1:** El siguiente párrafo reemplaza el primer párrafo de la Cláusula 7.4.1. como sigue:

"Si la Caducidad de la Concesión ocurre por vencimiento del Plazo del Contrato BOOT, la Sociedad Concesionaria, tan pronto como sea posible, pero en cualquier caso dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha en que se produzca la Caducidad de la Concesión por vencimiento del Plazo del Contrato BOOT."

**Cláusula 7.4.3 (ii)(d):** El siguiente párrafo se añade como literal d) de la Cláusula 7.4.3(ii):



"(d) La subasta a la que se refiere esta Cláusula 7.4.3 (ii) se realizará de conformidad con los procedimientos determinados por el Concedente, siempre que sólo se permita a los postores presentar ofertas por importe igual o superior al valor vigente a esa oportunidad del Monto de Inversión de la Sociedad Concesionaria, amortizado bajo el método de línea recta, durante un periodo de treinta (30) años a partir de la Puesta en Operación Comercial; debiendo las ofertas ser pagaderas en efectivo y en Dólares."

**Cláusula 7.4.3 (iii) (b):** Se agrega el siguiente párrafo al final de la Cláusula 7.4.3 (iii) (b):

"(...) Dicho pago se realizará directamente por el Nuevo Concesionario a las cuentas indicadas al Concedente por los titulares de Deuda Garantizada"

**Cláusula 7.4.3 (iii) (f):** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 7.4.3(iii)(f) en su totalidad:

"(f) A la Sociedad Concesionaria, hasta un monto máximo igual al Valor Contable de los Bienes de la Sociedad Concesionaria menos el importe pagado conforme a los literales (a), (b), (c), (d) y (e) anteriores."

**Cláusula 7.4.3 (iv):** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 7.4.3(iv) en su totalidad:

"De no existir comprador, conforme a los términos establecidos para dicha subasta dentro de los seis (6) meses posteriores a la fecha de la resolución firme del Concedente declarando la Caducidad de la Concesión, el Concedente pagará el Valor Contable de los Bienes de la Sociedad Concesionaria, en efectivo y en Dólares, utilizando el mismo orden de prelación enunciado en la sección (iii) precedente y conforme a lo allí estipulado."

**Cláusula 7.4.3(v):** El siguiente párrafo se incluye como nueva Cláusula 7.4.3(v):

"(v) Sin perjuicio de cualquier estipulación en sentido contrario contenida en esta Cláusula 7.4, cualquier gravamen o carga sobre los Bienes de la Sociedad Concesionaria constituido a favor de los titulares de Deuda Garantizada será extinguido o cancelado solamente después de que se realice el pago total y en efectivo del monto que corresponda por concepto de Deuda Garantizada, sea que dicha deuda esté vencida o no. En el caso de pagos parciales recibidos por los titulares de Deuda Garantizada conforme a lo previsto en este Contrato, las cargas o gravámenes constituidos sobre los Bienes de la Sociedad Concesionaria a favor de los titulares de Deuda Garantizada se reducirán hasta una suma igual al saldo pendiente de pago de tal Deuda Garantizada."

**Cláusula 7.4.5:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 7.4.5:

"Sin perjuicio de lo pactado en la Cláusula 5.2.4, queda entendido por las Partes que la Caducidad de la Concesión no implicará la resolución del Contrato de Concesión Eléctrica."



De producirse la Caducidad de la Concesión, la Sociedad Concesionaria se obliga irrevocablemente a ceder su posición contractual en el Contrato de Concesión Eléctrica a favor del Concedente o del nuevo Concesionario, quedando entendido por las Partes que tal cesión no implicará la caducidad de la concesión de transmisión de electricidad conferida bajo los términos del D.L. N° 25844 y su Reglamento.

**Cláusula 7.4.7:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 7.4.7 en su totalidad:

"La transferencia de los Bienes de la Sociedad Concesionaria al producirse la Caducidad de la Concesión, según se indica en las Cláusulas 7.4.1 y 7.4.2, se efectuará al Valor Contable de los Bienes de la Sociedad Concesionaria, teniendo en consideración, para dichos propósitos, las estipulaciones contenidas en la Cláusula 7.4.6".

**Cláusula 9.2.3:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 9.2.3 en su totalidad:

"El Concedente garantiza a la Sociedad Concesionaria, de acuerdo con lo previsto por las Leyes Aplicables, el reembolso de los costos directos adicionales y razonables incurridos en la prestación del Servicio, de conformidad con lo dispuesto en las Cláusulas 9.2.1 y 9.2.2."

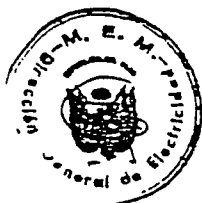
**Cláusula 9.7:** El siguiente párrafo sustituye el último párrafo de la Cláusula 9.7:

"Esta sanción no será aplicable si es que el Operador Estratégico Precalificado es reemplazado por otra sociedad que reúna, al menos, los mismos requisitos que aquél cumplió en su oportunidad para precalificar como Operador Estratégico Precalificado contenidos en el Anexo 10, y siempre que el Concedente dé su conformidad previa y por escrito; conformidad que no será negada sin motivo razonable y justificado."

**Cláusula 11.2:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 11.2 en su totalidad:

"La Sociedad Concesionaria queda autorizada a celebrar contratos de Deuda Garantizada y constituir las respectivas garantías permitidas por el TUO, la Ley N° 26885 y las Leyes Aplicables, incluida la constitución de garantías sobre todos los Bienes de la Sociedad Concesionaria y sobre todas las acciones representativas de su capital social - sin perjuicio de las limitaciones establecidas en las Leyes Aplicables en cuanto a las acciones de propiedad del Estado - así como también para constituir prenda u otras garantías sobre los montos que correspondan a la Sociedad Concesionaria por concepto de ingresos futuros por Tarifa y constituir hipoteca sobre la Concesión, sin perjuicio de las obligaciones de la Sociedad Concesionaria estipuladas en la Cláusula 23."

**Cláusula 14 (i):** El siguiente párrafo se añade como segundo párrafo a la Cláusula 14 (i):



"(i) Conforme al sistema legal de tarifas de transmisión eléctrica vigente en el Perú, cuyo órgano regulador es la Comisión de Tarifas de Energía, la Sociedad Concesionaria tiene derecho a cobrar a todos los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión, la compensación necesaria para cubrir su Costo Total de Transmisión, reajustado anualmente, según contempla la Cláusula 5.2.5. (i)."

**Cláusula 14(iii):** El siguiente párrafo se incluye como párrafo segundo de la Cláusula 14 (iii):

"(iii) Este contrato no restringe ni limita la posibilidad de la Sociedad Concesionaria de negociar y acordar con terceros cualquier aspecto relacionado con la instalación en la red Mantaro-Socabaya de sistemas de comunicación de larga distancia y transmisión de señales de telecomunicaciones (tal como el sistema por fibra óptica) sujeto al cumplimiento de las Leyes Aplicables. El Concedente reconoce y conviene que, debido a que el sistema de comunicación que se instale no formará parte de los Bienes de la Sociedad Concesionaria, ya sea durante el Plazo del Contrato BOOT o con posterioridad al mismo, la Sociedad Concesionaria tendrá derecho de negociar y acordar libremente en lo que se refiere a los ingresos provenientes del aprovechamiento de las instalaciones de telecomunicación que puedan ser establecidas o instaladas durante dicho período."

**Cláusula 14(v):** El siguiente párrafo se incluye como nueva Cláusula 14(v):

"En caso de interrupción del Servicio, la Sociedad Concesionaria tendrá derecho a continuar cobrando la Tarifa, sin perjuicio de las compensaciones de cargo de ésta conforme a lo estipulado en las Leyes Aplicables y en el Contrato."

**Cláusula 15.1.2:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 15.1.2 existente:

"Seguro contra daños a los Bienes de la Sociedad Concesionaria por un monto igual a la pérdida máxima probable ("PMP") de los Bienes de la Sociedad Concesionaria -PMP determinada por un estudio de riesgos realizado por una firma especializada y de reconocido prestigio internacional- seguro que deberá mantenerse durante todo el plazo del Contrato BOOT. Dicho seguro incluirá cobertura por: (a) el costo de reparación y sustitución posterior al daño a los Bienes de la Sociedad Concesionaria (la "Cobertura Directa") y (b) las pérdidas que resulten de las demoras o interrupción del negocio por causa de dichas reparaciones o sustituciones (la "Cobertura Temporal")."

**Cláusula 15.3:** Los siguientes párrafos sustituyen la Cláusula 15.3 en su totalidad:

"Cada vez que se produzca un evento cubierto bajo alguna de las pólizas de seguro especificadas en la Cláusula 15.1, la Sociedad Concesionaria estará obligada a usar el dinero que hubiera recibido como indemnización por Cobertura Directa, de la siguiente manera:



- (i) Si el asegurador ha confirmado por escrito que los costos estimados están totalmente cubiertos por la Cobertura Directa, el dinero será utilizado para reparar y/o sustituir los bienes afectados por el respectivo incidente;
- (ii) Si, el evento es de magnitud tal que el asegurador no emite por escrito la confirmación de que los costos estimados están totalmente cubiertos por la Cobertura Directa o la emite en sentido negativo, las Partes se reunirán con la común intención de llegar a un acuerdo que haga viable la reparación y/o sustitución de la Línea de Transmisión.
- (iii) En caso que las Partes no arriben al acuerdo en un plazo de sesenta (60) días contado desde la fecha de la decisión del asegurador, a petición de cualquiera de ellas -formulada durante los siguientes sesenta (60) días- las partes someterán la materia a un arbitraje de derecho, conforme la cláusula 18.4. Durante el término de la negociación y del arbitraje, y de la subsecuente reparación y/o sustitución de la línea, los efectos de la cláusula 17.6 quedarán en suspenso.

**Cláusula 18.3:** El siguiente párrafo sustituye el primer párrafo de la Cláusula 18.3 existente, como sigue:

"Todas y cada una de las Controversias Técnicas que no sean resueltas directamente por las Partes dentro del Plazo de Trato Directo deberán ser sometidas a la decisión final e inapelable de un solo experto en la materia (el "Experto") quién será designado por las Partes de mutuo acuerdo dentro de los tres (3) días posteriores a la determinación de la existencia de una Controversia Técnica. El Experto, quién será un perito, deberá tener amplia experiencia en la materia de la Controversia Técnica respectiva, y no deberá tener conflicto de intereses con ninguna de las Partes al momento de su designación como tal, ni durante el tiempo que dure el procedimiento para la solución de la controversia sometida a su decisión. En caso que las Partes no se pusieran de acuerdo en la designación del Experto, entonces el Experto será designado por dos (2) personas, cada una de ellas designada por cada Parte, dentro de los cinco (5) días posteriores a la expiración del plazo para la designación del Experto por mutuo acuerdo de las Partes. En caso que dichas dos (2) personas no se pusieran de acuerdo en la designación del Experto dentro de los cinco (5) días siguientes a su propia designación, o en caso que no hubieran sido designadas dentro del plazo previsto para su designación, entonces el Experto será elegido por sorteo de una lista de peritos con reconocida experiencia en el tema materia de la respectiva Controversia Técnica, lista que cualquiera de las Partes podrá solicitar a la Federation Internationale Des Ingenieurs Conseils - FIDIC. El sorteo se realizará en la ciudad de Lima, Perú, ante Notario Público de la misma ciudad, a solicitud de cualquiera de las personas designadas o de cualquiera de las Partes, según sea el caso. El Experto seleccionado por sorteo deberá



cumplir con los mismos requisitos que se aplican al Experto designado por las Partes y resolverá conforme a lo dispuesto en esta Cláusula 18. En el caso que el Experto no se considere capacitado para resolver la Controversia Técnica que le fuera sometida, podrá designar a otra Persona que cumpla con los mismos requisitos que se exigen al Experto designado por las Partes y quien, al aceptar dicha designación, será considerado, para todos los efectos, el Experto que resolverá la Controversia Técnica."

**Cláusula 18.4 (i):** Los siguientes párrafos sustituyen la Cláusula 18.4 (i):

"(i) Las Controversias No-Técnicas en las que el monto involucrado sea superior a un millón de Dólares (US\$ 1,000,000) o su equivalente en moneda nacional, o que no puedan ser cuantificadas o apreciables en dinero, o aquéllas en las que las Partes no estuvieran de acuerdo sobre la cuantía de la materia controvertida, serán resueltas exclusiva y definitivamente de acuerdo a las Reglas de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (las "Reglas") por tres árbitros designados de acuerdo a las Reglas.

El lugar en donde se llevará a cabo el arbitraje será la ciudad de Washington, Distrito de Columbia de los Estados Unidos de América, y el idioma que se utilizará será el castellano. Todos los documentos presentados en el arbitraje estarán en castellano o acompañados con una traducción completa al castellano. Las pruebas testimoniales podrán ser actuadas en idioma distinto al castellano, siempre que la Parte que las ofrezca haga las coordinaciones necesarias para su traducción simultánea al castellano. El costo de cualquier traducción o interpretación al castellano recaerá en su totalidad en la Parte en cuyo nombre se presenta el documento o se ofrece la prueba en idioma distinto al castellano, y no estará incluido en los costos de arbitraje que sean prorrateados de conformidad con las Reglas.

Para coadyudar, en la medida que sea necesario, en la constitución y reconstitución del tribunal arbitral que intervenga en cualquier arbitraje que se lleve a cabo en virtud de la presente Cláusula 18.4(i), se aplicarán los mecanismos establecidos por las Reglas.

Las Partes acuerdan que, de conformidad con las Leyes Aplicables, las cortes del Cercado de Lima, Perú serán competentes para ordenar cualquier medida cautelar en respaldo de cualquier arbitraje, o alguna medida en conexión con, o para el propósito de, hacer cumplir el laudo arbitral que fuera expedido."

**Cláusula 19.2.4:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 19.2.4:

"La reducción de la participación del Operador Estratégico Precalificado en el capital de la Sociedad Concesionaria por debajo de la Participación Mínima durante los primeros 10 años contados a partir de la Fecha de Cierre."

**Cláusula 19.2.7:** El siguiente párrafo sustituye la Cláusula 19.2.7:

"La insolvencia, disolución y liquidación, quiebra o nombramiento de un interventor designado para tal fin, de conformidad con las Leyes Aplicables, de la



Sociedad Concesionaria o del Operador Estratégico Precalificado, y/o la imposibilidad comprobada de la Sociedad Concesionaria o del Operador Estratégico Precalificado de pagar sus deudas a medida que van venciendo, o la celebración de cualquier acuerdo o cesión de parte sustancial de sus bienes o derechos en beneficio de sus acreedores o el nombramiento compulsivo de un liquidador o administrador respecto de una parte o del total de sus activos. En estos casos, salvo que los titulares de la Deuda Garantizada opten por ejercer el derecho que les reconoce la Cláusula 23.3 del presente Contrato, la resolución del Contrato se producirá cuando el Concedente comunique por escrito a la Sociedad Concesionaria y a los titulares de la Deuda Garantizada cuyas operaciones hayan sido informadas de acuerdo con la Cláusula 23.2 del presente Contrato, su decisión de dar por resuelto el Contrato BOOT y hayan transcurrido sesenta (60) días calendarios o un plazo mayor que el Concedente deberá otorgar cuando existan causas razonables para ello, sin que la Sociedad Concesionaria o el Operador Estratégico Precalificado, según sea el caso, haya subsanado la situación de insolvencia, disolución y liquidación, quiebra u otra prevista en esta Cláusula a satisfacción del Concedente."

Cláusula 20.3 El siguiente párrafo sustituye el primer párrafo de la Cláusula 20.3:

"Si la Suspensión se produce por las causales previstas en las Cláusulas 20.1(d), (e), (f) y (h) o fuera consecuencia del incumplimiento del Concedente de las obligaciones establecidas en las Cláusulas 8.2, 8.3, 8.4 y 8.5 para la construcción y Puesta en Operación Comercial de la Línea de Transmisión en los plazos previstos en la Cláusula 3.2.2, el Concedente reconocerá a la Sociedad Concesionaria":

Cláusula 22.9 El siguiente párrafo se incorpora como Cláusula 22.9:

"En lo sucesivo, la Parte que considere que existe alguna contradicción o conflicto entre los términos y condiciones de este Contrato y los del Contrato de Concesión Eléctrica, lo comunicará a la otra en el plazo más breve posible, con el fin de establecer de común acuerdo un mecanismo idóneo para adecuar los términos y condiciones pertinentes del Contrato de Concesión Eléctrica a los del Contrato BOOT. "

Cláusula 23.1.: Los siguientes párrafos se añaden como penúltimo y último párrafos de la Cláusula 23.1:

"Sujeto siempre a las restricciones establecidas en las Leyes Aplicables en cuanto a las acciones del Estado en la Sociedad Concesionaria, el Concedente consiente en que la Sociedad Concesionaria constituya a favor de los titulares de la Deuda Garantizada garantías reales y gravámenes sobre el Contrato, el Contrato de Concesión Eléctrica, los Bienes de la Sociedad Concesionaria, los ingresos futuros por concepto de Tarifa y otros activos relacionados, así como sobre cualquier otro bien o derecho de la Sociedad Concesionaria.



Asimismo, el Concedente reconoce y consiente -para los casos de incumplimiento contractual de la Sociedad Concesionaria con los titulares de la Deuda Garantizada- en el ejercicio por tales titulares de Deuda Garantizada de su derecho a obtener que la Sociedad Concesionaria transfiera y/o asigne todos sus derechos como titular de la Concesión, disponiendo y/o cediendo tanto su posición en los contratos mencionados, como los activos y derechos de los que sea titular, en favor de cesionarios o nuevos concesionarios que cumplan con los requisitos técnicos, financieros, legales y otros estipulados en las Secciones 5.2 y 5.3 de las Bases (cuyos requisitos se adjuntan como Anexo 10) excluyendo el acápite 5.2.1.3 de las mismas; sin perjuicio de lo previsto en las Leyes Aplicables en materia de antimonopolio y antioligopolio.

**Cláusula 23.2:** Se reemplaza el primer párrafo de la Cláusula 23.2 de la siguiente manera:

"La Sociedad Concesionaria informará al Concedente sobre las operaciones crediticias y/o financieras que constituyan Deuda Garantizada y le entregará copia de los contratos respectivos con los acreedores. Asimismo informará al Concedente semestralmente respecto de los saldos deudores con cada entidad financiera acreedora con la que mantuviera deudas calificadas como Deuda Garantizada."

**Cláusula 23.3:** Queda sustituido el término "emisión" por el de "omisión" y además el siguiente párrafo reemplaza el último párrafo de la Cláusula 23.3 existente, como sigue:

"El Concedente se reserva el derecho de no aceptar a cualquiera de las entidades sustitutas propuestas. Dicha aceptación no será negada si la o las entidad (es) sustituta (s) propuesta (s) cumple (n) con los requisitos técnicos, financieros, legales y otros estipulados en las Secciones 5.2 y 5.3 de las Bases (cuyos requisitos se adjuntan como Anexo 10) excluyendo el acápite 5.2.1.3 de las mismas; sin perjuicio de lo previsto en las Leyes Aplicables en materia de antimonopolio y antioligopolio en el sector eléctrico."

**Cláusula 24.1:** El siguiente párrafo reemplaza la Cláusula 24.1. :

"Cada dos (2) años contados a partir de la Fecha de Cierre, y dentro de un plazo no mayor de treinta (30) días calendario de vencido cada tramo de dos (2) años, cualquiera de las Partes que considere que el equilibrio económico del Contrato se ha visto significativamente afectado por cambios en las Leyes Aplicables, en la interpretación o en la aplicación de las mismas, con relación a aspectos económico-financieros vinculados a: (a) la inversión, propiedad u operación de la Línea de Transmisión, o (b) la ejecución del Contrato BOOT, podrá proponer por escrito y con la necesaria sustentación las soluciones y procedimientos a seguir para restablecer el equilibrio económico tal como se estipula en este Contrato a la Fecha de Cierre y en la magnitud que tenía en la Fecha de Cierre."



El mismo derecho con efecto inmediato corresponderá a la parte afectada en caso el desequilibrio económico que se produzca supere 10% del Costo Total de Transmisión."

**Anexo 1:** Se modifica el punto N° 2, referido a las condiciones atmosféricas y telúricas, específicamente en lo que respecta a la altura de operación, elevándola a 5000 m.s.n.m, según el siguiente texto:

- Altura de Operación Hasta 5000 m.s.n.m.

**ANEXO 10:** Lo siguiente se añade como nuevo Anexo 10:

#### 5.2. Requisitos de Precalificación

Para ser declarado Operador Estratégico Precalificado, un Operador Estratégico deberá cumplir y, en su caso, demostrar a satisfacción del Comité Especial que cumple con todos y cada uno de los siguientes requisitos:

##### 5.2.1 Requisitos Legales

El Operador Estratégico deberá declarar;

5.2.1.1 Que no tiene impedimento ni está sujeto a restricciones (por vía contractual, judicial, arbitral, legislativa u otras), para asumir y cumplir con todas y cada una de las obligaciones que le correspondan o pudieran corresponder conforme a estas Bases, la Oferta Económica, el Contrato de Concesión y el Contrato BOOT.

5.2.1.2. Que ha renunciado a invocar o ejercer cualquier privilegio o inmunidad, diplomática u otra, o reclamo por vía diplomática y a cualquier derecho de compensación u otro con relación a cualquier reclamo que pudiese ser invocado por o contra el Gobierno del Perú o sus dependencias, PROMCEPRI, su Dirección Ejecutiva, el Comité Especial, ETECEN o ETESUR, bajo las Leyes Aplicables o bajo cualquier otra legislación que resulte aplicable, con respecto a cualquiera de las obligaciones que le correspondan o pudieran corresponder conforme a estas Bases, la Oferta Económica, el Contrato de Concesión y el Contrato BOOT.

##### 5.2.2 Requisitos Financieros

El Operador Estratégico deberá acreditar poseer un patrimonio mínimo de Quinientos Millones de Dólares (US\$500,000.000).

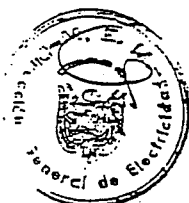
##### 5.2.3 Requisitos Técnicos

El Operador Estratégico deberá acreditar operar directamente, cuando menos, sistemas de transmisión de electricidad que satisfagan todas y cada una de las estipulaciones siguientes:

(i) Longitud de líneas superior a cinco mil kilómetros (5000 km.) en tensiones mayores o iguales a 220 kV en corriente alterna (AC), ó 190 kV en corriente continua (DC).

(ii) Capacidad mínima en subestaciones de 10,000 MVA.

#### 5.3. Sociedad Concesionaria



El Postor que resulte Adjudicatario deberá cumplir con las siguientes obligaciones:

5.3.1 Constituir una sociedad en el Perú (la "Sociedad Concesionaria") cuyo domicilio deberá estar fijado en la ciudad de Lima. El objeto social principal de la Sociedad Concesionaria deberá ser el desarrollo de actividades de transmisión de energía eléctrica. En el documento constitutivo de la Sociedad Concesionaria deberá estipularse, a satisfacción del Comité Especial, la ratificación de todos los actos realizados documentos suscritos por los Representantes Legales del Postor que resulte Adjudicatario de la Buena Pro en este Concurso, especialmente la suscripción del Contrato BOOT, la aceptación de la cesión de la posición contractual de ETECEN en el Contrato de Concesión y cualquier otro derecho u obligación que le corresponda a dicho Postor conforme a estas Bases, el Contrato BOOT, el Contrato de Concesión o las Leyes Aplicables.

5.3.2 La Sociedad Concesionaria deberá tener, en la Fecha de Cierre o antes, un capital suscrito mínimo equivalente a Cincuenta Millones de Dólares (US\$50,000,000), el mismo que será pagado de la siguiente forma:

5.3.2.1 No menos de Doce Millones quinientos mil (US\$12,500,000) a la fecha de su constitución social.

5.3.2.2 El saldo será pagado en un máximo de tres cuotas anuales, la primera de ellas con vencimiento el 31 de julio de 1997 y las otras dos cuotas con vencimiento el 31 de diciembre de 1998 y 1999, respectivamente, según deberá constar en el acuerdo del órgano societario respectivo.

5.3.2.3 El Operador Estratégico Precalificado deberá ser titular de un mínimo del 25% del Capital Social suscrito y pagado de la Sociedad Concesionaria con derecho a voto, luego de considerar el efecto de cualquier dilución (la "Participación Mínima"). La Participación Mínima deberá ser poseída y mantenida por el Operador Estratégico Precalificado desde la fecha de constitución de la Sociedad Concesionaria, salvo que obtenga la previa autorización escrita del Comité Especial, PROMCEPRI, o quien las Leyes Aplicables lo disponga, durante el plazo de diez (10) años contados a partir de la fecha de puesta en operación de la Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya, el Operador Estratégico Precalificado titular de la Participación Mínima no podrá transferir o ceder su participación en el capital de la Sociedad Concesionaria de manera que resulte con una participación menor a la Participación Mínima.

5.3.3 En caso la Sociedad Concesionaria decida no cotizar sus valores en la Bolsa de Valores de Lima dentro de un plazo de dos (2) años contados a partir de la puesta en operación del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya conforme a los términos del Contrato BOOT y en tanto no se produzca dicha inscripción, la Sociedad Concesionaria se obliga a remitir a la



1770e

COES-SICN/D-287-97

Post-it <sup>™</sup> Transmisión por Fax 7671		FECHA/ DATE	Nº DE PAGINAS/ # OF PAGES
PARA/TO <i>J. Augusto Milla</i>	DE/FROM COES-SICN		
COMPANIA/CO. CONSEJO TRANSUNTAR	COMPANIA/CO.		
DEPARTAMENTO/DEPT.	TELEFONO/PHONE #		
FAX	FAX		

Señores Directores:

Asunto: Verificación de la Operatividad del Sistema Interconectado cuando se integran nuevas unidades de generación o líneas de transmisión.

## ANTECEDENTES

- 1.1 El Directorio del COES-SICN en su sesión N° 51, encargó a la Dirección de Operaciones presentar un informe sobre la Verificación de la Operatividad del Sistema Interconectado cuando se integran nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión.
- 1.2 De acuerdo con el artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas la operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de los integrantes que conforman el COES-SICN es efectuada directamente por sus titulares bajo su propia responsabilidad y ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones que son de cumplimiento obligatorio de todos sus integrantes.
- 1.3 El Sistema Principal de Transmisión del SICN tiene un único propietario que es ETECEN, integrante del COES-SICN. Asimismo ésta empresa es propietaria de los principales Sistemas Secundarios de Transmisión del SICN.
- 1.4 Las empresas generadoras del COES-SICN, EDEGEL, CAHUA, EGENOR, ETEVENSA y ELECTROPERU también son propietarias de Sistemas Secundarios del SICN. Asimismo las empresas de distribución son propietarias de Sistemas Secundarios del SICN.

## COMENTARIOS

- 2.1 Responsabilidad de la operatividad de los Sistemas de Transmisión

La operatividad del Sistema Principal de Transmisión y de la mayoría de los Sistemas Secundarios está a cargo de ETECEN S.A. Parte de los Sistemas Secundarios está a cargo de Empresas Generadoras y de Empresas Distribuidoras.

2.2 Estudios a ser considerados cuando se integran nuevas instalaciones

Para determinar la operatividad del SICN cuando se integran nuevas unidades de generación; y/o líneas de transmisión se deben realizar estudios desde la etapa de planeamiento de los nuevos proyectos.

Podrán considerarse los siguientes estudios:

- a. Flujo de potencia
- b. Cortocircuitos
- c. Estabilidad transitoria
- d. Estabilidad permanente (estado estacionario)
- e. Sobretensiones de maniobra

2.3 Impacto del ingreso de nuevas instalaciones

El impacto del ingreso de una nueva central y/o línea de transmisión al SICN sobre la operatividad del Sistema Interconectado depende de las características particulares de cada proyecto. Por consiguiente, los estudios requeridos para cada caso serán distintos.

2.4 Verificación de la operatividad

Para la verificación de la operatividad del sistema se consideran los siguientes impactos posibles con los estudios que se mencionan, a manera indicativa.

- a) Para condiciones normales

<u>Impacto</u>	<u>Estudio</u>
- Sobrecargas en líneas y transformadores	Flujo de carga.
- Problemas de regulación de la tensión	Flujo de carga.
- Oscilaciones en estado estacionario	Estabilidad permanente.

- b) Para fallas y/o contingencias diversas

<u>Impacto</u>	<u>Estudio</u>
- Problemas de coordinación de protección	Cortocircuitos Estabilidad Transitoria.
- Problemas de coordinación de aislamiento	Sobretensiones.

## 2.5 Estudios a realizarse y responsabilidad de su ejecución y verificación

- a) De acuerdo con las potencias de generación y/o longitud de las líneas que se integrarán al Sistema Interconectado se determina los alcances y amplitud de los estudios a ejecutarse. Para ello es conveniente, a través del Consultor del Proyecto la ejecución de estudios pertinentes, según las características de las nuevas instalaciones a integrarse.
- b) Los estudios deben ser ejecutados por la empresa cuya unidad o línea de transmisión desarrolla el Proyecto.
- c) La verificación de dichos estudios debe realizarla ETECEN como la empresa responsable de la operación del Sistema Principal de Transmisión y mayoría de los Sistemas Secundarios.

## 2.6 Caso Aguaytía Energy

En el caso de Aguaytía Energy para la puesta en operación de la Central Térmica de Aguaytía de 155 MW, prevista para el primer trimestre de 1998, al no existir un procedimiento para la verificación de la operatividad del Sistema Interconectado se ha efectuado lo siguiente:

- a) La Empresa Aguaytía Energy contrató un Consultor de Ingeniería (PP&L) que realizó los estudios correspondientes para determinar la operatividad del SICN y los equipos a ser instalados para ello, desde la etapa de planeamiento.
- b) La empresa Aguaytía Energy, envió al COES-SICN y ETECEN, copia de los estudios realizados.
- c) ETECEN ha coordinado con Aguaytía Energy todo lo relacionado a los requisitos para la correcta operatividad del Sistema Interconectado.

## 4. RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta lo expuesto en el presente documento se recomienda lo siguiente:

- 4.1 En los proyectos de nuevas unidades de generación y/o líneas de transmisión, los titulares deben realizar desde la etapa de planeamiento, los estudios correspondientes para asegurar la operatividad del Sistema Interconectado, debiendo correr por su cuenta la ingeniería e instalación del equipamiento necesario para asegurar dicha operatividad. Para ello ETECEN y COES-SICN deben coordinar proporcionando la información requerida.

6.5.3 Se calculará la **Pérdida de Energía Real** ( $\nabla E_r$ ), como la diferencia entre la Energía de Inyección ( $E_i$ ) y la Energía de Retiro ( $E_r$ ) correspondiente. Ambas deben ser expresadas en kW-h.

$$\nabla E_r = E_i - E_r$$

6.5.4 Se realizarán mediciones de *Energía de Inyección* ( $E_i$ ) cada 15 minutos durante el mes de registro.

6.5.5 Con cada valor de la Energía de Inyección ( $E_i$ ) y la *Función de Pérdidas de Potencia y Energía por efecto Joule estándar* se determinará las *Pérdidas de Energía por efecto Joule estándar* ( $\nabla E_{J_s}$ ) correspondientes en kW-h.

6.5.6 Luego se determinará la *Pérdidas de Energía por efecto Joule estándar* ( $\nabla E_{J_s}$ ) para el mes en kW-h sumando las pérdidas de energía parciales calculadas en el inciso anterior.

$$\nabla E_{J_s} = \sum \nabla E_{J_s_i}$$

6.5.7 las *Pérdidas de Potencia Transversales estándar* ( $\nabla P_{T_s}$ ) para el mes se calculará utilizando el número de meses (n) transcurridos después del inicio de las operaciones de la línea hasta el momento donde se realiza el cálculo de la compensación de acuerdo al siguiente procedimiento expresado en kW:

$$\text{Pérdidas de Potencia Transversales estándar } (\nabla P_{T_s}) = 1,600 + n * 10.$$

6.5.8 Luego se determinará la *Pérdidas de Energía Transversales* ( $\nabla E_{T_s}$ ) en kW-h multiplicando la *Pérdida de Potencia Transversales estándar* ( $\nabla P_{T_s}$ ) por el número de las horas del mes donde se realiza el cálculo de la compensación:

$$\nabla E_{T_s} = \nabla P_{T_s} * \text{\#horas/mes}$$

6.5.9 Luego se determinará las *Pérdidas de Energía Estándar* ( $\nabla E_s$ ), sumando las *Pérdidas de Energía por efecto Joule estándar* y las *Pérdidas de Energía Transversales estándar*, resultado que se expresará en kW-h.

$$\nabla E_s = \nabla E_{J_s} + \nabla E_{T_s}$$

6.5.10 Se calculará la *Valorización de la Compensación por Pérdidas de Energía mensual* (VCEm) encontrando la diferencia entre las *Pérdidas de Energía Estándar* y *Pérdida de Energía Real* y valorizándola al precio promedio de la energía en la barra de inyección ( $e_i$ ) fijadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas y correspondiente al mes en que se realiza el cálculo de las compensaciones.

$$VCE = (\nabla E_r - \nabla E_s) * e_i$$

6.5.11 Se calculará la *Valorización de la Compensación por Pérdidas de Energía Anual* (VCE) sumando las correspondientes valorizaciones mensuales del año, según el inciso anterior.

6.5.12 La *Compensación por Pérdidas de Energía* calculada en el inciso anterior, siempre y cuando sea positiva, será pagada por la Sociedad Concesionaria al Concedente o a quien este designe. En el caso que el resultado del inciso anterior sea negativo no existirá compensación.

## 6.6 El límite de pago

6.6.1 El límite máximo de pago anual por concepto de pérdida de potencia y energía no superará 1/12 (un doceavo) de los ingresos anuales de la Sociedad Concesionaria, derivados de todo concepto relacionados con el presente Contrato.

## 6.7 Crédito para la Compensación

6.7.1 Si la suma de las compensaciones por pérdidas de Potencia y Energía al año, resultase negativa originará un *Crédito* en dinero, para disminuir en el siguiente año el pago que tendría que realizar la Sociedad Concesionaria por el mismo concepto.

6.7.2 El máximo *Crédito* posible para un determinado año será el equivalente al Límite de Pago. Este *Crédito* es acumulativo y podrá ser aplicado total o parcialmente cuando la suma de las compensaciones por pérdidas de Potencia y Energía al año sea positiva.

## 6.8 Actualización de las Pérdidas de Potencia y Energía estándar

6.8.1 Los valores de las **pérdidas por efecto Joule estándar** especificados en el acápite (a) del inciso 6.2.1 serán actualizados posteriormente al cálculo de las compensaciones y serán aplicadas en el siguiente año, considerando:

a. Se establecerá un promedio de las funciones de las *pérdidas de potencia por efecto Joule estándar* y las *pérdidas de potencia real por efecto Joule*, este promedio se utilizará para el siguiente año como el nuevo nivel de las *pérdidas de potencia por efecto Joule estándar*.

b. Para los primeros cinco años se considerará los valores especificados en el inciso 6.2.1.

6.8.2 El valor mínimo de las **pérdidas transversales estándar** especificados en el acápite (a) del inciso 6.2.2 será actualizado cada 12 meses considerando:

a. Se encontrará un valor mínimo equivalente de modo que las **pérdidas transversales estándar** resultantes para el siguiente mes sean iguales al promedio de las **pérdidas transversales reales** y a las **pérdidas transversales estándar** calculadas con el valor mínimo vigente.

b. Para los primeros cinco años se considerará el nivel del valor mínimo de las **pérdidas transversales estándar** especificados en el acápite (a) del inciso 6.2.2.

## 6.9 Reconstrucción de las mediciones

6.9.1 Por problemas de interrupciones o falta de confiabilidad de los instrumentos de medición, puede ocurrir que algunas lecturas de las Potencias y Energías no sean disponibles o tengan valores distorsionados.

6.9.2 Para estos casos, considerando las mediciones más cercanas se realizará un ajuste de las lecturas de modo que se puedan reconstruir dichos valores.

## 6.10 La modalidad de los cálculos

6.10.1 Los procedimientos anteriores estarán contenidos en modelos informáticos para su aplicación, siguiendo los pasos especificados anteriormente. La Sociedad Concesionaria tendrá derecho a realizar observaciones sobre el modelo de pérdidas con fines de realizar mejoras técnicas, no obstante el Organismo Supervisor tiene la potestad de aceptar o no.

dichas recomendaciones.

6.10.2 El Organismo Supervisor se compromete a utilizar un modelo de pérdidas que tenga una explicación o precisión de cálculo de cuando menos 98%.

## 6.11 Periodicidad de las liquidaciones

6.11.1 Las liquidaciones deberán realizarse en forma anual en el momento en el cual se realizan las nuevas liquidaciones del Costo de Transmisión en el COES o 30 días después de la publicación de la fijación anual de tarifas a ser realizada por la CTE.

## 7. METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LAS PENALIDADES POR INTERRUPCIONES DEL SERVICIO DE TRANSMISION

### 7.1 Definiciones y Generalidades

7.1.1 Las valorizaciones de las transferencias económicas derivadas de la presente metodología se realizarán entre la Sociedad Concesionaria y los generadores que utilicen la línea de transmisión.

7.1.2 Las interrupciones podrán darse por:

- (i) mantenimiento preventivo;
- (ii) programas de repotenciación, reposición y ampliaciones; y
- (iii) por fallas.

7.1.3 Las interrupciones pueden darse en forma total o parcial. En la primera se suspende el servicio de transmisión y en la segunda se restringe el servicio a una potencia y energía de transmisión menor a la que debería transmitir en el momento de la interrupción.

7.1.4 El Período de Interrupciones (T) será definido como el tiempo que el servicio es interrumpido o restringido.

7.1.5 Las interrupciones imputables al transmisor no eximen a los generadores de sus responsabilidades por el mismo concepto ante sus clientes.

### 7.2 De las interrupciones por mantenimiento preventivo

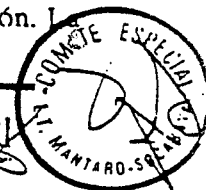
7.2.1 Las interrupciones por mantenimiento preventivo son las consideradas dentro de los programas de mantenimiento regular programados previamente. Estas derivan del acuerdo al programa de mantenimiento aprobado por COES correspondiente.

7.2.2 Se establece que las interrupciones por mantenimiento preventivo tendrán las siguientes características:

- a. En un período anual, la duración total promedio estándar será de 4,000 minutos.
- b. El transmisor podrá ampliar la cantidad señalada en el inciso anterior previo acuerdo con los generadores.

7.2.3 Defínase el Período Anual Estándar de Interrupciones por Mantenimiento Preventivo ( $T_{SMP}$ ) al resultado del inciso anterior.

7.2.4 Los períodos estándar de interrupciones por Mantenimiento Preventivo deben corresponder al promedio real de los últimos 10 años o el máximo disponible en términos de información. L



actualización de este promedio se realizará en forma anual en los meses de mayo y estará vigente por un año calendario.

7.2.5 Considerérese para los primeros diez años el valor especificado en el inciso 7.2.2 y luego se seguirá con el procedimiento de 7.2.4.

### 7.3 Interrupciones por Programas de Repotenciación, Reposición y Ampliaciones

7.3.1 Las interrupciones por repotenciación y/o reposición y/o ampliación del sistema deberán ser tramitadas ante el COES por las empresas generadoras que así lo requieran. Luego el COES asignará los períodos de interrupciones permitidos en concordancia con la Sociedad Concesionaria.

7.3.2 Defínase el Período de Interrupciones por Programas de Inversión ( $T_{SPI}$ ) al resultado de 7.3.1 y que será acumulativo en forma anual.

### 7.4 Interrupciones por fallas

7.4.1 Las interrupciones por fallas del sistema son las que ocurren:

- a. Por fallas propias del sistema.
- b. Por fallas debido a error humano.
- c. Por descargas atmosféricas.

7.4.2 Para el presente Contrato se consideran todas las interrupciones por fallas indicadas en el inciso 7.4.1 y que sean atribuibles al sistema de transmisión.

7.4.3 Se establece que las interrupciones por fallas tendrán una duración total estándar de 180 minutos correspondiente a un período anual.

7.4.4 Defínase el Período Anual Estándar de Interrupciones por Fallas ( $T_{SF}$ ) al resultado del inciso anterior.

7.4.5 Los períodos estándar de interrupciones por Fallas deben corresponder a un promedio de los últimos 5 años o el máximo disponible en términos de información. La actualización de este promedio se realizará en forma anual en los meses de mayo y se encontrará vigente durante un año calendario.

7.4.6 Para los primeros cinco años contados a partir de la Puesta en Operación Comercial de la línea se considerará el valor resultante en el inciso 7.4.3 y luego se procederá a realizar el cálculo de acuerdo al procedimiento especificado en el inciso 7.4.5.

### 7.5 Período Total de Interrupción por Año

7.5.1 Defínase el Período Anual Estándar Total de Interrupciones ( $T_{ST}$ ), a la suma del Período Anual Promedio de Interrupciones por Mantenimiento Preventivo ( $T_{SMP}$ ), del Período de Interrupciones por Programas de Inversión ( $T_{SPI}$ ), y del Período Anual Promedio de Interrupciones por Fallas ( $T_{SF}$ ).

7.5.2 Período Anual Estándar Total de Interrupciones ( $T_{ST}$ ) se expresará en minutos.

### 7.6 Determinación de la Potencia Media Anual Interrumpida

7.6.1 La *Potencia Media Anual Interrumpida* ( $P_m$ ) se determinará con el procedimiento siguiente:



- a. Por cada interrupción se determina su duración en minutos ( $T_i$ ). Donde "i" representa cada interrupción.
- b. De las mediciones de energía y potencia se determina el valor de la potencia antes de la interrupción ( $P_a$ ).
- c. De las mediciones de energía y potencia se determina el valor de la potencia posterior a la interrupción ( $P_d$ ) una vez estabilizado el suministro a su nivel de carga.
- d. En el caso que las interrupciones sean mayores a 15 minutos y no puedan encontrarse relación razonable de las mediciones del valor de la potencia antes de la interrupción ( $P_a$ ) y del valor de la potencia posterior a la interrupción ( $P_d$ ), para su cálculo se tomará el diagrama de carga del día anterior en el mismo período de tiempo de la interrupción.
- e. Se calcula la Potencia Media de cada interrupción ( $P_{m_i}$ ) como el promedio aritmético de las Potencias calculadas en b) y en c).

$$P_{m_i} = (P_a + P_d)/2$$

- f. En caso que se produzca restricción o interrupción parcial, la Potencia media efectiva ( $P_{m_e}$ ) se obtendrá restando a la Potencia Media de cada interrupción ( $P_{m_i}$ ), la Potencia parcial suministrada ( $P_{ps}$ ). En caso de interrupción total la potencia parcial suministrada ( $P_{ps}$ ) es cero.

$$P_{m_e} = P_{m_i} - P_{ps}$$

- g. Se calcula la Perdida de Energía Real por cada interrupción ( $E_i$ ) a través del producto de la Potencia media efectiva ( $P_{m_e}$ ) por el tiempo de cada interrupción ( $T_i$ ).

$$E_i = P_{m_e} * T_i$$

- h. Se calcula la Energía Perdida Real Anual ( $E_A$ ) sumando todas las energías dejadas de suministrar.

$$E_A = \sum E_i$$

- i. Se calcula el Período Anual de Interrupciones ( $T_A$ ) sumando los periodos de cada interrupción ocurrida en el año.

$$T_A = \sum T_i$$

- j. Se calculará la Potencia Media Anual ( $P_{m_A}$ ) por interrupciones dividiendo la Energía Perdida Anual ( $E_A$ ) entre el Período Anual de Interrupciones ( $T_A$ ).

$$P_{m_A} = E_A / T_A$$

## 7.7 Liquidaciones en términos de energía

- 7.7.1 Se calculará la Pérdida de Energía Máxima Estándar Anual ( $E_{SA}$ ) para el período anual respectivo multiplicando el Período Anual Estándar Total de Interrupciones ( $T_{ST}$ ), definido en el punto 5.1, por la Potencia Media Anual ( $P_{m_A}$ ).

$$E_{SA} = P_{m_A} * T_{ST}$$

- 7.7.2 Para determinar la Energía Perdida por Interrupciones ( $\nabla E$ ) deberá restarse la Energía Perdida Real Anual ( $E_A$ ) de la Pérdida de Energía Máxima Estándar Anual ( $E_{SA}$ ) y se considerará como



tal siempre y cuando la diferencia sea positiva.

$$\nabla E = E_A - E_{sA}$$

7.7.3 Si la diferencia anterior resultase negativa originará un Crédito en Energía (CE), para disminuir en el siguiente año el pago que podrá realizar la empresa transmisora por concepto de compensaciones por Interrupciones.

7.7.4 El máximo Crédito en Energía para un determinado año será el equivalente, en términos de energía, a un doceavo (1/12) de los Ingresos Anuales de la Empresa Transmisora, que tuviera por todo concepto derivado de este Contrato. Este crédito es acumulativo y podrá ser aplicado total o parcialmente cuando la diferencia de la Energía Perdida por Interrupciones ( $\nabla E$ ) de 7.7.2 sea positiva.

**7.8 Transferencias económicas por Confiabilidad de la Continuidad del Servicio Eléctrico**

7.8.1 Defínase como Límite de Pago Anual de las transferencias económicas del transmisor a generadores a la compensación máxima por concepto de Confiabilidad de la Continuidad del Servicio Eléctrico.

7.8.2 El Límite de Pago Anual ( $L_{Pg}$ ) se establece en un doceavo (1/12) de los Ingresos Anuales de la Sociedad Concesionaria que tuviera por concepto de la prestación del servicio de transmisión.

7.8.3 El precio que rige las Transferencias económicas por Confiabilidad de la Continuidad del Servicio Eléctrico será el costo unitario de la energía (e) que el Generador debe asumir derivado de la interrupción. En el caso que origine racionamiento será el Costo de Racionamiento vigente, el cual es fijado por la CTE.

7.8.4 La Sociedad Concesionaria y la(s) Empresa(s) Generadora(s) realizarán transferencias económicas, que se denominarán Pago por Confiabilidad ( $P_C$ ), según los siguientes criterios:

a. Defínase el Valor de la Energía Perdida por Interrupciones ( $V_{\nabla E}$ ) al producto de la Energía Perdida por Interrupciones ( $\nabla E$ ) menos el Crédito en Energía (CE) valorizada al costo unitario de la energía (e).

$$V_{\nabla E} = (\nabla E - CE) * e$$

Se considerará el valor anterior siempre que sea positivo.

b. El Pago por Confiabilidad ( $P_{gC}$ ) que el transmisor compensará a los generadores resultará del valor mínimo resultante entre:

i. El Valor de la Energía Perdida por Interrupciones ( $V_{\nabla E}$ ); y

ii. El Límite de Pago Anual ( $L_{Pg}$ ).

$$P_{gC} = \text{Min} (V_{\nabla E}, L_{Pg})$$

**7.9 Periodicidad del pago de las interrupciones**

7.9.1 Las liquidaciones por confiabilidad de la continuidad del servicio eléctrico deberán realizarse en forma anual en el momento en el cual se realiza las nuevas liquidaciones del Costo de Transmisión en el COES o 30 días después de la publicación de la fijación anual de tarifas a ser realizada por la CTE.

## 8. LIMITE DE COMPENSACIONES Y PENALIDADES

- 8.1 Las compensaciones y penalidades derivadas del presente Anexo N° 1 y de las Leyes Aplicables no deberán exceder en valor económico en 1/10 (un décimo) de los ingresos de la Sociedad Concesionaria.
- 8.2 Si se aplicase las sanciones indicadas en el inciso 8.1, para efectos de identificación del destino del pago, deberá considerarse la siguiente prelación:
- a) Compensaciones por pérdida.
  - b) Penalidades por interrupciones.
  - c) Otras relacionadas con la calidad, eficiencia y continuidad del servicio eléctrico.
- 8.3 Este límite es aplicable a la etapa operativa de la Línea de Transmisión.



ANEXO N° 2

CONCESIÓN DEFINITIVA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

1. Copia de la Resolución Suprema que otorga la Concesión definitiva de Transmisión de Electricidad a favor de ETECEN.
2. Copia del testimonio que contiene el Contrato de Concesión Eléctrica.
3. Contrato de Cesión de Posición Contractual de ETECEN en el Contrato de Concesión Eléctrica a favor de la Sociedad Concesionaria.



## ANEXO N° 3

**GARANTÍA BOOT**  
Carta de Crédito Stand-by Irrevocable No.

De:

A: Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú.

Carta de Crédito N°:

Por la presente emitimos nuestra Carta de Crédito Stand-by N° \_\_\_\_\_, incondicional, irrevocable, de realización automática y transferible únicamente a otra Autoridad Gubernamental, tal como se le define en el Contrato Boot, a favor de la República del Perú, representada por el Ministerio de Energía y Minas (el "Beneficiario"), a petición y por cuenta de \_\_\_\_\_ (la "Sociedad Concesionaria"), sociedad domiciliada en Lima, Perú e inscrita en la Ficha No \_\_\_\_\_ del Registro de Personas Jurídicas, Libro de Sociedades, de la Oficina Registral de Lima y Callao, por la cantidad de hasta US\$47'500.000 (cuarentisiete millones quinientos mil Dólares de los Estados Unidos de América) (el "Importe Máximo"), la cual nos puede ser solicitada en montos parciales en una o varias oportunidades. Por la presente nos comprometemos irrevocablemente a satisfacer su(s) requerimiento(s) de pago siempre que cumpla(n) con los términos de esta Carta de Crédito.

I. Pago.

Por la presente nos comprometemos a satisfacer su(s) requerimiento(s) de pago, según sea el caso, por una cantidad total que no exceda la suma de US\$47'500.000 (cuarentisiete millones quinientos mil Dólares de los Estados Unidos de América), contra la presentación por su parte de una certificación (la "Certificación de Pago") que deberá incluir la siguiente información:

- a. referencia a la presente Carta de Crédito;
- b. referencia a que se ha producido un incumplimiento del Contrato BOOT suscrito entre el Beneficiario y la Sociedad Concesionaria con fecha \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 1997 (el "Contrato BOOT");
- c. referencia a la resolución firme del Concedente que sanciona a la Sociedad Concesionaria por haber incurrido en cualquiera de las infracciones previstas en el Contrato BOOT;
- d. declaración respecto al monto adeudado por la Sociedad Concesionaria, indicando que dicho monto ha permanecido pendiente de pago por un plazo de al menos treinta (30) días calendario; y
- e. referencia a la entidad bancaria y al número de cuenta al que deberemos remitir el pago de la cantidad solicitada.

La Certificación de Pago deberá presentarse en nuestras oficinas de \_\_\_\_\_, a la atención de \_\_\_\_\_, a la mano o por facsímil, enviando en este último caso el original por courier. Una vez recibido el original de la Certificación de Pago efectuaremos el pago de la cantidad en ella indicada en el primer día hábil siguiente a contar desde la recepción del mismo, en fondos inmediatamente disponibles, siempre que la Certificación de Pago cumpla con los términos de esta Carta de Crédito.

Al efectuar un pago de acuerdo con los términos de esta Carta de Crédito contra la presentación de una Certificación de Pago no estaremos haciendo declaraciones sobre la conformidad o exactitud de la cantidad solicitada en la Certificación de Pago.

2. Terminación.

Esta Carta de Crédito y sus sucesivas renovaciones deberán estar vigentes desde la fecha de su emisión y quedará automáticamente resuelta: (i) el día \_\_\_\_\_, [treintiséis (36) meses a contar desde la Fecha de Cierre del Contrato BOOT, según este término se define en dicho Contrato]; o (ii) luego de transcurridos seis (6) meses a contar desde la resolución del Contrato BOOT, si ésta se produce antes de la fecha indicada en el apartado (i) (la "Fecha de Vencimiento"), salvo en el supuesto de que a tales fechas exista una reclamación ante el Concedente o un procedimiento arbitral en curso, en cuyo caso, la Fecha de Vencimiento se producirá transcurridos seis (6) meses desde que se haya expedido una resolución firme emitida por el Concedente o un laudo arbitral firme, según sea el caso.

Con posterioridad a la Fecha de Vencimiento (salvo que se haya presentado una Certificación de Pago, a la mano o por facsímil, en o antes de la Fecha de Vencimiento, en cuyo caso efectuaremos el pago de acuerdo con las disposiciones del Acápite N° 1, en el día hábil siguiente a la recepción del original de la misma), o en caso de que hayamos efectuado un pago o varios por una cantidad igual al Importe Máximo, esta Carta de Crédito quedará automáticamente resuelta y sin efecto, sin necesidad de notificación o documentación adicional.

3. Renovación de Plazos.

En caso de Suspensión y prórroga del Plazo del Contrato BOOT, esta Carta de Crédito deberá ser renovada a solicitud de un representante autorizado del Beneficiario por períodos iguales a las prórrogas que se concedan.

4. Ley Aplicable.

En la medida en que no contradiga lo dispuesto expresamente en la misma, esta Carta de Crédito se regirá y ejecutará de acuerdo con las Reglas y Usos Uniformes relativos a los Créditos Documentarios en su texto de 1993, Publicación N° 500 de la Cámara de Comercio Internacional. En cuanto a las materias no previstas en dichas Reglas, esta Carta de Crédito se regirá y ejecutará de acuerdo con las leyes de la República del Perú si el banco emisor está domiciliado en el país, o del Estado de Nueva York (Estados Unidos) si el banco emisor no está domiciliado en el Perú.

(lugar de emisión), \_\_\_\_\_, de \_\_\_\_\_ de 199\_\_

Por :  
Nombre :  
Cargo :



ANEXO N° 4

RELACIÓN DE SOCIOS PRINCIPALES

1. Datos Generales
  - a. Nombre
  - b. Lugar de constitución
  - c. Fecha de constitución
  - d. Domicilio social
  - e. Datos de inscripción registral, si fuera el caso
2. Capital social
3. Acciones o cuotas de capital de la Sociedad Concesionaria
  - a. Número
  - b. Clase
  - c. Valor Nominal
  - d. Porcentaje en el Capital de la Sociedad Concesionaria

