

REF: Indica normativa específica de los Procedimientos vigentes, a que hace referencia el Decreto Supremo N°291 de 2007, aplicables al Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad a lo dispuesto en el artículo primero transitorio de la Resolución CNE N° 383 de 2017.

SANTIAGO, 21 de noviembre de 2017

RESOLUCION EXENTA N° 669

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la Ley N°20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o "la Ley", modificada por la Ley N°20.936;
- c) Lo señalado en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N°20.936 de 2016, que Establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Ley N°20.936";
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 383, de fecha 20 de julio de 2017, que Establece plazos, requisitos y condiciones para la interconexión y modificación



- relevante de instalaciones eléctricas a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N° 383";
- e) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 617, de fecha 3 de noviembre de 2017, que Complementa Resolución Exenta CNE N° 383, de fecha 20 de julio de 2017, incorporando nuevo artículo primero transitorio que indica, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N° 617";
 - f) Lo informado por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador", mediante Carta DE04808-17, de fecha 17 de noviembre de 2017;
 - g) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N°668, de fecha 21 de noviembre de 2017, que señala "Téngase por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales", en adelante e indistintamente "Resolución Exenta CNE N°668"; y
 - h) Lo señalado en la Resolución N°1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, con fecha 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.936, que introduce cambios en la Ley General de Servicios Eléctricos;
- b) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo decimosexto transitorio de la Ley 20.936, los procedimientos a que hace referencia el artículo 10 del Decreto Supremo N° 291 de 2007, que a la fecha de publicación de dicha ley cuentan con el informe favorable de la Comisión, seguirán vigentes en todo aquello que no contradiga la normativa eléctrica vigente y en tanto las materias contenidas en ellos no sean tratadas en las normas técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19 de la Ley o en los Procedimientos Internos del Coordinador establecidos en el artículo 72°-4, según corresponda;



- c) Que, los referidos procedimientos no tuvieron a la vista la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), sino que por el contrario fueron concebidos para cada uno de estos sistemas de manera aislada o separada;
- d) Que, en virtud de la inminente interconexión del SIC con el SING y en consistencia con lo dispuesto en el ya citado artículo decimosexto transitorio de la Ley 20.936, el artículo primero transitorio de la Resolución Exenta CNE N° 383, introducido por la Resolución Exenta CNE N° 617, dispone que mientras no se dicten las normas técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19 de la Ley, el Coordinador, para el cumplimiento de sus funciones, deberá aplicar en el Sistema Eléctrico Nacional las normas de los procedimientos a que hace referencia el artículo 10° del decreto supremo N° 291, de 2007, del SIC y SING que cuenten con informe favorable de la Comisión y que no contradigan la normativa eléctrica vigente. Para estos efectos, la Comisión deberá, mediante resolución, previa propuesta del Coordinador, indicar las normas específicas de los referidos procedimientos que deberán aplicarse, según los requerimientos y particularidades propias del Sistema Eléctrico Nacional;
- e) Que, en cumplimiento de lo señalado precedentemente y mediante Carta individualizada en el literal f) de Vistos, el Coordinador envió a esta Comisión la propuesta de normas específicas de los referidos procedimientos aplicables al Sistema Eléctrico Nacional;
- f) Que, mediante Resolución Exenta CNE N°668, se formalizó, para todos los efectos legales, la conformación del Sistema Eléctrico Nacional, en los términos establecidos en el literal b) del artículo 225° de la Ley, por la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central;
y
- g) Que, por tanto, corresponde a esta Comisión indicar las normas específicas de los procedimientos a los que se refiere el Decreto Supremo N° 291, de 2007, que cuenten con informe favorable, que deberán aplicarse al recientemente constituido Sistema Eléctrico Nacional.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: El Coordinador Eléctrico Nacional sólo podrá aplicar al Sistema Eléctrico Nacional, la siguiente normativa contenida en los Procedimientos a que hace referencia el artículo 10° del Decreto Supremo N° 291, de 2007, en tanto las materias contenidas en ellos no sean tratadas en las normas técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos:

a) Procedimientos vigentes con Informe Favorable:

1. Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses, DP – SING, Informado favorablemente mediante Resolución CNE N° 586 de 2010.

2. Contabilidad de Recaudación Cargo único Troncal, DP-SING, Informado favorablemente mediante Resolución CNE N°188 de 2011.
 3. Implementación Planes de Seguridad, DO-SIC, Informado favorablemente mediante Resolución CNE N° 866 de 2010.
 4. Reliquidación y Valorización de la Implementación de un Plan de Seguridad de Abastecimiento, DP-SIC, Informado favorablemente mediante Resolución CNE N°747 de 2010.
- b) Normas específicas de los siguientes Procedimientos vigentes con Informe Favorable, cuyo texto refundido se adjunta y es parte integrante de la presente resolución:
1. Procedimiento Declaración y Determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional.
 2. Procedimiento Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía.
 3. Procedimiento de Costos Marginales para Transferencias de Energía.

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución al Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional mediante correo electrónico, y a través de éste a todos los Coordinados.

ARTÍCULO TERCERO: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión Nacional De Energía, www.cne.cl.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR/ISS/AMA/JCB/DZO/AOM

DISTRIBUCIÓN:

- Director Ejecutivo, Coordinador
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE- Oficina de Partes CNE

Procedimiento “Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía” Texto Refundido

Artículo 1: Antecedentes Generales

De acuerdo a lo estipulado en el artículo 52° del Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 291 de 2007 (D.S. 291), modificado por el Decreto N° 115 del 5 de agosto de 2013, y a lo estipulado en la letra g) del Artículo 37°, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Coordinador”, tiene entre sus funciones determinar los balances y transferencias de energía entre las empresas participantes, de acuerdo a las disposiciones vigentes y al Reglamento establecido para los medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación (DS244/2005 o D.S. 244).

Las empresas coordinadas indicadas en el Artículo 12 del D.S. 291 y los propietarios u operadores de pequeños medios de generación (en adelante, “PMG”), pequeños medios de generación distribuidos (en adelante “PMGD”) y medios de generación no convencionales (en adelante MGNC) que soliciten su incorporación en el balance de inyecciones y retiros, tienen derecho a vender la energía que evacuen al Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Sistema”, al costo marginal instantáneo, debiendo participar en las transferencias de energía elaborados por el Coordinador.

Las empresas señaladas precedentemente deberán suministrar al Coordinador toda la información que le corresponda y que sea necesaria para llevar a cabo el proceso de valorización de las transferencias de energía, así como para calcular los ingresos tarifarios reales por tramo del sistema de transmisión según lo definido en este procedimiento.

Artículo 2: Participantes del Balance de inyecciones y retiros.

Participarán de los balances de inyecciones y retiros todas aquellas empresas generadoras del Sistema que no hayan sido reemplazadas por otra empresa de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 17 del D.S. 291 de la siguiente forma:



Ministerio de Energía

- Con sus inyecciones provenientes de centrales propias, de las empresas que reemplacen o con las inyecciones correspondientes a los medios de generación ERNC contratados.
- Con sus retiros destinados a clientes propios o clientes de las empresas que reemplacen.
- Con la proporción de los Ingresos Tarifarios reales por tramo del Sistema de Transmisión Nacional que les corresponda de acuerdo a las normas de peajes.
- Con la proporción de los Ingresos Tarifarios reales por tramo que les corresponda de acuerdo a las normas de peajes y pagos del Sistema de Transmisión Zonal.
- Con la proporción de los Ingresos Tarifarios reales por tramo de los Sistemas de Transmisión Dedicados que les corresponda de acuerdo a las prorratas informadas por los propietarios o reemplazantes de dichos sistemas.

Las empresas reemplazadas por otras empresas de acuerdo al Artículo 17 del D.S. 291 participan en los balances de transferencias sólo a través de las empresas que las representan.

Para los efectos de este procedimiento se consideran como empresas generadoras los autoprodutores establecidos en el Artículo 19 del D.S. 291 y los MGNC, PMG y PMGD establecidos en el D.S. 244, todos con sus respectivos excedentes de energía.

Para los efectos de este procedimiento se consideran como medios de generación ERNC contratados, aquellos contratos entre empresas generadoras y medios de generación que se encuentren debidamente incluidos en los catastros de medios de generación ERNC, es decir que cumplen las condiciones para que sus inyecciones sean reconocidas para acreditar la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y que además estén incluidos en la declaración que debe realizar cada año la empresa de acuerdo con lo establecido en el punto 10 de la Resolución Exenta CNE N°1278-2009, o en el complemento que ésta realice en caso de que el contrato se suscriba con posterioridad al envío de la declaración.



Artículo 3: Puntos de inyección y retiros.

Los puntos de inyección y retiros hacia y desde el Sistema respectivamente a considerar en los balances de transferencias serán determinados en los siguientes términos:

- Los puntos de inyección de centrales generadoras y de retiro a clientes se definirán de forma tal que el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal queden totalmente representados a través de sus ingresos tarifarios reales por tramo.
- Los puntos de inyección a considerar para las centrales generadoras corresponderán a su punto de inyección al sistema de transmisión o al punto frontera en que se define la propiedad de las instalaciones del respectivo generador, siempre que estas instalaciones correspondan sólo a Sistemas de Transmisión Dedicados.
- Los puntos de retiro destinados a clientes libres corresponderán a su punto de retiro desde el sistema de transmisión o al punto frontera en que se define la propiedad de las instalaciones del respectivo cliente libre, siempre que estas instalaciones correspondan sólo a Sistemas de Transmisión Dedicados.
- Los puntos de retiro destinados a clientes regulados corresponderán a su punto de retiro desde el sistema de transmisión, es decir, al lado de baja tensión de la subestación primaria de distribución correspondiente.

Además, se considerarán los puntos de inyección y retiro de cada tramo del sistema de transmisión a los extremos emisor y receptor correspondientes.

Artículo 4: Medición de las inyecciones y retiros

Las empresas participantes del balance de transferencias y las empresas distribuidoras serán responsables de realizar las mediciones de energía de los puntos de inyección y de retiro establecidos en el Artículo 3 y de enviarlas al Coordinador en los plazos establecidos en este procedimiento, sin perjuicio de lo dispuesto en los demás procedimientos sobre esta materia.

Artículo 5: Contratos de compra-venta entre empresas

Las empresas participantes de los balances de inyecciones y retiros podrán informar contratos de compra-venta que establezcan entre ellas, para que éstos sean incorporados en las transferencias económicas de energía.

Estos contratos deberán ser declarados por ambas empresas por idénticas magnitudes y en el mismo punto de transferencia, y para efectos de la valorización serán tratados como un retiro para la empresa vendedora y como una inyección para la compradora. En caso en que en las declaraciones realizadas por ambas empresas existan diferencias o desacuerdos en los montos y puntos informados, dichos contratos no serán incorporados en las transferencias económicas de energía.

Los montos de energía que reconozcan las empresas participantes del balance por estos contratos de compra-venta serán incluidos en un cuadro independiente del balance de inyecciones y retiros.

Estos contratos serán considerados sólo para los efectos indicados, por lo que no serán incluidos en los cálculos de otros costos, tales como peajes por los sistemas de transmisión, pagos por seguridad, mínimos técnicos u otros, y tampoco serán considerados para efectos de las transferencias de los atributos ERNC establecidos en la Ley N°20.257.

Artículo 6: Información por parte de las Empresas Generadoras

Las empresas generadoras deberán entregar mensualmente la siguiente información:

- a) Las mediciones horarias de energía de sus inyecciones provenientes de centrales propias o de las empresas que reemplacen o de las inyecciones correspondientes a medios de generación ERNC contratados.
- b) Las mediciones horarias de energía correspondientes a sus retiros destinados a clientes propios o a clientes de las empresas que reemplacen, incluyendo la asignación horaria de los retiros correspondientes a sus suministros a distribuidoras en las respectivas subestaciones primarias.
- c) La energía horaria de las inyecciones y puntos de las compras a otras empresas generadoras a las que se refiere el Artículo 5 de este procedimiento.



- d) La energía horaria de los retiros y puntos de las ventas a otras empresas generadoras a las que se refiere el Artículo 5 de este procedimiento.

El Coordinador podrá solicitar información complementaria a las empresas generadoras para individualizar adecuadamente los consumos asociados a sus retiros.

Artículo 7: Información por parte de las Empresas de Transmisión

Las empresas propietarias o aquellas que reemplacen a propietarios de los sistemas de transmisión deberán entregar mensualmente la siguiente información:

- Las mediciones horarias de energía correspondientes a las inyecciones y retiros de los tramos de sus sistemas de transmisión representados en los balances de transferencias.
- Las prorratas de participación de peajes de las empresas generadoras usuarias de sus Sistemas de Transmisión Dedicados.

Artículo 8: Información por parte de las Empresas Distribuidoras

Sin perjuicio de la responsabilidad de entrega de la información de sus retiros por parte de las empresas generadoras, el Coordinador podrá solicitar a las empresas distribuidoras la entrega mensual de la siguiente información, distinguiendo entre los consumos destinados a clientes regulados y los consumos destinados a clientes libres:

- a) Mediciones horarias de energía en las barras de baja tensión de las subestaciones primarias de distribución.
- b) La energía horaria asignada a cada suministrador, referida a su correspondiente Punto de Suministro.
- c) Asignación horaria de los retiros individualizados en la letra a) a los contratos establecidos en la letra b).
- d) Magnitudes mensuales de potencia y energía que retiran otras empresas suministradoras para abastecer a clientes sujetos a peajes de distribución y que son descontadas de la potencia y energía que compran las empresas concesionarias para abastecer la totalidad de sus consumos conectados y



demás información, de acuerdo con lo dispuesto con el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de servicio público de distribución.

En el caso de que el Coordinador no reciba la información sobre la asignación horaria de suministros de clientes que tienen más de un suministrador, sean estos clientes libres o regulados, el Coordinador podrá asignar los retiros a prorrata de los montos mensuales contratados en el mes correspondiente con las empresas suministradoras. En caso de existir discrepancias entre los suministradores esta asignación se realizará en forma provisional, hasta que las empresas presenten una resolución o solución consensuada sobre esta materia.

Artículo 9: Opción régimen de Precios de inyección para PMG, PMGD y MGNC

Los propietarios u operadores de PMG o PMGD que participen en los balances de inyecciones y retiros del Coordinador, podrán optar a vender su energía al Sistema a costo marginal instantáneo o al Precio de Nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMG o PMGD según sea el caso, fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103° de la LGSE. La opción de venta a Precio de Nudo señalado deberá ser comunicada al Coordinador con al menos 6 meses antes de la entrada en operación del medio de generación antes señalado.

El período mínimo de permanencia en cada régimen de precio de venta será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador con una antelación mínima de 12 meses.

Los MGNC tendrán la opción de escoger el régimen antes señalado sólo si tienen la categoría de PMG o PMGD.

El costo marginal horario con el cual se deberán valorizar las inyecciones de energía de los PMGD y MGNC que inyecten en un sistema de distribución, corresponderá al calculado por el Coordinador en la barra de más alta tensión de la subestación primaria de distribución que tiene la menor distancia eléctrica al punto de conexión del medio de generación. En caso que el PMGD opte por vender a precio estabilizado el precio de nudo corresponderá al de la subestación antes indicada.



El costo marginal horario con el cual se deberán valorizar las inyecciones de energía de los PMG y MGNC que inyecten en un sistema de transmisión, corresponderá al costo marginal horario calculado por el Coordinador en el punto de conexión de este medio de generación al Sistema. En caso que el PMG opte por vender a precio estabilizado el precio de nudo corresponderá al del punto antes indicado.

Artículo 10: Retiros para PMG y PMGD

Los retiros de energía de los propietarios u operadores de PMG y PMGD serán valorizados con el mismo régimen de precios utilizado para valorizar las inyecciones de energía.

La suma de todos los retiros o compromisos realizados por el propietario u operador de PMG o PMGD que sean valorizados al precio de nudo de energía aplicable a las inyecciones de los PMG y PMGD, no deberán exceder horariamente las inyecciones del propietario u operador correspondiente realizadas a precio de nudo de energía. En caso de existir retiros horarios sobre este límite, estos serán valorizados al costo marginal horario correspondiente.

Artículo 11: Compensación en caso régimen estabilizado de Precios para PMG y PMGD

Las diferencias horarias que se produzcan en los balances de transferencias por las inyecciones o retiros de energía de los PMG y PMGD que de acuerdo a lo anterior hayan sido valorizadas al Precio de Nudo aplicable a las inyecciones de los PMG y PMGD, deberán ser distribuidas en cada hora entre las empresas que participan en el balance de inyecciones y retiros, a prorrata de la totalidad de sus retiros de energía para clientes finales del Sistema en la hora respectiva.

Los retiros e inyecciones de energía que deban reconocer las empresas participantes del balance, de acuerdo a lo señalado anteriormente, serán considerados sólo para los efectos de la compensación indicada, por lo que no serán incluidos en los cálculos de otros costos, tales como peajes por los sistemas de transmisión, pagos por seguridad, mínimos técnicos u otros.



Artículo 12: Reliquidaciones en caso de régimen estabilizado de Precios para PMG y PMGD

En el caso que la emisión de los decretos que fijan los precios estabilizados se realicen con posterioridad a las fechas en los que ellos comienzan a regir, las reliquidaciones correspondientes se realizarán con los intereses indicados en el Artículo 16, letra j) del presente procedimiento.

Artículo 13: Retiros de clientes libres que se quedan sin suministrador

Las empresas suministradoras deberán informar por escrito el término de sus contratos de suministros con clientes no sometidos a regulación de precios, a lo menos con 360 días corridos de anticipación a la fecha en que ocurrirá dicho término, indicando día y hora del término al Coordinador, al cliente libre y al propietario del sistema de transmisión o empresa distribuidora al cual se encuentra conectado el cliente. En caso que la vigencia del contrato sea inferior a 360 días o sobrevenga una causal de terminación distinta del vencimiento del plazo informada por el suministrador, se deberá informar el término del mismo dentro de los cinco días siguientes a su suscripción, o de su acaecimiento, según corresponda.

El cliente no sometido a regulación de precios, antes de 30 días de la fecha de término del contrato, deberá informar al Coordinador, a su suministrador vigente y al propietario del sistema de transmisión o empresa distribuidora al cual se encuentra conectado el cliente, quién será su nuevo suministrador a partir de la fecha de término de su contrato vigente, lo que deberá ser informado también por el nuevo suministrador en el mismo plazo ya señalado.

En cualquier caso, si antes de 15 días de la fecha de término del contrato de suministro ningún suministrador ha reconocido al cliente no sometido a regulación de precios y aún se encuentra conectado al Sistema, la empresa suministradora podrá solicitar la suspensión del suministro al Coordinador o, en caso de clientes con peajes de distribución, a la distribuidora correspondiente, según la normativa aplicable. Dicha solicitud deberá efectuarse por escrito, con copia al Coordinador, al cliente respectivo y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Esta solicitud debe estar suscrita por el representante legal de la empresa suministradora y

deberá acompañar una copia simple de la notificación del corte al cliente efectuada por la empresa suministradora. En tal caso, la empresa distribuidora o el Coordinador, según corresponda, deberá instruir y/o coordinar con las empresas que correspondan, la suspensión en la fecha establecida, siempre que la solicitud se haya recibido con al menos 5 días de anticipación. De lo contrario se deberá instruir y/o coordinar la suspensión a los 5 días de recibida la solicitud.

Durante el período en que un cliente no sometido a regulación de precios permanezca conectado al Sistema y no haya sido reconocido por un nuevo suministrador, los retiros en los balances de transferencias correspondientes, le serán cargados al último suministrador.

En el caso de clientes libres con más de un suministrador, la desconexión de sus consumos se aplicará en función de la energía asociada al contrato recientemente terminado.

Artículo 14: Procedimiento de valorización

La valorización de las inyecciones y retiros e ingresos tarifarios de energía reales por tramo del sistema de transmisión, serán calculados mensualmente de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se determinarán las inyecciones y retiros horarios de energía por empresa generadora, valorizados multiplicándolos por los costos marginales horarios de energía de la barra correspondiente. Lo anterior, a excepción de la valorización de los PMG y PMGD, que opten por un precio estabilizado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 9 de este procedimiento.
- b) Las inyecciones valorizadas de cada empresa generadora participante del balance se obtendrán, para cada mes, sumando las inyecciones de energía realizadas al Sistema de sus centrales propias, de las empresas que reemplace o de los medios de generación ERNC contratados, valorizadas horariamente en la barra de inyección correspondiente.
- c) Los retiros valorizados de cada empresa generadora participante del balance se obtendrán, para cada mes, sumando los retiros de energía realizados al Sistema por sus clientes propios y/o clientes de las empresas que reemplacen, valorizados horariamente en la barra de retiro correspondiente.

- d) Los ingresos tarifarios reales por tramo del sistema de transmisión se determinarán horariamente como la diferencia entre la energía que es retirada en dicho tramo, valorizada multiplicándola por el costo marginal horario de energía en su barra o punto de retiro, y la energía que es inyectada en dicho tramo, valorizada multiplicándola por el costo marginal horario de energía en su barra o punto de inyección. El ingreso tarifario real mensual de cada uno de estos tramos se calculará como la suma de los ingresos tarifarios reales horarios del tramo en el mes.

Artículo 15: Determinación de los Cuadros de Pagos

a) Cuadro de Pagos por transferencias económicas de energía

El Cuadro de Pagos por transferencias económicas de energía entre empresas generadoras participantes se elaborará mediante un cálculo de saldos netos por empresa, los cuales serán determinados sumando, según corresponda, los siguientes conceptos asociados a cada participante del balance:

- Inyecciones valorizadas, calculadas de acuerdo al Artículo 14 de este procedimiento.
- Retiros valorizados, calculados de acuerdo al Artículo 14 de este procedimiento.
- Suma de los ingresos tarifarios reales por tramo del Sistema de Transmisión Nacional, asignados a los participantes del balance a prorrata del uso esperado de las inyecciones de centrales y los retiros de consumos, según lo establecido en el Artículo 2 de este procedimiento.
- Suma de los ingresos tarifarios reales por tramo de cada tramo del Sistemas de Transmisión Dedicados, asignados a los participantes del balance a prorrata del uso informado por el propietario de la instalación.
- Suma de las proporciones de los ingresos tarifarios reales por tramo de cada tramo del Sistema de Transmisión Zonal que le corresponda recaudar a cada usuario de dicho sistema, de acuerdo a lo que establezca el Reglamento o decretos sobre esta materia.
- Ingresos o pagos por sobrecostos de operación por mínimos técnicos, por seguridad y por reserva hídrica, los que se detallarán en un cuadro separado.



Ministerio de Energía

- Contratos de compra-venta entre empresas generadoras a los que se refiere el Artículo 5 de este procedimiento, los que se detallarán en un cuadro separado.
- Cuadro de ajuste para PMG y PMGD que están sujetos al régimen estabilizado de precios.

Para los efectos señalados, las inyecciones valorizadas se considerarán con signo positivo, los retiros valorizados con signo negativo, los ingresos tarifarios reales por tramo con el signo que resulten en el balance mensual, los ingresos por otros conceptos con signo positivo y los pagos por otros conceptos con signo negativo.

Los pagos que correspondan deberán ser realizados por las generadoras con saldo neto mensual negativo a todas las generadoras que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estas últimas participe del saldo positivo total del mes.

Para los efectos anteriores los consumos propios de las centrales serán tratados como retiros, a excepción del caso en que las propietarias de los PMGD contraten el suministro de sus consumos propios directamente con las respectivas empresas distribuidoras.

b) Cuadro de Pagos para la recaudación de los ingresos tarifarios por parte de los propietarios de transmisión

El Coordinador publicará un segundo cuadro de pagos asociado a los ingresos tarifarios reales por tramo del Sistema de Transmisión Nacional y Dedicados.

Para estos efectos, los ingresos tarifarios reales por tramo asignados a las empresas participantes en los cuadros de pagos del balance de inyecciones y retiros serán asignados a las empresas propietarias de los respectivos tramos o a aquellas que reemplacen a los propietarios de dichos tramos.

Artículo 16: Informe de Valorización de Transferencias de Energía (IVTE)

El Coordinador elaborará mensualmente el Informe de Valorización de Transferencias de Energía (IVTE), el que contendrá para el mes en que ocurrieron las transferencias al menos lo siguiente:





- a) Los costos marginales horarios por barra utilizados para la valorización de las transferencias de energía, incluyendo los factores de penalización utilizados en el cálculo.
- b) El balance físico de las inyecciones y de los retiros de energía por barra de cada empresa participante en el balance, incluyendo las correspondientes pérdidas reales por tramo de los sistemas de transmisión.
- c) El balance valorizado de las inyecciones y de los retiros de energía por barra de cada empresa participante en el balance, individualizando para cada una de ellas la valorización de cada inyección y retiro.
- d) Asignación de los ingresos tarifarios reales por tramo del Sistema de Transmisión Nacional y Dedicados a las empresas participantes del balance.
- e) Asignación de los sobrecostos de operación de las centrales que son despachadas a mínimo técnico por restricciones de transmisión, por seguridad del Sistema o de acuerdo a lo establecido en el Artículo 46 del D.S.291.
- f) Asignaciones de costos y devoluciones por reserva hídrica de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento respectivo.
- g) Cuadro de Pagos por saldos netos correspondiente al balance de inyecciones y retiros de energía, incluyendo las asignaciones a las empresas participantes del balance de los ingresos tarifarios reales por tramo, los sobrecostos de operación de centrales despachadas a mínimo técnico, por los costos y devoluciones por reserva hídrica y los contratos de compra-venta entre empresas generadoras.
- h) Cuadro de Pagos a los propietarios o empresas que reemplazan a propietarios de tramos pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional y Dedicados de los ingresos tarifarios reales por tramo asignados a las empresas participantes en el primer cuadro de pagos por saldos netos.
- i) Cuadro de pagos de ajuste para PMG y PMGD que están sujetos al régimen estabilizado de precios.
- j) Las reliquidaciones a cuadros de pago del IVTE de períodos anteriores, incluyendo sus respectivos intereses, los que corresponderán al interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional a menos de 90 días, para montos superiores a 5000 UF, interés que se devengará en numerales diarios a partir del día siguiente a aquél en que se efectuó el pago original, independientemente de los plazos y montos de la reliquidación que se elabora y determinado como interés simple y calculado sobre los montos netos.



Artículo 17: Plazos del Proceso y Observaciones

La valorización de las transferencias de energía será realizada por el Coordinador durante el mes siguiente al que ellas ocurran, de acuerdo a lo siguiente:

- A más tardar el quinto día hábil de cada mes, las empresas participantes de los balances de transferencia, empresas distribuidoras y transmisoras deberán enviar al Coordinador, las lecturas de inyecciones y retiros de energía u otros parámetros necesarios para la valorización de transferencias del mes anterior, según el medio y formato que al Coordinador determine en cada oportunidad.

Los contratos de compra-venta de energía entre generadores a los que se refiere el Artículo 5 de este Procedimiento, deberán informarse al Coordinador con al menos 5 días de anticipación al inicio del primer mes de vigencia del mismo, señalando las empresas compradora y vendedora, los bloques de energía contemplados y la vigencia de los mismos. Los montos de energía a transferir en cada mes deberán ser informados a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente.

Para incluir en los balances los contratos de compra de energía a medios de generación ERNC, éstos deberán estar previamente declarados como medios de generación contratados para cumplir con las obligaciones a las que se refiere el Artículo 150° bis de la LGSE.

- El Coordinador enviará a las empresas participantes del balance de transferencias y cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 15 de este procedimiento, un cálculo preliminar de las transferencias de energía, a más tardar el día doce (12) del mes, o el día hábil inmediatamente siguiente si aquél no lo fuese.
- Las empresas participantes del balance y cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 15 de este procedimiento tendrán hasta el día catorce (14) del mes, o hasta el día hábil inmediatamente siguiente si aquél no lo fuese, para realizar observaciones a los valores del cálculo preliminar. Las observaciones deberán estar dirigidas al Director de Peajes y ser realizadas vía fax, por correo electrónico, u otro medio que el Coordinador establezca.
- De presentarse observaciones al cálculo preliminar, el Coordinador deberá considerarlas y resolverlas con la entrega del cálculo definitivo a más tardar el día dieciocho (18) del mes o el día hábil siguiente si aquél no lo fuese. Las observaciones y sus respuestas se publicarán para el conocimiento de los participantes en el IVTE.

- En caso que el Coordinador considere que la observación formulada requiere de un plazo superior para ser atendida, se comunicará a los participantes del balance y cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 15 de este procedimiento que la observación no será considerada en la facturación correspondiente, quedando prorrogada su resolución para la próxima facturación, lo que también deberá quedar señalado en el IVTE correspondiente.

Si dentro de los plazos que se establecen en este procedimiento, no se dispone de la información completa para conformar el IVTE, el Coordinador procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance, sin perjuicio de que deberá realizar las reliquidaciones que correspondan en caso de obtenerse la información faltante con posterioridad.

Las empresas participantes del balance y los cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 15 de este procedimiento, deberán realizar los pagos dentro de los plazos establecidos, de acuerdo al cálculo realizado por el Coordinador, sin perjuicio de que mantenga observaciones o discrepancias con respecto al cálculo.

En todo caso, a principios de cada año, el Coordinador enviará un informe estableciendo las fechas definitivas del proceso de valorización de las transferencias de energía del año, las que podrán diferir de las indicadas anteriormente con el objeto de ajustarse a los días feriados de cada mes, considerando en lo posible que hayan al menos dos días hábiles de plazo para efectuar las observaciones al IVTE preliminar y que el IVTE definitivo se entregue el tercer día hábil anterior a la fecha de vencimiento.

Artículo 18: Envío del IVTE y Planteamiento de Discrepancias

El Coordinador publicará y enviará vía correo electrónico el IVTE del mes correspondiente, incluyendo las respuestas a las observaciones, a más tardar el día veinticuatro (24) del mes, o el día hábil inmediatamente siguiente si aquél no lo fuese.

En el caso que una vez entregado el IVTE, algún integrante mantenga diferencias en algunas materias, tendrá un plazo máximo de diez días hábiles para plantearlas por escrito al Coordinador.

El Coordinador tendrá un plazo de cinco días hábiles para emitir su respuesta, fecha a partir de la cual se comenzarán a contar los plazos para que la empresa integrante pueda discrepar ante el Panel de Expertos.

En todo caso las objeciones que dicen relación a los costos marginales o factores de penalización, deberán ser tratadas de acuerdo a lo estipulado en el procedimiento de los costos marginales de energía.

Los reliquidaciones al IVTE que deba efectuar el Coordinador como consecuencia del dictamen del Panel de Expertos o por la corrección de un error o problema detectado, se incluirán en lo posible en el proceso de facturación siguiente. Tales ajustes devengarán intereses a partir de la fecha en que correspondió el pago de las transferencias del mes sobre el cual se aplica el ajuste y la nueva fecha de pago, considerándose los intereses corrientes establecidos en el Artículo 16 letra j) de este procedimiento.

En cualquier caso, mientras el conflicto no sea resuelto, se considerará como provisional el IVTE emitido por el Coordinador en cada oportunidad.

Artículo 19: Pago entre los participantes del Balance

De acuerdo al cálculo definitivo emitido por el Coordinador, cada empresa deberá efectuar los pagos que le corresponda de acuerdo a los cuadros de pagos resultantes del Artículo 15 de este procedimiento, antes del día 22 del mes siguiente al mes sujeto a cálculo, siempre y cuando haya recibido la factura correctamente emitida al menos con 2 días hábiles de anticipación. Si la entrega de la factura por parte de la empresa acreedora se hiciera con posterioridad a ese plazo, la empresa deudora podrá postergar el pago en el mismo número de días hábiles.

Las facturas cuyo monto total o parcial no sean pagadas en las fechas indicadas, devengarán en favor de la entidad acreedora el interés máximo convencional que la ley permite aplicar para operaciones no reajustables de crédito de dinero a más o menos de 90 días según corresponda, interés que se devengará en numerales diarios a partir del día siguiente a aquel en que dicho pago debió efectuarse y determinado como interés simple y calculado sobre los montos netos.

Los pagos se harán en las oficinas de la empresa deudora en dinero efectivo, vale vista bancario o cheque girado contra la oficina de un banco ubicada en la



ciudad de Santiago, o bien, en otra forma si así lo acordase el deudor con la empresa acreedora.

Con el objeto de que las facturas cumplan con los requisitos para tener mérito ejecutivo de acuerdo con la Ley N° 19.983, las empresas al momento de recibir la factura respectiva deben hacer constar en la copia pertinente, el recibo al que se refiere la letra c) del Artículo 5 de la Ley mencionada. Para el caso de factura electrónica, las empresas que no sean emisoras de las mismas, al momento de recibir la factura electrónica deberán dar su conformidad de recepción vía correo electrónico.

En caso de no procederse en la forma señalada, las empresas emisoras de las facturas, deberán dar aviso de esta circunstancia al Coordinador con copia a la SEC y la CNE y sin perjuicio de las demás medidas que sean procedentes de acuerdo a la Ley N° 19.983.

Artículo 20: Información sobre atraso en los Pagos

Toda empresa acreedora deberá comunicar por carta al Coordinador cualquier retardo en los pagos totales y/o parciales de facturas en que incurra alguna empresa participante del balance y/o cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 15 de este procedimiento, que se mantengan por más de diez días hábiles después de la fecha en que debió pagarse la respectiva factura, acompañando una fotocopia certificada por el representante legal de la empresa informante, de las facturas impagas. Esta comunicación deberá efectuarse dentro de los dos días hábiles siguientes al período de diez días antes mencionado, con copia a la SEC y la CNE.

En caso que el retardo en el pago de facturas se encuentre justificado en una prórroga acordada con la empresa acreedora, ésta deberá comunicar dicha circunstancia al Coordinador, en la misma comunicación referida en el párrafo anterior, acompañando el documento donde conste la prórroga otorgada por la empresa acreedora para el pago respectivo.

El Coordinador, una vez recibida la comunicación antes indicada, adoptará las medidas pertinentes, incluyendo la suspensión de la empresa en incumplimiento, todo ello en conformidad con los criterios generales fijados al efecto y con las disposiciones contenidas en el Reglamento Interno.



Artículo 21: Reliquidación en caso de impagos

Excepcionalmente, en caso que una empresa participante del balance de inyecciones y retiros se encuentre en situación de incumplimiento de su obligación de pago y haya sido suspendida de participar del balance, el Coordinador procederá a relíquidar el cuadro de pagos de los balances de inyecciones y retiros de los meses en que incumplió las obligaciones de pago.

Para tales efectos, considerando los cálculos realizados de acuerdo a la letra a) del Artículo 15 de este procedimiento, a cada generador del balance le será calculado un cobro a la empresa en situación de incumplimiento de pago, asignando el total no pagado en el mes correspondiente en proporción de su inyección valorizada, respecto de las inyecciones valorizadas de todos los demás generadores.

La diferencia para cada generador, entre los cobros así determinados y los cobros no pagados del cuadro de la letra a) del Artículo 15 de este procedimiento, se relíquidarán mediante un cuadro de pagos entre las empresas generadoras considerando los intereses indicados en el Artículo 16, letra j). Para efectos de la reliquidación de las empresas que en el cuadro de la letra a) del Artículo 15 no debieron realizar cobros a la empresa en situación de incumplimiento, se considerará que el cobro no pagado es igual a cero.

De acuerdo a lo anterior, las deudas a las empresas generadoras quedarán radicadas en la empresa en incumplimiento de acuerdo con la determinación de los nuevos cobros.

Artículo 22: Control del Proceso

El Coordinador controlará mensualmente la consistencia y coherencia de la información utilizada y los procesos desarrollados para la elaboración del IVTE. En tal sentido empleará los medios a su alcance con el fin de constatar la procedencia y calidad de los datos que se utilizan en los procesos de facturación de los que resulta la información emitida en el Informe antes mencionado.

Si como resultado de los controles efectuados el Coordinador, detectara defectos, incoherencias o imprecisiones en la información, los datos o en su procesamiento y se determinara que los conceptos facturados oportunamente presentaron inconsistencias derivadas de aquellos, el Coordinador podrá establecer y emitir los ajustes que pudieran corresponder.



En todo caso, no se realizarán reliquidaciones que provengan de correcciones por errores que se detecten con posterioridad a seis meses de publicado el IVTE correspondiente. Consecuentemente, los resultados de las liquidaciones anteriores al período admitido de reliquidación se consideran como definitivos a todos sus efectos para las respectivas empresas.

Artículo 23: Definición de días hábiles

Para efectos del presente procedimiento todos los plazos se entenderán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. Se entiende por día hábil todo aquel día que sea distinto a sábados, domingos y festivos. En caso que alguno de los plazos venza un día sábado, domingo, o festivo, se prorrogará al día hábil siguiente.



**Procedimiento
“Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía”
Texto Refundido**

TÍTULO 1. Introducción.

Artículo 1. Alcances del presente Procedimiento.

El objetivo del presente Procedimiento es establecer la metodología para determinar los costos marginales de energía, en adelante costos marginales, que se emplearán a efectos de la valorización de las transferencias de energía entre las empresas generadoras, el cálculo de los ingresos tarifarios reales por tramo del sistema de transmisión y otros procesos del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Coordinador”, que lo requieran.

Para efectos del presente Procedimiento, se entenderá por empresa generadora a cualquier empresa propietaria, arrendataria, usufructuaria o quien explote, a cualquier título, medios de generación que se interconecten al Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Sistema”.

TÍTULO 2. Definiciones.

Artículo 2. Costo Marginal por Barra y período de cálculo.

El costo marginal en cada barra corresponde al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación determinada por el Coordinador y las instrucciones emitidas por el Centro de Despacho y Control (CDC) a cada unidad generadora del Sistema en cumplimiento de la normativa vigente.

El período de tiempo para calcular el costo marginal será igual a una hora. Para el caso en que exista más de una unidad fijando el costo marginal en una hora, dicho costo marginal será determinado como el promedio ponderado de los costos marginales de cada subperíodo horario, considerando los minutos de duración de cada uno de estos.

Artículo 3. Unidad Operando a Mínimo Técnico

Una unidad se considera operando a mínimo técnico, cuando la unidad opera en esa condición, de acuerdo a las instrucciones emitidas por el CDC.

Artículo 4. Unidad Operando por Respaldo a Pruebas.

Una unidad se considera operando por respaldo a otra unidad en prueba si el propósito de la operación es obtener condiciones adecuadas de seguridad del Sistema ante la posibilidad de la falla intempestiva de la unidad que se encuentra en prueba.



Artículo 5. Unidad Operando por Regulación de Tensión.

Una unidad se considera operando por regulación de tensión, cuando debido a restricciones del sistema de transmisión u otro motivo, la unidad opera para mantener los niveles de las tensiones en sus rangos acordes con la normativa vigente, en al menos una de las barras del Sistema.

Artículo 6. Unidad Operando por Seguridad del Sistema.

Una unidad se considera operando por seguridad del Sistema, si de acuerdo a los registros y/o informes técnicos elaborados por el Coordinador, indican que el motivo de su operación es para proporcionar una mejor respuesta del Sistema ante la eventual falla de alguna de sus instalaciones (unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, etc.) y dicho motivo no puede clasificarse según las definiciones contenidas en los artículos comprendidos entre el Artículo 4 y el Artículo 5.

Artículo 7. Unidad Operando por Tiempo Mínimo de Operación.

Una unidad se considera operando para cumplir tiempos mínimos de operación en una hora, si es posible prescindir de su generación horaria, lo cual será indicado por el CDC a través de los registros que este último elabora periódicamente.

Artículo 8. Unidad Operando por Orden Económico.

Se considerará que una unidad opera por orden económico si dicha unidad es despachada en función de la lista de mérito creciente de costos variables de las unidades del Sistema determinada por el Coordinador, y si el motivo de su operación es abastecer la demanda, y no obedece a ninguna de las razones que se indican a continuación:

- Operación por pruebas.
- Operación por respaldo a pruebas.
- Operación por regulación de tensión.
- Operación por pruebas de puesta en servicio.
- Operación por seguridad del Sistema.
- Operación por tiempo mínimo de operación.

El motivo de operación representativo de la hora corresponderá a alguno de los motivos de la operación que la unidad presente durante la hora o fracción de la misma, y será seleccionado de acuerdo al siguiente orden de prioridad:

- Operación por pruebas o pruebas de puesta en servicio.
- Operación por respaldo a pruebas.
- Operación por regulación de tensión.
- Operación por seguridad del Sistema.
- Operación por orden económico.
- Otros motivos de la operación.



Artículo 9. Falla

Para efectos del presente Procedimiento, se entenderá por falla a la ocurrencia de alguna de las siguientes situaciones:

- a) Desconexión intempestiva de una o más unidades generadoras o de una o más instalaciones del Sistema de Transmisión, que provoca que las unidades operen en niveles de potencia que no corresponden al despacho por orden económico, o se despachan unidades fuera del orden económico.
- b) Existencia de Energía No Suministrada, en adelante ENS, en una o más barras del Sistema. Se entiende que existe ENS en una barra si los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio.

Una vez sea restablecido el despacho por orden económico y la disponibilidad de potencia suficiente en el sistema o subsistemas correspondientes, se entenderá que el sistema o subsistemas no se encuentra en condición de falla.

Artículo 10. Sistema Desacoplado

Un sistema desacoplado corresponde a una fracción del sistema, originada por la desconexión o congestión de una o más instalaciones de transmisión, lo que obliga a realizar un despacho por orden económico considerando sólo las unidades generadoras pertenecientes a la respectiva fracción del sistema.

Artículo 11. Costo Marginal en barras del Sistema Desacoplado

El costo marginal en barras de un sistema desacoplado corresponde al costo necesario para suministrar una unidad adicional de energía en las barras pertenecientes a dicho sistema desacoplado.

TÍTULO 3. Metodología de cálculo de los costos marginales.

Artículo 12. Antecedentes para el cálculo de los costos marginales.

Para realizar el cálculo de los costos marginales se considerarán los siguientes antecedentes:

- a) Generación real neta horaria de cada unidad generadora que se encuentre operando por orden económico, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 8 del presente Procedimiento.
- b) Restricciones a la operación del Sistema, que tengan incidencia en la determinación de la unidad que fijará el costo marginal, ya sea del sistema o de los sistemas desacoplados que correspondan.
- c) Informes de la operación emitidos por el Coordinador:
 - Movimiento de Equipos.
 - Informe diario de la operación.



- Tablas de costos variables.
- Otro que tenga incidencia en la determinación del costo marginal.

Artículo 13. Determinación del Costo Marginal del Sistema.

El costo marginal horario del Sistema corresponde al costo variable de la unidad de mayor costo variable, referido a la barra de referencia del Sistema, que cumpla simultáneamente con lo siguiente:

- a) La unidad no se encuentra operando a mínimo técnico.
- b) La unidad se encuentra operando por orden económico.

Artículo 14. Cálculo del Costo Marginal cuando ocurre una Falla.

El costo marginal horario del Sistema para la hora en que ocurre una falla por desconexión intempestiva de una o más unidades generadoras, o de una o más instalaciones del sistema de transmisión, se determinará como el promedio ponderado de los costos marginales del período previo y posterior a la falla, considerando a ambos periodos contenidos dentro de la hora en la que ocurre ésta.

Para el período previo a la ocurrencia de la falla, esto es, desde el comienzo de la hora hasta el momento en que ocurre la falla, el costo marginal del Sistema corresponderá al costo marginal de la hora anterior a la falla.

Para el período posterior a la falla, esto es, desde la ocurrencia de la falla hasta el término de la hora en que ocurre ésta, el costo marginal del Sistema corresponde al costo variable de la unidad de mayor costo variable, en barra de referencia del Sistema, del conjunto de unidades que se encuentren operando por orden económico.

Para el caso en que exista ENS, el costo marginal del Sistema se determinará para tres periodos por separado: previo, durante y posterior al periodo en el cual se presenta la situación de ENS.

Para el periodo previo a la presencia de ENS, entendiéndose por tal desde el comienzo de la hora hasta el momento en que se presencia ENS, el costo marginal del Sistema corresponderá al costo marginal de la hora anterior.

El costo marginal del Sistema para el período durante el cual existe ENS, corresponderá al mayor valor entre el mayor costo variable del conjunto de unidades que se encuentran en servicio en este periodo y el costo de falla según su profundidad determinado para cada barra afectada, calculado por la Comisión Nacional de Energía, el cual es presentado semestralmente a través del informe técnico de precios de nudo, comparando la situación de suministro pre y post falla.

Para el período posterior a la existencia de ENS, esto es, una vez que se supera la condición de déficit hasta el término de la hora respectiva, el costo marginal del Sistema corresponde al costo variable de la unidad de mayor costo variable, del conjunto de unidades que se encuentren operando por orden económico.

Artículo 15. Procedimiento de Cálculo de Costos Marginales en un Sistema Desacoplado.

Para cada uno de los sistemas desacoplados, se calcularán separadamente los costos marginales de dichos sistemas, los cuales serán denominados “costos marginales desacoplados”.

El costo marginal de un sistema desacoplado se obtiene mediante la aplicación del procedimiento descrito en el Artículo 13 del presente Procedimiento, considerando únicamente las unidades generadoras que operan en dicho sistema desacoplado.

Para las horas en que se inicia, termina o modifica un desacoplamiento, el costo marginal para una barra que pertenece a un sistema desacoplado se calcula efectuando una prorrata de los costos marginales del sistema o sistemas desacoplados a los que perteneció dicha barra durante la hora respectiva considerando los minutos respectivos.

Artículo 16. Determinación de los costos marginales por barra.

Los costos marginales para cada una de las barras del Sistema, se calcularán aplicando el costo marginal del sistema o costo marginal del sistema desacoplado según corresponda, y los factores de penalización vigentes de cada barra, determinados por el Coordinador según lo establecido en el Procedimiento respectivo.

TÍTULO 4. Plazos.

Artículo 17. Publicación de los Costos Marginales

Los costos marginales estarán disponibles para todos los interesados al segundo día hábil siguiente de ocurrida la operación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 del Decreto Supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, modificado por el Decreto Supremo N°115, de 2012, del Ministerio de Energía (DS291).

Artículo 18. Revisión Mensual de los Costos Marginales

Los Coordinados podrán enviar al Coordinador sus observaciones a los costos marginales determinados, según los plazos indicados en el Procedimiento “Valorización de Transferencias Económicas”. Cada una de las observaciones deberá ser presentada por escrito y justificada, adjuntando la información que respalda dicha observación. En caso de no presentar observaciones con la respectiva justificación, el Coordinador no considerará dichas observaciones.

TÍTULO 5. Disposiciones Transitorias

Artículo 1 Transitorio

El presente procedimiento entrará en vigencia a partir del mes inmediatamente siguiente a aquel en que se implemente la remuneración por reserva en giro a que se refiere el Decreto Supremo N°130, de 2011, del Ministerio de Energía.

Artículo 2 Transitorio

En la medida que se implementen e integren al Sistema Centralizado de Medidas, los equipos de medidas necesarios para obtener la generación neta de cada unidad generadora del Sistema, ésta será utilizada para la determinación de los costos marginales del Sistema. Mientras la situación antes descrita no suceda, será utilizada la información proporcionada diariamente por los Coordinados al CDC del Coordinador.

Procedimiento
“Declaración y determinación de los costos de combustibles que utilizan
las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional.”
Texto Refundido

TÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Artículo 1. Objetivo.

El presente Procedimiento establece los criterios de cálculo, plazos e información de respaldo a entregar para la declaración de costos, calidad, stock y disponibilidad de combustibles de las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Sistema”, y que deben informar las respectivas empresas coordinadas al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Coordinador”, para el cumplimiento de sus funciones.

Artículo 2. Alcance.

Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere o explote, a cualquier título, una unidad generadora térmica que se encuentre entregada a la coordinación del Sistema, deberá proporcionar una declaración de costos de combustibles (CC) para la producción de electricidad de sus unidades generadoras de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento.

Para estos efectos, la empresa propietaria o su reemplazante (Artículo 17 del DS291/2007), en adelante empresa coordinada, deberá proporcionar al Coordinador un informe, descrito en el Artículo 15 del presente Procedimiento y en adelante Informe Justificativo, con los antecedentes que respaldan los costos y adicionalmente deberá informar los stock y disponibilidad de cada uno de los combustibles declarados para sus unidades generadoras, de acuerdo al formato y oportunidad que el Coordinador defina. Esta información de costos incluye los combustibles líquidos, como el diésel y los derivados del petróleo, los sólidos como el carbón y los gaseosos como por ejemplo el gas natural y el gas natural licuado regasificado. El Coordinador publicará el Informe Justificativo en el sitio Web del Coordinador.

TÍTULO II. COSTO DE COMBUSTIBLE SÓLIDO

Artículo 3. Estructura para los costos de los combustibles sólidos.

El costo de los combustibles sólidos se entenderá compuesto, entre otros y según corresponda, por lo valores de los ítems indicados en el cuadro siguiente:

1. Costo FOB
2. Flete Marítimo
3. Seguro
4. Costo CIF = (1)+(2)+(3)
5. Impuesto no recuperable aplicable a la compra de combustible
6. Derechos de Aduana
7. Agentes de Aduana
8. Descarga Muelle
9. Manejo en Cancha
10. Muestreo y Análisis
11. Flete Terrestre
12. Mermas asociadas a transporte, descarga y manejo
13. Gastos financieros del stock del combustible almacenado en cancha
14. Costo en Cancha = (4)+(5)+(6)+(7)+(8)+(9)+(10)+(11)+(12)+(13)

El desglose a informar para los costos de los tipos de combustibles sólidos declarados deberá incluir, como mínimo, todos los ítems descritos en el cuadro anterior, para cada uno de los embarques considerados para cada proveedor.

En caso que la modalidad de compra sea FOB, se deberán informar todos los ítems de la tabla anterior. Sin la modalidad de compra es CIF, se deberán informar sólo los ítems indicado en los numerales 4 al 14. En el caso que no exista alguno de estos costos, la Empresa Generadora deberá declararlo informado que su valor es cero.

Las Empresas Generadoras que utilicen tecnologías de unidades de lecho fluidizado, que requieran incorporar insumos como arena y caliza dentro del hogar de la caldera junto con el combustible que utiliza la unidad para producir energía eléctrica, podrán declarar el costo de dichos insumos bajo la misma estructura de costos de combustibles sólidos, los cuales pasarán a formar parte del cálculo del costo final de combustible a utilizar según los establecido en el presente Procedimiento. En caso contrario, dichos insumos deberán ser declarados como un costo variable no combustible, según Procedimiento respectivo.

Junto con la información requerida en el primer inciso del presente artículo, la Empresa Generadora deberá entregar al Coordinador la siguiente información:

a) Información relativa al combustible o Insumo informado, según corresponda:



- i. Tipo de combustible o insumo (carbón bituminoso, sub-bituminoso, petcoke, arena, cal, etc.)
 - ii. Nombre del proveedor si éste es nacional.
 - iii. Nombre del embarque.
 - iv. País de origen del combustible o insumo.
 - v. Indicar intermediarios y descripción del servicio prestado.
 - vi. Punto de entrega.
 - vii. Fecha de arribo.
 - viii. Fecha inicio de descarga.
 - ix. Fecha de término de descarga.
 - x. Cantidad de combustible/insumo (toneladas en base propia)
 - xi. Cantidad de combustible/insumo (toneladas en base equivalente)
 - xii. Poder calorífico inferior (PCI).
 - xiii. Poder calorífico superior (PCS)
- b) Información relativa a los contratos:
- i. Tipo de precio (fijo o indexado)
 - ii. Modalidad de contrato: indicar si el contrato tiene o no la modalidad "Take or Pay". En caso de contar con otra modalidad se deberá especificar.
 - iii. Antigüedad del contrato: indicar si el contrato tiene una antigüedad mayor o menor a 6 meses.
 - iv. Volumen adicional estimado para los siguientes 60 días, desde la fecha de declaración, asociados a los contratos respectivos.
 - v. Potencial indisponibilidad del volumen adicional: indicar si el proveedor o el comprador tienen la posibilidad de interrumpir el compromiso y el porcentaje del volumen afectado.
 - vi. Existencia de acuerdo de Directorio asociados a los contratos.
 - vii. Existencia de impuestos que tengan efecto sobre el costo o disponibilidad informada.
- c) Información de costos y disponibilidad en el mediano plazo
- i. Costo medio esperado informar al Coordinador para los dos semestres calendarios siguientes (H1 y H2) a ser utilizados en las unidades generadoras de la Empresa Generadora.
 - ii. Volumen esperado utilizar para los dos semestres calendario siguientes (H1 y H2) en las unidades generadoras de la Empresa Generadora.

Cada vez que se descargue un nuevo embarque, ya sea de combustible o insumos arena y caliza, la Empresa Generadora deberá realizar una "Declaración de la Recepción de un Nuevo Embarque", entregando la información requerida en el presente artículo, en los plazos establecidos en el Artículo 3 Ter.



Artículo 3 Bis. Cálculo del costo final de los combustibles sólidos a utilizar.

Conforme a lo indicado en el presente Procedimiento, el método de costeo que se deberá utilizar para los combustibles sólidos será el costo histórico.

Cada Empresa Generadora deberá calcular el costo de cada combustible en su equivalente energético, conforme a lo establecido en este Procedimiento.

Cada empresa Generadora deberá realiza una “Declaración de Combustible a Utilizar”, indicando la programación de mezcla de los tipos de combustibles, disponibles en su inventario, que ha planificado utilizar en cada una de sus unidades, para un horizonte de al menos 15 días. Dicha declaración deberá ser actualizada cada vez que se modifique la mezcla del tipo de combustible a utilizar.

El costo final (CF) de la mezcla declarada, se deberá calcular como el promedio ponderado, en su equivalente energético, conforme a lo establecido en el Título 10 del presente Procedimiento, de los costos por tipo de combustible sólido de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3, en la proporción declarada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CF = \frac{\sum (C_i \cdot Q_{CC_i})}{\sum (Q_{CC_i})}$$

Dónde

CF =	Costo Final, correspondiente al valor promedio ponderado de los costos de cada tipo de combustible utilizado, todos estos parámetros expresados en su equivalente energético.
C _i =	Costo en cancha, en su equivalente energético, del tipo de combustible i.
QCC i=	Cantidad de cada tipo de combustible i en su equivalente energético, según la “Declaración de Combustible a Utilizar”.

En el caso de Empresas Generadoras que utilicen tecnologías de lecho fluidizado y que decidan informar el costo de los insumos arena y caliza, dentro del costo de combustible, deberán agregar el costo del volumen de dichos insumos al CF de la mezcla de combustible a utilizar, en la proporción que corresponda conforme al tipo de combustible empleado. Para estos efectos, la Empresa Generadora deberá justificar la proporción de arena y caliza utilizada mediante una memoria de cálculo que permita transparentar el uso de estos insumos cada vez que se declare o modifique la mezcla a utilizar.

Artículo 3 Ter. Actualización de combustibles sólidos.

Cada vez que se realice la recepción de combustible sólido o insumos arena o caliza, ya sea mediante embarques o camiones, la Empresa Generadora deberá realizar una “Declaración de la Recepción de un nuevo Combustible o Insumo”, conforme a los requerimientos establecidos en el Artículo 3. La información del volumen recibido de ese combustible o insumos darán inicio al control de su inventario. En cualquier caso, los combustibles o insumos recibidos sólo podrán ser utilizados para la operación de sus unidades, cuando el Coordinador haya aceptado la declaración conforme a los requerimientos establecidos en el Artículo 3.

Además, cada Empresa Generadora deberá proveer diariamente al Coordinador, la información del inventario de cada tipo de combustibles sólidos e insumos almacenados en cancha, que hayan sido declarados al Coordinador, antes del horario de cierre de la información para el desarrollo de la PCP. Se entenderá comprendida dentro del inventario de cada tipo de combustible sólido e insumos, la información relativa inventario inicial, recepción, consumo, merma e inventario final. Sin perjuicio de esto, en el caso que la Empresa Generadora detecte desviaciones en el control diario de inventario, deberá informar y justificar dichas desviaciones, actualizado el inventario.

Por otra parte, el costo final de los combustibles sólidos a utilizar se deberá actualizar cada vez que la Empresa Generadora modifique la mezcla de combustibles que haya a utilizar en la operación de sus respectivas unidades, empleando los costos históricos informados en cada “Declaración de la Recepción de un Nuevo Embarque” de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3 y al costo final del combustible a utilizar según lo indicado en el Artículo 3 Bis del presente Procedimiento.

Junto con la información de cambio de mezcla de combustibles a utilizar, la Empresa Generadora deberá incluir la proyección de la o las mezclas de combustibles y volumen de insumos, según corresponda, que prevé utilizar durante los 12 meses siguientes. Dichas proyecciones deberán realizarse en función de costos futuros esperados en base a compromisos de compra asociados a contratos vigentes, indicando la fuente pública utilizada en el caso de requerir el uso de indexadores.

En el caso que una Empresa Generadora requiera modificar la mezcla de combustible a utilizar en la operación diaria, ésta deberá ser justificada entregando los antecedentes respectivos y contará con el mismo proceso de observación establecido para la declaración de combustibles sólidos, según el presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, los combustibles e insumos a utilizar, según corresponda, serán siempre aquellos existentes que han sido declarados y aceptados por el Coordinador para establecer el costo de los combustibles sólidos.

En el caso de las Empresas Generadoras que utilicen tecnologías de lecho fluidizado, que hayan informado los insumos arena y caliza como parte del costo de combustible, deberán confirmar o



actualizar la memoria de cálculo de la proporción de dichos insumos cada vez que informen un nuevo precio o modifiquen la mezcla.

Las actualizaciones deberán informarse sólo en días hábiles, antes del horario de cierre de la información diaria para la PCP. El Coordinador podrá observar dichas actualizaciones periódicas hasta el día hábil siguiente tres horas antes del horario de cierre de la información para el desarrollo de la PCP.

De existir observaciones de parte del Coordinador a los costos informados por alguna Empresa Generadora, ésta deberá dar respuesta a tales observaciones una hora antes del horario de cierre de la información para el desarrollo de la siguiente PCP. Si las observaciones son aclaradas satisfactoriamente antes del horario de cierre de la información para el desarrollo de la siguiente PCP, los costos entrarán en vigencia a contar de las 00:00 horas del día siguiente al día en que han sido aclaradas las observaciones. De persistir las observaciones por parte del Coordinador en relación con la información entregada por la Empresa Generadora respectiva, El Coordinador emitirá nuevamente sus observaciones, las que deberán ser respondidas por la Empresa Generadora, a más tardar el día siguiente hábil en los mismos plazos indicados en el inciso anterior del presente artículo. Mientras persistan las observaciones del Coordinador se mantendrá vigente el último costo vigente.

En caso de no existir observaciones por parte del Coordinador o solicitudes de validación de parte de los Coordinados, los costos informados entrarán en vigencia a las 00:00 horas del día subsiguiente al día de recibida la información.

Artículo 4. Costo del Combustible Sólido a Utilizar por el Coordinador.

El costo del combustible sólido a utilizar por el Coordinador corresponderá al Costo Medio Ponderado (CMP), el cual considerará las cantidades existentes en cancha y comprometidas en los contratos y órdenes de compras spot, cada uno de ellos calculado de acuerdo a la estructura definida en el Artículo 3 y referidos a 6.350 kcal/kg pcs, gar.

La expresión que se aplicará para determinar el CMP en USD por tonelada equivalente de carbón (ton – eq) será la siguiente:

$$CMP = \frac{CMP_o * Q_o + \sum_i P_i * Q_i}{Q_o + \sum_i Q_i} \left[\frac{USD}{ton - eq} \right]$$



Donde:

CMP_0 : Costo Medio Ponderado de la declaración de costos vigente previa a la presente declaración.

Q_0 : Cantidad de combustible sólido existente en cancha al momento de la presente declaración de costos, limitada como máximo al equivalente de una operación a potencia máxima, durante 60 días, de la unidad generadora correspondiente.

i : Índice que cubre las partidas pertenecientes a los volúmenes o cantidades comprometidas para arribo en los próximos 60 días respecto a la fecha de declaración de costos.

Q_i : Cantidad comprometida en la partida i en toneladas equivalentes referidas a 6.350 kcal/kg pcs, gar.

P_i : Costo comprometido en la partida i , calculado según lo definido en el Artículo 3.

TÍTULO III. COSTO DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO

Artículo 5. Estructura de Costo del Combustible Líquido.

El costo del combustible líquido a informar deberá corresponder al valor puesto en los estanques de cada unidad generadora y debe estar desglosado en los siguientes términos:

- (1) Costo del Combustible: Valor en el punto de abastecimiento del proveedor expresado en USD/ton.
- (2) Flete: Flete o costos generales desde los estanques del proveedor hasta los estanques de la unidad generadora expresado en USD/ton, los cuales deberán estar debidamente detallados y considerar sólo su componente variable.
- (3) TOTAL: Suma de los valores señalados en (1) y (2).

El costo del combustible líquido determinado de acuerdo al desglose anterior deberá ser referido a un valor base equivalente a 11.000 kcal/kg pcs.

En el caso que el valor del combustible líquido puesto en estanque de la central incluya el costo de Flete indicado en (2), se deberá declarar directamente dicho valor tanto en (1) como en (3) y en consecuencia el valor de flete (2) declarado deberá ser nulo.

Artículo 6. Costo del Combustible Líquido a Utilizar por el Coordinador.

(a) Empresas coordinadas que posean contratos u órdenes de compra:

Se deberán informar los costos establecidos en los contratos de suministro u órdenes de compra de combustibles suscritos por las empresas coordinadas para sus respectivas unidades generadoras, de acuerdo a lo indicado en el Artículo anterior.



(b) Empresas coordinadas que no posean contratos u órdenes de compra:

En aquellos casos en que la empresa coordinada no posea contratos de suministro ni maneje órdenes de compra programadas (compras futuras comprometidas) y que disponga de sólo un proveedor, ésta deberá declarar el valor spot del proveedor del combustible puesto en estanque de sus unidades generadoras, de acuerdo a los valores establecidos en la cotización que se realice para tal efecto y la cual deberá estipular la fecha de emisión, la fecha de validez, la identificación de quien la emite y a quien es emitida. A partir de la fecha de recepción de dicha cotización, la empresa coordinada deberá comunicar al Coordinador en menos de 24 horas los costos combustibles líquidos correspondientes. En aquellos casos en que no se cumpla con el plazo señalado, la empresa coordinada deberá solicitar una nueva cotización y enviar al Coordinador la declaración de CC correspondiente.

Si una empresa coordinada cuenta con varios proveedores y por lo tanto posee más de una cotización para su suministro, deberá informar al Coordinador aquella de menor valor puesto en los estanques de sus unidades generadoras.

TÍTULO IV. COSTO DEL GAS NATURAL

Artículo 7. Estructura de Costo del Gas Natural.

El costo del gas natural se determinará puesto en cada unidad generadora y se informará en USD por cada mil m³ (USD/dam³). Para ello se deberá considerar la siguiente estructura de costos:

- (1) Costo FOB: Valor del gas en el lugar de origen.
- (2) Pérdida en el transporte: Como porcentaje del Valor FOB.
- (3) Transporte hasta Frontera: Según lo informado por la empresa coordinada conforme a lo estipulado en su contrato vigente.
- (4) Seguro: Valor establecido en el contrato.
- (5) TOTAL CIF: Suma de los valores señalados en (1), (2), (3) y (4).
- (6) Derechos de Internación: Según aranceles vigentes y expresados como porcentaje del valor CIF.
- (7) Agente de Aduana: El valor convenido por la empresa coordinada, o a falta de este un 0,06% del valor CIF.
- (8) Impuestos a las importaciones: Según aranceles vigentes y expresados como porcentaje del valor CIF.

- (9) Otras Pérdidas: Como porcentaje de la suma de los valores señalados en (5),(6), (7) y (8).
- (10) Transporte en Chile hasta la Unidad Generadora: Según lo informado por la empresa coordinada conforme a lo estipulado en su contrato vigente.
- (11) Impuesto Sustitutivo y Comisión Bancaria: El valor informado por la empresa coordinada o a falta de ello un 0,2% del valor CIF.
- (12) Costo de Compresión de gas: Si corresponde.
- (13) TOTAL: Suma de los valores señalados en (5),(6), (7), (9), (10), (11), (12) y (12).

El costo deberá ser informado para un valor base equivalente a un poder calorífico superior de 9.300 kcal/m³ estándar.

Adicionalmente, se deberá informar si existen contratos bajo modalidad Take or Pay suscritos en el suministro, transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, puntos y condiciones de entrega y los períodos en que aplican. En cuyo caso se deberán informar los costos incurridos, volúmenes comprometidos y períodos correspondientes.

Artículo 8. Costo del Gas Natural a Utilizar por el Coordinador.

Se deberán informar los costos establecidos en los contratos de suministro y en los casos que corresponda, cada empresa coordinada informará el CMP resultante para cada ítem de la estructura de costos según lo indicado en el Artículo 7. El cálculo deberá incluir el detalle de los ítems por cada proveedor de gas considerado, incluyendo la cantidad de cada partida.

La expresión que se aplicará para determinar el CMP en USD/dam³ equivalente será la siguiente:

$$CMP = \frac{\sum_i P_i * Q_i}{\sum_i Q_i} \left[\frac{USD}{dam^3} \right]$$

Donde:

i : Índice que cubre las partidas pertenecientes a los volúmenes comprometidos en los próximos 60 días respecto a la fecha de la declaración de costos. En el caso de los contratos tipo Take or Pay deberán declararse los volúmenes y costos comprometidos para los períodos correspondientes.

Q_i : Cantidad comprometida en la partida i en dam³ y referidas a 9.300 kcal/m³.

P_i : Costo comprometido en la partida i , determinado según lo indicado en el Artículo 7, debidamente indexado para cada período según su respectivo contrato.

TÍTULO V. COSTO DE COMBUSTIBLE DE BIOMASA

Artículo 9. Estructura de Costo del Combustible Proveniente de Biomasa.

El costo a informar deberá corresponder al valor puesto en la cancha de acopio de la unidad generadora y debe estar desglosado en los siguientes términos:

- (1) Costo del Combustible: Valor en el punto de abastecimiento expresado en USD/ton.
- (2) Flete: Flete desde el punto de abastecimiento hasta la cancha de acopio de la unidad generadora expresado en USD/ton.
- (3) Costos adicionales: Son aquellos costos que reúnen las actividades necesarias para gestionar y controlar el suministro de biomasa, además de los preparativos para que la biomasa cumpla con los requerimientos para su utilización, entre los cuales incluye el triturado, secado, compactado así como el almacenado de biomasa hasta que sea requerida para su combustión.
- (4) Total: Suma de los valores señalados en (1), (2) y (3).

En el caso que el valor del combustible proveniente de Biomasa puesto en la cancha de acopio de la unidad generadora incluya el costo de Flete indicado en (2), se deberá declarar directamente dicho valor tanto en (1) como en (3) y en consecuencia el valor de flete (2) declarado deberá ser nulo.

La empresa coordinada podrá informar los CC en otras unidades diferentes a USD/ton previa aprobación por parte del Coordinador, conforme a sus contratos vigentes o documentos de transacción que justifiquen la adquisición.

Artículo 10. Costo del Combustible Proveniente de Biomasa a Utilizar por el Coordinador.

Se deberán informar los costos establecidos en los contratos de suministro u órdenes de compra de combustibles suscritos por las empresas coordinadas para sus respectivas unidades generadoras, según los valores que se encuentren vigentes al momento de la entrega de la información.

Si una empresa coordinada cuenta con más de un contrato u orden de compra para su suministro, deberá informar la cantidad de cada combustible puesto en su respectiva cancha de acopio, el detalle de los ítems considerados para cada uno de ellos y el costo medio ponderado que refleje los volúmenes allí comprometidos.



La expresión que se aplicará para determinar el costo medio ponderado (CMP) en USD por tonelada de material será la siguiente:

$$CMP = \frac{CMP_o * Q_o + \sum_i P_i * Q_i}{Q_o + \sum_i Q_i} \left[\frac{USD}{ton} \right]$$

Donde:

CMP_o : Costo Medio Ponderado de la declaración de costos vigente previa a la presente declaración.

Q_o : Cantidad de material en cancha al momento de la presente declaración de costos, limitada como máximo al equivalente de una operación a potencia máxima, durante 60 días, de la unidad generadora correspondiente.

i : Índice que cubre las partidas pertenecientes a los volúmenes o cantidades comprometidas para arribo en los próximos 60 días respecto a la fecha de declaración de costos.

Q_i : Cantidad comprometida en la partida i en toneladas.

P_i : Costo comprometido en la partida i .

TÍTULO VI. COSTOS DE COGENERACIÓN Y DE OTROS COMBUSTIBLES

Artículo 11. Costos de Combustibles de las Unidades de Cogeneración.

La empresa coordinada deberá enviar un Informe Justificativo con la información de los CC de su planta de cogeneración que sean independientes del proceso productivo principal. La información de estos costos deberá estructurarse bajo los criterios y formatos establecidos para los demás tipos de combustibles del presente Procedimiento.

Artículo 12. Costos de Otros Combustibles.

Las empresas coordinadas que utilizan en sus unidades generadoras combustibles distintos a los especificados en el presente Procedimiento, deberán informar el costo combustible expresado en USD/ton y adicionalmente se deberá indicar el consumo específico neto en unidades de ton/MWh.

TÍTULO VII. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Artículo 13. Actualización de los Costos de los Combustibles.

Los CC deberán ser actualizados ante el Coordinador cada vez que se suscriba un nuevo contrato de adquisición de combustible o de acuerdo a los períodos que se indican a continuación:

- (a) Para el caso de unidades generadoras a carbón, biogás y biomasa, el período de actualización deberá ser menor o igual a 60 días.





- (b) Para el caso de unidades generadoras que utilicen gas natural, combustibles líquidos o gases provenientes de combustibles líquidos, el período de actualización deberá ser menor o igual a 1 semana.
- (c) Para el caso de unidades de cogeneración, el período de actualización deberá ser menor o igual a 90 días.
- (d) Para unidades generadoras que utilicen para su producción otros combustibles, el período de actualización deberá ser menor o igual a 1 semana.

Artículo 14. Actualización de Stock y Disponibilidad de los Combustibles.

Diariamente, antes de las 08:00 horas, las empresas coordinadas deberán informar al Coordinador el stock de combustible existente a las 24 horas del día anterior, ya sea en cancha, estanque u otros, y las horas de operación a potencia máxima de sus unidades generadoras considerando dicho stock, de acuerdo a las unidades correspondientes para cada tipo de combustible.

Adicionalmente, dentro de los cinco primeros días de cada mes y para cada unidad generadora, se deberá informar la disponibilidad de cada combustible utilizado para generación de energía eléctrica en un horizonte de 12 meses. La información deberá ser proporcionada con detalle diario para el primer mes, semanal para el segundo mes y detalle mensual a partir del tercer mes, expresadas en unidades de porcentaje respecto de la operación a potencia máxima de la central.

Todo cambio de disponibilidad entregada que afecte a cualquier unidad generadora, deberá ser informado al Coordinador a la brevedad posible, entregando un informe justificativo. En el caso que el cambio corresponda a una disminución de la disponibilidad del recurso primario, éste deberá ser informado con al menos 15 días de anticipación.

Tanto el stock como la disponibilidad informada deberán sujetarse a los formatos que el Coordinador defina en su oportunidad.





Artículo 15. Informe Justificativo.

Para efectos del presente Procedimiento, los Informes Justificativos deberán contener el detalle de los cálculos de las actualizaciones de los CC, salvo en aquellas materias en que existan cláusulas de confidencialidad, en cuyo caso el Coordinador podrá verificar la información, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 19 del presente Procedimiento.

Sin perjuicio de lo anterior y con el objeto de facilitar las revisiones y validaciones por parte del Coordinador de los costos informados en el Informe Justificativo, las empresas coordinadas deberán especificar el desglose que detalla el cálculo de los CC para determinar el costo final, según la estructura que se establece en el presente Procedimiento y el formato que se defina el Coordinador en su oportunidad. Asimismo, se precisarán las unidades utilizadas, la tasa de cambio, la densidad y el poder calorífico que describen los documentos de transacción, contratos o facturas que permitan al Coordinador validar dicha información.

La estructura de cálculo incluida en el Informe Justificativo, así como cualquier modificación a esta estructura, deberá estar respaldada en los antecedentes del Informe Justificativo que la empresa coordinada deberá enviar al Coordinador para su aprobación previo a su utilización.

Artículo 16. Entrada en Vigencia.

Los CC informados serán utilizados en la Programación de Mediano y Largo Plazo siguiente, salvo que existan observaciones por parte del Coordinador al Informe Justificativo.

Artículo 17. Tipo de Cambio.

Los CC deben estar expresados en dólares estadounidenses (USD). A estos efectos, aquellos ítems de costos cuya información de respaldo se encuentre originalmente expresada en pesos chilenos (CLP) se convertirán a USD empleando el tipo de cambio correspondiente al dólar observado publicado por el Banco Central de Chile al día hábil inmediatamente anterior a la fecha de presentación del Informe Justificativo. En este caso, se deberá indicar en el Informe Justificativo aquellos ítems de costos que fueron convertidos a USD.

Artículo 18. Formatos de Entrega de Información.

El Informe Justificativo, los documentos que respalden la declaración de costos y la información de stock y disponibilidad, deberán ser enviados bajo el formato y medio que defina el Coordinador para tal efecto.

Artículo 19. Verificación de la Información.

El Coordinador podrá constatar si los costos informados se ajustan a lo indicado en el presente Procedimiento.





El proceso de verificación consistirá en que la empresa coordinada muestre, bajo confidencialidad si así lo requiere, toda la documentación complementaria que permita reconstruir el costo informado. Se pondrán a disposición del Coordinador los contratos, las órdenes de compra, las declaraciones de importación, las facturas y cualquier otro antecedente que respalde la información proporcionada.

Finalizada la revisión de los antecedentes y comprobado el detalle del cálculo y la estructura de costos, el Coordinador comunicará el resultado de la verificación.

En el caso que la verificación no confirmase el costo informado, éste deberá ser corregido sobre la base de las observaciones del Coordinador. En cualquier caso, al concluir la verificación deberá haberse establecido el costo en cuestión y ante la falta de antecedentes que respalden la declaración de la empresa coordinada prevalecerá la declaración vigente.

