



NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN

Agosto de 2021

Santiago de Chile

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	: DISPOSICIONES GENERALES	3
TÍTULO 1-1	Terminología y Aspectos Generales	4
TÍTULO 1-2	Funciones, Atribuciones y Obligaciones	13
CAPÍTULO 2	: DE LOS COSTOS MARGINALES	15
TÍTULO 2-1	Aspectos Generales	16
TÍTULO 2-2	Determinación De Los Costos Marginales	17
TÍTULO 2-3	Exclusión de Condiciones Operativas para la Determinación del Costo Marginal	21
TÍTULO 2-4	Costos Marginales en Condiciones de Falla	24
TÍTULO 2-5	Costos Marginales en Barras del Sistema	25
TÍTULO 2-6	Publicación y Plazos	26
CAPÍTULO 3	: DE LAS TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS Y LA COORDINACIÓN DE MERCADO	28
TÍTULO 3-1	Aspectos Generales	29
TÍTULO 3-2	Coordinación de Mercado	30
TÍTULO 3-3	Requerimientos de Información para la coordinación de mercado	32
TÍTULO 3-4	Transferencias Económicas de la coordinación del mercado	42
TÍTULO 3-5	Transferencias Económicas del Mercado de Corto Plazo	47
TÍTULO 3-6	Otras Transferencias Económicas	56
TÍTULO 3-7	Facturación y Cadena de pagos	62
TÍTULO 3-8	Garantías	65
TÍTULO 3-9	Reliquidaciones	72
CAPÍTULO 4	: DISPOSICIONES TRANSITORIAS	75
TÍTULO 4-1	Disposiciones Transitorias	76

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 regirá 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 y otros pagos.

Artículo 1-3 Abreviaturas

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

1. **AT:** Anexo Técnico
2. **AR:** Ajustes y Recargos del precio de nudo promedio (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. **Decreto 4T/2018:** Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad.
10. **DS 88:** Decreto Supremo N° 88, de 17 de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.
11. **DTE:** Documento Tributario Electrónico.
12. **EM:** Equipo de Medida.
13. **FETR:** Factor de Equidad Tarifaria Residencial.
14. **IPC:** Índice de Precios al Consumidor.

15. **IVTE:** Informe de Valorización de Transferencias Económicas.
16. **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.
17. **NT:** Norma Técnica.
18. **NTCO:** Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.
19. **NTD, NTDx:** Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
20. **NTSSCC:** Norma Técnica de SSCC.
21. **NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
22. **Panel de Expertos o Panel:** Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.
23. **PMG:** Pequeño Medio de Generación.
24. **PMGD:** Pequeño Medio de Generación Distribuida.
25. **PRMTE:** Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas.
26. **PRS:** Plan de Recuperación de Servicio.
27. **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.
28. **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.
29. **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.
30. **SCADA:** Supervisory Control And Data Acquisition.
31. **SEC, Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
32. **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.
33. **SITR:** Sistema de Información en Tiempo Real.
34. **SII:** Servicio de Impuestos Internos.
35. **SMMC:** Sistema de Medición, Monitoreo y Control
36. **SSCC (SC):** Servicios Complementarios (Servicio Complementario).
37. **VATT:** Valor Anual de Transmisión por Tramo.

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 PMG o 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 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:** Barra del sistema utilizada en el proceso de programación de la operación y que define el factor de penalización unitario de referencia de energía.
4. **Barra(s) de Transferencia Económica:** Barra(s) del Sistema Eléctrico Nacional donde se producen transferencias económicas entre dos o más Coordinados.
5. **Ciente(s) Final(es):** Coordinado(s) que tiene un contrato de suministro con una Empresa Generadora para abastecer sus consumos. Asimismo, se entenderá a la Empresa Distribuidora como un Ciente Final, en relación a los pagos establecidos en el Artículo 3-47 y todos aquellos que se calculen a prorrata de los retiros físicos.
6. **Ciente(s) Libre(s):** Usuario(s) no sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147º de la Ley General de Servicios Eléctricos.
7. **Ciente(s) Regulado(s):** Usuario(s) 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 suscritos entre empresas generadoras, 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, cuya valorización además es realizada en la misma barra donde se registra la medida física, ya sea esta un retiro a Ciente Final o una inyección/retiro de una Unidad Generadora.

11. **Costo Marginal en Línea:** Valor que representa el costo en que incurre el Sistema en suministrar energía durante un intervalo de quince minutos, expresado en USD/MWh, obtenido de integrar la medición durante un Periodo de Cálculo. Se determina a más tardar quince minutos de finalizado el Periodo de Cálculo.
12. **Costo Marginal Real:** Valor expresado en USD/MWh, obtenido a partir del Costo Marginal en Línea. Se determina una vez que se han resuelto las observaciones recibidas por el Coordinador. Este costo es el que se utiliza, luego de su conversión a pesos chilenos, 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 o Deficitario:** 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, así como por cada cuadro de pago determinado por éste, resulten con saldos totales negativos en alguno de dichos cuadros de pago, en un período 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, luego de la recepción de la respectiva(s) factura(s) emitida(s) por el Acreedor.
16. **Empresa Distribuidora:** Concesionaria(s) 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, así como por cada cuadro de pago determinado por éste, resulten con saldos totales positivos en alguno de dichos cuadros de pago, 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 que dé suministro de energía y potencia a un Cliente Libre o Regulado según corresponda y se encuentre sujeto a un contrato entre el Suministrador y Cliente Final.
20. **Empresa(s) Transmisora(s):** Empresa(s) eléctrica(s) que presta(n) el servicio de transporte de electricidad según lo dispuesto en el artículo 73° de la LGSE.
21. **Equipo de Medida (EM):** Corresponde a un equipo medidor de variables eléctricas que permita asegurar el correcto registro y almacenamiento de las mismas.
22. **Estado(s) Operativo(s) (EO):** Clasificación que identifica el estado en que se encuentra una instalación del SEN en cada instante de tiempo, considerando las fallas, 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.

- 23. 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.
- 24. 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 las correspondientes instrucciones de pagos entre los Coordinados participantes de los referidos mercados.
- 25. Ingreso Tarifario, IT:** 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.
- 26. 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.
- 27. 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.
- 28. Mercado Coordinado:** Corresponde a las transferencias económicas determinadas por el Coordinador, entre empresas sujetas a la coordinación, abarca el Mercado de Corto Plazo y demás pagos determinados por el Coordinador establecidas en la normativa vigente.
- 29. Pagos Laterales:** Pagos que se realizan con el fin de reconocer y remunerar 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 167º y 168º del Reglamento CyO, y costos de partida y costos de detención, a los que hace referencia los artículos 163º del Reglamento CyO, además se incluyen las diferencias producto de precios estabilizados, entre otros.
- 30. 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 149º de la Ley.
- 31. 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 149º de la Ley.
- 32. Periodo de Cálculo:** Periodo consecutivo de 15 minutos que se utiliza para el cálculo del Costo Marginal Real, el Costo Marginal en Línea y las transferencias de energía. De esta manera se contabilizarán 96 periodos de cálculo durante un día, de acuerdo con la tabla siguiente:

Capítulo 1: Disposiciones generales

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
	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

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]
	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.

- 33. 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.
- 34. Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías:** Sistema o plataforma informática dispuesta por el Coordinador para efectuar el monitoreo de la cadena de pagos y garantías. Adicionalmente, se mantienen actualizados los datos comerciales de los Coordinados participantes de las transferencias económicas, se registran los pagos y se ingresan las facturas.
- 35. 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.
- 36. Punto de Oferta:** Barra o nudo de un sistema eléctrico en el que los oferentes de la licitación, a la que hace mención el artículo 131° de la LGSE, deben presentar los precios y montos de energía asociados al suministro licitado.
- 37. 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.
- 38. Servicios Complementarios (SSCC):** Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del SEN en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 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.
- 39. Sistema(s) 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.

- 40. Sistemas de Información Pública:** Sistemas de Información Pública del Coordinador a los que se refiere el Artículo 72°-8 de la Ley.
- 41. 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.
- 42. Sistema(s) de Transmisión:** es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta Ley.
- 43. Sistema de Transmisión Dedicado:** Aquellos Sistemas de Transmisión constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.
- Asimismo, pertenecen a los Sistemas de Transmisión Dedicados aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para los fines señalados anteriormente, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema, de acuerdo a la normativa.
- 44. Sistema de Transmisión Nacional:** Aquel Sistema de Transmisión que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas.
- 45. Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo:** Aquellos Sistemas de Transmisión constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el Sistema de Transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
- 46. Sistema de Transmisión Zonal:** Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de Clientes Regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de Clientes Libres o medios de generación conectados directamente o a través de Sistemas de Transmisión Dedicados a dichos Sistemas de Transmisión.
- 47. Unidad Generadora:** Conjunto de componentes que transforman las distintas fuentes de energía primaria (eólica, hidráulica, solar, biomasa, geotérmica y térmica), u otras, en energía eléctrica. Posee equipos de accionamiento propios y al menos un transformador elevador que se conecta a las barras de la central a la que pertenece, sin elementos eléctricos en común con otras componentes de generación. Se podrá considerar además como unidad si todas las componentes poseen un mismo consumo específico o rendimiento, y costo variable, para los efectos que defina la norma técnica.

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 Coordinado, 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 él.
- 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 de información y comunicación a los que se refiere la NTSyCS, NTCO y NTDx, según corresponda, y la presente norma.
- e. Informar mediante declaración jurada simple 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 Coordinado.

Artículo 2-2 Requisitos generales del proceso

La determinación del Costo Marginal Real y Costo Marginal en Línea según corresponda, para cada barra deberá efectuarse por el Coordinador, mediante un proceso automático, oportuno, seguro 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 en Línea, 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 o Costo Marginal en Línea, según corresponda, aquel que 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 del Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea según corresponda, el Coordinador deberá utilizar la siguiente información, la cual además deberá ser publicada junto con los antecedentes de cálculo una vez publicado el Costo Marginal Real:

- a. Registro de instrucciones, así como los Estados Operativos de la operación en tiempo real del SEN registrada por el Coordinador.
- b. Generación real neta de cada Unidad Generadora o inyección del Sistema de Almacenamiento de Energía registrada mediante el Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.
- c. Costos variables y costos de oportunidad de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de acuerdo con la normativa vigente.
- d. Costo de falla vigente del sistema, según lo resuelto por la Comisión.
- e. Factores de Penalización obtenidos a partir de lo señalado en la presente NT.
- f. Condiciones especiales de operación de las instalaciones del SEN.
- g. Restricciones en las instalaciones del sistema eléctrico durante la operación en tiempo real, que tengan incidencia en la determinación tanto del Costo Marginal en Línea como el Costo Marginal Real según corresponda.
- h. Listado de prioridad de colocación de conformidad a lo dispuesto en el presente capítulo.
- i. Componente de racionamiento en caso de que corresponda.
- j. Otros antecedentes que el Coordinador considere relevantes.

Artículo 2-5 Consideraciones para la de determinación del costo marginal

El Coordinador deberá determinar, para cada Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea, según corresponda, de cada Barra de Transferencia Económica y de otras barras del SEN necesarias para el cálculo de los IT 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 o las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento o Costo de Falla, que se encuentra fijando el Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea según corresponda.

En caso de que exista más de una Unidad Generadora, Sistema de Almacenamiento de Energía o Costo de Falla fijando el Costo Marginal Real dentro del Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real corresponderá al promedio ponderado por minutos, redondeando al quinto decimal, de quienes fijaron el costo marginal en dicho Periodo de Cálculo.

Para la conversión a pesos chilenos se utilizará el dólar observado del día en que se publica el listado de prioridad de colocación correspondiente, la convención será redondeada al quinto decimal.

Artículo 2-6 Listado de prioridad de colocación

El listado de prioridad de colocación, definirá el orden creciente de colocación de cada Unidad de Generación y sus respectivas configuraciones según corresponda, además de Sistemas de Almacenamiento de Energía, de menor a mayor costo variable de producción de energía eléctrica referidos a una barra de referencia del sistema, 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 que se encuentre vigente.

Para efectos del despacho y determinación del Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea, según corresponda, las unidades de generación térmicas serán consideradas con el costo variable de producción indicado en el listado de prioridad de colocación vigente o aquel que indique la normativa vigente según corresponda.

Artículo 2-7 Orden económico

Se entenderá por orden económico, para efectos de la determinación del Costo Marginal Real y el Costo Marginal en Línea, como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en orden creciente de costos variables de producción de energía eléctrica, de acuerdo con el 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, las cuales serán remuneradas, en caso que corresponda, según se define en el Capítulo 3.

Artículo 2-8 Sistema de información y registro de eventos

El Coordinador deberá administrar y mantener permanentemente actualizado 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 de información y registro público de eventos de la operación en tiempo real, 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 utilizar la nomenclatura de Estados Operativos, así como de eventos y condiciones de operación de las instalaciones, vigentes en la normativa correspondiente. En caso de no existir una nomenclatura para una condición de operación en particular, el Coordinador, deberá definirla, mediante códigos alfanuméricos, información que deberá dejar documentada y publicada en el sitio web del Coordinador, debiendo además 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 junto a los Estados Operativos de las instalaciones, las condiciones de operación de cada Unidad Generadora y Sistema de Almacenamiento de energía con el objetivo de poder identificar si dichas instalaciones pueden determinar el Costo Marginal Real o el Costo Marginal en Línea según corresponda, así como información relevante para la determinación de remuneraciones, para ello, al menos deberá registrar lo siguiente:

- a. Instante en que inicia el proceso de partida como el proceso de 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 de Energía.
- e. Modo de operación en el que se encuentren las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento
- f. Si se encuentra exportando a otro sistema eléctrico, 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 SSCC, identificando el SC prestado.
- 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 Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía según corresponda.
- l. Condiciones operativas de las instalaciones de transmisión.

Artículo 2-10 Determinación de la instalación que fija el costo marginal

Para efectos de la determinación del Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea en la Barra de Referencia según corresponda, el Coordinador deberá establecer, del conjunto de Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren despachadas por orden económico en la operación en tiempo real, la instalación con el mayor costo variable de producción por unidad de energía, 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 el Artículo 2-9, así como otros antecedentes indicados en el Artículo 2-4.

Artículo 2-11 Costo Marginal Real determinado por una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía 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 Artículo 2-6, respecto a el costo variable de producción considerado para la determinación del Costo Marginal Real, según el listado de prioridad de colocación, no cubra sus costos variables de producción por encontrarse operando en un punto de eficiencia menor, de acuerdo a los parámetros de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía informados, según lo señala la NTSyCS y sus AT respectivos 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 de Energía, para un Periodo de Cálculo, y que producto de este promedio ponderado, no cubran sus costos variables de producción, éstos deberán ser retribuidos económicamente en sus costos variables de producción no cubiertos, por las empresas generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de dichos 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 en Línea.

Artículo 2-13 Mínimos técnicos

Las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico por instrucción del Coordinador, 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 dichos retiros físicos de energía, del sistema. La determinación del pago de los costos no cubiertos deberá ser consistente con el pago de la prestación de Servicios Complementarios y normativa vigente de forma de evitar dobles pagos.

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 Real, por las empresas generadoras que realicen retiros para dar suministro a Clientes Finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de dichos retiros físicos de energía del sistema.

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 SSCC, no determinarán el Costo Marginal Real del sistema. El Coordinador determinará los casos en que una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía se encuentra operando exclusivamente para la prestación de SSCC, lo cual deberá estar contenido dentro de los respectivos antecedentes de cálculo.

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

Cuando una unidad generadora de embalse se encuentre operando en alguna Condición Especial de Operación de Embalse, y además esté 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 según las consignas emitidas por el Coordinador, 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, y no 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 se encuentran realizando pruebas de puesta en servicio, la energía inyectada será valorizada al Costo Marginal Real de energía, independiente de si han optado o no al mecanismo de estabilización de precios al que hace referencia el Artículo 3-36.

Artículo 2-18 Costos de partida y detención

Los costos de partida y detención que sean declarados por cada Empresa Generadora y aprobados por el Coordinador, 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 dichos retiros físicos de energía del sistema. 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 Generadora marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior en caso de cambios en las leyes asociadas a otros sectores, podrá considerar este u otro tipo de externalidades.

Artículo 2-20 Subsistemas de Energía

En caso de que, producto de la operación real del SEN ocurran desconexiones o congestiones en el Sistema de Transmisión, que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico, según lo establecido en el artículo 172° del Reglamento CyO, el Coordinador deberá determinar un Costo Marginal Real diferenciado 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 variables de producción, de acuerdo al listado de prioridad de colocación respectivo.

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, en los casos en que esto no sea posible, se deberá determinar las barras pertenecientes a cada subsistema una vez ocurrida la operación real, con los antecedentes que el Coordinador disponga para ello. 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. La información utilizada para dicho cálculo deberá estar disponible dentro de los antecedentes al momento de la publicación del Costo Marginal 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, para la determinación del Costo Marginal Real a utilizar para la valorización de las transferencias de energía, deberá considerar lo indicado en el artículo 163° de la Ley, así como lo que 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 a la que se refiere el Artículo 171 del Reglamento CyO, 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 las condiciones del sistema permitan al Coordinador instruir la recuperación del servicio, independientemente de si la demanda que ha sido afectada esté o no en condiciones de tomar la potencia perdida debido a la falla.

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 actores de penalización reales 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, la topología del sistema y/o 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 que sea necesario, a partir del proceso de programación diaria.

El Coordinador deberá determinar una cantidad mínima de bloques y máxima de horas que lo compongan, según sea modelado para las políticas de operación, los cuales no podrán ser menores a 3 bloques, donde ningún bloque podrá superar el máximo de 10 horas. 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.

Estos Factores de Penalización Programados, podrán ser utilizados para la determinación del Costo Marginal en Línea, en caso de no contar con los factores de penalización reales a los que hace referencia el Artículo 2-25.

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.

Estos Factores de Penalización Reales serán utilizados para la determinación del Costo Marginal Real, teniendo los mismos plazos de observación definidos en el Artículo 2-27.

TÍTULO 2-6 PUBLICACIÓN Y PLAZOS

Artículo 2-26 Publicación de costos marginales

El Coordinador deberá publicar en su sitio web, los Costos Marginales en Línea señalados en el Artículo 2-3, a más tardar 15 minutos de finalizado el Período de Cálculo. Los Costos Marginales Reales, se publicarán al día siguiente al de ocurrida la operación, 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:

El Coordinador deberá revisar los Costos Marginales en Línea señalados en el Artículo 2-26, debiendo publicar los valores definitivos 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, en caso que corresponda, además de todos los antecedentes de cálculo del mismo. Estos valores corresponderán al Costo Marginal Real.

Los Coordinados podrán enviar sus solicitudes de corrección de los Costos Marginales Reales junto con sus respectivos antecedentes de respaldo, hasta las 17:00 horas del tercer 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 modificar los valores afectos a cambios, publicar los nuevos valores a más tardar a las 17:00 horas del segundo día contado desde cerrado el proceso de recepción de observaciones definido en el inciso anterior. Estos serán considerados como Costos Marginales Reales definitivos.

En caso de no recibir solicitudes de corrección de los Coordinados, los valores del Costo Marginal Real, serán considerados como Costos Marginales Reales definitivos, a contar del periodo indicado en el inciso anterior.

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 observaciones adicionales, considerándose Costos Marginales Reales definitivos.

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 tres días. El plazo máximo para esta modificación de manera excepcional será de 2 meses contados una vez ocurrida la operación.

**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 a los antecedentes y datos de interés que deberá dejar disponible el 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, en pesos chilenos, entre los Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo, resultantes de la operación coordinada de las instalaciones interconectadas al SEN.

En dicho mercado, los Coordinados u otros agentes que habilite la Ley, transan las inyecciones y los retiros de energía del sistema eléctrico, ambos valorizados al Costo Marginal Real en la barra respectiva, efectuados con el objeto de abastecer sus contratos destinados a Clientes Finales o permitir los procesos de almacenamiento de energía, la prestación de SSCC, la capacidad de inyección 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, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, de las 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 Cadena de Pagos y Garantías. Adicionalmente, los Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo deberán:

- a. Ser titulares de una instalación de generación, incluidas las de Autoprodutores, Sistemas de Almacenamiento de Energía o instalaciones para la prestación de SSCC, todas energizadas e interconectadas 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 AT “Sistemas 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.

Adicionalmente, podrán participar en el mercado de SSCC aquellas instalaciones que, a través de sus recursos técnicos, realicen el proceso de verificación de prestación de SSCC, y cuenten con los respectivos documentos de verificación vigentes mediante los cuales adquirirán la calidad de prestadoras de la categoría o subcategoría del SSCC que corresponda en conformidad a la NT de SSCC.

Además, podrán participar los suministradores adjudicados al que hace referencia el inciso sexto del artículo 135° ter, de la Ley en los términos que dicho artículo señala.

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 sean estas nacionales, zonales, dedicadas, 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 3-16 y Artículo 3-17, celebrados entre una Empresa Suministradora 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 la normativa vigente 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 en su calidad de Coordinado en relación con dichas instalaciones; y
- d. Otros antecedentes que le solicite el Coordinador de manera de respaldar la información entregada.

La comunicación deberá ser enviada con una anticipación de 30 días corridos respecto del inicio de vigencia del reemplazo.

El Coordinador contará con un plazo de 5 días para revisar los antecedentes enviados por las partes, debiendo informar si se acepta o no dicho reemplazo, pudiendo además solicitar corrección de antecedentes si fuese necesario. En caso de ser aceptado el reemplazo, deberá indicar la fecha desde que se hará efectivo dicho reemplazo.

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 un término anticipado de la representación producto de común acuerdo, los Coordinados deberán comunicar conjuntamente la nueva fecha de término al Coordinador con un plazo de 30 días corridos antes de que este se haga efectivo.

El Coordinado deberá informar al Coordinador, toda modificación en su estructura societaria y/o controlador para efectos de la aplicación de esta NT. Asimismo, esta información debe mantenerse actualizada.

Artículo 3-8 Sistema de Información Pública

En el marco del Sistema de Información Pública al que se refiere la Ley en el artículo 72°-8, el Coordinador mantendrá una plataforma de transferencias económicas, a la que hace referencia el Artículo 3-25 de la presente NT, en la cual el Coordinador será responsable de mantener permanentemente actualizada la información y antecedentes relativos al Mercado de Corto Plazo y otros pagos resultantes de la operación coordinada, como por ejemplo a los niveles de contratación de suministro 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, costo 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 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. La tabla de conversión entre código identificador y cada Coordinado del Mercado de Corto Plazo, así como también de los Clientes Finales, deberá estar disponible para consultas en el sitio web del Coordinador.

Artículo 3-10 Información de medición para transferencias económicas

Los Coordinados deberán disponer de un Sistema de Medidas de 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 en su Título 4-5.

El Coordinador determinará los puntos, según lo habilita la NTSyCS en el artículo 4-33 y el artículo 15° del AT “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”, donde los Coordinados deberán instalar equipos de medida con el objetivo de representar correctamente los puntos de transacción en conformidad al Artículo 3-11 de la presente NT.

Los sistemas de medida deberán ser interrogados remotamente, mediante la plataforma PRMTE, con resolución de a lo menos 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 del Sistema de Transmisión, incluidos aquellos retiros de energía asociados a servicios auxiliares en las subestaciones de transmisión.

En el caso de una Empresa Distribuidora, el Sistema de Medida de 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 Clientes Regulados y las inyecciones y retiros de los medios energéticos distribuidos conectados en su zona de concesión de acuerdo a la normativa vigente. Será responsabilidad de la Empresa Distribuidora lo referente a exigencias de equipos de medida de Clientes Libres en distribución 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, NTD y NTCO 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 la información relativa a las medidas en los plazos establecidos en el Artículo 3-15 de la presente NT y en el formato que el Coordinador establezca.

Las empresas distribuidoras, podrán habilitar una conexión que permita extraer los datos requeridos por el Coordinador, desde el almacén de datos de su SMMC que indica la NTD. En la periodo que el SMMC no se encuentre aún operativo, la Empresa Distribuidora podrá habilitar un acceso a su Data Warehouse o base de dato existente, para ser almacenados en los sistemas propios del Coordinador.

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

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

Para una correcta representación en el balance de energía, de los puntos de inyección y retiros, deberá definir los puntos de inyección de las centrales generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía y de retiro de los Clientes Finales de forma tal que los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Zonal, Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo, queden totalmente representados a través de sus ingresos tarifarios reales por tramo.

Los puntos de inyección a considerar para las centrales generadoras corresponderán a su punto de inyección al Sistema de Transmisión o al punto frontera en que se define la propiedad de las instalaciones del respectivo generador, siempre que estas instalaciones correspondan solo a Sistemas de Transmisión Dedicados.

Los puntos de retiro destinados a Clientes Libres corresponderán a su punto de retiro desde el Sistema de Transmisión o al punto frontera en que se define la propiedad de las instalaciones del respectivo Cliente Libre, siempre que estas instalaciones correspondan solo a Sistemas de Transmisión Dedicados.

Los puntos de retiro destinados a Clientes Regulados corresponderán a su punto de retiro desde el Sistema de Transmisión, es decir al lado de baja tensión de la subestación primaria de distribución correspondiente, en casos donde no corresponda a una subestación primaria, el punto de retiro corresponderá al lado de baja tensión de la subestación correspondiente.

En razón a lo señalado en los incisos anteriores, el Coordinador podrá realizar simplificaciones de la representación del SEN debidamente justificadas, cuando éstas no impacten en el cálculo de las transferencias. El Coordinador deberá dejar a disposición en su sitio web las bases y descripción detallada del modelo para uso de cualquier interesado.

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 cada Barra de Transferencia y otras barras del sistema eléctrico necesarias para el cálculo de otros pagos, las modificaciones a la representación deberán ser realizada de manera oportuna previo al inicio o la modificación de la vigencia de los contratos.

Artículo 3-12 Barra de transferencias de PMGD y de Clientes Libres en distribución

Las Barras de Transferencias Económicas en el caso de los PMGD, será la correspondiente a su punto de referencia, el cual corresponde a la subestación primaria de distribución más cercana a su punto de conexión, según lo definido en el DS 88.

Con el objetivo de representar correctamente las transacciones, cada Empresa Distribuidora deberá informar al Coordinador las medidas que reflejen correctamente las pérdidas en las redes de distribución asociadas a las inyecciones de los PMGD que se conecten en sus redes, para lo cual deberán enviar los factores de referenciación a los que hace referencia el Artículo 3-13.

En el caso de Clientes Libres en Distribución, la Barra de Transferencia Económica, corresponderá a la que se indica en el 8.1.2 del Decreto 4T/2018, o aquel que lo reemplace.

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. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá tomar las acciones que, de acuerdo con sus facultades, le permitan asegurar la recepción de la información oportuna referentes a medidas, por parte de los Coordinados, informando a la autoridad competente en caso de incumplimientos.

En los casos que se recurra a estimaciones de medida, éstas deberán ser debidamente identificadas en los antecedentes del IVTE, indicando las razones de dicha estimación, junto con los parámetros utilizados para determinarla, sea esta información técnica, datos del SCADA u otros similares. En caso que una vez publicada la versión definitiva del IVTE, sea posible acceder a las medidas reales, el Coordinador podrá incorporarlas en el proceso de reliquidación correspondiente, en los plazos que se indican en el Artículo 3-29.

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 en los plazos establecidos en el AT “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”. Asimismo, 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 el plazo indicado en el AT “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”, 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 en los plazos establecidos en el párrafo anterior, posteriormente el Coordinador deberá realizar las estimaciones que correspondan de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-14.

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.

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 corridos respecto del inicio de este, 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, a través del medio dispuesto al efecto por el Coordinador y mantener permanente actualizada dicha información, de conformidad a lo dispuesto en el Artículo 3-17.

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 en caso que corresponda, 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 deberán atenerse a lo que indica el Reglamento CyO respecto a la comercialización.

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 las empresas distribuidoras en los puntos del sistema que el Coordinador defina.

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 corridos, 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

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

Si 15 días corridos antes de la fecha de término del contrato, ninguna Empresa Generadora ni quienes indique la normativa vigente, ha informado un nuevo contrato de suministro con el Cliente Libre y éste se encuentra conectado al sistema, la Empresa Generadora o quienes indique la normativa con contrato vigente, podrán solicitar la desconexión a contar de la fecha indicada en el contrato respectivo al Coordinador o a la Empresa Distribuidora, esto último 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, se podrá optar a la desconexión/adaptación de sus retiros en función de la energía asociada al contrato recientemente terminado, de manera tal que, según las características del Cliente, este pueda adaptar el consumo al contrato con su suministrador que se mantiene vigente.

En caso de que la Empresa Generadora y quienes indique la normativa vigente, no haya informado el término del suministro asociado a un contrato, en razón de lo indicado en el segundo inciso del presente artículo, 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 de igual modo informar el término de suministro en caso que corresponda.

Artículo 3-19 Deber de informar asignación comercial

Las Empresas Suministradoras deberán informar al Coordinador sus contratos de suministro en conformidad a lo indicado en el Artículo 3-16 y Artículo 3-17. En caso de suministrar a un Cliente Libre

que posea más de un suministrador, deberán informar al Coordinador la regla de repartición entre los suministradores, es decir la asignación comercial, en el formato y forma que este determine, de manera de que le permita al Coordinador, 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 o al retiro de potencia según corresponda. 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 cada Suministrador a más tardar 15 días corridos 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, confirmar con el Cliente Final la regla de repartición, entre otros. 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 mensual de las transferencias económicas, aquellas Empresas Suministradoras, que posean contrato con un cliente con más de un suministrador, que no presenten una regla de repartición en los plazos establecidos en el presente artículo o que hayan indicado una regla simplificada de la misma debido a cláusulas contractuales, el Coordinador considerará los antecedentes de la asignación comercial que haya sido informada a más tardar el quinto día del mes siguiente de ocurrida la operación, cambios posteriores deberán sujetarse a los plazos de observación definidos en el TÍTULO 3-4.

Artículo 3-20 Obligaciones y acuerdos de pago

Los Coordinados deberán informar al Coordinador todo incumplimiento de pago, referente a instrucciones de pago emitidos 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 de común acuerdo.

Esta información deberá entregarse al Coordinador mediante la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías u otras que este disponga.

Artículo 3-21 Contratos de compraventa entre Empresas Generadoras

Una Empresa Generadora participante del Mercado de Corto Plazo podrá establecer contratos de compraventa, de energía y/o potencia con otra Empresa Generadora, teniendo en cuenta que, en el caso de energía, podrán establecer Contratos de Compraventa Financieros y los Contratos de Compraventa Físicos de Energía.

Los Contratos de Compraventa Financieros suscritos entre empresas generadoras, las cuales se acojan a la opción de que estos sean incorporados en un cuadro de pagos dedicado al que hace referencia el artículo 147 del Reglamento CyO, deberán ser informados al Coordinador, especificando las condiciones del mismo, 30 días corridos antes de su inicio de vigencia, indicando las características principales de estos, tales como la duración y montos máximos transados. 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 a efectos de construir el cuadro de pagos al que hace referencia el artículo 147 del Reglamento CyO.

A efectos de la determinación de los cuadros de pago que den cuenta de los montos asociados a Contratos de Compraventa Financieros, que hayan sido declarados previamente, conforme a lo indicado en el inciso anterior, el Coordinador solo considerará los traspasos mensuales realizados, que hayan sido informados a más tardar el quinto día del mes siguiente de ocurrida la operación. En caso que las declaraciones realizadas por ambas empresas difieran o existan desacuerdos en los montos y puntos informados, estos no serán incorporados en dichos cuadros, ni tampoco afectos a reliquidaciones.

En el caso de Contratos de Compraventa Físicos, deberán ser informados al Coordinador por ambas partes, en un plazo de 30 días corridos antes de su entrada en vigencia, en el cual deberán respaldar el origen de la energía transada, indicando claramente las instalaciones involucradas, ya sea correspondiente a una Unidad Generadora, como a Clientes Finales, especificando si el traspaso es por la totalidad de la medida registrada o un porcentaje de dicho registro.

El Coordinador podrá solicitar la regla comercial de dicho contrato, debiendo este último revisar la consistencia de dicha regla. En caso de que la asignación comercial informada por los respectivos generadores no coincida, el Coordinador deberá pedir las correcciones y antecedentes que correspondan, lo que deberá ser enviado por las partes a más tardar 15 días corridos, contados desde la solicitud del Coordinador.

En el periodo que medie entre la solicitud de la regla comercial y la validación de esta última por parte del Coordinador, a efectos del cálculo de las transferencias económicas, el Coordinador considerará la información enviada por ambas partes a más tardar el quinto día hábil del mes siguiente de ocurrida la operación, luego de lo cual se deberá atener a los plazos regulares de observación del proceso de IVTE.

Artículo 3-22 Información para facturación

Será de responsabilidad de cada Coordinado mantener permanentemente actualizada en la plataforma de Cadena de Pagos y Garantía, toda la información requerida para los procesos de facturación, tales como los datos de contacto, cuenta bancaria, razón social, entre otros que pueda requerir el Coordinador, cumpliendo con lo establecido en el TÍTULO 3-7. Los Coordinados tendrán la obligación de utilizar dicha información, para el proceso de facturación y pago.

Artículo 3-23 Información mensual

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

- a. Información de medidas correspondientes al mes anterior, de sus instalaciones que a la fecha no fueron aún incorporadas a la plataforma PRMTE en conformidad al Artículo 3-10.
- b. Informar vectores resultantes de Contratos de Compraventa Financieros correspondientes al mes anterior, indicadas en el Artículo 3-21.
- c. Asignaciones comerciales correspondientes a las medidas de mes anterior, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-19.
Cualquier otra información que el Coordinador les solicite.
- d. Las 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 Clientes Libres sujetos a peajes de distribución.
 - ii. Información de los retiros asociados a los Clientes Libres ubicados en su zona de concesión sujetos a peajes de distribución.
 - iii. Información sobre recepción de solicitudes de cambio de régimen de precio de clientes.
 - iv. Un catastro actualizado de sus Clientes y Usuarios, en conformidad a lo establecido en la NTDx.
 - v. Los factores de referenciación de los PMGD, de conformidad a lo establecido en el Artículo 3-13.

EL Coordinador, deberá tomar las acciones que, de acuerdo a sus facultades, le permitan la recepción oportuna de la información, incluyendo informar a la autoridad competente sobre el incumplimiento de parte de los Coordinados.

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, SSCC y los resultados de otras transferencias económicas que correspondan a las que se refiere el TÍTULO 3-6. Este informe deberá mantener una estructura única, incluido sus anexos, de manera tal de facilitar la revisión por parte de los interesados. En caso de realizar actualizaciones a dicho formato, deberá ser indicado a los Coordinados con antelación adecuada.

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, según corresponda, entre otros que determine la normativa vigente.
- g. Cuadros de pago a los que se refiere el Artículo 3-32.
- h. Anexos donde se especifique la metodología, criterios y supuestos para la elaboración de los balances de energía, potencia y SSCC, además de los antecedentes utilizados para la realización de los cálculos.

El IVTE deberá contener una comparativa de la evolución de las transferencias respecto al mes anterior, además de un resumen de las condiciones de la operación que dieron pie a los resultados referidos anteriormente, tales como el conjunto de los hechos relevantes que hayan afectado la coordinación del mercado en dicho periodo, así como condiciones especiales de operación producto de indisponibilidades de instalaciones entre otros, los resultados deberán ir acompañados junto a las respectivas bases de cálculo. Asimismo, deberá identificar y justificar los cambios relevantes entre la versión preliminar y definitiva del IVTE. En el caso de los SSCC se deberá indicar claramente 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 los Coordinados participantes del Mercado de Corto Plazo y que sean determinadas en la versión definitiva del IVTE, deberán ser publicadas también, en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías 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.

En caso de errores manifiestos al momento de publicar las instrucciones de pago en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, el Coordinador deberá corregirlas a la brevedad y comunicar de aquello a los Coordinados, en el caso que esto no sea posible, deberá ser considerado en el proceso de reliquidación al que hace referencia el TÍTULO 3-9

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 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 permitirá 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. La información desplegada deberá ser agrupada por año y mes de forma que, al consultar resultados de un mes en particular, en este se encuentre disponible, tanto el cálculo original como las posibles actualizaciones del mismo.

En virtud de lo anterior la plataforma deberá contener, al menos:

- a. Un registro permanentemente actualizado de la información de todas las transacciones y pagos determinados por el Coordinador, en sus versiones preliminar y definitivas, junto con las respectivas bases de cálculo del mes en cuestión, para efectos de que los Coordinados puedan acceder a los datos de entrada, cálculos intermedios y finales.
- 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 las observaciones realizadas por los Coordinados tanto al IVTE, como a los procesos de Reliquidación asociados a este, y publicación de respuestas correspondiente por parte del Coordinador.
- 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 entre los Contratos de Compraventa Físicos de Energía y los Contratos de Compraventa Financieros.
- f. Registro de los traspasos entre cada Empresa Generadora producto de los Contratos de Compraventa Físicos de Energía y Contrato de Compraventa Financieros que corresponda.
- g. Un listado permanentemente disponible y actualizado de clientes sometidos a regulación de precios que, conforme a la Ley, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada. Asimismo, deberá identificar, 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 y en conformidad con lo indicado en el artículo 1-16 de la NTDx.
- h. Un listado permanentemente disponible y actualizado, 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 a la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías para efectuar las transacciones que ocurran como resultado de las transferencias económicas que determine el Coordinador.
- k. Sección que permita la carga de antecedentes y publicación de observaciones de otros procesos de mercados que el Coordinador determine.
- l. Aplicativos adecuados que permitan realizar consultas masivas de la información señalada en los literales anteriores.

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 y los periodos de observación de éste para el año siguiente. Asimismo, deberá publicar en dicho calendario las fechas establecidas 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 a más tardar el 9° día del mes siguiente al de ocurrido la operación la versión preliminar del IVTE, para observaciones de los Coordinados.

Los Coordinados tendrán 3 días desde la publicación del IVTE preliminar junto a todos sus antecedentes de cálculo, para el envío de observaciones. El alcance de las observaciones deberá restringirse a los cálculos y los resultados de las transferencias económicas del Mercado 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 deberán 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 único y oficial de recepción las observaciones y publicación de las respectivas respuestas a del proceso correspondiente. Asimismo, deberá permitir realizar la gestión, el seguimiento de dichas observaciones, señalando expresamente para cada observación, si ésta fue acogida, total o parcialmente, rechazada o si se encuentra en estado pendiente. Este último caso será excepcional y debidamente justificado, en consideración a las características de la observación, que el Coordinador requiera hacer un análisis más exhaustivo, el cual pueda o no derivar en un proceso de reliquidación que dé a lugar un informe de reliquidaciones al que hace referencia el Artículo 3-76. De igual manera el plazo máximo de respuesta definitiva a las observaciones catalogadas como pendiente, no debiese ser mayor a dos meses desde realizada la misma.

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 a más tardar el 15° día del mes siguiente al de ocurrida la operación, publicando conjuntamente las instrucciones de pago resultantes en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías a la que se refiere el Artículo 3-59.

Una vez publicada la versión definitiva del IVTE, en la plataforma del Coordinador a la que hace referencia el Artículo 3-25, junto todos los antecedentes correspondientes y a la publicación de las instrucciones de pago en la plataforma a la que hace referencia el Artículo 3-59 los Coordinados dispondrán de hasta 2 meses para emitir observaciones adicionales. Estas observaciones una vez analizadas, deberán ser respondidas por el Coordinador antes de realizar la reliquidación, mediante la plataforma que para ello disponga, señalando si dichas observaciones fueron acogidas total, parcialmente o rechazadas, junto con su justificación correspondiente. En caso de ser acogidas, serán incluidas dentro de las reliquidaciones correspondientes según el calendario definido en el Artículo 3-26. Las observaciones posteriores al plazo indicado en el presente inciso no serán consideradas para el proceso de reliquidación respectivo.

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 desde dicha publicación, las empresas en posición de Deudor deberán pagar dentro de 7 días una vez emitida la factura. En caso de no cumplir

con las fechas antes indicadas, el Coordinador informará dichos atrasos a la Superintendencia, según se indica en el Artículo 3-61.

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

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 Coordinador, deberá emitir un balance físico de energía simplificado, el cual deberá ser publicado entre el primer y quinto día del mes siguiente de ocurrida la operación. Este balance físico de energía, deberá incluir todas las inyecciones y retiros a las cuales tenga acceso el Coordinador mediante la plataforma PRMTE, en las barras del sistema de 110 kV o superiores, de manera de dar cuenta de las pérdidas por cada tramo del Sistema de Transmisión, así como también las estimaciones a la que se refiere el Artículo 3-14, y los errores en barra respectivos, sin realizar asignaciones comerciales a las misma.

Adicionalmente, con ocasión de la publicación del IVTE preliminar y definitivo, el Coordinador deberá incorporar los balances físicos, que den cuenta de todas las medidas consideradas en la realización del balance. Junto con los resultados de los balances físicos, se deberán incorporar todos los antecedentes considerados por el Coordinador para su realización, incluidas las estimaciones a las que se refiere el Artículo 3-14. 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 3-27 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 asignado 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, tal como se define en el AT “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

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

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

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

L_i : Lectura del esquema de medida 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 para periodos de 15 minutos de la suma de las medidas L_i en la barra.

ε_i : Error intrínseco correspondiente al error propio del Esquema de medida i .

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

M : Número de medidas asociados a la barra.

Los ajustes que realice el Coordinador deberán ser consistentes entre las barras, tramos del Sistema de Transmisión y cada Barra de Transferencia y otros nodos donde se deban determinar las transacciones físicas y económicas según corresponda, 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, pudiendo asignarles a dichas medidas estimadas, un error ε_i mayor al de las medidas leídas, en base a los antecedentes que disponga.

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 cada Empresa Deficitaria y Excedentaria 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, son parte del Mercado de Corto Plazo 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 potencia 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, entendidos como los saldos netos totales a pagar y/o recibir, entre Coordinados. Se deberán incluir en el IVTE al menos los siguientes cuadros:

- a. De transferencias de energía, incluyendo todos los Pagos Laterales, entre los que se encuentran, pagos por costos variables superiores al costo 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.

Adicionalmente, el Coordinador podrá efectuar simplificaciones de cada uno los cuadros de pago resultantes de las transferencias, 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 previo a la simplificación antes mencionada, como un anexo del IVTE. 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, evitando así el exceso de transacciones, dichos criterios deberán ser incluidos y justificados en el IVTE que corresponda.

En caso de rompimiento de la cadena de pagos, que den lugar a la ejecución de garantías a la que hace referencia el Artículo 3-71, se deberá volver a las acreencias correspondientes a los cuadros previo a la simplificación realizada que hace referencia el inciso anterior.

Artículo 3-33 Transferencias de energía

Cada Empresa Generadora tendrá derecho a vender la energía que inyecte al SEN al Costo Marginal Real de energía determinado por el Coordinador. A su vez, aquellas empresas 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 según corresponda. 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. Para lo anterior, en cada período de facturación y para cada Coordinado participante, se determinará el monto a transar por concepto de energía como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico por sus respectivas instalaciones, conforme a la operación real del sistema, valorizada al costo marginal en las barras de inyección respectivas, y la energía retirada por cada uno de estos Coordinados desde el sistema eléctrico, valorizada al costo marginal en las correspondientes barras de retiro.

A partir de los montos resultantes del cálculo señalado, el Coordinador deberá determinar las transferencias económicas de energía, de manera tal que las empresas que resulten con saldos totales negativos en un período de facturación, en adelante Empresa Deficitaria, deberá pagar a aquellas empresas con saldos totales positivos en el mismo período, en adelante Empresa Excedentaria.

Las inyecciones provenientes de PMGD deberán ser valorizadas en la barra del Sistema de Transmisión que corresponda al punto de ingreso al sistema del mismo, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 3-12 y 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 de Compraventa Físicos de Energía, indicados en el Artículo 1-4. La transacción en este tipo de contratos deberá ser realizada en la misma barra donde se declara la medida física y donde el Coordinador tiene modelada dicha medida, 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, según lo definido en el Artículo 1-4 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 3-21, Artículo 3-32 de la presente NT y según se indica en el Artículo 147 del Reglamento CyO.

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 Compraventa Financieros, no se estarán sujetos al deber de monitoreo de la cadena de pagos al que se refiere el Artículo 3-57.

Artículo 3-35 Transferencias de energía de Sistemas de Almacenamiento de Energía.

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, 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 del SEN, en conformidad a lo establecido en el Artículo 3-51. Las empresas generadoras deberán traspasar los montos a los titulares de estos tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, para lo cual el Coordinador publicará un cuadro de pago respectivo. Estos montos deberán ser considerados en la determinación del cálculo de los siguientes cargos únicos a que se refiere el artículo 115º de la Ley, según corresponda.

Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía que presten servicios mediante subastas de SSCC o prestación directa de SSCC, instruida por el Coordinador, participarán en los balances de transferencias de energía por las inyecciones y retiros de energía a que dicha prestación dé lugar, asumiendo los saldos de inyecciones y retiros valorizados que correspondan en dicho balance. Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados por un Sistema de Almacenamiento de Energía asociado a los Sistemas de Transmisión o por Sistemas de Almacenamiento de Energía para la prestación de Servicios Complementarios no estarán sujetos a los cargos asociados a Clientes Finales, conforme a la normativa vigente.

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 uno de los regímenes de precio estabilizado según lo establecido el DS 88.

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 destinado a satisfacer contratos de suministro con sus Clientes Finales, 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 consumos propios, deberán ser valorizados según se indica en el Artículo 29 del DS 88, debiendo así el Coordinador considerar el retiro en el balance según corresponda.

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 los mecanismos de estabilización de precios antes referidos, deberán ser distribuidas para cada Periodo de Cálculo, 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 Potencia de Suficiencia y la demás normativas vigentes un cálculo preliminar y uno definitivo de transferencias de potencia de suficiencia entre empresas generadoras, ambas fechas deberán estar señaladas en el calendario al que hace referencia el inciso primero del Artículo 3-26.

Una vez transcurrido el año de cálculo, el Coordinador deberá realizar el cálculo definitivo potencia de suficiencia según lo establecido en el normativa vigente, dando paso a realizar la reliquidación correspondiente según este cálculo definitivo, en los plazos y formas que determina la normativa. Los resultados se publicarán en los plazos establecidos en la normativa vigente. Las diferencias entre los pagos mensuales realizados y los pagos determinados en la versión definitiva se incorporarán en una sola cuota de reliquidación. Las instrucciones de pago que den cuenta de las transferencias de potencia, deberán ser publicados en el Portal de Cadena de Pagos y Garantías al que hace referencia el Artículo 3-59.

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 la normativa vigente, 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 Regulados que opten por pasar al régimen de Clientes Libres, no será aplicable el cobro por potencia remanente. En cumplimiento a lo anterior, en caso de que 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 en la o las barras de retiro asignadas.

Cuando un cliente opte por un régimen de precio libre, la Empresa Distribuidora deberá enviar al Coordinador los retiros horarios o potencia facturada mensualmente durante el periodo de punta, cuando dicho cliente fue regulado, a los efectos que el Coordinador pueda calcular el retiro en periodo de punta del respectivo cliente y asignarlo mensualmente al Suministrador correspondiente.

Asimismo 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 Distribuidora se abastezca de más de un proveedor en un mismo Punto de Compra, corresponderá a ésta 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 de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de SSCC.

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, debiendo ser valorizadas ya sea a precios según el estudio de costos del Coordinador o precios máximos fijados por la Comisión, según lo establecido en el Reglamento de SSCC.

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 del Coordinador.

Artículo 3-42 Remuneración de la prestación de SSCC

Las instalaciones que pueden participar de la prestación de Servicios Complementarios, serán las identificadas por el Coordinador según lo establece la NT de SSCC.

El monto a remunerar estará sujeto a los resultados de la evaluación de disponibilidad y desempeño de la prestación del servicio complementario según 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. De manera que los resultados de dicha evaluación deberán estar disponibles para el proceso de IVTE, 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 y Artículo 3-29, según corresponda.

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 indicado en el inciso anterior, se deberán señalar los antecedentes que justifican los resultados para la determinación del factor de 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

Los Coordinados podrán observar resultados de la evaluación de disponibilidad y desempeño en los plazos que el Coordinador defina según lo indica la NT de SSCC en su artículo 5-13.

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 los recursos técnicos de SSCC, requeridos en la operación del SEN deberá ser cubierta por las empresas generadoras con contrato vigente destinado a abastecer Clientes Finales, a prorrata de dichos retiros.

En caso de que la naturaleza del servicio sea local, la prestación del recurso por Servicios Complementarios será remunerada acorde a lo indicado según lo define la CNE en la Resolución de SSCC, 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 PRS, 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

Cada Empresa Transmisora deberá someterse al cumplimiento de las instrucciones de pago determinados por el Coordinador como resultado de la operación de las instalaciones de transmisión, sean estas nacional, zonal, dedicada, para polos de desarrollo y de sistemas de interconexión internacional, según corresponda.

El Coordinador deberá determinar los montos a remunerar resultantes por Ingresos Tarifarios reales, tanto de energía como de potencia, que deben ser pagados los Coordinados representantes de los Sistemas de Transmisión. Los IT de energía de los Sistemas de Transmisión se determinarán, en la misma granularidad que el Costo Marginal Real, como la diferencia entre la energía que dicho tramo inyecta al sistema, valorizada al Costo Marginal Real de energía en su barra o punto de inyección y la energía que dicho tramo retira del sistema, valorizada al Costo Marginal Real de energía en su barra o punto de retiro. El ingreso real mensual de cada uno de estos tramos se calculará como la suma de los ingresos reales cada 15 minutos del tramo del correspondiente mes. En el caso de los IT de potencia, se utilizará el precio de nudo según lo indicado en el respectivo reglamento.

El Coordinador deberá determinar los IT 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 IT, se considerarán los retiros asociados a servicios auxiliares de las instalaciones de transmisión, los cuales a estos efectos se contabilizarán como pérdidas de transmisión.

El Coordinador deberá publicar la reasignación de los IT para aquellas instalaciones que se remuneran a través del cargo único de transmisión en virtud del artículo 25° transitorio de la Ley 20.936.

En el caso de los sistemas de interconexión internacional de servicio público, se procederá como indica el Reglamento CyO y normativa vigente.

Mensualmente, el Coordinador deberá publicar junto al IVTE un cuadro de pago correspondiente a los IT de energía y otro para los IT de potencia, del mismo modo, el informe dentro de sus antecedentes, deberá contener la individualización de aquellas instalaciones de transmisión cuya remuneración se efectúa a través de la recaudación del cargo único de transmisión en cumplimiento al artículo 25° transitorio de la Ley 20.936 y el artículo 115° de la Ley, cuyos ingresos por IT provienen de la reasignación a prorrata del VATT del segmento al cual pertenecen.

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

Los pagos por IT reales de energía, resultantes de la operación del sistema y los IT de potencia, serán realizados por los Coordinados que efectúen inyecciones y retiros de energía y potencia, según

corresponda desde el SEN a las Empresas Transmisoras. Dichos pagos serán asignados según corresponda, a los Coordinados 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 NT.

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 de operación 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, 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 en dicho periodo.
- 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 abastecer suministro destinado a Clientes Finales, y a prorrata de dichos 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. En caso de los costos de partida y detención, los retiros corresponderán a aquellos registrados durante el periodo de encendido-apagado.

Los costos no cubiertos por cada Unidad Generadora que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo de otra Unidad Generadora que se encuentre en pruebas, deberán ser retribuidas económicamente, por la diferencia entre su costo variable y el costo marginal, por la Empresa Generadora responsable de la unidad que realiza las pruebas.

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 una Unidad Generadora, 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 que su remuneración producto de la inframarginalidad a Costo Marginal Real no permita cubrir dichos costos en cada

período comprendido entre una partida y detención, será determinada en el IVTE correspondiente al mes en que la unidad completa dicho periodo de encendido y 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 impedido el Coordinado a solicitar pagos por procesos de partida y detención asociados a una la instalación producto de procesos de partida y detención realizados de manera previa a la validación de costos y su respectiva incorporación al proceso de programación de la operación.

Junto a estos pagos podrán ser incluidos los costos asociados a condiciones particulares de partida y detención que aporten a una mayor flexibilidad de operación definidas en la normativa vigente.

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 respectivo Cliente Libre. En razón de lo anterior, la Empresa Distribuidora, deberá comunicar al Coordinador la facturación, así como los pagos recibidos por parte de los suministradores respectivos, en el formato y plazos que el Coordinador determine, de manera tal de que permita al Coordinador realizar un correcto seguimiento a la cadena de pagos. El atraso en el pago de este concepto no será motivo de ejecución de garantías a las que hace referencia el Título 3-8.

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

La energía inyectada por las unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía 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 en sus costos no cubiertos, por el Coordinado responsable de la Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía que realiza las pruebas.

En caso de que en un Periodo de Cálculo existan más de una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía realizando 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 al que hace referencia el Artículo 3-32.

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

La operación de cada Sistema de Almacenamiento de Energía que forme 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,

que involucre nueva infraestructura, en la proporción adjudicada o instruida que corresponda, será centralizada y determinada por éste, en función del cumplimiento de la minimización del costo total de abastecimiento, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico, considerando las exigencias y condiciones de operación establecidas para estas instalaciones en la normativa vigente.

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 según lo establecido en el Reglamento CyO.

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, debiendo este ser publicado en la plataforma a la que hace referencia el Artículo 3-59 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 o aquellos que indique la normativa vigente, 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 20.698.

Asimismo, el Coordinador deberá llevar el registro y antecedentes de la información antes mencionada en la plataforma a la que hace referencia el Artículo 3-25.

Artículo 3-53 Balance ERNC

De manera mensual, en la fecha en que lo indica Ley 20.698, 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, anualmente deberá publicar en la plataforma a la que hace referencia el Artículo 3-25, los balances ERNC anual, en sus versiones preliminar y definitiva, debiendo incorporar la información relacionada a los traspasos de inyecciones ERNC de las empresas participantes, así como la opción de realizar traspasos de su obligación, según lo establece la normativa vigente.

El Coordinador deberá incorporar las inyecciones de los usuarios finales sujetos a regulación de precios 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 según lo establece la normativa vigente.

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

Los pagos relacionados a la reliquidación anual que debe realizar el Coordinador, según lo establece la Ley 20.780 o aquella que la reemplace, deberán ser publicados en la plataforma de mercados a la que hace referencia el Artículo 3-25, junto con todos sus antecedentes, asimismo las instrucciones de pago producto de dichos cálculos, deberán ser incorporadas a la plataforma indicada en el Artículo 3-59.

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 20.928 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), entre otros ajustes tarifarios que pueda requerir la Comisión o determine la normativa vigente.

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

Para realizar los cálculos a los que se refiere el 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 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 a la que hace referencia el Artículo 3-25, el informe definitivo, en cuanto a las instrucciones de pago resultantes estas deberán ser publicadas en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, y deberá enviar el referido informe a la Comisión y a la Superintendencia, adjuntando todos los antecedentes informados por las



Capítulo 3: De las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado

empresas distribuidoras. Los plazos referentes a la facturación y pagos correspondientes a las instrucciones de pago antes mencionadas, deberán realizarse en los plazos establecidos en la normativa vigente, debiendo cada Empresa Distribuidora informar los antecedentes, según corresponda, mediante la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías a la que hace referencia el Artículo 3-59.

TÍTULO 3-7 FACTURACIÓN Y CADENA DE PAGOS

Artículo 3-57 Proceso de Facturación

El Coordinador será responsable de coordinar, promover y monitorear 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 adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, entre las cuales al menos se encuentra el deber de solicitar a las empresas su clasificación de riesgos 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 Plataforma de Pagos

Para garantizar el cumplimiento de la cadena de pagos, el Coordinador deberá implementar una plataforma informática, en adelante, Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, 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 Coordinador deberá comunicar todas las instrucciones de pago del Mercado de Corto Pazo, así como el de otras transferencias resultantes producto de la operación coordinada, mediante dicho portal, para cuyos efectos, los Coordinados participantes de las transferencias antes mencionadas, deberán estar integradas al mismo. 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 sujetos a coordinación.

Será responsabilidad de los Coordinados proporcionar toda la información necesaria y mantener actualizado, en los plazos que el Coordinador defina, lo referente a datos de facturación, tales como cuenta bancaria, RUT, datos de contacto, encargado de la plataforma entre otros que el Coordinador determine, de manera tal de evitar que se provoquen diferencia de datos en las transacciones generadas y en los sistemas de los acreedores y deudores. El Coordinador deberá informar cualquier actualización en la información antes mencionada, ya sea directamente por la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías o por el medio que este estime pertinente. Esta información quedará publicada para permitir la facturación y pagos entre las empresas. Los Coordinados deberán completar la información solicitada por el Coordinador entre las cuales se encuentran aquellas 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 los Coordinados participantes, publicando mensualmente un informe con el estado de los pagos, el cual incluye un listado de las empresas indicando su grado de cumplimiento tanto en la posición de Acreedor como Deudor, con el detalle tanto en base a los montos transados como por cantidad de documentos emitidos respecto al total. Igualmente, el Coordinador podrá incorporar otros índices que 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 una de las empresas que no esté informando en tiempo y forma los antecedentes requeridos por el Coordinador en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías. Asimismo, dicha carta deberá informar los atrasos en la emisión de facturas y en los pagos y solicitar las razones del incumplimiento y el plan de acción para normalizar la situación que evite incumplimientos futuros. La Superintendencia podrá realizar las sanciones que estime pertinentes en caso de los incumplimientos antes mencionados.

Las Cartas y sus respectivas respuestas deberán estar disponibles para cualquier interesado en la plataforma de correspondencia del Coordinador.

La Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, es una herramienta que dispondrá el Coordinador, de manera tal de propender a garantizar la eficiencia de los procesos de facturación y pago como resultado de las instrucciones emitidas por el Coordinador.

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 interacción entre Coordinados participantes en materias de facturación y pagos.

Para todas las instrucciones de pago publicadas por el Coordinador en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, se establecerá una fecha máxima de facturación y plazo máximo de pago asociado a ésta, de manera tal de establecer un orden en el proceso, sin que lo anterior implique una renuncia del Acreedor al ingreso económico que implica dicha instrucción de pago.

Todo Acreedor, deberá realizar una factura por cada instrucción de pago, sin poder agrupar instrucciones de pago en una sola factura. Por otro lado, cada Deudor, podrá efectuar en una transacción el pago de múltiples facturas, indicando en la respectiva transacción las facturas afectas al pago.

Cada Empresa Acreedora deberá informar en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, a lo menos la emisión de las facturas, la fecha de aprobación del DTE por parte del SII, teniendo como plazo máximo dos días desde ocurrida la emisión y aprobación antes referida.

Cada Empresa Deudora, será responsable de informar a lo menos, la aceptación, o excepcionalmente el rechazo en caso de invalidez de la factura y los pagos, asociados a cada DTE en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías, a más tardar dos días de ocurrida alguna de esas acciones.

Cada Empresa Acreedora, dispondrá de un máximo de 15 días, contados desde la fecha de pago establecida, para informar el incumplimiento de un pago que no haya sido acordado, al Coordinador mediante una disconformidad en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías.

El Coordinador deberá establecer los formatos y validaciones de la información de pagos que debe ser publicada tanto por la Empresa Deudora como la Empresa Acreedora, de manera tal de propender a una conciliación bancaria automática de los pagos. De la misma forma, el Coordinador establecerá los plazos para cargar en la plataforma dicha información.

Artículo 3-63 Informe de procesos de facturación y pagos

El Coordinador deberá cuatrienalmente, en junio del correspondiente año, realizar una recopilación de los procesos facturación y pago utilizando una muestra representativa de las empresas sometidas a coordinación. Los resultados obtenidos, se publicará en el sitio web del Coordinador resguardando la confidencialidad de datos cuando corresponda 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 de carácter endosable, boletas bancarias de garantía a la vista, 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 año de cálculo.

El Coordinador deberá mantener un registro público y permanentemente actualizado, de las garantías entregadas por las empresas generadoras.

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 a la que hace referencia el Reglamento CyO, correspondiente a cada Empresa Generadora, en pesos chilenos, el monto de la garantía corresponde a una estimación de la relación entre sus inyecciones y retiros esperados para el periodo, a partir de su nivel de contratación. Para ello 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 cada Unidad Generadora, como a Clientes Finales y Contratos de Compraventa Físicos de Energía, según corresponda, valorizados al costo marginal promedio horario resultante de la proyección para cada periodo de facturación del año siguiente.

El monto de tal garantía 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, una Empresa Generadora podrá 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 con probabilidades de excedencia de 20%, 50% y 90%, respectivamente. Para cada escenario hidrológico el Coordinador deberá considerar a lo menos 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 que corresponda, deberán enviar información relevante para el cálculo de garantías, como contratos de suministro, proyección de retiros, Contratos de Compraventa Físicos de Energía, entre otros.
- b. El 1° de septiembre o el día hábil anterior el Coordinador deberá emitir cálculo preliminar de garantías para observaciones, las que deberán ser presentadas por los Coordinados en un plazo máximo de 10 días.
- c. El 1 ° octubre o el día hábil anterior el Coordinador deberá emitir el cálculo definitivo de garantías, junto a las respuestas fundadas de las observaciones planteadas.
- d. El 30 de noviembre o día hábil anterior los Coordinados que correspondan deberán hacer entrega de garantías.

Artículo 3-68 Requisitos de las Garantías

El Coordinador deberá velar por que 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. Ser emitida en Chile, por un banco con sucursal en Chile.

Todas las Boletas de Garantía exigidas deberán ser emitidas en pesos chilenos por algunas de las instituciones fiscalizadas por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Artículo 3-69 Actualización de las Garantías

Corresponde al Coordinador realizar una actualización de las garantías o seguros, 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 relevantes en el Sistema de Transmisión, así como cambios que afecten el cálculo de garantías de un agente en particular, como la modificación de contratos, entre otros. Asimismo, en el caso de nuevos contratos no considerados en el cálculo original, la Empresa Generadora deberá enviar los antecedentes respectivos al menos 30 días corridos antes de dar inicio al suministro, según lo dispuesto en las exigencias para los contratos. En caso de que la señalada actualización implique una

disminución o aumento relevantes en los montos originales de las Garantías o Seguros, el Coordinador deberá adoptar las medidas que estime necesarias.

Una vez determinando el nuevo valor de garantía o seguro, los Coordinados dispondrán de un plazo de 10 días para realizar observaciones, las cuales deberán ser contestadas fundadamente por el Coordinador en un plazo de 10 días. Posteriormente el Coordinador solicitará a los Coordinados a los cuales le haya determinado un nuevo monto de garantía, según corresponda, la entrega de un nuevo documento que cubra la diferencia o que reemplace totalmente el monto, en un plazo de 30 días corridos.

Así también, un Coordinado podrá solicitar fundadamente una devolución de garantía debido a la modificación de contratos, o por dejar de participar en el Mercado de Corto Plazo. Una vez comprobado que el solicitante no posee pagos no acordados según lo definido en el Artículo 3-71, en los mercados coordinados, el Coordinador podrá devolver la garantía en un plazo de 30 días corridos desde la solicitud.

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 Finales con contratos de suministro vigentes con las empresas que se encuentren en incumplimiento.

Las garantías podrán ser ejecutadas ante el incumplimiento no acordado de una obligación de pago según lo señalado por el Reglamento CyO, y lo indicado en el Artículo 3-71 de la presente NT, de cualquiera de las instrucciones de pago que emita el Coordinador referentes al Mercado del Corto Plazo, siempre y cuando sean informados en los plazos indicados en el Artículo 3-62.

En caso de aquellas empresas que no presenten garantías, debido a su rubro y que estas incumplan con algún pago instruido por el Coordinador y con el plazo de regularización de los pagos que el Coordinador disponga, ante la ausencia de la posibilidad de ejecutar una garantía, el Coordinador deberá recabar toda la información que sea necesaria e informar el incumplimiento a la Superintendencia en conformidad al Artículo 3-75.

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, requiriendo los antecedentes que estime necesarios para constatar el incumplimiento de pago no acordado. Una vez confirmado este hecho el Coordinador comunicará a la Empresa Deudora que no ha cumplido con las fechas de pago, el plazo

máximo para regularizar sus obligaciones y simultáneamente, deberá informar tal hecho a los Clientes Finales que tengan contrato de suministro vigente con dicha Empresa Deudora.

A su vez, el Coordinador deberá además verificar la existencia de más casos de incumplimiento de pagos que involucren a la Empresa Deudora antes mencionada. En caso de que se verifique otros incumplimientos de pago y que la Empresa Deudora no cumpla con el plazo de regularización establecido por el Coordinador, este último procederá a ejecutar la garantía o seguro entregados por dicha empresa, en caso de que corresponda.

Cuando el monto de la garantía o seguro sea mayor o igual a lo adeudado, se procederá a pagar los montos a los acreedores y la diferencia, si la hubiere, se devuelve al Coordinado Deudor una vez terminado los tres meses cubiertos por el instrumento que hubiese definido el Coordinador. En caso de que el monto de la garantía o seguro no sea suficiente para cubrir los montos impagos, esta se reparte a prorrata del monto adeudado a cada Coordinado. En todo caso, la Empresa Deudora seguirá siendo responsable del pago de los saldos pendientes, debiendo pagar la diferencia y entregar una nueva garantía en caso de que corresponda.

Para efectos de la ejecución de las garantías se considerará como monto adeudado, solo los montos determinados por el Coordinador y no los intereses por mora que pudiesen aplicar los Coordinados en posición de acreedor, según lo indica la Ley.

Para permanecer habilitado para participar en el Mercado de Corto Plazo, el Coordinado al cual se le haya ejecutado la garantía deberá, pagar lo adeudado, además de hacer entrega de una nueva garantía o seguro, en caso de que corresponda, por el mismo monto de la garantía o seguro 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 seguro correspondiente, o por no pagar los montos adeudados, el Coordinador no considerará a este como representante del Cliente, respecto de sus contratos de suministro, en el Mercado de Corto Plazo.

Por otra parte, si la Empresa Generadora que cae en incumplimiento de pagos no acordado, no cuenta con garantía o seguro y no cumple con el plazo de regularización definido por el Coordinador, esta quedará inmediatamente inhabilitada de participar en el Mercado de Corto Plazo.

Los efectos que derivan de la suspensión de la participación del Mercado de Corto Plazo de un Suministrador implican la suspensión de la representación en los balances de energía de sus Clientes Finales, la suspensión de la participación en las subastas de SSCC, además de que las instrucciones de pago que tengan a este participante en la figura de Acreedor asociados al Mercado de Corto Plazo quedarán retenidas, hasta que se levante dicha suspensión. Respecto de las retenciones de pago, el Coordinador podrá determinar fundadamente que se cursen los pagos en virtud de los principios de establecidos en el artículo 72-1 de la Ley. De igual manera el Coordinado inhabilitado de participar en el Mercado de Corto Plazo, seguirá sujeto a las instrucciones y obligaciones con el Coordinador, el cual

podrá solicitar la prestación de SSCC por instrucción directa, o convocar al despacho alguna de sus instalaciones respondiendo a motivos de seguridad y eficiencia económica.

Los retiros destinados al suministro de los clientes de la Empresa Deudora a la cual se le haya ejecutado la garantía o seguro, serán suministrados hasta que se extinga el monto de garantía. En caso de que la Empresa Deudora no posea garantías y ésta se encuentre suspendida del Mercado de Corto Plazo, se terminará el reconocimiento de suministro de dichos clientes una vez cumplido el plazo de regularización indicado en el presente artículo. Para ambos casos se deberá proceder como se indica en el Artículo 3-72, Artículo 3-73 o Artículo 3-74 según corresponda.

En caso de que el monto resultante de la garantía o seguro no cubra la totalidad de los montos impagos, la Empresa Deudora seguirá siendo responsable del pago de los saldos pendientes. En caso de que se haya iniciado un procedimiento concursal de liquidación, dichos pagos se sujetarán a lo establecido en el artículo 146º ter de la Ley.

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 Artículo 3-71, se procederán a desconectar del SEN por instrucción del Coordinador, prohibiendo su reconexión hasta que se levante la suspensión de su Suministrador o en su defecto el cliente presente un contrato con un nuevo Suministrador. En caso de ser un Cliente Libre en distribución, será la Empresa Distribuidora la encargada de dicha desconexión, por instrucción del Coordinador. En ambos casos el Coordinador deberá informar a la SEC, las instrucciones de desconexión emitidas a las que se refiere el presente artículo, de manera tal de que pueda tomar las medidas pertinentes ante la no ejecución de dicha medida.

El plazo máximo que se dispondrá para ejecutar la desconexión del Cliente Libre, a la que hace referencia el presente artículo, es de 24 horas desde emitido el aviso por parte del Coordinador, independiente si dicho cliente se encuentra conectado en redes de distribución o en el Sistema de Transmisión. El consumo que realice el Cliente Libre en dicho plazo será a cargo del Suministrador con contrato vigente. El Cliente Libre que ha sido desconectado, podrá volver a realizar retiros del sistema, previa indicación del Coordinador, cuando este cuente con contratos vigentes por la totalidad de su consumo, con Suministradores que no se encuentren suspendidos del Mercado de Corto Plazo.

En caso de que la desconexión se lleve a cabo en un plazo superior a las 24 horas antes mencionadas, el retiro realizado por el cliente, para efectos del balance de energía y las demás transferencias asociadas a este, se prorrateará provisoriamente, entre todos los suministradores a prorrata de sus retiros físicos de energía del SEN destinados a suministrar Clientes Finales. Una vez al cliente se le permita nuevamente realizar retiros del sistema, producto de que cuenta con un Suministrador con contrato vigente por la totalidad de su retiro, habilitado de participar en el Mercado de Corto Plazo, la asignación de retiros provisoria antes mencionada, deberá ser reconocida retroactivamente por el Suministrador con contrato vigente habilitado. En caso de que la asignación provisoria haya sido

considerada en el cálculo del IVTE definitivo del mes correspondiente, estos deberán ser reliquidados conforme a lo anterior.

En el caso particular, que el Cliente Libre posea contratos con más de un suministrador y uno de estos sea suspendido del Mercado de Corto Plazo, el Cliente deberá informar al Coordinador y con copia a los suministradores respectivos, si el resto de suministradores con contrato vigente y habilitados de participar en el Mercado de Corto Plazo, se harán cargo de la totalidad de la energía consumida y potencia contratada, junto con la respectiva regla de asignación según corresponda. En caso de que los suministradores antes mencionados no se hagan cargo de los retiros asociados al Suministrador sancionado por incumplimiento, el Cliente Libre podrá, en los casos que sea factible, seguir retirando energía del sistema, ajustando sus retiros a los montos reconocidos por los suministradores vigentes, lo cual deberá ser monitoreado por el Coordinador, hasta que suscriba un nuevo contrato por la diferencia de montos. En caso que el Cliente Libre no pueda ajustar su consumo a los contratos vigentes, deberá ser desconectado de manera similar a lo señalado en los incisos anteriores.

Si los Clientes Libres suscriben nuevos contratos de suministro, estos contratos 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 3-71, deberán ser suministrados por los restantes contratos vigentes que posea la Empresa Distribuidora respectiva, de conformidad a reglas de asignación entre suministradores que establezca la normativa vigente. En caso de que los referidos contratos no permitan cubrir el total del retiro efectuado, la diferencia podrá ser cubierta y reconocida 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.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que, utilizando los mecanismos señalados en el inciso anterior, los consumos resulten superiores al suministro contratado de energía disponible para tales efectos, considerando los traspasos de excedentes antes señalados, corresponderá que los retiros que excedan lo anterior sean realizados reconocidos por todas las empresas de generación del respectivo sistema eléctrico, reconociendo tales retiros en los respectivos balances, en función de las inyecciones físicas horarias de energía, de conformidad a lo establecido en el artículo 135º quinquies de la Ley.

Artículo 3-74 Tratamiento de hospitales y cárceles como Clientes Libres

En caso de clientes como hospitales o cárceles a los que hace referencia el artículo 141º de la Ley, que hayan optado por acogerse a un régimen de Cliente Libre, 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, deberá informar inmediatamente a la SEC, a la Comisión y a la Empresa

Distribuidora correspondiente. Mientras no se presente un nuevo contrato de suministro asociado a los retiros afectos a la suspensión, para efectos de reconocer los retiros y facturación se valorizará dicho retiro a los precios regulados de su respectiva zona de concesión, debiendo la Empresa Distribuidora que corresponda reconocer dicho retiro a contar del momento que el Coordinador de aviso al cliente de la suspensión efectiva de su Suministrador, hasta que el respectivo cliente cuente con un Suministrador con contrato vigente habilitado de participar en el Mercado de Corto Plazo. En caso de que el Cliente Libre no realice los pagos instruidos, la Empresa Distribuidora podrá realizar la acción ejecutiva a la que se refiere el artículo 141° de la Ley.

Los referidos clientes contarán con un plazo máximo de 4 meses contados desde ocurrida la suspensión de su Suministrador, para suscribir un nuevo contrato de suministro, en caso de que su Suministrador con contrato vigente se mantenga suspendido, de lo contrario, el Coordinador deberá informar a la SEC, la cual deberá indicar los pasos a seguir.

En el caso que los Clientes Libres especiales, tales como hospitales o cárceles, no efectúen los pagos a sus suministradores, éstos podrán dar término a sus contratos en conformidad a las cláusulas establecidas en ellos. En este caso, deberá informarse a la SEC, la cual deberá verificar el incumplimiento de pago y determinará como proceder.

Artículo 3-75 Deber de informar a la Superintendencia

El Coordinador deberá informar, mensualmente, 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 que se refieren al Mercado de Corto Plazo, deberán ser publicadas en un informe, en adelante Informe de Reliquidaciones, en el cual se deberá indicar las razones que motivaron el recálculo, junto con los antecedentes que las fundamenten. Este informe deberá someterse a observaciones por un periodo de 15 días, las cuales deberán limitarse a los temas modificados producto de la reliquidación. El Coordinador deberá publicar una versión definitiva que origine las instrucciones de pago respectivas, en no más de 7 días desde terminado el periodo de observaciones antes indicado, junto a las respuestas justificadas de las observaciones realizadas por los Coordinados.

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 en conformidad a la normativa específica de dicho tema, según lo señalado en el Artículo 3-38.

Las fechas para la publicación de las reliquidaciones deberán ser informadas mediante el calendario de publicación de transferencias económicas al que se refiere el Artículo 3-26, de manera tal de ser comunicadas oportunamente a los interesados.

Una vez emitido el Informe de Reliquidaciones definitivo, junto a las instrucciones de pago respectivas, los Coordinados tendrán, por única vez, un plazo máximo para efectuar observaciones adicionales de dos meses, limitándose a los temas modificados producto de la reliquidación. Una vez cumplido dicho periodo, de no recibir observaciones, estas reliquidaciones se entenderán como definitivas y no estarán sujeta a nuevas observaciones. En caso de recibir observaciones, el Coordinador deberá analizarlas y emitir un nuevo cálculo definitivo del Informe de Reliquidaciones, junto a las respectivas instrucciones, según lo establecido en el calendario 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 reliquidaciones, producto del Informe de Reliquidaciones indicado en el Artículo 3-76, así como otros procesos de reliquidaciones que realice el Coordinador, según corresponda, será 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 la publicación realizada por la Comisión para el Mercado Financiero de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo 3-78 Cálculo de intereses

Los intereses a aplicar para las reliquidaciones, se determinará como el producto entre el monto, correspondiente a la diferencia entre el valor del cálculo corregido y el valor del cálculo que originó la reliquidación, y la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables de menos 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 de la fecha indicada en la respectiva normativa. 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, el Coordinador deberá publicar en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías las instrucciones de pago resultantes, identificando claramente a las empresas involucradas en el proceso de reliquidación, 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 15 días contados desde la fecha de publicación de las instrucciones de pago de reliquidaciones en la Plataforma de Cadena de Pagos y Garantías. Las empresas con saldos en contra tendrán 10 días para efectuar los pagos una vez emitida la factura.

Artículo 3-80 Reliquidaciones excepcionales

El Coordinador podrá realizar la 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 y cuyas observaciones hayan sido emitidas en los plazos establecidos en la normativa vigente.

Artículo 3-81 Reliquidaciones de otras transferencias económicas

Las reliquidaciones resultantes de modificaciones en los cálculos referentes a otros pagos no pertenecientes al Mercado de Corto Plazo, que no tengan plazos estipulados en la normativa vigente, tendrán un plazo máximo de observación, el que no podrá ser menor a dos meses. El plazo máximo para realizar los ajustes a dichas reliquidaciones producto del proceso de observaciones será definido



Capítulo 3: De las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado e informado por el Coordinador, mediante el calendario al que hace referencia el Artículo 3-26, luego de lo cual se considerarán los cálculos como definitivos.

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 en Línea, deberá ser implementado por el Coordinador a más tardar en diciembre de 2022.

A contar de la misma fecha en que se comience a aplicar el Periodo de Cálculo referido en el inciso anterior, deberá implementarse la misma granularidad para la determinación de los balances de energía, los Pagos Laterales y todos los cálculos para la realización del IVTE a los que se refiere la presente NT.

Las normas relativas a la publicación de los Costos Marginales en Línea indicados en el Capítulo 2 de la presente NT, comenzarán su vigencia a partir de junio de 2022.

Durante el periodo que medie entre la publicación de la presente NT en el Diario Oficial y lo señalado en el primer inciso, el Coordinador deberá determinar el Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea según corresponda, considerando un periodo de cálculo correspondiente a una hora, donde el Coordinador dispondrá de un plazo dos días desde ocurrida la operación para su publicación.

Las normas relativas al proceso de revisión y observaciones del Costo Marginal Real regulado en el Capítulo 2 de la presente NT, en particular lo indicado a partir del inciso segundo del Artículo 2-27, iniciarán su vigencia luego de tres meses desde publicada la presente NT en el Diario Oficial.

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, en diciembre 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, justificadamente, 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, junto con los antecedentes considerados para dicho cambio.

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, este cálculo estará sujeto a observaciones por un plazo de 3 semanas, luego de lo cual el Coordinador publicará una versión definitiva de dichas garantías a más tardar el 12 de noviembre 2021. Los Coordinados dispondrán hasta el 15 de diciembre de 2021 para presentar las garantías al Coordinador.

Las garantías o seguros deberán cumplir con las exigencias definidas en el Artículo 3-68, donde además la vigencia de esta deberá abarcar hasta el 31 mayo de 2022.

La determinación de las garantías para el periodo de 2022 deberá considerar para su cálculo el año completo, para lo cual el Coordinador aceptará antecedentes hasta el 1 de febrero de 2022. El Coordinador publicará una versión preliminar del cálculo el 1 marzo 2022 sujeto a observaciones por un plazo de 4 semanas, debiendo publicar una versión definitiva el 22 abril de 2022. Para la entrega de garantía los Coordinados dispondrán hasta el 31 mayo, donde la vigencia de esta deberá ser por todo el año 2022. Una vez entregada la garantía correspondiente al año 2022, el Coordinador deberá hacer devolución de la garantía 2021 en caso que corresponda.

Todos estos cálculos, podrán ser actualizados ante cambios relevantes, según lo que dispone el Reglamento CyO.

A contar de la determinación de las garantías para el periodo 2023, los plazos para la determinación y entrega de garantías deberán regirse por lo definido en el Artículo 3-67.

La plataforma a la que se hace referencia el Artículo 3-59 deberá implementarse a más tardar en septiembre de 2021.

Artículo 4-4 Pago de saldos producto de reliquidaciones pendientes

Las reliquidaciones que deban realizarse producto de recálculos referentes al Mercado de Corto Plazo, que se encuentren pendientes de emisión al momento de publicada la presente norma técnica,

deberán ser calendarizadas, de manera tal de que como máximo en el mes de diciembre de 2023, estas se encuentren con instrucción de pago por parte del Coordinador.

Artículo 4-5 Plataforma para las transferencias económicas

La plataforma a la que hace referencia el Artículo 3-25, deberá implementarse a más tardar en diciembre de 2022.

En el intertanto, la información relativa al mercado de Corto Plazo y otros pagos resultantes de la operación coordinada, así como los balances de ERNC y pagos relacionados a la reliquidación anual producto de impuestos a emisiones, deberá mantenerse pública en el sitio que el Coordinador disponga para dichos efectos.

En el caso del calendario al que se refiere el Artículo 3-26, mientras no se implemente la plataforma, deberá publicarse en el sitio web del Coordinador. Respecto de la recepción y respuestas a observaciones a las que hace referencia el Artículo 3-28, las cuales deberán ser publicadas en el medio que el Coordinador disponga.

Artículo 4-6 Validación de asignación comercial

Para la revisión de la consistencia entre las reglas de asignación comercial informadas por los suministradores, a la que hace referencia el Artículo 3-19, el Coordinador deberá implementar la aplicación de las reglas comerciales con la revisión correspondiente, a más tardar 12 meses transcurridos desde la publicación de la presente NT.

Artículo 4-7 Publicación de IVTE

El Coordinador contará con un plazo de 3 meses desde publicada la presente NT para regularizar la publicación de los IVTE definitivos pendientes junto a los antecedentes de cálculo a los que hacer referencia el Artículo 3-29.

Artículo 4-8 Empresas Distribuidoras como Suministrador

Formarán parte de la definición establecida en el Artículo 1-4, numeral 19, las Empresas Distribuidoras que mantengan contratos con Clientes Libres que hayan sido suscritos con anterioridad al 28 de julio de 2020 hasta el término de los mismos, en conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta 322/2020 de la CNE.

Artículo 4-9 Formato de envío Facturación y Pagos de Peajes

El Coordinador dispondrá de un plazo de 6 meses desde emitida la presente NT, para definir los formatos de envío y los plazos en que cada Empresa Distribuidora deberá hacer envío de la información a la que se refiere el Artículo 3-49.

Artículo 4-10 Reporte de estimación de medidas

El reporte de estimación de medidas, establecido en el Artículo 3-14, comenzará a realizarse transcurridos 6 meses desde la publicación de la presente norma.

El Coordinador deberá solicitar a los Coordinados un plan que permita regularizar los puntos del Sistema de Transmisión que se encuentren siendo calculados de manera estimada por faltas de medidas. Este plan deberá ser presentado por los Coordinados en un plazo no superior a 3 meses y deberá considerar que la implementación se realizará en un plazo máximo de 18 meses contados desde la emisión de la presente norma.

Artículo 4-11 Balance Físico

El Coordinador deberá realizar el balance físico simplificado antes del quinto día hábil del mes siguiente de ocurrida la operación al que hace referencia el Artículo 3-30, en noviembre de 2022.