



LA GACETA

DIARIO OFICIAL

Teléfonos: 2228-3791 / 2222-7344

Tiraje: 560 Ejemplares
44 Páginas

Valor C\$ 45.00
Córdobas

AÑO CXVIII

Managua, Miércoles 21 de Enero de 2015

No. 13

SUMARIO

Pág.

CASA DE GOBIERNO

Decreto N° 01-2015.....	682
Acuerdo Presidencial N° 03-2015.....	682
Acuerdo Presidencial N° 09-2015.....	682

MINISTERIO DE GOBERNACIÓN

Estatutos Asociación Misión Evangélica Cristo Viene (AMECRIV).....	682
Estatutos Fundación Ministerio Bíblico de la Gracia (FUNMIBIGRA).....	685
Nacionalizados.....	689

MINISTERIO DE FOMENTO, INDUSTRIA Y COMERCIO

Marcas de Fábrica, Comercio y Comercio.....	696
Fe de Erratas.....	698

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Resolución Ministerial N° 032-DGERR-05-2014.....	699
--	-----

INSTITUTO NACIONAL TECNOLÓGICO

Resolución	708
Aviso.....	709

INSTITUTO NICARAGÜENSE DE FOMENTO COOPERATIVO

Aviso.....	709
------------	-----

INSTITUTO NICARAGÜENSE DE TECNOLOGÍA AGROPECUARIA

Aviso.....	709
------------	-----

DIRECCIÓN GENERAL DE SERVICIOS ADUANEROS

Subasta.....	709
--------------	-----

RADIO NICARAGUA

Aviso.....	710
------------	-----

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

Aviso.....	710
------------	-----

AUTORIDAD NACIONAL DEL AGUA

Resolución Administrativa N° 167-2014.....	710
Resolución Administrativa N° 146-2014.....	712

SECCIÓN MERCANTIL

Convocatorias.....	714
--------------------	-----

UNIVERSIDADES

Universidad Nacional de Ingeniería Aviso.....	714
Títulos Profesionales.....	715

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Reg. 0471 – M. 54502 – Valor C\$ 2,375.00

RESOLUCIÓN MINISTERIAL No.032-DGERR-05-2014**APROBACIÓN DE MODIFICACIONES A LA
NORMATIVA DE OPERACIÓN****EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS,****CONSIDERANDO****I.**

Que en el Mercado Eléctrico Regional (MER), creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, coexisten los mercados nacionales centroamericanos (seis en total) y las transacciones internacionales, basándose el MER en el concepto de un “séptimo” mercado que funcione armónicamente con los mercados o los sistemas nacionales existentes. Por esta razón se hizo necesario desarrollar mecanismos de articulación entre el Mercado Regional y los mercados nacionales, o interfaces, que permitieran, en todos los ámbitos de la operación física y comercial de los sistemas, el adecuado funcionamiento del mercado regional.

II.

Que dado lo anterior, y basados en la necesidad de armonizar la normativa nacional con la reglamentación regional, incorporando los interfaces necesarios para operar en forma coordinada con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) a entrar en vigencia el 1 de abril de 2013, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) aprobó a solicitud del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), la Normativa de Operación, a través de la Resolución Ministerial No. 001-03-2013 publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 56 del 1 de abril del año 2013 y su Fe de Errata publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 108 del 12 de junio del año 2013.

III.

Que actualmente dada la dinámica del MER se requiere nuevamente armonizar la normativa regional con la nacional, en vista que los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes inician el 1 de enero del año 2015, en base a lo anterior, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) presentó a consideración del INE con carácter de urgencia las modificaciones necesarias a la Normativa de Operación, las cuales han sido presentadas a este Ministerio para su aprobación.

IV.

Que de conformidad al artículo 30 de la Ley No. 290, “Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo”, y sus reformas, el Ministerio de Energía y Minas, órgano rector y normador del sector energético y minero del país, tiene entre sus funciones y atribuciones la de *aprobar y poner en vigencia las normas técnicas de la regulación de las actividades de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico a propuesta del Ente Regulador*, el INE.

POR TANTO

En uso de las facultades conferidas por la Ley No. 290, “Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo” y sus reformas, el Ministro de Energía y Minas,

RESUELVE

PRIMERO. Se aprueba las Modificaciones a la **NORMATIVA DE OPERACIÓN** y sus Anexos Técnico y Comercial, propuesta por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

SEGUNDO. Se adicionan en el Tomo Normas Generales (TNG), en el artículo TNG 2.1.1., del **CAPÍTULO 2.1. “Definiciones”**, la definición de Oferta de Flexibilidad y en el **CAPÍTULO 2.2. “Nomenclaturas”**, las nomenclaturas CF, DF, DFPP e IVDT; dicho artículo y capítulo con las adiciones incorporadas se leerán así:

“CAPITULO 2.1: DEFINICIONES

TNG 2.1.1. Las siguientes definiciones se utilizarán de manera complementaria a los establecidos en la Ley y su Reglamento.

Agente Consumidor: Agente del Mercado que compra a nivel mayorista energía eléctrica para suministrar a un consumo. Incluye a los Distribuidores, los Grandes Consumidores y las exportaciones.

Agente del Mercado: Agente económico o Gran Consumidor que opera comercialmente en el Mercado de Nicaragua o en el Mercado Regional, y que entrega o retira energía eléctrica del Sistema Nacional de Transmisión, o de la red de distribución.

Agente Externo: Empresa autorizada a participar en el Mercado Mayorista o a desarrollar actividades eléctricas en otro país, que acuerda la venta de energía a un Agente del Mercado de Nicaragua a través de un contrato de importación, o la compra de energía de un Agente del Mercado a través de un contrato de exportación.

Agente Productor: Agente del Mercado que vende generación a nivel mayorista ya sea producción propia o de terceros que comercializa. Incluye a los Generadores, los Cogeneradores y los Autoproductores. Las importaciones se considerarán como un Agente Productor.

Arranque en Negro (o Black Start): Capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, generando de forma estable.

Banco de Gestión de Cobranza: Banco designado para cumplir las funciones de gestión de cobranza que se establece en el Tomo Comercial de la presente Normativa.

Capacidad Máxima Exportable: Determina de manera horaria los excedentes de energía que presenta un sistema (área de control) una vez que se ha cubierto la demanda Nacional cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM).

Capacidad de Transmisión: Cargabilidad de una línea de Transmisión. Puede estar determinada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída del voltaje que ocurre entre los extremos de envío y recepción, o

por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de Estabilidad de Estado Estable).

Consejo de Operación: Conjunto de representantes de los Agentes del Mercado para cada actividad de la Industria Eléctrica, cuya creación y funciones se establecen en la Ley y su Reglamento.

Contrato de exportación: Contrato en que un Agente del Mercado vende para abastecer demanda de otro país, a través los nodos de la RTR habilitados.

Contrato de importación: Contrato en que un Agente del Mercado compra generación de otro país, a través de los nodos de la RTR habilitados.

Contrato Interno: Contrato que compromete generación ubicada en Nicaragua para el consumo de una demanda ubicada en Nicaragua o para su comercialización por un Generador ubicado en Nicaragua.

Contrato PPA: Contrato en que la parte vendedora se compromete a vender a la parte compradora energía que se genere en las unidades generadoras que se identifican en el contrato y que son propiedad de la parte vendedora. Los contratos PPA preexistentes al inicio del Mercado serán administrados por el CNDC como Contratos de Generación, salvo que las partes acuerden convertirlo en un Contrato de Suministro.

Contrato de Suministro: Contrato mediante el cual un Agente Consumidor acuerda con un Agente Productor las condiciones futuras de compra y venta de energía y/o potencia.

Contrato de Generación: Contrato mediante el cual un Agente Productor (la parte compradora) acuerda con otro Agente Productor (la parte vendedora) la compra de potencia disponible y/o energía generada asociada, para su comercialización, o contrato PPA preexistentes en que ambas partes son agentes del Mercado.

Costo de Racionamiento: Costo que se asigna al racionamiento forzado, programado o imprevisto.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM): Conjunto de parámetros técnicos a mantener en la operación del SIN para garantizar un nivel de desempeño mínimo en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional asociado a la continuidad y confiabilidad, en condición normal y en condición de emergencia. Dichos parámetros surgen de estudios técnicos y económicos que los avalan y de acuerdos regionales sobre la calidad a compartir entre países interconectados.

Criterio de seguridad en el abastecimiento: Criterio que debe emplear el CNDC para la autorización de mantenimientos, para que la indisponibilidad prevista con los mantenimientos programados garantice el abastecimiento de la demanda con calidad con una determinada probabilidad.

Demanda Flexible: Demanda de un Agente Consumidor que se oferta como voluntariamente dispuesta a reducir la energía que retira de la red en función del precio de la energía en el Mercado de Ocasión.

Demanda Máxima de Generación: Dentro de un período dado, es el requerimiento promedio de capacidad de generación para cubrir la demanda del SIN en el correspondiente período con el nivel de reserva rodante establecido por los CCSDM, para la condición de operación vigente en el período.

Despacho Económico: Administración de los recursos de generación ofertados y de la capacidad de transmisión e interconexiones internacionales disponible para realizar el cubrimiento de los requerimientos de demanda de energía eléctrica local y en interconexiones internacionales, minimizando el costo de abastecimiento asociado dentro de las prioridades que definen los CCSDM.

Desvío de Control: Es la diferencia entre la medición Oficial calculada en el nodo Frontera de una pareja de países y el intercambio programado en el mismo nodo.

Energía de emergencia: Energía no programada que retira el sistema de un país en una interconexión internacional ante una contingencia imprevista.

Energía no despachable: Energía proveniente de un generador no despachable.

Estatismo: Porcentaje de cambio en la frecuencia ($Df=60$ Hz corresponde a 100%) requerido para que el gobernador responda con un cambio de potencia igual a uno (1) por unidad (P.U.).

Falla: Modificación accidental o inesperada de un elemento eléctrico del sistema (por ejemplo generador, línea de transmisión o interruptor), que trae como consecuencia un comportamiento no deseado respecto a los CCSDM.

Generación Eólica: Producción de electricidad por medio de la utilización de la energía del viento.

Generación Hidroeléctrica a filo de agua: Producción de electricidad por medio de utilización de la Energía hidráulica sin embalse que permita el almacenamiento o regulación estacional de caudales.

Generación Obligada: Para una hora, energía obligada a generar para cubrir una demanda debido a restricciones técnico operativas que se definen en esta Normativa, a pesar de existir generación disponible ofertada más económica.

Grupo Generador a Despachar: Conjunto de una o más unidades generadoras ubicadas en una misma planta de un Generador que son consideradas como un único grupo productor a los efectos del despacho y las transacciones en el Mercado de Ocasión, de acuerdo a lo establecido en la presente Normativa.

Generador Despachable: Es la unidad generadora que tiene la capacidad de mantener, incrementar o disminuir la potencia de inyección al sistema eléctrico y estar fuera de servicio o en servicio según sea requerido por el operador del sistema

Generador no despachable: Generador que no cuenta con la característica de despachable, por ejemplo: plantas hidráulicas a filo de agua, generación eólica, etc.

Exportación de ocasión: Operación de exportación de

oportunidad que se realiza en el Mercado de Ocasión.

Importación de ocasión: Operación de importación de oportunidad que se realiza en el Mercado de Ocasión.

Máxima potencia contratable: Máxima potencia que un agente Productor puede vender en el Mercado de Contratos.

Mantenimiento de Emergencia: Todo trabajo en que a causa de una situación inesperada el equipo de un Agente no pueda continuar en servicio sin que sufra un daño mayor, o que involucre peligro a personas o a bienes, tanto propios como a terceros.

Mantenimiento Mayor: Todo trabajo programado de mantenimiento correctivo o preventivo en el cual un equipo de un Agente esté indisponible por un periodo mayor que 15 días.

Mantenimiento Menor: Todo trabajo programado de mantenimiento correctivo o preventivo en el cual un equipo de un Agente esté indisponible por un periodo menor que 15 días.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Mercado Mayorista: Conjunto de operaciones que se realizan en el Mercado de Ocasión y Mercado de Contratos del mercado eléctrico de Nicaragua.

Obligación de Garantía de Suministro: Compromiso de cada agente Consumidor a contar con potencia para respaldar su suministro de acuerdo a los criterios que establece el Reglamento y los procedimientos que define esta Normativa.

Oferta de Flexibilidad: Oferta de inyección asociada a la parte vendedora de los CF, que se deberá de entender como una oferta de inyección de oportunidad y deberá de presentarse en el nodo de inyección asociado a los CF.

Ofertas de Inyección de Energía: Es la intención de llevar a cabo una transacción que involucre inyección de energía de otro Mercado a la red Nacional. Esta inyección de energía se considera como un generador virtual ubicado en el punto de inyección.

Ofertas de Retiro de Energía: Es la intención de llevar a cabo una transacción que involucre retiro de energía de otro Mercado desde la red Nacional. Este retiro de energía se considera como una demanda virtual ubicada en el punto de retiro.

Operador del Sistema y administrador del Mercado: Es el organismo de un país, responsable de coordinar los intercambios en los nodos de la RTR habilitados y las operaciones de importación y exportación. En el caso del Mercado Eléctrico de Nicaragua, dicho organismo se refiere al CNDC.

Operación en Emergencia: Condición del SIN cuando opera fuera de los parámetros correspondientes a los CCSDM normal, y en que el CNDC está autorizado a operar con los CCSDM para emergencias.

Operación Normal: Condición del SIN cuando se cumplen todos los parámetros correspondientes a los CCSDM normal.

Pago máximo de Transmisión Regional: Es el monto máximo en \$/MWh que está dispuesto a pagar el Agente que en la parte contractual asume el cargo de transmisión.

Período Anual: Periodo de tiempo que comprende un año calendario, comenzando un minuto antes de la hora 00:01 (hora oficial de la República de Nicaragua) de cada día primero del mes de enero de un año calendario y terminando un minuto después de la hora 23:59 (hora oficial de la República de Nicaragua) de cada treinta y uno de diciembre subsiguiente de ese mismo año calendario.

Período Estacional: Cada periodo semestral en que se divide el año. Existen dos periodos estacionales: Verano (desde diciembre a mayo), que se caracteriza por ser el periodo sin lluvias significativas, e Invierno (desde junio a noviembre) que se caracteriza por ser el periodo de mayores lluvias.

Porteo: Actividad de importación - exportación de energía coordinada por el CNDC a través del SNT y la RTR para satisfacer transacciones entre dos países.

Potencia Disponible: Potencia que una unidad generadora puede entregar al sistema, teniendo en cuenta la potencia instalada, restricciones de la unidad y/o central y los consumos internos propios. En el caso de un Autoproducer o Cogenerador, es la potencia que oferta al Mercado.

Potencia Efectiva: Máxima capacidad de generación de un Grupo Generador a Despachar (GGD), dada por su potencia de chapa salvo restricciones permanentes que limiten su máxima potencia generable por debajo de dicho valor en cuyo caso está dado por la potencia correspondiente a dicha limitación.

Potencia Máxima Operativa: Máxima potencia que un Grupo Generador a Despachar (GGD) podría entregar al sistema en un plazo máximo, definido como requerimiento para la reserva rodante en el correspondiente Anexo Técnico, de requerir el CNDC máxima generación. Se calcula teniendo en cuenta la potencia disponible, y las restricciones operativas y de transmisión que pueden limitar dicha entrega.

Precio Nodal: Es el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía en dicho nodo.

Programación Anual: Programación indicativa de la operación y precios, para cada Período Anual.

Programación Semanal: Programación de una semana, para administrar el uso previsto del agua y mantenimientos menores, así como previsiones de Arranque y Parada de unidades térmicas.

Racionamiento Forzado: Condición en que, dada la oferta disponible, no es posible abastecer toda demanda restante luego del retiro voluntario de la demanda flexible, y es necesario aplicar reducciones forzadas para mantener al sistema dentro de los Criterios de Calidad y Seguridad en emergencias.

Reducción voluntaria de demanda: Corresponde a la oferta de Demanda Flexible que es aceptada por el despacho dado el

precio en el Mercado de Ocasión y que, en consecuencia, reduce su retiro de energía de la red.

Regulación de frecuencia bajo AGC: Regulación automática que compensa el Error de Control de Área. Se realiza desde el CNDC a través de un Control Automático de Generación.

Regulación Primaria de Frecuencia: Regulación automática rápida que se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permite modificar en forma automática la generación de la unidad. Su objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo ante las variaciones normales en la oferta y la demanda.

Reserva Rodante: Reserva rotando en caliente requerida para mantener la operatividad y confiabilidad del SIN dentro de los CCSDM, cuyo objeto es mantener en tiempo real el equilibrio entre generación y consumo y al mismo tiempo las interconexiones internacionales en los intercambios programados.

Servicios Auxiliares: Servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, dentro de los CCSDM.

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional: Es el Sistema Nacional de Transmisión más el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a la definición que establece la Ley para estos dos Sistemas, cuya operación coordina el CNDC. No incluye a los sistemas aislados. En lo que hace a la presente Normativa, toda referencia al SIN se entiende que abarca al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países miembros del MER.

CAPITULO 2.2: NOMENCLATURAS

AGC = Control Automático de Generación.

AM = Agente del Mercado.

BGC = Banco de Gestión de Cobranza.

CF = Contrato Firme.

CNDC = Centro Nacional de Despacho de Carga.

CCSDM = Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo

CVT = Cargo Variable de Transmisión.

CRIE = Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

DF = Derecho Firme.

DFPP = Derecho Financiero Punto a Punto.

ENATREL = Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.

ENEL = Empresa Nicaragüense de Electricidad.

EPR = Empresa Propietaria de la Red.

EOR = Ente Operador Regional.

GGD = Grupo Generador a Despachar.

INE = Instituto Nicaragüense de Energía.

IVDT = Ingresos por Venta^d de Derechos de Transmisión

MOR = Mercado de Ocasión Regional.

MC = Mercado de Contratos.

MEM = Ministerio de Energía y Minas.

MER = Mercado Eléctrico Regional.

OS&M = Operador del Sistema y administrador del Mercado de un país.

OS/OM = Operador del Sistema/Operador del Mercado.

RMER = Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

RTU = Unidad Terminal Remota.

SEN = Sistema Eléctrico Nacional.

SER = Sistema Eléctrico Regional.

SNT = Sistema Nacional de Transmisión.

SIN = Sistema Interconectado Nacional.

TNG = Tomo Normas Generales.

TOC = Tomo Normas de Operación Comercial.

TOT = Tomo Normas de Operación Técnica.

RTR = Red de Transmisión Regional.

SIMEC = Sistema de Medición Comercial.

SIMECR = Sistema de Medición Comercial Regional.

SIEPAC = Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central."

TERCERO. Se adicionan en el Tomo Normas de Operación Técnica (TOT), en el CAPÍTULO 3.2 "RESPONSABILIDADES", el artículo TOT 3.2.5.; y en el CAPÍTULO 3.7. "CONDICIÓN DE EMERGENCIA", el artículo TOT 3.7.3.; dichos artículos se leerán así:

"TOT 3.2.5. Para garantizar el cumplimiento a los CCSDM Regionales y Nacionales el CNDC podrá suspender los compromisos de exportaciones de energía adquiridos mediante los contratos regionales vigentes, conforme las aprobaciones del INE indicadas en dichos contratos.

TOT 3.7.3. Durante un condición de emergencia en el SIN podrán ser suspendidos los compromisos de exportación e importación de energía adquiridos mediante los contratos regionales

vigentes, conforme las aprobaciones del INE indicadas en dichos contratos”.

CUARTO. Se modifican en el Tomo Normas de Operación Técnica (TOT), en el CAPÍTULO 3.2 “RESPONSABILIDADES”, el artículo TOT 3.2.3.; y en el CAPÍTULO 7.1. “OBJETO”, el literal a) del artículo 7.2.7.; dichos artículos se leerán así:

“TOT 3.2.3. El CNDC supervisará el mantenimiento de los CCSDM en el Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo a los parámetros que se definen en esta Normativa, sus Anexos Técnicos y en el RMER, así como el riesgo que introducen los equipamientos y maniobras de los Agentes.

TOT 7.2.7. Ante una condición de racionamiento forzado previsto, el CNDC debe realizar el despacho diario administrando el déficit de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

- a) Retiro de exportaciones de oportunidad y de contratos regionales.
- b) Retiro de demanda flexible
- c) Reducción de los márgenes de reserva en los Servicios Auxiliares a los límites definidos para condición de emergencia.
- d) Aplicación de racionamiento forzado al suministro, dando prioridad de abastecimiento a la demanda con respaldo en el Mercado de Contratos en la medida que el agente Productor contratado cumpla su compromiso de entrega con generación propia.”

QUINTO. Se modifican en el Tomo Normas de Operación Comercial (TOC), en el CAPÍTULO 4.1. “OBJETO”, el artículo TOC 4.1.1.; en el CAPÍTULO 4.2. “CARACTERÍSTICAS GENERALES”, el artículo TOC 4.2.3., y el literal c) del artículo TOC 4.2.6.; en el CAPÍTULO 4.3. “TIPOS DE CONTRATOS”, el primer párrafo del artículo TOC 4.3.1.; en el CAPÍTULO 4.6. “INTERACCIÓN CON EL MERCADO DE OCASIÓN”, los artículos TOC 4.6.1., y TOC 4.6.4.; en el CAPÍTULO 11.2. “CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN”, el artículo TOC 11.2.2.; en el CAPÍTULO 11.4. “DESVÍOS EN LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES”, el artículo TOC 11.4.2.; en el CAPÍTULO 12.2. “SISTEMAS DE MEDICIÓN COMERCIAL”, el artículo TOC 12.2.5.; y, en el CAPÍTULO 12.11. “LIQUIDACIÓN DEL MER”, el literal b) del artículo TOC 12.11.2.; dichos artículos se leerán así: “TOC 4.1.1. En las presentes reglas para el Mercado de Contratos se establecen los tipos de contratos a operar en el Mercado Mayorista de Nicaragua, sus características y restricciones.

TOC 4.2.3. Cada Agente Consumidor podrá acordar contratos con Agentes Productores ubicados en Nicaragua, que se consideran contratos internos, y/o contratos de importación con empresas ubicadas en otro país, y/o en los casos que habilita la presente Normativa exportar parcial o totalmente energía y/o potencia de contratos en que es la parte compradora, de acuerdo a lo indicado en el RMER.

TOC 4.2.6. Cada Agente Productor podrá acordar:

- a) La compra por contratos de la energía y/o potencia de las máquinas de propiedad de otro Agente Productor;

- b) La venta de energía y/o potencia por contratos internos a un Agente Consumidor;
- c) La venta y compra de energía y/o potencia por contratos de exportación e importación respectivamente a un Agente Externo.

TOC 4.3.1. En el Mercado de Contratos del MEMN se diferencian dos tipos de contratos de acuerdo a las partes involucradas:

- a) Contratos de Suministro, que acuerdan la compra/venta de energía y/o potencia entre un Agente Productor y uno o más Agentes Consumidores.
- b) Contratos de Generación, que acuerdan la compra/venta de energía generada y potencia disponible entre un Agente Productor y otro Agente Productor, o entre un agente Consumidor (comprador) y un Agente Productor (vendedor).

TOC 4.6.1. En la administración del Mercado de Ocasión, el CNDC deberá respetar los contratos de acuerdo a los procedimientos que establece esta Normativa, aplicando un tratamiento no discriminatorio entre contratos internos y contratos no firmes de importación o de exportación.

TOC 4.6.4. Un contrato de exportación se administrará como una obligación para la parte compradora de retirar en el (los) nodo(s) de la RTR acordado(s) el compromiso contratado, pudiendo resultar de acuerdo al despacho que la parte local vendedora cubra este compromiso mediante compras en el Mercado de Ocasión.

TOC 11.2.2. El CNDC debe asignar los cargos o créditos que surjan dentro del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua como resultado de un contrato de importación o exportación a la parte local de dicho contrato, de acuerdo a lo indicado en el RMER.

TOC 11.4.2. La conciliación y remuneración de las transacciones por Desviaciones en Tiempo Real se realizara de acuerdo al RMER.

TOC 12.2.5. Para el caso de los Sistemas de Mediciones Comerciales Regionales (SIMECR), se deberá de cumplir con lo indicado en el RMER, o lo que autorice transitoriamente la CRIE.

TOC 12.11.2. Para el caso del MER, el EOR suministrará a los OS/OM los Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER) según lo indicado en el RMER. En caso de que el EOR no asigne cargos directamente a los agentes, será el CNDC el que internalice por cada agente los siguientes:

- a) Desvíos, proporcionalmente a sus extracciones e inyecciones.
- b) CVT e IVDT correspondiente a ENATREL, proporcionalmente a la demanda nacional.
- c) Enlace por comunicaciones del EOR, proporcionalmente a sus extracciones e inyecciones.”

SEXTO. Se adicionan en el Tomo Normas de Operación Comercial (TOC), en el CAPÍTULO 11.4. “DESVÍOS EN LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES”, los artículos TOC 11.4.3., TOC 11.4.4., y TOC 11.4.5; y, en el CAPÍTULO 12.11. “LIQUIDACIÓN DEL MER”, el literal i) al artículo TOC 12.11.1.; dichos artículos se leerán así:

“TOC 11.4.3. Los créditos o débitos que resulten de la remuneración de desvíos a nivel interno, serán internalizados en forma proporcional entre los Agentes locales que resulten inyectando o extrayendo energía.

TOC 11.4.4. Cuando por autorización de la CRIE la conciliación de las desviaciones considere los nodos de la RTR más allá de los nodos de enlace entre áreas de control, los créditos y débitos de las desviaciones se internalizarán entre los Agentes locales de forma nodal según corresponda.

TOC 11.4.5. Si la autoridad reguladora local o regional autorizan sanciones por desvíos en los nodos de la RTR, el CNDC identificará a los Agentes responsables para internalizar la sanción correspondiente.

TOC 12.11.1. Para la Liquidación de las transacciones en el MER se consideran los siguientes componentes:

a) Transacciones Programadas de energía las cuales pueden ser:

- Transacciones de Contratos (Firmes y No Firmes Físicos Flexibles).*
- Transacciones de Oportunidad Programadas.*

b) Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.

c) Cargos Regionales de Transmisión (CVT y CURTR).

d) Cargo Complementario de la Línea SIEPAC.

e) Cargo por Servicio de Operación del Sistema.

f) Cargo por Servicio de Regulación del MER.

g) Renta de Congestión.

h) Cargo Por Enlace Dedicado de Comunicación

i) Conciliación de Derechos Firmes.”

SÉPTIMO. Se modifican en los ANEXOS TÉCNICOS, el ANEXO TÉCNICO: OPERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS Y EMERGENCIAS, en el numeral II “CONDICIÓN DE EMERGENCIA”, el numeral 3; y, el ANEXO TÉCNICO: OPTIMIZACIÓN Y PROGRAMACIÓN, en el epígrafe IV. “MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO”, en el numeral IV.2. “REQUISITOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS”, el literal e) del numeral 5; los anexos con las modificaciones incorporadas se leerán así:

“ANEXO TÉCNICO: OPERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS Y EMERGENCIAS

II. CONDICIÓN DE EMERGENCIA.

1. Al entrar en Condición de Emergencia, todos los Agentes permanecen listos para seguir las instrucciones del CNDC.

2. El CNDC tomará el control de todos los equipos de comunicación y de operación que sean necesarios para hacer frente a la Contingencia.

3. El CNDC deberá restablecer la seguridad del sistema de transmisión utilizando los recursos de los Agentes que estén a su disposición en ese momento, pudiendo para ello apartarse de los programas de generación (incluidas las importaciones) y demanda (incluidas las exportaciones) resultantes del despacho económico vigente antes de la contingencia. Al restablecerse las condiciones mínimas de seguridad del sistema, las transacciones

regionales acordadas mediante contratos deberán ser evaluadas por el CNDC conforme procedimientos establecidos en el RMER. para ser reanudados parcial o totalmente en coordinación con el EOR.

4. Cada Generador debe informar inmediatamente al CNDC cada Unidad Generadora que salga de operación y de sincronismo durante la Contingencia y además quede en condición de indisponibilidad. El CNDC tendrá en cuenta esta información al tomar las medidas necesarias para restablecer el Sistema.

5. Las Unidades Generadoras que durante la Contingencia quedan disponibles para el Sistema y están asignadas para prestar el servicio auxiliar de arranque en negro, deben iniciar de inmediato y de forma autónoma las operaciones necesarias para poder sincronizar dichas Unidades al Sistema y deben informar al CNDC el momento en que se encuentran listos para sincronizar. En caso de fallas en el arranque en negro asignado, se deberá comunicar al CNDC. El CNDC es el responsable de tomar la decisión del momento en que se podrá sincronizar al Sistema y le informará la Potencia que deberá generar al entrar.

6. Las Unidades Generadoras que durante la Contingencia continúen sincronizadas pero en islas, deben informar de inmediato al CNDC para que éste tome las medidas necesarias en el proceso de restablecimiento del Sistema.

7. El personal de Subestaciones donde no existe supervisión SCADA, de sus equipos de control y protección, debe informar al CNDC por los medios disponibles los equipos que hayan operado durante la Contingencia. Luego, deberán esperar las instrucciones del CNDC para la normalización y conexión a la red.

8. Si el CNDC considera que una maniobra requerida por un Agente no es correcta, no autorizará dicha maniobra e informará al Agente de su decisión, la que prevalece.

9. Una Contingencia se considera terminada cuando el CNDC restablece la operación del Sistema Interconectado Nacional con los niveles establecidos de calidad y sin sobrecargas en los equipos.

10. Cuando una Unidad Generadora queda indisponible y no se puede cumplir con la Demanda en ese momento, el CNDC podrá recurrir al mercado eléctrico regional para acordar una transacción de energía de emergencia de acuerdo a su disponibilidad y condiciones que establezcan el RMER. La liquidación de esta energía de emergencia será distribuida entre todos los Agentes que realicen extracciones.

11. Restablecida la operación del SIN y después de ocurrido de una contingencia, todos los Agentes afectados deberán suministrar por medio digital, las operaciones de los equipos de protecciones que actuaron dentro de sus instalaciones y equipos.

ANEXO TÉCNICO: OPTIMIZACIÓN Y PROGRAMACIÓN

IV. MODELOS DE DESPACHO ECONÓMICO

IV.2. REQUISITOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS.

1. El CNDC realizará la programación semanal, el predespacho

y el redespacho diario mediante modelos de despacho económico.

2. El modelo para la programación semanal deberá minimizar el costo variable de operación de la semana.

3. El modelo de despacho diario asignará el despacho de las unidades generadoras conforme orden creciente de costos variables de operación, incluyendo los escalones de Racionamiento, dando prioridad a los CCSDM teniendo en cuenta restricciones y la optimización del Arranque y Parada de unidades. El objetivo es minimizar el costo total de la operación del sistema, suma del costo variable térmico más el costo de la energía asignada a las Unidades Racionamiento.

4. El modelo deberá asignar el uso de los recursos de generación para cubrir el abastecimiento de la demanda teniendo en cuenta las características y topología de la red eléctrica tales como las pérdidas y las restricciones de transmisión, los, CCSDM las restricciones operativas de las Unidades Generadoras y la optimización del Arranque y Parada ("unit commitment").

5. La función objetivo a minimizar es el costo variable de operación total del periodo, dentro de las restricciones vigentes. Dicho costo se calculará teniendo en cuenta:

- a) El costo de generación térmica, dado por el consumo de combustibles (por arranque y parada, por mantener en caliente y por generar), y los costos variables de operación y mantenimiento.
- b) El costo de la generación hidroeléctrica a través del Valor del Agua de las plantas hidroeléctricas.
- c) Los costos de racionamiento forzado a través de los escalones de Racionamiento.
- d) El costo de la generación de Autoprodutores y Cogeneradores, teniendo en cuenta los precios de compra.
- e) Los costos de importación y exportación de ocasión, teniendo en cuenta el precio ofertado.

6. Se modelará la red de transmisión con el nivel de detalle necesario para representar las pérdidas y las restricciones que afectan el despacho y la operación del sistema.

7. El modelo permitirá considerar restricciones de generación obligada.

8. El modelo mantendrá los flujos en las líneas dentro de los límites establecidos, que se le ingresarán como dato, e identificará las condiciones de saturación de la red.

9. El modelo determinará el "unit commitment" de los GGD."

OCTAVO. Se modifican en los ANEXOS COMERCIALES, el ANEXO COMERCIAL: INFORMACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO, en el epígrafe VI. "PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL", en el numeral VI.1. "AGENTE PRODUCTOR", los literales c) y d); el ANEXO COMERCIAL: COORDINACIÓN DE CONTRATOS, en el epígrafe III. "DURACIÓN DE CONTRATOS", el numeral 3.4., y se elimina el numeral 3.5., en el epígrafe IV. "PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN Y MODIFICACIONES", se elimina el numeral 4.6., por lo cual se corre la numeración; en el epígrafe VI. "ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN", los numerales 6.3., y 6.4.; el ANEXO COMERCIAL:

ADMINISTRACIÓN DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES, en el epígrafe III. "PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA", en el numeral III.3. "CRITERIOS PARA SUSPENDER TRANSACCIONES DEL MER", en el numeral III.5. "CONTRATOS MER", el numeral 5.1. "Mercado de Contrato Regional", el literal f); los anexos con las modificaciones incorporadas se leerán así:

"ANEXO COMERCIAL: INFORMACIÓN COMERCIAL DEL MERCADO"

VI. PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL.

VI.1. AGENTE PRODUCTOR.

a) Para unidades generadoras térmicas que no estén comprometidas en contratos preexistentes, ya sea bajo la modalidad PPA o contratos de generación de haberse convertido en contratos del Mercado, los datos para costos variables. Estos datos se deben ajustar a lo que establece el Anexo Comercial: "Costos Variables y Costos de arranque térmicos".

- a.1.) Costo variable de operación y mantenimiento
- a.2.) Precios de combustibles.

b. Ofertas de reserva fría, indicando:

- b.1.) Identificación del GGD
- b.2.) Capacidad máxima de generación ofertada;
- b.3.) Tiempo máximo comprometido para arranque, sincronismo y alcanzar plena carga;
- b.4.) Precio requerido expresado en unidad monetaria por MW día en reserva fría disponible.

c) Inyecciones previstas por contratos firmes en el MER.

d) Retiros previstos por contratos firmes en el MER.

e) Para unidades eólicas, debe de proporcionar la previsión y factores de carga

ANEXO COMERCIAL: COORDINACIÓN DE CONTRATOS

III. DURACIÓN DE CONTRATOS.

3.1 Los contratos se clasificarán por su duración en largo, mediano y corto plazo.

3.2. Se considera contrato de largo plazo al que tiene una vigencia desde su fecha inicial a final no menor que 6 meses.

3.3. Se considera contrato de mediano plazo al que tiene una vigencia desde su fecha inicial a final mayor o igual que 7 días pero menor que 6 meses.

3.4. Se considera contrato de corto plazo al que tiene una vigencia desde su inicio a finalización menor que 7 días.

I. IV. PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN Y MODIFICACIONES.

4.1. Los plazos para el suministro de la información de contratos al CNDC están relacionados con su uso por el CNDC, tanto en sus funciones técnicas y operativas del sistema como en sus

funciones de administración del Mercado. Esto lleva a que es necesario que la información se suministre con la anticipación necesaria para cumplir adecuadamente sus funciones.

4.2. La información para la administración de un contrato de largo plazo deberá ser suministrada al CNDC con una anticipación no menor que 30 días al inicio de su entrada en vigencia. Toda modificación deberá ser informada por el Agente con no menos de una semana de anticipación de su entrada en vigencia junto con los datos para la Programación Semanal. En este caso, el Agente deberá informar las modificaciones que resultan para todo el periodo restante de vigencia.

4.3. La información para la administración de un contrato de mediano plazo deberá ser suministrada por el Agente al CNDC con junto con los datos para la Programación Semanal. Si su duración es mayor que una semana el Agente deberá suministrar la información para la administración del contrato para todo su periodo de vigencia, pero la información para las semanas subsiguientes podrá ser modificada junto con los datos de las siguientes Programaciones Semanales. El contrato no podrá ser modificado durante el transcurso de una semana (o sea no se puede modificar lo informado para la Programación Semanal) salvo para informar su finalización anticipada.

4.4. La información para la administración de un contrato de corto plazo programado deberá ser suministrada por el agente junto con los datos para el predespacho del día hábil anterior a su entrada en vigencia. Si su duración es mayor que un día deberá informar el contrato para todo su periodo de vigencia, pero la información para los días subsiguientes podrá ser modificada junto con los datos de los siguientes predespachos de días hábiles.

4.5. La información para la administración de un contrato de corto plazo programado no podrá ser modificada durante el transcurso de un día (o sea no se puede modificar lo informado para el predespacho) salvo para informar su finalización anticipada.

4.6. La finalización anticipada de un contrato deberá ser informada con una anticipación no menor que: un día para los contratos de mediano plazo y no menor que 4 horas para los contratos de corto plazo.

II. VI. ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN.

6.1. El agente local informará los datos del contrato (cantidades, plazos y precios) al CNDC dentro de los plazos indicados en este Anexo y el RMER.

6.2. Si en alguna hora durante la operación real el contrato no se cumple como el intercambio físico programado en los nodos de la RTR, para la administración del Mercado Mayorista de Nicaragua se considerará para esa hora como valor programado del contrato el indicado en el RMER.

6.3. Si de los datos informados para transacciones internacionales por contratos resultaría un intercambio en los nodos de la RTR mayor que el máximo admisible (por restricciones técnicas y/o CCSDM), el intercambio de los contratos no firmes de importación o exportación, según corresponda, que producirían esa congestión en los nodos de la RTR se limitarán para no

superar esa restricción de acuerdo a la siguiente metodología.

a) El CNDC ordenará los contratos no firmes de importación o exportación involucrados por duración creciente (primeros los de corto plazo, luego los de mediano plazo y por último los de largo plazo).

b) El CNDC irá eliminando sucesivamente la importación o exportación no firme contratada hasta que el intercambio total resultante en la interconexión internacional no supere el máximo admisible.

6.4. El CNDC informará a los agentes de la condición de congestión en la interconexión internacional, y a los agentes afectados la exportación o importación no firme contratada que no podrá ser realizada suministrando la información de los restantes contratos (cantidades y duración) que avalan la reducción que se debió realizar a los contratos de importación o exportación en la interconexión internacional.

ANEXO COMERCIAL: ADMINISTRACION DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

III. PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA.

III.3. CRITERIOS PARA SUSPENDER TRANSACCIONES DEL MER.

1. Son causas de suspensión de programas de venta de Energía por violación de los CCSDM conforme la Normativa de Operación vigente y el MER:

- Falta de Reserva Fria.
- Falta de Reserva Rodante.
- Restricciones en los equipos del Sistema Nacional de Transmisión.
- Restricciones de Capacidad efectiva en las Unidades Generadoras.
- Pérdidas de Generación

2. Son causas de suspensión de programas de venta de energía requerida de un Contrato Firme debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de los CCSDM regionales y nacionales.

III.5. CONTRATO MER.

5.1 Mercado de Contratos Regional:

1. Tipos de contratos disponibles en el MER, conforme lo establece el RMER:

a) Contrato Firme: con derechos de transmisión.

b) Contrato No Firme Financiero: Contrato No Firme sin ofertas asociadas.

c) Contrato No Firme Físico Flexible: Contrato No Firme con ofertas de flexibilidad y adicionalmente podrá tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT

Los Agentes que sean parte de un contrato regional deberán suministrar al CNDC, la siguiente información, según la

Normativa de Operación y el RMER:

- a) Utilizar los formatos que el CNDC ha destinado para tal fin.
- b) Identificación del Agente comprador y Agente vendedor que suministra la información.
- c) Tipo de contrato.
- d) Nodos de inyección y retiro en la RTR.
- e) Para cada periodo de mercado, la energía declarada del compromiso contractual en los nodos de compra y venta.
- f) Para los CF, la energía requerida por el Agente comprador en el caso de que sean de importación, así como las ofertas de flexibilidad de inyección al MOR del Agente vendedor en el caso de que sean de exportación. La oferta de flexibilidad de inyección será como mínimo igual a la energía informada por el agente vendedor del contrato.
- g) Para los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, las ofertas de flexibilidad y/o de pago máximo por CVT asociadas al contrato.
- h) La parte que asumirá los cargos en el Mercado de Oportunidad Regional por la diferencia de precios nodales entre los nodos de retiro e inyección asociados al contrato.
2. El CNDC deberá hacer las validaciones correspondientes sobre la información, con el objetivo de encontrar inconsistencias en los datos enviados por los agentes nacionales, antes de ser enviados al EOR.
3. Las siguientes validaciones aplican para todas las declaraciones de contrato:
- a) Verificar la existencia de ambos Agentes (vendedor y comprador).
- b) Verificar que ambos Agentes deban tener al menos la garantía mínima conforme el RMER.
- c) Verificar de que ambos puntos de medición sean válidos (dueño, autorizado por alquiler o concesión) para los Agentes involucrados.
- d) Verificar que el tipo de contrato sea alguno de los descritos en el RMER.
- e) Verificar que el Agente esté representado por el OS/OM que envía el Archivo.
- f) Verificar que la magnitud (MW) de los 5 bloques de ofertas esté ordenado de 1 a 5 y que no se permita bloques en cero (0 MW) entre diferentes bloques. Es decir, todos los bloques de energías deben presentarse de forma consecutiva.
- g) Verificar los precios por bloque, estos deben ser Precios Crecientes para inyecciones y Precios decrecientes para retiros. Los precios pueden ser iguales.
- h) Revisar el Máximo Exportable, según el Pre despacho Nacional.

i) Revisar la Disponibilidad de sus máquinas.

j) Verificar el cumplimiento de los CCSDM en el SIN

k) Una vez que ha sido validada la oferta se realiza el correspondiente envío al EOR en los plazos establecidos en el RMER.

l) Monitorear inconsistencias en contratos publicados en la página web del EOR, en el periodo de 10:00-11:00 horas.

NOVENA. Se adicionan en los ANEXOS COMERCIALES, el ANEXO COMERCIAL: ADMINISTRACIÓN DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES, en el epígrafe III. "PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA", en el numeral 7 "Garantía de Pago al MER", el literal h) y en el numeral 8 "Liquidaciones MER", el literal i); dichos numerales con las adiciones incorporadas se leerán así:

7. GARANTÍA DE PAGO AL MER:

La existencia de las garantías de los Agentes es fundamental para un normal desarrollo del mercado. Sin éstas, el agente no puede participar en los procesos de predespacho y por tanto no participará del Mercado Eléctrico.

GESTIÓN DE GARANTÍAS:

a) Cada Agente del Mercado Regional, debe presentar a disposición del EOR una Garantía de Pago en una Institución Financiera de primera línea, para cubrir las transacciones que realizará en el Mercado Eléctrico Regional. El monto de las garantías de pago no podrá ser inferior a un valor mínimo que cubra los pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por Servicio de Regulación del MER y los cargos por servicios de transmisión regional.

b) Débitos de un Agente de Mercado en el MER: Se calculan como la sumatoria de débitos originados por los retiros (importaciones) en el Mercado de Oportunidad Regional y débitos asociados por pago de transmisión por Contratos Regionales que el agente realizó más los débitos por pagos de transacciones por desviaciones en tiempo real, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por Servicio de Regulación del MER y los cargos por servicios de transmisión regional.

c) Créditos de un Agente de Mercado en el MER: Se calculan como la sumatoria de los créditos originados por inyecciones (exportaciones) en el mercado de Oportunidad Regional y créditos por pago de transmisión por Contratos Regionales que el Agente realizó, más los créditos originados por cargos variables de Transmisión.

d) Disponibilidad Diaria de Garantía de un Agente de Mercado en el MER: La disponibilidad de Garantía para un día específico de un Agente de Mercado en el MER, corresponde al valor de Garantía de Pago, más los créditos, menos los débitos de un Agente del MER a la fecha corriente.

e) La garantía podrá ejecutarse (total o parcialmente) ante falta de pago en los plazos establecidos.

f) Si en el cálculo de la Disponibilidad Diaria de un Agente de Mercado en el MER, se obtiene un valor de uso mayor que el 80 %, el Agente quedará Inhabilitado para realizar transacciones en el MER

g) El Margen establecido del 5%, corresponde a una reserva monetaria para el pago de otros cargos no incluidos en la Disponibilidad Diaria (Fallas de Importación o Exportación, Cargos administrativos).

h) Los adjudicatarios de los DT deberán de constituir las garantías correspondientes según lo indicado en el RMER.

8. LIQUIDACIONES MER:

Las remuneraciones y/o cargos que se originen por importaciones-exportaciones se asignarán a los Agentes Nicaragüenses en conformidad con lo indicado en la Normativa de Operación Nacional. La Liquidación de las transacciones se basa en el procedimiento del RMER.

Para la Liquidación de las transacciones en el MER se consideran los siguientes componentes:

a. Transacciones Programadas de energía las cuales pueden ser:

- Transacciones de Contratos (Firmes y No Firmes Físicos Flexibles).
- Transacciones de Oportunidad Programadas.

b. Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.

c. Cargos Regionales de Transmisión (CVT y CURTR).

d. Cargo Complementario de la Línea SIEPAC

e. Cargo por Servicio de Operación del Sistema.

f. Cargo por Servicio de Regulación del MER.

g. Renta de Congestión.

h. Cargo Por Enlace Dedicado de Comunicación.

i. Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT)

DÉCIMA. La presente Modificación a la Normativa de Operación, entrará en vigencia el 1 de enero de 2015, sin perjuicio de su posterior publicación en La Gaceta, Diario Oficial.

Dado en la ciudad de Managua, a los diecinueve días del mes de diciembre del año dos mil catorce. (F) **EMILIO RAPPACCIOLI**
B. Ministro

INSTITUTO NACIONAL TECNOLÓGICO

Reg. 001385 – M. 17201 – Valor C\$ 190.00

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA DE ADJUDICACIÓN N° 74-2014

Adjudicación de Licitación Pública No.21-2014
"Adquisición de Libros de Ingles para Becas Nacionales/2015"

La suscrita Directora Ejecutiva del Instituto Nacional Tecnológico (INATEC), Licenciada Loida Barreda Rodríguez, en uso de las facultades que le confiere la Ley 290 "Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo"; Reglamento de la Ley 290, (Decreto 71-98 del 30 de Octubre de 1998); Ley No. 737 "Ley de Contrataciones Administrativa del Sector Público" y su Reglamento General, (Decreto 75-2010 del 09 de noviembre del año 2011).

CONSIDERANDO:

I

Que el Comité de Evaluación constituido mediante Resolución No. 70-2014, del día Dieciocho del mes de Noviembre del Año Dos Mil Catorce., para calificar y evaluar las ofertas presentadas en el procedimientos de licitación en referencia, de conformidad a lo dispuesto en el artículo No.43 al No. 47 de la Ley No. 737 y artículos Nos. 112 al 116 del Reglamento General, ha establecido sus recomendaciones para la adjudicación del mismo mediante Acta No. 76-2014, "Calificación, y Evaluación y Recomendación de Ofertas", con fecha Ocho de Enero del Dos Mil Quince, que fue recibida por esta Autoridad.

II

Que esta Autoridad está plenamente de acuerdo con dicha Recomendación ya que considera que la Oferta presentada corresponde efectivamente a la mejor oferta, y cumple en cuanto a la aplicación de los factores y valores de ponderación establecidos en el Pliego de Bases y Condiciones.

III

Que de conformidad con el Arto. 48 de la Ley No.737 y Artículo No.118 del Reglamento General, esta Autoridad debe adjudicar la Licitación en referencia, mediante Resolución motivada dentro de los tres días hábiles siguientes de haber recibidos las recomendaciones del Comité de Evaluación.

POR TANTO

En base a las facultades y consideraciones antes expuesta:

ACUERDA:

PRIMERO: Ratificar las recomendaciones emitidas por el Comité de Evaluación para el procedimiento de la Licitación Pública No. 21-2014 "Adquisición de Libros de Ingles para Becas Nacionales/2015", contenidas en Acta No. 76-2014, "Calificación, Evaluación Recomendación de Ofertas", antes relacionada.

SEGUNDA: Se adjudica Totalmente, la Licitación Pública N°. 21-2014 "Adquisición de Libros de Ingles para Becas Nacionales/2015" al oferente "OXFORD UNIVERSITY PRESS MÉXICO, S.A. de C.V.", por un monto de US\$ 661.000.00 (Seiscientos Sesenta y Un Mil Dólares Netos). Incluido impuestos. Este monto será cancelado en Moneda Nacional Córdoba (C\$), conforme al Tipo de Cambio Oficial del Banco Central de Nicaragua (BCN), del día que se realice el trámite de pago y/o Transferencia Bancaria.

TERCERA: Se delega al "Lic. Gerardo Joaquín Cortés de León" para que comparezca a la División de Adquisiciones del INATEC, en nombre de representación de "OXFORD UNIVERSITY PRESS MÉXICO, S.A. de C.V.", a suscribir el contrato correspondiente y presentar una Garantía de Cumplimiento del Contrato del 10% del valor de la Oferta. El Oferente, ó su representante legal, deberán presentarse a ésta Institución en un término no mayor a los diez días para formalizar con ésta Autoridad el Contrato respectivo.