

RESOLUCIÓN No. 27-2000.-

CONSIDERANDO: Que la Ley Orgánica del Ministerio de Industria y Comercio No. 290 del 30 de junio de 1966, otorga a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio la facultad de establecer la política y programar el desarrollo de la energía del país, así como controlar la aplicación de las leyes y normas sobre energía;

CONSIDERANDO: Que en virtud de esa facultad normativa, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, dictó, entre otras, las Resoluciones Nos. 235 y 236, del 29 y 30 de octubre del año 1998, respectivamente, modificadas por las Resoluciones Nos. 111-99 y 112-99 del 14 de abril de 1999, estableciéndose en dichas resoluciones los principios generales para los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana;

CONSIDERANDO: Que debe de establecerse un reglamento complementario para las normas establecidas en la Resolución No. 236-98 y en el cual se consignen los detalles para la aplicación del marco regulatorio vigente, en su fase inicial, relativos especialmente a: (i) la operación del Sistema Eléctrico Interconectado, (ii) el despacho económico de carga, (iii) los intercambios de electricidad entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y (iv) el cálculo de precios y transacciones económicas derivados de tales intercambios;

VISTAS: La Ley Orgánica del Ministerio de Industria y Comercio No. 290 del 30 de junio de 1966 y su Reglamento de aplicación, promulgado mediante Decreto No.186 del 12 de agosto de 1966, las Resoluciones Nos. 235 y 236, dictadas por esta Secretaría de Estado de Industria y Comercio en fechas 29 y 30 de octubre de 1998, respectivamente, así como las Nos. 111-99 y 112-99 del 14 de abril de 1999;

El Secretario de Estado de Industria y Comercio, en ejercicio de sus facultades legales:

RESUELVE

Artículo 1.- Introducción. La presente resolución establece Los Códigos Transitorios del Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales constituirán el reglamento con los detalles de aplicación del marco regulatorio vigente durante la fase inicial de dicho mercado.

Artículo 2.- Anexos. Forman parte integral de la presente resolución los Anexos numerados del uno (1) al trece (13) que figuran al final.

Artículo 3.- Definiciones. Los términos técnicos empleados en la presente resolución aparecen definidos en el Anexo No. 1.

Artículo 4.- Bases de datos. El Organismo Coordinador deberá de establecer cada una de las bases de datos que se indican más abajo; cada base de datos deberá ser desarrollada de acuerdo con las especificaciones que figuran en el anexo señalado:

- i) Base de Datos del Sistema Eléctrico Interconectado, de acuerdo al Anexo No. 2, y que será utilizada para las programaciones de corto, mediano y largo plazo y para los estudios del sistema.
- ii) Base de Datos de Mediano y Largo Plazo, de acuerdo al Anexo No. 3, que será utilizada para las programaciones de mediano y largo plazo.
- iii) Base de Datos Semanal, de acuerdo al Anexo No. 4, y que será utilizada para la programación semanal.
- iv) Base de Datos Diaria, de acuerdo al Anexo No. 5, y que será utilizada para la programación diaria.
- v) Base de Datos de Indisponibilidad, de acuerdo al Anexo No. 6, y que será utilizada para calcular la Potencia Firme de las unidades generadoras.
- vi) Base de datos de Operación Real, de acuerdo al Anexo No. 7

Cada agente que participe en el Sistema Eléctrico Interconectado será responsable de enviar al Organismo Coordinador todas las informaciones requeridas y en las fechas o plazos indicados en la presente resolución, a los fines de establecer y mantener las bases de datos arriba señaladas.

Artículo 5.- Planificación de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado. La planificación de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado se fundamenta en los Artículos Nos. 7, 8, 9, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 58 y 59 de la Resolución No. 256 de esta Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

La planificación de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado comprenderá las programaciones que se indican a continuación:

- a) Programación del mantenimiento mayor.
- b) Programación de largo plazo.
- c) Programación de mediano plazo.
- d) Programación de corto plazo.

Hasta tanto se desarrolle un modelo de operación para el Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana, las programaciones de la operación del sistema se realizarán según los procedimientos transitorios establecidos en los anexos que se especifican a continuación:

- A) Procedimiento Transitorio de Programación de Mediano y Largo Plazo, Anexo No. 8.
- B) Procedimiento Transitorio de Programación Semanal, Anexo No. 9.
- C) Procedimiento Transitorio de Programación Diaria, Anexo No. 10.

Artículo 6.- Programación del mantenimiento mayor. El Programa de Mantenimiento Mayor de las unidades generadoras y del sistema de transmisión correspondiente al año 2000, se coordinará de acuerdo al siguiente calendario:

- a) *Mes de marzo.* Durante el mes de marzo el mantenimiento se ejecutará de acuerdo con la información semanal que proporcionen los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.
- b) *Período abril y mayo.* Durante los meses de abril y mayo el mantenimiento se ejecutará de acuerdo con las informaciones que deberán suministrar los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista a más tardar el 31 de marzo. En caso de registrarse períodos con energía no suministrada superior a un diez por ciento (10%) de la demanda del sistema, el Organismo Coordinador tendrá la facultad de solicitar modificaciones a los planes de mantenimiento informados por las empresas.
- c) *Período junio-diciembre.* El programa de mantenimiento mayor se realizará de acuerdo con los plazos indicados en el Artículo 59 de la Resolución 236, pero considerando como fecha límite de entrega del programa de mantenimiento preliminar de cada agente el 30 de abril del año 2000.

La programación del mantenimiento mayor para el año 2001, y de ahí en lo adelante, se realizarán según las fechas establecidas en el Artículo 59 de la Resolución No. 236.

Artículo 7.- Programación de largo Plazo. El 30 de noviembre de cada año, partiendo del presente año 2000, la Dirección del Organismo Coordinador deberá remitir a los agentes, al Centro de Control de Energía y a la Superintendencia de Electricidad, el Programa de Operación de Largo Plazo para los cuatro (4) años siguientes, el cuál será elaborado con las informaciones de la Base de Datos de Mediano y Largo Plazo, que será creada de acuerdo al Anexo No. 3, con los datos a ser suministrados por los agentes.

El Programa de Operación de Largo Plazo deberá contener las siguientes informaciones:

- a) Demanda de energía eléctrica, por bloques horarios de cada mes;
- b) Energía no suministrada, por bloques horarios de cada mes;
- c) Producción de cada planta generadora, por bloques horarios de cada mes;
- d) Caudales afluentes, turbinados y vertidos, promedio mensual;
- e) Consumo mensual de combustible por planta generadora, y según el tipo de combustible;
- f) Observaciones presentadas por los agentes y decisiones adoptadas por la Dirección del Organismo Coordinador.

Para el presente año 2000, la Programación de la Operación de Largo Plazo se realizará según el calendario que se establece a continuación. Hasta el 31 de mayo del año 2000 los agentes podrán actualizar las informaciones de la Base de Datos de Mediano y Largo Plazo, según el Anexo No. 3. Con estas informaciones y la información relevante de la Base de Datos del Sistema, basada en el Anexo No. 2, el Organismo Coordinador preparará el Borrador de Programa de Largo Plazo, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Transitorio de Programación de Mediano y Largo Plazo, Anexo No. 8.

El Organismo Coordinador deberá enviar dicho Borrador de Programa de Operación de Largo Plazo a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el día 30 de junio del año 2000. Estos podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador hasta el día 10 de julio del año 2000, que las analizará y tomará las decisiones de lugar. La Dirección del Organismo Coordinador incluirá dichas decisiones en el Programa Definitivo de Operación de Largo Plazo, que deberá ser enviado a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el 30 de julio del año 2000.

A partir del año 2001 la programación de la Operación de Largo Plazo se realizará según el calendario que se establece a continuación. Hasta el 30 de septiembre de cada año los agentes podrán actualizar las informaciones de la Base de Datos de Mediano y Largo Plazo, según el Anexo No. 3. Con estas informaciones y la información relevante de la Base de Datos del Sistema, basada en el Anexo No. 2, el Organismo Coordinador preparará el Borrador de Programa de Largo Plazo, de acuerdo al Procedimiento Transitorio de Programación de Mediano y Largo Plazo, Anexo No. 8.

El Organismo Coordinador deberá enviar dicho Borrador de Programa de Operación de Largo Plazo a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el día 31 de octubre de cada año. Hasta el día 10 de noviembre de cada año, los agentes podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador que las resolverá y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Definitivo de Operación de Largo Plazo,

que deberá enviar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el 30 de noviembre de cada año.

Artículo 8.- Programación de mediano Plazo. Cada mes el Organismo Coordinador deberá preparar el Programa de Operación de Mediano Plazo para los 12 meses siguientes, en base a las informaciones contenidas en la Base de Datos de Mediano y Largo Plazo, basada en el Anexo No. 3, y deberá notificar dicho programa a los agentes, al Centro de Control de Energía y a la Superintendencia de Electricidad, el último día de cada mes.

La programación de mediano plazo deberá contener las siguientes informaciones:

- a) Demanda de energía eléctrica, por bloques horarios y días típicos de cada mes;
- b) Energía no suministrada, por bloques horarios y días típicos de cada mes;
- c) Producción de cada planta generadora, por bloques horarios y días típicos de cada mes;
- d) Caudales afluentes, turbinados y vertidos, promedio mensual;
- e) Consumo mensual de combustible por planta generadora, y según el tipo de combustible;
- f) Observaciones presentadas por los agentes y decisiones adoptadas por la Dirección del Organismo Coordinador.

A partir de mes de abril del presente año 2000, la programación de mediano plazo se realizará según el calendario que se establece a continuación. Hasta el día 15 del mes anterior los agentes podrán actualizar las informaciones de la Base de Datos de Mediano y Largo Plazo, basada en el Anexo No. 3, correspondientes a los 12 meses siguientes. Con estas informaciones y la información relevante de la Base de Datos del Sistema, basada en el Anexo No. 2, el Organismo Coordinador preparará el Borrador de Programa de Mediano Plazo, de acuerdo al Procedimiento Transitorio de Programación de Mediano y Largo Plazo, Anexo No. 8.

El Organismo Coordinador deberá enviar dicho Borrador de Programa de Operación de Mediano Plazo a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el día 21 de cada mes. Los agentes podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador hasta el día 25 de cada mes, que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Definitivo de Operación de Mediano Plazo, que deberá enviar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el último día de cada mes.

Artículo 9.- Programación Semanal. Cada semana, el Organismo Coordinador preparará el Programa de Operación Semanal, y lo comunicará a los agentes, al Centro de Control de Energía y a la Superintendencia de Electricidad, antes de las 12:00 horas del último día laborable de cada semana calendario.

El Programa de Operación Semanal deberá contener las siguientes informaciones:

- a) El programa de producción semanal, con detalle horario, de cada una de las máquinas del sistema;
- b) Los costos marginales esperados en el nodo de referencia, y en aquellos nodos desacoplados económicamente en que se realicen entregas y/o retiros de energía;
- c) El pronóstico de energía no suministrada en cada hora, y la distribución del déficit entre las empresas distribuidoras y usuarios no regulados;
- d) Las máquinas requeridas por restricciones de transporte;
- e) Las máquinas que realizarán la Regulación Primaria de Frecuencia;
- f) La reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva;
- g) La reserva fría y las máquinas que constituirán las reservas de 5 y 20 minutos;
- h) Las decisiones adoptadas por la Dirección del Organismo Coordinador, en relación a las observaciones formuladas por los agentes.

El Programa de Operación Semanal comprenderá, normalmente, siete (7) días, de sábado a viernes y se realizará según el calendario que se establece más abajo. En caso de días feriados el Organismo Coordinador podrá programar en otra semana algunos de tales días feriados.

Hasta las 12:00 horas del antepenúltimo día laborable de cada semana calendario, los agentes podrán actualizar la informaciones de la Base de Datos Semanal, basada en el Anexo No. 4. Con estas informaciones y la información relevante de la Base de Datos del Sistema, Anexo No. 2, el Organismo Coordinador preparará el Borrador de Programa Semanal, de acuerdo con el Procedimiento Transitorio de Programación Semanal, Anexo No. 9.

El Organismo Coordinador deberá enviar dicho Borrador de Programa de Operación de Semanal a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar a las 12.00 horas del penúltimo día laborable de cada semana. Los agentes podrán enviar sus observaciones, hasta las 18.00 horas de ese mismo día, a la Dirección del Organismo Coordinador, que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Definitivo de Operación Semanal, el cual deberá enviar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar a las 12.00 horas del último día laborable de cada semana.

En caso que un agente no quedase conforme con las decisiones adoptadas por la Dirección del Organismo Coordinador, podrá presentar su discrepancia al Consejo Directivo, a más tardar a las 18:00 horas del día laborable subsiguiente, el cuál la analizará y adoptará las resoluciones de lugar.

En de caso que la Dirección del Organismo Coordinador no pudiese enviar la programación en la fecha y horario indicados, queda obligado a notificarlo oportunamente a los agentes (salvo

para períodos de retraso inferiores a 30 minutos). En tal caso, los agentes tendrán el mismo tiempo de retraso adicional para realizar sus observaciones.

Artículo 10.- Programación Diaria. El Organismo Coordinador preparará el Programa Diario de Operación y lo comunicará a los agentes, al Centro de Control de Energía y a la Superintendencia de Electricidad, antes de las 18.00 horas del día laborable anterior.

El Programa Diario de Operación contendrá las siguientes informaciones:

- a) El programa de producción diaria, con detalle horario, de cada una de las plantas generadoras del sistema;
- b) Configuración del sistema de transporte;
- c) Los costos marginales esperados en el nodo de referencia, y en aquellos nodos desacoplados económicamente en que se realicen entregas y/o retiros de energía;
- d) El pronóstico de energía no suministrada en cada hora, y la distribución del déficit entre las empresas distribuidoras y los usuarios no regulados;
- e) Las máquinas requeridas por restricciones de transporte;
- f) Las máquinas que realizarán la Regulación Primaria de Frecuencia;
- g) La reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva;
- h) La reserva fría, y las máquinas que constituirán las reservas de 5 y 20 minutos;
- i) Las instrucciones para corregir el programa de operación ante desviaciones;
- j) Las decisiones adoptadas por la Dirección del Organismo Coordinador en relación a las observaciones formuladas por los agentes.

El Programa Diario de Operación comprenderá las 24 horas del día, entre las 0:00 y 24:00 horas y se realizará según el calendario que se establece a continuación. Hasta las 10:00 horas del día laborable anterior, los agentes podrán actualizar las informaciones establecidas en la Base de Datos Diaria, basada en el Anexo No. 5. Con estas informaciones y la información relevante de la Base de Datos del Sistema, basada en el Anexo No. 2, el Organismo Coordinador preparará el Borrador de Programa Diario correspondiente al día siguiente, de acuerdo con el Procedimiento Transitorio de Programación Diaria, Anexo No. 10. Conjuntamente con el programa del día sábado deberán incluirse también los programas de los días domingo y lunes. En caso de días feriados se preparará el programa diario correspondiente a cada día feriado y se incluirá también el programa correspondiente al día laborable siguiente.

El Organismo Coordinador deberá enviar dicho Borrador de Programa de Operación Diario a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar a las 14:00 horas del día laborable anterior. Hasta las 16:00 horas de ese mismo día, los agentes podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Diario de Operación Definitivo que

deberá enviar los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, a más tardar hasta las 18:00 horas del día laborable anterior al día del programa.

En caso que un agente no quedase conforme con la decisión adoptada por el Organismo Coordinador, podrá presentar su discrepancia, a más tardar a las 18:00 horas del día laborable subsiguiente, ante el Consejo Directivo del Organismo Coordinador, el cual la considerará y emitirá las resoluciones de lugar.

En caso que el Organismo Coordinador no pudiese enviar la programación en la fecha y horario indicados, tiene la obligación de notificarlo oportunamente a los agentes (salvo para períodos de retraso inferiores a 30 minutos). En tal caso, los agentes tendrán el mismo tiempo de retraso adicional para realizar sus observaciones.

Artículo 11.- Reprogramación Diaria. Ante la ocurrencia de alguna contingencia o cambio importante en la operación del sistema, tales como desviación notable de la demanda, salida forzada de una parte del parque generador o del sistema de transmisión, o algún otro hecho relevante, y que algún agente comunicase oficialmente que tendría una duración de más de ocho horas, el Organismo Coordinador deberá realizar una reprogramación para las horas restantes de ese día, la cual deberá comunicar a los agentes, al Centro de Control de Energía y a la Superintendencia de Electricidad. Estos tendrán un plazo de treinta (30) minutos, luego de recibir la reprogramación, para enviar sus observaciones.

El Organismo Coordinador deberá analizar y tratar de compatibilizar las observaciones, y deberá informar sus decisiones a los agentes dentro de los treinta (30) minutos siguientes.

En caso de que un agente no quedase de acuerdo con la decisión adoptada por el Organismo Coordinador, podrá presentar su discrepancia a la Dirección del mismo, a más tardar a las 18:00 horas del día laborable subsiguiente. Dicha observación deberá ser sometida al Consejo Directivo en su próxima reunión, para su análisis y resolución.

Ante la eventualidad de que el Organismo Coordinador no pudiese enviar la reprogramación a los agentes dentro del plazo arriba especificado, entonces estará obligado a notificarlo inmediatamente.

Artículo 12.- Coordinación de la operación en tiempo real. La coordinación de la operación del sistema en tiempo real tiene por base los Artículos 23 y 24 de la Resolución No. 236 y en los artículos 13, 14 y 15 de la presente resolución se establecen los detalles de aplicación.

Artículo 13.- Despacho. El Centro de Control de Energía despachará las unidades de generación y el sistema de transmisión bajo la supervisión del Organismo Coordinador, en base a las instrucciones contenidas en los Programas Diario, Semanal y de Mediano y Largo Plazo, y también en documentos especiales que emita el Organismo Coordinador.

El Centro de Control de Energía impartirá las instrucciones necesarias a los agentes para dar cumplimiento a los programas de operación; tales instrucciones son de cumplimiento obligatorio, salvo causas de fuerza mayor comprobables, que incidan en la seguridad de las personas y de las instalaciones.

Las actividades a ser ejecutadas por el Centro de Control de Energía son las siguientes:

- a) Despachar las unidades de generación de acuerdo al Programa Diario y sus Reprogramaciones.
- b) Ordenar las configuraciones del sistema de transmisión requeridas para el despacho de las unidades generadoras y el abastecimiento de la demanda, de acuerdo a la Programación Diaria y sus reprogramaciones.
- c) Comunicar al Organismo Coordinador los hechos relevantes del sistema que requieran una Reprogramación Diaria.
- d) Ajustar el despacho de las unidades generadoras y del sistema de transmisión ante desviaciones menores (sin redespacho), de acuerdo a las instrucciones impartidas en el Programa Diario y sus reprogramaciones.
- e) Dirigir el reestablecimiento del sistema luego de una contingencia.
- f) Entregar cada día al Organismo Coordinador, a los agentes del mercado y a la Superintendencia de Electricidad, antes de las 15:00 horas, un informe para las veinticuatro (24) horas del día anterior con el despacho ejecutado y con los hechos relevantes que hayan sucedido, tales como: energía no suministrada, con detalle horario; indisponibilidades de equipos, indicando aquellas que causaron cortes en el suministro; variaciones relevantes de la frecuencia y/o de la tensión; sobrecargas de equipos y medidas adoptadas; órdenes impartidas que no fueron ejecutadas en tiempo y forma por parte de cualquier agente; horas de ordenes de arranque y parada, y horas de ingreso y salida de unidades; horas de ordenes de conexión y desconexión de equipos de transmisión, y horas de conexión y desconexión reales..

En caso de ocurrir la indisponibilidad forzada de alguna instalación del sistema, el Centro de Control de Energía deberá entregar al Organismo Coordinador y a la Superintendencia de Electricidad, dentro de las 24 horas siguientes al evento, un informe detallado que establezca: la actuación de las protecciones, registros de la frecuencia, registros de tensiones y demás datos relacionados que permitan esclarecer el hecho.

Artículo 14.- Control del Despacho. El Organismo Coordinador deberá supervisar la operación en tiempo real del sistema eléctrico interconectado en todo momento, y deberá controlar el cumplimiento de los programas de operación. A tal efecto, el Organismo Coordinador podrá requerir al Centro de Control de Energía información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa de Operación Diaria y de la Reprogramación Diaria, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del sistema.

Artículo 15.- Informes de Operación Real. Para los fines del despacho y monitoreo de la operación del sistema en tiempo real, cada agente deberá suministrar al Centro de Control de Energía, y al Organismo Coordinador, la información de la operación de sus equipos en tiempo real.

Adicionalmente, los generadores deberán entregar al Organismo Coordinador, antes de las 15:00 horas del día laborable siguiente, las informaciones que se indican a continuación:

- a) Producción media horaria neta, y consumos horarios propios de cada unidad.
- b) Energía diaria producida neta, y consumos propios de energía diarios de cada unidad.
- c) En el caso de los generadores hidroeléctricos, si corresponden, deberán informar además los caudales afluentes, los caudales turbinados, los caudales vertidos, y el nivel de embalse a las 8:00 horas.
- d) En el caso de generadores termoeléctricas deberán informar, además, el consumo de combustible de cada unidad, los embarques y el stock de combustible al final del día.

En base a las informaciones anteriores se establecerá la Base de Datos de la Operación Real, de acuerdo a lo establecido en el Anexo No. 7.

Los generadores deberán informar además, en forma semanal, el último día laborable de la semana siguiente, la indisponibilidad forzada y programada de cada una de sus unidades. Así mismo, la empresa de transmisión, semanalmente, deberá informar, el último día laborable de la semana siguiente, la indisponibilidad forzada y programada de sus instalaciones de transmisión. El Organismo Coordinador establecerá con estas informaciones, la Base de Datos de Indisponibilidad, de acuerdo a lo establecido en el Anexo No. 6.

Artículo 16.- Transacciones económicas entre agentes. Las transacciones económicas entre agentes tienen por base los Artículos 33 a 57, inclusive, de la Resolución No. 236 y en los artículos 17 al 28 inclusive, de la presente resolución, se establecen los detalles de aplicación.

Artículo 17.- Contratos. Todos los agentes del mercado deberán entregar al Organismo Coordinador, treinta (30) días antes de su inicio, copia de cada contrato de suministro de energía eléctrica, para fines de coordinar su administración.

El Organismo Coordinador analizará cada contrato recibido, y en el plazo de diez (10) días de presentado, notificará a los agentes involucrados si tiene alguna observación que impida su administración, por motivo de no poderse verificar en forma inequívoca las transacciones económicas envueltas.

En caso de que el Organismo Coordinador no tuviese observaciones, entonces deberá enviar a los agentes involucrados el “Formulario de Administración de Contratos”, basado en las especificaciones del Anexo No. 13, dentro del mismo plazo de diez (10) días de presentado el contrato. Las partes deberán remitir al Organismo Coordinador dicho formulario, firmado en forma conjunta, dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo.

Artículo 18.- Procedimiento de medición de energía. Todos los agentes del mercado deberán disponer de equipos de medición en sus instalaciones. Cada agente que participe en el Mercado Eléctrico Mayorista deberá entregar al Organismo Coordinador, las informaciones correspondientes a las lecturas de los medidores, con las que se determinarán las inyecciones y retiros, en forma horaria, de cada uno de sus puntos de intercambio de energía con los demás agentes del sistema.

A partir del mes de abril del presente año 2000, y hasta tanto el Organismo Coordinador no disponga de un sistema centralizado de recolección de datos, todos y cada uno de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista tiene la obligación de entregar al Organismo Coordinador, antes de las 18:00 horas del segundo día laborable de cada mes, con detalle horario, las inyecciones y retiros de energía del mes anterior de cada uno de los puntos en que realiza transferencias de energía con otros agentes.

Hasta tanto no se haya realizado la recepción definitiva de los equipos de medición por parte del Organismo Coordinador, y no se cuente con un sistema centralizado de recolección de datos, se aplicará la metodología de medición que se establece en el Procedimiento Transitorio de Medición, establecido en el Anexo No. 12.

Artículo 19.- Cálculo del costo marginal de corto plazo. El Organismo Coordinador deberá calcular el costo marginal de corto plazo de energía, para cada una de las 24 horas de cada día, en cada uno de los nodos en que se realicen inyecciones y/o retiros. El Organismo Coordinador deberá informar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad dichos costos marginales horarios, antes de las 18:00 horas del día laborable siguiente. Los agentes podrán enviar sus observaciones al Organismo Coordinador antes de las 18:00 horas del día laborable subsiguiente.

El Organismo Coordinador deberá considerar las observaciones de los agentes y resolver sobre las mismas; y deberá comunicar los costos marginales de corto plazo definitivos antes de las 18:00 horas del día laborable que siga al día de recibidas las observaciones. En caso de que cualquier agente no quedase conforme con lo resuelto por el Organismo Coordinador, entonces podrá enviar su discrepancia el día laborable siguiente, explicando las razones de su desacuerdo. La Dirección del Organismo Coordinador deberá someter las observaciones del agente al Consejo Directivo, en su próxima reunión. El Consejo Directivo deberá conocer y resolver sobre dichas observaciones y emitirá su decisión. El Organismo Coordinador deberá comunicar al agente la decisión del Consejo Directivo al día siguiente de la reunión.

En caso de que el Consejo Directivo considerase válida, total o parcialmente, la observación de algún agente, entonces el Organismo Coordinador deberá aplicar lo resuelto por el Consejo Directivo en el cálculo de los costos marginales de corto plazo a partir del día laborable siguiente a la resolución del Consejo Directivo. En ningún caso podrán ser modificados los costos marginales definitivos emitidos por el Organismo Coordinador.

Hasta que el Organismo Coordinador no dispusiere de un modelo de operación hidrotérmica para el cálculo de los valores del agua, o hasta tanto dichos valores no hubieren sido declarados por las empresas hidroeléctricas, las centrales hidroeléctricas no serán tomadas en consideración para la determinación del costo marginal de corto plazo de energía activa..

El Organismo Coordinador deberá determinar los costos marginales de energía sobre la base de la modelación vigente, haciendo abstracción de aspectos que no hayan sido incorporados a la representación del sistema.

Hasta tanto no se establezcan factores nodales definitivos, producto de un estudio a propósito, para el despacho de las unidades y para la determinación de los costos marginales de corto plazo, se utilizarán los factores nodales indicados en el Artículo 5 de la Resolución No. 111. Los factores de nodo de aquellas barras no especificadas en dicha resolución deberán ser definidos por la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 20.- Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa en el nodo de referencia del sistema. El Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa en el nodo de referencia a la hora "h", (CMGREFh) corresponderá al mayor costo variable de producción, referido al nodo de referencia (Costo Variable / Factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora "h" que estén vinculadas al nodo de referencia del sistema y que cuenten con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa durante el transcurso de la hora "h";

O de no existir máquinas despachadas que estén vinculadas al nodo de referencia del sistema y que cuenten con potencia disponible, corresponderá al menor costo variable de producción referido al nodo de referencia (Costo Variable / Factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante el transcurso de la hora "h", en el nodo de referencia del sistema;

O de no existir ninguna máquina vinculada al nodo de referencia que pueda entrar en servicio durante el transcurso de la hora "h", corresponderá al costo de desabastecimiento definido por la Superintendencia de Electricidad.

Al determinar si una máquina en servicio posee potencia disponible, no se podrá considerar como potencia disponible el margen que pudieren tener las máquinas que regulen frecuencia, ni tampoco el margen para reserva operativa. Asimismo, no se podrán considerar con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

El Factor de nodo a aplicar para referir el Costo Variable de Producción de una máquina ubicada en un nodo "i" vinculado al nodo de referencia deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$F_{ni} = 1 + \frac{d \text{Perd}}{d P_i},$$

donde: $d\text{Perd} / dP_i$ es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda P_i , asumiendo como barra libre el nodo de referencia del sistema.

Artículo 21.- Costo Marginal de Corto Plazo de la energía activa en un subsistema desacoplado económicamente. El Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa (CMGSUBsh), en la hora "h" y en un nodo "s", desacoplado económicamente, de acuerdo con los términos del Artículo 45 de la Resolución No. 236, corresponderá al mayor Costo Variable de producción referido al nodo "s" (Costo Variable / Factor de nodo) de las máquinas

termoeléctricas despachadas en la hora "h", vinculadas al nodo "s", con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa durante el transcurso de la hora "h".

O de no existir máquinas despachadas con potencia disponible, vinculadas al nodo "s", corresponderá al menor Costo Variable de producción (Costo Variable / Factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas vinculadas al nodo "s" que no estén generando pero que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante el transcurso de la hora "h".

O de no existir ninguna máquina vinculada al nodo "s" que puedan entrar en servicio durante el transcurso de la hora "h", corresponderá al costo de desabastecimiento definido por la Superintendencia de Electricidad.

Para determinar si una máquina en servicio posee potencia disponible, no se podrá considerar como potencia disponible el margen que pudieren tener las máquinas que regulen frecuencia, ni tampoco el margen para reserva operativa. Asimismo, no se podrán considerar con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

Cuando fuere necesario, el Organismo Coordinador deberá definir el nodo o los nodos "s" de referencia, de un subsistema desacoplado económicamente.

El Factor de nodo a aplicar para referir el Costo Variable de Producción de una máquina ubicada en un nodo "j" vinculado al nodo de referencia de un subsistema "s" deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$F_{nsj} = 1 + \frac{d \text{Perd}}{d P_j}$$

donde: $d\text{Perd} / dP_j$ es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda P_j , asumiendo como barra libre el nodo "s".

Artículo 22.- Costo Marginal de Corto Plazo de energía en un nodo "i" vinculado al nodo de referencia. El Costo Marginal de Corto Plazo de energía en un nodo "i" (CMGi), en la hora "h", vinculado al nodo de referencia se determinará mediante la siguiente expresión:

$$\text{CMG}_{ih} = \text{CMG}_{REFh} \times F_{nih}$$

donde: F_{nih} el factor de nodo correspondiente al nodo "i" en la hora "h" relativo al nodo de referencia del sistema.

Artículo 23.- Costo Marginal de Corto Plazo de energía en un nodo “j” vinculado a un nodo de referencia de un subsistema. El Costo Marginal de Corto Plazo de energía en un nodo “j” (CMG_j), en la hora “h”, vinculado a un nodo “s” de referencia de un subsistema desacoplado económicamente se determinará mediante la siguiente expresión:

$$CMG_{jh} = CMGSUB_{sh} \times F_{nsjh} ,$$

donde: F_{nsjh} el factor de nodo correspondiente al nodo “j” en la hora “h” relativo al nodo de referencia “s” del subsistema.

Artículo 24.- Valorizaciones de las transferencias de energía. Las valorizaciones de las transferencias de energía deberán ser realizada por el Organismo Coordinador de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 de la Resolución No. 236.

Artículo 25.- Cálculo de las transacciones de potencia de punta del año siguiente. Cada año, el Organismo Coordinador deberá informar a los agentes, los pagos mensuales correspondientes a las transferencias de potencia de punta del año siguiente. El calendario, los datos y procedimientos a utilizar para realizar este cálculo se establecen más abajo.

Para el presente año 2000 se utilizarán los factores de nodo de potencia indicados en el Artículo 5 de la Resolución No. 111; las pérdidas de potencia a utilizar en el cálculo de la potencia firme serán iguales a un cinco por ciento (5%) de la demanda máxima. La demanda máxima anual del sistema y la demanda máxima coincidente de cada uno de los agentes serán determinadas por el Organismo Coordinador mediante el Procedimiento para el Pronóstico de Demanda Máxima Anual, descrito en el Anexo No. 11.

Durante el mes de marzo del presente año 2000, el Organismo Coordinador determinará la potencia firme de las unidades generadoras con las informaciones de la Base de Datos de Disponibilidad y de la Base de Datos del Sistema, y utilizando el procedimiento descrito en el Artículo 53 de la Resolución No. 236 y la modificación de la Resolución No. 112; y determinará también las inyecciones y retiros de potencia firme para cada uno de los agentes, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los contratos y a la estimación de la demanda máxima anual coincidente.

El día 20 de marzo del presente año 2000, el Organismo Coordinador deberá enviar a los agentes el cálculo de las transferencias de potencia de punta y los pagos entre agentes correspondientes, para cada mes del año 2000, a partir de marzo. Estos pagos deberán estar expresados en función del Costo Marginal de Potencia de Punta en el nodo de referencia. A los valores establecidos para cada mes deberán de aplicárseles las fórmulas de indexación correspondientes.

Hasta el día 25 de marzo del presente año 2000, los agentes podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador, que deberá someterlas a la decisión del Consejo Directivo antes de que termine el mes de marzo. Antes del primero (1ro.) de abril, la Dirección del Organismo Coordinador deberá comunicar a los agentes las resoluciones sobre las transferencias de potencia de punta y los pagos correspondientes.

Para el resto del presente año 2000, cada mes el Organismo Coordinador deberá calcular e informar a los agentes el Costo Marginal de Potencia de Punta vigente para el mes.

A continuación se establecen el calendario, los datos y los procedimientos que se utilizarán a partir del año 2001. Los agentes del mercado tendrán de plazo hasta el 30 de septiembre de cada año para informar los nuevos contratos de suministro de electricidad que estarán vigentes durante el año siguiente. El Organismo Coordinador deberá verificar si los contratos son administrables, y deberá comunicar sus observaciones dentro de los diez (10) días siguientes, a los agentes involucrados, es decir, hasta el diez (10) de octubre de cada año. De no tener observaciones el Organismo Coordinador enviará a las partes el “Formulario de Administración de Contratos”, según lo especificado en el Anexo No. 13. Las partes deberán devolver dicho formulario, debidamente firmado, al Organismo Coordinador, dentro de los diez (10) días siguientes, es decir, hasta el veinte (20) de octubre de cada año.

El Organismo Coordinador deberá determinar la demanda máxima anual del sistema y la demanda máxima coincidente de cada uno de los agentes mediante el procedimiento establecido en el Pronóstico de Demanda Máxima Anual, Anexo No. 11.

El Organismo Coordinador deberá determinar y establecer los factores de nodo y las pérdidas de potencia a utilizar en base a un flujo de carga para la demanda máxima anual estimada del sistema, considerando como producción de los generadores sus potencias firmes.

El Organismo Coordinador determinará las potencias firmes de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas al 15 de octubre de cada año, de la Base de Datos de Disponibilidad, basada en el Anexo No. 6, y de la Base de Datos del Sistema, basada en el Anexo No. 2, y utilizando el procedimiento descrito en el Artículo 53 de la Resolución No. 236 y la modificación de la Resolución No. 112; y determinará también las inyecciones y retiros de potencia firme para cada uno de los agentes, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los contratos y al estimado de la demanda máxima anual coincidente.

El 15 de noviembre de cada año, el Organismo Coordinador deberá enviar a los agentes el cálculo de las transferencias de potencia de punta y los correspondientes pagos entre agentes para cada mes del año siguiente. Estos pagos deberán estar expresados en función del Costo

Marginal de Potencia de Punta en el nodo de referencia. A los valores establecidos para cada mes deberán de aplicárseles las fórmulas de indexación correspondientes.

Hasta el día 30 de noviembre de cada año, los agentes podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador, que deberá someterlas a la decisión del Consejo Directivo a principios del mes de diciembre. En el curso de ese mismo mes el Organismo Coordinador deberá comunicar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad las resoluciones adoptadas por el Consejo Directivo e informará sobre las transferencias de potencia de punta definitivas y los pagos definitivos correspondientes.

Cada mes el Organismo Coordinador deberá calcular e informar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, el Costo Marginal de Potencia de Punta vigente para el mes.

Artículo 26.- Recálculo de las transacciones de potencia de punta. Cada año, a partir del 2001, el Organismo Coordinador deberá, antes del 15 de febrero, calcular e informar a los agentes los pagos mensuales definitivos correspondientes a las transferencias de potencia de punta del año anterior. El calendario para realizar el recálculo se establece más abajo.

Cada año el Organismo Coordinador deberá determinar la demanda máxima anual real del sistema, con las pérdidas reales de transporte incluidas, correspondiente al año anterior.

El Organismo Coordinador determinará las potencias firmes de las unidades generadoras, con la información de la Base de Datos de Disponibilidad, basada en el Anexo No. 6, y de la Base de Datos del Sistema, basada en el Anexo No. 2, y utilizando el procedimiento descrito en el Artículo 53 de la Resolución No. 236 y la modificación de la Resolución No. 112; y determinará también las inyecciones y retiros de potencia firme para cada uno de los agentes, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los contratos y al estimado de la demanda máxima anual coincidente.

El día 15 de enero de cada año el Organismo Coordinador deberá establecer y enviar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, las transferencias de potencia de punta reales y los pagos correspondientes entre agentes por cada mes del año anterior. Estos pagos deberán realizarse con el Costo Marginal de Potencia de Punta real de cada mes y aplicando los factores de nodo obtenidos de un estudio de flujo de carga basado en la demanda máxima anual del sistema y considerando como producción de los generadores sus potencias firmes.

En ningún caso se considerarán para el cálculo de las potencias firmes las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas obtenidas del estudio de flujo de carga realizado para determinar los factores de nodo, en que se utilizaron como producción de los generadores sus potencias firmes.

Hasta el día 25 de enero de cada año, los agentes podrán enviar sus observaciones a la Dirección del Organismo Coordinador, que deberá someterlas antes del 5 de febrero a la decisión del Consejo Directivo. En el curso de este último mes, el Organismo Coordinador deberá comunicar a los agentes y a la Superintendencia de Electricidad las resoluciones adoptadas por el Consejo Directivo. El Organismo Coordinador deberá informar sobre el recálculo definitivo de las transferencias de potencia de punta, el recálculo de los pagos mensuales y las diferencias entre los valores facturados mensualmente y los valores recalculados.

Cada agente deberá realizar los pagos que surjan por la diferencia entre cada valor recalculado y el valor que fue efectivamente pagado en el mes correspondiente. Estos pagos deberán realizarse de una vez, a los treinta (30) días de ser comunicados por el Organismo Coordinador.

Para fines de liquidar las diferencias entre los valores recalculados y los pagos realizados mensualmente, se deberá considerar la tasa de interés activa promedio vigente en el sistema financiero nacional, que se aplicará sobre el número real de días, sobre la base de un año de trescientos sesenta y cinco (365) días, según la información que conste en el último boletín trimestral del Banco Central de la República Dominicana disponible al momento en que el Organismo Coordinador realice los cálculos.

Artículo 27.- Valorizaciones de transferencias de potencia de punta. El Organismo Coordinador será responsable de realizar la valorizaciones de las transferencias de potencia de punta, de acuerdo con el Artículo 55 de la Resolución No. 236 y la modificación hecha en el Artículo 2 de la Resolución No. 112.

Artículo 28.- Facturación. Dentro de los primeros cinco (5) días laborables siguientes a cada mes, el Organismo Coordinador será responsable de emitir y enviar a todos los agentes y a la Superintendencia de Electricidad, el Informe Mensual de Transacciones Económicas, que contendrá toda la documentación y las informaciones correspondientes a las facturaciones del mes anterior.

El Informe Mensual de Transacciones Económicas deberá contener las siguientes informaciones:

- a) Las informaciones semanales y/o mensuales de medición, entregadas por los agentes, de las inyecciones y retiros horarios de energía, según se establece en Artículo 18 de la presente resolución.
- b) Los costos marginales definitivos que se establecieron para cada una de las 24 horas de cada día del mes anterior, según el Artículo 19 de la presente resolución.

- c) Informaciones de pagos entre agentes por transferencias de potencia de punta, según el Artículo 25 de la presente resolución.
- d) Informaciones de Costo Marginal de Potencia de Punta según el Artículo 25 de la presente resolución.

En un plazo de dos (2) días laborables cada agente podrá presentar sus observaciones al Informe Mensual, con las debidas justificaciones, ante el Organismo Coordinador, que tendrá de plazo los tres (3) días laborables siguientes para resolverlas. Para casos muy complejos, el Organismo Coordinador podrá utilizar un plazo mayor, el cuál deberá de comunicarlo a los interesados, y, de ser necesario, podrá someter dichos casos a la consideración del Consejo Directivo en su próxima reunión.

Las reliquidaciones que surgieren de las observaciones de los agentes deberán ser facturadas o cargadas dentro del Informe Mensual de Transacciones Económicas del mes en que el Organismo Coordinador las hubiere resuelto.

Los agentes dispondrán hasta el día quince (15) de cada mes para pagar las facturas emitidas por los agentes de acuerdo con el Informe Mensual de Transacciones Económicas correspondientes al mes anterior.

En caso de falta de pago a término, los montos envueltos devengarán un interés a favor del agente acreedor, calculado con la tasa de interés activa promedio vigente en el sistema financiero nacional, según conste en el último boletín trimestral que haya emitido el Banco Central de la República Dominicana al momento de efectuarse el pago. Dicha tasa de interés se proyectará para un año de trescientos sesenta y cinco días (365) y se aplicará la proporción correspondiente al número real de días de atraso transcurridos. Los montos adeudados también llevarán un recargo adicional aplicable a los días de retraso que hubieren transcurrido, en base a una tasa de un dieciocho por ciento (18%) anual.

Dada y firmada en la ciudad de Santo Domingo, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, hoy día veintiocho del mes de febrero del año dos mil (2000),

LUIS MANUEL BONETTI V.
Secretario de Estado.

LMBV.acs.SEIC

ANEXO No. 1

DEFINICIONES

Agente: Es cualquier operador de plantas de generación, de sistemas de transmisión o de sistemas de distribución, o cualquier cliente no regulado, vinculado al Sistema Eléctrico Interconectado.

Área del sistema: Es una sección del Sistema Eléctrico Interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución, que puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente.

Autoproductores: Aquellas entidades que disponen de generación propia para su consumo de electricidad y que eventualmente venden excedentes a terceros.

Banda Muerta del Regulador de Velocidad: Zona de insensibilidad del regulador de velocidad, con valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.

Barra: Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar electricidad.

Barra de Transferencia: Barra en donde existen entregas y/o retiros de electricidad entre dos o más agentes.

Beneficiario: La Empresa Eléctrica que tiene suscrito en su favor un Contrato de Otorgamiento de Derechos para la Explotación Obras de Eléctricas.

Capacidad de Regulación: Potencia que una máquina de generación puede entregar o reducir, por acción automática de su sistema de regulación potencia-frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en un tiempo máximo de 30 segundos.

Central Hidráulica de Pasada: Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua fuente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.

Central Hidráulica de Regulación: Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. El almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

Central Marginal: Se refiere a la unidad o a las unidades generadoras que en un despacho óptimo de carga incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda.

Central Térmica: Conjunto de una o más unidades generadoras que trabaja en base a combustibles fósiles.

Centro de Control de un Operador: Es el centro de control de una empresa que forma parte del Sistema Interconectado.

Cogeneradores: Aquellas entidades que utilizan la energía producida en sus procesos a fin de generar electricidad para su propio consumo y eventualmente para la venta de sus excedentes a terceros.

Comercializador: Aquella entidad que compra electricidad para venderla a terceros.

Consumo Específico de una máquina termoeléctrica a Potencia Efectiva: Es el consumo de combustible por unidad de generación de energía eléctrica a la potencia efectiva de la máquina.

Consumo Propio: Es la energía consumida por los sistemas auxiliares de una central de generación o de una subestación.

Costo de Energía No Servida: Es el costo incurrido por los usuarios al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien, la pérdida económica derivada de la falta de producción y venta de bienes y servicios; o bien la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial.

Costo Marginal de Corto Plazo: Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Costo Marginal de Potencia de Punta: Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta.

Costo Marginal de Suministro: Costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, el que se evita al dejar de producir la última unidad.

Costos Medios: Son los costos totales, por unidad de energía y potencia, por inversión, operación y mantenimiento de un sistema eléctrico en condiciones de eficiencia.

Costo Total Actualizado: Suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizadas a un instante determinado mediante la tasa de descuento que corresponda.

Costo Variable de Producción de un máquina termoeléctrica: Corresponde al precio de combustible puesto en planta utilizado en la producción de energía eléctrica, multiplicado por el consumo específico de la máquina a potencia efectiva más el costo variable no combustible.

Costo Variable No Combustible: Es el costo en que incurre una máquina termoeléctrica al producir una unidad de energía eléctrica en insumos varios distintos del combustible.

Curva de Carga: Gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo.

Demanda Máxima Anual: Es la máxima generación bruta media horaria del total de las unidades generadoras del sistema ocurrida dentro de las horas de punta del sistema.

Derecho de Uso: Es parte de la compensación que recibe el propietario de la red principal de transmisión, y que se calcula como la suma de los saldos resultantes derivados de las transferencias de energía y de potencia.

Derecho de Conexión: Es la diferencia entre el Peaje de Transmisión y el Derecho de Uso.

Días Laborables: Los días lunes a viernes de cada semana, excluyendo los que sean feriados.

Empresa Eléctrica: Toda entidad cuyo objetivo principal es explotar instalaciones de generación, transmisión o distribución de electricidad para comercializarla con terceros.

Empresa de Transmisión: Aquella empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar un sistema de transmisión para dar servicio de transporte de electricidad desde un punto a otro de dicho sistema.

Empresa Distribuidora: Aquella empresa eléctrica que opera un sistema de distribución y es responsable de abastecer de electricidad a sus usuarios finales.

Empresa Generadora: Aquella empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias centrales eléctricas de generación.

Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en *condiciones de hidrología seca* para las unidades de generación hidroeléctrica y de *indisponibilidad* esperada para las unidades de generación térmica. *La hidrología seca* corresponde a una temporada cuya probabilidad de excedencia será fijada mediante resolución.

Equipo principal de transmisión: Comprende, además de las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva en las subestaciones.

Estado de Alerta: Es la condición en la que el sistema opera en estado estacionario, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero en que los equipos operan con cierta sobrecarga y las variables de control se salen del rango normal.

Estado de Emergencia: Es la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y el sistema adquiere una dinámica que amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia, tales como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

Estado de Recuperación: Es la condición en la que, concluido el Estado de Emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el Estado Normal del sistema.

Estado Normal: Es la *condición estacionaria* del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva; los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y la tensión.

Estatismo: Es la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga de la unidad generadora bajo condiciones estacionarias.

Factor de Simultaneidad: Es la relación entre la máxima demanda conjunta de un grupo de cargas y la suma de sus máximas demandas individuales.

Generación Mínima Técnica: Es la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal.

Hora de Punta Anual: Es aquella hora en la que ocurre la demanda máxima anual del sistema eléctrico interconectado.

Instalaciones Eficientemente Dimensionadas: Son aquellas instalaciones en las que se minimiza el costo actualizado de largo plazo de inversión, operación, pérdidas, mantenimiento y desabastecimiento, considerando la demanda esperada.

Línea de Distribución de Servicio Público: Línea de distribución establecida por una empresa distribuidora en la zona en la cual se le ha otorgado un derecho para la explotación de obras eléctricas.

Línea de Transmisión Radial: Es toda línea de transmisión que en caso de estar fuera de servicio deja aislado de la *Red Principal de Transmisión* al generador o al centro de consumo al cual conectan.

Mantenimiento correctivo: Actividad que se realiza con el fin de reparar un defecto o avería de un equipo que ha ocasionado un mal funcionamiento o su inoperatividad, dejándolo en condiciones de funcionamiento normales o aceptables. Este tipo de mantenimiento puede o no ser programado.

Mantenimiento de Urgencia: Todo aquel mantenimiento correctivo que se debe realizar inmediatamente, ante la inminencia de una falla en un equipo, a fin de evitar graves consecuencias para el mismo.

Mantenimiento Mayor: Es todo aquel mantenimiento cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión durante un período superior a una semana.

Máquina o Central Regulante: Aquella máquina o central de generación calificada para operar con margen de reserva de regulación, sea primaria o secundaria.

Mantenimiento Programado : Es el mantenimiento de un equipo determinado, que ha sido previamente aprobado por el Organismo Coordinador teniendo en cuenta los programas de operación del sistema.

Margen de Reserva Teórico: Es el mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación, que permite abastecer la potencia de punta del sistema con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

Mercado Spot: Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basadas en *contratos a término*.

Nodo de Referencia: Es aquel nodo del sistema cuyo valor de *factor nodal* igual a uno. En el sistema eléctrico interconectado dominicano el nodo de referencia es la Subestación de Palamara.

Operador conectado al Sistema: Es el operador de centrales de generación, o de sistemas de transmisión, o de sistemas de distribución, o usuario no regulado vinculado al Sistema Eléctrico Interconectado.

Perturbación : Es cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del sistema.

Red Principal de Transmisión: Es el conjunto de todas las líneas de transmisión que no son radiales.

Regulación Primaria de Frecuencia: Es la acción automática de los reguladores de velocidad de los grupos generadores para mantener la frecuencia del sistema en un nivel o rango determinado, cuando se producen pequeñas variaciones de carga.

Reserva Rotante: Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles en el corto plazo, de las unidades sincronizadas al sistema, y la suma de las potencias realmente entregadas al sistema, en un momento dado.

Reserva Rotante de Regulación Primaria: Es la reserva rotante que puede responder a variaciones súbitas de la frecuencia en lapsos de tiempo menores de diez (10) segundos. La potencia adicional entregada por la reserva debe sostenerse por lo menos durante treinta (30) segundos.

Reserva Rotante de Regulación Secundaria: Es la reserva rotante que puede responder dentro de los treinta (30) segundos de su requerimiento, para relevar a la reserva rotante de regulación primaria. La potencia adicional entregada como por ésta debe sostenerse por lo menos durante treinta (30) minutos.

Salida Forzada: Es la desconexión intempestiva de un equipo por falla o defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.

Sistema de Distribución: Es el conjunto de líneas eléctricas, subestaciones y equipos asociados, destinados al suministro de electricidad a los usuarios finales, partiendo de los puntos de interconexión con el sistema de transmisión dentro de una zona de derecho para la explotación de obras eléctricas.

Sistema de Generación: Es el conjunto de instalaciones eléctricas y civiles destinadas a la producción de electricidad.

Sistema de Transmisión : Es el conjunto de líneas eléctricas, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema Eléctrico Interconectado: Conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir la electricidad.

Topología del sistema: Es la estructura de los enlaces activos de del Sistema Eléctrico Interconectado.

Usuario de Servicio Público: Todo aquel que contrata a precios regulados su abastecimiento de electricidad.

Volumen Útil : Es la cantidad de agua que puede almacenarse en un embalse entre sus niveles mínimo y máximo.

ANEXO No.2

ESPECIFICACIONES PARA LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO

La Base de Datos del Sistema Eléctrico Interconectado contendrá todas las informaciones del sistema. Cada agente deberá actualizar, en la oportunidad y forma que requiera el Organismo Coordinador, las informaciones que se especifican más abajo, según los diferentes tipos de actividades dentro del sistema. Las informaciones contenidas en esta base de datos serán utilizadas por el Organismo Coordinador para las programaciones de corto, mediano y largo plazo y en los estudios del sistema.

Todos los datos entregados por los agentes deberán estar acompañados de la documentación de respaldo, sea que se trate de características de fabricación, ensayos, parámetros tipo o cálculos realizados en base a otros datos conocidos.

Cada uno de los agentes del mercado eléctrico mayorista deberá suministrar las informaciones necesarias para:

- a) Realizar estudios del sistema eléctrico;
- b) Programar la producción y realizar el despacho de cargas;
- c) Operar el sistema en tiempo real;
- d) Calcular los costos marginales;
- e) Realizar las transacciones económicas entre agentes.

A continuación se especifican las informaciones requeridas a los agentes según su actividad dentro del sistema:

1. Generadores:

- a) Contratos de venta de electricidad.
- b) Potencia efectiva a plena carga, potencia mínima técnica y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.
- c) Equipamiento para regulación de frecuencia primaria y secundaria y sus características de operación.
- d) Capacidad para regulación de tensión: curva de capacidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación.
- e) Parámetros eléctricos y mecánicos necesarios para el cálculo de cortocircuitos, flujos de carga y estudios de estabilidad.

Máquinas Térmicas: Tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento, consumo específico, tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo, desde sincronismo hasta plena carga, y tiempo de descarga desde plena carga hasta parada. Para las máquinas turbovapor, tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y re arranque.

Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: Curva de volumen embalsado en función de la cota, cota mínima y máxima operativa y datos de evaporación, regulaciones sobre el uso del agua.

Centrales Hidroeléctricas en General: Número de grupos, curvas de productividad, caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, estadística de caudales.

2. Distribuidores:

- a) Diagrama unifilar de las instalaciones en las cuales realiza retiros, con indicación de los puntos de medida y características de las instalaciones.
- b) Contratos de suministro de electricidad.
- c) Capacidad de sus instalaciones para el control de tensión.
- d) Parámetros eléctricos y mecánicos necesarios para el cálculo de cortocircuitos, flujos de carga y estudios de estabilidad.

3. Transportistas:

- a) Diagrama unifilar de sus instalaciones y listado de características de diseño de líneas, estaciones, equipamiento de energía reactiva, indicando capacidad de las líneas, capacidad de sus instalaciones para regulación de tensión, capacidad de sus instalaciones para el suministro de energía reactiva.
- b) Parámetros eléctricos y mecánicos necesarios para el cálculo de cortocircuitos, flujos de carga y estudios de estabilidad.

ANEXO No. 3

ESPECIFICACIONES DE LA BASE DE DATOS DE MEDIANO Y LARGO PLAZO

La Base de Datos de Mediano y Largo Plazo será utilizada por el Organismo Coordinador a los efectos de realizar la Programación de Mediano Plazo y la Programación de Largo Plazo. La Base de Datos de Mediano y Largo Plazo contendrá las informaciones correspondientes para los cuarenta y ocho (48) meses siguientes.

A continuación se especifican las informaciones que deberán enviar los agentes, según su actividad dentro del sistema:

1. Generadores:

- Todo Generador deberá informar su programa de mantenimiento mayor.
- *Generadores Hidroeléctricos de pasada y de embalse:* deberán informar también los pronósticos de caudales (caudal medio mensual).
- *Generadores Termoeléctricos:* deberán informar también: precios de combustible y costos variables no combustible.

2. Distribuidores:

- Pronóstico de demanda por región y bandas horarias con valores promedio mensual.
- Pronóstico por día típico para los doce (12) próximos meses.

3. Usuarios no regulados:

- Pronóstico de demanda por región y bandas horarias con valores promedio mensual.
- Pronóstico de demanda por día típico para los doce (12) próximos meses.

4. Transportistas:

- Programa de mantenimiento mayor de las instalaciones.

5. Superintendencia de Electricidad:

- Planes de obras de generación y transporte.

ANEXO No. 4

ESPECIFICACIONES DE LA BASE DE DATOS SEMANAL

La Base de Datos Semanal será utilizada por el Organismo Coordinador para fines de preparar la Programación Semanal. El Organismo Coordinador deberá utilizar la mejor información a su alcance ante la falta de entrega por parte de cualquier agente de las informaciones aquí especificadas.

La Base de Datos Semanal contendrá las informaciones para una semana, que se especifican a continuación:

1. Generadores:

- *Generadores Hidroeléctricos de pasada:*
Pronósticos de caudales (caudal medio diario), disponibilidad de máquinas.
- *Generadores hidroeléctricos de embalse:*
Estimación del nivel de embalse a las 0:00 horas del primer día de la semana, indisponibilidad de máquinas, pronósticos de caudales (caudal medio diario).
- *Generadores termoeléctricos:*
Indisponibilidad de máquinas, precios de combustible, Costos Variables No Combustibles, stock de combustibles.

2. Distribuidores:

- Pronóstico de demanda por región y con detalle horario.

3. Usuarios no regulados:

- Pronóstico de demanda con detalle horario.

4. Transportistas:

- Indisponibilidad de sus instalaciones.

ANEXO No. 5

ESPECIFICACIONES DE LA BASE DE DATOS DIARIA

La Base de Datos Diaria será utilizada por el Organismo Coordinador para realizar la Programación Diaria. El Organismo Coordinador deberá utilizar la mejor información a su alcance ante la falta de entrega por parte de cualquier agente de las informaciones aquí especificadas.

La Base de Datos Diaria contendrá las informaciones para un día que se especifican a continuación:

1. Generadores:

- *Generadores Hidroeléctricos de pasada:*
Pronósticos de caudales e indisponibilidad de máquinas.
- *Generadores hidroeléctricos de embalse:*
Estimación del nivel de embalse a las 0:00 horas, indisponibilidad de máquinas, pronósticos de caudales.
- *Generadores termoeléctricos:*
Indisponibilidad de máquinas, precios de combustibles, Costos Variables No Combustibles y stock de combustibles.

2. Distribuidores:

- Pronóstico de demanda por región y por hora.

3. Usuarios no regulados:

- Pronóstico de demanda con detalle horario.

4. Transportistas:

- Indisponibilidad de sus instalaciones.

ANEXO No. 6

ESPECIFICACIONES DE LA BASE DE DATOS DE INDISPONIBILIDAD

La Base de Datos de Indisponibilidad será utilizada por el Organismo Coordinador para el cálculo de la Potencia Firme de las unidades generadoras.

La Base de Datos de Indisponibilidad contendrá, para cada máquina termoeléctrica, las informaciones que se especifican más abajo. Estas informaciones serán registradas mensualmente por el Organismo Coordinador según los registros de operación real, informes de indisponibilidad por mantenimientos mayores y menores e informes de indisponibilidad forzada.

- 1) Potencia Efectiva de la Máquina:** Es la potencia neta máxima que efectivamente puede entregar una máquina termoeléctrica por un periodo prolongado, cuando es solicitada por despacho económico para operar a la máxima potencia. Este valor deberá ser informado por cada generador y podrá ser aumentado en aquellos casos en que por trabajos de envergadura, debidamente justificados y comunicados con anticipación, la unidad pueda entregar una potencia superior. El primer valor de Potencia Efectiva de la Máquina deberá ser declarado durante la segunda semana del mes de marzo del presente año 2000. Esta declaración deberá estar justificada con los antecedentes de operación continuada (equivalentes a diez días) de al menos veinticuatro horas, en los últimos seis meses.
- 2) Fecha Inicio Potencia Efectiva:** Cada valor de Potencia Efectiva de la Máquina declarado tendrá una fecha de inicio a partir de la cual las indisponibilidades se establecerán con respecto a ese valor.
- 3) Potencia Disponible Medida:** Es la potencia media horaria neta que aporta al sistema una máquina, en aquellas horas en que por despacho económico ha sido convocada a operar a plena capacidad. En aquellos casos en que una máquina haya sido declarada indisponible totalmente (potencia nula), la Potencia Disponible Medida será nula. La indisponibilidad previa inmediata, debidamente justificada y comunicada con anticipación, declarada para aumentar la Potencia Efectiva de la Máquina, solamente será considerada en el año o los años en que se realice el trabajo de recuperación de la potencia de la máquina.
- 4) Registros de Horas de Potencia Efectiva Medida:** Son los registros que contienen para cada índice, la hora en que se verificó la Potencia Disponible Medida de una máquina. Existe un arreglo por cada Potencia Efectiva de la Máquina.

Procedimiento de cálculo de la disponibilidad

En el cálculo de la potencia firme a realizar para el año 2000, el Organismo Coordinador deberá utilizar la estadística histórica de indisponibilidad de los últimos 10 años, calculada con la información detallada de las salidas forzadas y programadas entregada por cada agente. En caso de no contar con las estadísticas de fallas y salidas programadas de los últimos 10 años, se deberá utilizar, para los años faltantes, un valor de tasa de falla y salidas programadas referencial establecido de estadísticas nacionales o internacionales de unidades del mismo tipo. La Indisponibilidad de cada máquina “m” se denominará IDH_m y la disponibilidad DH_m = 1.0 - IDH_m.

A partir del 1° de marzo del año 2000, el Organismo Coordinador deberá comenzar a llevar la estadística de disponibilidad en base a la Potencia Disponible Medida.

Cada año se calculará la Disponibilidad media, Disponibilidad Media Anual y la Potencia Efectiva Equivalente de las máquinas con las siguientes expresiones:

$$Dima = \sum_{\text{(sobre } j \text{ de } 1 \text{ a } Nima)} (PDM_{jima}) / (Nima * PEM_{ima}), \quad \text{para todo } i, m,$$

siendo:

“a”: Indica el año.

“m”: La máquina m.

“i”: El número del periodo en que la Potencia Efectiva de la Máquina “m”, en el año “a”, es declarada con el valor PEM_{ima}.

Dima: La disponibilidad de la máquina “m” en el periodo “i” en que la Potencia Efectiva de la Máquina es PEM_{ima} en el año “a”.

PDM_{jim}: Potencia Disponible Medida de la máquina “m”, año “a”, en el periodo “i” en que la potencia declarada es PEM_{ima}.

Nima: Número de horas en que se midió la PDM de la máquina “m” en el periodo “i”, año “a”, en que la potencia declarada es PEM_{ima}.

$$DMA_{ama} = \sum_{\text{(sobre } i \text{ de } 1 \text{ a } NPma)} (Dima * Hima) / HT, \quad \text{con } i = 1,$$

siendo:

DMA_{ama}: Disponibilidad Anual Media de la máquina “m” correspondiente al año “a”.

Npma: Número de periodos con diferentes PEM de la máquina “m” en el año “a”.

Hima: Horas totales del periodo “i” en que la Potencia Efectiva de la Máquina es PEM_{ima}.

HT: $\sum_{\text{(sobre } i \text{ de } 1 \text{ a } Npma)} (Hima)$

La Potencia Efectiva Equivalente de la Máquina “m” en el año “a” será:

$$PEEM_m = \sum_{(sobre\ i\ de\ 1\ a\ NP_m)} (PEM_{i,m} * H_{i,m}) / HT$$

La Disponibilidad Media calculada sobre la base de la Potencia Disponible Medida en los últimos N años de medición (con un máximo de 10) será:

$$DMM_m = \sum_{(sobre\ a\ de\ 1\ a\ N)} (DMA_{a,m}) / N$$

La Disponibilidad media a utilizar para la máquina “m” en el cálculo de la potencia firme será:

$$DM_m = (0.60 + 0.04 * N) * DMM_m + (0.40 - 0.04 * N) * DH_m ,$$

siendo:

N: El número de años con valores de disponibilidad calculada utilizando Potencia Disponible Medida.

La Potencia Efectiva a utilizar en el cálculo de la potencia firme de la máquina “m” corresponderá al último valor de Potencia Efectiva Equivalente de la máquina “m”.

ANEXO No. 7

ESPECIFICACIONES DE LA BASE DE DATOS DE OPERACIÓN REAL

La Base de Datos de Operación Real contendrá las estadísticas de operación de cada una de las unidades de generación y los valores reales de demanda del sistema.

A continuación se especifican las informaciones requeridas a los agentes, según su actividad dentro del sistema:

1. Generadores:

- a) Producción media horaria neta y consumos propios.
- b) Energía diaria neta y consumos propios de energía.
- *Generadores Hidroeléctricos:* se deberá informar además los caudales afluentes, los caudales turbinados, los caudales vertidos, el nivel de embalse a las 8:00 horas, en caso de que corresponda.
- *Centrales Termoeléctricas:* se deberá informar además el consumo de combustible de cada unidad y el stock de combustible.

2. Usuarios no regulados:

Consumo horario y consumo total diario en cada nodo de retiro. El consumo total diario deberá corresponder al valor integrado por el equipo de medición y no al valor correspondiente a la suma de los datos horarios.

ANEXO No. 8

PROCEDIMIENTO TRANSITORIO DE PROGRAMACIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO

El Organismo Coordinador preparará los programas de operación de mediano y largo plazo de acuerdo con el Artículo 28 de la Resolución No. 236 y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

1. Pronóstico de la demanda: El Organismo Coordinador determinará la demanda total del sistema y las demandas por áreas geográficas, por agregación de los datos de demanda, suministrados por los agentes, contenidos en la Base de Datos Diaria, según el Anexo No. 3, Especificaciones de la Base de Datos de Mediano y Largo Plazo.

Cuando ocurran casos en que la previsión de demanda entregada por un agente difiera en más o en menos de un 5% a nivel mensual, o en más o en menos de un 10% a nivel de banda horaria, en forma reiterativa, el Organismo Coordinador deberá notificar al agente de dichas desviaciones. En caso que las desviaciones persistieren el Organismo Coordinador estará facultado para corregir los valores informados sobre la base de la información histórica disponible.

2. Modelación: El objetivo de la modelación será minimizar el costo de operación y falla del sistema en su conjunto. El modelo a utilizar para realizar estos programas de operación tendrá las características que se especifican más abajo.

3. Sistema de transporte: El sistema de transporte a utilizar será uninodal, con factores de nodo típicos por nodo de generación.

4. Demandas: Las demandas a utilizar para el largo plazo serán bandas horarias a nivel mensual y para el corto plazo, representación de días típicos.

5. Generadores:

- Centrales hidroeléctricas: serán representadas mediante sus estadísticas de caudales, o energía generable, con una colocación típica en la curva de carga.
- Centrales termoeléctricas: serán representadas con su disponibilidad media y costo variable de producción referido al nodo de referencia.

ANEXO No. 9

PROCEDIMIENTO TRANSITORIO DE PORGRAMACIÓN SEMANAL

El Organismo Coordinador preparará el programa semanal de acuerdo con el Artículo 28 de la Resolución No. 236 y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación.

1. Pronóstico de demanda. El Organismo Coordinador determinará la demanda total del sistema en base a la información de demanda contenida en la Base de Datos Semanal, Anexo No. 4, y determinará las demandas por áreas geográficas por agregación de los datos contenidos en dicha base de datos.

En aquellos casos en que la previsión de demanda entregada por un agente difiera en más o en menos un cinco por ciento (5%) a nivel semanal, o en más o en menos un siete por ciento (7%) a nivel diario o en más o en menos un diez por ciento (10%) a nivel horario, en forma reiterada, el Organismo Coordinador deberá notificar al agente de tales desviaciones. En caso que las mismas persistan el Organismo Coordinador estará facultado para corregir los valores informados sobre la base de la información histórica disponible.

2. Despacho de centrales hidroeléctricas de pasada. El despacho de las centrales hidroeléctricas de pasada tendrá la primera prioridad de colocación en la curva de carga.

3. Despacho de centrales hidroeléctricas de embalse. Los agentes con centrales hidroeléctricas de embalse deberán comunicar al Organismo Coordinador, adicionalmente a la información de las centrales hidroeléctricas establecida en la Base de Datos Semanal, y antes de las 12:00 horas del antepenúltimo día hábil de cada semana, la siguiente información de sus centrales de embalse:

- Energía a producir en cada día de la semana por requerimientos aguas abajo, según las normas relativas al uso del agua para las centrales hidroeléctricas.
- Energía semanal a producir por decisión económica.

El Organismo Coordinador utilizará esta información de generación diaria y el monto semanal, con el objeto de lograr el despacho más económico para el conjunto de las instalaciones, colocando la producción horaria de estas centrales en las horas de mayor demanda, o en aquellas horas en que por razones de reserva operativa, regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o seguridad de servicio se requiera generación hidroeléctrica.

El Organismo Coordinador podrá además, por decisión económica, modificar en más o en menos un cinco por ciento (5%), la energía semanal a despachar informada por la empresa.

4. Despacho de centrales termoeléctricas. El despacho de las centrales termoeléctricas se realizará en forma posterior al despacho de las unidades hidroeléctricas, según orden de mérito estricto de menor a mayor Costo Variable de Despacho (CVD), hasta completar la demanda, minimizando la energía no suministrada y respetando las restricciones operativas de las unidades y del sistema de transmisión.

Hasta tanto no se disponga del conjunto de restricciones de transmisión por razones de seguridad, determinado en base a estudios del sistema eléctrico, el Organismo Coordinador podrá utilizar las recomendaciones que a tal efecto deberá comunicar por escrito el Centro de Control de Energía al momento de realizar la Programación Semanal, la Programación Diaria y las Reprogramaciones Diarias.

El Costo Variable de Despacho se define como sigue:

$$\text{CVD} = \text{Costo Variable de Producción} / \text{factor de nodo de energía} ,$$

donde:

$$\text{CVP} = \text{Costo Variable de Producción}$$

$$\text{CVP} = \text{Consumo específico a Potencia Efectiva} \times \text{Precio Combustible en planta} + \text{Costo Variable No Combustible}$$

Los factores de nodo de la energía a utilizar en el cálculo del CVD, hasta tanto el Organismo Coordinador no realice los cálculos de lugar, será para cada nodo de generación, el establecido en el Artículo 5 de la Resolución No. 111 y para aquellas barras cuyos factores no sean establecidos en esta resolución la Superintendencia fijará los valores a utilizar.

5. Regulación de frecuencia. Hasta tanto la Superintendencia de Electricidad no formule la normativa correspondiente para la remuneración de los generadores por el servicio de regulación de frecuencia y la forma en que este servicio será transferido a la tarifa del usuario final, se aplicará lo que indica el Artículo 8 de la Resolución No. 236. En consecuencia, la regulación de frecuencia deberá ser realizada por todos los generadores, a menos que exista algún acuerdo en contrario entre generadores y notificado por escrito por las partes al Organismo Coordinador.

Se fija como margen para regulación de frecuencia el tres por ciento (3%) de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos en el Artículo 8 de la Resolución No. 236, el Organismo Coordinador podrá

subir este por ciento, pero en ningún caso podrá ser superior al cinco por ciento (5%) de la generación.

6. Regulación de Tensión. Hasta tanto la Superintendencia de Electricidad no formule las normas a aplicar para la remuneración de los generadores por el servicio de regulación de tensión y la forma en que este servicio será transferido a la tarifa del cliente final, se aplicará lo indicado en el Artículo 9 de la Resolución No. 236.

Cada Generador estará obligado a cumplir con los siguientes mandatos :

- Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración;
- Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad arriba mencionada durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.
- Mantener la tensión en barras que le solicite el Organismo Coordinador.

Las empresas transportistas deberán :

- Poner a disposición del Sistema Eléctrico Interconectado todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.
- En condiciones normales, mantener las tensiones en valores, dentro de la banda permitida lo más próximos posibles a los nominales. El Organismo Coordinador podrá modificar dicha banda en algunos nodos cuando las condiciones de operación así lo requieran.

Las empresas que posean sistemas de transporte deberán acordar con los distribuidores y usuarios no regulados los factores de potencia límite para horas de pico, de valle y restantes, sobre la base de la operación económica del sistema eléctrico y buscando evitar la duplicación de equipamiento. Los agentes en cuestión deberán informar al Organismo Coordinador los valores acordados.

7. Reserva de potencia de corto plazo. Hasta tanto la Superintendencia de Electricidad no establezca las normas correspondientes para la remuneración de los generadores por el servicio de reserva operativa, de cinco minutos, de veinte minutos y reserva fría, y la forma en que este servicio será transferido a la tarifa del cliente final, la reserva operativa del sistema, mientras no exista riesgo de energía no suministrada, se fija en un tres por ciento

(3%) de la demanda y deberá estar distribuido entre al menos tres unidades hidroeléctricas, o entre la máquinas de mayor Costo Variable de Despacho en cada hora, en caso de que no existiere capacidad suficiente en máquinas hidroeléctricas.

Las reservas de cinco y veinte minutos deberá ser definida y asignada por el Organismo Coordinador entre las máquinas disponibles con capacidad para aportar potencia para esos periodos, y deberá de comunicarla en el programa semanal. Esta designación será de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores. El grado de cumplimiento de este servicio será considerado en la remuneración que se definirá para este servicio, para lo cual el Organismo Coordinador deberá desarrollar las estadísticas de lugar.

8. Programación de las restricciones de suministro. El procedimiento para realizar las restricciones programadas de suministro, una vez realizado el despacho de mínimo costo de acuerdo a las condiciones de seguridad establecidas, será el siguiente:

- El Organismo Coordinador determinará la demanda contratada por las empresas de distribución y usuarios no regulados.
- Con la información de disponibilidad y el despacho realizado, el Organismo Coordinador determinará la parte de esa demanda contratada que cuenta con generación disponible.
- Sobre la base de la previsión de demanda y los contratos de suministro con disponibilidad de generación, se determinará la demanda que implica transacciones en el mercado spot.
- Cada distribuidor y usuario no regulado será restringido en sus suministros, de manera programada, en forma proporcional a sus transacciones en el mercado spot.
- Los distribuidores deberán comunicar al Organismo Coordinador la forma en que realizarán las restricciones de suministro a nivel de usuario final, con información de horarios y sectores a ser restringidos.
- En ningún caso se podrá restringir la demanda que cuenta con un contrato de suministro y con la disponibilidad del generador.

ANEXO No. 10

PROCEDIMIENTO TRANSITORIO DE PROGRAMACIÓN DIARIA

El Organismo Coordinador preparará el programa diario de operación de acuerdo con el Artículo 28 de la Resolución No. 236 y siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

1. Pronóstico de demanda. El Organismo Coordinador determinará la demanda total del sistema en base a la información de demanda informada por los agentes, contenida en la Base de Datos Diaria, Anexo No. 5, y determinará las demandas por áreas geográficas por agregación de los datos contenidos en dicha base de datos.

En aquellos casos en que la previsión de demanda entregada por un agente difiera en más o en menos un siete por ciento (7%) a nivel diario, o en más o en menos un diez por ciento (10%) a nivel horario, en forma reiterada, el Organismo Coordinador deberá notificar al agente sobre tales desviaciones. En caso que las mismas persistan el Organismo Coordinador estará facultado para corregir los valores informados sobre la base de la información histórica disponible.

2. Despacho de centrales hidroeléctricas de pasada. El despacho de las centrales hidroeléctricas de pasada tendrá la primera prioridad de colocación en la curva de carga.

3. Despacho de centrales hidroeléctricas de embalse. Sobre la base de la Programación Semanal y de la información de la Base de Datos Diaria, el Organismo Coordinador procederá a colocar la energía diaria de las centrales hidroeléctricas de embalse en las horas de mayor demanda, o en aquellas horas que requieran generación hidroeléctrica por razones de regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o seguridad de servicio.

El Organismo Coordinador podrá modificar la energía diaria establecida en el Programa Semanal en más o menos un diez por ciento (10%), en caso de que las condiciones pronosticadas de demanda, la disponibilidad del parque generador termoeléctrico o de los afluentes a las centrales hidroeléctricas de pasada hayan cambiado sustancialmente.

4. Despacho de centrales termoeléctricas. El despacho de las centrales termoeléctricas se realizará en forma posterior al despacho de las unidades hidroeléctricas, según orden de mérito estricto de menor a mayor Costo Variable de Despacho (CVD), hasta completar la demanda, minimizando la energía no suministrada y respetando las restricciones operativas de las unidades y del sistema de transporte.

Hasta tanto no se disponga del conjunto de restricciones de transporte por razones de seguridad determinado sobre la base de estudios del sistema eléctrico, el Organismo Coordinador podrá utilizar las recomendaciones que a tal efecto deberá comunicar por escrito el Centro de Control de Energía al momento de realizar la Programación Semanal, la Programación Diaria y las Reprogramaciones Diarias.

El Costo Variable de Despacho se define como sigue:

$$\text{CVD} = \text{Costo Variable de Producción} / \text{factor de nodo de energía} ,$$

donde:

$$\text{CVP} = \text{Costo Variable de Producción}$$

$$\text{CVP} = \text{Consumo específico a Potencia Efectiva} \times \text{Precio Combustible en planta} + \text{Costo Variable No Combustible}$$

Los factores de nodo de la energía a utilizar en el cálculo del CVD, hasta tanto el Organismo Coordinador no realice los cálculos de lugar, será para cada nodo de generación, el establecido en el Artículo 5 de la Resolución No. 111 y para aquellas barras cuyos factores no sean establecidos en esta resolución la Superintendencia fijará los valores a utilizar.

5. Regulación de frecuencia. Hasta tanto la Superintendencia de Electricidad no formule la normativa correspondiente para la remuneración de los generadores por el servicio de regulación de frecuencia y la forma en que este servicio será transferido a la tarifa del usuario final, se aplicará lo que indica el Artículo 8 de la Resolución No. 236. En consecuencia, la regulación de frecuencia deberá ser realizada por todos los generadores, a menos que exista algún acuerdo en contrario entre generadores y notificado por escrito por las partes al Organismo Coordinador.

Se fija como margen para regulación de frecuencia el tres por ciento (3%) de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos en el Artículo 8 de la Resolución No. 236, el Organismo Coordinador podrá subir este por ciento, pero en ningún caso podrá ser superior al cinco por ciento (5%) de la generación.

6. Regulación de Tensión. Hasta tanto la Superintendencia de Electricidad no formule las normas a aplicar para la remuneración de los generadores por el servicio de regulación de tensión y la forma en que este servicio será transferido a la tarifa del cliente final, se aplicará lo indicado en el Artículo 9 de la Resolución No. 236.

Cada Generador estará obligado a cumplir con los siguientes requerimientos:

- Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.
- Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad arriba mencionada durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.
- Mantener la tensión en barras que le solicite el Organismo Coordinador.

Las empresas transportistas deberán :

- Poner a disposición del Sistema Eléctrico Interconectado todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.
- En condiciones normales, mantener las tensiones en valores, dentro de la banda permitida lo más próximos posibles a los nominales. El Organismo Coordinador podrá modificar dicha banda en algunos nodos cuando las condiciones de operación así lo requieran.

Las empresas que posean sistemas de transporte deberán acordar con los distribuidores y usuarios no regulados los factores de potencia límite para horas de pico, de valle y restantes, sobre la base de la operación económica del sistema eléctrico y buscando evitar la duplicación de equipamiento. Los agentes en cuestión deberán informar al Organismo Coordinador los valores acordados.

Las empresas que posean sistemas de transporte deberán acordar con los distribuidores y usuarios no regulados los factores de potencia límite para horas de pico, de valle y restantes, sobre la base de la operación económica del sistema eléctrico y buscando evitar la duplicación de equipamiento. Los agentes en cuestión deberán informar al Organismo Coordinador los valores acordados.

7. Reserva de potencia de corto plazo. Hasta tanto la Superintendencia de Electricidad no establezca las normas correspondiente a la remuneración de los generadores por el servicio

de reserva operativa, de cinco minutos, de veinte minutos y reserva fría, y la forma en que este servicio será transferido a la tarifa del cliente final, la reserva operativa del sistema, mientras no exista riesgo de energía no suministrada, se fija en un tres por ciento (3%) de la demanda y deberá estar distribuido entre al menos tres unidades hidroeléctricas, o entre la máquinas de mayor Costo Variable de Despacho en cada hora, en caso de que no existiere capacidad suficiente en máquinas hidroeléctricas.

Las reservas de cinco y veinte minutos deberá ser definida y asignada por el Organismo Coordinador entre las máquinas disponibles con capacidad para aportar potencia para esos períodos, y deberá de comunicarla en el programa semanal. Esta designación será de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores. El grado de cumplimiento de este servicio será considerado en la remuneración que se definirá para este servicio, para lo cual el Organismo Coordinador deberá desarrollar las estadísticas de lugar.

8. Programación de las restricciones de suministro. El procedimiento para realizar las restricciones programadas de suministro, una vez realizado el despacho de mínimo costo de acuerdo a las condiciones de seguridad establecidas, será el siguiente:

- El Organismo Coordinador determinará la demanda contratada por las empresas de distribución y usuarios no regulados.
- Con la información de disponibilidad y el despacho realizado, el Organismo Coordinador determinará la parte de esa demanda contratada que cuenta con generación disponible.
- Sobre la base de la previsión de demanda y los contratos de suministro con disponibilidad de generación, se determinará la demanda que implica transacciones en el mercado spot.
- Cada distribuidor y usuario no regulado será restringido en sus suministros, de manera programada, en forma proporcional a sus transacciones en el mercado spot.
- Los distribuidores deberán comunicar al Organismo Coordinador la forma en que realizarán las restricciones de suministro a nivel de usuario final, con información de horarios y sectores a ser restringidos.
- En ningún caso se podrá restringir la demanda que cuenta con un contrato de suministro y con la disponibilidad del generador.

Anexo No. 11

PROCEDIMIENTO PARA EL PRONOSTICO DE DEMANDA MÁXIMA ANUAL

El Organismo Coordinador preparará el pronóstico de demanda máxima anual del sistema y el pronóstico de demanda coincidente de los agentes siguiendo el procedimiento aquí especificado.

Cada distribuidor y usuario no regulado deberá enviar un informe al Organismo Coordinador, antes del 30 de septiembre de cada año, un estimado del consumo de energía mensual para cada uno de los meses del año siguiente, junto con un estimado de la forma de sus consumos por día típico de cada mes, con detalle horario en barra única. Tales estimados deberán estar justificados con las suposiciones asumidas y las fórmulas y datos utilizados en el cálculo, que deberán ser incluidos en el informe.

Los días típicos a considerar serán los siguientes:

- Día típico #1: Los días lunes no feriados y los días laborables siguientes a días feriados;
- Día típico #2: Los días laborables de martes a viernes;
- Día típico #3: Los días sábados no feriados;
- Día típico #4: Los días feriados y los domingos.

Con las demandas de cada distribuidor y de cada usuario no regulado, en barra única, por día típico, el Organismo Coordinador determinará la curva de demanda del sistema en barra única, agregando la demanda de todos los distribuidores y usuarios no regulados por día típico de cada mes, con detalle horario.

La demanda máxima a utilizar en el cálculo provisional de potencia firme corresponderá al máximo valor de demanda horaria del sistema del día típico laborable. Para la hora de demanda máxima anual así determinada, el Organismo Coordinador asignará a cada agente el compromiso correspondiente en los contratos de suministro de electricidad.

Anexo No. 12

PROCEDIMIENTO TRANSITORIO DE MEDICION

El Organismo Coordinador deberá aplicar el presente procedimiento para determinar las inyecciones y retiros horarios en las barras del sistema en que se realicen transferencias de energía entre agentes y hasta tanto se realice la recepción definitiva de los equipos de medida y se establezca un centro de recolección de datos.

Cada agente deberá presentar al Organismo Coordinador, en las fechas establecidas, las informaciones de sus inyecciones y/o retiros horarios para cada una de sus barras, según el formato que se establece más adelante.

Para los reportes de mediciones correspondientes a cada punto de inyección o retiro, cada agente deberá cumplir con los siguientes requerimientos, dependiendo del estatus de las instalaciones de medición:

1. Medidor con lectura horaria en el nivel de tensión y subestación correspondientes.

El reporte contendrá los valores directamente obtenidos de las lecturas horarias del medidor.

2. Medidor con lectura horaria en la subestación correspondiente, pero en un nivel de tensión inferior.

En este caso los valores de energía horaria y potencia media horaria deberán ser corregidos de la siguiente manera:

- Corrección por pérdidas de magnetización: valor fijo horario de pérdidas obtenido del ensayo de fabricación en vacío del transformador.
- Corrección por pérdidas en el cobre = $K_j * (\text{valor horario})^2$, donde K_j es el coeficiente de pérdidas en el cobre obtenido del ensayo de fabricación del transformador.

De no contar con la información de los ensayos, se deberán utilizar: un valor de pérdidas de magnetización y un coeficiente de pérdidas en el cobre, de transformadores similares en: capacidad (MVA), razón de transformación, niveles de tensión y tipo de conexión.

Cada agente propietario del o de los transformadores deberá presentar al Organismo Coordinador, antes de la primera entrega de información de inyecciones y/o retiros, la

documentación que permita determinar las pérdidas de magnetización y las pérdidas en el cobre.

3. Medidor con lectura horaria en el nivel de tensión adecuado pero instalado en otra subestación.

En este caso se deberá corregir la medida aplicando un por ciento por las pérdidas de transmisión entre el punto correcto y el punto en que se realiza la medición. Este por ciento de pérdidas deberá estar justificado en base a los parámetros de la línea o, en su defecto, en base a parámetros de líneas similares en cuanto a: tipo de conductor, sección, capacidad y nivel de tensión .

4. Medidor con lectura acumulativa en el nivel de tensión y subestación correspondiente.

- En el caso de los generadores, deberán presentar la energía horaria y potencia media horaria obtenida de la lectura horaria realizada por un operador.
- En el caso de los distribuidores deberán presentar el valor de energía correspondiente al período considerado (diario, semanal o mensual), y hacer una distribución de dicha energía en cada una de las horas del periodo, basada en los siguientes factores:
 - Las características del consumo (industrial, comercial, residencial y/o una combinación de ellos).
 - Información de la forma de los consumos por día típico (lunes o día siguiente a día feriado; día laborable de martes a viernes; sábado; domingo o día feriado).
 - Información histórica obtenida con medidores horarios en zonas similares.

5. Medidor con lectura acumulativa en subestación correspondiente, pero en un nivel de tensión inferior.

En este caso se hará lo siguiente:

- a) Primero se aplicará exactamente el mismo procedimiento descrito para el caso anterior (punto No. 4) para determinar los valores de energía horaria y de potencia media horaria.
- b) A los valores así obtenidos de energía horaria y de potencia media horaria serán corregidos en base al mismo procedimiento descrito en el punto No. 2, para determinar los factores de corrección por pérdidas de transformación.

6. Medidor con lectura acumulativa en el nivel de tensión adecuado pero en otra subestación.

En este caso se hará lo siguiente:

- a) Primero se determinarán los valores de energía horaria y de potencia media horaria siguiendo el mismo procedimiento descrito para el caso No. 4 (caso básico de medidor con lectura acumulativa).
- b) A los valores antes obtenidos de energía horaria y de potencia media horaria se les aplicará un por ciento de pérdidas de transmisión, aplicando el mismo procedimiento descrito en el punto No. 3 (caso básico de medidor instalado en otra subestación).

7. Medida de los retiros en base a dos mediciones con equipamiento de lectura horaria.

En este caso se hará lo siguiente:

- a) Las lecturas horarias deberán ser referidas a un punto del sistema de transmisión que corresponda aproximadamente al centro de gravedad de los puntos correspondientes a los consumos.
- b) A los valores antes obtenidos se les aplicará un por ciento por pérdidas de transmisión aplicando el mismo criterio establecido en el punto No. 3 (caso básico de medidor instalado en otra subestación).

8. Medida de los retiros en base a dos medidores con equipamiento de lectura acumulativa y en el nivel de tensión correspondiente.

En este caso se hará lo siguiente:

- a) Primero se determinarán los consumos horarios en base a una distribución horaria de las lecturas acumulativas de los medidores aplicando el mismo procedimiento indicado en el punto No. 4.
- b) Luego se referirán los consumos horarios antes determinados a la barra del sistema de transporte que se estime corresponda al centro de gravedad de los consumos.
- c) A los valores antes obtenidos se les aplicará un por ciento por pérdidas de transmisión aplicando el mismo criterio establecido en el punto No. 3 (caso básico de medidor instalado en otra subestación).

9. Medición de los retiros en base a un punto de medición en una porción radial del sistema de transmisión con equipamiento de lectura horaria.

En este caso se cuantificará la energía neta retirada aplicando el mismo procedimiento descrito en el punto 7.

10. Medición de los retiros en base a un punto de medición en una porción radial del sistema de transmisión con equipamientos de lectura acumulativa.

En este caso se cuantificará la energía neta retirada aplicando el mismo procedimiento descrito en el punto 8.

11. Puntos de intercambio entre distribuidoras

Las empresas distribuidoras deberán informar además las mediciones horarias de los puntos de intercambio entre sus zonas de concesión y a través del sistema de transmisión.

En aquellos casos en que se detecten errores de medición y se identifique exactamente el equipo con problemas, el Organismo Coordinador deberá resolver la situación apoyado en la información disponible.

Formato para reporte de mediciones al Organismo Coordinador

Cada agente deberá presentar sus reportes de mediciones al Organismo Coordinador en hojas electrónicas, con los datos reportados en base a períodos de integración de una (1) hora e identificando el punto de medición a que correspondan.

Los agentes deberán enviar sus reportes al Organismo Coordinador por correo electrónico o de manera personal en medios magnéticos (diskettes); correspondientemente el Organismo Coordinador emitirá un acuse de recibo que será enviado vía fax o entregado de manera personal.

ANEXO No. 13

ESPECIFICACIONES FORMULARIO ADMINISTRACIÓN CONTRATOS

El Formulario de Administración de Contratos será el documento a utilizar por el Organismo Coordinador mediante para establecer las transferencias de energía y potencia de punta contratadas entre agentes.

Este formulario contendrá los requisitos mínimos para que el Organismo Coordinador pueda administrar en condiciones normales cada contrato pero en ningún caso podrá reemplazar al contrato suscrito entre las partes.

El Formulario de Administración de Contratos deberá contener las informaciones que se especifican más abajo, pero el Organismo Coordinador podría ampliar su contenido en caso de que así lo ameritase la administración de cualquier contrato:

1. Agente vendedor.
2. Agente Comprador.
3. Duración del contrato:
 - a. Desde;
 - b. Hasta.
4. Tipo de contrato:
 - a. Toda la demanda;
 - b. Por ciento de la demanda;
 - c. Potencia contratada.
5. Puntos de suministro (deberán poseer sistema de medición).
6. Potencia y energía contratada; en caso de contrato tipo potencia contratada (c), deberá indicarse la potencia horaria comprometida por punto de suministro.