



**GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

IN RE: REVISIÓN DE TARIFAS DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
PUERTO RICO

CASO NÚM.: CEPR-AP-2015-0001; NEPR-AP-
2018-0003

ASUNTO: Aprobación de Traducción

RESOLUCIÓN Y ORDEN

La mayoría de los miembros del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía") acordaron la traducción al idioma español del documento original titulado *Resolution and Order, Determination on the Permanent Rates Rider Factors for the period of May-June* aprobado en el idioma inglés el pasado 25 de abril de 2019. De haber alguna discrepancia entre las versiones en español e inglés del documento original, las disposiciones de la versión en inglés prevalecerán.

Se **ORDENA** a la Secretaria del Negociado de Energía publicar la traducción aquí aprobada.

Notifíquese y publíquese.

Edison Avilés Deliz
Presidente

Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado

Lillian Mateo Santos
Comisionado Asociado

Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN



Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 30 de abril de 2019. Certifico además que en esta fecha copia de esta Resolución y Orden fue notificada mediante correo electrónico a: astrid.rodriguez@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com, n-vazquez@prepa.com, n-ayala@prepa.com, c-aquino@prepa.com, j-morales@prepa.com, hrivera@oipc.pr.gov, maribel.cruz@acueductospr.com, pga@caribe.net, jfeliciano@constructorespr.net, nydinmarie.watlington@cemex.com, epenegypr@gmail.com, aconer.pr@gmail.com, glenn.rippie@r3law.com, john.ratnaswamy@r3law.com, michael.guerra@r3law.com, pnieves@vnblegal.com, abogados@fuerteslaw.com, jorgehernandez@escopr.net, ecandelaria@camarapr.net, agraitfe@agraitlawpr.com, francisco.rullan@aae.pr.gov, mgrpcorp@gmail.com, manuelgabrielfernandez@gmail.com, mmuntanerlaw@gmail.com, licenciadamasferrer@gmail.com y wilma.lopez@aae.pr.gov. Certifico además que hoy, 30 de abril de 2019, he procedido con el archivo en autos de esta Resolución y Orden y enviado copia fiel y exacta de la misma a:

Puerto Rico Electric Power Authority

Attn.: Nitza D. Vázquez Rodríguez
Astrid I. Rodríguez Cruz
Jorge R. Ruíz Pabón
Carlos M. Aquino Ramos
PO Box 363928
Correo General
San Juan, PR 00936-3928

Sunnova Energy Corporation

p/c Vidal, Nieves & Bauzá, LLC
Lcdo. Pedro J. Nieves Miranda
P.O. Box 366219
San Juan, PR 00936-6219

Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico

p/c Lcda. Maribel Cruz De León
PO Box 7066
San Juan, Puerto Rico 00916

Energy & Environmental Consulting Services Corp.

Jorge Hernández, PE, CEM, BEP
560 C/ Aldebarán, Urb. Altamira
San Juan, Puerto Rico 00920

Rooney Rippie & Ratnaswamy LLP

E. Glenn Rippie
John P. Ratnaswamy
Michael Guerra
350 W. Hubbard St., Suite 600
Chicago Illinois 60654

Asociación de Industriales de Puerto Rico

p/c Manuel Fernández Mejías
1404 Ave Paz Granela
Suite 2 PMB 246
San Juan PR 00921

Asociación de Hospitales de Puerto Rico

p/c Lcda. Marie Carmen Muntaner Rodríguez
470 Ave. Cesar González
San Juan, Puerto Rico 00918-2627

Instituto de Competitividad y sostenibilidad Económica de Puerto Rico

p/c Lcdo. Fernando E. Agrait
701 Ave. Ponce de León
Edif. Centro de Seguros, Suite 401
San Juan, Puerto Rico 00907



Asociación de Constructores de Puerto Rico

p/c Lcdo. José Alberto Feliciano
PO Box 192396
San Juan, Puerto Rico 00919-2396

Centro Unido de Detallistas, Inc.

Lcdo. Héctor Fuertes Romeu
PMB 191 – PO Box 194000
San Juan, Puerto Rico 00919-4000

Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico

p/c Edward Previdi
PO Box 16714
San Juan, Puerto Rico 00908-6714

Cámara de Comercio de Puerto Rico

p/c Eunice S. Candelaria De Jesús
PO Box 9024033
San Juan, Puerto Rico 00902-4033

Oficina Independiente de Protección al Consumidor

p/c Lcda. Hannia Rivera Díaz
268 Hato Rey Center, Suite 524
San Juan, Puerto Rico 00918

Asociación de Constructores de Puerto Rico

p/c Lcda. Marta Masferrer
2000 Carr. 8177, Ste. 26-246
Guaynabo, P.R. 00966

CEMEX de Puerto Rico, Inc.

Lcda. Nydin M. Watlington
PO Box 364487
San Juan, Puerto Rico 00936-4487

Oficina Estatal de Política Pública Energética

p/c Ing. Francisco Rullán Caparrós
Lcda. Wilma I. López Mora
P.O. Box 413314
San Juan, Puerto Rico 00940

Grupo Windmar

p/c Lcdo. Marc. G. Roumain Prieto
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso
San Juan, Puerto Rico 00909

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 30 de abril de 2019.

Wanda I. Cordero Morales
Secretaria Interina

**GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**



IN RE: REVISIÓN DE TARIFAS DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
PUERTO RICO

CASO NÚM.: CEPR-AP-2015-0001; NEPR-
AP-2018-0003

ASUNTO: Determinación de Factores de las
Cláusulas de Ajuste de la Tarifa Permanente
para el periodo de Mayo-Junio 2019.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción y Calendario de Reconciliación.

Como parte del proceso de implementación de la Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”), el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) aprobó varias Cláusulas de Ajuste (*riders*) diseñadas para recuperar los costos asociados al combustible, compra de energía, Contribución en Lugar de Impuestos (“CELI”) y otros subsidios. Estas cláusulas adicionales son:

- (1) Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible (“FCA”, por sus siglas en inglés);
- (2) Cláusula de Ajuste por Compra de Energía (“PPCA”, por sus siglas en inglés);
- (3) Cláusula de Subsidio de Combustible (“FOS”, por sus siglas en inglés);
- (4) Cláusula de Ajuste de Costo de la CELI (“CILTA”, por sus siglas en inglés);
- (5) Cláusula de Subsidio de Interés Social (“SUBA-HH”, por sus siglas en inglés);
- (6) Cláusula de Demás Subvenciones (“SUBA-NHH”, por sus siglas en inglés); y
- (7) Cláusula de Eficiencia Energética (“EE”).¹

Para que la Autoridad pueda aplicar estas cláusulas como parte de la Tarifa Permanente, el Negociado de Energía debe aprobar los factores asociados a cada cláusula. Los factores de FCA, PPCA, y FOS deben ser revisados y aprobados por el Negociado de

¹ La Cláusula de EE está diseñada para recuperar los costos asociados al Programa de Eficiencia Energética. Sin embargo, en este momento, dicho programa no ha sido implementado. Por lo tanto, el valor de la Cláusula de EE deberá fijarse en ceso durante el periodo del 1 de mayo de 2019 al 30 de junio de 2019. El Negociado de Energía hará una determinación sobre la Cláusula de EE para el periodo anual comenzando el 1 de julio de 2019.



Energía sobre bases trimestrales,² mientras que los factores de CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH y EE deben ser revisados por el Negociado de Energía anualmente.³

Cada factor contiene una variable de reconciliación para tomar en cuenta los fondos recuperados en exceso o que no fueron recuperados durante el periodo anterior. Para las cláusulas trimestrales, el periodo de reconciliación comprende los dos primeros meses del periodo trimestral en cuestión y el último mes del periodo trimestral anterior. Para las cláusulas adicionales anuales, el periodo de reconciliación comprende los primeros diez meses del periodo anual en cuestión y los últimos dos meses del periodo anual anterior.

La Tarifa Permanente será implementada el 1 de mayo de 2019, una fecha que no corresponde al comienzo de un periodo contable de la Autoridad.⁴ Según la Autoridad, es preferible comenzar las reconciliaciones trimestrales al comienzo de un trimestre contable de la Autoridad.⁵ Además, la Autoridad ha establecido que es preferible comenzar las reconciliaciones anuales al comienzo un año fiscal.⁶ De esta manera, ambos periodos de reconciliación estarán sincronizados con los trimestres contables y años fiscales, respectivamente, de la Autoridad.

El próximo trimestre contable y año fiscal de la Autoridad comenzará el 1 de julio de 2019. Aunque el Negociado de Energía estima conveniente el sincronizar los trimestres contables y años fiscales de la Autoridad con los periodos de reconciliación de la Tarifa Permanente, mover la implementación de la Tarifa Permanente hasta el 1 de julio de 2019 no es solamente imprudente, sino que atrasaría aún más la implementación de la tarifa permanente que se supone entrara en efecto desde el 2017. Por esta razón, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad implementar la Tarifa Permanente el 1 de mayo de 2019, con las siguientes modificaciones temporeras al proceso de reconciliación trimestral y anual de las cláusulas adicionales:

² In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, *Resolución Final y Orden*, 10 de enero de 2017, pp. 130-131, ¶¶ 377-378.

³ *Id.*, pp. 132-135, ¶¶ 379-386.

⁴ Los periodos contables de la Autoridad son julio a septiembre, octubre a diciembre, enero a marzo y abril a junio. Además, el año fiscal de la Autoridad corre del 1^{ero} de julio de cualquier año natural hasta el 30 de junio del año natural siguiente.

⁵ Véase *PREPA's Verified Motion for Extensions of Time*, 15 de noviembre de 2018, p. 11, ¶ 32.g. ("El nuevo proceso de diseño tarifario es un promedio de tres meses, diseñado para coordinar con trimestres contables y años fiscales normales. Comenzar un cambio de tarifa durante un trimestre complica significativamente las reconciliaciones." Traducción nuestra.)

⁶ *Id.*

- (1) En la Parte VII de esta Resolución y Orden, el Negociado de Energía aprueba los factores de las cláusulas adicionales a ser aplicados durante el periodo de facturación del 1 de mayo de 2019 al 30 de junio de 2019.
- (2) Debido a que el periodo antes mencionado será el primero en el cual la Tarifa Permanente estará en efecto, el valor de las variables de reconciliación asociado a las Cláusulas de Ajuste se fijará en cero.⁷
- (3) Para las cláusulas trimestrales que entrarán en efecto el 1 de julio de 2019, la Autoridad presentará, en o antes del 14 de junio de 2019, los factores propuestos, incluyendo las reconciliaciones propuestas para el mes de mayo de 2019. El Negociado de Energía revisará la información presentada por la Autoridad y aprobará oportunamente los factores y reconciliaciones que estarán en efecto del 1 de julio de 2019 al 30 de septiembre de 2019.
- (4) Para las cláusulas trimestrales que entrarán en efecto el 1 de octubre de 2019, la Autoridad presentará, en o antes del 13 de septiembre de 2019, los factores propuestos, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de junio, julio y agosto de 2019. El Negociado de Energía revisará la información presentada por la Autoridad y aprobará oportunamente los factores y reconciliaciones que estarán en efecto del 1 de octubre de 2019 al 31 de diciembre de 2019. Esto normalizará el proceso de reconciliación trimestral.
- (5) Para las cláusulas anuales que entrarán en efecto el 1 de julio de 2019, la Autoridad presentará los factores propuestos en o antes del 14 de junio de 2019. El valor de las variables de reconciliación asociadas con las cláusulas adicionales se fijará en cero. El Negociado de Energía revisará la información presentada por la Autoridad y aprobará oportunamente los factores y reconciliaciones que estarán en efecto del 1 de julio de 2019 al 30 de junio de 2020.
- (6) Para las cláusulas anuales que entrarán en efecto el 1 de julio de 2020, la Autoridad presentará los factores propuestos, incluyendo las reconciliaciones propuestas para el periodo del 1 de mayo de 2019 al 30 de abril de 2020, en o antes del 15 de junio de 2020. El Negociado de Energía revisará la información presentada por la Autoridad y aprobará oportunamente los factores y reconciliaciones que estarán en efecto del 1 de julio de 2020 al 30 de junio de 2021. Esto normalizará el proceso de reconciliación anual.
- (7) La reconciliación de los costos asociados a la CELI y subsidios para el periodo de 1 de julio de 2016 (comienzo del Año Fiscal 2016-2017) al 30 de abril de 2019 (día anterior a la implementación de la Tarifa Permanente), la reconciliación de los costos asociados al combustible y compra de energía durante el periodo de emergencia luego de los Huracanes Irma y María, y la reconciliación de

⁷ Bajo la tarifa aplicable actual, todos los costos de CELI y subsidios son recuperados a través de la Cláusula de Ajuste de Compra de Combustible y Compra de Energía.

combustible y compra de energía para los meses de marzo y abril de 2019, entrarán en efecto el 1 de julio de 2019. El Negociado de Energía emitirá una orden de forma separada para establecer el procedimiento para reconciliar dichos costos.

Además de estas medidas temporeras y basado en ciertos eventos que ocurrieron luego de la aprobación de la Tarifa Permanente,⁸ el Negociado de Energía debe tomar ciertas determinaciones sobre varios aspectos de la implementación de la Tarifa Permanente. Dichas determinaciones se presentan en las Partes III a la VI de esta Resolución y Orden.

II. Determinación sobre la petición de la Autoridad para la Aplicación de la provisión de Ajuste Acelerado para las cláusulas adicionales de Combustible y Compra de Energía.

El 22 de abril de 2019, la Autoridad presentó un documento titulado “*PREPA’s Informative Motion Regarding May 2019 Fuel and Purchased Power Adjustment Factors and Request for Expedited Consideration*” (“Moción de 22 de abril”). A través de la Moción de 22 de abril, la Autoridad argumentó que la cantidad de reconciliación correspondiente al combustible y la compra de energía para el mes de marzo de 2019 era \$27,002,639.90⁹ y solicitó al Negociado de Energía aplicar esta cantidad como parte del cálculo de FCA y PPCA para los factores a implementarse el 1 de mayo de 2019.

La Autoridad basó su petición en la disposición de Ajuste Acelerado para las Cláusulas de Ajuste de Combustible y Compra de Energía aprobadas por el Negociado de Energía como parte de la Tarifa Permanente.¹⁰ Esta disposición establece que, si durante cualquier mes los gastos de combustible y compra de energía se desvían de los estimados por más de \$20 millones, la Autoridad deberá estimar nuevamente los factores de Ajuste de Combustible y Compra de Energía para proveer un valor esperado de cero para el periodo trimestral.

Si la Autoridad hubiera realizado dicha petición bajo condiciones normales, el Negociado de Energía podría haber aprobado el ajuste solicitado. Sin embargo, según establecido anteriormente, las cláusulas a ser aplicadas durante la implementación de la Tarifa Permanente del 1 de mayo de 2019 serán las primeras de dichas cláusulas. Más aún, la tarifa actual estará en efecto hasta el 30 de abril de 2019. Por esta razón es más prudente y apropiado reconciliar los costos de combustible y compra de energía correspondientes a los meses de marzo y abril de 2019, como parte de la reconciliación programada a entrar en efecto el 1 de julio de 2019. De esta manera, todos los costos asociados con la tarifa actual

⁸ Véase Nota 2.

⁹ Moción de 22 de abril, p. 2. Según la Autoridad, debe reconciliar \$22,986,272.03 correspondiente a combustible y \$4,016,367.87 correspondiente a Compra de Energía.

¹⁰ Véase *PREPA’s Notice of Compliance Filing in Response to the Commission’s May 10 Order*, Exhibit C (Amended), *Fuel Charge Adjustment Rider*.

serán reconciliados en un solo procedimiento sin la necesidad de mezclar la tarifa actual y la Tarifa Permanente. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DENIEGA** la Moción de 22 de abril.

III. Determinación sobre la petición de la Autoridad incluyendo el primer bloque del consumo de kWh estimado de la Tarifa Fija Residencial para Vivienda Pública como parte de la definición de “Ventas de kWh al detal aplicables” contenida en cada cláusula adicional.

El 10 de mayo de 2017, el Negociado de Energía emitió una resolución titulada “*Resolution and Order on PREPA’s Compliance Filing*” (“Resolución y Orden de 10 de mayo”), a través de la cual, entre otras cosas, ordenó a la Autoridad a modificar el lenguaje sobre ciertos aspectos de las definiciones propuestas para las Cláusulas de Ajuste. El Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a definir el término “Ventas de kWh al detal aplicables” contenido en las cláusulas de FCA, PPCA, CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH y EE para incluir “ventas de energía para todas las clases de clientes (excepto el primer bloque de las tarifas RFR)”.¹¹

El 19 de mayo de 2017, la Autoridad presentó un documento titulado “*PREPA’s Notice of Compliance Filing in Response to the Commission’s May 10 Order*” (“Presentación de Cumplimiento de 19 de mayo”). A través de la Presentación de Cumplimiento de 19 de mayo, la Autoridad presentó un documento titulado “*Exhibit C (Amended)*”, el cual contenía el Libro de Tarifas modificado. El *Exhibit C (Amended)* reflejó todos los cambios ordenados por el Negociado de Energía en la Resolución y Orden de 10 de mayo.¹² A través de la Resolución y Orden de 31 de mayo de 2017, el Negociado de Energía aprobó el documento *Exhibit C (Amended)* (“Libro de Tarifas Aprobado”), y ordenó a la Autoridad a implementar la Tarifa Permanente según establecida en el mismo.¹³

El 14 de marzo de 2019, la Autoridad presentó un documento titulado “*PREPA’s Compliance Filing*” (“Presentación de Cumplimiento de 14 de marzo”). En la Presentación de Cumplimiento de 14 de marzo, la Autoridad expresó su preocupación sobre la remoción del primer bloque de la Tarifa Fija Residencial para Vivienda Pública (“RFR”, por sus siglas en inglés, o “Tarifa RFR”) de la definición del término “Ventas de kWh al detal aplicables”.¹⁴ La Autoridad estableció que la remoción del primer bloque de la Tarifa RFR resultará en una sobre-colección de ciertas cláusulas adicionales, específicamente el FCA y PPCA, dada la cantidad menor de ventas aplicables.¹⁵ Según la Autoridad, esta sobre-colección debe ser

¹¹ Resolución y Orden de 10 de mayo, pp. 5 – 6.

¹² Presentación de Cumplimiento de 19 de mayo, pp. 5 – 6 y anejos.

¹³ Resolución y Orden de 31 de mayo, p. 3.

¹⁴ Presentación de Cumplimiento de 14 de marzo, p. 2, ¶ 4.

¹⁵ *Id.*



reconciliada en el futuro, añadiendo cierta complejidad al proceso.¹⁶ Por esta razón, la Autoridad recomendó modificar la definición del término “Ventas de kWh al detal aplicables”, de forma que se mantengan las ventas de kWh del primer bloque de RFR como parte de la definición.¹⁷ La Autoridad también estableció que esta modificación resultará en una reducción en el impacto de la reconciliación tanto al final de cada trimestre como al final del año fiscal.¹⁸

En el proceso modificado propuesto, la Autoridad calculó el costo del subsidio RFR aplicando la Tarifa Residencial General (“GRS”, por sus siglas en inglés) a los clientes aplicables RFR (*i.e.*, al primer bloque de consumo correspondiente) y restando de esta cantidad los ingresos esperados basados en la Tarifa RFR.¹⁹ El costo calculado es incluido en los costos totales asociados a todos los subsidios. Este proceso asegura que los costos actuales asociados con el RFR sean recuperados a través de la cláusula adicional de subsidios de manera clara y transparente. Más aún, si las ventas de kWh de RFR fueran removidas de las Ventas de kWh al detal aplicables, se podría sobreestimar los costos asociados a la Tarifa RFR, aumentando además la necesidad para reconciliaciones futuras.

Aceptamos que la metodología propuesta por la Autoridad (*i.e.*, no remover las ventas esperadas de RFR de las Ventas de kWh al detal aplicables) reduce el impacto en la reconciliación tanto al final de cada trimestre como al final del año fiscal. Esta metodología provee además un proceso más simplificado para la implementación de la Tarifa Permanente. Por esta razón, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el término “Ventas de kWh al detal aplicables”, según definido en las cláusulas adicionales de FCA, PPCA, CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH, y EE debe incluir el primer bloque de la Tarifa RFR. A tales efectos, se **ORDENA** a la Autoridad a modificar el Libro de Tarifas Aprobado, según descrito en la Parte VIII de esta Resolución y Orden.

Los factores de los *riders* de FCA, PPCA, CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH, y EE, aprobados aquí, toman en consideración esta modificación.

IV. Determinación sobre los Clientes de Medición Neta.

La Ley 114-2007 establece el programa de medición neta de la Autoridad. Según la Ley 114-2007, los clientes que generaron energía para su propio consumo utilizando equipo solar o de turbinas de viento, podían interconectar su equipo con el sistema de transmisión

¹⁶ *Id.*

¹⁷ *Id.*, ¶ 5.

¹⁸ *Id.*, p. 3, ¶ 7.

¹⁹ Véase *Moción para Presentar Documentos Actualizados en Cumplimiento de Orden*, 15 de abril de 2019, Documento “Subsidios 2019 (Modificado).xlsx”, Tab “RFR”; (“Presentación de Cumplimiento de 15 de abril”).

y distribución de la Autoridad, de forma que la Autoridad reciba la *salida* de energía en exceso generada por el sistema del cliente.

La Ley 57-2014²⁰ enmendó la Ley 114-2007 para, entre otras cosas, expandir la elegibilidad del programa de medición neta a energía producida por cualquier recurso de energía renovable sostenible o alterna. Ordenó además a la Autoridad a adoptar los reglamentos necesarios para ampliar el programa de medición neta, de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos establecidos por el recién creado Negociado de Energía.

La Ley 4-2016²¹ fue adoptada el 16 de febrero de 2016. Esta enmendó el Artículo 4 de la Ley 114-2007 para conceder al Negociado de Energía el poder de determinar los cargos que serían aplicables a los clientes de medición neta.²² Dichos cargos incluían, pero no se limitaban a, la CELI, el Cargo de Transición, y Subsidios y otras Subvenciones.²³

El enmendado Artículo 4 estableció además los factores que el Negociado de Energía debe considerar al hacer la determinación antes mencionada. Además, el referido Artículo 4 estableció que los clientes con acuerdos de medición neta, o que estuvieran en el proceso de evaluación o la fase de construcción de un sistema renovable a la fecha en que se adoptó la Ley 4-2016, tendrían un derecho adquirido (*grandfathered*) por un periodo de veinte (20) años sobre los cargos que el Negociado de Energía determinara apropiados para los clientes de medición neta.

El 10 de enero de 2017, el Negociado de Energía emitió su *Resolución Final y Orden* en el caso de epígrafe (“Resolución Final de 10 de enero”), estableciendo las Tarifas Permanentes de la Autoridad.²⁴ A través de la Resolución Final de 10 de enero, el Negociado de Energía estableció los cargos aplicables a cada clase de clientes de medición neta.²⁵

Los clientes de medición neta con derecho adquirido recibirían un crédito por la energía exportada al sistema de la Autoridad equivalente a la suma de: el cargo de energía de la tarifa base, cargo de combustible, cargo de compra de energía, cargo SUBA-HH, cargo SUBA-NHH, cargo de CELI y cargo de EE, limitado a la energía suplida por la Autoridad.²⁶ Los

²⁰ *Ley de Transformación y ALIVIO Energético*, según enmendada.

²¹ *Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*.

²² Véase Ley 4-2016, Artículo 29.

²³ *Id.*

²⁴ In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, *Resolución Final y Orden*, 10 de enero de 2017.

²⁵ *Id.*, Parte V, pp. 136-146, ¶¶ 387-426.

²⁶ *Id.*, pp. 138-139.

clientes de medición neta sin derecho adquirido recibirían un crédito por la energía exportada al sistema de la Autoridad equivalente a la suma de: el cargo de energía de la tarifa base, cargo de combustible, cargo de compra de energía y cargo de SUBA-NHH, limitado a la energía suplida por la Autoridad.²⁷

El 11 de abril de 2019, la Ley 17-2019²⁸ fue adoptada. El Artículo 3.4 de la Ley 17-2019 enmendó el Artículo 4 de la Ley 114-2007 para ordenar al Negociado de Energía a conducir, dentro de cinco años, un procedimiento formal para estudiar el programa de medición neta, generación distribuida, energía solar a pequeña escala y sistemas de almacenamiento de energía. Luego de la expiración del término de cinco años y completado el estudio antes mencionado, el Negociado de Energía deberá determinar la compensación apropiada para los clientes de medición neta que exporten energía a la red por medio de un caso de revisión de tarifas.

Además, el enmendado Artículo 4 de la Ley 114-2007 establece que, durante el referido periodo de cinco años, y hasta que el Negociado de Energía culmine su estudio y determine los cargos correspondientes, **todos** los clientes de medición neta recibirán un crédito completo por la energía exportada al sistema, basado en la tarifa aplicable a cada cliente. Por lo tanto, todos los clientes de medición neta tendrán que pagar la tarifa completa aplicable a su clase por la **energía neta** suplida por la Autoridad, incluyendo la tarifa base, cargo de combustible, cargo de compra de energía, cargo de CELI, cargo de SUBA-HH, cargo de SUBA-NHH y cargo de EE.

Las nuevas disposiciones del Artículo 4 de la Ley 114-2007 derogaron las distinciones entre los clientes de medición neta con derecho adquirido y sin derecho adquirido introducidos por la Ley 4-2016. Como tal, y durante el periodo antes mencionado de cinco años, todos los clientes de medición neta deben ser tratados de forma equitativa, sin importar la fecha en que firmaron un acuerdo de medición neta con la Autoridad. Por tal razón, se **ORDENA** a la Autoridad modificar el Libro de Tarifas Aprobado, según descrito en la Parte VII de esta Resolución y Orden.

V. **Determinación sobre el cálculo del tope de la CELI y costos asociados.**

La Autoridad presentó varios documentos como parte del cálculo de los costos asociados con la CELI. En el documento titulado “Cálculo Tope CELI según reglamento aprobado por Comisión (editado marzo 29 2017).xlsx”²⁹, la Autoridad calculó el tope de la CELI para cada municipio para los años fiscales 2018-2019 al 2023-2024. Como parte del cálculo, la Autoridad incluyó el consumo asociado a ciertas instalaciones correspondientes a

²⁷ *Id.*

²⁸ *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico.*

²⁹ Incluido en la Presentación de Cumplimiento de 15 de abril.



nuevos acuerdos de servicio añadidos entre julio de 2014 y junio de 2016. La Autoridad utilizó esta información para modificar el tope de la CELI para cada municipio.

La Sección 2.04 del Reglamento 8818³⁰ establece los requisitos para modificar el tope de la CELI, calculado según la Sección 2.03 del Reglamento 8818 y la Sección 22 de la Ley 83.³¹ Según las disposiciones de la Sección 2.04 del Reglamento 8818, se deben cumplir tres (3) requisitos de forma que se pueda modificar el tope de la CELI basado en nuevas instalaciones: (1) que la instalación sea de nueva construcción; (2) que la instalación sea certificada como eficiente por el Programa de Política Pública Energética y; (3) que la instalación cumpla con la definición de una entidad sin fines de lucro, según dicho término se define en el Reglamento 8818.

Según expresamos en la Resolución y Orden de 16 de abril de 2019 (“Resolución y Orden de 16 de abril”) en el caso de epígrafe, tanto en las Conferencias Técnicas vía telefónica del 12 de abril de 2019 y del 16 de abril de 2019, la Autoridad estableció que no recibió las certificaciones de eficiencia de energía correspondientes a las instalaciones que la Autoridad utilizó para modificar el tope de la CELI para ciertos municipios. Por lo tanto, el Negociado de Energía determinó en la Resolución y Orden de 16 de abril que no podía, en este momento, establecer que dichas instalaciones cumplen con los requisitos de la Sección 2.04 del Reglamento 8818. Por lo tanto, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a presentar un cálculo modificado de los costos estimados de la CELI, removiendo el consumo asociado a los nuevos acuerdos de servicio para el periodo de julio de 2014 a junio de 2016.

El 17 de abril de 2019, la Autoridad presentó un documento titulado “Moción para Presentar Documentos Actualizados en Cumplimiento de Orden” (“Presentación de Cumplimiento de 17 de abril”), el cual incluyó el cálculo solicitado.³² Luego de evaluar el cálculo del tope de la CELI presentado por la Autoridad como parte de la Presentación de Cumplimiento de 17 de abril, el Negociado de Energía **APRUEBA** el factor de la cláusula CILTA, según detallado en la Parte VII de esta Resolución y Orden, el cual toma en consideración esta modificación.

VI. Determinación sobre alumbrado público municipal.

Sobre el alumbrado público, la Autoridad estableció que mantiene dos inventarios diferentes: el inventario que mantiene el sistema de facturación de la Autoridad (“Inventario de CC&B”) y un inventario electrónico que mantiene el Directorado de Transmisión y

³⁰ *Enmienda al Reglamento Núm. 8653, Reglamento sobre la Contribución en Lugar de Impuestos (CELI), Reglamento Núm. 8653, 27 de septiembre de 2016.*

³¹ *Ley 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, conocida como la Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.*

³² *Véase Presentación de Cumplimiento de 17 de abril, “Cálculo Tope CELI según reglamento aprobado por Comisión (editado marzo 29 2017).xlsx”, Tab “TOP Calculations”.*

Distribución de la Autoridad (“Inventario de T&D”).³³ Según la Autoridad, estos dos inventarios no están sincronizados.

A través del sistema de facturación, la Autoridad estima los costos asociados al alumbrado público municipal basado en la información contenida en el Inventario de CC&B. Según la Autoridad, el Inventario de CC&B no ha sido actualizado en un largo periodo de tiempo.³⁴

En septiembre de 2017, los Huracanes Irma y María afectaron el sistema de transmisión y distribución de la Autoridad, incluyendo el alumbrado público. Según la información provista por la Autoridad en su presentación de cumplimiento de 20 de marzo de 2019³⁵, la cantidad total de luminaria pública contenida en el Inventario de T&D de la Autoridad es 477,103.³⁶ La Autoridad reportó que un estimado de 158,029 de luminarias públicas fueron afectadas por los Huracanes Irma y María.³⁷ La Autoridad también estableció que se han reparado 76,250 luminarias de las 158,029 que fueron afectadas.³⁸ Por lo tanto, basado en esta información, se puede concluir, de manera razonable, que cerca de ochenta y tres por ciento (83%) de la luminaria pública está actualmente en servicio.³⁹

³³ Conferencia Técnica vía Telefónica de 28 de marzo de 2019, declaración de Gregory Rivera, Subdirector de División de Planificación y Estudios, a los minutos 56:30 - 57:55.

³⁴ Vista de Cumplimiento de 15 de marzo de 2019, Parte III, testimonio de Noriette Figueroa Meléndez, Directora de Servicio al Cliente de la Autoridad, a los minutos 44:36 - 47:18.

³⁵ *Moción en Cumplimiento de Orden*, Autoridad, 20 de marzo de 2019 (“Presentación de Cumplimiento de 20 de marzo”).

³⁶ Véase Presentación de Cumplimiento de 20 de marzo, “ESTIMADO LUMINARIAS AFECTADAS POR MUNICIPIO 18 marzo 2019.xlsx”, columnas identificadas como “CANT LUMINARIAS GTEC”.

³⁷ *Id.* Es importante establecer que el documento contenía diversos errores de fórmula en el tab “Total”. Por esta razón, la cantidad de luminaria total afectada fue calculada utilizando la información correspondiente a cada región, contenida en las otras siete pestañas del documento.

³⁸ *Id.*

³⁹ El número del estimado de luminaria pública que está en servicio puede ser calculado restando el número de luminarias públicas afectadas del número total de luminarias públicas y luego sumar el número de luminarias públicas que han sido reparadas. El resultado de esta operación luego se divide por el número total de luminaria pública para obtener el porcentaje de luminaria pública en servicio.

$$\%AP \text{ en servicio} = \frac{AP \text{ Total} - AP \text{ Afectado} + AP \text{ Reparado}}{AP \text{ Total}} \times 100$$

$$\%AP \text{ en servicio} = \frac{477,103 - 158,079 + 76,256}{477,103} \times 100$$

$$\%AP \text{ en servicio} = 83\%$$

Aunque el Inventario de CC&B y el Inventario de T&D no están sincronizados, la base de datos utilizada para facturar a los clientes debe reflejar el efecto que los Huracanes Irma y María tuvieron en el sistema de alumbrado público. Por lo tanto, basado en la información actualmente disponible,⁴⁰ los costos estimados asociados al alumbrado público municipal deben reflejar que solamente ochenta y tres por ciento (83%) de la luminaria pública está en servicio. En la Resolución y Orden de 16 de abril, el Negociado de Energía dirigió a la Autoridad a modificar los costos estimados asociados al alumbrado público municipal a ser utilizado como parte del cálculo del factor de la Cláusula de Ajuste del subsidio de interés social, para reflejar la reducción antes mencionada en el número de luminaria pública actualmente en servicio.

La Presentación de Cumplimiento de 17 de abril incluyó los cálculos solicitados.⁴¹ Luego de evaluar el cálculo del costo del Alumbrado Público presentado por la Autoridad como parte de la Presentación de Cumplimiento de 17 de abril, el Negociado de Energía **APRUEBA** el factor de la cláusula de SUBA-HH, según detallado en la Parte VII de esta Resolución y Orden, el cual toma en consideración dicha modificación.

VII. Resumen de los factores aprobados para el periodo de Mayo-Junio 2019.

Luego de revisar la presentación de la Autoridad y aplicar las modificaciones aquí explicadas, el Negociado de Energía **APRUEBA** los siguientes factores a ser implementados como parte de la Tarifa Permanente el 1 de mayo de 2019. Estos factores estarán en efecto durante el periodo de facturación del 1 de mayo de 2019 al 30 de junio de 2019. Los Anejos 1 y 2 de esta Resolución y Orden contienen los cálculos de dichos factores.

Cláusula de Ajuste	Factor (\$/kWh)
FCA	0.083323
PPCA	0.046752
FOS	0.018884
CILTA	0.005376
SUBA-HH	0.013266
SUBA-NHH	0.000745

⁴⁰ Según muestra el expediente administrativo, dicha información fue provista por la Autoridad bajo mociones verificadas y discutido por representantes de la Autoridad bajo juramento.

⁴¹ Véase Presentación de Cumplimiento de 17 de abril, "Subsidios 2019 (Modificado).xlsx, Tab "Alumbrado", línea 82.

Como parte de la Presentación de Cumplimiento de 17 de abril, la Autoridad recomendó implementar los factores CILTA y SUBA-HH que eran ligeramente diferentes a los aprobados aquí. La Autoridad propuso un factor CILTA de 0.005365, y un factor SUBA-HH de 0.013307.⁴² Sin embargo, para calcular estos factores, la Autoridad utilizó el costo promedio (in \$/kWh) del Año Fiscal 2017 y lo ajustó al Año Fiscal 2019. Este ajuste no toma en consideración las determinaciones sobre CELI y Alumbrado Público, según detalladas en las Partes V y VI de esta Resolución y Orden. Por tal razón, rechazamos la recomendación de la Autoridad.

No obstante lo anterior, la Autoridad proveyó suficiente información en su Presentación de Cumplimiento de 17 de abril para estimar el costo de la CELI y los subsidios contenidos en las cláusulas SUBA-HH y SUBA-NHH para el periodo de mayo y junio de 2019.⁴³ Más aún, los documentos actualizados contenidos en la Presentación de Cumplimiento de 17 de abril consideraron las determinaciones sobre CELI y Alumbrado Público, según detallado en las Partes V y VI de esta Resolución y Orden.⁴⁴ El Negociado de Energía utilizó la información contenida en la Presentación de Cumplimiento de 17 de abril para calcular los factores para las cláusulas CILTA, SUBA-HH y SUBA-NHH.⁴⁵ Finalmente, el Negociado de Energía verificó los factores asociados a las cláusulas FCA, PPCA y FOC, según propuestas por la Autoridad.

VIII. Modificaciones al Libro de Tarifas.

Según explicado en las Partes III y IV de esta Resolución y Orden, el Libro de Tarifas Aprobado debe ser modificado para reflejar los cambios aquí establecidos.

- (1) El término “Ventas de kWh al detal aplicables” en las cláusulas adicionales FCA, PPCA, CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH y EE, debe ser enmendado para que lea como sigue:

“Ventas de kWh al detal aplicables

Ventas de energía a todas las clases de cliente, incluyendo el consumo neto (i.e. energía importada – energía exportada) de todos los clientes de medición neta.”

⁴² *Id.*, “Subsidios 2019 Mayo Filing 20190415 (Modificado).xlsx”, Tab “Attachment 1”.

⁴³ *Id.*, “Subsidios 2019 (Modificado).xlsx”, “Ingresos mensuales 2019 (modificado).xlsx”, “Calculo costo del CELI 2019 (Modificado).xlsx” y “Public lighting 2019 (Modificado).xlsx”.

⁴⁴ *Id.*, “Subsidios 2019 (Modificado).xlsx”, “Alumbrado” Tab; “Cálculo Tope CELI según reglamento aprobado por Comisión (editado marzo 29 2017).xlsx”, “TOP Calculations” Tab; y “Calculo costo del CELI 2019 (Modificado).xlsx”, “CELI Tope” Tab.

⁴⁵ Debemos notar que el factor para la cláusula adicional SUBA-NHH calculado por el Negociado de Energía coincidió con el factor calculado por la Autoridad. Sin embargo, dado que la Autoridad utilizó el mismo enfoque que en los factores de CELI y SUBA-HH para calcular el factor SUBA-NHH, el Negociado de Energía rechazó la recomendación de la Autoridad. Véase Anejos 1 y 2 de esta Resolución y Orden.

(2) La sección “Aplicable” de la Cláusula de Crédito de Medición Neta debe ser enmendada para que lea como sigue:

“Para todas las tarifas con salida medida.

El crédito de Medición Neta es calculado de las facturas de los clientes según las disposiciones de la Ley 114-2007, según enmendada. Los Clientes con un Acuerdo de Medición Neta con la Autoridad recibirán un crédito mensual de la energía producida por su sistema y exportada al sistema eléctrico de la Autoridad, hasta un consumo mensual del cliente en kWh, sujeto a otras limitaciones según detalladas en la Ley 114-2007, según enmendada y los Reglamentos correspondientes. El crédito mensual para clientes con un Acuerdo de Medición Neta será efectivo al comienzo del periodo de facturación luego de la instalación o configuración del contador apropiado. Para cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía consumida por el cliente (*inflow*) y la energía exportada por el sistema del cliente al sistema de la Autoridad (*outflow*).

Cada cliente de Medición Neta deberá pagar por la energía neta suplida por la Autoridad la tarifa completa para su clase, incluyendo la tarifa base, cargo de combustible, cargo de compra de energía, cargo de CELI, cargo SUBA-HH, cargo SUBA-NHH y cargo EE, sujeto a lo siguiente:

1. Cada periodo de facturación, en el cual la energía exportada por el cliente es menor que la energía suplida por la Autoridad, el crédito por la energía exportada debe ser la suma de: el cargo de energía de la tarifa base, cargo de combustible, cargo de compra de energía, cargo SUBA-HH, cargo SUBA-NHH, cargo de CELI y cargo de EE.
2. Si durante un periodo de facturación, la energía exportada por el cliente es igual o mayor que la energía suplida por la Autoridad, el crédito estará limitado por la energía suplida por la Autoridad en ese periodo de facturación. La energía exportada en exceso será acumulada para ser utilizada durante el próximo periodo de facturación.
3. Si sobra cualquier exceso de energía acumulada al final del año fiscal corriente, será acreditado según provisto por ley, y los Reglamentos correspondientes, actualmente según se explica a continuación
 - a. Setenta y cinco por ciento (75%) del exceso de energía acumulada deberá ser comprada por la Autoridad a razón de 10 centavos por kilovatio-hora (¢/kWh) o la cantidad resultante en ¢/kWh, una vez los cargos por combustible y compra de energía sean restados del ¢/kWh total, el que sea mayor; y



- b. El veinticinco por ciento (25%) restante será concedido a la Autoridad para ser distribuido en crédito o reducciones en las facturas de electricidad de escuelas públicas.”

- (3) La Autoridad debe eliminar la sección de “Derecho Adquirido y Sin Derecho Adquirido” de la Cláusula de Crédito de Medición Neta.
- (4) La Autoridad debe modificar el Libro de Tarifas Aprobado para remover las referencias a la “Comisión de Energía de Puerto Rico” y sustituir dicha referencia con el término “Negociado de Energía de Puerto Rico”.
- (5) El término “Reconciliación para el Periodo Anterior” en las cláusulas adicionales CILTA, SUBA-HH, SUBA-NHH y EE, debe ser enmendado para que lea como sigue:

“Reconciliación para el Periodo Anterior

Los fondos recuperados en exceso o que no fueron recuperados durante los primeros diez meses del periodo anual corriente y los últimos dos meses del periodo anual anterior. La Autoridad debe proveer estimados del balance a ser reconciliado para cada presentación anual propuesta del ###.”

Donde ### representa la cláusula adicional correspondiente.⁴⁶

IX. Conclusión.

Por todo lo anterior, el Negociado de Energía **DENIEGA** la Moción de 22 de abril. Más aún, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad aplicar los factores aprobados en la Parte VII de esta Resolución y Orden, como parte de la implementación de la Tarifa Permanente el 1 de mayo de 2019. Estos factores estarán en efecto para el periodo de facturación del 1 de mayo de 2019 al 30 de junio de 2019. Finalmente, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad modificar el Libro de Tarifas Aprobado de acuerdo con las directivas establecidas en la Parte VIII de esta Resolución y Orden. La Autoridad debe presentar un Libro de Tarifas Actualizado reflejando los cambios antes mencionados en o antes de diez (10) días contados a partir de la notificación de esta Resolución y Orden.

Para el beneficio de las partes involucradas, el Negociado de Energía publica esta Resolución y Orden en español e inglés. De surgir alguna discrepancia entre estas dos (2) versiones, las disposiciones de la versión en inglés prevalecerán.

⁴⁶ A manera de ejemplo, la definición de “Reconciliación para el Periodo Anterior” para la cláusula CILTA debe leer “Los fondos recuperados en exceso o que no fueron recuperados durante los primeros diez meses del periodo anual corriente y los últimos dos meses del periodo anual anterior. La Autoridad debe proveer estimados del balance a ser reconciliado para cada presentación anual propuesta de CILTA.”

Notifíquese y publíquese.



(firmada)

Edison Avilés Deliz
Presidente

(firmada)

Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado

(firmada)

Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada

(firmada)

Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 25 de abril de 2019. Certifico además que en esta fecha copia de esta Resolución y Orden fue notificada mediante correo electrónico a: astrid.rodriguez@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com, n-vazquez@prepa.com, n-ayala@prepa.com, c-aquino@prepa.com, j-morales@prepa.com, hriviera@oipc.pr.gov, maribel.cruz@acueductospr.com, pga@caribe.net, jfeliciano@constructorespr.net, nydinmarie.watlington@cemex.com, epenergypr@gmail.com, aconer.pr@gmail.com, glenn.rippie@r3law.com, john.ratnaswamy@r3law.com, michael.guerra@r3law.com, pnieves@vnblegal.com, abogados@fuerteslaw.com, jorgehernandez@escopr.net, ecandelaria@camarapr.net, agraitfe@agraitlawpr.com, francisco.rullan@aae.pr.gov, mgrpcorp@gmail.com, manuelgabrielfernandez@gmail.com, mmuntanerlaw@gmail.com, licenciadamasferrer@gmail.com y wilma.lopez@aae.pr.gov. Certifico además que hoy, 25 de abril de 2019, he procedido con el archivo en autos de esta Resolución y Orden y enviado copia fiel y exacta de la misma a:

Puerto Rico Electric Power Authority

Attn.: Nitza D. Vázquez Rodríguez
Astrid I. Rodríguez Cruz
Jorge R. Ruíz Pabón
Carlos M. Aquino Ramos
PO Box 364267
Correo General
San Juan, PR 00936-4267

Rooney Rippie & Ratnaswamy LLP

E. Glenn Rippie
John P. Ratnaswamy
Michael Guerra
350 W. Hubbard St., Suite 600
Chicago Illinois 60654

Sunnova Energy Corporation

p/c Vidal, Nieves & Bauzá, LLC
Lcdo. Pedro J. Nieves Miranda
P.O. Box 366219
San Juan, PR 00936-6219

Asociación de Industriales de Puerto Rico

p/c Manuel Fernández Mejías
1404 Ave Paz Granela
Suite 2 PMB 246
San Juan PR 00921



**Autoridad de Acueductos y
Alcantarillados de Puerto Rico**
p/c Lcda. Maribel Cruz De León
PO Box 7066
San Juan, Puerto Rico 00916

**Energy & Environmental Consulting
Services Corp.**

Jorge Hernández, PE, CEM, BEP
560 C/ Aldebarán, Urb. Altamira
San Juan, Puerto Rico 00920

**Asociación de Constructores de
Puerto Rico**

p/c Lcdo. José Alberto Feliciano
PO Box 192396
San Juan, Puerto Rico 00919-2396

Centro Unido de Detallistas, Inc.

Lcdo. Héctor Fuertes Romeu
PMB 191 – PO Box 194000
San Juan, Puerto Rico 00919-4000

**Asociación de Consultores y
Contratistas de Energía Renovable de
Puerto Rico**

p/c Edward Previdi
PO Box 16714
San Juan, Puerto Rico 00908-6714

Cámara de Comercio de Puerto Rico

p/c Eunice S. Candelaria De Jesús
PO Box 9024033
San Juan, Puerto Rico 00902-4033

**Oficina Independiente de Protección
al Consumidor**

p/c Lcda. Hannia Rivera Díaz
268 Hato Rey Center, Suite 524
San Juan, Puerto Rico 00918

Asociación de Hospitales de Puerto Rico

p/c Lcda. Marie Carmen Muntaner Rodríguez
470 Ave. Cesar González
San Juan, Puerto Rico 00918-2627

**Instituto de Competitividad y
sostenibilidad Económica de
Puerto Rico**

p/c Lcdo. Fernando E. Agrait
701 Ave. Ponce de León
Edif. Centro de Seguros, Suite 401
San Juan, Puerto Rico 00907

**Asociación de Constructores de
Puerto Rico**

p/c Lcda. Marta Masferrer
2000 Carr. 8177, Ste. 26-246
Guaynabo, P.R. 00966

CEMEX de Puerto Rico, Inc.

Lcda. Nydin M. Watlington
PO Box 364487
San Juan, Puerto Rico 00936-4487

**Oficina Estatal de Política Pública
Energética**

p/c Ing. Francisco Rullán Caparrós
Lcda. Wilma I. López Mora
P.O. Box 413314
San Juan, Puerto Rico 00940

Grupo Windmar

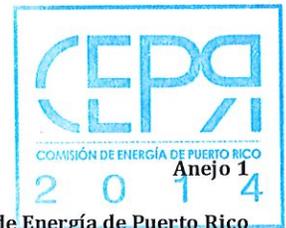
p/c Lcdo. Marc. G. Roumain Prieto
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso
San Juan, Puerto Rico 00909



Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 25 de abril de 2019.

(firmada)

Wanda I. Cordero Morales
Secretaria Interina



Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Ajuste por Compra de Combustible y Compra de Energía
Factor de Subsidio de Combustible
Para los Meses de Mayo 2019 y Junio 2019

Línea Núm.	Ítem	Valor	Referencia
1	Cálculo del Factor de Ajuste por Compra de Combustible para Mayo-Junio 2019		
2			
3	Costo Total Estimado de Combustible para Mayo 2019	\$ 106,434,241.81	a
4	Costo Total Estimado de Combustible para Junio 2019	\$ 112,878,957.57	b
5			
6	Estimado de ventas de kWh al detal para Mayo 2019	1,316,432,824	c
7	Estimado de ventas de kWh al detal para Junio 2019	1,315,659,478	d
8			
9	Costo Total Estimado de Combustible para Mayo-Junio 2019	\$ 219,313,199.38	L3+L4
10	Reconciliación del Periodo Anterior	\$ -	e
11	Estimado de ventas aplicable de kWh al detal	2,632,092,302	L6+L7
12			
13	Ajuste por Compra de Combustible para Mayo-Junio 2019 (\$/kWh)	0.083323	(L9+L10)/L11
14			
15	Cálculo del Factor de Ajuste por Compra de Energía para Mayo-Junio 2019		
16			
17	Costo Total Estimado de Compra de Energía para Mayo 2019	\$ 61,311,429.07	f
18	Costo Total Estimado de Compra de Energía para Junio 2019	\$ 61,742,875.63	g
19			
20	Costo Total Estimado de Compra de Energía para Mayo-Junio 2019	\$ 123,054,304.70	L17+L18
21	Reconciliación del Periodo Anterior	\$ -	h
22	Estimado de ventas aplicable de kWh al detal	2,632,092,302	L11
23			
24	Ajuste por Compra de Energía para Mayo-Junio 2019 (\$/kWh)	0.046752	(L20+L21)/L22
25			
26	Factor de Subsidio de Combustible		
27			
28	Total Estimado de Barriles de Combustible	1,656,792	i
29	Estimado de ventas aplicable de kWh al detal	2,632,092,302	L11
30			
31	Factor de Subsidio de Combustible para \$30/barril (\$/kWh)	0.018884	(30*L28+L21)/L29
32			
33	Referencias		
34			
35	a. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 4		
36	b. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 5		
37	c. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 16		
38	d. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 17		
39	e. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 21		
40	f. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 2", Línea 4		
41	g. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 2", Línea 5		
42	h. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 2", Línea 14		
43	i. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 27		

Negociado de Energía de Puerto Rico
Factores de Ajuste para CELI, SUBA-HH y SUBA-NHH
Para los Meses de Mayo 2019 y Junio 2019

Línea Núm.	Ítem	Valor	Referencia
1	Cálculo del Factor de Ajuste de CELI para Mayo-Junio 2019		
2			
3	Costo Total Estimado de CELI para Mayo 2019	\$ 6,918,024.86	a
4	Costo Total Estimado de CELI para Junio 2019	\$ 7,232,039.00	b
5			
6	Estimado de ventas de kWh al detal para Mayo 2019	1,316,432,824	c
7	Estimado de ventas de kWh al detal para Junio 2019	1,315,659,478	d
8			
9	Costo Total Estimado de CELI para Mayo-Junio 2019	\$ 14,150,063.87	L3+L4
10	Reconciliación del Periodo Anterior	\$ -	e
11	Estimado de ventas aplicable de kWh al detal	2,632,092,302	L6+L7
12			
13	Ajuste de CELI para Mayo-Junio 2019 (\$/kWh)	0.005376	(L9+L10)/L11
14			
15	Cálculo del Factor de Ajuste de SUBA-HH para Mayo-Junio 2019		
16			
17	Costo Total Estimado de SUBA-HH para Mayo-Junio 2019	\$ 34,918,366.94	f
18	Reconciliación del Periodo Anterior	\$ -	g
19	Estimado de ventas aplicable de kWh al detal	2,632,092,302	L11
20			
21	Ajuste de SUBA-HH para Mayo-Junio 2019 (\$/kWh)	0.013266	(L17+L18)/L19
22			
23	Cálculo del Factor de Ajuste de SUBA-NHH para Mayo-Junio 2019		
24			
25	Costo Total Estimado de SUBA-NHH para Mayo-Junio 2019	\$ 1,961,618.23	h
26	Reconciliación del Periodo Anterior	\$ -	i
27	Estimado de ventas aplicable de kWh al detal	2,632,092,302	L11
28			
29	Ajuste de SUBA-NHH para Mayo-Junio 2019 (\$/kWh)	0.000745	(L25+L26)/L27
30			
31	Referencias		
32			
33	a. Subsidios_2019_(Modificado).xlsx, April 17, 2019, Tab "Resumen", C18		
34	b. Subsidios_2019_(Modificado).xlsx, April 17, 2019, Tab "Resumen", D18		
35	c. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 16		
36	d. Factores_Ajuste_2019_Mayo_Filing_20190415_(Modificado).xlsx, Tab "Attachment 1", Línea 17		
37	e. Parte I de esta Resolución y Orden		
38	f. Subsidios_2019_(Modificado).xlsx, April 17, 2019, Tab "Resumen", E22		
39	g. Parte I de esta Resolución y Orden		
40	h. Subsidios_2019_(Modificado).xlsx, April 17, 2019, Tab "Resumen", E23		
41	i. Parte I de esta Resolución y Orden		