



**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES**

AJ/2013/ama

30 de enero de 2013

Ingeniero
Ernesto Gálvez
Presidente de la Junta Directiva de la
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,
S.A. DE C.V.**
Kilómetro 12½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	30/01/2013
HORA	3:01 pm
Recibido por	Beatriz Alas
Clave/Archivo	Siget-82

Estimado Ingeniero Gálvez:

Por este medio le comunicamos que esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice: "....."

ACUERDO No. 124-E-2013

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES.
San Salvador, a las catorce horas del día veintinueve de enero de dos mil trece.

Esta Superintendencia, CONSIDERANDO QUE:

- I. Por medio del Acuerdo No. 257-E-2007 de fecha uno de octubre de dos mil siete, la SIGET aprobó la "METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES" –en adelante, la Metodología–, la cual contiene las fórmulas de traslado de los precios de la energía, con base en los principios establecidos en los artículos 79 de la Ley General de Electricidad y 90 de su Reglamento. Dicha metodología ha sido modificada por los Acuerdos Nos. 78-E-2008 de fecha diez de abril de dos mil ocho, 179-E-2010 de fecha veintitrés de julio de dos mil diez, 29-E-2011 de fecha once de enero de dos mil once, 495-E-2011 de fecha once de octubre del año dos mil once y 282-E-2012 de fecha veinte de abril del año dos mil doce.
- II. Mediante Decreto Ejecutivo No. 80, de fecha diecisiete de abril de dos mil doce, se incorporaron en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) disposiciones para el desarrollo de contratos de largo plazo de fuentes de energía renovable, sin compromiso de capacidad firme y con generación conectada directamente al sistema de distribución. Como consecuencia de lo anterior, también se reformó el artículo 90 de dicho Reglamento, en el que se define la fórmula de

traslado trimestral del precio de la energía a los usuarios finales, razón por la cual es necesario ajustar la Metodología.

- III. Por medio del Acuerdo No. 282-E-2012 de fecha veinte de abril del año dos mil doce, se aprobó el documento denominado "PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE FORMA DE LA DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS", como Anexo II de la Metodología antes citada.
- IV. Mediante Acuerdo No. 444-E-2012 de fecha quince de junio de dos mil doce, la Junta de Directores de la SIGET requirió a la Gerencia de Electricidad elaborar una propuesta de modificaciones a la Metodología, en la que se incorporara mecanismos de validación y verificación de la información proveniente de los operadores involucrados con el objeto de que se garantice la confiabilidad de la misma.
- V. En cumplimiento del Acuerdo No. 444-E-2012, el dieciocho de julio del presente año, la Gerencia de Electricidad de la SIGET rindió el Informe Técnico correspondiente, en el que se planteó una propuesta de modificaciones a la Metodología, incorporando un "PROCEDIMIENTO PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN ENTRE UN PM DISTRIBUIDOR Y UN PM INTERMEDIARIO PARA QUE LOS RETIROS DE ENERGÍA SEAN CONSIDERADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD".

Por otra parte, dada la reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad y los elementos planteados en los considerandos previos, la Gerencia de Electricidad efectuó una revisión de la Metodología y sus Anexos, e identificó la necesidad de realizar algunas modificaciones.

- VI. Por medio del Acuerdo No. 828-E-2012 de fecha dos de octubre de dos mil doce, esta Superintendencia concedió audiencia a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT) para que realizara las consultas pertinentes a los participantes del mercado y se pronunciara sobre las modificaciones a la Metodología y a su Anexo II (PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE FORMA DE LA DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS), así como respecto de la propuesta de Anexo III (PROCEDIMIENTO PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN ENTRE UN PM DISTRIBUIDOR Y UN PM INTERMEDIARIO PARA QUE LOS RETIROS DE ENERGÍA SEAN CONSIDERADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD).

Dicha audiencia fue evacuada por la UT por medio del escrito presentado con fecha veinticuatro de octubre de dos mil doce.

- VII. La Gerencia de Electricidad analizó las observaciones recibidas y, con el apoyo de la Unidad de Asesoría Jurídica, determinó lo siguiente:

1. **Plazo máximo para la remisión del Informe de Comercialización Trimestral (ICT) por parte de la Unidad de Transacciones (UT):** Mediante el Acuerdo 828-E-2012, se propuso que el plazo máximo de entrega del ICT por parte de la UT, sea a más tardar a las doce (12:00) horas del noveno día hábil del mes de ajuste; al respecto la UT observó que: *“Se considera que el plazo propuesto es adecuado para remitir el ICT con la información definitiva.”*. En consecuencia, se recomienda fijar el plazo antes mencionado para que la UT remita el ICT a la SIGET.
2. **Monto monetario pendiente de trasladar a las tarifas de los usuarios finales por uso de información no definitiva:** En la propuesta de metodología de traslado del precio de la energía se dispuso que si a la fecha de entrega del ICT, la UT no dispone de la información definitiva del Mercado Eléctrico Regional, ésta deberá remitirlo en esa fecha, con base en la mejor información disponible, y quedará sobrentendido que en el ajuste de precios del siguiente trimestre tendrá que aplicarse el mecanismo descrito en el numeral 2.4.3, el cual se refiere al traslado del monto monetario pendiente de trasladar a las tarifas de los usuarios finales debido al uso de información no definitiva para la elaboración del ICT.

Respecto a esta modificación se recibieron observaciones de la UT y de DELSUR, S.A. de C.V. (DELSUR) señalando que pueden existir causales tanto a nivel del Mercado Nacional como Regional, que no permitan incluir la información definitiva de uno u otro mercado en el ICT, por lo que sugieren que es necesario ampliar la aplicabilidad del numeral 2.4.3. En su caso la UT señala:

“Es importante recalcar que un plazo menor al noveno día hábil del mes tiene una alta probabilidad de no contar con datos definitivos para la elaboración del ICT. Por otra parte, si bien en el numeral 2.4.3 se establece la metodología de ajuste en caso de no tener la información final del mercado regional, es necesario indicar a SIGET que si el plazo es menor a 6 días hábiles, incluso se puede tener problemas con las mediciones del mercado nacional lo cual es necesario considerar en la metodología de ajuste.”

Por su parte, DELSUR identifica entre los problemas para aplicar lo dispuesto respecto al monto monetario pendiente de traslado a la tarifa del usuario final, los siguientes:

- a) Que la UT no disponga de la información completa del Mercado Regional.
- b) Ajustes de facturación debidas a errores de medición o de actualización de datos en el sistema de conciliación de la UT.
- c) Cualquier otro cambio en las condiciones de mercado y/o en la información que servirá de base para la determinación del precio de la energía.

Con el objeto de incorporar las causales precedentes, DELSUR propone calcular el monto monetario pendiente de trasladar a las tarifas de los usuarios finales por uso de información no definitiva, ya sea por ajustes del precio de la energía

o en la energía retirada por la distribuidora, de acuerdo con las fórmulas siguientes:

“Se determinará de acuerdo a las siguientes fórmulas, dependiendo si el ajuste se hace por cambio en precios o cambio en valores de energía:

Por Modificación de Precio:

$$\text{Monto Pendiente} = \sum_{B=1}^3 [(PEt_B^{def} - PEt_B) * (\sum_{n=1}^M \sum_{i=1}^L Eret_{i,n}^B + \sum_{n=1}^K \sum_{i=1}^L Eret_{i,n}^{B,renovable})] \quad [1]$$

Por Modificación de Valores de Energía:

$$\text{Monto Pendiente} = \sum_{B=1}^3 PEt_B * [(\sum_{n=1}^M \sum_{i=1}^L (Eret_{i,n}^{B,def} - Eret_{i,n}^B) + \sum_{n=1}^K \sum_{i=1}^L (Eret_{i,n}^{B,def,renovable} - Eret_{i,n}^{B,renovable}))] \quad [2]$$

Donde:

PEt_B^{def} : Precio de la energía trimestral del Bloque horario “B” correspondiente al ajuste anterior calculado con información definitiva.

PEt_B : Precio de la energía trimestral del Bloque horario “B” correspondiente al ajuste anterior calculado con información no definitiva.

$Eret_{i,n}^B$: Energía total retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista a la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado, calculada con información no definitiva.

$Eret_{i,n}^{B,def}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista a la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado.

$Eret_{i,n}^{B,def,renovable}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista a la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.

$Eret_{i,n}^{B,renovable}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista a la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado, proveniente

de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, calculada con información no definitiva. (...)

La fórmula [1] que propone DELSUR es una variante de la que se incluyó en el Acuerdo No. 828-E-2012 para el caso en el que, al momento del ajuste, se dispusiera de información de energías definitiva, pero información de precios preliminar. Posteriormente al ajuste de precios, cuando se contara con la información de precios definitiva, se podría calcular el precio promedio de la energía también definitivo, con el cual, a su vez, se determinaría el monto monetario pendiente de trasladar, de la siguiente manera: como el producto de la diferencia de precios de $(PEt_B^{def} - PEt_B)$ y la energía retirada por la distribuidora, la cual, sería indiferente si correspondiera a la información que se tuviera antes o después del ajuste, ya que en ambos casos se trataría de datos definitivos.

La fórmula [2] que propone DELSUR, en cambio, corresponde al caso en el que, al momento del ajuste, las energías fueran preliminares y los precios, definitivos. Bajo esas condiciones, la fórmula de DELSUR presupone que el precio promedio de la energía tendría el mismo valor, tanto calculado con la información de energías preliminares como definitivas, lo que si bien es posible, se considera sumamente improbable: se esperaría que incluso pequeñas diferencias en las energías produjeran variaciones en los precios promedio de la energía.

Por lo anterior, ya que la fórmula [2] se basa en un supuesto que no siempre es verdadero, se encuentra que la misma tiene escasa utilidad. Adicionalmente, debe considerarse que, en la situación sumamente improbable de que al calcularse el precio promedio de la energía con información de energías preliminar, se obtuviera el mismo valor que con información definitiva, no habría ningún monto monetario pendiente de trasladar, ya que desde el comienzo se habrían trasladado a la tarifa de los usuarios finales, los precios promedio de la energía correctos; siendo en ese caso irrelevante si en los primeros cálculos se hubiera utilizado información de energías preliminares, ya que éstas serían sólo un insumo para la determinación de los precios promedio, constituyendo estos últimos únicamente la información relevante que se traslada a tarifas.

Por lo anterior, se concluye que la fórmula de cálculo del monto pendiente de trasladar incluida en el Acuerdo No. 828-E-2012 es apropiada, aunque, también se evidencia que hace falta generalizarla para que considere la posibilidad de que, para el momento del ajuste, tampoco se disponga de información de energías definitiva.

En vista de que los precios promedio son la información relevante que se traslada a tarifas, debe mantenerse como parte de la fórmula la diferencia entre el precio promedio de la energía calculado con información definitiva menos el

calculado con información preliminar. En cuanto a la energía que debe multiplicar a la diferencia anterior, se considera que ésta debe ser la correspondiente a la información definitiva, ya que del cálculo efectuado antes del ajuste, la única información que interesaría sería justamente la de los precios promedio resultantes.

Esos precios promedio servirían para definir las tarifas que aplicarían a la energía vendida por la distribuidora en el siguiente trimestre, la que, valga destacar, sería la misma independientemente de qué información se hubiera utilizado para la determinación de los precios promedio de la energía. En ese sentido, y con base en la lógica implícita en el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la energía correspondiente a la información definitiva del trimestre base para los cálculos, podría considerarse como una estimación válida de la energía del siguiente trimestre durante el cual se aplicarían tarifas eléctricas determinadas con información no definitiva, y es por lo tanto, la información de energía que se recomienda utilizar para el cálculo del denominado monto monetario pendiente de trasladar.

Considerando las observaciones anteriores, y que efectivamente pueden verificarse limitaciones temporales o problemas de medición tanto a nivel del mercado nacional como regional, que no permitan contar con la información de mercado definitiva, para que la UT elabore y remita el ICT a la SIGET y a las distribuidoras, la Gerencia de Electricidad recomienda ampliar la aplicabilidad del numeral 2.4.3, por causales de información no definitiva, ya sea en el mercado nacional o regional, en ese sentido, se harán las modificaciones correspondientes en los numerales 2.2.1.2, 2.4.2 y 2.4.3 de la metodología en revisión. Asimismo del análisis realizado se recomienda modificar la fórmula propuesta para la estimación del monto monetario pendiente de traslado del numeral 2.4.3, de acuerdo a la formulación siguiente:

$$MontoPendiente = \sum_{B=1}^3 \left[(PEt_B^{def} - PEt_B) * \left(\sum_{n=1}^M \sum_{i=1}^{L_n} Eret^{def}_{B,i,n} + \sum_{n=1}^K \sum_{i=1}^{L_n} Eret\ renovable^{def}_{B,i,n} \right) \right]$$

Donde:

PEt_B^{def} : Precio de la energía trimestral del bloque horario “B” correspondiente al ajuste anterior calculado con información definitiva.

PEt_B : Precio de la energía trimestral del bloque horario “B” correspondiente al ajuste anterior calculado con información no definitiva.

$Eret^{def}_{B,i,n}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista en la hora “i” del bloque B en el

nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado.

$E_{ret}^{def}{}_{B,i,n}$: Energía total definitiva retirada por la distribuidora en la hora “i” del bloque B en el nodo “n”, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes del último ajuste realizado, proveniente de contratos de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.

B : Números del 1 al 3 con los que se identifica cada Banda horaria: punta, resto o valle.

L : Número total de horas que componen el bloque horario B a lo largo de todo el trimestre considerado.

K : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora asociados a contratos con fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución.

M : Número de nodos de abastecimiento de la distribuidora en el Mercado Mayorista de Electricidad.

3. Modificación de la Fórmula General del Ajuste y la correspondiente al traslado por banda horaria: Respecto a la propuesta de modificación de las fórmulas de ajuste, general y por banda horaria, incluidas en el Acuerdo 828-E-2012, no hay objeciones a las mismas. No obstante, DELSUR propone una modificación “no menor” a la fórmula para calcular el precio de la energía por banda horaria.

El cambio sugerido por DELSUR requiere de un análisis detallado de su validez, consistencia y el impacto que pueda tener en el precio de la energía que se trasladará al usuario final; además es necesario involucrar en el análisis y revisión de dicha propuesta al resto de distribuidoras. El cambio propuesto requiere de mayor tiempo para su análisis, por lo que en este momento no se recomienda incorporarlo en la metodología de traslado de precios a aprobar.

Con el objeto de precisar la definición del precio $PMRS^B$ por banda horaria, incluida en el numeral 2.4.2 Descomposición del Ajuste por bloque horario de la metodología en revisión, la Gerencia de Electricidad recomienda su modificación en los siguientes términos:

PMRS^B: Precio promedio del MRS ponderado por la relación entre la energía retirada en el MRS y la energía total retirada por la distribuidora, aplicable al

bloque B, en donde el superíndice -B indica el bloque horario de Punta, Resto y Valle.

Dado que dicho precio por banda horaria no es un promedio estricto de las transacciones que se realizan en el Mercado Regulador del Sistema, sino un precio promedio de energía ponderado por la relación entre los retiros de energía en el MRS y el total de retiros de la distribuidora, en cada bloque horario, la Gerencia de Electricidad recomienda realizar la modificación propuesta.

Por lo antes expuesto, la Gerencia de Electricidad recomienda aprobar las modificaciones propuestas a las fórmulas general y por banda horaria del Acuerdo 828-E-2012.

- 4. Procedimiento para que los nodos de interconexión entre un PM distribuidor y un PM intermediario, sean habilitados comercialmente para que los retiros se asocien a la actividad de distribución a nivel del Mercado Mayorista:** En la metodología de traslado de precios se incorporó el Anexo III que norma el procedimiento antes mencionado, recibiendo observaciones de la UT, de AES El Salvador (CAESS, S.A. de C.V., AES CLESA Y CIA., S. EN C. DE C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V.), de DELSUR y EDESAL, S.A. de C.V. (EDESAL)

Sobre este punto la UT manifiesta que: “Para la implementación satisfactoria de este anexo es necesario que no se omita nada de lo propuesto en cuanto a los requisitos de la solicitud de procedimiento, resolución de la SIGET, las obligaciones del PM distribuidor, PM intermediario, Auditor técnico externo y la UT, el cumplimiento de los plazos, transacciones económicas, cargos del sistema y capacidad firme, y el sistema de medición con las correcciones sugeridas.”

Respecto a las correcciones sugeridas por la UT, orientadas a que los PMs involucrados y el Auditor Técnico Externo estén disponibles en el proceso de conciliación de mediciones, a efecto de solventar cualquier inconsistencia en los registros reportados, la Gerencia de Electricidad las considera adecuadas por lo que se incorporarán en el anexo.

Por su parte, DELSUR propone eliminar de los diferentes numerales del Anexo III de la Metodología, las referencias al Auditor Técnico Externo, argumentando que las obligaciones que se le asignan ya son realizadas por la UT:

“La contratación del Auditor Técnico Externo, sus responsabilidades y las actividades que debe realizar, crea una duplicidad al trabajo con las atribuciones de la UT. Dada la existencia de un Sistema de Medición Comercial (medición principal y de respaldo) debidamente revisado y auditado por un Auditor cada dos años tal como lo establece el ROBCP, no es necesaria ninguna conciliación por transacciones de energía tal como sucede con las

transacciones con un comercializador que usa las redes de la distribuidora para participar del mercado mayorista, pues en este caso no hay medición. Tanto la medición de energía retirada e inyectada, la conciliación de los contratos de largo plazo, la potencia comprometida, todo esta definido para el punto de interconexión en particular, y la UT podrá consultar el medidor tal como lo hace con el resto de medidores pertenecientes al SMC y facturar en el DTE como en una interconexión distribuidor-generador o distribuidor-transmisor. Lo que si deben conciliar entre PM intermediario y PM distribuidor, son los cargos de distribución y las pérdidas reconocidas en los pliegos del PM intermediario.”

Debe aclararse que la figura del Auditor Técnico se incorporó en el Anexo III antes referido, con el objeto de garantizar la fiabilidad de la información de los retiros de energía en el nodo de interconexión entre un PM Distribuidor y un PM Intermediario, y contar con los mecanismos de control y validación de la misma, y así evitar introducir distorsiones en los precios de energía que se trasladen al usuario final, por lo que la sugerencia de DELSUR de eliminar las disposiciones relativas a dicho Auditor no son procedentes.

Por otra parte, la duplicidad de trabajo mencionada, entre el Auditor Externo y la UT no es aplicable, en cuanto que los nodos de interconexión corresponden a redes de media tensión, puntos en los cuales la UT no necesariamente cuenta con lectura remota de la medición y no tiene asignada la responsabilidad de realizar auditorías, además, como lo ha expresado anteriormente la misma UT, dichos nodos no corresponden a su *ámbito de acción* según la normativa vigente.

Adicionalmente, DELSUR propone modificar el literal e) del numeral 2 del Anexo, para incorporar en el contrato de distribución aspectos que se norman en el Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización y a la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión. Sobre dicha modificación, la Gerencia de Electricidad considera que no es necesario detallar qué aspectos debe contener el contrato de distribución, dado que los mismos están establecidos en las normativas señaladas por el operador y son requerimientos que ya deben estar contenidos en el contrato de distribución, previa presentación de la solicitud de habilitación comercial del nodo de interconexión por parte del PM Distribuidor.

AES El Salvador sugiere las siguientes modificaciones y adiciones en el numeral 4 del Anexo III de la Metodología:

- Propone modificar que la remisión del informe de cumplimiento del requisito demanda máxima en el nodo de interconexión sea trimestral y no semestral, para hacerlo compatible con la entrega de los informes de Ajuste Trimestral.
- Propone adicionar los literales j), k) y l) como parte de las obligaciones del PM Distribuidor:

“j) El PM DISTRIBUIDOR deberá pagar al PM INTERMEDIARIO los cargos por el uso de la red y los cargos variables por pérdidas de energía resultantes de las transacciones comerciales entre dichos PM’s (Situación prevista en el contrato de distribución e interconexión suscrito”

“k) El PM DISTRIBUIDOR deberá instalar y permitir al PM INTERMEDIARIO la comunicación remota con los puntos de medición en los diferentes nodos de interconexión.”

“l) El PM DISTRIBUIDOR deberá proveer al PM INTERMEDIARIO del software y licencias necesarias para la lectura remota de los medidores ubicados en los puntos de interconexión.”

- Propone adicionar como obligación del PM Intermediario remitir comprobantes fiscales al PM Distribuidor, los cuales corresponden a los pagos de cargos de uso de red y pérdidas de energía, señalando que tal situación debe ser prevista en los contratos de distribución e interconexión.
- Propone adicionar como obligación para la UT y la SIGET *“Solicitar al PM DISTRIBUIDOR copia del contrato de distribución e interconexión suscrito con el PM INTERMEDIARIO.”*

De la revisión de las propuestas de AES, al numeral 4 del Anexo III de la Metodología, la Gerencia de Electricidad recomienda no incorporar las modificaciones antes detalladas por lo siguiente:

- Respecto al primer punto, se aclara que el plazo establecido para el envío del informe a la SIGET es consistente con el requerimiento exigido en el numeral f) del numeral 2 del Anexo. Asimismo, el plazo de 6 meses para establecer el requisito a los retiros de energía en el nodo de interconexión, para la habilitación comercial del nodo de interconexión no necesariamente es coincidente con las fechas establecidas para los ajustes trimestrales del precio de la energía, por lo que se recomienda mantener el texto propuesto.
- AES señala en su propuesta que los compromisos de pago de los cargos de uso de red y por pérdidas de energía forman parte del contrato de distribución e interconexión suscrito entre PMs, por lo cual no es necesario normarse o establecer obligaciones tanto al PM Distribuidor como al PM Intermediario a través del Anexo III propuesto, ya que están definidos en el contrato antes referido.
- Las adiciones de los literales k) y l) en la sección de las obligaciones del PM Distribuidor, establecen que éste instale medición remota en los puntos de interconexión y que suministre el software y licencias para la lectura remota por parte del PM Intermediario. Cabe mencionar que dicha propuesta fue analizada con el objeto de garantizar la confiabilidad de la información a utilizar en los ajustes del precio de la energía, sin embargo, se sustituyó por la figura del Auditor Técnico Externo y en ese sentido, no es necesario adicionar los literales propuestos.

- No es necesario incluir la obligación a la UT y a la SIGET de solicitar al PM Distribuidor copia del contrato de distribución e interconexión suscrito con el PM Intermediario, porque entre los requisitos para la habilitación comercial del nodo de interconexión establecidos en el numeral 2 del Anexo III, el PM Distribuidor debe entregar una copia certificada de dichos contratos, por lo que sería redundante solicitarlos nuevamente.

Adicionalmente, AES sugirió modificar el literal c) en la sección de obligaciones del Auditor Técnico Externo, a fin de establecer que la información obtenida producto del muestreo se remita tanto al PM Distribuidor como PM Intermediario, para su revisión antes de la finalización del mes en que se realiza dicho trabajo. La Gerencia de Electricidad considera adecuada la propuesta y recomienda incorporarla como parte de las obligaciones del Auditor.

Una de las observaciones al Anexo III de la Metodología, señalada por EDESAL, consiste en adicionar al final del literal b) del numeral 2 del anexo, el siguiente texto: *“En su defecto debe demostrar que posee la respectiva autorización para operar la red por parte del propietario de la red.”*

Dicha adición la justifica señalando: *“El literal b)[e] del artículo 4 [de la Ley General de Electricidad] define que distribuidor es aquel que es poseedor u operador de la red de distribución, por lo tanto si un ente cuenta con el registro respectivo como distribuidor de energía eléctrica, basta con que demuestre que posee legalmente la red, sin violentar el principio de propiedad privada.”*

En relación con la observación anterior, la Unidad Jurídica de la SIGET recomienda incluir dentro de los requisitos de la solicitud de habilitación de los nodos de interconexión en el Mercado Mayorista, específicamente dentro del Anexo III numeral 2 letra b), la presentación de una copia certificada por notario del documento donde consta que es poseedor de la red de distribución interconectada a la red de distribución del PM intermediario, cuando sea éste el caso.

El resto de observaciones de EDESAL, al procedimiento definido en el Anexo III de la Metodología, buscan clarificar la forma de establecer los diferentes plazos propuestos, de ahí que los tiempos se definirán en días hábiles.

5. **Factores de forma:** Sobre este punto únicamente la UT remitió observaciones al Anexo II “PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE FORMA DE LA DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS” de la Metodología. La observación de la UT es la siguiente:

“En relación a la inclusión de nodos de interconexión de un distribuidor parcial o totalmente interconectado a la red de distribución de un PM intermediario, es importante indicar que para su implementación es necesario que SIGET establezca disposiciones claras para el inicio de la operación de estos nodos, respecto a la asignación de los retiros históricos anteriores a su separación deben dejarse al PM intermediario propietario de la red en la que

se encuentren interconectados; dado que en las bases de datos oficiales de la UT dicho retiro no está identificado. Adicionalmente, se debe definir que la ventana de tiempo a tomar en estos casos, sea la ventana mínima de 12 meses y que los datos faltantes para completarla deben ser cero, sin permitir que esta sea reducida, ya que cualquier cambio a este periodo implica problemas en la determinación de los factores de forma correspondientes.”

La Gerencia de Electricidad está de acuerdo con las observaciones de la UT, en consecuencia se recomienda establecer disposiciones iniciales para la asignación de la información histórica de retiros en los nodos de interconexión y fijar como mínimo una ventana de doce (12) meses para el cálculo de los factores de forma en tales nodos. Por lo anterior, se sugiere incluir la siguiente disposición como último inciso del numeral 8 del Anexo II anteriormente mencionado:

“Para el primer cálculo de los factores de forma de los nodos de interconexión entre un distribuidor parcial o totalmente interconectado a la red de distribución de un PM intermediario, la ventana de cálculo será de 12 meses y los datos faltantes iguales a cero hasta completarla. Asimismo, la información histórica de retiros de dichos nodos debe ser asignada al PM intermediario. En los cálculos sucesivos de los factores de forma de los nodos antes señalados, aplicará lo dispuesto en este numeral.”

6. **Contratos de largo plazo de fuentes renovables de energía con generación conectada directamente al sistema de distribución:** La única observación relacionada con este tipo de contratos es de AES y señala que en el numeral 2.2.1.1 Contenido del Informe de Comercialización Trimestral de la metodología de traslado de los precios de energía al usuario final, se incluya como parte del ICT, la siguiente información:

“Energía horaria total retirada correspondiente a los contratos transferibles a tarifa de fuentes renovables con generación conectada directamente al sistema de distribución, del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste, esta deberá especificarse para el total de las horas del trimestre.”

Cabe aclarar que la información de los contratos antes mencionados, según el Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha diecisiete de abril de dos mil doce, que reformó el Art. 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad asigna la responsabilidad de la información a las distribuidoras: *“En el caso de los contratos de fuente renovable con generación conectada directamente al sistema de distribución, los valores a utilizar en la fórmula de determinación del PEt deberán ser los informados por las distribuidoras respectivas y corresponderán a aquellos utilizados y/o determinados en las transacciones de dichos contratos, efectuadas en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste”*. Asimismo, en dicho artículo se establece que la SIGET debe elaborar el procedimiento a utilizar por las distribuidoras para que le remita la información necesaria de dichos contratos.

Por otra parte, dado que los proyectos renovables se conectarán a redes de distribución y no de transmisión, la UT no necesariamente tendrá acceso o supervisión directa de las transacciones que se verifiquen mediante dichos contratos. Considerando lo antes expuesto, en la propuesta de modificación de la metodología se incluyó la sección “2.3 *Procedimiento a utilizar por las distribuidoras para informar los contratos de fuentes renovables conectadas en distribución*”, de ahí que no es procedente incorporar la propuesta de AES de que la UT la incorpore en el ICT la información de los contratos de fuente renovable con generación conectada directamente al sistema de distribución.

7. **Otras observaciones:** Se recibieron diversas observaciones que no se vinculan directamente con los puntos anteriores, las cuales se analizan a continuación.

La UT señala que: *“Es necesario hacer modificaciones al programa de facturación para implementar la inclusión de los nodos de interconexión de un PM distribuidor en red de distribución de un PM intermediario.*

La modificación no puede realizarse por la falta de datos sobre los retiros de dichos nodos de interconexión. Además, es necesario conocer que nodos serán afectados, que PM distribuidores participarán en este rubro. En tal sentido, la UT en este momento, no puede estimar el tiempo para su implementación.”

Al respecto, como parte del acuerdo de aprobación de la Metodología, la Gerencia de Electricidad recomienda conceder a la UT un plazo que venza el veintiocho de febrero de dos mil trece para que realice las modificaciones pertinentes a su sistema de facturación, con el objeto que las disposiciones del Anexo III de la Metodología sean aplicables posterior a dicha fecha.

En cuanto a la información a utilizar: nodos de interconexión, datos de retiro, PM distribuidores que participan, etc., la UT puede realizar los cambios al sistema de facturación haciendo supuestos para la información que requiera considerar, dado que el sistema debería ser lo más genérico posible y no depender estrictamente de información específica de nodos, PMs, etc., para su modificación.

Se considera procedente incorporar en la metodología de traslado de precios de energía, las observaciones siguientes:

- La eliminación de las comillas en el texto de demanda reconocida del literal k) del numeral 2.2.1.1 *Contenido del Informe de Comercialización Trimestral*. (propuesta de EDESAL)
- Modificar el párrafo primero del numeral 2.2.2. *Informes de Avance mensuales*, de forma tal que también las Distribuidoras al igual que la SIGET, puedan darle seguimiento a la evolución de los precios en el MRS y de las condiciones del Mercado Mayorista. (propuesta de DELSUR)

En el numeral 2.2.1.1 *Contenido del Informe de Comercialización Trimestral*, AES sugiere incorporar el siguiente texto como literal adicional:

“Energía horaria total retirada por el PM Distribuidor en cada punto de interconexión con el PM Intermediario, del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste, esta deberá especificarse para el total de las horas del trimestre.”

La Gerencia de Electricidad es de la opinión que no es necesario incorporar el texto propuesto por AES ya que de acuerdo a la disposición establecida en la letra a) del numeral referido, la UT tiene que incorporar en el ICT, también la información horaria total de retiro en los nodos de interconexión del PM Distribuidor.

- VIII. Mediante los Acuerdos Nos. 1054-E-2012, 1055-E-2012, 1056-E-2012, 1057-E-2012 y 1058-E-2012, de fecha doce de diciembre de dos mil doce, se aprobaron los parámetros de caracterización de la curva de carga de las empresas distribuidoras: CAESS, S.A. de C.V., DELSUR S. A. de C.V., AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V., EEO S. A. de C.V. y DEUSEM S.A. de C.V., respectivamente.

Asimismo, por medio de los Acuerdos Nos. 77-E-2013, 78-E-2013, 79-E-2013, 80-E-2013 y 81-E-2013, emitidos el catorce de enero de dos mil trece, se aprobaron, para el quinquenio dos mil trece – dos mil diecisiete (2013-2017), los cargos de distribución de las empresas CAESS, S.A. de C.V., DELSUR, S.A. de C.V., AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V., respectivamente.

Por otra parte, en dichos acuerdos se aprobó el pliego tarifario que cada distribuidora aplicará durante el período comprendido entre el uno de enero y el treinta y uno de diciembre del año dos mil trece. En tales pliegos, se eliminó dentro de la categoría de Pequeñas Demandas para Uso Residencial, la correspondiente a “Usuarios que hayan registrado un consumo mensual entre 0 y 99 kWh”, la cual formaba parte del pliego tarifario utilizado en el año anterior por dichas distribuidoras.

Finalmente, en cumplimiento de lo resuelto por la Junta de Directores de la SIGET en el Acuerdo No. 72-E-2013 del diez de enero del presente año, esta Superintendencia emitió el Acuerdo No. 113-E-2013, de fecha veintidós de enero de dos mil trece, en el cual acordó, entre otros puntos, requerir a la Gerencia de Electricidad que elabore una propuesta de medida transitoria de aplicación supletoria para determinar los cargos de distribución y comercialización aplicables a las sociedades EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V. durante el quinquenio 2013-2017.

- IX. En razón de las aprobaciones de los nuevos parámetros de caracterización de la curva de carga, de los cargos de distribución y del pliego tarifario, señalados en el

Considerando anterior y en vista de lo resuelto por la Junta de Directores en el Acuerdo No. 72-E-2013 respecto de las sociedades EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V, la Gerencia de Electricidad efectuó un análisis recomendando lo siguiente:

- Modificar los valores de los Factores de redistribución tarifaria contenidos en el Anexo I de la metodología en revisión, para CAESS, S.A. de C.V., DELSUR, S.A. de C.V., AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V., EEO S. A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V., de forma tal que reflejen los nuevos cargos de distribución y los parámetros de caracterización de la carga aprobados; y para el caso de las empresas EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V. mantener vigentes los valores contenidos en el Anexo I de la Metodología que fue modificada mediante el Acuerdo No. 495-E-2011.
- Realizar los ajustes pertinentes en la sección 3.2 *Determinación de las Tarifas Eléctricas* de la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES”, con el objeto de mantener la referencia a la categoría “*Usuarios que hayan registrado un consumo mensual entre 0 y 99 kWh*”, únicamente para las empresas EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V.

- X. En virtud del análisis y de las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad expuestos en los Considerandos VII y IX del presente Acuerdo, esta Superintendencia estima procedente aprobar la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES”, incorporando las modificaciones propuestas por dicha Gerencia tanto en su texto como en el Anexo I “Factores de redistribución tarifaria que deberán ser utilizados por cada una de las empresas distribuidoras en el cálculo de las tarifas de energía” y en el Anexo II “PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE FORMA DE LA DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS”.

Asimismo, se deberá incluir como Anexo III de dicha Metodología, el documento denominado “PROCEDIMIENTO PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN ENTRE UN PM DISTRIBUIDOR Y UN PM INTERMEDIARIO PARA QUE LOS RETIROS DE ENERGÍA SEAN CONSIDERADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD”.

POR LO TANTO, en uso de sus facultades legales, esta Superintendencia ACUERDA:

- a) Dejar sin efecto la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES” que fue modificada mediante el Acuerdo No. 495-E-2011 de fecha once de octubre de dos mil once y sus Anexos I y II,

- b) Aprobar la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES” de conformidad con el Anexo A de este Acuerdo, el cual forma parte integrante del mismo y que contiene el texto de la Metodología y sus Anexos I, II y III, que se detallan a continuación:
- Anexo I. Factores de redistribución tarifaria que deberán ser utilizados por cada una de las empresas distribuidoras en el cálculo de las tarifas de energía.
 - Anexo II. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE FORMA DE LA DEMANDA DE LAS DISTRIBUIDORAS.
 - Anexo III. PROCEDIMIENTO PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN ENTRE UN PM DISTRIBUIDOR Y UN PM INTERMEDIARIO PARA QUE LOS RETIROS DE ENERGÍA SEAN CONSIDERADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.
- c) Conceder a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V, un plazo que vence el veintiocho de febrero de dos mil trece, para que realice las modificaciones pertinentes a su sistema de facturación al que hace referencia en sus observaciones, con el objeto que las disposiciones del Anexo III “PROCEDIMIENTO PARA LA HABILITACIÓN COMERCIAL DE LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN ENTRE UN PM DISTRIBUIDOR Y UN PM INTERMEDIARIO PARA QUE LOS RETIROS DE ENERGÍA SEAN CONSIDERADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD”, sean aplicables con posterioridad a esa fecha.
- d) Notificar a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V, a CAESS, S.A. de C.V., DELSUR, S.A. de C.V., AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V., DEUSEM, S.A. de C.V., EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V., el presente Acuerdo junto con el Anexo A que contiene la “METODOLOGÍA DE TRASLADO DE LOS PRECIOS AJUSTADOS DE LA ENERGÍA A LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS USUARIOS FINALES” y los Anexos I, II y III de ésta. La Unidad de Transacciones deberá notificar este Acuerdo y su anexo A al resto de Participantes de Mercado. “L.E.M.M.”
 “Superintendente” “Rubricada”



SIGET

Atentamente,

J. Gilberto Cruz Olmedo
Gerente de Electricidad

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Anexo del Acuerdo

No. 124-E-2013

