

Acta Primera Sesión Comité Consultivo Especial: Norma Técnica sobre Transferencias Económicas

1. Antecedentes Generales:

Los antecedentes generales respecto de la realización de la primera sesión del Comité Consultivo Especial ("Comité") son los siguientes:

Fecha:	Miércoles 21 de noviembre de 2018
Hora de Inicio:	15:00 hrs.
Hora de Término:	16:30 hrs.
Lugar:	Oficinas Comisión Nacional de Energía ("CNE")

2. Participantes

Los participantes de la primera sesión del Comité fueron los siguientes:

Nº	Nombre	Calidad u organización que representa, según corresponda
1	Hugo Morales	CNE
2	Lilian García	CNE
3	Laura Contreras	CNE
4	Joan Romero	Ministerio de Energía
5	Danae Salazar	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional ("Coordinador")
6	Carlos Barría	GPM-AG
7	Pablo Vergara	Colbún S.A.
8	Soledad Salas	Duqueco SpA.
9	Robin Cuevas	Engie Energía Chile S.A.
10	Claudia Carrasco	Transelec S.A.
11	Gerardo Pinto	Enel Distribución Chile S.A.
12	Fiorella Roncagliolo	Tecnored S.A.
13	Rosa Serrano	Empresas Eléctricas AG
14	Camila Apablaza	Tamakaya Energía SpA.

Se deja constancia de la participación del profesional de la CNE Danilo Zurita. Asimismo, se deja constancia de la inasistencia de los siguientes integrantes del Comité: Juan García, Darío Morales y

HM	LG	LC	JR	DS	CB	PV	SS	RC	CC	BP	FR	RS	CA

Marcela Álvarez. En representación de Juan García asistió a la sesión el señor Rodrigo Barbagelata y en el lugar de Marcela Álvarez asistió Pablo Norambuena.

3. Presentación Inicial

- Se dieron palabras de bienvenida por parte de representantes de la CNE y, posteriormente, se presentaron los integrantes presentes del Comité.
- Representantes de la CNE realizaron una presentación que abordó, en general, los siguientes puntos:
 - Se indican las causales por las que un integrante del Comité cesa en sus funciones, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 30 del Decreto Supremo N° 11, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la dictación de normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicas de funcionamiento del sector eléctrico (“Reglamento”):
 - Contar con tres inasistencias registradas en acta: Al respecto se indica que en caso que algún integrante del Comité no pueda asistir a las sesiones, éste podrá designar a alguien que asista en su reemplazo a fin de mantener la participación en la discusión del Comité. Se hace presente que lo anterior no obsta a que se considerará su inasistencia para efectos de lo dispuesto en el artículo 30 del Reglamento.
 - Dejar de pertenecer por cualquier circunstancia, a la empresa, organismo o institución que representen, causal que no aplica tratándose de los expertos técnicos: En estos casos el cupo que queda vacante se completa con alguna de las personas que manifestaron interés de manera válida y que no fueron designadas como integrantes del Comité.
 - Por sobrevenir con posterioridad a su designación la causal de inhabilidad contemplada en el artículo 23 del Reglamento, esto es, ser la persona natural o jurídica, sus representantes o dependientes o relacionadas que solicitaron la elaboración o modificación de la norma técnica respectiva y que fueron identificados como proponentes en el respectivo Plan Normativo Anual. Lo anterior, para efectos de la presente norma técnica no aplicaría por tratarse de una norma iniciada de oficio por la Comisión.
 - Se comenta que el Presidente del Comité será Hugo Morales y la Secretaria de Actas será Laura Contreras.
 - Se indica que el acta de las sesiones será elaborada por la Secretaria de Actas y que podrá ser observada por los integrantes del Comité a fin de que en la sesión siguiente dicha acta se valide y firme.
 - Se comenta el proceso de elaboración de normas técnicas, a partir de lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicio Eléctricos y en el Reglamento:

- Se indica que la Norma Técnica de Transferencias Económicas surge en parte por el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (“Reglamento de la Coordinación y Operación”), que actualmente está en trámite de toma de razón en la Contraloría General de la República.
- Se detalla el procedimiento de elaboración de las normas técnicas que comprende desde la elaboración del Plan Normativo Anual hasta la publicación de la Norma Técnica respectiva en el Diario Oficial.
- Se indica que conforme lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento, el objeto del Comité es discutir, analizar y dar su opinión a la Comisión sobre la Norma Técnica respectiva. Sobre este punto se relevó que lo que surja del Comité no es vinculante para la Comisión pero siempre se consideran las observaciones y los comentarios, y en general los borradores que se presentan a consulta pública son consensuados con el Comité, aunque algunos puntos podrían cambiar ya que la decisión final es del Secretario Ejecutivo.
- A continuación, se enumeran los insumos con que contará el Comité para el desarrollo del trabajo: Reglamento de la Coordinación y Operación; Estudio “Transferencias económicas y determinación de costos marginales de energía” elaborado por Synex; y el Procedimiento del Coordinador “Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Energía”.
- Se hace presente que todos los documentos se encontrarán en un Dropbox cuyo link será enviado por correo electrónico a todos los integrantes del Comité.

4. Definición de fechas de sesiones del Comité

- Se presentó la propuesta programación de las sesiones del Comité:

N° sesión	Fecha	Temario
1°	Miércoles 21/11/ 2018	Sesión de inicio
2°	Miércoles 12/12/2018	Transferencias Económicas
3°	Miércoles 09/01/ 2019	Plazos / Pagos Distribución
4°	Miércoles 30/01/2019	Cadena de Pagos/Garantías
5°	Miércoles 27/02/2019	Reliquidaciones
6°	Miércoles 20/03/2019	Temas Finales/ Conclusiones

- Se establece como plazo para observar el cronograma el lunes 26 de noviembre de 2018.
- Se indica que en caso de requerir más sesiones para la discusión de la Norma Técnica este calendario puede ser modificado. De todas maneras, se hace presente que la Norma Técnica no saldrá antes que el Reglamento de la Coordinación y Operación.
- Se comenta que se pueden realizar sesiones con invitados, previo acuerdo del 70 % de los integrantes del Comité.

5. Objetivos de la Norma

- Se indica que la Norma Técnica de Declaración de Transferencias Económicas tendrá por objeto objetivo principal, establecer las metodologías y procedimientos de detalle, para la realización de las transferencias económicas propias del sector eléctrico, las que a su vez, deberán estar en concordancia con el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema, y se mencionan los objetivos específicos: establecer la normativa aplicable para la coordinación y operación del SEN; definir los requisitos para participar del Mercado de Corto Plazo; definir la información que deberán proporcionar los participantes en el Mercado de Corto Plazo junto a otros pagos resultantes de la operación; definir que pagos contiene el IVT; ordenar los plazos de envío y recepción de información, de manera que estos no afecten las fechas de publicación de los cuadros de pago, y dar mayores garantías respecto al cumplimiento de la cadena de pagos.
 - Sobre este punto la señora Claudia Carrasco pregunta si se considerará solo el IVT o también se verán otro tipo de transferencias económicas.
- Se señala que se verán otro tipo de transferencias como por ejemplo las relativas a los IT, los relativos a los pagos de distribución, como los AR y ETR, es posible que también se hable algo respecto a los balances ERNC, y también lo relativo a los sobrecostos derivados de la misma operación, también servicios complementarios.
 - La señora Carrasco complementa su pregunta, indicando si los pagos de transmisión también estarán incorporados, como los relativos al 25T, por ejemplo, o estarán en otra norma.
 - Toma la palabra el señor Robin Cuevas quien complementa lo señalado indicando que a su juicio los cargos por transmisión también deberían estar incorporados.
- Se responde que se podría incorporar algo, se analizará. Porque también existe la posibilidad que esas transferencias estén en otra norma, habría que analizar si se hace una sesión especial al respecto.
 - El señor Pablo Vergara pregunta si se podría incorporar lo relativo a los balances de potencia.
- A lo que se le responde que si estará incorporado, ya que es parte del IVT.
 - El señor Rodrigo Barbagelata comenta que en el reglamento de valorización de la transmisión que está en consulta pública se trata algo relacionado a los pagos de transmisión.
- Se indica que ese reglamento serviría de insumo, pero hay que tener presente que ese documento está recién en consulta pública por lo que podría faltar bastante tiempo para su tramitación, por lo que podría ser un riesgo. Y se comenta que las normas asociadas al reglamento de la Coordinación y Operación, como es el caso de la Norma Técnica de Transferencias Económicas, no pueden ser dictadas antes de la publicación del reglamento, y ese reglamento se encuentra en una etapa de tramitación más avanzada.

- Continuando con la presentación, se define lo que es el Mercado de Corto Plazo, como:

“El Mercado de Corto Plazo, es el resultante, luego de instruida la operación por parte del Coordinador de acuerdo al artículo 72°-1 de la Ley, donde los Coordinados transan su inyección y sus retiros de energía del sistema, para abastecer a sus contratos destinados a clientes finales o permitir los procesos de almacenamiento de energía.”.

- Se aclara, que de acuerdo a lo dispuesto en el reglamento en trámite, en este mercado no se consideran los contratos de compraventa de energía entre generadores, que son puramente financieros. Se aclara que lo anterior no quiere decir, que los generadores no puedan suscribir ese tipo de contratos, solo que éstos no formarán parte del balance inyecciones y retiros de energía.
 - Al respecto el señor Rodrigo Barbagelata comenta, que recuerda la discusión en relación a los contratos de compraventa entre generadores, que se dio en la elaboración del Reglamento de la Coordinación y la Operación, y menciona que ahí se incorporó una precisión en relación a que los contratos que representen inyecciones físicas si pueden ser considerados en el balance.
- Al respecto, se aclara que eso es correcto, y sólo lo que no se incorpora en el balance son aquellos contratos de compraventa de energía meramente financieros que no representan inyecciones física.
 - En relación a lo anterior, el señor Pablo Vergara pregunta si tiene sentido que el Coordinador siga viendo esos contratos si no estarán incluidos en el balance.
 - El señor Rodrigo Babagelata indica en relación a lo anterior, que esos contratos pueden tener efectos en relación a la determinación de las garantías por lo que puede ser necesario que los informen.
 - El señor Carlos Barría agrega que algunas empresas, por temas de contabilidad y auditoría, requieren que el organismo Coordinador lo publique, como un derivado que no afecte al balance, pero que sí los publique.
- Se señala que justamente por esas razones y a solicitud de algunas generadoras, en las mesas de trabajo del reglamento, se incorporó la posibilidad de informarlos como un cuadro aparte, y es materia que justamente hay que tratar en esta norma.
- Respecto a la periodicidad del balance se señala que se realizará mensualmente al igual que en la actualidad, pero con una resolución del costo marginal de 30 minutos como promedio ponderado, con el fin de reflejar de mejor manera la variabilidad de las tecnologías.
- En cuanto a los antecedentes necesarios para la elaboración del balance de energía, se comenta que en relación a las empresas generadoras, se requiere:

- i. Mediciones de Energía provenientes de sus centrales propias o contratadas. En este punto se aclarará el tema de los arriendos de las centrales, que de acuerdo al reglamento debe ser completo no solo para efectos por ejemplo, del balance de energía, o sólo para potencia.
 - ii. Mediciones de Energía correspondientes a retiros destinados a clientes finales, incluyendo asignación correspondiente a sus suministros a distribuidoras en respectivas subestaciones primarias.
 - iii. Clientes libres con más de un suministrador, se está viendo la posibilidad de incorporar reglas de asignación, ya que se puede dar el caso que hoy hay telemetria, pero por ejemplo un cliente "x" que tiene cinco suministradores, de todas maneras se tiene que esperar que envíen la data los generadores para ver cuánto se hacen cargo de esos vectores, por lo que esa regla se puede llevar una regla para el Coordinador teniendo la medida pueda hacer al menos una asignación preliminar, y así sacar mejor provecho de tener acceso directo al medidor.
- Desde las empresas distribuidoras se requiere:
 - i. Mediciones de Energía en las barras de baja tensión de las subestaciones primarias de distribución.
 - ii. Energía asignada a cada suministrador referida a su correspondiente Punto de Suministro.
 - iii. Valores mensuales de potencia y energía que retiran otras empresas suministradoras para abastecer a clientes.
 - iv. Factores de referenciación PMGD.
- Se hace presente que para efectos del balance, la información de parte de la distribuidora es clave, ya que aumentó notablemente el número de clientes libres en distribución, y la distribuidora tiene acceso al medidor y a la información.
 - El señor Gerardo Pinto, complementa lo antes indicado, y señala que la distribución hoy es prácticamente los ojos desde el punto de vista de la medida para todas las empresas de generación, ya que las distribuidoras son las que tienen infraestructura de medición en las redes, por lo que tener capacidad de medición mediante telemetria es un punto clave para facilitar los tiempos de respuesta de entrega de información.
- Se agrega que se había visto ese tema ya que si bien se habían hecho esfuerzos para tener medidores en la cabecera de los alimentadores, hoy con tantos clientes en zonas de distribución ese sistema no es suficiente y se requiere información de aguas abajo, y por los tiempos de respuesta también son más lento, porque el distribuidor le enviaba la data al generador, él la procesaba y la enviaba al

Coordinador y se acortaban los plazos, por lo que resulta relevante la calidad de información que se tiene desde distribución.

- Toma la palabra el señor Rodrigo Barbagelata quien señala que la obligación de la distribuidora de tener medido a sus clientes y poner esa información directamente en la plataforma del Coordinador hoy no está en un procedimiento, la idea es incorporarlo en esta Norma, porque también está el decreto de peajes de distribución, y señala que a su juicio ahí sería fundamental que estuviera esa obligación, porque se evita la discusión de quien le paga a la distribuidora el servicio, ya que si bien obliga al distribuidor a entregar la obligación de la medida, pero no a través de la plataforma del Coordinador, por lo que se podría establecer en una norma, para que exista consistencia entre distinta normativa.
- Toma la palabra la señora Rosa Serrano quien señala que hay varios puntos que aclarar, en primer lugar se refiere a la obligación de telemedida y aclara que de acuerdo a la normativa vigente hay un plazo de siete años para renovar todo el parque de medidores, y en ese punto indica el desafío adicional que implican aquellos clientes que pasan de regulado a libre y luego de libre a regulado, porque cambian condiciones.
- Se aclara que en esta norma deberían estar las exigencias de envío de información pero no las normas sobre exigencias de medidas, ya que eso es materia de otras normas técnicas. Lo que puede incluir el medio de envío de información, el que puede ser la plataforma del Coordinador.
 - La señora Soledad Salas pregunta sobre un punto denominado restricciones al sistema eléctrico, que aparecía en la presentación.
- Se deja constancia que fue un error de la presentación y ese punto no correspondía al tema tratado en la norma técnica.
- En relación a los factores de referenciación se comenta que se está trabajando en otra norma técnica en los esquemas de los factores que deberían responder a la demanda y a la generación del PMGD como más dinámico, no valores fijos, sino que buscando reflejar de mejor manera la realidad de la red y el impacto que tiene la inyección del PMGD.
- En relación a las empresas transmisoras:
 - i. Deberán, poner a disposición del Coordinador las mediciones de energía correspondientes a inyecciones o retiros de los tramos pertenecientes al sistema de transmisión representado en el balance.
 - El señor Robin Cuevas pregunta, en relación a las centrales, cuando se envía la energía se hará la distinción si es energía neta, o bruta con consumos auxiliares.

- Al respecto, se señala que para el balance de energía se necesita la energía neta, pero puede ser que el Coordinador necesite la diferenciación, por ejemplo, para el cálculo de potencia, por lo que se debería entregar toda la información.
 - El señor Cuevas respecto a las empresas distribuidoras, señala que él entiende que quien corresponda debe tener las medidas en todas las barras de las subestación primaria, pero que si al interior hay clientes libres en distribución, esa es la medida que se comentó que deben entregar las distribuidoras.
 - Y luego señala respecto a las empresas de transmisión que lo mínimo que se debe enviar son las inyecciones, la energía en ambos extremos de la línea, pero comenta que también el Coordinador en algunos momentos ha pedido las transferencias por los transformadores, por lo que pide aclarar que pasa con eso.
 - El señor Barbagelata comenta que probablemente eso sea parte de la discusión, pero cuando el Coordinador se refería a tramos el transformador era un tramo y se exigía que el transformador esté medido, y eso ha sido el criterio, como regla general sin perjuicio de las excepciones que se pueden dar.
 - La señora Serrano toma la palabra y pregunta cual es la diferencia entre i. “Mediciones de Energía en las barras de baja tensión de las subestaciones primarias de distribución” y el punto iii “Valores mensuales de potencia y energía que retiran otras empresas suministradoras para abastecer a clientes”, además de la potencia.
- Se señala que el punto iii se refiere a medida de clientes suministrados por otras empresas no por la distribuidora.
 - El señor Rodrigo Barbagelata precisa que las obligaciones que se mencionaron están ligadas al balance de transferencias de energía, y pregunta si está separado lo que se requiere para efectos de los AR y ETR.
- Se aclara que efectivamente esos temas se verán después, en una sesión especial.
 - El señor Carlos Barría comenta que uno de los temas que quedó abierto en el reglamento es el plazo para realizar el período de facturación.
- Se indica que se ha pensado en mantener el período de facturación mensual. Se señaló que en esta norma se tratará el tema de la simplificación del cuadro de pago.
 - La señora Rosa Serrano pregunta sobre los clientes libres en distribución, ya que hay sectores de facturación y mientras no esté implementado el sistema de medición inteligente será complejo, ya que algunos clientes pueden estar en zonas de facturación que no coinciden con el período de facturación del Coordinador.
- Se señala que de acuerdo al decreto de peajes de distribución vigente quien emite la factura al cliente es el suministrador, y lo deberá hacer mensualmente de manera consistente con el período de facturación. Se pregunta como lo están haciendo hoy.

- El señor Gerardo Pinto indica que se está haciendo un esfuerzo para facturar de primero a treinta del mes, para hacerlos calzar al período mes, pero podría ser que otras distribuidoras más pequeñas tengan diferencias.
 - Toma la palabra el señor Rodrigo Barbagelata quien señala que hay un tema bastante complejo, cuando los clientes libres de distribución se están cambiando de régimen durante el año, pero influye en el tema de la potencia, por lo que pregunta si se verá en esta norma, pide que se analice el tema porque es un problema de balance de transferencia de potencia.
- Se señala que se analizará el tema.
 - La señora Fiorella Roncagliolo, pregunta si se tratará el tema de la modificación del precio estabilizado de los PMGD.
- Se aclara que esa es materia reglamentaria.
 - El señor Robin Cuevas pregunta si los plazos que se regularán en esta norma se refieren a todos los plazos los balances que tiene que emitir el Coordinador, con los períodos para observar, etc.
- Se aclara efectivamente así será.
 - El señor Gerardo Pinto pregunta en relación a los montos mínimos que se tratan en los balances, se ven montos muy pequeños, por lo que pregunta si será parte de la discusión de esta norma definir montos mínimos o como simplificar ese pago.
- Se señala que con la simplificación del cuadro de pago esos montos pequeños deberían disminuir en cantidad, de manera de minimizar las transacciones, ya que el reglamento establece la posibilidad de realizar simplificaciones a los cuadros de pago, el Coordinador ha hecho propuestas al respecto, no obstante hay que hacer mayores análisis.
 - La señora Rosa Serrano presenta una duda sobre la confidencialidad de los datos del cliente libre de distribución, los datos de facturación y la información física.
- Se aclara que son clientes libres y como tales tienen que cumplir las mismas obligaciones de los coordinados con los mismos resguardos de los coordinados.
 - El señor Rodrigo Barbagelata señala que incluso a propósito de una obligación de la Norma Técnica de Distribución el Coordinador publica información sobre clientes regulados que potencialmente podrían ser libres, por lo que con mayor razón podría publicar información de clientes libres, no obstante el resguardo que siempre se tiene de la información que puede ser sensible, como ciertas proyecciones e información futura, por lo que hay que dejar clara la información que se debe publicar.
- Se señala que en la norma técnica que tratará el pronóstico de generación y de demanda se tratará el tema de la información sobre proyecciones.
- No habiendo más comentarios se termina la sesión.