

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

15 de abril de 2008

Licenciado

Jaime Luis Torres

Presidente de la Junta Directiva de la
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,
S.A. DE C.V.**

Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	15/04/08
HORA	4:01
Recibido por	Maribel Sosa
Cople/Archivo	SIGET-189

Asunto: Notificación Acuerdo No. 79-E-2008

Estimado Licenciado Torres:

Por este medio le comunicamos que la Junta de Directores de esta Superintendencia con fecha diez de abril de este año, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:.....

ACUERDO No. 79-E-2008

LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las quince horas del día diez del mes de abril de dos mil ocho.

CONSIDERANDO QUE:

- I. El artículo 5 literales c) y r) de la Ley de Creación de SIGET establece como atribuciones de esta Institución la de dictar normas y estándares técnicos aplicables al sector de electricidad y realizar todos los actos, contratos y operaciones que sean necesarios para cumplir con los objetivos que le impongan las leyes, reglamentos y demás disposiciones de carácter general.
- II. De conformidad con el artículo 33 de la Ley General de Electricidad, "las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET".
- III. El numeral 15.2.1 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista establece que las propuestas para realizar modificaciones al mismo podrán ser presentadas a la Junta Directiva de la UT por cualquier participante del mercado (PM) y por la SIGET.

- IV. Por medio del Decreto Legislativo No. 405 de fecha dieciocho de septiembre de dos mil siete, publicado en el Diario Oficial No. 181, Tomo No. 377 del uno de octubre del referido año, se aprobaron reformas a la Ley General de Electricidad, entre las que se modifican las siguientes disposiciones relacionadas con la Unidad de Transacciones y con la operación del Mercado Mayorista:
- Artículo 37: A través del cual se agregan dos representantes más a la Junta Directiva de la UT con derecho a voz y voto, un representante del Consejo Nacional de Energía y un representante de la Defensoría del Consumidor.
 - Artículo 54: Se establece que los operadores estarán obligados a informar mensualmente a la UT, S.A. de C.V. y a la SIGET, de los precios y demás condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el mercado de contratos.
 - Artículo 60: Se determina, por una parte, la obligación a los generadores térmicos de reportar diariamente a la UT los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta, por otra parte, la obligación a la UT de publicar diariamente esa información en su página Web.
- V. Con fecha doce de octubre de dos mil siete, la SIGET remitió nota al Presidente de la Junta Directiva de la UT, S.A. de C.V. en la cual se solicitó un Informe sobre las gestiones y acciones que planeaba realizar para la implementación de las citadas reformas a la Ley General de Electricidad; así como las fechas en las que estimaba implementarlas.
- VI. Con fecha veinticuatro de octubre de dos mil siete, el Ingeniero Juan Nelson Sánchez, en su calidad de Presidente de la Junta Directiva de la UT, S.A. de C.V. remitió nota a esta Superintendencia en la que adjuntaba un informe y un cronograma de actividades que su representada consideraba que debía desarrollarse para implementar las reformas indicadas en el considerando anterior. Asimismo, manifestó que quedaban a la espera de los cambios al Reglamento de la Ley General de Electricidad que preveía el artículo 16 de las citadas reformas.
- VII. Con fecha veintitrés de enero de dos mil ocho, la SIGET remitió nota al Presidente de la Junta Directiva de la UT, S.A. de C.V. en la que se explicaba que según la información proporcionada por el Ministerio de Economía, sólo estaba previsto la aprobación de un Decreto Ejecutivo de modificaciones al Reglamento de la Ley General de Electricidad relacionadas con los porcentajes de contratación obligatoria de largo plazo para las empresas distribuidoras, pero no consideraba ninguna modificación relacionada con los artículos de la Ley General de Electricidad especificados en el considerando IV de este acuerdo, por lo que la implementación de esas reformas de ley no debían sufrir mayores atrasos. Asimismo se adjuntó una propuesta de modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista para implementación de las referidas reformas a la Ley General de Electricidad.

VIII. El treinta y uno de enero de dos mil ocho, el Ingeniero Luis Enrique González, en su calidad de Gerente General de la UT, S.A. de C.V. remitió nota en la que manifiesta lo siguiente:

- Que para la implementación de la reforma al artículo 37 de la Ley General de Electricidad, relacionada con la reestructuración de la Junta Directiva de la UT, se programaron Juntas Generales de Series y accionistas, las cuales se llevaron a cabo el día veinticuatro de octubre de dos mil siete.
- Que hubo dos convocatorias para la realización de la Junta General Extraordinaria de Accionistas, la primera el treinta de enero y la segunda, el treinta y uno de enero de dos mil ocho. Indicaba que se llevaría informe a la Junta Directiva, para establecer una fecha para la tercera convocatoria.
- En cuanto a la implementación de los artículos 54 y 60 de la Ley General de Electricidad, relacionada con las condiciones financieras y técnicas de los Contratos de Energía y la declaración de los precios del combustible puesto en planta de cada generador térmico, adjuntaban el cronograma de implementación, señalando el envío de propuesta a SIGET para mediados del mes de marzo.

IX. El doce de marzo de dos mil ocho, el Ingeniero Luis Enrique González, en la calidad antes apuntada, remitió nota en la que, en referencia a la nota de la SIGET del veintitrés de enero del mismo año, enviaba propuesta de modificación al Reglamento del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, aprobada por la Junta Directiva de la UT, la cual se transcribe a continuación:

Modificación No.1: Adiciónese el numeral 4.3.6 en la sección de "REQUISITOS Y OBLIGACIONES" del capítulo "4. MERCADO DE CONTRATOS Y DESPACHO PROGRAMADO":

4.3.6 A más tardar el día 15 de cada mes, todo PM que haya realizado transacciones bilaterales de inyección y/o retiro durante el mes anterior, deberá remitir a la UT y a la SIGET un reporte sobre dichas transacciones, el cual deberá indicar, por cada PM que entregue o reciba la energía, el precio de la energía al que fue realizada cada transacción de inyección y/o retiro por nodo y hora del mes anterior. Así mismo, deberá informar las demás condiciones financiera y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el Mercado de Contratos. La UT deberá remitir dicho reporte a la SIGET a más tardar el día 18 del mes correspondiente.

Modificación No.2: Adiciónese el numeral 3.2.3.3 de la sección "Generadores" del capítulo "3. MANEJO DE LA INFORMACIÓN".

3.2.3.3. Cada generador térmico tiene la obligación de informar diariamente los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta, para aquellos

equipos no declarados indisponibles. Los formatos y plazos se definen en el "Anexo – Transacciones del Mercado".

Modificación No.3: Adiciónese el numeral 3.2.3.4 de la sección "Generadores" del capítulo "3. MANEJO DE LA INFORMACIÓN".

3.2.3.4. CEL tiene la obligación de informar diariamente el nivel de los embalses.

Modificación No.4: Modifíquese el numeral 2.1 del "ANEXO – TRANSACCIONES DEL MERCADO".

2.1 Antes de las 8:30 hrs. de cada día, la UT hará de conocimiento público de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad las ofertas de oportunidad diarias que incluya sus condiciones comerciales, económicas y técnicas. Asimismo, publicará los costos de funcionamiento del sector presentados el día anterior por los PM. Además incluirá diariamente el nivel de los embalses reportados por CEL y los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta reportados por cada uno de los generadores térmicos.

Modificación No.5: Adiciónese las secciones "3.6 RECURSOS DE GENERACIÓN" y "4 Declaración Mensual de Transacciones", al "ANEXO – TRANSACCIONES DEL MERCADO"; Renumérese el actual 4 y 5; como 5 y 6.

3.6 RECURSOS DE GENERACIÓN

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Nombre del Campo	Unidad Generadora o GGP	Precio del Combustible puesto en Planta (\$/galón)
Columna Inicial	1	13
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Real, cinco decimales

4.0 DECLARACION MENSUAL DE TRANSACCIONES

4.1 IDENTIFICACION

4.1.1. La información de transacciones se incluirá dentro de un archivo formato ASCII. Dicho archivo incluirá un encabezado de inicialización conteniendo la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACION] (bandera de inicio de datos de inicialización)
 OPERADOR (código del PM oferente)
 MES (mm)

4.2 TRANSACCIONES BILATERALES

A1) VENTAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Fecha Inicial	Fecha Final	Hora Inicio	Hora Fin	Modo de Venta	Potencia Contratada (MW)	Precio de Venta (\$/MWh)	Código Comprador
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85	97
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Tiempo	Formato de Tiempo	Ocho caracteres alfanuméricos (máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

A2) CONDICIONES FINANCIERAS Y TECNICAS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Tipo de Condición (Financiera/Técnica)	Detalle de la Condición
Columna Inicial	1	13	25
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Valores Permitidos: Financiera / Técnica	255 caracteres alfanuméricos (máx)

B) COMPRAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

B1) COMPRAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Fecha Inicial	Fecha Final	Hora Inicio	Hora Fin	Nodo de Venta	Potencia Contratada (MW)	Precio de Venta (\$/MWh)	Código Vendedor
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85	97
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Tiempo	Formato de Tiempo	Ocho caracteres alfanuméricos (máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

B2) CONDICIONES FINANCIERAS Y TECNICAS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Tipo de Condición (Financiera/Técnica)	Detalle de la Condición
Columna Inicial	1	13	25
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Valores Permitidos: Financiera / Técnica	255 caracteres alfanuméricos (máx)

Modificación No. 6: Modifíquese la sección “3. FORMATOS DE OFERTAS” del “ANEXO – TRANSACCIONES DEL MERCADO” para que todos los formularios de dicha sección establezcan:

a. Los campos referidos a **tiempo** para las horas inicial y final sean establecidas en formato “HH:MM”. (Ejemplo: 08:00 – 18:59 para una transacción que inicia a las 08:00 A.M. y finaliza a las 06:59 P.M.)

b. Los campos referidos a potencia o energía, deben ser uniformizados a número real, con tres cifras decimales.

c. Los campos referidos a precios, deben ser uniformizados a número real, con tres cifras decimales.

X. Asimismo, en la mencionada nota del doce de marzo de dos mil ocho, se añadía propuesta de otras modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, resultado de una revisión técnica a dicho Reglamento, las cuales se presentan a continuación:

Modificación No. 7: Modifíquese el Apéndice A, literal “a)” del “ANEXO – INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA”, para incluir el código correspondiente a las actividades de Comercialización de la siguiente manera:

a) Código alfanumérico para operadores, usuarios finales y comercializadores.

Código: x99

Donde x: Actividad y ‘99’ Correlativo.

Actividad	Descripción
C	Comercializador
D	Distribuidor
G	Generador
T	Transmisor
U	Usuario Final

Modificación No. 8: En el “ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA”, Sustitúyase el literal “c” del numeral “2 Estructura” por el siguiente:

c) El equipo de interfaz para la adquisición de datos y el control supervisorio en tiempo real.

Modificación No. 9: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Sustitúyase los literales "a" y "b" del numeral 3.1, por los siguientes:

a) Unidad Terminal Remota (UTR) Estándar o un Sistema de Control Distribuido, capaz de comunicarse con la Estación Maestra de la UT a través de uno de los protocolos que ésta maneja.

b) Equipos de interfaz que permitan la recolección en la UTR de los siguientes tipos de señales:

- Señales análogas, para supervisión de las variables eléctricas.
- Señales de entrada digital, para la supervisión de las condiciones de operación y estado de los diferentes equipos que se encuentran operando en las instalaciones.
- Señales de salida digital, para el control remoto de los equipos desde la UT.

El PM deberá incluir al menos las señales utilizadas definidas en el Apéndice A de este Anexo.

Modificación No. 10: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Apéndice A:

1. Numeral "(a) Señales de Medición para Planta" Elimínense las siguientes señales:
 - Transformador Unidad Potencia Activa
 - Transformador Unidad Potencia Reactiva
 - Transformador Unidad Corriente
 - Transformador Unidad Voltaje
2. Elimínese el numeral "(b) Señales de Medición para Plantas con control desde la UT", y renumérese los literales del resto del apéndice.
3. Numeral "(c) Señales de Control para Plantas con control desde la UT", Elimínense las siguientes señales:
 - Unidades Alabes Setpoint Subir/Bajar
 - Unidad Velocidad Setpoint Subir/Bajar

4. Numeral "(d) Indicaciones para unidades generadoras", Elimínense la siguiente señal:
 - Transformador de Unidad Enclavamiento
5. Numeral "(e) Indicaciones para Plantas con control desde la UT", Elimínense las siguientes señales:
 - Unidad Control de Gobernador
 - Unidad Control de AVR (encendido/apagado)
 - Unidad Limitador Manual de Excitación Mínima
 - Unidad Limitador Manual de Excitación Máxima
 - Unidad Sinc. Automático
 - Unidad Carga Base/Pico
 - Unidad Excitación Selector Maestro
6. Numeral "(e) Indicaciones para Plantas con control desde la UT", Modifíquese la señal:
 - Unidad Control de Unidad, por "Unidad Control de Unidad Local/Remoto"
7. Numeral "(h) Indicaciones para Subestaciones", sección "Relés Multifuncionales", Adiciónese los siguientes:
 - 59N
 - 51 NS

Modificación No. 11: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Sustitúyase el segundo tercer párrafo del numeral 3.2 por los siguientes:

- El PM proporcionará copia (impresa y electrónica) del esquemático de control indicando la ubicación de la nueva señal, copia (impresa y electrónica) del diagrama unifilar de la subestación o planta indicando el cambio (si lo hubiere).
- El PM envía el listado de puntos de entrada/salida (I/O points), incluyendo la nueva señal con su correspondiente punto de bornera en la UTR, para que la UT lo revise. Una vez confirmado por la UT, el PM elaborará o modificará la base de datos de la UTR y realizará el alambrado de las señales a la UTR, mientras que la UT modifica las bases de datos del SAE.

Modificación No. 12: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Adiciónese después del último párrafo del numeral 3.2:

En el caso de que el PM planea instalar una UTR, deberá consultar con la UT la compatibilidad del equipo con los protocolos de comunicación de la estación maestra de la UT. Para ello deberá presentar en formato electrónico los manuales y especificaciones técnicas de la UTR. Asimismo, deberá presentar un calendario de

trabajos para la instalación de la UTR, tomando en cuenta las respectivas pruebas de campo según el protocolo establecido por la UT.

Si durante las pruebas de campo se establece que la UTR no cumple las especificaciones o el desempeño requerido, el PM deberá efectuar todos los cambios que sean necesarios para lograr que la comunicación sea efectiva y de calidad.

Modificación No. 13: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Sustitúyase el texto del numeral "4.1 Canal de comunicaciones para datos en tiempo real" por el siguiente:

El PM estará obligado a suministrar a la UT la señal para adquirir los datos de tiempo real. La señal deberá estar disponible en la entrada del sistema de recolección de datos de la estación maestra localizada en las instalaciones de la UT. Los gastos por concepto de arrendamiento o compra de los canales de comunicación correrán por cuenta del PM.

Las características principales del enlace y protocolo utilizado son las siguientes:

- Tipo: enlace dedicado, punto a punto, digital, full duplex, síncrono, con una velocidad programable desde los 2,400 bps hasta 64,000 bps
- Protocolo: IEC 870-5-101 estándar y DNP3. Otros protocolos soportados por la estación maestra para su implementación requerirá pruebas y configuración en coordinación con el proveedor de los equipos. Los protocolos soportados son :

"VANC="	VANCOMM protocol family
"LAND"=	Landis and Gyr protocol family
"HARR"=	Harris protocol family
"SIEM" =	Siemens SINAUT protocol family
"870 " =	IEC 870-5 protocol family
"CDCO"=	CDC Corp. protocol family
"LEED"=	Leeds and Northrup protocol family
"MODB"=	MODBUS protocol family
"TEJC" =	Tejas Controls protocol family

"ABB" =	ABB protocol family
"CTEL" =	CONITEL protocol family
"ALLB" =	Allen Bradley protocol family
"GENE" =	General Electric protocol family
"HDLC" =	HDLC protocol family
"RECN" =	RECON protocol family
"ROCK" =	Rockwell family
"CLEC" =	Cegelec family

- Data Layer: El protocolo IEC 870-5-101 corre en 870-5 Frame Format FT1.2. Para los demás protocolos se revisara la configuración del Data Layer correspondiente.
- Polling: Pasivo (Europeo); la UTR se encarga de los datos cíclicos a ser transferidos (contenido de los datos).
- Señales analógicas: cíclicas (2 y 4 segundos)
- Señales digitales: por excepción Las señales que provoquen disparo total o parcial de los equipos del sistema deberán ser identificadas por el PM, para poder ser incorporadas al listado de secuencia de eventos utilizado por la UT para la operación en tiempo real. Para estos puntos, la UTR deberá ser capaz de colocar la estampa de tiempo con una resolución del orden de milisegundos. Para los demás puntos digitales, la UTR será capaz de colocar la estampa de tiempo en segundos.

Modificación No. 14: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Sustitúyase el segundo párrafo y tablas del numeral 4.2 por el siguiente:

La frecuencia identificada por la UT como Canal "1" deberá ser utilizada para las comunicaciones relacionadas con la operación del Sistema por todos los PMs; la frecuencia identificada como Canal "2" será utilizada como respaldo del Canal "1".

Las frecuencias utilizadas para la comunicación de voz son las siguientes:

CANAL 1

Tx (MHz)	167.730
Rx (MHz)	171.430
Tono	TPL1Z

CANAL 2

Tx(MH)	166.930
Rx(MH)	170.110
Tono	TPL5A

Modificación No. 15: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", Elimínese del numeral "4.3 Canal de comunicaciones para operaciones de Mercado" el párrafo titulado: "Acceso por discado (dial up)", y sustitúyase el párrafo titulado "Internet" por el siguiente:

Internet

El PM se conectará al servidor Web de la UT por los medios que considere conveniente. Para esto deberá solicitar las respectivas claves de acceso a la Unidad de Transacciones.

La comunicación por correo electrónico se considerará apropiada, pero el PM deberá establecer una forma de certificar la información enviada a la UT para poder considerarla como válida.

La UT dispondrá de un enlace redundante a Internet para garantizar la conectividad con sus servidores.

Modificación No. 16: En el "ANEXO – SISTEMA DE ADMINISTRACION DE ENERGIA", en el párrafo de "Disponibilidad" del numeral "4.5 Requerimientos de los canales de comunicación", sustitúyase el "98%" por "99.5%".

- XI. La sociedad UT, S.A. de C.V., en relación con el ANEXO-SANCIONES del citado Reglamento de Operación, manifestó lo siguiente:

"De conformidad con el Art. 33 de la Ley General de Electricidad, "Las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de SIGET."

Esas normas de operación, contenidas en el Reglamento de Operación, deben desarrollar el Capítulo III DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES- SECCIÓN II DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN y SECCIÓN III DE LA OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA, de la Ley General de Electricidad; sin embargo en el Reglamento de Operación encontramos:

El Numeral 2 CONDICIONES GENERALES del Reglamento de Operación, la Regla 2.4 INCUMPLIMIENTOS Y SANCIONES que establece:

"2.4.1 Un PM u operador que incumple las reglas definidas en este Reglamento de Operación será sancionado teniendo en cuenta la gravedad del incumplimiento."

"2.4.2 El Anexo Sanciones indica el proceso a seguir para resolver disputas entre operadores, o entre operadores y la UT, así como las sanciones aplicables por incumplimientos al Reglamento y sus respectivas sanciones."

"2.4.3 La UT aplicará e informará las sanciones pecuniarias que deberán ser canceladas por el responsable del incumplimiento."

Al incluir en el Reglamento de Operación Reglas para resolver conflictos entre Operadores o entre éstos y la UT y reglas sancionatorias para los Operadores, Usuarios Finales y UT, se está atentando contra principios jurídicos y legales. Siendo ellos: La Reserva de Ley y la Delegación de Funciones.-

RESERVA DE LEY.

La Sala de lo Constitucional ha dicho:

"La reserva de la Ley es una técnica de distribución de potestades normativas a favor del Legislativo determinada constitucionalmente y que, por tanto, implica que determinadas materias sólo pueden ser reguladas por dicho órgano, como garantía, en primer lugar, de la institución parlamentaria frente a las restantes potestades normativas y, en segundo lugar, frente a sí misma."

"En resumen, la preferencia hacia la ley en sentido formal para ser el instrumento normativo de ciertas materias, proviene del plus de legitimación que posee la Asamblea Legislativa por sobre el resto de órganos estatales y entes públicos con potestad normativa, por recoger y representar la voluntad general." (Sentencia de Amparo, Ref. 450-2000 de fecha viernes 14 de junio de 2002). Relaciones

Sentencia de Amparo, Ref. 451-2000 de fecha viernes 14 de junio de 2002.

Sentencia de Amparo, Ref. 452-2000 de fecha viernes 14 de junio de 2002.

Sentencia de Amparo, Ref. 453-2000 de fecha viernes 14 de junio de 2002.

Queda claro que vía reglamentaria no se pueden crear tipos de conductas que se requieren sean sancionables con multas, como es el caso del presente Reglamento de Operación.-

La Sala de lo Contencioso Administrativo sostiene que:

"Ahora bien, la ley en sentido formal puede requerir de la colaboración de un reglamento u ordenanza para que ésta colabore en la regulación, la complemente y le ayude a lograr los fines de la propia ley. La doctrina ha sostenido que existe remisión

normativa cuando una ley reenvía a una normación ulterior, la regulación de ciertos elementos que complementan la ordenación que la propia ley establece;

“Es decir, que a la Administración Pública le corresponde el ejercicio de roles de control y seguimiento de la actividad de los administrados, relacionándose con estos a través de las técnicas permisivas de control (como permisos licencias, concesiones, etc.),

“La potestad sancionadora exige, con base en el principio de legalidad, una ley habilitadora; por ello, no es posible imponer sanciones ni tan siquiera según las ordenanzas municipales, si no existe una ley que lo habilite. Existiendo esa ley habilitadora, la Administración queda posibilitada de ejercer su potestad sancionadora.”

En virtud de la sujeción a la ley, la Administración sólo puede actuar cuando aquella la faculte, ya que toda acción administrativa se nos presenta como un poder atribuido previamente por la ley, y por ella delimitado y construido. Lo anterior implica, que la Administración sólo podrá imponer las sanciones a las que la ley dé cobertura, y en la forma que la misma lo regule.

(SENTENCIA DEFINITIVA, Ref. 112-S-2000 de 14:10 de 05/2003)

Para que SIGET tenga facultad sancionatoria es indispensable QUE ESTÉ HABILITADA POR UNA LEY, sea su Ley de Creación o la Ley General de Electricidad. Su Ley de Creación no lo habilita para ello, pues entre las Atribuciones que le señala el Art. 5 no se encuentra ésta.

La Ley General de Electricidad en su Capítulo IX DE LAS SANCIONES, sí habilita a SIGET EN SU FACULTAD SANCIONATORIA, pero en el ámbito que la Ley regula, no para que por la vía reglamentaria instituya conductas sancionables con multas, mucho menos para que por esa vía delegue una facultad sancionatoria que no le ha conferido la Ley. En el Reglamento de Operación ES LA SOCIEDAD ANÓNIMA UT, S.A. de C.V. la que impondrá las sanciones.

DELEGACIÓN DE FUNCIONES

En la misma sentencia, la Sala de lo Constitucional expone: “Se dice que el acto administrativo es: a) un acto jurídico no material de carácter unilateral, de voluntad o de juicio; b) procede de la administración pública; c) dispone de presunción de validez y de fuerza para obligar a aquellos ciudadanos que queden afectados por las declaraciones que contiene; y d) el órgano administrativo del que proceda ha de ampararse en el ordenamiento jurídico a los efectos de legitimar y fundar su actuación.”

Con base a lo anterior, SIGET no puede delegar en UT una facultad que no tiene, cual es la de imponer sanciones vía reglamentaria.

UT no es parte de la Administración Pública, por lo tanto no puede emanar de ella un acto administrativo.

En consecuencia, el Reglamento de Operación, en cuanto al ANEXO-SANCIONES, es ilegal””.

XII. Esta Junta de Directores, después de analizar la propuesta de modificaciones que se encuentran contenidas en la propuesta presentada el día doce de marzo de dos mil ocho por la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. identificadas de la número 1 a la 16, estima que éstas son apropiadas para poder dar cumplimiento a las reformas a la Ley General de Electricidad. No obstante lo anterior, se considera conveniente hacer dos modificaciones a los formularios de remisión de información:

- En el formato de remisión de los precios de los combustibles: deberá agregarse dos columnas, una en la que se indique el tipo de combustible y la otra, para especificar las unidades en las que está expresado el precio.
- En el formato de remisión de información de precios y condiciones técnicas y financieras de los contratos: deberá agregarse una columna que informe de la energía real transada a través del contrato respectivo.

Finalmente, las demás modificaciones de carácter técnico, tienen el propósito de actualizar las disposiciones sobre el sistema de información de la UT, S.A. de C.V. en el sentido de subsanar deficiencias e incorporar mejoras tecnológicas recientes.

XIII. Los artículos 57 y 60 de la Ley General de Electricidad establecen que “Los operadores estarán obligados a informar mensualmente a la UT y a la SIGET, de los precios y demás condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el mercado de contratos”; y “(...) Los precios resultantes de la operación del MRS, así como de todo otro mercado organizado por la UT serán públicos. (...) Asimismo, como parte de la información del mercado mayorista que la UT publica en su página Web, será obligatorio que ésta incluya diariamente la siguiente información: (...) Las ofertas horarias presentadas por los operadores al mercado mayorista en cuanto a sus condiciones comerciales, económicas y técnicas. (...) Toda la información referida en este artículo será de acceso público”.

Sobre la base de las referidas disposiciones legales y con el fin de lograr que las reformas alcancen el objetivo de que toda la información en el mercado de contratos y MRS, sea de acceso al público, es procedente modificar el numeral 4.3.6 “CONTRATOS Y DESPACHO PROGRAMADO”, ordenando a la sociedad UT, S.A. de C.V. que deberá publicar en su sitio Web el reporte de las transacciones bilaterales de inyección y/o retiro que todo PM haya realizado en el mes inmediato anterior al que rinde el informe.

XIV. Respecto de la adición de las faltas que se identificarán en los numerales 7.2.3, del numeral 7: "faltas específicas" y 5.1.2.10, del numeral 5: "faltas generales", ambas correspondientes al Anexo Sanciones, la sociedad UT, S.A. de C.V. sostiene los siguientes argumentos:

- A. Que al incluir en el Reglamento de Operación reglas para resolver conflictos entre Operadores o entre éstos y la UT y reglas sancionatorias para los Operadores, Usuarios Finales y UT, se está atentando contra principios jurídicos y legales. Siendo ellos: La Reserva de Ley y la Delegación de Funciones;
- B. Que vía reglamentaria no se pueden crear tipos de conductas que se requieren sean sancionables con multas, como es el caso del presente Reglamento de Operación;
- C. Para que SIGET tenga facultad sancionatoria es indispensable que esté habilitada por ley, sea en su Ley de Creación o la Ley General de Electricidad.
- D. La Ley General de Electricidad en este Capítulo IX DE LAS SANCIONES, sí habilita a SIGET en su facultad sancionatoria, pero en el ámbito que la Ley regula, no para que por la vía reglamentaria instituya conductas sancionables con multas, mucho menos para que por esa vía delegue una facultad sancionatoria que no le ha conferido la Ley. En el Reglamento de Operación ES LA SOCIEDAD ANÓNIMA UT, S.A. de C.V. la que impondrá las sanciones;
- E. SIGET no puede delegar en UT una facultad que no tiene, cual es la de imponer sanciones vía reglamentaria. UT no es parte de la Administración Pública, por lo tanto no puede emanar de ella un acto administrativo;
- F. En consecuencia, a criterio de la sociedad UT, S.A. de C.V. el Reglamento de Operación, en cuanto al ANEXO SANCIONES, es ilegal.

En relación con lo expuesto, esta Institución considera es necesario efectuar las siguientes consideraciones:

La Ley General de Electricidad en el artículo 33 determina que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, la cual tendrá por objeto: "a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros, y Operar el mercado mayorista de energía eléctrica."

Por su parte el artículo 35 de la referida ley establece que podrán ser accionistas de la UT, los operadores y usuarios finales que cumplan con lo siguiente:

- a) Los Generadores con capacidad nominal total de por lo menos cinco megavatios;
- b) Los Transmisores cuyas instalaciones pertenezcan al sistema;

- c) Los distribuidores con una capacidad nominal total conectada al sistema de transmisión de por lo menos cinco megavatios;
- d) Los usuarios finales con una capacidad nominal de por lo menos un megavatio;
- e) Los comercializadores independientes inscritos en la UT con más de un año de operación que hubieren transado un mínimo de un gigavatio hora en el año anterior a su ingreso.

El artículo 41 de la misma ley dispone que todo transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus instalaciones para la operación coordinada del sistema. La UT estará facultada para controlar las unidades de generación de sus miembros. Asimismo, el artículo 42 del mismo cuerpo legal señala que las decisiones de operación que tome la UT serán de cumplimiento obligatorio para los operadores.

Además, el artículo 44 de la ley en comento faculta a la UT para desconectar del sistema las instalaciones de cualquier operador que las mantenga en forma tal que representen un peligro para los de otros operadores, la seguridad o estabilidad del sistema y los bienes o vida de personas. También podrá efectuar la desconexión de las instalaciones de operadores que se encuentren en mora en sus obligaciones con respecto a ella. Aunado a lo anterior, el artículo 46 faculta a la UT para determinar la responsabilidad por fallas en el sistema interconectado.

A partir del análisis de todas las disposiciones citadas, esta Superintendencia advierte que la ley hace de la UT el único organismo responsable en la operación del sistema de transmisión, en mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros, así como para operar el mercado mayorista de energía eléctrica, a tal grado que sus decisiones son de obligatorio cumplimiento para los participantes del mercado.

En este sentido, deben instituirse normas que fijen las directrices para que los operadores respondan y cumplan con las decisiones de operación de la UT, siendo para ello indispensable contar con una herramienta -sanciones- que constriña a los operadores a cumplir efectivamente sus decisiones. El carecer de dicha herramienta, habilitaría a los operadores a tomar decisiones o comportamientos que podrían poner en riesgo la estabilidad y seguridad del sistema interconectado, responsabilidades que legalmente le han sido encomendadas a la UT.

Expuesto lo anterior, debe aclararse que la naturaleza de la UT no es la de un ente administrativo de derecho público, sino más bien la de una sociedad anónima con especiales características que devienen de las obligaciones que la Ley General de Electricidad le impone; de tal forma que la misma no forma parte de la Administración Pública. En este sentido, no le son aplicables los principios de reserva de Ley y de delegación de funciones en el sentido planteado por la UT.

En vista de la trascendencia de las obligaciones y responsabilidades que la Ley General de Electricidad le impone a la UT, es indispensable que se tipifiquen las

conductas que atenten contra la finalidad de ésta última, a fin de que los operadores que incurran en ellas sean sancionados. Por otra parte, hay que recalcar que la SIGET no es el ente habilitado legalmente para hacer cumplir las decisiones de la UT, sino que es esta última -de conformidad con lo establecido en el artículo 42- la obligada a velar por el acatamiento de sus decisiones de operación.

Siguiendo la línea anterior, debe enfatizarse nuevamente que en ningún momento la SIGET esté delegando -sin habilitación legal- en la UT la facultad para imponer sanciones; precisamente porque en virtud de la Ley es ésta última la única competente para hacerlo, en su carácter de responsable del sistema de transmisión, de mantener la seguridad del sistema y de asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; así como de operar el mercado mayorista de energía eléctrica. En consonancia con lo antes expuesto, al no ser la UT parte de la Administración Pública, sus actuaciones no revisten el carácter de actos administrativos. Sin embargo, ello de ninguna forma la inhibe a sancionar a quienes incumplan sus decisiones de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y en el Reglamento de Operación correspondiente.

Debe aclararse que el artículo 104 bis de la Ley General de Electricidad faculta a la SIGET a sancionar a la UT en caso que ésta no cumpla con las obligaciones que la referida ley le impone. Siendo así, no son aceptables las observaciones hechas por la UT relativas a las supuestas ilegalidades que adolece el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, en cuanto al anexo que contiene las Sanciones; de forma tal que es completamente válido el establecimiento de las mismas en el documento correspondiente.

Por lo tanto,

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

I. Aprobar las siguientes modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista:

I.1. Adiciónese el numeral 4.3.6 en la sección de "REQUISITOS Y OBLIGACIONES" al apartado "4. MERCADO DE CONTRATOS Y DESPACHO PROGRAMADO", de la siguiente manera:

4.3.6 A más tardar el día 15 de cada mes, todo PM que haya realizado transacciones bilaterales de inyección y/o retiro durante el mes anterior, deberá remitir a la UT y a la SIGET un reporte sobre dichas transacciones, el cual deberá indicar, por cada PM que entregue o reciba la energía: código de contrato, potencia contratada, energía transada y el precio de la energía al que fue realizada cada transacción de inyección y/o retiro por nodo y hora del mes anterior. Así mismo, deberá informar las demás condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el Mercado de

Contratos. La UT deberá publicar en su sitio Web dicho reporte y ponerlo a disposición de la SIGET en este sitio, a más tardar el día 18 del mes correspondiente.

- I.2. Adiciónense los numerales 3.2.3.3 y 3.2.3.4 a la sección 3.2.3 del capítulo 3. Manejo de la Información, de la siguiente manera:

3.2.3.3. Cada generador térmico tiene la obligación de informar diariamente los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta, para aquellas Unidades Generadoras o GGP disponibles. Los formatos y plazos se definen en el "Anexo – Transacciones del Mercado".

3.2.3.4. CEL tiene la obligación de informar diariamente el nivel de los embalses.

- I.3. Adiciónese la siguiente falta grave, que se identificará con el numeral 7.2.3, al numeral 7: "faltas específicas" de los generadores del Anexo Sanciones, asignándosele una sanción de \$20,000.00, de la siguiente manera:

FALTA	SANCIÓN
7.2.3. Un generador térmico no proporciona diariamente a la UT el precio del combustible puesto en planta utilizado para su generación a lo largo de un mes o lo proporciona en forma irregular durante un período de igual duración.	\$20,000.00

- I.4. Adiciónese una falta grave, que se identificará con el numeral 5.1.2.10, al numeral 5: "faltas generales" del Anexo Sanciones, asignándosele una sanción de \$20,000.00, y renumérese la falta grave identificada actualmente con el numeral 5.1.2.10, con el numeral 5.1.2.11, manteniendo una sanción de \$12,500.00, de la siguiente manera:

FALTA	SANCIÓN
5.1.2.10 Un PM no proporciona a la UT en un mes la información sobre los precios y las condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el Mercado de Contratos.	\$20,000.00
5.1.2.11 Reiteración de falta leve	\$12,500.00

- I.5. Modifíquese el numeral 2.1 del Anexo Transacciones del Mercado, de la siguiente manera:

2.1 Antes de las 8:30 hrs. de cada día, la UT hará de conocimiento público de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad las ofertas de oportunidad diarias que incluya sus condiciones comerciales, económicas y técnicas. Asimismo, publicará los costos de funcionamiento del sector presentados el día anterior por los PM. Además incluirá diariamente el nivel de los embalses reportados por CEL y los precios de los

combustibles utilizados para la generación puestos en planta reportados por cada uno de los generadores térmicos.

- I.6. Adiciónense las siguientes secciones 3.6 Recursos de Generación y 4 Declaración Mensual de Transacciones, al Anexo – Transacciones del Mercado; Renumérese los actuales numerales 4 y 5 ; como 5 y 6:

3.6 RECURSOS DE GENERACIÓN

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Nombre del Campo	Unidad Generadora o GGP	Tipo de Combustible	Precio del Combustible puesto en Planta	Unidades (\$/gal o \$/bbl)
Columna Inicial	1	13	28	30
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Quince caracteres alfanuméricos (máx)	Real, cinco decimales	Valores permitidos: \$/gal o \$/bbl

4.0 DECLARACION MENSUAL DE TRANSACCIONES

4.1 IDENTIFICACION

4.1.1. La información de transacciones se incluirá dentro de un archivo formato ASCII. Dicho archivo incluirá un encabezado de inicialización conteniendo la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACION]	(bandera de inicio de datos de inicialización)
OPERADOR	(código del PM oferente)
MES	(mm)

4.2 TRANSACCIONES BILATERALES

A1) VENTAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Fecha Inicial	Fecha Final	Hora Inicio	Hora Fin	Nodo de Venta	Potencia Contratada (MW)	Energía Transada (MWh)	Precio de Venta (\$/MWh)	Código Comprador
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85	97	109
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Tiempo	Formato de Tiempo	Ocho caracteres alfanuméricos (máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

A2) CONDICIONES FINANCIERAS Y TECNICAS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Tipo de Condición (Financiera/Técnica)	Detalle de la Condición
Columna Inicial	1	13	25
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Valores Permitidos: Financiera / Técnica	255 caracteres alfanuméricos (máx)

B) COMPRAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

B1) COMPRAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Fecha Inicial	Fecha Final	Hora Inicio	Hora Fin	Nodo de Venta	Potencia Contratada (MW)	Energía Transada (MWh)	Precio de Venta (\$/MWh)	Código Vendedor
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85	97	109
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Tiempo	Formato de Tiempo	Ocho caracteres alfanuméricos (máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

B2) CONDICIONES FINANCIERAS Y TECNICAS

Nombre del Campo	Código de Contrato	Tipo de Condición (Financiera/Técnica)	Detalle de la Condición
Columna Inicial	1	13	25
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Valores Permitidos: Financiera / Técnica	255 caracteres alfanuméricos (máx)

I.7. Modifíquese la sección 3. Formatos de Ofertas del Anexo – Transacciones del Mercado para que todos los formularios de dicha sección establezcan:

a) Los campos referidos a tiempo para las horas inicial y final sean establecidas en formato "HH:MM". (Ejemplo: 08:00 – 18:59 para una transacción que inicia a las 08:00 A.M. y finaliza a las 06:59 P.M.)

b) Los campos referidos a potencia o energía, deben ser uniformizados a número real, con tres cifras decimales.

c) Los campos referidos a precios, deben ser uniformizados a número real, con tres cifras decimales.

I.8. Modifíquese el Apéndice A, literal a) del Anexo Información Técnica del Sistema, para incluir el código correspondiente a las actividades de Comercialización de la siguiente manera:

a) Código alfanumérico para operadores, usuarios finales y comercializadores.

Código: x99

Donde x: Actividad y '99' Correlativo.

Actividad	Descripción
C	Comercializador
D	Distribuidor
G	Generador
T	Transmisor
U	Usuario Final

I.9. En el Anexo Sistema de Administración de Energía, Sustitúyase el literal "c" del numeral "2 Estructura" por el siguiente:

c) El equipo de interfaz para la adquisición de datos y el control supervisorio en tiempo real.

I.10. En el "Anexo – Sistema de Administración de Energía", Sustitúyanse los literales "a" y "b" del numeral 3.1, por los siguientes:

a) Unidad Terminal Remota (UTR) Estándar o un Sistema de Control Distribuido, capaz de comunicarse con la Estación Maestra de la UT a través de uno de los protocolos que ésta maneja.

b) Equipos de interfaz que permitan la recolección en la UTR de los siguientes tipos de señales:

- Señales análogas, para supervisión de las variables eléctricas.
- Señales de entrada digital, para la supervisión de las condiciones de operación y estado de los diferentes equipos que se encuentran operando en las instalaciones.
- Señales de salida digital, para el control remoto de los equipos desde la UT.

El PM deberá incluir al menos las señales definidas en el Apéndice A de este Anexo.

I.11. En el Apéndice A del Anexo Sistema de Administración de Energía”:

1. Elimínense las siguientes señales del Numeral a) Señales de Medición para Planta:
 - Transformador Unidad Potencia Activa
 - Transformador Unidad Potencia Reactiva
 - Transformador Unidad Corriente
 - Transformador Unidad Voltaje

2. Elimínese el numeral b) Señales de Medición para Plantas con Control desde la UT, y renumérese los literales del resto del apéndice.

3. Elimínense las siguientes señales del Numeral c) Señales de Control para Plantas con control desde la UT:
 - Unidades Alabes Setpoint Subir/Bajar
 - Unidad Velocidad Setpoint Subir/Bajar

4. Elimínense la siguiente señal del Numeral d) Indicaciones para unidades generadoras:
 - Transformador de Unidad Enclavamiento

5. Elimínense las siguientes señales del Numeral e) Indicaciones para Plantas con control desde la UT:
 - Unidad Control de Gobernador
 - Unidad Control de AVR (encendido/apagado)
 - Unidad Limitador Manual de Excitación Mínima
 - Unidad Limitador Manual de Excitación Máxima
 - Unidad Sinc. Automático
 - Unidad Carga Base/Pico
 - Unidad Excitación Selector Maestro

6. Modifíquese la señal en el Numeral e) Indicaciones para Plantas con control desde la UT:

- Unidad Control de Unidad, por "Unidad Control de Unidad Local/Remoto"

7. Adiciónese las siguientes especificaciones al Numeral h) Indicaciones para Subestaciones, sección Relés Multifuncionales:

- 59N
- 51 NS

I.12. En el Anexo – Sistema de Administración de Energía, Sustitúyanse el segundo y el tercer párrafo del numeral 3.2 por los siguientes:

- El PM proporcionará copia (impresa y electrónica) del esquemático de control indicando la ubicación de la nueva señal, copia (impresa y electrónica) del diagrama unifilar de la subestación o planta indicando el cambio (si lo hubiere).
- El PM envía el listado de puntos de entrada/salida (I/O points), incluyendo la nueva señal con su correspondiente punto de bornera en la UTR, para que la UT lo revise. Una vez confirmado por la UT, el PM elaborará o modificará la base de datos de la UTR y realizará el alambrado de las señales a la UTR, mientras que la UT modifica las bases de datos del SAE.

I.13. En el Anexo – Sistema de Administración de Energía, Adiciónese después del último párrafo del numeral 3.2:

En el caso de que el PM planea instalar una UTR, deberá consultar con la UT la compatibilidad del equipo con los protocolos de comunicación de la estación maestra de la UT. Para ello deberá presentar en formato electrónico los manuales y especificaciones técnicas de la UTR. Asimismo, deberá presentar un calendario de trabajos para su instalación, tomando en cuenta las respectivas pruebas de campo según el protocolo establecido por la UT.

Si durante las pruebas de campo se establece que la UTR no cumple las especificaciones o el desempeño requerido, el PM deberá efectuar todos los cambios que sean necesarios para lograr que la comunicación sea efectiva y de calidad.

I.14. Sustitúyase el texto del numeral 4.1 Canal de comunicaciones para datos en tiempo real por el siguiente en el Anexo Sistema de Administración de Energía:

El PM estará obligado a suministrar a la UT la señal para adquirir los datos de tiempo real. La señal deberá estar disponible en la entrada del sistema de recolección de datos de la estación maestra localizada en las instalaciones de la UT. Los gastos por concepto de arrendamiento o compra de los canales de comunicación correrán por cuenta del PM.

Las características principales del enlace y protocolo utilizado son las siguientes:

- Tipo: enlace dedicado, punto a punto, digital, full duplex, síncrono, con una velocidad programable desde los 2,400 bps hasta 64,000 bps
- Protocolo: IEC 870-5-101 estándar y DNP3. Otros protocolos soportados por la estación maestra para su implementación requerirá pruebas y configuración en coordinación con el proveedor de los equipos. Los protocolos soportados son :

"VANC"=	VANCOMM protocol family
"LAND"=	Landis and Gyr protocol family
"HARR"=	Harris protocol family
"SIEM" =	Siemens SINAUT protocol family
"870 " =	IEC 870-5 protocol family
"CDCO"=	CDC Corp. protocol family
"LEED"=	Leeds and Northrup protocol family
"MODB"=	MODBUS protocol family
"TEJC" =	Tejas Controls protocol family
"ABB" =	ABB protocol family
"CTEL" =	CONITEL protocol family
"ALLB" =	Allen Bradley protocol family
"GENE" =	General Electric protocol family
"HDLC" =	HDLC protocol family
"RECN" =	RECON protocol family
"ROCK"=	Rockwell family
"CLEC" =	Cegelec family

- Data Layer: El protocolo IEC 870-5-101 corre en 870-5 Frame Format FT1.2. Para los demás protocolos se revisara la configuración del Data Layer correspondiente.

- Polling: Pasivo (Europeo); la UTR se encarga de los datos cíclicos a ser transferidos (contenido de los datos).
- Señales analógicas: cíclicas (2 y 4 segundos)
- Señales digitales: por excepción Las señales que provoquen disparo total o parcial de los equipos del sistema deberán ser identificadas por el PM, para poder ser incorporadas al listado de secuencia de eventos utilizado por la UT para la operación en tiempo real. Para estos puntos, la UTR deberá ser capaz de colocar la estampa de tiempo con una resolución del orden de milisegundos. Para los demás puntos digitales, la UTR será capaz de colocar la estampa de tiempo en segundos.

I.15. En el Anexo – Sistema de Administración de Energía, sustitúyase el segundo párrafo y tablas del numeral 4.2 por el siguiente:

La frecuencia identificada por la UT como Canal "1" deberá ser utilizada para las comunicaciones relacionadas con la operación del Sistema por todos los PMs; la frecuencia identificada como Canal "2" será utilizada como respaldo del Canal "1".

Las frecuencias utilizadas para la comunicación de voz son las siguientes:

CANAL 1

Tx (MHz)	167.730
Rx (MHz)	171.430
Tono	TPL1Z

CANAL 2

Tx(MHz)	166.930
Rx(MHz)	170.110
Tono	TPL5A

I.16. En el Anexo – Sistema de Administración de Energía, elimínese del numeral 4.3 Canal de comunicaciones para operaciones de Mercado" el párrafo titulado: "Acceso por discado (dial up)", y sustitúyase el párrafo titulado "Internet" por el siguiente:

Internet

El PM se conectará al servidor Web de la UT por los medios que considere conveniente. Para esto deberá solicitar las respectivas claves de acceso a la Unidad de Transacciones.

La comunicación por correo electrónico se considerará apropiada, pero el PM deberá establecer una forma de certificar la información enviada a la UT para poder considerarla como válida.

La UT dispondrá de un enlace redundante a Internet para garantizar la conectividad con sus servidores.

I.17. En el Anexo Sistema de Administración de Energía, en el párrafo de "Disponibilidad" del numeral 4.5 Requerimientos de los canales de comunicación, sustitúyase el "98%" por "99.5%".

II. Inscribese en el presente acuerdo en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones.

III. Notifíquese. "Argüello T." "W. Jiménez" "O.A. Avilés" "R. Atanacio C." "Rubricadas".

Atentamente,



SIGET

Licenciatario Napoleón Alfaro
Gerencia de Electricidad