



NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN

Diciembre de 2020

Santiago de Chile

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	: DISPOSICIONES GENERALES	3
TÍTULO 1-1	Terminología y Aspectos Generales	4
TÍTULO 1-2	Funciones, atribuciones y obligaciones	12
CAPÍTULO 2	: DE LOS COSTOS MARGINALES	14
TÍTULO 2-1	Aspectos Generales	15
TÍTULO 2-2	Determinación De Los Costos Marginales	16
TÍTULO 2-3	exclusión de condiciones operativas para la determinación del costo marginal	19
TÍTULO 2-4	Costos Marginales en Condiciones de Falla	22
TÍTULO 2-5	Costos Marginales en Barras del Sistema	23
TÍTULO 2-6	Publicación Y Plazos	24
CAPÍTULO 3	: DE LAS TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS Y LA COORDINACIÓN DE MERCADO	25
TÍTULO 3-1	Aspectos Generales	26
TÍTULO 3-2	Coordinación de mercado	27
TÍTULO 3-3	Requerimientos de Información para la coordinación de mercado	29
TÍTULO 3-4	Transferencias Económicas de la coordinación del mercado	36
TÍTULO 3-5	Transferencias Económicas del Mercado de Corto Plazo	39
TÍTULO 3-6	Otras Transferencias Económicas	47
TÍTULO 3-7	Facturación y Cadena de pagos	52
TÍTULO 3-8	Garantías	54
TÍTULO 3-9	Reliquidaciones	59
CAPÍTULO 4	: DISPOSICIONES TRANSITORIAS	61
TÍTULO 4-1	Disposiciones Transitorias	62

CAPÍTULO 1 : DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO 1-1 TERMINOLOGÍA Y ASPECTOS GENERALES

Artículo 1-1 Objetivo

El objetivo de la presente Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “Norma Técnica”, “NT CyO” o “NT”, es establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se registrará el proceso de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, a la Ley General de Servicios Eléctricos y a la restante normativa aplicable.

Artículo 1-2 Alcance

La presente Norma Técnica establece disposiciones para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Los aspectos que se tratan en la presente NT son los siguientes:

- a. Determinación de Costos Marginales.
- b. Transferencias Económicas en el Mercado de Corto Plazo.

Artículo 1-3 Abreviaturas

Para la aplicación de la presente NT, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

1. **AGC:** Control Automático de Generación (*Automatic Generation Control*).
2. **AR:** Ajustes y Recargos del PNP.
3. **CC:** Centro de Control de un Coordinado.
4. **CDC:** Centro de Despacho y Control.
5. **CDRGL:** Cargos y Descuentos por Reconocimiento de Generación Local.
6. **CEO:** Condición Especial de Operación.
7. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, a que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley.
8. **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
9. **DTE:** Documento Tributario Electrónico.
10. **EM:** Equipo de Medida.
11. **FETR:** Factor de Equidad Tarifaria Residencial.
12. **IVTE:** Informe de Valorización de Transferencias Económicas.
13. **Ley o Ley General de Servicios Eléctricos:** 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, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores.
14. **NT:** Norma Técnica.
15. **NTCO:** Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.
16. **NTD, NTDx:** Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

17. **NT SSCC:** Norma Técnica de SSCC.
18. **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
19. **Panel de Expertos o Panel:** Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.
20. **PMG:** Pequeño Medio de Generación.
21. **PMGD:** Pequeño Medio de Generación Distribuida.
22. **PRMTE:** Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas.
23. **Reglamento CyO:** Decreto Supremo N° 125, de 19 de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
24. **Reglamento de SSCC:** Decreto Supremo N° 113, de 28 de noviembre de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
25. **Reglamento de Transferencias de Potencia:** Decreto Supremo N° 62, de 01 de febrero de 2006, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.
26. **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
27. **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.
28. **SITR:** Sistema de Información en Tiempo Real.
29. **SSCC (SC):** Servicios Complementarios (Servicio Complementario).

Artículo 1-4 Definiciones

Para efectos de la aplicación de la presente NT, las siguientes definiciones tendrán el significado que se indica a continuación:

1. **Autodespacho:** Régimen de operación de una instalación de un PMGD interconectado al sistema de distribución que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento Aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
2. **Autoproducción:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.
3. **Barra de Referencia:** Nudo utilizado en el proceso de programación de la operación y que define el factor de penalización de referencia de energía (1,0).
4. **Barra de Transferencia Económica:** Barra del Sistema Eléctrico Nacional donde se producen transferencias económicas entre dos o más Coordinados.
5. **Cliente Final:** Coordinado que tiene un contrato de suministro con una Empresa Generadora para abastecer sus consumos, sean estos libres o regulados. Asimismo, se entenderá a la Empresa Distribuidora como un Cliente Final, cuando corresponda.
6. **Cliente Libre:** Usuario no sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147º de la Ley General de Servicios Eléctricos.
7. **Cliente Regulado:** Usuario sometido a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 147º de la Ley General de Servicios Eléctricos.
8. **Coordinado(s):** Propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere o explote, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72º-2 de la Ley.
9. **Contratos de Compraventa Financieros:** Contratos suscritos entre Empresas Generadoras que no den cuenta de una medida física real registrada por un equipo de medición o que, dando cuenta de ella, ésta no se encuentre referida a la barra de inyección de una central o a la barra de retiro del consumo asociado.

- 10. Contratos de Compraventa Físicos de Energía:** Contratos en los cuales se establece la compra de energía asociada a una medida física real, que registre un equipo de medida, pudiendo traspasarse en su totalidad o en un porcentaje de ésta, la cual además es realizada en la misma barra donde se registra la medida física, ya sea esta un retiro a Cliente Final o una inyección/retiro de una Unidad Generadora.
- 11. Costo Marginal Instantáneo:** Valor obtenido de integrar la medición de quince minutos de un Periodo de Cálculo. Se determina a más tardar quince minutos de finalizado el Periodo de Cálculo siguiente.
- 12. Costo Marginal Real:** Valor obtenido a partir del Costo Marginal Instantáneo. Se determina una vez que se han resuelto las observaciones recibidas por el Coordinador. Este costo es el que se utiliza para la valorización de la energía en el Balance de Transferencias.
- 13. Empresa Acreedora o Acreedor:** Coordinado que, producto de una instrucción de pago emitida por el Coordinador referente a las transferencias económicas, tiene la obligación de emitir factura y el derecho a recibir un pago, de acuerdo con la instrucción de pago correspondiente.
- 14. Empresa Deficitaria:** Coordinado participante del Mercado de Corto Plazo que, como resultado de la valorización de sus inyecciones y retiros en el respectivo balance realizado por el Coordinador, resulten con saldos totales negativos en un periodo de facturación determinado.
- 15. Empresa Deudora o Deudor:** Coordinado que, producto de una instrucción de pago emitida por el Coordinador referente a las transferencias económicas, tiene la obligación de realizar el pago de acuerdo con la instrucción correspondiente.
- 16. Empresa Distribuidora:** Concesionaria de servicio público de distribución o todo aquel que preste servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.
- 17. Empresa Excedentaria:** Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo que, como resultado de la valorización de sus inyecciones y retiros en el respectivo balance realizado por el Coordinador, resulten con saldos totales positivos en un período de facturación determinado.
- 18. Empresa Generadora:** Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

- 19. Empresa Suministradora o Suministrador:** Cualquier Empresa Generadora o Empresa Distribuidora que dé suministro de energía y potencia a un Cliente Libre.
- 20. Empresa Transmisora:** Empresa eléctrica que presta el servicio público de transporte de electricidad según lo dispuesto en el artículo 73° de la LGSE.
- 21. Estado Operativo (EO):** Clasificación que identifica el estado en que se encuentra una instalación, considerando las restricciones técnicas internas o externas, las restricciones relativas al suministro y disponibilidad de combustibles, y la conexión o desconexión al SEN, según corresponda en cada caso.
- 22. Factores de Penalización:** Factores que se asignan a cada barra del sistema eléctrico, y que reflejan las pérdidas marginales de energía del sistema de transmisión entre una barra en particular y la barra referencia, para un determinado nivel de demanda.
- 23. Informe de Valorización de Transferencias Económicas:** Informe que emite el Coordinador con los cálculos, resultados y el análisis de la operación de los mercados de corto plazo, la valorización de las transferencias y los correspondientes pagos entre los Coordinados participantes de los referidos mercados.
- 24. Ingreso Tarifario:** Diferencia que resulta de la aplicación de los Costos Marginales Reales de la operación, respecto de las inyecciones y retiros de energía en tramos de transmisión. Para las inyecciones y retiros de potencia, se deberá utilizar el precio de nudo que se encuentre vigente.
- 25. Instrucción de Pago:** Instrucciones emitidas por el Coordinador producto de la determinación de transferencias económicas resultantes de la operación del SEN, incluyendo sus respectivas reliquidaciones.
- 26. Mercado de Corto Plazo:** Mercados de energía, potencia y servicios complementarios en los cuales las transferencias económicas entre los Coordinados participantes de dichos mercados resultan de la operación de las instalaciones interconectadas por parte del Coordinador, en cumplimiento de los objetivos de la coordinación a que se refiere el artículo 72º-1 de la Ley.
- 27. Mercado Eléctrico:** Mercado que abarca el Mercado de Corto Plazo y demás pagos que determinados por el Coordinador.
- 28. Pagos Laterales:** Pagos que se realizan con el fin de reconocer costos no cubiertos por el Costo Marginal Real producto de la operación, como, por ejemplo, costos variables superiores al marginal, a los que hace referencia los artículos 167° y 168°, y costos de partida y costos de detención, a los que hace referencia los artículos 163°, además de diferencias producto de precios estabilizados, entre otros.

29. Pequeño Medio de Generación: Medio de generación cuyos excedentes de energía y potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, a los sistemas de transmisión zonal o a los sistemas de transmisión dedicados, de conformidad a lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 149° de la Ley.

30. Pequeño Medio de Generación Distribuida: Medio de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al SEN no superen los 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, de conformidad a lo dispuesto en el inciso sexto del artículo 149° de la Ley.

31. Periodo de Cálculo: Periodo consecutivo de 15 minutos que se utiliza para el cálculo del Costo Marginal Real, el Costo Marginal Instantáneo y las transferencias de energía. De esta manera se contabilizarán 96 periodos de cálculo durante un día, de acuerdo con la tabla siguiente:

Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]
1	0:00:01	25	6:00:01	49	12:00:01	73	18:00:01
	0:15:00		6:15:00		12:15:00		18:15:00
2	0:15:01	26	6:15:01	50	12:15:01	74	18:15:01
	0:30:00		6:30:00		12:30:00		18:30:00
3	0:30:01	27	6:30:01	51	12:30:01	75	18:30:01
	0:45:00		6:45:00		12:45:00		18:45:00
4	0:45:01	28	6:45:01	52	12:45:01	76	18:45:01
	1:00:00		7:00:00		13:00:00		19:00:00
5	1:00:01	29	7:00:01	53	13:00:01	77	19:00:01
	1:15:00		7:15:00		13:15:00		19:15:00
6	1:15:01	30	7:15:01	54	13:15:01	78	19:15:01
	1:30:00		7:30:00		13:30:00		19:30:00
7	1:30:01	31	7:30:01	55	13:30:01	79	19:30:01
	1:45:00		7:45:00		13:45:00		19:45:00
8	1:45:01	32	7:45:01	56	13:45:01	80	19:45:01
	2:00:00		8:00:00		14:00:00		20:00:00
9	2:00:01	33	8:00:01	57	14:00:01	81	20:00:01
	2:15:00		8:15:00		14:15:00		20:15:00
10	2:15:01	34	8:15:01	58	14:15:01	82	20:15:01
	2:30:00		8:30:00		14:30:00		20:30:00
11	2:30:01	35	8:30:01	59	14:30:01	83	20:30:01
	2:45:00		8:45:00		14:45:00		20:45:00
12	2:45:01	36	8:45:01	60	14:45:01	84	20:45:01
	3:00:00		9:00:00		15:00:00		21:00:00
13	3:00:01	37	9:00:01	61	15:00:01	85	21:00:01

Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]	Periodo de Cálculo	Inicio y fin [hh:mm:ss]
	3:15:00		9:15:00		15:15:00		21:15:00
14	3:15:01	38	9:15:01	62	15:15:01	86	21:15:01
	3:30:00		9:30:00		15:30:00		21:30:00
15	3:30:01	39	9:30:01	63	15:30:01	87	21:30:01
	3:45:00		9:45:00		15:45:00		21:45:00
16	3:45:01	40	9:45:01	64	15:45:01	88	21:45:01
	4:00:00		10:00:00		16:00:00		22:00:00
17	4:00:01	41	10:00:01	65	16:00:01	89	22:00:01
	4:15:00		10:15:00		16:15:00		22:15:00
18	4:15:01	42	10:15:01	66	16:15:01	90	22:15:01
	4:30:00		10:30:00		16:30:00		22:30:00
19	4:30:01	43	10:30:01	67	16:30:01	91	22:30:01
	4:45:00		10:45:00		16:45:00		22:45:00
20	4:45:01	44	10:45:01	68	16:45:01	92	22:45:01
	5:00:00		11:00:00		17:00:00		23:00:00
21	5:00:01	45	11:00:01	69	17:00:01	93	23:00:01
	5:15:00		11:15:00		17:15:00		23:15:00
22	5:15:01	46	11:15:01	70	17:15:01	94	23:15:01
	5:30:00		11:30:00		17:30:00		23:30:00
23	5:30:01	47	11:30:01	71	17:30:01	95	23:30:01
	5:45:00		11:45:00		17:45:00		23:45:00
24	5:45:01	48	11:45:01	72	17:45:01	96	23:45:01
	6:00:00		12:00:00		18:00:00		0:00:00

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de existir un Decreto Supremo que fije un nuevo régimen horario, definiendo así un horario de invierno y otro de verano, esto deberá verse reflejado en la fecha indicada para dicho cambio, pudiendo tener en dicho caso un día con 100 Periodos de Cálculo, así como un día con 92 Periodos de Cálculo según corresponda.

32. Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE): Sistema o plataforma informática, con privilegios de solo lectura, por medio de la cual se realizará la interrogación remota de los EM y se recibirá toda la información proveniente de dichos equipos, en cumplimiento con lo establecido en la NTSyCS.

33. Portal de Pagos: Plataforma dispuesta por el Coordinador para efectuar el monitoreo de la cadena de pagos, en la cual se mantienen actualizados los datos comerciales de los Coordinados participantes de las transferencias económicas, se registran los pagos y se ingresan las facturas.

34. Punto de Compra: Barra o nudo del sistema eléctrico en los cuales las Empresas Distribuidoras efectúan las compras de energía y potencia destinadas a abastecer a sus Clientes Regulados.

- 35. Punto de Oferta:** Barra o nudo de un sistema eléctrico en el que los Oferentes de la Licitación deben presentar los precios y montos de energía asociados al suministro licitado.
- 36. Punto de Suministro:** Punto en el cual una Empresa Suministradora entrega suministro eléctrico a un Cliente Final, cuyas condiciones comerciales están definidas en el contrato de suministro respectivo.
- 37. Servicios Complementarios (SSCC):** Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del SEN en los términos dispuestos en el artículo 72°-I de la Ley. Son servicios complementarios, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
- 38. Sistema de Almacenamiento de Energía:** Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.
- 39. Sistemas de Información Pública:** Sistemas de Información Pública del Coordinador a los que se refiere el Artículo 72°-8 de la Ley.
- 40. Sistema de Medidas de Transferencias Económicas:** Sistema que permite disponer de toda la información requerida para la determinación de las transferencias económicas al que se refiere la NTSyCS, NTD y la NTCO, esta última, a efectos de las exigencias de medición asociadas a los PMGD.
- 41. Unidad Generadora:** Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.

Artículo 1-5 Plazos

Los plazos expresados en días que se establecen en la presente norma serán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario, entendiéndose que son inhábiles los sábados, los domingos y los festivos. Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

TÍTULO 1-2 FUNCIONES, ATRIBUCIONES Y OBLIGACIONES

Artículo 1-6 Del Coordinador

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones que contempla la presente NT, será responsabilidad del Coordinador:

- a. Determinar, para cada Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real de cada Barra de Transferencia Económica y otras barras del sistema eléctrico necesarias para el cálculo de los Ingresos Tarifarios por tramo y para todos aquellos pagos y demás obligaciones que correspondan.
- b. La coordinación del Mercado de Eléctrico, en particular, la coordinación y determinación de las transferencias económicas resultantes de la operación coordinada de las instalaciones interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional, debiendo elaborar los balances económicos de energía, potencia y SSCC, lo que a efectos de la presente NT se entenderá como Mercado de Corto Plazo, junto con la determinación de otras transferencias como las resultantes producto del uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones de conformidad a la presente NT.
- c. Implementar los Sistemas de Información Pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación a las que se refiere el Artículo 72°-8 de la Ley.
- d. Adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad de la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación.
- e. Coordinar los procesos de facturación y pago entre los Coordinados que resulten de las transferencias económicas instruidas por aquél.
- f. Efectuar las auditorías técnicas que sean necesarias para el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente encomiende al Coordinador en relación con sus funciones de coordinación y operación.
- g. Las demás funciones y obligaciones que expresamente se determinan en la presente Norma Técnica.

Artículo 1-7 De los Coordinados

Será responsabilidad de los Coordinados:

- a. Sujetarse a la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional que efectúe el Coordinador, de acuerdo con la normativa vigente.
- b. Proporcionar al Coordinador, oportunamente, toda la información y antecedentes en la forma y plazo que éste requiera, de acuerdo con la normativa vigente.
- c. Actualizar en forma continua toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que el Coordinador requiera para el cumplimiento de sus funciones.
- d. Disponer de los sistemas información y comunicación a los que se refiere la NTSyCS, NTCO y NTDx, según corresponda, y la presente norma.

- e. Informar mediante declaración jurada y en el formato que el Coordinador disponga, los antecedentes de los contratos de suministro, su información comercial, y toda otra información requerida para el adecuado funcionamiento de las plataformas del Coordinador. Será responsabilidad de cada Coordinado mantener permanentemente actualizada dicha información.
- f. Disponer la información requerida en tiempo y forma y velar por la veracidad y completitud del contenido entregado.
- g. Las demás funciones y obligaciones que expresamente se determinan en la presente norma técnica.

CAPÍTULO 2 : DE LOS COSTOS MARGINALES

TÍTULO 2-1 ASPECTOS GENERALES

Artículo 2-1 Objetivo

El objetivo del presente capítulo es establecer la metodología y criterios para la determinación de los costos marginales del Sistema Eléctrico Nacional, a ser utilizados en la valorización de los balances de transferencias de energía, en el cálculo de los Ingresos Tarifarios por tramo y de todos aquellos pagos y demás obligaciones que correspondan, asociadas al Mercado Eléctrico.

Artículo 2-2 Requisitos generales del proceso

La determinación del Costo Marginal Real y Costo Marginal Instantáneo para cada barra deberá efectuarse por el Coordinador, mediante un proceso automático, oportuno y trazable, para cada Periodo de Cálculo definido, de conformidad a lo establecido en la normativa vigente y el presente capítulo de la NT.

La determinación del Costo Marginal Real que realice el Coordinador deberá ser compatible con la prestación y remuneración de los Servicios Complementarios.

TÍTULO 2-2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES

Artículo 2-3 Definición de costo marginal

Se entenderá por Costo Marginal Real o Costo Marginal Instantáneo, según corresponda, para cada barra el costo en que, incluida la componente de racionamiento y las limitaciones del sistema transmisión, el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica, dado un determinado nivel de producción.

Alternativamente, dado un determinado nivel de producción, se entenderá como Costo Marginal Real aquel que, incluida la componente de racionamiento, se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica.

Artículo 2-4 Antecedentes para el cálculo de los costos marginales

Para la determinación de los Costos Marginales Reales, el Coordinador deberá utilizar la siguiente información:

- a. Generación real neta de cada Unidad Generadora o inyección del Sistema de Almacenamiento de Energía registrada mediante el Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.
- b. Costos variables y costos de oportunidad de las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de acuerdo con la normativa vigente.
- c. Costo de falla vigente del sistema, según lo resuelto por la Comisión.
- d. Factores de penalización obtenidos a partir de lo señalado en la presente NT.
- e. Condiciones especiales de operación de las instalaciones del SEN.
- f. Restricciones en las instalaciones del sistema eléctrico durante la operación en tiempo real, que tengan incidencia en la determinación del Costo Marginal Instantáneo.
- g. Listado de prioridad de colocación de conformidad a lo dispuesto en el presente capítulo.
- h. Registro de instrucciones y Estados Operativos de la operación en tiempo real del SEN registrada por el Coordinador.

Artículo 2-5 Metodología de determinación del costo marginal

El Coordinador deberá determinar, para cada Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real de cada Barra de Transferencia Económica y de otras barras del sistema eléctrico necesarias para el cálculo de los Ingresos Tarifarios por tramo y de todos aquellos pagos y demás obligaciones que correspondan. En cada Periodo de Cálculo, el Coordinador deberá determinar para cada minuto, la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento que se encuentra fijando el Costo Marginal Real.

En caso de que exista más de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento fijando el Costo Marginal Real dentro del Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real corresponderá al promedio ponderado, por minutos, de las unidades que fijaron el costo marginal en dicho periodo.

Artículo 2-6 Listado de prioridad de colocación

El listado de prioridad de colocación, se definirá el orden creciente de colocación de las unidades de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo

de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los costos de oportunidad de las respectivas instalaciones.

El listado de prioridad de colocación se obtendrá a partir de los resultados de la programación de la operación.

Para efectos del despacho y determinación del Costo Marginal Real, las unidades de generación térmicas serán consideradas con un único costo variable en el listado de prioridad de colocación, correspondiente al costo determinado para el valor de potencia máxima de dichas instalaciones.

Artículo 2-7 Orden económico

Se entenderá por orden económico, para efectos de la determinación del Costo Marginal Real y el Costo Marginal Instantáneo, como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en orden creciente de costos de producción de energía eléctrica, de acuerdo al listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador como resultado de la programación.

El despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación, debido a restricciones o condiciones especiales de cualquier tipo, tales como operación por pruebas o respaldo a éstas, operación por regulación de tensión, operación por seguridad del sistema, entre otras, se entenderá realizado fuera de orden económico.

Artículo 2-8 Sistema de información y registro de eventos

El Coordinador deberá administrar en su sitio web un sistema de información y registro público de eventos de la operación en tiempo real, de manera que todo interesado pueda conocer los principales eventos y el registro de variables de la operación en tiempo real del SEN.

El Sistema deberá contener el registro de eventos y condiciones de operación para cada Periodo de Cálculo, como también el registro histórico de la información. El Sistema deberá permitir identificar el Estado Operativo en que se encuentra cada instalación en todo momento.

Para cumplir con los requerimientos de transparencia y trazabilidad de la información, el Coordinador deberá definir la Nomenclatura de Estados Operativos, eventos y condiciones de operación, mediante códigos alfanuméricos, y notificar sus actualizaciones a los Coordinados, en caso de que corresponda.

Asimismo, en el registro deberá figurar cada instalación asociada con su respectiva nomenclatura en conformidad al Anexo Técnico Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento de la NTSyCS.

Artículo 2-9 Registro de Instrucciones y Estados Operativos

El Coordinador, deberá registrar las instrucciones de la operación en tiempo real y Estados Operativos de las instalaciones del sistema.

Al menos se deberán registrar los Estados Operativos establecidos en la NT de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadores y en el AT "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Asimismo, el Coordinador deberá registrar las condiciones de operación de las unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de energía con el objetivo de poder identificar si dichas instalaciones pueden determinar el Costo Marginal Real, para ello, al menos deberá registrar lo siguiente:

- a. Proceso de Partida y Detención.
- b. Cuando se encuentre operando a potencia máxima, mínimo técnico, generación intermedia.
- c. Configuración en la que se encuentre operando una unidad.
- d. Modo de operación en el que se encuentre el Sistema de Almacenamiento.
- e. Modo de operación en el que se encuentren las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
- f. Si se encuentra exportando a otro sistema, y monto de la exportación.
- g. Si se encuentra en pruebas, ya sea producto de las pruebas propias de la etapa de puesta en servicio, pruebas operacionales o pruebas instruidas por el Coordinador.
- h. Si se encuentra operando en respaldo de unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento que se encuentran en pruebas.
- i. Si se encuentra operando exclusivamente para la prestación de servicios de control de frecuencia.
- j. Si se encuentra operando fuera de orden económico por consideraciones de seguridad.
- k. Si se encuentra limitada para alcanzar sus valores de mínimo técnico, potencia máxima, o se debe operar en carga fija producto de las restricciones operativas de la unidad o Sistema de Almacenamiento.

Artículo 2-10 Determinación del Costo Marginal Real

El Costo Marginal Real de energía en la Barra de Referencia, en cada Periodo de Cálculo, corresponderá al mayor costo de producción de energía de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía que se encuentre operando por orden económico, durante dicho periodo.

Para efectos de la determinación del Costo Marginal Real de energía en la Barra de Referencia, el Coordinador deberá establecer, del conjunto de Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren despachadas en la operación en tiempo real, la instalación con el mayor costo de producción de acuerdo al Listado de prioridad de colocación y que sea candidata a marginar de conformidad al TÍTULO 2-3 del presente Capítulo, y el registro de instrucciones y Estados Operativos señalado en el numeral h del Artículo 2-4.

Artículo 2-11 Costo Marginal Real determinado por unidades generadoras o sistemas de almacenamiento que no cubren sus costos variables

Toda vez que el Costo Marginal Real esté determinado por una unidad generadora, y que producto de la aplicación de lo establecido en el inciso segundo del Artículo 2-6 no cubra sus costos variables por encontrarse operando en un punto de eficiencia menor, ésta deberá ser retribuida económicamente en sus costos variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

Asimismo, en el caso que el Costo Marginal Real esté determinado por un conjunto de unidades generadoras o sistemas de almacenamiento para un periodo, y que producto de este promedio ponderado, no cubran sus costos variables, éstos deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

TÍTULO 2-3 EXCLUSIÓN DE CONDICIONES OPERATIVAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO MARGINAL

Artículo 2-12 Instalaciones fuera de orden económico

Las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando fuera de orden económico, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso segundo del Artículo 2-7, no determinarán el Costo Marginal Real y Costo Marginal Instantáneo.

Artículo 2-13 Mínimos Técnicos

Las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, no determinarán el Costo Marginal Real de energía. La operación de dichas instalaciones, con un costo variable superior al Costo Marginal Real, deberá ser retribuida económicamente en sus costos variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía, del sistema o subsistema según corresponda. La determinación del pago de los costos no cubiertos deberá ser consistente con el pago de la prestación de Servicios Complementarios y normativa vigente.

Artículo 2-14 Niveles Mínimos de Despacho

Las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando en niveles mínimos de despacho, debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales u otras, que hayan sido despachadas fuera de Orden Económico por el Coordinador, no determinarán el Costo Marginal Real, en cuyo caso deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por la valorización a Costo Marginal, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía del sistema o subsistema según corresponda.

Artículo 2-15 Costos Marginales y Servicios Complementarios

En particular, las unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando exclusivamente para la prestación de servicios de control de frecuencia, no determinarán el Costo Marginal Real del sistema. Se entenderá que las instalaciones se encuentran operando exclusivamente para la prestación de servicios de control de frecuencia si sumando el monto adjudicado o instruido por prestación directa por el Coordinador, de conformidad a las disposiciones establecidas para estos servicios, a la potencia de despacho en tiempo real de la instalación, ésta alcanza su potencia máxima, o cuando se despachen unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía sobre su Mínimo Técnico exclusivamente para la provisión de servicios de control de frecuencia por sobrefrecuencia y el despacho de las referidas instalaciones que no responda al orden creciente de colocación en conformidad al Artículo 2-7.

Artículo 2-16 Unidades generadoras de embalse bajo condiciones especiales de operación

Cuando una unidad generadora de embalse se le determine un valor de acuerdo con lo dispuesto en la presente NT, y ésta se encuentre operando en alguna Condición Especial de Operación de Embalse,

cumpliendo con los requisitos necesarios para fijar el Costo Marginal Real, se deberán considerar las condiciones establecidas en la respectiva normativa, de acuerdo a lo siguiente:

- a. Condición de Vertimiento: Toda vez que el Coordinador declare a una unidad generadora de embalse en condición de vertimiento, el costo de oportunidad de dicha unidad será cero.
- b. Condición de Vertimiento Evitable: Toda vez que el Coordinador declare a una unidad generadora de embalse en condición de vertimiento evitable, el costo de oportunidad de dicha unidad corresponderá al más bajo de los costos variables o de oportunidad de las unidades que modificaron su generación de acuerdo al orden económico, como resultado de esta declaración.
- c. Condición de Agotamiento: El costo de oportunidad de la unidad en dicha condición corresponderá al más alto de los costos variables o de oportunidad de las unidades que modificaron su generación de acuerdo al orden económico, como resultado de esta declaración.

Artículo 2-17 Instalaciones en etapa de puesta en servicio

Las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren en etapa de puesta en servicio, de conformidad a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y por lo tanto no han entrado en operación, no determinarán el Costo Marginal Real de energía, serán retribuidas por una operación a un costo variable superior al Costo Marginal Real, sin perjuicio de la consideración de la energía inyectada por dichas instalaciones.

Para los Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que no han entrado en operación, la energía inyectada será valorizada al Costo Marginal Real de energía, independiente de si han optado o no al mecanismo de estabilización de precios.

Artículo 2-18 Costos de partida y detención

Los costos de partida y detención que sean declarados por las Empresas Generadoras de conformidad a la normativa vigente no serán considerados en la determinación del Costo Marginal Real de energía.

Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a Costo Marginal Real no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación no cubiertos e incurridos en el señalado proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía del sistema o subsistema según corresponda. El cálculo del pago antes señalado será incluido en el respectivo IVTE según lo indica el Artículo 3-32

Artículo 2-19 Impuesto que grava a las emisiones

De conformidad a lo establecido en el inciso final del artículo 8° de la Ley 20.780, el impuesto a las emisiones no deberá ser considerado en la determinación del Costo Marginal Real de energía, cuando el impuesto afecte a la unidad de generación marginal del sistema.

Artículo 2-20 Subsistemas de Energía

En caso de que, producto de la operación real del Sistema ocurran desconexiones o congestiones en el Sistema de Transmisión, que den origen a subsistemas desacoplados, el Coordinador deberá determinar un Costo Marginal Real para cada uno de los subsistemas respectivos, considerando para ello solamente las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando en éstos y sus costos de producción, de acuerdo al listado de prioridad de colocación.

Para la identificación de las barras pertenecientes a los subsistemas respectivos, el Coordinador deberá utilizar herramientas y modelos que permitan hacer dicha identificación en forma previa a la operación en tiempo real. Las herramientas y modelos que el Coordinador desarrolle deberán ser ajustadas oportunamente por éste, en base a las condiciones y estados observados en la operación en tiempo real.

Dentro del Periodo de Cálculo, donde inicie o finalice la restricción que da origen al subsistema, se calculará el Costo Marginal Real por barra, ponderando los minutos en que dicha barra fue considerada dentro del respectivo subsistema y los que se consideró como parte del SEN.

TÍTULO 2-4 COSTOS MARGINALES EN CONDICIONES DE FALLA

Artículo 2-21 Decreto de racionamiento

En caso de que se encuentre vigente un decreto de racionamiento al que se refiere el artículo 163° de la Ley, durante el periodo en que éste sea aplicable, el Costo Marginal Real para la valorización de las transferencias de energía se determinará según se establezca en dicho decreto, donde el costo de racionamiento será el establecido en el informe de precios de nudo a que se refiere el artículo 162° de la Ley.

Artículo 2-22 Falla con Energía no Suministrada

En caso de que el sistema no se encuentre bajo decreto de racionamiento, el Costo Marginal Real en una o más barras del sistema, durante el periodo en que exista energía no suministrada, corresponderá al costo de falla de larga duración que se encuentre vigente, según la profundidad de la falla. Para la verificación de la profundidad antes señalada se deberá comparar la situación pre y post falla, en la zona que determine el Coordinador.

Se considerará que existe energía no suministrada hasta el instante en que el Coordinador instruya la recuperación del servicio.

TÍTULO 2-5 COSTOS MARGINALES EN BARRAS DEL SISTEMA

Artículo 2-23 Costo marginal en barras del sistema

El Coordinador determinará el Costo Marginal Real para cada barra del sistema eléctrico que éste establezca, al menos en aquellas donde ocurran transferencias entre dos o más coordinados. Para efectos de lo anterior se ponderará el Costo Marginal Real de energía de la Barra de Referencia, según lo señalado en el Artículo 2-10, por los factores de penalización correspondientes.

Frente a la interconexión de una nueva instalación al sistema eléctrico, o la modificación de una instalación existente, en los términos señalados en los artículos 72°-17 y 72°-18 de la Ley, el Coordinador deberá incluir o modificar, según corresponda, las barras de valorización de inyecciones y retiros a efectos de realizar el balance de transferencias de energía.

Artículo 2-24 Factores de penalización programados

El Coordinador determinará factores de penalización programados para cada barra del sistema eléctrico, a partir del proceso de programación diaria.

El Coordinador deberá determinar una cantidad mínima de 3 bloques y de máximo 10 horas para cada bloque. Si en atención a las consideraciones del Sistema Eléctrico, el Coordinador determina que sea necesaria la modificación de los bloques que se consideren a efecto de calcular los factores de penalización, esto deberá ser realizado fundadamente y previa comunicación a los Coordinados y a la Comisión.

Artículo 2-25 Factores de penalización reales

El Coordinador deberá determinar los factores de penalización reales para cada barra sobre la base de la operación real del sistema. El periodo de cálculo será el mismo que se utilice para la determinación del Costo Marginal Real según lo indicado en el Artículo 2-2.

TÍTULO 2-6 PUBLICACIÓN Y PLAZOS

Artículo 2-26 Publicación de Costos Marginales

El Coordinador deberá publicar en su sitio web, los Costos Marginales Instantáneos señalados en el Artículo 2-3, a más tardar 15 minutos de finalizado el Periodo de Cálculo inmediatamente anterior. Los valores publicados serán considerados definitivos, sin perjuicio de la revisión establecida en el Artículo 2-27.

En caso de que durante la operación en tiempo real se produzcan condiciones de operación especiales, tales como, energía no suministrada, desacoples por congestiones en el sistema de transmisión, unidades generadoras en condición de vertimiento, entre otras, el Coordinador deberá junto con la publicación señalada en el inciso precedente, registrar la(s) barra(s) en que se han producido una o más de dichas condiciones.

Artículo 2-27 Revisión de Costos Marginales

Los costos marginales publicados de acuerdo al Artículo 2-26, serán revisados de conformidad a las siguientes disposiciones:

- a) Revisión del Coordinador: el Coordinador deberá revisar los costos marginales publicados, y en caso de que corresponda, rectificar y publicar los nuevos valores a más tardar a las 17:00 horas del día siguiente de ocurrida la operación en tiempo real. La referida publicación deberá identificar los valores modificados.
- b) Revisión de los Coordinados: los Coordinados podrán enviar sus solicitudes de corrección de los costos marginales, hasta las 17:00 horas del segundo día contado desde la publicación de éste por parte del Coordinador, a través del medio y formato que el Coordinador disponga al efecto.

Una vez recibidas las solicitudes de corrección, el Coordinador deberá analizarlas, y en caso de que corresponda, publicar los nuevos valores a más tardar a las 17:00 horas del tercer día contado desde ocurrida la publicación del referido costo marginal. Estos serán considerados como Costos Marginales Reales.

El Coordinador efectuará revisiones y modificaciones de los costos marginales Reales, únicamente en los términos y plazos establecidos en el presente artículo, una vez que se cumplan dichas condiciones, los Costos Marginales Reales no serán susceptibles de revisión alguna. Sin perjuicio de lo anterior y de manera excepcional, el Coordinador podrá corregir los valores publicados ante la ocurrencia de un error manifiesto o en casos de energía no suministrada, indicando el motivo que justifique dicha corrección, el cual deberá ser informado a los Coordinados con un plazo de observación de dos días hábiles.

CAPÍTULO 3 : DE LAS TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS Y LA COORDINACIÓN DE MERCADO

TÍTULO 3-1 ASPECTOS GENERALES

Artículo 3-1 Objetivos

El presente capítulo de la Norma Técnica tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones, obligaciones y atribuciones del Coordinador y de los Coordinados, en lo referente a las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, , otras transferencias determinadas por el Coordinador y las disposiciones técnicas para la determinación y pagos de reliquidaciones correspondientes.

En el presente capítulo, también se regulan las disposiciones relativas al monitoreo de la cadena de pagos, en particular en lo referente al sistema de garantías para participar en el Mercado de Corto Plazo, conforme a lo dispuesto en el Reglamento CyO.

Asimismo, se norman las materias referidas al sistema de información pública del Coordinador, en lo que respecta a la información necesaria para el desarrollo del mercado, y la trazabilidad de las transferencias económicas.

Artículo 3-2 Alcance

El presente capítulo contempla los requisitos y condiciones para los procesos relativos a las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo y otras transferencias determinadas por el Coordinador.

TÍTULO 3-2 COORDINACIÓN DE MERCADO

Artículo 3-3 Mercado de Corto Plazo

El Coordinador deberá determinar y coordinar las transferencias económicas entre los Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo, resultantes de la operación coordinada de las instalaciones interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional.

En dicho mercado, se transan las inyecciones de energía eléctrica y los retiros de energía del sistema eléctrico, ambos valorizados al Costo Marginal Real en la barra respectiva, efectuados con el objeto de abastecer a los contratos destinados a clientes finales o permitir los procesos de almacenamiento de energía, la prestación de SSCC, la capacidad de generación compatible con la suficiencia del sistema y los compromisos de demanda de punta asociados al suministro de dichos clientes, dando cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente.

Artículo 3-4 Requisitos y condiciones para participar en el Mercado de Corto Plazo

Podrán participar en el Mercado de Corto Plazo, las empresas titulares de instalaciones de Generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía, las instalaciones para la prestación de SSCC, u otros agentes que habilite la Ley, que se encuentren integradas en la plataforma de Portal de Pagos.

Adicionalmente, los Coordinados deberán:

- a. Ser titulares de una instalación de Generación, incluidas las de Autoprodutores, Sistema de Almacenamiento de Energía o instalación para la prestación de SSCC, todas energizada e interconectada al sistema eléctrico;
- b. Contar con el equipamiento de medida que permita registrar sus inyecciones y retiros, el cual deberá estar ya integrado en la Plataforma PRMTE, de acuerdo con los requerimientos técnicos y protocolos establecidos en la NTSyCS, en particular en su Anexo Técnico de Sistema de Medidas para Transferencias Económicas, NTCO y NTDx, según corresponda;
- c. Cumplir con los pagos de las transferencias económicas que determine el Coordinador en los plazos y formas que establece la presente NT; y
- d. En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer contratos de suministro destinados a Clientes Finales, disponer de garantías de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-64.
- e. Adicionalmente, podrán participar en el mercado de SSCC aquellas instalaciones que, a través de sus recursos técnicos, que realicen el proceso de verificación de prestación de SSCC, y cuenten con los respectivos documentos de verificación vigentes mediante los cual adquirirán la calidad de prestadoras de la categoría o subcategoría del SSCC que corresponda en conformidad a la NT de SSCC.

- f. Además podrán participar los suministradores adjudicados al que hace referencia el inciso sexto del artículo 135° ter, de la Ley

Artículo 3-5 Otros pagos u obligaciones

Junto con la coordinación del mercado de Corto Plazo al que se refiere el Artículo 3-3, le corresponderá al Coordinador la determinación y coordinación de los siguientes pagos u obligaciones:

- a. Pagos a los Coordinados de instalaciones de transmisión nacional, zonal, dedicada, para polos de desarrollo y de sistemas de interconexión internacional, según corresponda;
- b. Reliquidaciones entre Empresas Distribuidoras originadas por las diferencias de facturación producidas por la aplicación de los mecanismos de ajuste o recargo y de reconocimiento a la generación local a que se refiere el artículo 157º de la Ley y de equidad tarifaria residencial señalado en el artículo 191º de la Ley;
- c. Las relativas al cumplimiento de la obligación a que se refieren los artículos 150º bis y 150º ter de la Ley;
- d. Las relativas a las reliquidaciones originadas por la aplicación del impuesto que grava las emisiones, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 8º de la Ley Nº 20.780, de Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario; y
- e. Las demás establecidas en la Ley y demás normativa vigente.

Artículo 3-6 Asignación de pagos a retiros

Todas las transferencias económicas cuyo pago sea a prorrata de retiros deberán considerar solamente los compromisos de los contratos de suministro, a los que se refiere el Artículo 3-17, celebrados entre la Empresas Suministradoras y los Clientes Finales. A estos efectos, no deberán ser considerados los contratos de compraventa a los que se refiere Artículo 3-21.

TÍTULO 3-3 REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN PARA LA COORDINACIÓN DE MERCADO

Artículo 3-7 Comunicación sobre reemplazo de la calidad de Coordinado en el mercado de corto plazo

Para cada instalación deberá existir un único Coordinado, que se entenderá como titular de todos los derechos y obligaciones establecidas en el Reglamento CyO y la presente NT.

En caso de que las instalaciones eléctricas coordinadas a las que se refiere el Artículo 10 del Reglamento CyO, sean operadas o explotadas directamente por personas distintas a su propietario, éste y la empresa que opere o explote dichas instalaciones, deberán:

- a. Enviar una comunicación al Coordinador dando cuenta del reemplazo de la calidad de Coordinado por la respectiva instalación;
- b. Acompañar el título sobre la base del cual se modifica la titularidad de quien opera o explota directamente la o las instalaciones respectivas, indicando la duración del título respectivo;
- c. Acompañar la manifestación de voluntad del propietario de ser reemplazado e en su calidad de Coordinado en relación con dichas instalaciones; y,
- d. Acompañar todos los demás antecedentes que le solicite el Coordinador.

El reemplazo en la calidad de Coordinado de una instalación abarcará todas las obligaciones, facultades y responsabilidades establecidas en la normativa eléctrica vigente que le sea aplicable y no podrá efectuarse en términos parciales. Lo anterior, sin perjuicio de las responsabilidades que la Ley y Reglamentos le asignen directamente a los propietarios de las instalaciones.

Al momento de vencimiento del plazo establecido en el literal b), la calidad de Coordinado representante volverá a propietario de la instalación.

En caso de que se produzca el término del título al que hace referencia el literal b se entenderá que el propietario de la instalación que se encontraba sujeto al reemplazo retomará la calidad de Coordinado por la respectiva instalación.

Artículo 3-8 Sistema de Información Pública

Como parte del Sistema de Información Pública, el Coordinador será responsable de mantener permanentemente actualizada la información relativa a los niveles de contratación de cada uno de los Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo, incluyendo, al menos, fecha de suscripción del contrato, la identificación de los clientes suministrados, montos de contratación en energía y potencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos con periodicidad al menos mensual, proyecciones de demanda y oferta de generación, plazos de vigencia del suministro, y toda aquella información que considere relevante para efectos de los balances de transferencias, de conformidad a lo establecido en el Capítulo 3 del Reglamento CyO y de la presente NT. La información anterior no deberá incluir aspectos de carácter comercial y económico contenido en los contratos, entendiéndose estos últimos como los detalles sobre los precios pactados entre las partes, o toda

información que pueda afectar el desempeño competitivo de las empresas o tenga el carácter de confidencial en conformidad a lo establecido en el Artículo 188 del Reglamento CyO.

Asimismo, el Coordinador será responsable de mantener permanentemente actualizada la información relativa a las transferencias económicas entre los Coordinados, tales como balances de transferencias de energía y potencia, costos marginales del sistema, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, información relativa a los pagos entre Coordinados a partir de los balances determinados por el Coordinador y, en general, de todos aquellos pagos que le corresponda calcular al Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 3-9 Código identificador

El Coordinador deberá identificar con un código único a cada uno de los Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo y a los Clientes Finales de manera de permitir llevar un registro trazable en las plataformas a las que se refiere el Artículo 3-25 y el Artículo 3-59. En el caso de los Clientes Finales, el código no deberá verse afectado por los cambios de Suministrador.

Artículo 3-10 Información de medición para transferencias económicas

Los Coordinados deberán disponer de un Sistema de Medida para Transferencias Económicas, en particular los equipos de medida, que permitan cumplir con las exigencias necesarias para establecer una comunicación directa con la plataforma PRMTE que disponga el Coordinador en conformidad a lo establecido en la NTSyCS.

El Coordinador determinará los puntos donde los Coordinados deberán instalar equipos de medida con el objetivo de representar correctamente los puntos de transacción en conformidad al Artículo 3-11. Las medidas deberán ser enviadas a la plataforma PRMTE, con resolución de 15 minutos, en el formato que el Coordinador determine.

Las Empresas Transmisoras, deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro de las inyecciones y los retiros de energía que se produzcan en los distintos tramos de transmisión, incluidos aquellos retiros de energía asociados a servicios auxiliares en las subestaciones de transmisión.

En el caso de Empresas Distribuidoras, el Sistema de Medida para Transferencias Económicas deberá permitir la identificación de los flujos desde y hacia las redes de distribución, de forma tal que la información enviada al Coordinador represente adecuadamente las inyecciones y retiros asignables tanto a la generación como a la demanda, diferenciando los retiros destinados a Clientes Libres o Cliente Regulados y las inyecciones y retiros de los medios energéticos distribuidos conectados en su zona de concesión.

Los Coordinados deberán disponer del equipamiento de medida que permita registrar sus inyecciones y retiros de acuerdo con los requerimientos técnicos que establezca la NTSyCS según corresponda. Asimismo, deberán facilitar la conexión del Coordinador a dichos equipos de manera de que éste pueda acceder de manera remota a la información, en caso de indisponibilidad de conexión los Coordinados deberán enviar en el tiempo y forma que el Coordinador requiera la información relativa a las medidas.

Artículo 3-11 Representación del SEN para cálculo de los balances

El Coordinador, mediante el Sistema de Medida para Transferencias Económicas, deberá resguardar la correcta representación de cada uno de los tramos del sistema de transmisión y cada una de las Barras de Transferencia y otros nodos donde se deba determinar las transacciones físicas y económicas, para la realización de balances físicos y valorizados, respectivamente, tanto de energía como de potencia, entre otros pagos.

En razón a lo anterior, el Coordinador podrá realizar simplificaciones de la representación del SEN cuando éstas no impacten en el cálculo de las transferencias. El Coordinador deberá considerar las comunicaciones de los contratos a las que se refiere el Artículo 3-16 y Artículo 3-21, en la representación de las Barras de Transferencia y otras barras del sistema eléctrico necesarias para el cálculo de otros pagos, la modificaciones a la representación deberá ser realizada de manera oportuna previo al inicio o la modificación de la vigencia de los contratos.

Artículo 3-12 Barra de transferencias de medios energéticos distribuidos y de Clientes Libres en Distribución

Las Barras de Transferencias Económicas en el caso de los medios energéticos distribuidos y Clientes Libres en distribución, en adelante punto de referencia, corresponderá a la barra de mayor tensión de la subestación primaria de distribución más cercana, es decir la subestación que tenga la menor distancia eléctrica al punto de conexión del medio energético distribuido o el Cliente Libre en el sistema de distribución.

Con el objetivo de representar correctamente las transacciones, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador las medidas que reflejen las pérdidas en las redes de distribución asociadas a los retiros de los Clientes Libres y las inyecciones de los medios energéticos distribuidos que se conecten en sus redes.

Artículo 3-13 Factores de referenciación de los PMGD

El Coordinador deberá ponderar la energía inyectada por los PMGD por los factores de referenciación determinados e informados previamente por cada Empresa Distribuidora de acuerdo a lo dispuesto en la NTCO.

Las Empresas Distribuidoras deberán calcular factores de referenciación que permitan llevar la valorización de las inyecciones de energía y potencia desde el punto de referencia al punto de conexión del PMGD en la red de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la NTCO. El Coordinador deberá utilizar dichos factores para efectos de determinar la participación de los PMGD en el balance de transferencias de energía y potencia, si corresponde.

Artículo 3-14 Estimaciones de medidas para los balances

Sólo en casos excepcionales y debidamente justificados, el Coordinador podrá realizar estimaciones sin contar con las medidas en la Barra de Transferencia Económica u otras barras que sean necesarias, utilizando para ello, la mejor información disponible, y resguardando que el método de estimación que utilice permita obtener un valor adecuado para el cálculo de las transferencias económicas. El

Coordinador podrá estimar los valores faltantes mediante medidas de SCADA, otros sistemas de información, o de software que permitan modelar el SEN, representando los parámetros de las instalaciones de transmisión y las pérdidas.

En los casos que se recurra a estimaciones de medida, éstas deberán ser debidamente identificadas en los antecedentes del IVTE, indicando las razones junto con los parámetros utilizados para determinar dicha estimación, sea esta información técnica para los parámetros de las líneas de transmisión, datos del SCADA u otros similares.

Artículo 3-15 Normalización de información de medidas

En conformidad a lo señalado en el AT Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas de la NTSyCS, los Coordinados deberán informar registros faltantes a más tardar a las 12:00 horas del día siguiente al día de operación. El plazo para normalizar fallas de EM y comunicación, es decir la recuperación de la actividad de registro y habilitación de la lectura, no deberá superar los tres días, desde la fecha que el Coordinador notifique dicha irregularidad en la medición o integración de los flujos de energía del Coordinado.

Los Coordinados deberán rectificar la información de medidas a más tardar al cuarto día hábil del mes siguiente al de ocurrida. Posteriormente el Coordinador deberá realizar las estimaciones que correspondan de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-11.

La Empresa Suministradora deberá informar los registros faltantes de los Clientes Finales asociados a sus retiros en los plazos señalados en el presente artículo. Las Empresas Distribuidoras deberán informar los registros faltantes de los clientes conectados en su zona de concesión, sean estos Clientes Libres o Regulados, junto a la información correspondiente a los PMGD.

Artículo 3-16 Del deber de informar contratos de suministro

Cada Empresa Suministradora será responsable de informar, con una antelación de al menos 30 días respecto del inicio del suministro, a través de la Plataforma dispuesta al efecto por el Coordinador, los nuevos contratos de suministro de energía y potencia destinados a Clientes Finales a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo y mantener permanente actualizada dicha información, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 3-17. En caso de que la Empresa Suministradora no informe el término del contrato, de conformidad a lo establecido en el inciso cuarto del Artículo 3-18, ésta deberá mantener el reconocimiento de los retiros asociados al cliente respectivo en el Mercado de Corto Plazo por lo menos hasta el siguiente periodo de facturación, debiendo informar el término de suministro de igual modo.

La información que proporcionen todos los Coordinados respecto de sus retiros, en virtud de lo señalado en los Artículo 3-17, Artículo 3-18 y Artículo 3-19 de la presente Norma Técnica, deberá guardar estricto apego a la temporalidad informada sobre sus contratos de suministro señalada en el inciso anterior.

El Coordinador deberá informar, a los respectivos Clientes Libres suministrados por una Empresa Suministradora el término del contrato de suministro, según los plazos y formas dispuestos en el Artículo 3-18 de la presente NT.

Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.

Artículo 3-17 Información de los contratos de suministro

Entre los antecedentes que deberán ser informados al Coordinador en conformidad al Artículo 3-16, deberá indicarse, al menos:

- a. La identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora a la que da suministro;
- b. El periodo de suministro explicitando su inicio y término;
- c. Las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador; y
- d. La asignación correspondiente a sus suministros a Empresas Distribuidoras en las respectivas subestaciones primarias-.

Asimismo, y con la misma antelación, deberá informar toda modificación de los contratos que implique cambios en el periodo de suministro o en las cantidades señaladas. En caso de que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días, deberá informarlo al tercer día hábil siguiente a la suscripción de la modificación.

Artículo 3-18 Deber de informar el término de contrato de suministro

Las Empresas Generadoras deberán informar al Coordinador los nuevos contratos de suministro a Clientes Finales o actualizaciones de éstos, en forma previa a su entrada en vigencia, con al menos 30 días corridos de anticipación, en caso en que la fecha de suscripción del mismo y la fecha de entrada en vigencia, sea menor a 30 días corridos; la Empresa Generadora dispondrá de 3 días hábiles para informar al Coordinador de este nuevo contrato.

Así mismo, el Coordinador deberá comunicar el aviso de término de contrato, a los Clientes Libres cuyos contratos estén próximos a finalizar, la comunicación deberá ser realizada tres meses antes de la fecha de término del mismo. El aviso se deberá enviar al cliente libre con copia a su Empresa Suministradora, de manera de que estos informen el estado de la situación contractual o si el cliente cambiará de Empresa Suministradora.

Si 15 días antes de la fecha de término del contrato, ninguna Empresa Generadora ha informado un nuevo contrato de suministro con el Cliente Libre y éste se encuentra conectado al sistema, la Empresa Generadora con contrato vigente podrá solicitar la desconexión del Cliente Libre al Coordinador o a la Empresa Distribuidora, en el caso de clientes conectados en redes de distribución; se deberá remitir una copia de dicha comunicación al Coordinador, al cliente y a la Superintendencia. En 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.

En caso de que la Empresa Generadora no haya informado el término del suministro asociado a un contrato, tendrá la obligación de mantener el reconocimiento de los retiros asociados al cliente en la coordinación del mercado.

Artículo 3-19 Deber de informar asignación comercial

Las Empresas Suministradoras deberán informar al Coordinador sus contratos de suministro en conformidad al Artículo 3-16 y Artículo 3-17. En caso de suministrar a un cliente libre que posea más de un suministrador, deberá informar la regla de repartición entre los suministrados, es decir la asignación comercial, de manera de poder asignar el monto del retiro que corresponda a cada suministrador.

El Coordinador revisará la consistencia entre las reglas de asignación informadas por los suministradores del mismo retiro, procurando que la suma de los montos corresponda al registro físico del medidor. En caso de que la asignación comercial informada por los respectivos suministradores no coincida, el Coordinador deberá pedir las correcciones y antecedentes que correspondan, lo que deberá ser enviado por los Suministradores a más tardar 15 días contados desde la solicitud del Coordinador. Mientras no sea aprobada la nueva regla de asignación, el Coordinador determinará la regla de asignación que considere más adecuado de acuerdo con los antecedentes remitidos por las partes, pudiendo entre sus opciones mantener la asignación comercial previa, y confirmar con el cliente final la regla de repartición. Una vez aprobada la regla de asignación, el Coordinador deberá determinar las reliquidaciones que correspondan, en conformidad a lo señalado en el TÍTULO 3-9.

A efectos del cálculo de las transferencias económicas, el Coordinador considerará los antecedentes de la asignación comercial que haya sido informada a más tardar el segundo día hábil del mes siguiente de ocurrida la operación.

Artículo 3-20 Obligaciones y acuerdos de pago

Los Coordinados deberán informar al Coordinador todo incumplimiento de pago instruido por este último que no haya sido acordado previamente por las partes. Asimismo, deberán informar al Coordinador con la debida antelación los acuerdos de pago que suscriban entre Coordinados, de manera de no ejecutar las garantías cuando los pagos se aplacen en común acuerdo.

Esta información deberá poder entregarse mediante la plataforma del Portal de Pagos u otras que este disponga.

Artículo 3-21 Contratos de compraventa entre Empresas Generadoras

Las Empresas Generadoras participantes del Mercado de Corto Plazo deberán informar contratos de compraventa de energía y potencia que establezcan entre ellas, diferenciando entre los contratos físicos, en el caso de energía, y los contratos financieros.

Los contratos de compraventa que sean suscritos entre Empresas Generadoras, tanto físicos como financieros, deberán ser informados al Coordinador, especificando las condiciones del mismo, 30 días antes de su inicio de vigencia, especificando las características principales de estos, como la duración y montos máximos tranzados

Estos contratos, deberán ser declarados por ambas empresas firmantes por idénticas magnitudes y en la misma Barra de Transferencia Económica, para efectos de la valorización, y serán tratados como un retiro para la empresa vendedora y como una inyección para la compradora. En caso en que las declaraciones realizadas por ambas empresas difieran o existan desacuerdos en los montos y puntos informados, estos no serán incorporados en las transferencias económicas.

A efectos del cálculo de las transferencias económicas, el Coordinador considerará los traspasos realizados producto de los contratos de compraventa que hayan sido informados a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente de ocurrida la operación.

Artículo 3-22 Información para la facturación

Será de responsabilidad de cada Coordinado mantener permanentemente actualizada toda la información requerida para los procesos de facturación como los datos de contacto, cuenta corriente, razón social, entre otros que pueda requerir el Coordinador, cumpliendo con lo establecido en el Artículo 3-59.

Artículo 3-23 Información mensual

Los Coordinados deberán poner a disposición del Coordinador, de manera mensual, a más tardar el quinto día hábil de cada mes, al menos, lo siguiente:

- a. Información de medidas de sus instalaciones en conformidad al Artículo 3-10.
- b. Informar los registros faltantes cuando se requiera normalizar información de medidas en conformidad al Artículo 3-15.
- c. Informar contratos de suministro en conformidad al Artículo 3-17.
- d. Asignaciones comerciales de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-19.
- e. Informar los traspasos de energía producto de contratos de compra venta, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-21.
- f. Cualquier otra información que el Coordinador les solicite.
- g. En el caso de Empresas Distribuidoras, adicionalmente deberán informar:
 - i. Información de medidas, asignada a cada suministrador, referida a su correspondiente Punto de Suministro, de los clientes regulados y libres sujetos a peajes de distribución.
 - i. Información de los retiros asociados a los clientes libres ubicados en su zona de concesión sujetos a peajes de distribución.
 - ii. Información sobre recepción de solicitudes de cambio de régimen de precio de clientes.
 - iii. Un catastro actualizado de sus Clientes y Usuarios, en conformidad a lo establecido en la NT Dx.
 - iv. Los factores de referenciación de los PMGD, de conformidad a lo establecido en el Artículo 3-13.
 - v. Información de los pagos de peajes de distribución.

TÍTULO 3-4 TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS DE LA COORDINACIÓN DEL MERCADO

Artículo 3-24 Informe de Valorización de Transferencias Económicas

El Coordinador deberá elaborar y publicar mensualmente el Informe de Valorización de Transferencias Económicas IVTE, con una versión preliminar y definitiva, que contenga los resultados de las transferencias económicas de los mercados de corto plazo a los que se refiere el TÍTULO 3-5, debiendo elaborar y determinar los resultados de los balances de energía, potencia y SSCC y los resultados de otras transferencias económicas a las que se refiere el TÍTULO 3-6.

El IVTE deberá contener al menos la siguiente información:

- a. Transferencias de Energía.
- b. Transferencias de Potencia.
- c. Remuneración por SSCC.
- d. Ingresos Tarifarios de energía y potencia por tramos.
- e. Pagos por asignaciones que se originan a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecido en la Ley.
- f. Pagos Laterales, como los resultantes por la operación a mínimos técnicos, despachos fuera de orden de mérito por seguridad, respaldo a pruebas, entre otros que determine la normativa vigente.
- g. Cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 3-32

El IVTE deberá contener los análisis de los resultados referidos anteriormente, fundamentando éstos en base al conjunto de los hechos relevantes que hayan afectado la coordinación del mercado en dicho periodo, los resultados deberán ir acompañados junto a las respectivas bases de cálculo. Asimismo, deberá identificar los cambios relevantes entre la versión preliminar y definitiva del informe. En el caso de los SSCC se deberá argumentar los resultados de la evaluación del desempeño considerada en la remuneración de los servicios que correspondan, en conformidad a lo señalado en el Capítulo 5 de la NTSSCC.

Las instrucciones de pago, que deban cumplir las empresas coordinadas participantes del Mercado de Corto Plazo y que sean publicadas en la versión definitiva del IVTE, deberán ser publicadas también, en el Portal de Pagos al que se refiere el Artículo 3-59. Cada instrucción dará origen a una factura independiente, la cual deberá incluir la glosa que defina el Coordinador y el código de referencia respectivo, según se indica en el Artículo 3-62.

Artículo 3-25 Plataforma para las transferencias económicas

El Coordinador deberá disponer de una plataforma informática que garantice el registro, la trazabilidad y la transparencia por parte de los Coordinados, de todos los antecedentes requeridos para la determinación de las transferencias económicas, Asimismo, deberá permitir publicar las transferencias económicas resultantes de los mercados sujetos a coordinación, para acceso de cualquier interesado, facilitando la trazabilidad y transparencia de éstos.

La plataforma deberá permitir el acceso público de cualquier interesado salvo que el Coordinador indique expresamente lo contrario, por resguardo de información confidencial, de acuerdo con la normativa vigente.

Debido a lo anterior la plataforma deberá contener, al menos:

- a. Un registro permanentemente actualizado con la información de todas las transacciones y pagos determinados por el Coordinador.
- b. Una sección que habilite la carga, por parte de los Coordinados de los antecedentes requeridos para la determinación de los balances y la elaboración del IVTE, en los formatos que establezca el Coordinador. Dichos antecedentes deberán ser de acceso público por parte de cualquier interesado.
- c. Una sección para la recepción de observaciones al IVTE por los Coordinados y publicación de respuestas correspondiente.
- d. Una sección que habilite la carga de datos por parte del Suministrador, de información relevante de los contratos de suministro suscritos con clientes finales. El registro de las principales características de los referidos contratos deberá ser de acceso público por parte de cualquier interesado.
- e. Una sección que habilite la carga de los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras, de manera de mantener actualizado el registro de contratos diferenciando si son físicos o financieros.
- f. Registro de los traspasos entre Empresas Generadoras producto de los contratos de compraventa físicos y financieros.
- g. Mantener permanentemente disponible y actualizado el listado de clientes sometidos a regulación de precios que, conforme a la Ley, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada, identificando, además, si éstos dieron aviso de cambio de régimen a su respectiva Empresa Distribuidora, de conformidad a lo establecido en el literal g del Artículo 183 del Reglamento CyO. Lo anterior en conformidad con lo indicado en el artículo 1-16 de la NTDx.
- h. Mantener permanentemente disponible y actualizado un listado con los clientes libres en distribución, identificando su suministrador y la fecha de inicio y término del contrato.
- i. Un listado permanente disponible y actualizado con la información comercial de los Coordinados requerida para la realización de las transferencias, tales como razón social, rol único tributario, correo electrónico, cuenta bancaria, encargado responsable, entre otros.
- j. Un acceso directo al Portal de Pagos para efectuar las transacciones que ocurran como resultado de las transferencias económicas que determine el Coordinador.

Artículo 3-26 Calendario de publicación IVTE

En conformidad a los plazos establecidos en el Artículo 3-27 y Artículo 3-29, el Coordinador, en el mes de diciembre de cada año, deberá publicar en la plataforma a la que se refiere el Artículo 3-25, un calendario con las fechas específicas de publicación de los resultados preliminares y definitivos del IVTE, acorde al artículo 3-27 y 3-29 y los periodos de observación de éste para el año siguiente. Asimismo, deberá publicar un calendario con las fechas específicas de publicación del informe de disponibilidad y desempeño en conformidad con el Artículo 3-41, y un calendario para la publicación de reliquidaciones que sean determinadas mensualmente, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-76.

Artículo 3-27 Versión preliminar del IVTE

El Coordinador deberá publicar el 9° día hábil del mes siguiente al de ocurrido la operación la versión preliminar del IVTE, para observaciones de los Coordinados. En caso de que para la elaboración de la versión preliminar del IVTE el Coordinador determine que existe información pendiente de medidas para transferencias económicas, éstas deberán ser solicitadas a más tardar el segundo día hábil del mes siguiente de ocurrida la operación, en conformidad a lo establecido en el Artículo 3-23.

Los Coordinados tendrán 3 días hábiles desde la publicación del IVTE preliminar para el envío de observaciones. El alcance de las observaciones deberá restringirse a los cálculos y los resultados de las transferencias económicas de los mercados de corto plazo, tales como modelación del sistema, asignación de medidas, determinación de Pagos Laterales, asignación de costos marginales a las respectivas barras, conformación de cuadros de pagos, entre otros. Para estos efectos, no se considerarán observaciones relativas a la determinación del Costo Marginal Real, las que podrán realizarse en conformidad a lo establecido en el TÍTULO 2-6.

Artículo 3-28 De las observaciones al IVTE preliminar

Las observaciones a la versión preliminar del IVTE deberán ser realizadas y respondidas a través de la plataforma a la que se refiere el Artículo 3-25, en los plazos de publicación del IVTE definitivo al que se refiere el Artículo 3-29.

La referida plataforma será el medio oficial de recepción y respuestas a las observaciones del proceso y deberá permitir realizar la gestión, el seguimiento de éstas, señalando expresamente por cada observación si ésta fue acogida, total o parcialmente, rechazada o si se encuentra pendiente. Esto último excepcional y fundadamente, cuando se requiera realizar un proceso de reliquidación que dé a lugar un informe de reliquidaciones al que hace referencia el Artículo 3-76 .

La información sobre las observaciones y sus respectivas respuestas deberá ser pública para el acceso de cualquier interesado.

Artículo 3-29 Versión definitiva del IVTE

El Coordinador deberá publicar la versión definitiva del IVTE el 14° día hábil del mes, publicando conjuntamente las instrucciones de pago resultantes en el Portal de Pagos del Coordinador.

Una vez publicada la versión definitiva del IVTE, los Coordinados dispondrán de hasta 2 meses para emitir observaciones adicionales las cuales, de ser acogidas por el Coordinador, serán incluidas dentro de las reliquidaciones correspondientes según el calendario definido en conformidad al Artículo 3-26.

Una vez publicadas las instrucciones de pago producto de la versión definitiva del IVTE, las empresas en posición de Acreedor deberán facturar dentro de 3 días hábiles, las empresas en posición de Deudor deberán Pagar dentro de 5 días hábiles una vez realizada la factura.

TÍTULO 3-5 TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS DEL MERCADO DE CORTO PLAZO

Artículo 3-30 Balances físicos

El Coordinador deberá realizar balances físicos de energía y potencia, en los cuales deberá dar cuenta de todas las inyecciones y retiros, en las barras del sistema donde se realicen transferencias, de tal manera que quede representado cada tramo del sistema de transmisión, según lo indicado en el Artículo 3-11.

El balance físico deberá ser publicado entre el primer y quinto día hábil del mes siguiente de ocurrida la operación, de manera de dar cuenta de las pérdidas por cada tramo del sistema de transmisión, las estimaciones a la que se refiere el Artículo 3-14, y los errores en barra respectivos. Adicionalmente, los referidos cálculos y resultados de balances físicos deberán ser publicados en el IVTE. Los Coordinados podrán observar los cálculos y resultados de los balances físicos en las ocasiones de observación de las versiones preliminares y definitivas del IVTE al que se refiere el Artículo 3-28 y Artículo 3-29.

El Coordinador deberá ajustar los errores de balance en las barras de transferencias, producto de los errores propios de los equipos de medida. El desajuste que se obtenga para cada barra deberá ser asignados a prorrata de todas las inyecciones y retiros en proporción al valor absoluto de la medida registrada y al error propio de cada uno de los respectivos esquemas, sin poder realizar asignaciones arbitrarias del referido error.

$$\varepsilon_{max} = \sum_{i=1}^M \sqrt{(L_i * \frac{\varepsilon_i(\%)}{100})^2}$$

$$\Delta L = \sum_{i=1}^M L_i$$

$$L'_i = L_i * (1 - \frac{\Delta L * \varepsilon_i(\%)}{100 *})$$

Donde, para una barra e intervalo de 15 minutos cualquiera se tiene:

L_i : Lectura del medidor i asociado a la barra en cuestión, considerando signo positivo para las inyecciones a la barra y signo negativo para los retiros de la barra.

ΔL : Error cada 15 minutos de la suma de las medidas L_i en la barra.

L'_i : Medida corregida.

$\varepsilon_i(\%)$: Error porcentual del medidor i.

ε_{max} : Error máximo horario para la suma de las medidas en la barra.

M: Número de medidores asociados a la barra.

Los ajustes que realice el Coordinador deberán ser consistentes entre los nodos de manera de evitar que se produzcan Ingresos Tarifarios negativos en conformidad a lo señalado en el Artículo 3-44. Respecto a las medidas físicas estimadas por el Coordinador, se deberá realizar un tratamiento similar con dichas medidas al momento de repartir los errores en barra, incluyendo estas medidas en el prorrateo del error.

Artículo 3-31 Balances valorizados

Se entenderá por balances valorizados del Mercado de Corto Plazo, a aquéllos que den lugar a las instrucciones de pago, entre Empresas Deficitarias y Excedentarias de los referidos mercados, originados por las transferencias de energía y de potencia, producto de diferencias físicas entre inyecciones y retiros valorizadas al Costo Marginal Real y al precio de potencia en caso de las transferencias de potencia suficiencia, de la Barra de Transferencia Económica correspondiente.

Asimismo, el Coordinador deberá determinar los balances de SSCC a que den lugar las instrucciones de pago resultantes por la prestación de SSCC de acuerdo al Artículo 3-42 y los Pagos Laterales que deben ser efectuados en conformidad al Artículo 3-46.

Los cálculos y resultados de los balances valorizados deberán ser publicados en el IVTE. Los Coordinados podrán observar los cálculos y resultados de los balances valorizados en las ocasiones de observación de las versiones preliminares y definitivas del IVTE al que se refiere el Artículo 3-28 y Artículo 3-29.

En el caso de los contratos de compraventa de potencias suficiencia, éstos deberán ser considerados en los balances valorizados y no deberán ser considerados en los balances físicos.

Artículo 3-32 Cuadros de Pago

En conformidad a lo establecido en el Artículo 3-24, el Coordinador deberá publicar en el IVTE los cuadros de pago, entendido como los saldos netos entre empresas Coordinadas, los cuales al menos deberán ser los siguientes:

- a. De transferencias de Energía, incluyendo todos los Pagos Laterales, entre los que se encuentran, pagos por costos variables superiores al marginal en el caso de operación a mínimo técnico, costos de partida y detención, diferencias producto de Precio Estabilizado, entre otros.
- b. De transferencias de Potencia de Suficiencia.
- c. De Ingresos Tarifarios de Energía.
- d. De Ingresos Tarifarios de Potencia de Suficiencia.
- e. De pagos de SSCC.
- f. De traspaso de saldos entre Empresas Generadoras y titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía, a los que se refiere el Artículo 3-51.
- g. De reliquidaciones, en el informe a las que se refiere el TÍTULO 3-9.

Adicionalmente, el Coordinador podrá efectuar simplificaciones y agrupaciones de las transferencias resultantes, con el objeto de disminuir el número de transacciones entre los agentes, manteniendo en

cualquier caso los saldos totales que correspondan a cada Empresa Excedentaria y Deficitaria, presentes en los cuadros de pago referidos anteriormente. Los criterios de simplificación y agrupación que utilice el Coordinador deberán considerar el resguardo de continuidad de la cadena de pago y la optimización de las transferencias económicas con el objetivo de disminuir los costos administrativos y plazos de facturación, dichos criterios deberán ser incluidos en el IVTE que corresponda.

Artículo 3-33 Transferencias de energía

Las Empresas Generadoras tendrán derecho a vender la energía que inyecten al SEN al Costo Marginal Real de energía determinado por el Coordinador, además aquellas que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica destinados a abastecer a clientes finales y realicen retiros desde el sistema eléctrico, deberán reconocer dichos retiros al Costo Marginal Real de la respectiva barra de retiro.

El Coordinador deberá valorizar las inyecciones y retiros de energía eléctrica efectuadas al SEN por cada uno de los Coordinados, a Costo Marginal Real en los respectivos puntos de inyección y de retiro, los que deberán corresponder a barras del sistema transmisión, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-11 y Artículo 3-36. A estos efectos el Costo Marginal Real deberá ser determinado de manera previa al cálculo de las transferencias económicas de energía en conformidad a lo establecido en el Capítulo 2.

Para la determinación de las transferencias de energía el Coordinador deberá considerar únicamente la valorización de inyecciones y retiros físicos reales de energía.

Las inyecciones provenientes de medios de generación que se conecten directamente en instalaciones de distribución deberán ser valorizadas en la barra del sistema de transmisión que corresponda al punto de ingreso al sistema de distribución de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-13.

Artículo 3-34 Transferencias de energía y contratos de compraventa

Los contratos de compraventa de energía suscritos entre Empresas Generadoras serán considerados dentro del balance de energía en caso de que correspondan a contratos físicos. La transacción en este tipo de contratos deberá ser realizada en la misma barra donde se declara la medida física, ya sea ésta un retiro a cliente final o una medida correspondiente a una Unidad Generadora.

Por su parte aquéllos que correspondan a contratos de compraventa financieros no formarán parte de los balances físicos ni valorizados. Sin perjuicio de lo anterior, podrán ser incluidos dentro del IVTE a solicitud de las empresas involucradas. Estas transacciones deberán ser representadas en un cuadro de pago dedicado a estos efectos y adicional al cuadro de pago que muestre los resultados de los balances, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-32.

Las diferencias de montos de energía transados que puedan producirse entre las partes involucradas, producto de contratos de compraventa financieros, no serán consideradas en el cálculo de reliquidaciones, debido a que no dan cuenta de un intercambio real de energía. Asimismo, los pagos que se produzca por contratos de compra venta financieros no se estarán sujetos al deber de monitoreo de la cadena de pagos al que se refiere el Artículo 3-58.

Artículo 3-35 Transferencias de energía de Sistemas de Almacenamiento

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.

A efectos de ser considerados Sistemas de Almacenamiento de Energía, éstos no deberán contar con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento. No se deberá considerar como energía afluente a los retiros efectuados para el proceso de almacenamiento.

Las inyecciones y retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser asignados al Coordinado del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía, al Costo Marginal Real de las respectivas barras de inyección y retiro, para los efectos del mercado de corto plazo.

Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que formen parte de infraestructura de transmisión asociada al proceso de planificación de la transmisión a que se refiere el artículo 87º de la Ley o como resultado de licitaciones de Servicios Complementarios o de una instrucción de prestación directa del Coordinador que involucre nueva infraestructura, en la proporción adjudicada que corresponda, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros, los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía, en conformidad a lo establecido en el Artículo 3-51.

Artículo 3-36 Valorización de la inyección de energía de PMG y PMGD

Todo propietario u operador de PMG y PMGD incluido en los balances de transferencia de energía y potencia, o que en el futuro se interconecte al SEN, deberá optar por vender la energía que inyecte al sistema al Costo Marginal Real o por un régimen de precio estabilizado.

La opción a que se hace referencia en el inciso anterior deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del PMG y PMGD al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador al menos con seis meses de antelación.

De darse el caso que el Coordinado no informe su régimen de remuneración dentro del plazo establecido en el inciso anterior, por defecto, la valorización se hará a Costo Marginal Real, no pudiendo informar el modo de valorización pasada esa fecha, hasta cumplido el periodo mínimo de permanencia.

Artículo 3-37 Valorización de los retiros de energía de PMG y PMGD

Los retiros de energía de los propietarios y operadores de PMG y PMGD serán valorizadas al Costo Marginal Real de la barra de retiro correspondiente. Para el caso de los PMGD, los retiros efectuados con objeto de satisfacer sus servicios auxiliares podrán ser valorizados a costo marginal, o bien ser reconocidos por la Empresa Distribuidora según el régimen de precios que le corresponda, para lo cual

las lecturas de energía y potencia, inyectadas y retiradas del sistema, deberán guardar consistencia a fin de evitar una doble contabilización de dichos retiros.

Para el caso en que los retiros realizados por el propietario y operador de PMG o PMGD superen en un mismo periodo de 15 minutos a las inyecciones, éstos serán valorizados a Costo Marginal Real independiente del régimen de precios al cual se sometan las inyecciones.

Las diferencias mensuales que se produzcan en los balances de transferencias de energía por las inyecciones o retiros de energía de los PMG y PMGD que opten por la valorización de su energía al mecanismo de estabilización de precios antes referido, deberán ser distribuidas en cada periodo de 15 minutos, entre cada empresa generadora a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados a clientes finales.

El saldo resultante de la distribución indicada en el inciso precedente se incluirá en el cuadro de pago de energía que determina el Coordinador de manera mensual.

Artículo 3-38 Transferencias de potencia de suficiencia

Anualmente el Coordinador deberá realizar, de conformidad del Reglamento de Transferencias de Potencias Suficiencia, un cálculo preliminar y uno definitivo de transferencias de potencia de suficiencia entre Empresas Generadoras, ambas fechas deberán ser informadas en el calendario al que hace referencia el inciso primero del Artículo 3-26.

Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a aquellos que se identificasen en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley.

Una vez transcurrido el año de cálculo, el Coordinador deberá realizar el cálculo definitivo potencia de suficiencia y publicar los resultados a más tardar el último día del mes de marzo siguiente del año de cálculo. Las diferencias entre los pagos mensuales realizados y los pagos determinados en la versión definitiva se incorporarán en una sola cuota de reliquidación.

Artículo 3-39 Asignación de pago por potencia suficiencia

El Coordinador deberá llevar un registro de los contratos de potencia acordados entre las empresas suministradoras y sus respectivos clientes, además de un registro de los retiros de potencia promedio horaria de cada uno de los clientes de los Coordinados participantes del balance de potencia, de manera de poder asignar según lo determine el respectivo Reglamento de Potencia o Normativa los compromisos de demanda que cada Coordinado participante del balance de potencia deberá reconocer.

Artículo 3-40 Régimen de precio del Usuario Final y pagos por potencia

En el caso de clientes sujetos a regulación de precio aplicarán los cargos tarifarios de potencia, según corresponda, de acuerdo con la opción tarifaria de distribución, los cuales regirán por un periodo de 12 meses, comprometiendo con la empresa distribuidora el pago del remanente si tuviere por concepto de potencia contratada. En conformidad a lo anterior, en caso de que el cliente regulado cambie de opción tarifaria, deberá efectuar el pago de potencia remanente a la Empresa Distribuidora.

Los nuevos pagos tarifarios de potencia corresponderán a aquellos determinados según la nueva tarifa, los cuales regirán por un nuevo periodo de 12 meses.

En el caso de clientes libres sujetos a peajes de distribución no será aplicable el cobro por potencia remanente. En cumplimiento a lo anterior, en caso un cliente sujeto a regulación de precio opte por un régimen de precio libre, deberán realizarse los descuentos correspondientes a los factores de coincidencia de las demandas presente en la punta del sistema, de la potencia asociada a la Empresa Distribuidora que retire la Empresa Suministradora en la o las barras de retiro asignadas.

A estos efectos el Coordinador informará, tanto a la empresa concesionaria de distribución como a la empresa suministradora del cliente no sujeto a regulación de precios, las barras de retiro asignadas y los montos de energía y potencia determinados.

En caso de que una empresa concesionaria de distribución se abastezca de más de un proveedor en un mismo Punto de Compra, corresponderá a la empresa concesionaria informar al Coordinador la asignación de estos descuentos a cada uno de los proveedores, en función de las estructuras de los contratos respectivos y bajo condiciones no discriminatorias.

Artículo 3-41 Valorización de la prestación de SSCC

La valorización y remuneración de los SSCC dependerá del mecanismo a través del cual se materializará la prestación y/o instalación de los servicios requeridos en el Informe de SSCC que realice el Coordinador.

La valorización y remuneración de los Servicios Complementarios que sean licitados o subastados por el Coordinador corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta. Por otra parte, cuando el mecanismo de materialización de los SSCC corresponda a la instrucción del Coordinador de prestación y/o instalación directa y obligatoria, éste se remunerará según se trate de servicios en los que no existen condiciones de competencia o de servicios cuyas subastas o licitaciones fueron total o parcialmente declaradas desiertas. Tratándose del primer caso, el respectivo servicio se remunerará conforme a lo establecido en el Estudio de Costos, tratándose del segundo caso, el respectivo servicio se remunerará según los valores máximos o sus mecanismos de valorización fijados por la Comisión previo a las subastas o licitaciones, o en ocasión a la declaración de desierta que realice el Coordinador.

En caso que excepcionalmente en la operación en tiempo real se requieran recursos técnicos de SSCC adicionales a los previamente adjudicados en los respectivos procesos de subastas o licitaciones, o se verifique la indisponibilidad de los mismos, y que debido a la inminencia del requerimiento no sea posible realizar una subasta o licitación por el recurso técnico adicional o indisponible, el Coordinador estará facultado a instruir la prestación del respectivo recurso técnico de SSCC con el objetivo de preservar la seguridad del sistema de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-6 de la Ley. En el referido caso, la prestación del servicio deberá ser retribuida económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos.

Artículo 3-42 Remuneración de la prestación de SSCC

El monto a remunerar estará sujeto a los resultados de la evaluación de disponibilidad y desempeño de la prestación del servicio complementario que corresponda. La verificación del desempeño y la disponibilidad deberá ser realizada por el Coordinador de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-4

de la NTSSCC, con el objeto de evaluar la correcta prestación de los SSCC y determinar los montos con los que se remunerará la prestación de éstos en los plazos establecidos en el Artículo 3-27.

Los cálculos y resultados de dicha evaluación deberán ser publicados en el informe al que se refiere el Artículo 5-13 de la NTSSCC, indicando expresamente los mecanismos de materialización de SSCC en conformidad al Artículo 2-56 de la misma norma.

En el informe se deberán señalar las razones del desempeño, observando e indicando claramente cuando la calidad de las señales no permitió evaluar correctamente el desempeño de acuerdo a lo señalado en el Artículo 5-9 de la NTSSCC

El Coordinador deberá publicar en su sitio web el informe de disponibilidad y desempeño el quinto día del mes siguiente de ocurrida la prestación, de manera tal que se permita, previo a la determinación las transferencias por SSCC. Los Coordinados podrán observar resultados de la evaluación de disponibilidad y desempeño en las ocasiones de observación de las versiones preliminares y definitivas del IVTE al que se refiere el Artículo 3-28 y Artículo 3-29.

Sin perjuicio de lo señalado, la evaluación de disponibilidad y desempeño no afectará la remuneración por activación correspondiente a inyección de energía al SEN valorizada al Costo Marginal Real de la barra de inyección, de los servicios de control de frecuencia que correspondan. Asimismo, la evaluación de disponibilidad y desempeño no afectará la remuneración de SSCC cuyo mecanismo de materialización corresponda a instrucción directa y obligatoria y su prestación implique la operación a un costo variable de operación superior al Costo Marginal Real del sistema, en atención al artículo 68 del Reglamento SSCC.

El Coordinador incorporará los cuadros de pago referentes a la remuneración por los recursos técnicos asociados a la prestación de SSCC en el IVTE emitido el mes siguiente de ocurrida la prestación del referido servicio. En caso de que el periodo de prestación supere un mes, la evaluación y remuneración será realizada proporcionalmente en los respectivos períodos de facturación.

En casos justificados en que el Coordinador no cuente con los antecedentes para evaluar la disponibilidad y desempeño de la prestación del respectivo SC, deberá efectuar la remuneración en base a la información disponible en el periodo de facturación en curso, y realizar los ajustes que correspondan indexados por IPC en el periodo de facturación más próximo luego de evaluada la disponibilidad y desempeño. A estos efectos, no se considerarán como casos justificados aquellos en que el Coordinado no envíe los antecedentes requeridos para la evaluación de disponibilidad y desempeño establecidos en el Artículo 5-8 de la NTSSCC.

Artículo 3-43 Asignación de pagos por SSCC

La remuneración de la prestación de SSCC será asignada a las Empresas Generadoras que efectúen retiros destinados a Clientes Finales desde el SEN.

En caso de que la naturaleza del servicio sea local, la prestación del recurso por servicios complementarios será remunerada por los retiros de la zona de prestación del servicio. Asimismo, en caso de que se produzca un subsistema producto de desconexión instalaciones de transmisión, entendido como un desacople físico, la prestación del recurso por servicios complementarios cuyos efectos hayan sido definidos como sistémicos podrán ser remunerados de forma local según lo determine el Coordinador, en atención a las condiciones específicas de prestación. En particular, en el

caso de los servicios de Plan de Recuperación de Servicio, su prestación deberá ser remunerada en todo momento en forma sistémica, en atención a que el propósito de los referidos servicios es restablecer el Sistema ante desacoples físicos del mismo.

La remuneración de Servicios Complementarios que involucren Nueva Infraestructura sea ésta materializada por licitaciones o instalación que haya sido instruida en forma directa y obligatoria por el Coordinador, se incorporará al cargo único a que hace referencia el artículo 115° de la Ley, de acuerdo a lo que se señala el artículo 2-47 de la NTSSCC.

TÍTULO 3-6 OTRAS TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

Artículo 3-44 Ingresos Tarifarios de los Sistemas de Transmisión

Las Empresas Transmisoras deberán someterse al cumplimiento de las instrucciones de pago determinados por el Coordinador como resultado de la operación de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, dedicada, para polos de desarrollo y de sistemas de interconexión internacional, según corresponda.

El Coordinador deberá determinar los pagos resultantes por ingresos tarifarios reales, tanto de energía como de potencia, que deben recaudar las empresas propietarias de los sistemas de transmisión. Para el ingreso tarifario de energía deberá utilizar el Costo Marginal Real y para el de potencia, se utilizará el precio nudo según lo indicado en el respectivo reglamento.

El Coordinador deberá determinar los Ingresos Tarifarios de energía real, procurando que no se produzcan pérdidas negativas en los tramos debido exclusivamente a ajustes que realice en las medidas de acuerdo al Artículo 3-14, o debido a las correcciones de los balances de inyección y retiro realizados en barra a las que se refiere el Artículo 3-30.

Dentro de los ingresos tarifarios reales, se considerarán los retiros asociados a servicios auxiliares de las instalaciones de transmisión, los cuales a estos efectos se contabilizarán como pérdidas de transmisión.

Mensualmente, el Coordinador deberá publicar junto al IVTE un cuadro de pago correspondiente a los ingresos tarifarios de energía y otro para los ingresos tarifarios de potencia.

Artículo 3-45 Asignación Ingresos Tarifarios de los Sistemas de transmisión

Los pagos por Ingresos Tarifarios reales de energía, resultantes de la operación del sistema y los Ingresos Tarifarios por potencia, serán asignados según corresponda, a las empresas generadoras a prorrata de sus retiros físicos de energía y potencia destinados a los clientes finales, el Coordinador deberá elaborar un cuadro de pago independiente en el que especifique los pagos involucrados por este concepto, tal como se señala en el Artículo 3-32 de la presente Norma Técnica.

Artículo 3-46 Pagos Laterales

Dentro de los pagos laterales que resulten producto de la operación, se deberán considerar al menos los siguientes:

- a. Aquellas Unidades de Generación que operen a un costo variable mayor al Costo Marginal Real del sistema, que no correspondan a prestación de SSCC, y por tanto hayan operado, por instrucción del Coordinador fuera de Orden Económico.
- b. Aquellas Unidades de Generación, que en conformidad a lo señalado en el Artículo 2-18, realice el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a Costo Marginal Real no permita cubrir dichos costos.

- c. Las diferencias de valorización de inyecciones de los PMGD y PMG que estén a sujetos a un régimen de precio estabilizado respecto al Costo Marginal Real en su barra correspondiente.

Artículo 3-47 Asignación de Pagos Laterales

Los Pagos Laterales deberán ser retribuidos por los Coordinados que realicen retiros destinados a Clientes Finales, y a prorrata de sus retiros físicos de energía. Los referidos retiros corresponderán a aquellos que se registren durante el Periodo de Cálculo del Costo Marginal Real a partir del cual se determinan los costos no cubiertos. Con excepción de los costos de partida y detención, donde los retiros corresponderán a aquellos registrados durante el periodo de encendido-apagado.

En caso de que se produzca un subsistema producto de desconexión de instalaciones de transmisión, entendido desacople físico, los Pagos Laterales asociados a dicho subsistema deberán ser remunerados por retiros que se registren en esa zona.

Los saldos resultantes de los pagos laterales descritos en los incisos anteriores serán incluidos en los pagos por energía que determina el Coordinador en conformidad al Artículo 3-33.

Artículo 3-48 Remuneración por proceso de partida-detención

La remuneración de aquellas Unidades de Generación, que en conformidad a lo señalado en el Artículo 2-18, realice el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a Costo Marginal Real no permita cubrir dichos costos, será determinada en el IVTE correspondiente al mes en que la unidad completa un periodo de encendido-apagado.

Las instalaciones habilitadas para recibir el referido pago serán aquellas cuyos costos de partida y detención hayan sido previamente validados por el Coordinador, en caso contrario se considerará para efectos de remuneración un costo igual a cero, estando impedida la instalación de solicitar pagos por procesos de encendido-apagado realizados de manera previa a la validación de costos y su respectiva incorporación al proceso de programación de la operación.

Artículo 3-49 Pagos de peajes de Clientes Libres en Distribución

La facturación por el pago de peaje a clientes libres en distribución deberá ser emitida directamente por la empresa distribuidora a la empresa suministradora del cliente libre. En razón de lo anterior, el Coordinador, en el IVTE deberá publicar un cuadro de pagos de peaje de distribución entre las empresas distribuidoras y las empresas que suministran a clientes libres en su zona de concesión, para generar las instrucciones de pago. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá también publicar en el IVTE los pagos de peaje correspondiente por cada cliente libre en distribución, indicando cuál es su Empresa suministradora y la Empresa Distribuidora. En casos de reliquidaciones, estas deberán incluirse en los informes a los que hace referencia el Artículo 3-76.

Artículo 3-50 Instalaciones operando como respaldo de instalaciones en pruebas

La energía inyectada por las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo a otras unidades o Sistemas de Almacenamiento que se encuentren en pruebas, deberá ser valorizada a Costo Marginal Real, y en

caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al Costo Marginal Real, deberán ser retribuidas económicamente por la Empresa responsable de la unidad o Sistema de Almacenamiento que realiza las pruebas.

En caso de que en una hora existan más de una unidad en pruebas operacionales, los costos no cubiertos deberán ser repartidos a prorrata de las inyecciones de las mismas. Este pago debe ser incluido en el cuadro de pagos correspondiente a las transferencias de energía.

Artículo 3-51 Sistemas de Almacenamiento de Energía asociados a Transmisión y SSCC.

La operación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que forman parte de la infraestructura de transmisión asociada al proceso de planificación a que se refiere el artículo 87° de la Ley o que se dé como resultado de licitaciones de SSCC o de una instrucción de prestación directa del Coordinador, será centralizada y determinada por el este.

Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía no participarán en los balances de energía resultantes de sus inyecciones y retiros asociadas a la operación señalada en el inciso anterior.

Los saldos que surjan de la operación de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán ser asignados a las Empresas Generadoras que realicen retiros a clientes finales, sean estos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía, incorporándose en las transferencias de energía.

Las empresas Generadoras, deberán traspasar dichos montos a los titulares de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, dando pie a un nuevo cuadro de pago independiente, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del siguiente cargo único que se refiere el artículo 115° de la Ley.

Artículo 3-52 Obligación ERNC

El Coordinador en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW deberá llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en artículo 150° bis de la Ley, esto corresponde a una cantidad de energía equivalente a un porcentaje de estos retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, en conformidad a lo establecido en el primer artículo transitorio de la Ley 20257, modificada por la Ley 20698.

Asimismo, el Coordinador llevará un registro público de todas las transferencias y valores de los certificados de ERNC emitidos por éste. El Coordinador deberá ir incorporando los retiros que correspondan de acuerdo a la fecha de firma de los contratos de suministro y sus posteriores actualizaciones.

La energía que inyecten los usuarios finales sujetos a regulación de precio que posean equipamientos de generación por medios de generación renovables no convencionales podrá ser considerada a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis, en conformidad a lo señalado en el artículo 149 quáter de la Ley. El cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o

por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.

Los cargos señalados en el inciso anterior se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Artículo 3-53 Balance ERNC

A más tardar el día 28 de cada mes el Coordinador deberá emitir el balance ERNC mensual con el detalle de inyecciones ERNC y retiros afectos a la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley.

Asimismo, en el mes de enero siguiente al año de operación, el Coordinador deberá publicar una versión preliminar del balance ERNC anual, dando cuenta de todas las inyecciones ERNC reconocidas y los retiros afectos a obligación para observaciones de los coordinados.

Luego de publicado el balance ERNC anual preliminar, el Coordinador, mediante comunicación formal a través de la plataforma a la que hace referencia el Artículo 3-25, solicitará a las empresas Coordinadas que envíen antes del 1 de marzo, los traspasos y las postergaciones de atributo ERNC.

Cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido. Asimismo, la empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año. Las postergaciones deberán ser informadas al Coordinador por aquellos que se acojan a esa opción, comunicando los montos del atributo ERNC a postergar.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el Artículo 3-52 dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica. Los traspasos deberán ser validados por ambas partes, entregando al Coordinador una copia autorizada del respectivo convenio para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda, comunicando el monto a traspasar y el precio del mismo.

El Coordinador deberá incorporar las inyecciones de los usuarios finales sujetos a regulación que posean equipamientos de generación por medios de generación renovables no convencionales. A estos efectos las Empresas Distribuidoras, anualmente, y cada vez que sea solicitado, deberán hacer envío de los certificados que den cuenta de las referidas inyecciones.

El Coordinador a más tardar el 28 de marzo del año posterior al año de cálculo, deberá publicar la versión definitiva del balance ERNC, el que deberá contener el registro final de las empresas excedentarias y deficitarias en el cumplimiento de la obligación de inyección de energía ERNC para el

año de cálculo, junto al valor de excedentes disponible para traspasar en el próximo balance y la obligación postergada, en caso de que corresponda, además del valor promedio de la energía ERNC tranzada.

Artículo 3-54 Pagos por costos no cubiertos relativos al impuesto que grava las emisiones

Las unidades cuyo costo total de operación sea mayor al Costo Marginal Real, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a Costo Marginal Real, deberá ser pagado por todas las empresas generadoras a prorrata de sus retiros físicos del sistema destinado a cliente final.

Para efectos de lo anterior, el Coordinador anualmente, a más tardar el 20 de mayo de cada año, deberá realizar el balance preliminar correspondiente a los montos anuales a pagar entre empresas generadoras derivados del impuesto de emisiones no cubiertos por los costos marginales, señaladas en el inciso anterior, y a más tardar el 20 de junio de cada año el Coordinador emitirá el balance definitivo.

Artículo 3-55 Pagos entre Empresas Distribuidoras

Mensualmente el Coordinador deberá determinar las transferencias económicas entre empresas distribuidoras resultante de los ajustes a los cargos de tarifas de clientes sometidos a regulación de precios a los que se refiere la Ley 20928 o Ley de Equidad Tarifaria como también a la determinación de los peajes de usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Dentro de los ajustes a los cargos a que se refiere el inciso anterior, se considerarán los Ajustes y Recargos de PNP (AR), Cargos y Descuentos por Reconocimiento de Generación Local (CDRGL), el Factor de Equidad Tarifaria Residencial (FETR), y el cargo por armonización tarifaria (CAT), entre otros ajustes tarifarios que pueda requerir la Comisión.

Artículo 3-56 Procesos para la determinación de pagos entre Empresas Distribuidoras

Para realizar los cálculos a los que se refiere el artículo Artículo 3-55, el Coordinador deberá considerar los decretos tarifarios y la información que entreguen las Empresas Distribuidoras, las cuales deberán informar, al menos, las energías facturadas clasificadas por comuna, subestación, tipo de tarifa, así como la lectura de las medidas que disponga integradas a la PRMTE.

Las empresas distribuidoras deberán entregar la información dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes, a través de la plataforma a la que se refiere el Artículo 3-25 en el formato que el Coordinador disponga para dichos efectos, el uso de dicho formato será de carácter obligatorio.

El Coordinador deberá publicar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, un informe preliminar para observaciones por parte de las empresas, las cuales deberán enviar las observaciones a más tardar 3 días hábiles contados a partir de la publicación del informe preliminar.

A más tardar el día 25 de cada mes el Coordinador deberá publicar en la plataforma de transferencia el informe definitivo las instrucciones de pago resultantes en el Portal de Pagos, y deberá enviar el referido informe a la Comisión y a la Superintendencia, adjuntando todos los antecedentes informados por las empresas distribuidoras. Las empresas distribuidoras dispondrán de 3 días hábiles para realizar el pago contados desde la emisión de la factura.

TÍTULO 3-7 FACTURACIÓN Y CADENA DE PAGOS

Artículo 3-57 Proceso de Facturación

El Coordinador será responsable de coordinar y garantizar la eficiencia y efectividad de los procesos de facturación y pago, entre las empresas sujetas a coordinación, que resulten de las transferencias económicas instruidas por éste.

Artículo 3-58 Continuidad de la cadena de pagos

El Coordinador deberá garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. Para ello, deberá adoptar las medidas que sean pertinentes, entre las cuales al menos se encuentra el deber de solicitar antecedentes a las empresas que permitan acreditar su liquidez de corto, mediano y largo plazo.

Asimismo, deberá desarrollar un modelo de supervisión de los procesos de facturación y pago de las empresas y continuidad de la cadena de pagos, con el fin de anticipar acciones que pongan en riesgo la continuidad de la cadena de pagos.

Artículo 3-59 Portal de Pagos

Para garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos, el Coordinador deberá implementar una plataforma informática o Portal de Pagos que permita llevar un registro y monitoreo de las instrucciones de pago resultantes de las transferencias económicas determinadas por el Coordinador y los pagos efectivamente realizados. El registro de las instrucciones de pago resultantes de las transferencias económicas, por parte del Coordinador, dará inicio al proceso que gatilla la facturación entre los Coordinados participantes de los mercados coordinados.

Será responsabilidad de los Coordinados proporcionar toda la información necesaria y mantener actualizado, lo referente a datos de facturación, tales como cuenta corriente, RUT, datos de contacto, encargado de la plataforma entre otros que el Coordinador determine.

Los Coordinados deberán completar la información solicitada por el Coordinador referente a las fechas de facturación, fechas de pago, medios de pago y antecedentes que acrediten dicha información.

Artículo 3-60 Registro de transacciones

El Coordinador deberá llevar un registro de las transacciones entre las empresas coordinadas participantes, publicando mensualmente un informe con el estado de los pagos, un ranking de las empresas con mejor y peor comportamiento tanto en la posición de Acreedor como Deudor, con el detalle de cumplimiento en base a los montos transados como por cantidad de documentos emitidos respecto al total y otros índices que el Coordinador determine relevantes.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá mantener pública para el acceso de cualquier interesado la información actualizada del estado de cumplimiento de la cadena de pagos.

Artículo 3-61 Información de facturación y cadena de pagos

Mensualmente, el Coordinador deberá emitir una carta, con copia a la Superintendencia y a la Comisión, a cada empresa que no esté informando en tiempo y forma en el Portal de Pagos los antecedentes requeridos por el Coordinador, solicitando, al menos, las razones del incumplimiento, y el plan de acción para normalizar la situación y evitar incumplimientos futuros.

Las Cartas y sus respectivas respuestas deberán estar disponibles para cualquier interesado en el Portal de Pagos al que se refiere el Artículo 3-59.

Artículo 3-62 Información de las transacciones

Las instrucciones de pago en el portal al que se refiere el Artículo 3-59, deberán ser identificadas de manera automática mediante un código de referencia que establezca el Coordinador, conforme a la normativa vigente del SII. Asimismo, el Coordinador definirá una glosa para cada cuadro de pagos que gatille instrucciones de pago, la cual deberá ser referenciada en la descripción del detalle de la factura.

El código y la glosa deberán ser utilizados de manera obligatoria en cada uno de los Documentos Tributarios Electrónicos o DTE que guarden relación con las transferencias, con el objetivo de permitir la trazabilidad del proceso y facilitar la coordinación entre empresas coordinadas participantes en materias de facturación y pagos.

Para todas las instrucciones de pago publicadas por el Coordinador en Portal de Pagos, se establecerá una fecha máxima de facturación y plazo máximo de pago asociado a ésta.

El Coordinado en posición de Acreedor, deberá realizar una factura por cada instrucción de pago, sin poder agrupar instrucciones de pago en una sola factura. Por otro lado, el Coordinado en posición de Deudor, podrá efectuar en una transacción el pago de múltiples facturas.

Las Empresas Acreedoras deberán informar en el Portal de Pagos, la emisión de las facturas la fecha de aprobación del DTE por parte del SII, para lo cual tendrán a más tardar dos días hábiles desde ocurrida la emisión y aprobación antes referida.

Las Empresas Deudoras, serán responsables de informar la aceptación, o excepcionalmente el rechazo en caso de invalidez de la factura, y los pagos, asociados a cada DTE en el Portal de Pagos, a más tardar dos días de ocurrida cada una de esas acciones.

Cada Empresa Acreedora, dispondrá de un máximo de 15 días hábiles, contados desde la fecha de pago establecida, para informar el incumplimiento de un pago que no haya sido acordado, al Coordinador mediante una Carta formal.

Artículo 3-63 Informe de procesos de facturación y pagos

El Coordinador deberá realizar cuatrienalmente en junio del correspondiente año un levantamiento de los procesos facturación y pago utilizando una muestra representativa de las empresas sometidas a coordinación, emitiendo luego un informe que identifique las principales brechas en los procesos, y las mejores prácticas de administración, gestión de procesos y tecnologías de la información.

TÍTULO 3-8 GARANTÍAS

Artículo 3-64 Garantías determinadas por el Coordinador

Para garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos el Coordinador deberá solicitar garantías, las que podrán ser certificados de depósito a la vista, boletas bancarias de garantía a la vista, certificados de depósitos de menos de trescientos sesenta días, carta de crédito stand by emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente, o seguros, caucionando al menos tres meses de facturación de los balances de transferencias de energía para el año inmediatamente siguiente al que se adopten las medidas.

Artículo 3-65 Determinación de las Garantías

El Coordinador deberá determinar anualmente, en el mes de octubre de cada año el monto de la garantía mínima correspondiente a cada Empresa Generadora, para lo cual deberá efectuar una modelación y proyección de la operación del SEN para el año inmediatamente siguiente, determinando para cada empresa la diferencia entre inyecciones y retiros, correspondiente tanto a sus centrales generadoras, como a Clientes Finales y contratos de compraventa físicos de energía, valorizados al costo marginal promedio mensual resultante de la proyección.

El monto se determinará como la suma de los tres meses del escenario hidrológico en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal promedio mensual de su generación y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados.

De igual manera, las Empresas Generadoras podrán entregar voluntariamente una garantía por un monto mayor al determinado por el Coordinador.

Artículo 3-66 Modelación y proyección de la operación para el cálculo de garantías

La modelación y proyección de la operación del sistema eléctrico señalada en el Artículo 3-65, deberá considerar tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco. Para cada escenario hidrológico el Coordinador deberá considerar lo siguiente:

- a. Adecuada modelación y representación del SEN.
- a. Pronósticos de generación renovable con recursos primarios variables.
- b. Previsión de la demanda mensual proyectada de clientes finales.
- c. Disponibilidad y proyección de precio de combustibles.
- d. La generación mensual asociada a cada central generadora.
- e. La determinación de los costos marginales promedios mensuales correspondientes a las barras de inyección y retiro.

Artículo 3-67 Plazos para la determinación y entrega de las Garantías

Para la determinación de las garantías se deberán considerar los siguientes plazos:

- a. El 1 ° de agosto o el día hábil anterior los Coordinados deberán enviar información relevante para el cálculo de garantías, como contratos de suministro, contratos de compra venta físicos, entre otros.
- b. El 1° de septiembre o el día hábil anterior el Coordinador deberá emitir cálculo preliminar de garantías para observaciones, las deberán ser presentadas por los Coordinados en un plazo máximo de 10 días hábiles.
- c. El 1 ° octubre o el día hábil anterior el Coordinador deberá emitir el cálculo definitivo de garantías.
- d. El 30 de noviembre o día hábil anterior los Coordinados deberán hacer entrega de garantías.

Artículo 3-68 Requisitos de las Garantías

EL Coordinador deberá velar porqué la garantía entregada cumpla con los siguientes requisitos:

- a. Ser un instrumento de ejecución inmediata a primer requerimiento y de carácter irrevocable, tal como boleta de garantía, seguro de ejecución inmediata u otro similar.
- b. Ser emitida a nombre del Coordinador.
- c. Tener una vigencia mínima por el periodo de cálculo a cubrir.
- d. La glosa de la garantía será "Para garantizar, el cumplimiento de la cadena de pago entre empresas Coordinadas"
- e. Ser emitida en Santiago de Chile, por un banco con sucursal en Chile.

Todas las Boletas de Garantía exigidas deberán ser emitidas por algunas de las instituciones fiscalizadas por la Comisión para el Mercado Financiero.

Artículo 3-69 Actualización de las Garantías

Corresponde al Coordinador realizar una actualización de las Garantías, cada vez que detecte un cambio relevante en las condiciones o instalaciones del sistema, tales como fallas prolongadas, mantenimientos prolongados de unidades generadoras, disponibilidad de insumos, cambios topológicos, modificación de contratos, entre otros. Asimismo, en el caso de nuevos contratos no considerados en el cálculo original, las Empresas Generadoras deberán enviar los antecedentes respectivos al menos 30 días antes de dar inicio al suministro, según lo dispuesto en las exigencias para los contratos.

Una vez determinando el nuevo valor de garantía, el Coordinador solicitará la entrega de un nuevo documento que cubra la diferencia en un plazo de 30 días corridos.

Así también, una empresa podrá solicitar fundadamente una devolución de garantía debido a la modificación de contratos, o por dejar de participar en los mercados de corto plazo. Una vez comprobado que el solicitante no posee deudas en los mercados coordinados, el Coordinador podrá devolver la garantía en un plazo de 30 días.

Artículo 3-70 Incumplimiento de pagos

El Coordinador deberá estar monitoreando constantemente el cumplimiento de la cadena de pagos, registrando los atrasos en los pagos por parte de las empresas en posición de Deudor, debiendo

además informar esta situación a los Clientes con contratos de suministro vigentes con las empresas que se encuentren en incumplimiento.

Las garantías podrán ser ejecutadas ante el incumplimiento de pago que no haya sido acordado, de cualquiera de las instrucciones de pago que emita el Coordinador, siempre y cuando sean informados en los plazos indicados en el Artículo 3-62. En caso que aquellas empresas que no califican para presentar garantías, ya sea debido a su rubro o por su exposición al mercado spot, que incumplan con algún pago instruido por el Coordinador, y posterior plazo de regularización de la situación que el Coordinador disponga, ante la ausencia de la posibilidad de ejecutar una garantía, éste deberá recabar toda la información que sea necesaria e informar el incumplimiento a la Superintendencia en conformidad al Artículo 3-75, la que podrá cursar las multas que correspondan y proceder según se indica en el Artículo 3-72.

Artículo 3-71 Pagos no acordados y ejecución de garantías

El Acreedor deberá informar al Coordinador cualquier incumplimiento de la cadena de pago, no acordado entre las partes, para ejecutar el cobro de la garantía, en caso de que la hubiera, por parte del Coordinador. El Coordinador deberá verificar dicha información, además de informar de manera inmediata a los Clientes Finales que tengan contrato de suministro vigente con la Empresa Deudora, procediendo además establecer e informar a la Empresa Deudora un plazo máximo para regularizar sus obligaciones, debiendo además revisar la existencia de más casos que involucren a la Empresa Deudora. En caso de que se verifique incumplimientos de pago y que la Empresa Deudora no cumpla con el plazo de regularización establecido por el Coordinador, este último procederá ejecutar la garantía, en caso de que corresponda, por el contrario, si la empresa Deudora no cuenta con garantía y no cumple con el plazo de regularización, este quedará inhabilitado de participar en el Mercado de Corto Plazo.

En el caso en que el Coordinado deudor que no cumple con el plazo de regularización indicado en el inciso anterior posee garantía, el Coordinador procederá a repartir el monto de esta.

Cuando el monto de la garantía sea mayor o igual a lo adeudado, se procede a pagar los montos a los acreedores y la diferencia, si la hubiere, se devuelve al coordinado Deudor. En caso de que el monto de la garantía no sea suficiente para cubrir la deuda, esta se reparte a prorrata del monto adeudado a cada Coordinado, debiendo el Deudor cancelar la diferencia y entregar una nueva garantía en caso de que corresponda.

Para permanecer habilitado para participar en el Mercado de Corto Plazo, el Coordinado al cual se le haya ejecutado la garantía deberá, cancelar lo adeudado, además de hacer entrega de una nueva garantía, en caso de que corresponda, por el mismo monto de la garantía anterior o por el monto actualizado en conformidad a lo señalado en el Artículo 3-69.

En caso de que el Coordinado no se encuentre habilitado para participar en el Mercado de Corto Plazo por no presentar la garantía, o por no cancelar los montos adeudados, se deberá poner fin a sus contratos de suministro con Clientes Finales.

Los retiros destinados al suministro de los clientes de la Empresa Deudora serán suministrados hasta que se extinga el monto de garantía, en caso de que la Empresa Deudora no posea garantías, se terminará su suministro una vez cumplido el plazo de regularización indicado en el inciso primero.

Dentro de las medidas que puede tomar una empresa afectada es modificar sus niveles de contratación, de manera de optar por una garantía menor.

Artículo 3-72 Clientes Libres ante incumplimiento de pagos que no hayan sido acordados

Los Clientes Libres, cuyo suministrador haya sido suspendido, producto de incumplimiento de pagos a los que se refiere el Artículo 3-70, se procederán a desconectar del SEN por parte del Coordinador, hasta que presente un contrato con un nuevo Suministrador, en caso de ser un Cliente Libre en Distribución, será la distribuidora la encargada de dicha desconexión .

En el caso particular, que el Cliente Libre posea contratos con más de un suministrador, el Cliente deberá informar si éstos se harán cargo de la totalidad de la energía consumida y potencia contratada, junto con la regla de asignación. En caso de que los Suministradores en cumplimiento no se hagan cargo de los retiros asociados al Suministrador sancionado por incumplimiento, el Cliente podrá seguir participando en el mercado, ajustando sus retiros a los retiros reconocidos por los Suministradores vigentes hasta que suscriba un nuevo contrato por la diferencia de montos.

Los nuevos contratos suscritos por los Clientes Libres deberán ser informados al Coordinador por el nuevo Suministrador, en los plazos establecidos en el Artículo 3-16.

Artículo 3-73 Clientes regulados ante incumplimiento de pago que no haya sido acordado

Los retiros correspondientes a Clientes Regulados abastecidos por empresas Distribuidoras, cuyo suministrador fuese suspendido del Mercado de Corto Plazo, por las causas señaladas en el Artículo 3-70 podrán ser reconocidos mediante el traspaso excedentes de suministro contratado de otras Empresas Distribuidoras que pertenezcan al mismo sistema eléctrico, en conformidad a lo señalado en el artículo 135º quáter de la Ley, considerando las diferencias que pudieran existir entre el Costo Marginal Real en el Punto de Suministro o Compra y el Costo Marginal Real en el Punto de Oferta del contrato correspondiente. Dichas transferencias deberán mantener las características esenciales del suministro contratado.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que los consumos resulten superiores al suministro contratado, corresponderá que los retiros que excedan lo anterior sean realizados por todas las empresas de generación del respectivo sistema eléctrico, en función de las inyecciones físicas horarias de energía, de conformidad a lo establecido 135º quinquies de la Ley.

Artículo 3-74 Tratamiento de clientes libres especiales

En caso de clientes libres especiales, tales como Hospitales o Cárceles, cuyo Suministrador sea suspendido del Mercado de Corto Plazo por las causas señaladas en el Artículo 3-70, el Coordinador deberá revisar si este posee otros contratos de suministro, y proceder como se indica en el Artículo 3-72. En caso de que no sea posible lo anterior, mientras no se presente un nuevo contrato de suministro asociado a los retiros afectos a la suspensión, se entenderá que estos clientes pasarán a un régimen de regulación de precio, debiendo la Empresa Distribuidora que corresponda reconocer el retiro afecto a la suspensión.

Los referidos clientes contarán con un plazo máximo de 4 meses contados desde ocurrida la suspensión de su anterior suministrador, para suscribir un nuevo contrato de suministro, en caso no suscribir el

contrato en esos plazos deberán permanecer por un periodo mínimo de 12 meses antes de realizar el cambio a régimen libre.

En el caso que los clientes libres especiales, tales como Hospitales o Cárceles, no efectúen los pagos a sus suministrados, éstos podrán dar término a sus contratos en conformidad a las cláusulas establecidas en ellos. En este caso los clientes libres especiales pasarán a un régimen de regulación de precio por un periodo mínimo de 12 meses, debiendo la Empresa Distribuidora que corresponda reconocer el retiro afecto a la suspensión.

El concesionario no podrá suspender el suministro de energía a los hospitales y cárceles, sin perjuicio de la acción ejecutiva que podrá ejercer invocando como título una declaración jurada ante notario, en la cual se indique que existen tres o más mensualidades insolutas.

Artículo 3-75 Deber de informar a la Superintendencia

El Coordinador deberá informar, de inmediato, a la Superintendencia de toda conducta que ponga en riesgo la cadena de pagos, como el incumplimiento de las obligaciones de pago no acordadas y los acuerdo que suscriban los Coordinados a los que hace referencia el Artículo 3-20.

TÍTULO 3-9 RELIQUIDACIONES

Artículo 3-76 Informe de Reliquidaciones

El Coordinador deberá determinar las reliquidaciones o ajustes producto de correcciones o recálculos de las transferencias económicas.

Las reliquidaciones emitidas por el Coordinador deberán ser publicadas en un informe, en adelante informe de reliquidaciones, en el cual se indiquen las razones que motivaron las reliquidaciones, junto con los antecedentes que las fundamenten, el cual deberá someterse a observaciones por un periodo de 10 días hábiles, luego de lo cual deberá publicar una versión definitiva que origine las instrucciones de pago respectivas, en no más de 7 días hábiles desde terminado el periodo de observaciones

Para pagos que se realicen de manera mensual, como son los derivados del mercado del corto plazo, el Coordinador deberá fijar dos periodos en el año donde se concentren las reliquidaciones de 6 meses los cuales hayan terminado su periodo de observación. Con excepción de los pagos relativos a las transferencias de potencia suficiencia, cuya determinación de reliquidaciones se realizará de manera anual, en conformidad a lo señalado en el Artículo 3-38.

Las fechas para la publicación de las reliquidaciones deberá ser publicadas en el calendario de publicación de Transferencias Económicas al que se refiere el Artículo 3-26.

Artículo 3-77 Tasa de interés

La tasa de interés a aplicar para la determinación de los pagos resultante de las transferencias económicas, corresponderá a la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional a menos de 90 días para operaciones superiores a 5.000 UF según lo publicado por la Comisión para el Mercado Financiero.

Artículo 3-78 Cálculo de intereses

Los intereses a aplicar para las reliquidaciones corresponderán al producto entre el monto, correspondiente a la diferencia entre el monto del cálculo corregido y el monto del cálculo que originó la reliquidación, y la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables de menos o más de 90 días, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas, según la siguiente Expresión:

$$Intereses = Monto * \sum_{i=1}^M \left(\frac{Tasa(i)}{360} \right)$$

El interés se entenderá devengado a partir de tres días siguientes a la fecha de publicación de los cálculos de pago definitivos. En el caso de las reliquidaciones de las transferencias de potencia suficiencia, el interés se entenderá devengado a partir del día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia.

El referido interés también será aplicable a aquellas reliquidaciones que se incorporen a los cargos tarifarios originados por el informe de revisión anual de peajes de transmisión nacional que publica el Coordinador.

Artículo 3-79 Pagos por reliquidaciones

Junto con la publicación del informe de reliquidaciones y cuadros de pago definitivos correspondientes a las reliquidaciones, se deberán publicar en el Portal de Pagos las instrucciones de pago resultantes, de manera de dar inicio al proceso de facturación de las empresas y realizar un seguimiento de los mismos.

Las empresas con saldo a favor deberán emitir sus facturas en 20 días contados desde la fecha de publicación de las instrucciones de pago de reliquidaciones en el Portal de Pagos. Las empresas con saldos en contra tendrán 10 días para efectuar los pagos.

Artículo 3-80 Reliquidaciones excepcionales

El Coordinador podrá realizar publicación de reliquidaciones extraordinarias adicionales en fechas distintas a las informadas en el calendario original establecido para el año calendario, en casos en los cuales los montos involucrados pongan en riesgo la cadena de pagos.

CAPÍTULO 4 : DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TÍTULO 4-1 DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 4-1 Plazos de implementación de normas relativas a la determinación de Costos Marginales

El Periodo de Cálculo del Costo Marginal Real y del Costo Marginal Instantáneo, deberá ser implementado por el Coordinador en un plazo máximo de tres meses desde publicada la presente NT en el Diario Oficial.

A contar de la misma fecha en que se comience a aplicar el Periodo de Cálculo referido en el inciso anterior, deberán también ser calculados y aplicados los Pagos Laterales a los que se refiere la presente NT.

Las normas relativas a la publicación de los Costos Marginales Instantáneos indicados en el Capítulo 2 de la presente NT, comenzarán su vigencia a partir del 1 de diciembre de 2021.

Las normas relativas al proceso de revisión y observaciones del Costo Marginal Real regulado en el Capítulo 2 de la presente NT iniciarán su vigencia luego de tres meses desde publicada la presente NT en el Diario Oficial.

Durante el periodo que medie entre la publicación de la presente NT en el Diario Oficial y los plazos antes señalados, el Coordinador deberá cumplir con el periodo de cálculo para determinar los Costos Marginales correspondiente a una hora, y con el plazo de dos días hábiles desde ocurrida la operación para la publicación de aquellos, establecidos en la Resolución Exenta N° 669 de 2017 de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 4-2 Factores de Penalización

El Coordinador deberá dar cumplimiento a las normas sobre determinación de los Factores de Penalización establecidas en el Artículo 2-24 y Artículo 2-25, a más tardar, el 01 de enero de 2022.

Entre la publicación de la presente NT y el inicio del plazo indicado en el inciso anterior la determinación de los Factores de Penalización se deberá realizar según lo que a continuación se indica:

- a) El Coordinador determinará los Factores de Penalización para cada barra del Sistema Eléctrico de forma previa a la operación en tiempo real.
- b) Para aquellas barras del Sistema Eléctrico que se encuentren modeladas en el proceso de la programación diaria de la operación, los Factores de Penalización respectivos serán obtenidos como resultado de dicho proceso.
- c) Para aquellas barras del Sistema Eléctrico que no se encuentren modeladas en el proceso de la programación diaria de la operación, el Coordinador deberá calcular sus respectivos Factores de Penalización mediante los mecanismos y programas que destine al efecto.

Para dar cumplimiento a lo señalado en los literales anteriores, se determinará un Factor de Penalización por barra por cada Periodo de Cálculo, los que podrán ser promediados en bloques horarios. En caso de promediarse los Factores de Penalización en bloques, se deberán considerar, al menos, tres bloques de un máximo de 10 horas cada uno. En caso de determinarse tres bloques, estos deberán corresponder a los siguientes:

- Bloque N°1: de 00:00 a 08:00 horas.
- Bloque N°2: de 08:00 a 18:00 horas.
- Bloque N°3: de 18:00 a 00:00 horas.

En caso de que, en atención a las particularidades del Sistema Eléctrico, el Coordinador estime que es necesaria la modificación de los bloques que se determinen como resultado de promediar los Factores de Penalización de acuerdo a lo señalado en el inciso anterior, deberá poner en conocimiento de ello previamente a los Coordinados y a la Comisión.

Artículo 4-3 Determinación de garantías

El Coordinador deberá calcular las garantías a que se refiere el Artículo 3-64 de la presente NT el mes siguiente a la fecha de publicación de ésta en el Diario Oficial, debiendo solicitarlas para el año calendario en curso, considerando para efectos del cálculo los restantes meses del año.

Las plataformas a las que se hace referencia en el Capítulo 3 de esta NT deberán implementarse, a más tardar, el 1 de julio de 2021.

Artículo 4-4 Pago de saldos producto de reliquidaciones pendientes

Una vez que entre en vigencia lo establecido en Artículo 4-1 transitorio de la presente NT, en cuanto a la publicación y observaciones de los Costos Marginales, todas las reliquidaciones que deban realizarse producto de recálculos que se encuentren pendientes de emisión deberán ser calendarizadas, de manera tal de que en un plazo máximo de 24 meses estas se encuentren con instrucción de pago por parte del Coordinador.